

SCHLUSSBERICHT DER TU DRESDEN INSTITUT FÜR B AUKONSTRUKTION SOLARVALLEY PV FACE

Datum: 16.12.13

Förderkennzeichen: 03SF0406E

Auftraggeber: Spitzencluster Solarvalley: Photovoltaik-Integration in Fassaden (PV Face)

Projektlaufzeit: 01.01.2010 bis 31.12.2013

Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. Bernhard Weller

Bearbeiter: Stefanie Flohr und Jakob Fankhänel

GEFÖRDERT VOM



**Bundesministerium
für Bildung
und Forschung**

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	4
2	Rahmenbedingungen	5
2.1	Motivation und Voraussetzungen	5
2.2	Aufgabenstellung	6
2.3	Planung und Ablauf	7
2.4	Stand der Wissenschaft und Technik	9
2.5	Zusammenarbeit	10
3	Grundlagen	17
3.1	Fassadenkonstruktion	17
3.2	Photovoltaik	19
3.2.1	Energiequelle Sonne	19
3.2.2	Energiegewinnung durch Photovoltaik	20
3.3	Messkette	22
3.3.1	Sensorik	23
3.3.2	Messsignalerfassung	24
4	AP 1.1 Marktrecherche	26
5	AP 1.3/1.4 Anforderungen und Lastenheft	27
6	AP 4.2 Bauteilversuche - Zugprüfung des Hartglaslamminat-OPV-Trägers	30
7	AP 4.4 Freibewitterungsprüfstand	32
7.1	Zielstellung des PV-Monitorings	32
7.2	Testgebäude	32
7.2.1	Statisch tragende Unterkonstruktion	32
7.2.2	Standort	33
7.2.3	Objektbeschreibung	34
7.2.4	PV-Fassaden	35
7.2.5	PV-System	42
7.3	Messkonzept	45
7.3.1	Messaufgabe	45
7.3.2	Messsignalverarbeitung	62
7.3.3	Datenverarbeitung	66

7.3.4	Messunsicherheit.....	67
7.4	Plausibilitätsprüfung	69
7.4.1	Einstrahlung und Strangleistungen	69
7.4.2	Windrichtung.....	72
7.4.3	Luftfeuchtigkeit	72
7.4.4	Temperaturen.....	73
7.5	Systematisierung und Filterung der Messdaten	74
7.5.1	Einstrahlung	75
7.5.2	Temperatur.....	77
7.5.3	Leistung	83
7.6	Vergleichende Bewertung.....	85
7.6.1	Vergleich der PV-Fassadenkonstruktionen am Teststand	85
7.6.2	Vertiefende Gegenüberstellung der PV-Fassadenkonstruktionen.....	90
7.7	Schlussfolgerung.....	100
8	AP 5 Bewertung und Verbreitung.....	102
8.1	Architektonische Bewertung.....	102
8.2	Bewertung der Nachhaltigkeit von PV-Fassaden	104
8.2.1	Einführung und Begriffsklärung.....	104
8.2.2	Bestehende Ökobilanzen	107
8.2.3	Schlussfolgerungen.....	114
8.3	Verbreitung und Veröffentlichungen	116
9	Nachweise.....	118
9.1	Zahlenmäßige Nachweise	118
9.2	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	118
9.3	Voraussichtlicher Nutzen.....	119
9.4	Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	119
10	Anhang.....	120
11	Formelzeichen.....	126
12	Abkürzungsverzeichnis	127
13	Quellenverzeichnis.....	129

1 KURZFASSUNG

Die Doppelnutzung von PV-Modulen als Stromerzeuger und als Ersatz für Baumaterialien spart Ressourcen und Kosten. Bisher gibt es für die Nutzung fassadenintegrierter Photovoltaik im Bauwesen kaum Systemlösungen. Eine breite Anwendung ist nicht möglich.

Ziel des Forschungsprojekts PV Face ist es, baurechtlich zulassungsfähige Systemlösungen für Solarfassaden sowie praxiserprobte und effiziente Herstellungsmöglichkeiten für eine breite Marktanwendung zu entwickeln. In diesem Projekt gilt es außerdem, Anwendungspotenzial, Kosten, Nutzen und gestalterische Vielfalt einer PV-Integration für Architekten, Bauherren und Projektentwickler attraktiv zu gestalten. Gebäudeintegrierte PV soll dadurch nicht nur als technische Anlage sondern auch als Gestaltungsmittel an Bedeutung gewinnen. Aufgaben des Instituts für Baukonstruktion der TU Dresden sind im Wesentlichen die wissenschaftliche Begleitung und Unterstützung der Industriepartner. Während der Entwicklungsphase wurden die entwickelten Fassadenprototypen der Industriepartner zudem zur praktischen Untersuchung an einen dafür vorgesehenen Freibewitterungsteststand auf dem Campus der TU Dresden montiert. Die Solarfassaden können somit unter realen Bedingungen hinsichtlich ihrer Gebrauchstauglichkeit und Widerstandsfähigkeit überprüft werden.

Anfangs wurde zur Marktanalyse sowie zur Definition der Anforderungen an BIPV-Fassaden recherchiert. Die Fassadenelemente wurden anschließend durch die Projektpartner entwickelt und die PV-Prototypen unter realen Umweltbedingungen am eigens dafür errichteten Freibewitterungsteststand auf dem Campus der TU Dresden untersucht. Zeitgleich wurden die BIPV-Prototypen auf Fachmessen der Photovoltaik- und Baubranche vorgestellt. Durch die Präsentationen konnte bei Architekten, Bauherren und Herstellern ein reges Interesse für die fassadenintegrierte Photovoltaik geweckt werden. Zur Durchführung von Messungen an den unterschiedlichen PV-Fassadenelementen wurde der Prüfstand mit einer Wetterstation und verschiedenen Sensoren ausgestattet. Mittels einer Messdatenerfassungseinheit können auch die Daten der Langzeitmessungen erhoben werden. Erste Messergebnisse zeigen, dass sich trotz geringer Temperaturunterschiede zwischen den zwei untersuchten PV-Fassaden Airtec Photovoltaic Glass und Airtec Photovoltaic Glassic von DAW keine signifikanten Unterschiede in der Leistungsausbeute festgestellt werden können.

Um weitere Aussagen treffen zu können, werden die Langzeitmessungen nach Projektende fortgeführt. Die aufgenommenen Messdaten bilden die Grundlage für die weitere Entwicklung der PV-Fassadenprototypen und bieten den Industriepartnern die Möglichkeit, die gewonnenen Erfahrungen für weitere Produkte zu nutzen. Die neuen Erkenntnisse des Forschungsprojekts können außerdem für verschiedene Lehrveranstaltungen verwendet werden.

2 RAHMENBEDINGUNGEN

2.1 MOTIVATION UND VORAUSSETZUNGEN

Der Weltprimärenergiebedarf nimmt stetig zu und wird momentan größtenteils durch fossile Energiereserven gedeckt. Diese Reserven sind zeitlich stark begrenzt. Zudem sind negative Auswirkungen auf die Umwelt, das Klima und den Menschen durch die Verbrennung der fossilen Brennstoffe zu beobachten. Eine vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (kurz DLR) angefertigte Studie zeigt ein Szenario zur Eingrenzung dieser Probleme mithilfe erneuerbarer Energien: Es sind ausreichend große erneuerbare Ressourcen aus Solarstrahlung, Erdwärme und Planetenenergie für die gesamte Stromerzeugung vorhanden. Gelänge es, lediglich einen Bruchteil (nur 1/2400, wie Abbildung 2-1 dargestellt) der Solarstrahlung effektiv zu nutzen, so könnte der weltweite Gesamtenergiebedarf allein durch Sonnenenergie gedeckt werden:

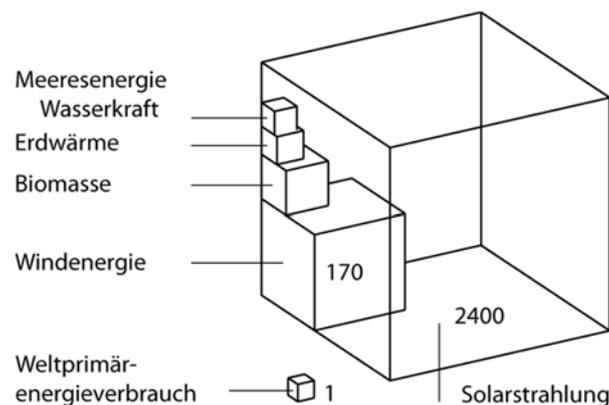


Abbildung 2-1: Verhältnis zwischen dem „Überangebot“ an Solarstrahlung und dem benötigten Weltenergiebedarf (Datengrundlage: Schätzungen aus dem Jahr 2008 von der Agentur für Erneuerbare Energien) (Weller 2009 S. 7)

Die Prognose des DLR geht davon aus, dass bereits im Jahr 2050 die erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 80 % den Energiebedarf in Europa decken und eine Reduktion von Treibhausgasen auf 25 % des heutigen Ausstoßes bewirken können (DLR 2012). Voraussetzung ist die Veränderung des Energiesektors hin zu verschiedenartigen erneuerbaren Energielösungen.

Vor dem Hintergrund des Bedarfs an „sauberer Energie“, einer bezahlbaren Energieversorgung sowie des Klima- und Umweltschutzes steigt das Interesse an energieerzeugenden Gebäudehüllen. In einer noch jungen Entwicklung mit einem großen energetischen und ästhetischen Potenzial wird die Integration der Photovoltaik in das Gebäude für eine noch effektivere Solarstrahlungsausnutzung diskutiert. Die Einbindung der emissionsfreien Photovoltaik stellt ein zukunftsfähiges System zur erneuerbaren

Energieerzeugung dar. Vor allem in Städten kann aufgrund der vielen Gebäudeflächen die Sonnenenergie verbrauchernah in elektrische Energie umgewandelt werden. Die Doppelnutzung von PV-Modulen als Stromerzeuger und Ersatz für Baumaterialien spart Ressourcen. Vor allem große und hohe Fassadenflächen an Fabrik- und Logistikhallen sowie Park- und Bürohäusern eignen sich für die photovoltaische Stromerzeugung.

Bisher gibt es nur Einzellösungen und wenige Systemlösungen der fassadenintegrierten Photovoltaik für die Nutzung im Bauwesen. Eine breite Anwendung ist nicht möglich, weil zum jetzigen Zeitpunkt keine bauaufsichtlich zugelassenen Produkte existieren.

Am Institut für Baukonstruktion der TU Dresden beschäftigen sich Ingenieure aus diversen Fachgebieten seit vielen Jahren interdisziplinär mit der Integration von Photovoltaik. Unter anderem unterhält dieses Forschungsinstitut das Friedrich-Siemens-Laboratorium mit einem Versuchslabor für adhäsive Verbindungen im Glasbau und einer vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) akkreditierten Prüf- und Überwachungsstelle (SAC23). In der Versuchshalle des Laboratoriums können Bauteilversuche für Zulassungs- und Zustimmungsverfahren durchgeführt werden, beispielsweise zum Nachweis der Resttragfähigkeit von PV-Fassaden. Die Forschung am Institut für Baukonstruktion basiert zum größten Teil auf Verbundvorhaben im Bereich der angewandten Forschung. Es engagiert sich in diversen Projekten auch im Bereich gebäudeintegrierter Photovoltaik. Außerdem beteiligt es sich im Verbundvorhaben „BIPV Gebäude- und elektrische Systemintegration“ innerhalb des Spitzencluster Solarvalley Mitteldeutschland.

2.2 AUFGABENSTELLUNG

Erklärtes Ziel des Forschungsprojekts Photovoltaik-Integration in Fassaden (kurz PV Face) ist es, baurechtlich zulassungsfähige Systemlösungen für Solar-Fassaden sowie praxiserprobte und effiziente Herstellungsmöglichkeiten für eine breite Marktanwendung zu entwickeln. Durch das Projekt des Spitzenclusters Solarvalley Mitteldeutschland können funktionsfähige PV-Fassadenkonstruktionen zur Serienreife entwickeln werden. In diesem Projekt gilt es außerdem Anwendungspotenzial, Kosten, Nutzen und gestalterische Vielfalt einer PV-Integration für Architekten, Bauherren und Projektentwickler attraktiv zu gestalten (Solarvalley 2011), (Fankhänel 2012).

Für die Marktanwendung der PV-Fassadenkonstruktionen benötigen die Industriepartner eine bauaufsichtliche Zulassung (Solarvalley 2011). Diese wird vom Deutschen Institut für Bautechnik nach Antragstellung und zweifelsfreien Untersuchungen verliehen (Baunetz Wissen 2012). Eine Überprüfung unter natürlichen Verhältnissen ist für die Einschätzung der Lebensdauer, Gebrauchstauglichkeit und Widerstandsfähigkeit der Solarprototypen unabdingbar. Es ist schwierig, alle Umweltbedingungen und die Kombination der Bedingungen realistisch im Labor zu simulieren. Für den Freibewitterungstest soll ein umgebauter Raumcontainer verwendet werden. Am Teststand können die unterschiedlichen Prototypen montiert und unter realen Umwelteinflüssen getestet werden. Die

unterschiedlichen PV-Fassadenkonstruktionen der Industriepartner sollen mittels Messtechnik nach baukonstruktiven, bauphysikalischen und ertragsrelevanten Kriterien von Fassadenkonstruktionen überprüft werden (Fankhänel 2012).

Das Institut für Baukonstruktion der TU Dresden definiert seine Aufgabe durch seine Rolle im Projektkonsortium: Aufgaben des Instituts sind im Wesentlichen die wissenschaftliche Begleitung und Unterstützung der Industriepartner. Während der Entwicklungsphase sollen zudem die entwickelten Fassadenprototypen der Industriepartner zur praktischen Untersuchung an einen dafür vorgesehenen Freibewitterungsteststand auf dem Campus der TU Dresden montiert werden. Die Solarfassaden können somit unter realen Bedingungen hinsichtlich ihrer Gebrauchstauglichkeit und Widerstandsfähigkeit überprüft werden.

2.3 PLANUNG UND ABLAUF

Das Gesamtvorhaben gliedert sich in vier Arbeitspakete und erstreckt sich über eine Laufzeit von 48 Monaten. Das Projekt begann am 01.01.2010 und endete am 31.12.2013. Die Arbeitsplanung und der Projektablauf richten sich nach der Gesamtvorhabensbeschreibung sowie den einzelnen Absprachen des Projektkonsortiums. Die ursprüngliche Planung sieht wie folgt aus:

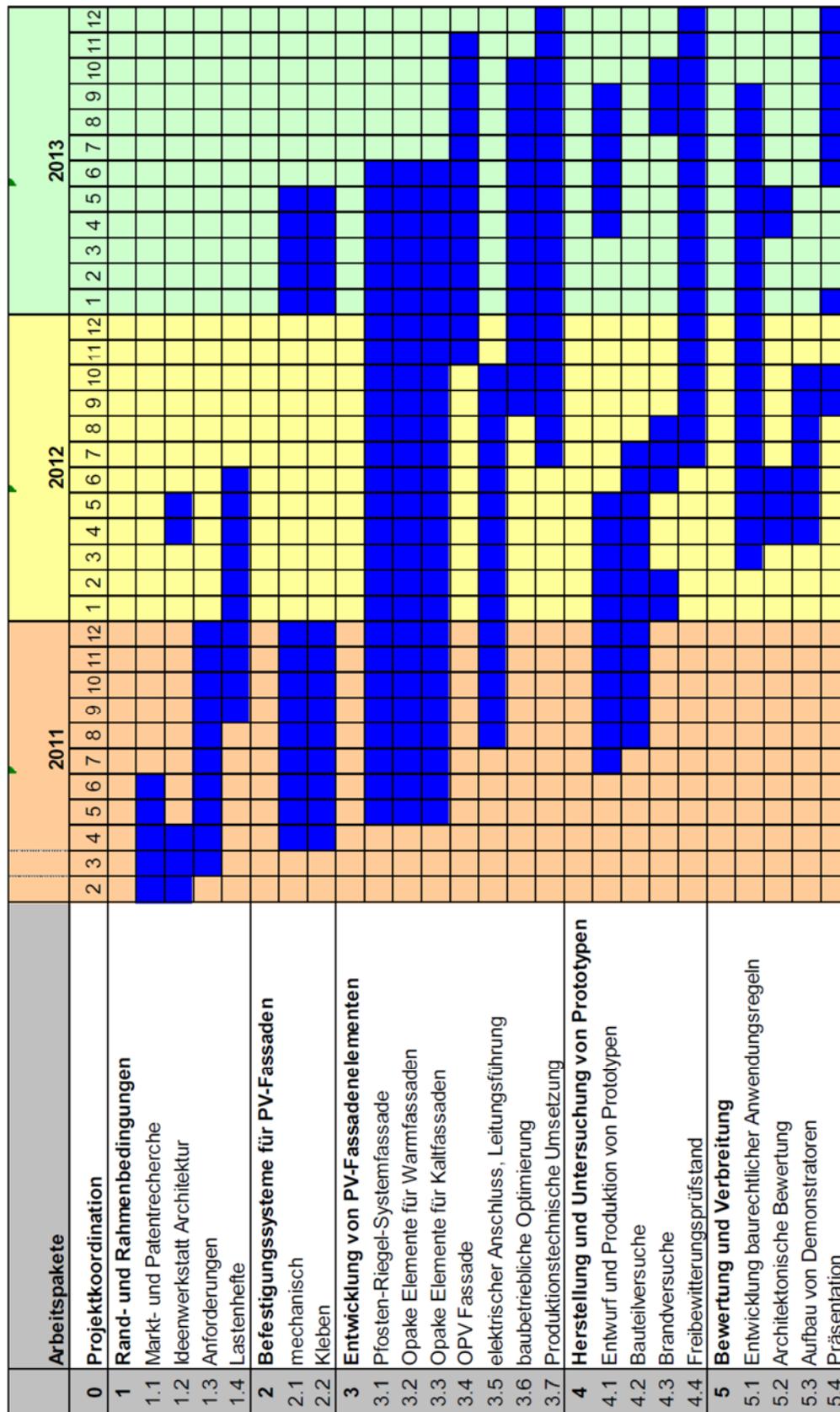


Abbildung 2-2: Grantt-Plan (Gesamtvorhabensbeschreibung 2012)

Die Abweichungen vom genannten Plan sind in den Zwischenberichten dokumentiert. Die Abweichungen zwischen dem ursprünglichen Plan und der Umsetzung waren bis zum Projektende zu keinem Zeitpunkt durch Verzögerungen des Instituts für Baukonstruktion der TU Dresden bedingt. Die Abweichungen wurden durch Änderungen im Gesamtprojekt, beispielsweise durch eine Verzögerung im Entwicklungsstand, und äußere Umständen, wie den Ausstieg von Q-Cells und Glaswerke Arnold, verursacht.

2.4 STAND DER WISSENSCHAFT UND TECHNIK

Die gebäudeintegrierte Photovoltaik findet man in der Architektur nur selten. Die vorhandenen Einzellösungen sind mit einem hohem Planungsaufwand sowie hohen Investitionskosten verbunden, weil geeignete Universallösungen fehlen. Auch sind sich die Architekten und Bauherrn der vielfältigen Möglichkeiten eines PV-Einsatzes im Gebäude nicht immer bewusst. Die Entwicklung in der Photovoltaik-Branche fokussiert möglichst kostengünstige und effiziente PV-Module. Die speziellen Anforderungen einer Fassadenintegration, beispielsweise verschiedene Abmessungen liefern zu können, gestalterische Gesichtspunkte zu beachten und spezielle mechanische und thermische Herausforderungen zu meistern, finden in der Branche nur wenig Gehör. Der Zukunftsmarkt von PV-Integration wird als schwierig eingeschätzt. Für die Entwicklung des Marktes braucht es einige Entwicklungsanstrengungen.

Auch sind einige Aktivitäten in der Forschung zu nennen, in denen das Institut für Baukonstruktion der TU Dresden mitgewirkt hat:

- Forschungs- und Demonstrationsprojekt PVACCEPT - acceptance and dissemination of solar energy conversion by photovoltaic (PV) systems, 2001-2004, EU - 5. Forschungsrahmenprogramm
- Photovoltaic Power System Programme (PVPS) der Internationalen Energieagentur (IEA): Task 7: PV im Gebäudebereich (letzte Aktivitäten in 2002), IEA-PVPS Task 10: PV im urbanen Bereich, Task 41: Solarenergie und Architektur
- Forschungsprojekt BIPV-CIS: Improved Building Integration of PV by Using Thin Film Modules in CIS Technology, 2004-2007, EU - 6. Forschungsrahmenprogramm
- Forschungsprojekt PERFORMANCE, sub-project 6 (PV as a building product), 2006-2009, EU - 6. Forschungsrahmenprogramm
- Forschungsprojekt PV SUNRISE - Overcoming existing barriers, 2007-2009, EU - 6. Forschungsrahmenprogramm
- Forschungsprojekt PV-VH-Fassaden (Photovoltaik-Dünnschichttechnologie für Kompositpaneele in vorgehängten hinterlüfteten Fassaden, 2007-2008, BMVBS
- Forschungsprojekt BIPV – Gebäude- und elektrische Systemintegration, 2010-2013, BMBF

Folgende Fachliteratur zur gebäudeintegrierten Photovoltaik wurde verwendet:

- Haselhuhn, R.; Hemmerle, C.; Hartmann, U.; Zehner, M.; Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (Hrsg.): Photovoltaische Anlagen. Leitfaden für Elektriker, Dachdecker, Fachplaner, Architekten und Bauherren; Nachdruck 3. Auflage. Frankfurt am Main 2008
- Weller, B.; Hemmerle, C.; Jakubetz, S.; Unnewehr, S.: DETAIL Praxis Photovoltaik. Technik, Gestaltung, Konstruktion. München 2009.

Für die Auslegung des installierten Messsystems im Freibewitterungsteststand wurde außerdem folgende Fachliteratur verwendet:

- Hoffmann, J.: Taschenbuch der Messtechnik, 6. Auflage: Carl Hanser Verlag, Osnabrück, 2007, Hoffmann 2007.
- Weichert, N.; Wülker, M.: Messtechnik und Messdatenerfassung, 1. Auflage: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Offenburg, 2000, Weichert 2000.
- Patzelt, R.: Elektrische Messtechnik, 2. Auflage: Springer Verlag, Wien, 1996, Patzelt 1996.

2.5 ZUSAMMENARBEIT

Das Projekt wurde von sieben Projektpartnern durchgeführt und wurde von insgesamt sieben Projekttreffen und mehreren Arbeitstreffen begleitet. Des Weiteren gab es einen Wissensaustausch innerhalb des Verbundclusters bei regelmäßig stattfindenden Statusworkshops.

Das Projektkonsortium besteht aus Forschungs- und Industriepartnern.

Zu den Forschungspartnern gehören:

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
- Institut für Baukonstruktion der TU Dresden

Die Industriepartner sind im Folgenden genannt:

Projektpartner aus der Industrie	Fassadenkonstruktion
Deutsche Amphibolin-Werke von Robert Murjahn Stiftung	vorgehängte hinterlüftete Fassade mit integrierten Dünnschichtzellen
Glaswerke Arnold	semitransparente Pfosten-Riegel-Fassade mit integrierten Dünnschichtzellen
P-D Aircraft Interior	wandbildendes Sandwichelement mit integrierten Dünnschichtzellen
SunStrom	selbsttragendes PV-Fassadensystem mit integrierten kristallinen Zellen

Tabelle 2-1: Industriepartner des Forschungsprojekts PV-Face mit den unterschiedlichen PV-Fassadenkonstruktionen (auf Grundlage von (Solarvalley 2011) und (Flohr 2012))

Im Folgenden sind die einzelnen Projektpartner und ihre PV-Fassadenelemente vorgestellt:

Deutsche Amphibolin-Werke (DAW) – Vorgehängte hinterlüftete Fassade

Die Deutschen Amphibolin-Werke (DAW) wurden bereits 1957 gegründet und sind heute – besonders mit der Marke Alsecco – führender Systemhersteller für Fassadendämmsysteme und vorgehängte hinterlüftete Fassadensysteme. Alsecco beschäftigt heute ca. 350 Mitarbeiter und realisiert einen Umsatz von ca. 100 Millionen Euro.

Projektrelevante Erfahrungen von Alsecco folgen aus der erfolgreichen Realisierung eines bauaufsichtlich zugelassenen Fassadenelements mit Glas (Lithodecor Airtec Glass).

Im Rahmen der laufenden Kooperation PV Face werden zwei Lithodecor Airtec Photovoltaik-Systeme entwickelt: Airtec Photovoltaic Glass und Airtec Photovoltaic Glassic. Mit integrierten rahmenlosen Photovoltaikmodulen erfüllen beide Systeme durch ihre individuellen Formate bis max. 1250 mm x 2400 mm und Farben nach RAL nicht nur höchste Anforderungen an die Ästhetik der modernen Gebäudehülle, sondern auch die wachsenden Ansprüche an Energieeffizienz und Nachhaltigkeit.

Bei Airtec Photovoltaic Glass werden Dünnschichtmodule der CIS-Technologie vollflächig und rahmenlos auf einen Leichtbetonträger mit 15,5 mm Dicke geklebt. Über keramische Haltepunkte und Agraffen können selbst großformatige Fassadenplatten unsichtbar und mit geringen Fugenbreiten an der Unterkonstruktion befestigt werden. Die Unterkonstruktion aus DIN-gerechten Standard-Alu-Profilen ermöglicht die Verwendung unterschiedlicher Dämmstoffstärken, gemäß den bauphysikalischen Anforderungen. Der Luftraum nimmt die elektrischen Leitungen auf. Die elektrotechnische Funktionalität unter Dauerbelastung wird

gewährleistet. Die Gesamtkonstruktion ist selbstverständlich extrem witterungs- und frostbeständig.

Die Möglichkeit geschosshoher Verbundplatten bietet mit Stein- und Glasoberflächen bis 4,7 m² ohne sichtbare Halterung (Airtec Stone bzw. Airtec Glass System) Architekten und Planern nicht nur im Neubau, sondern vor allem bei Fassadensanierungen großartige Gestaltungsmöglichkeiten.

Die Verwendung der rahmenlosen Module hat zahlreiche Vorteile:

- Schallschutz bis zu 12 dB (Halbierung des hörbaren Schalls)
- Ausgleich von Unebenheiten der Außenwand.
- Fassadengestaltung unabhängig vom Rohbau
- Kurze Bauzeiten durch standardisierte Montagesysteme
- Schnelle und dauerhafte Trocknung von durchfeuchtetem Mauerwerk

Beim Airtec Photovoltaic Glassic werden die Photovoltaik-Module durch filigrane Klammern sichtbar an der Unterkonstruktion befestigt. Diese Befestigungsversion bietet eine kostengünstige Variante durch die Verwendung standardisierter PV-Module. Eine mit Photovoltaikmodulen energetische Ertüchtigung bereits gebauter Airtec Glassic-Fassaden wird so in der gleichen ansprechenden Optik möglich.

Glaswerke Arnold – Pfosten-Riegel-Fassade mit semitransparenter Verglasung

Die Arnold Glas Unternehmensgruppe ist ein Glasveredler mit über 50-jähriger Erfahrung in der Produktion von Isoliergläsern verschiedenster Funktion und Sicherheitsgläsern für Hoch-, Innen- und Maschinenbau, sowie in Verkehrstechnik und Glaskunst. An verschiedenen Standorten in Deutschland sind ca. 1100 Mitarbeiter für Arnold Glas tätig.

Mit ihrem System Voltarlux haben sich die Glaswerke Arnold bereits erfolgreich auf dem Markt der Solarstromverglasung etabliert. Voltarlux Solarstrom-Module sind transparente oder opake Fassadenelemente aus ASI Dünnschichtmodul-Laminaten mit Mehrfachnutzen. Sie werden als Isolier- oder Paneel-Glasflächen in übliche Konstruktionen (vorgehängte Kaltfassade, Isolierglasfassade bzw. Überkopfverglasung) eingesetzt.

Die beeindruckendste Referenz für die Kompetenz in gebäudeintegrierter Photovoltaik ist die S-Bahn-Station Stillwell in New York. 2005 von Glaswerke Arnold mit einer Überkopfverglasung mit integrierten Dünnschichtmodulen umgestaltet, hat der Bahnhof das größte mit Solarmodulen ausgestattete Dach der Welt.

Der gestalterische Anspruch, technische Perfektion und ökologisches Denken standen im Mittelpunkt der Entwicklung einer semitransparenten Pfosten-Riegel-Fassade mit integrierten Photovoltaik-Elementen. Die ästhetischen Betrachtungen beschäftigten sich schwerpunktmäßig mit der optimierten Optik der Isolierglaseinheit mit teiltransparenter

Dünnschichtphotovoltaik. Ein in Zusammenarbeit mit Augenmedizinern entwickeltes Muster suggeriert dem Betrachter eine Transparenz der Verglasung mit Dünnschichtphotovoltaik.

Die Pfosten-Riegel-Fassade wurde für die Verwendung verschiedener Scheibenaufbauten sowie die verdeckte Aufnahme der Verkabelung in Pfosten und Riegeln optimiert. Sowohl auf eine einfache Kabelverlegung und die Vermeidung von Schäden in der Bauphase als auch auf die spätere Zugänglichkeit der Technik wurde Wert gelegt. Schäden durch Feuchtigkeit werden durch neu entwickelte universelle Dichtungselemente im Glasfalzbereich beim Übergang zum Kabelkanal verhindert. Ebenso sollte die Junction Box, die Verbindung zwischen Photovoltaikmodul und Anschlusskabel, elektrisch verbessert und optisch so ansprechend wie möglich gestaltet werden.

Besonders für repräsentative Bereiche von Verwaltungsgebäuden ist die Pfosten-Riegel-Fassade mit semitransparenter Photovoltaik geeignet. Die PV-Isolierglasfassade kann die dahinterliegenden Räume bedarfsgerecht verschatten sowie belichten und schafft ohne großen planerischen Mehraufwand eine zeitgemäße Gebäudehülle.

Nach einer Umstrukturierung des Unternehmens wurde intern die strategische Entscheidung getroffen, Ende 2012 aus dem Forschungsprojekt auszusteigen.

P-D Aircraft Interior

Die Firmengruppe Preiss-Daimler ist weltweit tätig und gliedert sich in die Unternehmensbereiche Refractories, Glass Fibre und Services. Die Sparte Glass Fibre stellt aus dem Rohstoff Glasfaser über die daraus gefertigten Flächengebilde (Gewebe, Gelege, Matten) hinaus auch eine Vielzahl von glasfaserverstärkten Schichtstoffen her und gehört auf diesem Gebiet zu den führenden Unternehmen in Europa.

Die P-D Aircraft Interior GmbH ist eine selbstständige Tochter der P-D Group mit Sitz in Bitterfeld-Wolfen. Hier können mit 37 Mitarbeiter bis zu 1.600 t Hartglaslaminat pro Jahr hergestellt werden. Die Laminare entsprechen in ihrer Qualität der DIN EN 60893/ IEC 893, Qualität EP GC 202 und erfüllen somit die für die Solarindustrie notwendigen Parameter. Mehrere innovative Entwicklungen, auch auf dem Gebiet der organischen PV, werden mit großem Engagement verfolgt. Die wichtigste Errungenschaft ist dabei die Herstellung von Laminaten für Sandwichaufbauten verschiedener Anwendungen (Gesamtvorhabensbeschreibung 2012).

SunStrom bzw. MR SunStrom - Stahlseilgebundenes vorgehängtes System als Kaltfassade

Die Dresdener SunStrom GmbH war spezialisiert auf die Planung und Realisierung von Photovoltaikfrei- und -gebäudeanlagen. Sie verfügte über Erfahrung aus 2500 Projekten im In- und Ausland. Besonders individuelle Lösungen entstanden dabei bei 20 Anlagen mit Fassadenintegration. SunStrom forschte besonders zu Systemlösungen für Montagesysteme, Ertragsoptimierung, Anlagenüberwachung und Betriebsführung.



Abbildung 2-3: Vorzeigeprojekte des Unternehmens SunStrom im Bereich PV-Fassaden (StatusWorkshop PV Face)

Im Projekt PV Face wollte die SunStrom GmbH zusammen mit einer Fachfirma für stahlseilgebundene Absicherungen ein stahlseilgebundenes vorgehängtes System als Kaltfassade entwickeln.

Hohe Sicherheitsansprüche sowie die Modularität und Austauschbarkeit der PV-Elemente bildeten die Eckpfeiler der Entwicklungsarbeit. Die Befestigung der Elemente sollte über erdverankerte stark verspannte Stahlseile realisiert werden. Hauptanwendung hätte das System beim Bauen im Bestand gefunden. Die Hauptherausforderung bildete hier die Tatsache, dass Gebäude im Bestand (Lagerhallen, Bürogebäude) keine statischen Reserven aufweisen: Das System muss statisch selbsttragend sein. Im Projekt inbegriffen war außerdem – in Zusammenarbeit mit dem Modulhersteller SOLARWATT – die Optimierung der Solarmodule für den angestrebten Einsatz. Die ökonomische Bewertung sollte von Projektpartner Q-Cells übernommen werden.

Die Forschungsarbeiten zum System ergaben keine ökonomisch sinnvolle Lösung. Die seilgebundene Lösung für starre Module ist auf Grund ihrer Steifigkeit extrem kostenintensiv.

Die Firma SunStrom GmbH meldete zum 27.07.2012 Insolvenz an. Da für die Insolvenzmonate keine Förderung möglich war, wurde das Projekt vom 01.07.2012 bis zum 14.10.2012 von der SunStrom GmbH auf eigene Kosten weiter betrieben. Die Firma wurde abgewickelt und ist daher aus dem Verbundprojekt ausgeschieden.

Die MR SunStrom GmbH war seit dem 01.11.2012 neues Mitglied im Verbundprojekt. Sie ist kein direkter Rechtsnachfolger der SunStrom GmbH, übernahm jedoch im gegenseitigen Einverständnis das Wissen und die für das Verbundprojekt maßgeblichen Mitarbeiter, so dass auf der Grundlage eines neuen Kooperationsvertrags das Gesamtprojekt im Wesentlichen uneingeschränkt fortgesetzt werden konnte.

Eine Änderung ergab sich in der Zielstellung der MR SunStrom GmbH gegenüber der SunStrom GmbH aus der Tatsache, dass die Kooperation mit der Solarwatt AG (ehemals Konzernmutter der SunStrom GmbH) durch eine Kooperation mit der Heliatek GmbH (Hersteller von organischer Photovoltaik) ersetzt wurde. Erkenntnisse der SunStrom GmbH im Laufe des Projekts haben gezeigt, dass dies auch unter technologischen Gesichtspunkten sinnvoll ist: Eine Fassade mit den von der Heliatek GmbH entwickelten flexiblen organischen Solarfolien erscheint technologisch (wesentlich geringeres Gewicht) und wirtschaftlich (großes Kostensenkungspotenzial) zielführender als ein System mit den von der Solarwatt AG hergestellten starren Modulen.

Die Firma MR SunStrom möchte mit dem Projektpartner P-D Aircraft Interior und den externen Partnern Heliatek und IAB Weimar eine stahlseilgebundene OPV-Fassade (vorgehängte Fassade mit flexiblen, organischen Photovoltaik-Elementen) entwickeln. Mit den Elementen aus organischer Photovoltaik soll eine neuartige Technologie getestet werden, für die in Deutschland ein großes Entwicklungspotenzial vorausgesagt wird. Die Anlage soll zum einen hohen Sicherheitsansprüchen genügen und bauaufsichtlich zugelassen sein. Zum anderen soll die Austauschbarkeit der PV-Elemente so einfach gestaltet werden, dass die Technologie auch dann lukrativ ist, wenn die Elemente eine deutlich geringere Lebensdauer als Anlagen mit kristallinen Modulen aufweisen. Die Fassade beruht auf der Befestigung der auf einem Trägermaterial aufgebrachten folienartigen PV-Elemente an erdverankerten verspannten Stahlseilen oder starren Befestigungselementen. Das IAB Weimar führt im Rahmen eines anderen Projekts Messungen zur witterungsabhängigen Belastung und zur Langzeitstabilität des Systems durch, dessen Ergebnisse dem Verbund zur Verfügung gestellt werden.

Q-Cells

Die 1999 gegründete Firma Q-Cells SE produzierte mono- und multikristalline Solarzellen aus Silizium sowie Dünnschichtmodule. Als einer der größten deutschen Hersteller für Solarzellen wurde ab 2007 am Standort Bitterfeld-Wolfen außerdem ein Forschungszentrum für Modultechnologie mit eigenem Charakterisierungslabor betrieben.

Die Hauptaufgabe von Q-Cells SE war die ökonomische Bewertung der vier Fassaden-Systemen mittels eines zweiachsigen Trackers unter realistischen Umgebungsbedingungen. Dazu wäre eine bereits existierende Freifeldtestanlage auf dem Q-Cells Testfeld, Nähe Thalheim, Sachsen-Anhalt genutzt worden. Im Ergebnis hätte man Strom, Spannung und Modulrückseitentemperaturen der einzelnen Fassaden erfassen und in Zusammenhang mit meteorologischen Daten bringen können. Daraus hätte eine Verbesserung von Jahresertragsprognosen für gebäudeintegrierte Photovoltaik in der Fassade resultiert.

Im April 2012 musste Q-Cells SE ein Insolvenzverfahren eröffnen und wurde deshalb aus dem Forschungsprojekt PV Face ausgeschlossen.

Fraunhofer ISE

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE wurde 1981 in Freiburg im Breisgau gegründet. Auf den Gebieten der Ingenieur und Naturwissenschaften beschäftigen sich ca. 1000 Mitarbeiter schwerpunktmäßig mit Solartechnik und Photovoltaik.

Besonders die Erfahrungen der Geschäftsfelder Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik sowie Regenerative Stromversorgung sind im Forschungsprojekt PV Face anwendbar. Hier werden Fassaden nicht nur bewertet und geprüft sondern auch entwickelt.

Das Fraunhofer ISE begleitet die Projektpartner bei der Entwicklung der teiltransparenten und opaken PV-Komponenten für Warmfassaden hinsichtlich optischer, thermischer und elektrischer Eigenschaften. Hauptsächlich erfolgen Arbeiten zu:

- thermischer / optischer Charakterisierung der teiltransparenten Fassadenelemente für Warmfassaden
- U-Wert-und g-Wertbestimmung für die opaken Elemente der Warmfassade
- Bauteilversuchen an Prototypen
- elektrischen Prüfungen und Klimakammerprüfungen

Während der Bearbeitung gibt es diverse Wechselwirkungen mit dem Projekt BIPV, einem weiteren Solarvalley-Forschungsprojekt. Weitere Einrichtungen bzw. Unternehmen waren nicht an der Projektdurchführung beteiligt.

3 GRUNDLAGEN

3.1 FASSADENKONSTRUKTION

Die Fassade (lateinisch: facies – „Angesicht“) bezeichnet eine Gebäudehülle, welche die Schnittstelle zwischen Innen- und Außenraum darstellt. Sie ist ein begrenzendes Bauteil, das sowohl internen als auch externen Einflüssen ausgesetzt ist. Folgende Darstellung verdeutlicht die Einflüsse und die Anforderungen an eine Fassade:

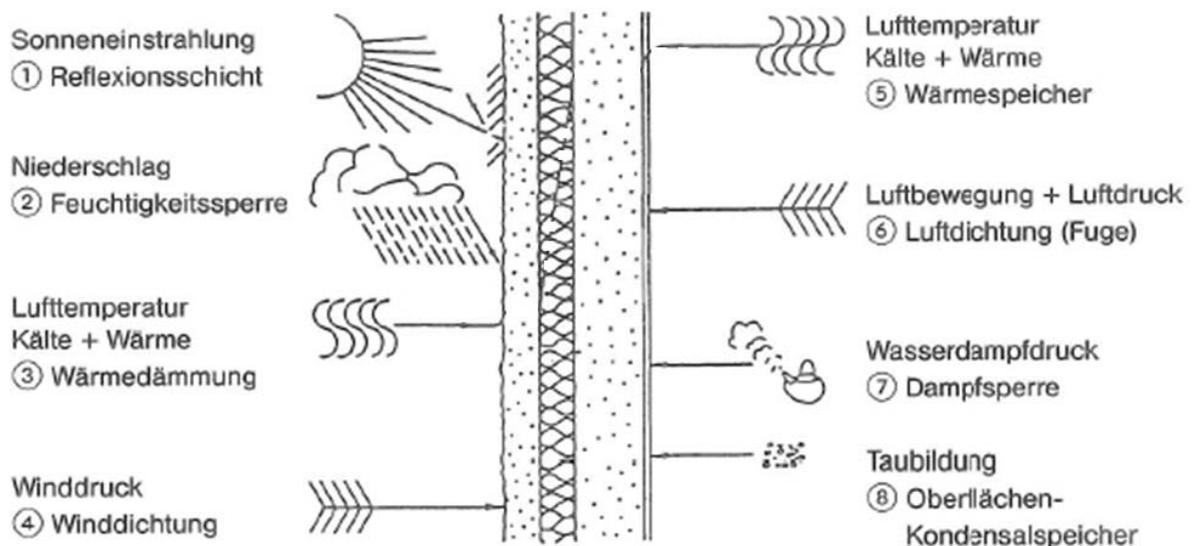


Abbildung 3-1: Innere und äußere Einflüsse sowie daraus abgeleitete Wandfunktionen bzw. Anforderungen an die Fassade (Bergmeister 2009 S. 223)

Neben den in Abbildung 3-1 dargestellten funktionalen Aspekten einer Fassade liegt in der Architektur der Fokus auch auf der Ästhetik einer Fassade. Die Fassade mit ihrer Gestaltung repräsentiert das Gebäude.

Innerhalb des Forschungsprojekts werden Fassadenelemente mit integrierter Photovoltaik untersucht. Für folgende PV-Fassaden der Projektpartner werden Untersuchungen durchgeführt: +-

Vorgehängte hinterlüftete Fassade von DAW

Dieser Fassadentyp ist eine im Industrie-, Büro- und auch im mehrgeschossigen Wohnungsbau häufig eingesetzte Gebäudehüllenkonstruktion. Gekennzeichnet ist die Konstruktion durch eine Luftschicht im Hinterlüftungsraum (kurz HR), welcher sich zwischen der Fassadendämmung und der äußeren Bekleidung befindet. Der Aufbau einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade (kurz VHF) besteht – von außen nach innen – grundsätzlich aus Außenhaut, Luftschicht, Dämmung und Tragestruktur. Die Luftschichtbewegung im HR wird durch Wind und Sonne beeinflusst. Die vom Wind hervorgerufene Luftdruckdifferenz und die von der Sonne aufgeheizte Luftmasse im HR

sorgen für eine ständige Hinterlüftung der Außenhaut (Tanner 2004). Der wetterberührte und wasserführende Witterungsschutz (Außenhaut) ist von der Wärmedämmung konstruktiv abgetrennt. Die gültige Norm der vorgehängten hinterlüfteten Fassade ist die DIN 18516 (Baunetz Wissen 2012).

Pfosten-Riegel-Fassade von Glaswerke Arnold

Die Pfosten-Riegel-Fassade ist ein weit verbreitetes, funktionales Konstruktionsprinzip für große Fassadenflächen, Überkopfverglasungen und Öffnungen im Hochbau. Aus unterschiedlichen Grundmaterialien (Stahl, Holz oder Aluminium) wird mit einem hohen Vorfertigungsgrad eine gitterartige Struktur gebildet, die trotzdem vor Ort anpassbar ist. Tragende Elemente sind die Fassadenpfosten, welche von horizontalen Riegeln ausgesteift werden. Die entstehenden Zwischenfelder können mit unterschiedlichen Materialien verschiedener Dicke ausgefacht werden. So entstehen transparente Glasfassaden mit beispielsweise opaken oder semitransparenten Feldern. Die Ausfachungen werden durch Anpress- und Deckleisten bzw. über Verschraubungen an der tragenden Konstruktion befestigt. Der Feuchteschutz im Inneren der Fassade wird über ein Drainagesystem mit mindestens zwei Dichtungsebenen realisiert. Steigenden bauphysikalischen Anforderungen kann die Fassade durch Isolierverglasungen bzw. besondere thermische Ausführungen der Träger gerecht werden.

Das Forschungsprojekt beschäftigt sich mit einer Pfosten-Riegel-Fassade aus Aluminium mit semitransparenten PV-Modulen.

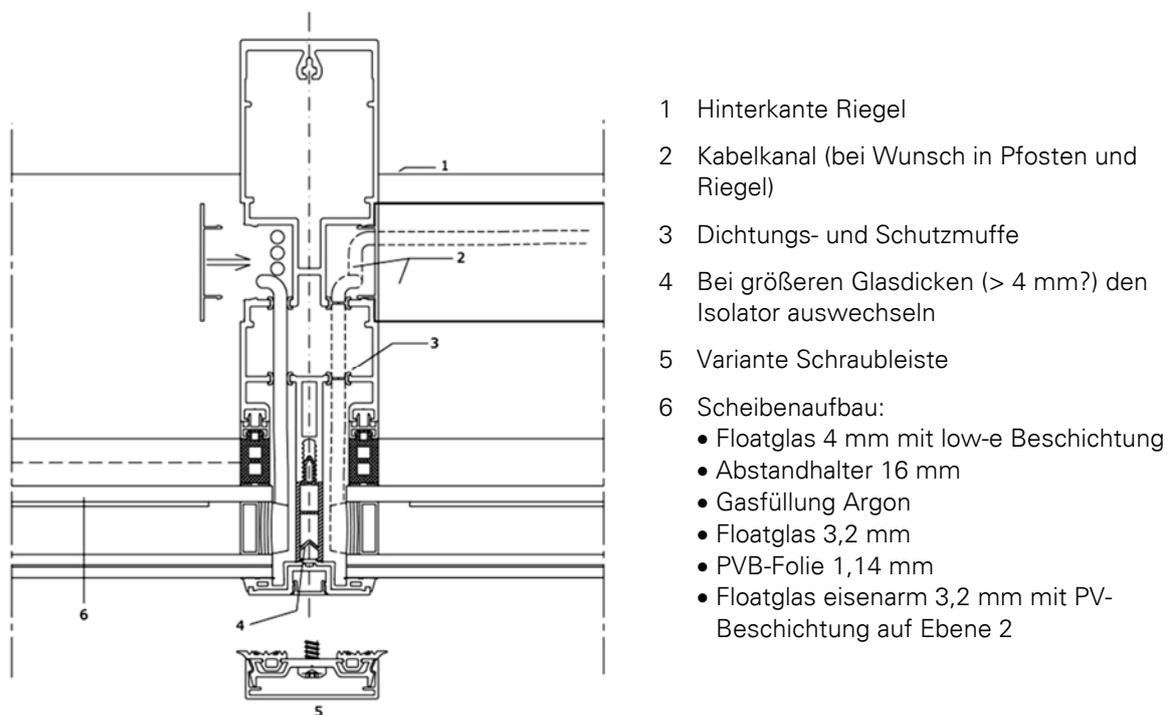


Abbildung 3-2: Horizontalschnitt durch den Pfosten und Benennung der einzelnen Komponenten

Fassade für unterschiedlichen Einsatz von P-D Aircraft Interior

Die Nutzungsmöglichkeiten dieses Fassadentyps erstrecken sich von mobilen, energieautarken Anwendungen wie Wohnmobilen, Elektrofahrzeugen und Booten bis hin zu stationären Anwendungen wie Industriehallen mit Leichtbau-Anforderungen. Optional sind verschiedene Randeinfassungen aus PVC und Aluminium möglich. Das Fassadenelement besteht aus den folgenden Kernkomponenten: monokristalline Rückseitenkontakt-Solarzellen, Grundplatte aus Hartglaslaminat und Frontfolie aus Fluorpolymer (LCE 2013).

Organische Solarzellen auf Hartglaslaminat von P-D Aircraft Interior und MR SunStrom

Dieser Fassadentyp soll mittels eines Befestigungssystems als Vorhangfassade vor bereits bestehenden Gebäudefassaden verwendet werden. Zur Energiegewinnung dienen organische Photovoltaikzellen, welche auf eine Grundplatte aus Hartglaslaminat aufgebracht werden. Mit diesen Elementen soll eine neuartige Technologie getestet werden, für die in Deutschland ein großes Entwicklungspotenzial vorausgesagt wird. Im Forschungsprojekt werden diese Prototypen erprobt, jedoch ohne eine Anschlussdose zur Stromspeicherung.

3.2 PHOTOVOLTAIK

Die Photovoltaik bezeichnet die Energieumwandlung von Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie in einer Solarzelle.

3.2.1 Energiequelle Sonne

Auf der Sonne werden durch Kernfusion große Energiemengen freigesetzt. Die Energie wird mittels elektromagnetischer Wellen auf die Erde befördert. Elektromagnetische Wellen brauchen keinen materiellen Träger, wodurch die Energie auch durch den luftleeren Weltraum transportiert werden kann. Ein Teil des Sonnenlichts wird von der Atmosphäre absorbiert, reflektiert oder gestreut. Der auf der Erdoberfläche ankommende Teil des Sonnenlichts in Kombination mit einer effektiven Umwandlung des Sonnenlichts in elektrische Leistung kann den Weltenergieverbrauch theoretisch um ein Vielfaches decken.

Die mit der Strahlung transportierte Energie wird als Energie pro Fläche und Zeit angegeben. Oft wird in diesem Zusammenhang auch von der Strahlungs- oder Bestrahlungsleistung G (Leistung $\hat{=}$ Energie pro Zeit) mit der Einheit W/m^2 gesprochen. Die Leistungsangabe bezieht sich auf eine senkrecht zur Einstrahlung stehende Fläche. Die Bestrahlungsleistung außerhalb der Erdatmosphäre beträgt $1367 \text{ W}/\text{m}^2$. Durch Absorption, Reflexion bzw. Streuung in der Atmosphäre reduziert sich die Strahlungsleistung auf der Erdoberfläche auf maximal $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ (Weller 2009 S. 11). Das Spektrum der Sonne reicht von kurzwelliger Ultraviolettstrahlung (Wellenlängen von circa 100 bis 380 nm) bis zu langwelligem Infrarotlicht (Wellenlängen über 780 nm) (Häckel 2005 S. 178).

Bei der Betrachtung des Energieangebots durch kurzwellige Strahlung auf der Erdoberfläche wird auch von Globalstrahlung gesprochen. Diese Strahlung setzt sich anteilig aus der

direkten und der diffusen Strahlung zusammen. Die direkte Strahlung meint die Sonnenstrahlung, die die Erdoberfläche erreicht ohne auf ein Hindernis (z. B. Wolken) zu treffen. Die diffuse Strahlung meint die Streu- und Reflexionsstrahlung durch Wolken (Häckel 2005 S. 196 bis 197). Je nach Wolkenlage verändert sich die Globalstrahlung mit ihren Strahlungsanteilen aus direkter und diffuser Strahlung. Photovoltaik-Module können beide Strahlungsarten nutzen, wobei die direkte die größte Energiedichte liefert (Weller 2009 S. 12).

Für die Nutzung der Sonnenenergie und die Umwandlung in elektrische Energie gilt, dass die Energieausbeute umso größer ist, je idealer die Solarfläche der Sonne zu gewandt ist. Eine optimale Ausbeute ergibt sich bei einer der Sonne nachgeführten Fläche, welche ständig senkrecht zur Einstrahlung ausgerichtet wird. Für feststehende Solarflächen werden in Deutschland südorientierte Flächen mit einer Neigung von 30 ° zur Horizontalen empfohlen. Im Vergleich dazu treffen auf vertikale Südfassaden 30 % weniger Strahlen als bei der optimalen feststehenden Flächenneigung. Bei vertikalen Ost- bzw. Westfassaden sind es bereits 45 % weniger (Weller 2009 S. 12 bis 13).

3.2.2 Energiegewinnung durch Photovoltaik

In der Photovoltaik werden für die Umwandlung der Strahlungsenergie in elektrische Energie Halbleitermaterialien eingesetzt. Grundlage der Energiegewinnung ist der in diesen Materialien auftretende photovoltaische Effekt. Halbleiter absorbieren das Sonnenlicht und Lichtquanten mit ausreichender Energie setzen elektrische Ladungsträger frei. Dadurch erhöht sich einerseits die elektrische Leitfähigkeit des Halbleitermaterials, andererseits kann die aufgenommene Energie elektrisch entnommen werden, indem ein Verbraucher angeschlossen wird.

Die verschiedenen Zellarten werden in drei Hauptgruppen eingeteilt: Klassische kristalline Solarzellen aus Silizium, Dünnschichtzellen aus verschiedenen Materialien und organische Photovoltaik aus Kohlenstoffwasserstoff-Verbindungen. Die kristallinen Zellen sind deutlich dicker und haben einen weitaus größeren Marktanteil im Vergleich zu Dünnschichtzellen und organischer Photovoltaik (Weller 2009 S. 14). Zur Stromerzeugung mit kristallinen Zellen wird das Silizium gezielt verunreinigt (z. B.: mit Bor), damit Störstellen im Kristallgitter entstehen. Die Dünnschichttechnologie wird oft auch als zweite Solarzellengeneration bezeichnet. Hier wird das Halbleitermaterial mit verschiedenen Verfahren als dünne Schicht auf einen Träger aufgebracht. Meistens wird als Trägermaterial Glas verwendet. In der Dünnschichtindustrie kommen verschiedene Materialien zum Einsatz. Neben der Herstellung aus amorphem bzw. mikromorphem Silizium werden diese Halbleiter beispielsweise auch aus Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Gallium-Diselenid (CIS) produziert (Weller 2009 S. 16). Die als dritte Generation der Photovoltaik bezeichnete organische Photovoltaik besteht zumeist aus Kohlenstoffwasserstoff-Verbindungen. Im Forschungsprojekt PV Face wird untersucht, wie die OPV auf einen Träger aufgebracht werden kann.

Mehrere Zellen zusammengeschaltet werden als Modul bezeichnet. Die Solarzelle bzw. das Solarmodul liefert eine Gleichspannung und beim Schließen des Stromkreises kommt es zum Fließen eines Gleichstroms. Die Leistung ist das Produkt aus Strom und Spannung. Diese beiden Größen sind vor allem abhängig von der Bestrahlungsstärke E und der Modultemperatur¹ T_{Modul} . Der Modulstrom ist dabei am stärksten von der Einstrahlung abhängig, während die Modulspannung am meisten durch die Modultemperatur beeinflusst wird (siehe auch (Haselhuhn 2005 S. 3-27 bis 3-28)). Zu jeder Bestrahlungsstärke und Modultemperatur gibt es nur eine bestimmte Strom-Spannungs-Kombination, in der die Leistungsabgabe des Moduls ein Maximum erreicht. Der meist durch ein elektronisches Bauteil geregelte Betriebspunkt wird als Maximum Power Point (kurz MPP – englisch: „Maximaler Leistungspunkt“) bezeichnet. Die charakteristische Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle ist zusammen mit dem MPP im folgenden Diagramm dargestellt:

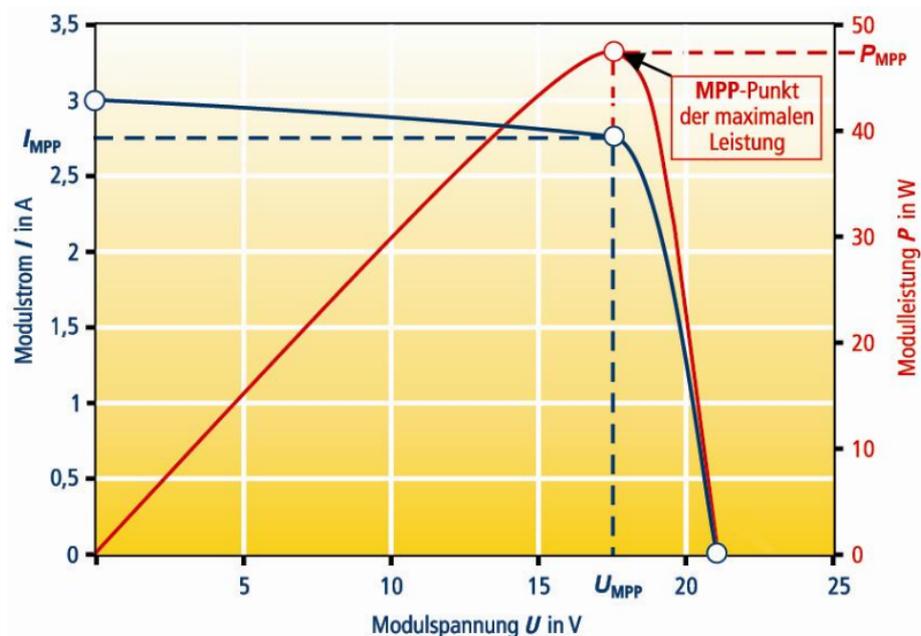


Abbildung 3-3: Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle und Betriebspunkt mit maximaler Leistung (Haselhuhn 2005 S. 2-68)

Die Leistung P_{MPP} der Solarzelle mit der Einheit W wird für den elektrischen Betrieb eines Verbrauchers benötigt. Es werden Inselsysteme, bei denen der Verbraucher unabhängig von einem Stromnetz autark versorgt wird, und netzgekoppelte Systeme unterschieden. Im Bauwesen werden Photovoltaikanlagen meist netzgekoppelt betrieben (Weller 2009 S. 25). Bei dieser Betriebsart wird die Leistung in das öffentliche Wechselspannungsnetz eingespeist. Über dieses Stromnetz erfolgt dann die Versorgung der Verbraucher. Zum Wechselrichten des Gleichstroms, zum Einstellen des MPP und zur Betriebsüberwachung werden Wechselrichter verwendet. Bei einer permanent wechselnden Einstrahlung und

¹ Eigentlich ist bei genauer Betrachtung die Temperatur der Zelle bzw. Zellen gemeint. In der Literatur wird aber meist von der Modultemperatur gesprochen. Auch in der Diplomarbeit wird der Begriff Modultemperatur statt Zelltemperatur verwendet.

Temperatur regelt der Wechselrichter elektronisch die Spannungshöhe. Die ständige Regelung des elektrischen Betriebs wird auch als MPP-Regelung oder MPP-Tracking (englisch: tracking – „Verfolgung, Stellung“) bezeichnet.

Der Ertrag – mit der Einheit Wh – eines Solarmoduls oder einer Solaranlage hängt unter anderem von folgenden Faktoren ab (Weller 2009 S. 29):

- Wetter-, Einstrahlungs- und Verschattungsbedingungen am Standort
- Einbausituation und Abmessungen des Hinterlüftungsraums (Haselhuhn 2005 S. 3-29)
- Ausrichtung und Neigung der Module

3.3 MESSKETTE

Bereits 2000 bis 1000 Jahre vor unserer Zeitrechnung war die Waage als Messgerät fairen Interessenausgleichs im Handel bekannt. Damals schon verstand man das Messen als einen Vergleich von quantitativ unbekanntem Größen mit Maßverkörperungen. Die Messtechnik befasst sich mit der Erfassung und Darstellung von physikalischen Größen. Sie ist keine selbstständige Wissenschaft, sondern ein interdisziplinäres Wissenschafts- und Technologiegebiet (Hoffmann 2007 S. 17 bis 18). Für das exakte Arbeiten und Beschreiben in den Naturwissenschaften und in der Technik bietet sie geeignete Möglichkeiten zur Erfassung und Darstellung von Messgrößen (Weichert 2000 S. 3). Unter einer Messgröße wird das gesuchte oder zu bestimmende Objektmerkmal im Zusammenhang mit einem Messvorgang verstanden. Beispiele für solche Größen sind die Temperatur, Geschwindigkeit, Feuchte oder die elektrische Stromstärke (Hoffmann 2007 S. 22).

Die Messkette bezeichnet die Struktur einer Einrichtung zur Messung, Anzeige und Datenverarbeitung der Messwerte einer oder mehrerer Messgrößen. Sie besteht meist aus den in Abbildung 3-4 dargestellten Gliedern mit den jeweiligen Aufgaben:

- Aufnehmen der Messgrößen
- Weitergeben, Anpassen und Verarbeiten der Signale
- Ausgeben der Messwerte

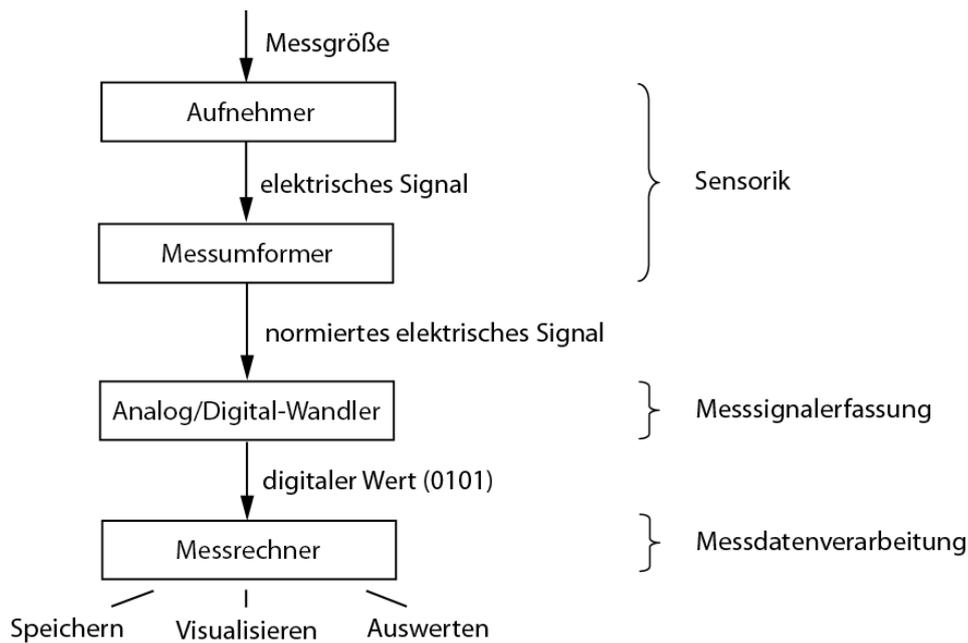


Abbildung 3-4: Struktur einer Messkette (auf Grundlage von (Lerch 2004 S. 6 und 373))

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten und ihre Funktionen erläutert.

3.3.1 Sensorik

Innerhalb der Sensorik wird im Aufnehmer die Messgröße in ein elektrisches Signal umgewandelt. Das Messprinzip beschreibt den physikalischen Zusammenhang, der für den jeweiligen Umwandlungsvorgang genutzt wird. Das elektrische Signal wird im Umformer aufbereitet. Bei Bedarf werden Korrekturen wie Linearisierung, Signalverstärkung und Filterung des Signals angewandt (Hoffmann 2007 S. 24).

Sensoren – bestehend aus Aufnehmer und Umformer – liefern je nach Ausführung verschiedenartige Ausgangssignale wie beispielsweise Frequenzsignale, digitale oder analoge Signale. Analoge Signale können analoge Strom-, Spannungs- oder Widerstandssignale sein. Um die Austauschbarkeit der Sensoren mit analogen Ausgangssignalen auch zwischen zwei Herstellern zu gewährleisten, haben sich Standardsignale durchgesetzt. Die Standardspannungssignale liegen in einem Bereich von 0 bis 10 V, seltener auch 0 bis 1 V. Bei vorzeichenbehafteten Größen wird meist ein Spannungsbereich von ± 10 V verwendet (Weichert 2000 S. 150).

Die Signale können optisch, akustisch oder elektrisch übertragen werden. Oft werden für eine elektrische Übertragung einfache Kupferkabel oder sogenannte LiYCY-Kabel verwendet. Die Einzeldrähte in LiYCY-Kabel sind durch ein Kupfergeflecht im Mantel vor Störeinflüssen abgeschirmt.

3.3.2 Messsignalerfassung

Die Datenverarbeitung wird heute zumeist durch Digitalrechner realisiert, weil so das Verarbeiten großer Datenmengen vereinfacht wird. Ein Rechner kann nur mit Binärzahlen (d. h.: 0 und 1) umgehen. Aus diesem Grund müssen die Analogsignale in binäre Zahlen umgewandelt werden. Bei der Messsignalerfassung wird das normierte, kontinuierliche Analogsignal durch einen Analog/Digital-Wandler in eine binäre Zahl fester Wortlänge, d. h. einen sehr beschränkten Vorrat von Zahlenwerten umgeschrieben (Weichert 2000 S. 141). Die Digitalisierung ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

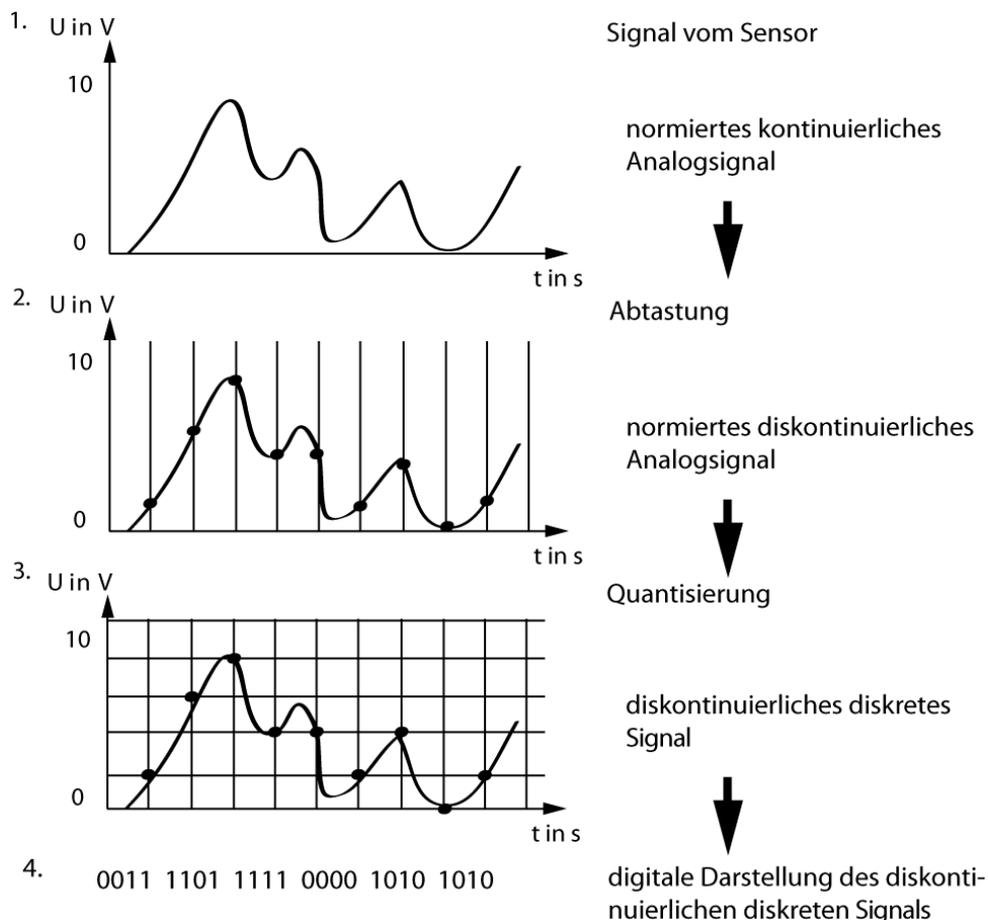


Abbildung 3-5: Umwandlung eines analogen Signals in eine binäre Zahl mithilfe der Analog-Digital-Wandlung (auf Grundlage von (Weichert 2000 S. 142 ff.))

Die Umwandlung des normierten kontinuierlichen Analogsignals (1. Schritt in Abbildung 3-5) erfolgt durch „Abtasten“, bei dem in regelmäßigen Abständen Stichproben des Analogsignals genommen werden (2. Schritt). Durch das Quantisieren wird das diskontinuierliche Analogsignal in ein Raster eingeordnet (3. Schritt). Das resultierende Raster der diskreten Spannungswerte darf einerseits nicht zu grobmaschig sein, um die

Messaussage und Genauigkeit nicht zu beeinträchtigen. Andererseits darf es nicht zu engmaschig sein, um die Speicherkapazität des Rechners nicht zu sehr zu belasten. Im 4. Schritt erfolgt die Darstellung des Signals in binären Zahlen (Weichert 2000 S. 141 ff.).

Aufgrund der hohen Kosten einer leistungsfähigen Analog-Digital-Wandlung werden mehrere Sensoren (Kanäle) mit einem Schalter nacheinander an den Wandler geschaltet (Weichert 2000 S. 141). In diesem Zusammenhang wird auch von zeitlichem Multiplexing (lateinisch: multiplex – „vielfach, vielfältig“) gesprochen. Darunter wird das sequentielle Übertragen mehrerer Signalen über einen einzigen Kanal verstanden (Frohberg 2008 S. 125). Durch das Multiplexing kommt es zu einer zeitlichen Verzögerung beim Auslesen der einzelnen Sensoren, welche bei der Auswahl des Messsignalerfassungsgerätes beachtet werden muss (Weichert 2000 S. 141).

Bei Sensoren mit digitalem Ausgangssignal ist die Analog-Digital-Wandlung gegen einen Aufpreis im Sensor integriert. Diese Geräte können dann direkt über eine geeignete Schnittstelle an den Rechner angeschlossen werden. Für die Erfassung mehrerer Messsignale ist eine zentrale Wandlung der analogen Signale günstiger, da ein Analog-Digital-Wandler aufgrund des Multiplexings für alle Signale verwendet werden kann. Außerdem werden nicht alle Sensoren mit einer integrierten Analog-Digital-Wandlung ausgestattet, wodurch die Anschaffung eines Signalerfassungsgeräts ohnehin notwendig ist.

4 AP 1.1 MARKTRECHERCHE

Um die Potentiale und die Situation von gebäudeintegrierter Photovoltaik (BIPV, englisch: „Building-integrated Photovoltaic“) besonders auf dem deutschen Markt einzuschätzen zu können, bedarf es mehr als einer Recherche zu Systemen und Produkten. Bisher wurde BIPV nur in einzelnen „Leuchtturmprojekten“ eingesetzt. Der Mangel an Systemlösungen ist nur eine Ursache für den geringen Einsatz gebäudeintegrierter Photovoltaik.

Ungenügendes Wissen über die Eigenschaften, Möglichkeiten und Kosten von BIPV führen nicht nur zur Hemmung der Vorplanung von Bauprojekten, sondern ebenfalls zu enormen bürokratischen Hürden bei der Genehmigung. Es fehlen Leitlinien für die einzelnen Gewerke bezüglich des neuen, komplexen Zusammenarbeitens auf der Baustelle. Ebenfalls gibt es keine Richtlinien für die Schnittstellen- und Leistungsplanung.

Das deutsche Baurecht verlangt bauaufsichtlich zugelassene Produkte für einen standardmäßigen Einsatz im Bau. Momentan gibt es keine bauaufsichtlich zugelassenen Fassadensysteme mit integrierter Photovoltaik. Die auf dem Markt eingesetzten Systeme besitzen Sonderzulassungen für Einzelfälle. Gespräche mit Architekten und Planern ergaben, dass man sich genau diese Hürde oftmals zum Einsatzverzicht führt. Zeitliche und finanzielle Konsequenzen könnten den Bauablauf negativ beeinflussen.

Besonders Architekten bemängeln die gestalterische Vielfalt (Größe, Farbgebung) und die mangelnde Kompatibilität mit üblichen Baukonstruktionen. Bisher wurden Solarmodule als gerahmte Module auf Unterkonstruktionen eingesetzt. Rahmenlose Module wurden mechanisch mit Laminatklemmen an mindestens vier Punkten fixiert oder mittels geklebter rückseitiger Versteifungen befestigt. Für letztere Methode gibt es jedoch keinen Erfahrungsschatz bezüglich der Langzeitbeständigkeit.

Aktuell werden Anschlussdosen oberflächlich auf das Glas geklebt. Die Klebung besteht meist aus Pads auf Acrylbasis, die nur eine physikalische Haftung mit der Glasoberfläche eingehen. Die Verbindung zwischen dem Glas und der sogenannten Junction Box kann unter großer Krafteinwirkung gelöst werden. Hinzu kommt, dass durch Umwelteinflüsse ein unkontrollierbarer Alterungsprozess besteht, der ein frühzeitiges Ablösen des Klebepads verursachen könnte und die Funktion des Verbundglaspaneels zerstört.

Die Teiltransparenz wird durch gekreuzte Linien erreicht, so dass zwischen den einzelnen Zellen je eine transparente Linie ist und eine Zelle durch mehrere senkrechte Linien in mehrere Subzellen geteilt wird. Die einzelnen Subzellen sind rechteckige Flächen mit einer speziellen Breite und Höhe. Der g-Wert und die optischen Eigenschaften von Verglasungen werden nach EN 410 bestimmt; für Sonnenschutzeinrichtung gelten EN14500 und EN14501. Der U-Wert von Bauteilen für die Gebäudehülle wird nach EN 673, EN 674 oder EN 675 bestimmt (Gesamtvorhabensbeschreibung 2012).

5 AP 1.3/1.4 ANFORDERUNGEN UND LASTENHEFT

Innerhalb des Forschungsprojekt PV Face können aufgrund des Ausstiegs von Projektpartnern bzw. Entwicklungsverzögerungen nur einige Anforderungen (Schwerpunkt vorgehängte hinterlüftete Fassade) herausgearbeitet werden.

Die Anforderungen an die Fassadentypen entstehen durch intensive Auseinandersetzung mit dem Aufbau, den Einsatzmöglichkeiten und den Marktzielen. Zwei große Anforderungsgruppen lassen sich dabei unterscheiden:

- Anforderungen aus der Materialität
- Anforderungen aus Beanspruchungen bzw. Belastungen

Anforderungen aus der Materialität

Gesamtsystem / Konstruktion	DIN 18516-1 Außenwandbekleidung, hinterlüftet
Module	DIN EN 61646, VDE 0126-32 Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik-(PV)- Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61646: 2008 und deutsche Fassung EN 61646:2008)
Beständigkeit des Glasverbundes bei UV-Bestrahlung	Prüfung der Beständigkeit des Glasverbundes nach DIN 12543-4 bei 2000 Stunden UV-Bestrahlung
Dämmstoff (Mineralwolle)	DIN EN 13162 Wärmedämmstoffe für Gebäude

Anforderungen aus Beanspruchungen bzw. Belastungen

Mechanische Beanspruchung aus Eigenlasten	Ständige Lasten aus den Eigengewichten der Bauteile / Baustoffe
Mechanische Beanspruchungen aus Gebäudebewegungen / Bewegungen innerhalb der Fassadenkonstruktion	
Mechanische Windbeanspruchung – Widerstand gegen Windlasten	DIN 18516-1 Absatz 5.1.2 DIN EN 1991-1-4/NA Nationaler Anhang - National festgelegte Parameter - Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten DIN EN 1991-1-4 Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen -

	Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010
Stoßfestigkeit in Fassaden – Widerstand gegen Horizontallasten	
Temperaturwechselbeständigkeit	
Resttragfähigkeit	
Luftdurchlässigkeit, Feuchtebeständigkeit, Feuchtedurchlässigkeit und Wasserdampfdurchlässigkeit	DIN 18516-1 Absatz 4.2 „bauphysikalische Anforderungen“ DIN 4108-3 Klimabedingter Feuchteschutz
Schlagregendichtheit	DIN 4108-3 Klimabedingter Feuchteschutz
Wärmedurchgang (Sommerlicher und Winterlicher Wärmeschutz)	DIN 4108-1 Wärmeschutz im Hochbau DIN 4108-2 Mindestanforderungen an den Wärmeschutz
Luftschalldämmung	DIN 4109 Schallschutz im Hochbau
Frostbeständigkeit	
Standsicherheit	Nachweis der Standsicherheit nach DIN 18516

Anforderungen an den Betrieb

Hohe Leistungsausbeute	
Recyclingfähigkeit / Nachhaltigkeit	steigende Bedeutung von Zertifizierungsverfahren über den kompletten Lebenszyklus nachhaltiger Fassaden
Gebrauchstauglichkeit	Kompatibilität mit etablierten Konstruktionssystemen Reparatur- und Kontrollmöglichkeiten
Bauphase / Montagefreudigkeit	Handling im Bauablauf
Größen und Maßverhältnisse	Bedarfsgerechte Größen und Maßverhältnisse für den Einsatz an Standardfassaden
Austauschbarkeit	Einfache Austauschbarkeit im Bedarfsfall (Schaden, Schattenwurf, Optimierung)

Optik als Design- und Gestaltungskriterium	
Korrosionsbeständigkeit	
Reinigung	Ermöglichung einfacher Reinigung zur Kostensenkung
Brandverhalten und Brandausbildung	<p>Nachweis des Brandverhaltens</p> <p>Mindestanforderung Fassade: schwer entflammbar</p> <p>DIN 4102: Baustoffklasse B1</p> <ul style="list-style-type: none"> • Brandschachtprüfung, • Kantenbeflammung <p>DIN EN 13501, Klassifizierung nach B - s1, d0 (falls DIN 1402 nicht erfüllt wird)</p> <ul style="list-style-type: none"> • SBI nach DIN EN 13823 <p>Kantenbeflammung nach DIN EN ISO 11925-2</p>
Gefahr durch elektrische Spannung	Bauregellisten des DIBt

Für die Untersuchung der genannten Anforderungen konnten nur einige durchgeführt werden. Im Folgenden werden nur die wesentlichen Ergebnisse dargestellt.

6 AP 4.2 BAUTEILVERSUCHE - ZUGPRÜFUNG DES HARTGLASLAMINAT-OPV-TRÄGERS

Als Trägermaterial für die OPV-Folien soll Hartglaslaminat verwendet werden. An diese Hartglaslaminatträger kann ein Befestigungssystem angebracht werden, um die OPV-Fassade als eine Art Jalousiefassade vor einer bestehenden Fassade montieren zu können. Im Trägermaterial werden aufgrund der Windanströmung Zugbelastungen auftreten. Eine Festigkeitsberechnung des IAB Weimar hat ergeben, dass diese auftretenden Kräfte bei einer Breite des Hartglaslaminats von 1 m in der Größenordnung von 20 kN liegen. Bei einer Hartglaslaminatbreite von 0,5 mm ergibt sich daraus eine Zugbeanspruchung von 40 MPa.

Im Friedrich-Siemens-Laboratorium des Instituts für Baukonstruktion wurden Zugversuche am Hartglaslaminatträger bei unterschiedlichen Probetemperaturen zur Untersuchung des Zugbeanspruchungsverhaltens durchgeführt. Dabei sollte das Spannungs-Dehnungs-Diagramm aufgezeichnet werden und die Zugbruchspannung ermittelt werden. Für den Versuch wurden 2 cm breite und 15 cm lange Hartglaslaminatproben ausgeschnitten. Zur berührungslosen Dehnungsmessung wurden vor dem Zugversuch weiße Punkte auf den Träger aufgebracht. Folgende Fotografie zeigt die vorbereiteten Proben:

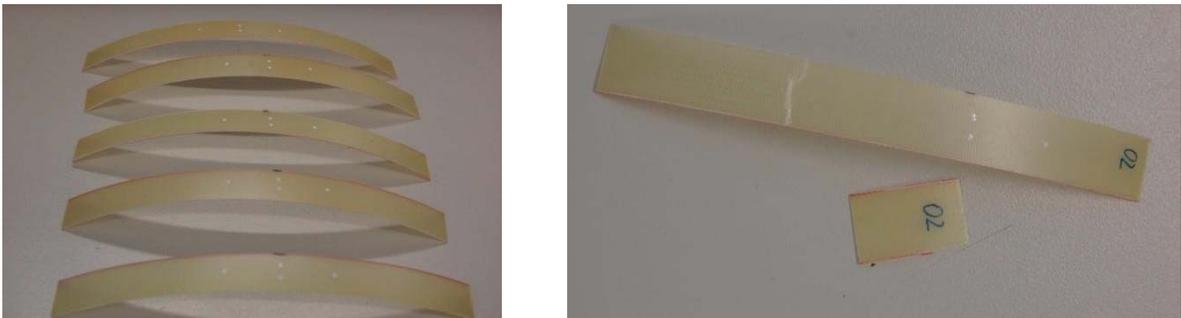


Abbildung 6-1: Weiß markierte Proben vor dem Versuch und eine gebrochene Probe nach dem Zugversuch (rechts)

Die 25 °C warmen und auf 80 °C erwärmten Proben wurden nacheinander zwischen den Backen der Zugmaschine eingespannt und bis zum Bruch belastet. Mittels eines Video-Extensometers und der auf die Proben aufgezeichneten Markierungen wurde die Dehnung über die Kraft aufgezeichnet. Das Verhalten des Hartglaslaminats bei 80 °C ergibt sich für die zehn Proben wie folgt:

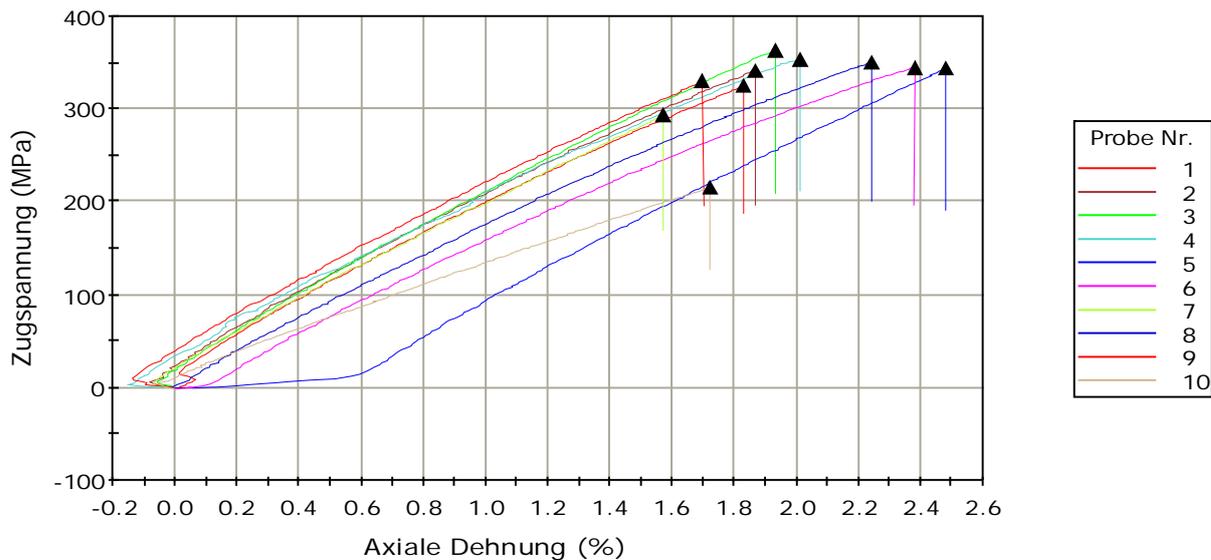


Abbildung 6-2: Verhalten der zehn Hartglaslaminatproben bei 80 °C

Mit steigender Zugspannung stieg auch die axiale Dehnung. Der Versuch war beendet, nachdem die Proben aufgrund der eingeleiteten Kraft gebrochen waren (im Diagramm: schwarzes Dreieck). Es ergaben sich folgende Zugbruchspannungen:

	Probe bei 25 °C	Probe bei 80 °C
minimale Zugbruchspannung	308,95 MPa	216,33 MPa
maximale Zugbruchspannung	397,01 MPa	363,09 MPa
mittlere Zugbruchspannung	352,16 MPa	326,35 MPa

Tabelle 6-1: Vergleich der minimalen, maximalen und mittleren Zugbruchspannung für zehn Proben bei einer Prüftemperatur von 25 °C sowie für zehn Proben bei einer Prüftemperatur von 80 °C

Die Auswertung zeigt, dass die minimale Zugbruchbeanspruchung von 216 MPa bei einer 80 °C temperierten Probe auftritt. Die berechnete Windbelastung von 47 kPa ist somit kleiner als die kleinste im Zugversuch bestimmte Bruchspannung von 216 MPa. Es wird geschlussfolgert, dass der Hartglaslaminatträger der auftretenden Windbelastung standhält.

7 AP 4.4 FREIBEWITTERUNGSPRÜFSTAND

Die Ermittlung der Umweltbeanspruchungen und Erprobung der verschiedenen PV-Fassadenelemente unter Witterungsbedingungen erfolgt an einem Freibewitterungsteststand. Vergleichbarkeit der Ergebnisse, identische Witterungsbedingungen und die effektive Nutzung der Messtechnik begründen das Vorgehen alle Fassaden zusammen an einem Ort zu testen.

7.1 ZIELSTELLUNG DES PV-MONITORINGS

Erklärtes Ziel des Monitorings ist das Testen der PV-Fassadenelemente unter realen Witterungsbedingungen. Dafür werden bei der Praxiserprobung der PV-Fassaden Messgrößen an den PV-Fassadenelementen erfasst. Damit können die relevanten Einflussfaktoren auf die elektrische Leistung bei den auftretenden Wetterbedingungen identifiziert, charakterisiert und quantifiziert werden. Ziel der Messdatenauswertung ist es, allgemeingültige Erkenntnisse über den Leistungsertrag und das Temperaturverhalten der PV-Fassadenelemente zu gewinnen.

Dieses Kapitel gliedert sich in eine Beschreibung des Testgebäudes, die Erläuterung des Messkonzepts, die Plausibilitätsprüfung und die Auswertung der auflaufenden Messdaten.

7.2 TESTGEBÄUDE

7.2.1 Statisch tragende Unterkonstruktion

Für das Anbringen der Fassadenelemente wird eine statisch tragende Unterkonstruktion benötigt. Verschiedene Konstruktionen wurden in Erwägung gezogen:

Ein leichter Stahlbau eignet sich aufgrund seiner flexiblen Gestaltung für die Montage unterschiedlicher Fassadentypen. Allerdings werden lange Planungszeiten und hohe Kosten veranschlagt. Eine Holzrahmenkonstruktion wäre kostengünstiger, erfordert aber ebenfalls hohen Planungsaufwand und stellt keinen realitätsnahen Einsatzbereich dar. Die Nutzung bestehender Gebäude bzw. Fassaden erscheint als ideale Einbauumgebung. Die unterschiedliche konstruktive Ausführung und Anbringung der verschiedenen Fassadentypen macht eine Montage an ein und demselben bestehenden Gebäude nahezu unmöglich. Als Ergebnis der Suche nach einer baulichen Form wurde die Nutzung eines Raumcontainers als Unterkonstruktion des Freibewitterungsteststands beschlossen. Der Container von Knauss Raumsysteme GmbH ist aufgrund seiner standardmäßigen Vorfertigung kostengünstig, flexibel und schnell verfügbar. Der Stahlrahmen eignet sich zum Anbringen der Testfassaden. Die Containerwände lassen sich einfach und zeitlich versetzt entfernen, ersetzen oder ergänzen, was besonders den Planungsaufwand in der Ausführung minimiert. Des Weiteren ist die Gründung eines Baucontainers wesentlich einfacher, kostengünstiger und zeitnaher zu realisieren als bei gängigen Bauformen. Mögliche Erweiterungen oder Umnutzungen sind einfach umzusetzen.

Die Außenwand des Containers besteht aus einem verzinkten Stahlblech auf einer Holzfachwerkkonstruktion. Die Wärme- und Schalldämmung ist mit Mineralwollämmplatten ausgeführt. Die Raumcontainer bietet in seiner gewählten Ausführung eine Montagefläche für die Fassadenelemente von je von $5,1 \text{ m}^2$ auf der Ost- und der Westseite und im Süden von 14 m^2 .

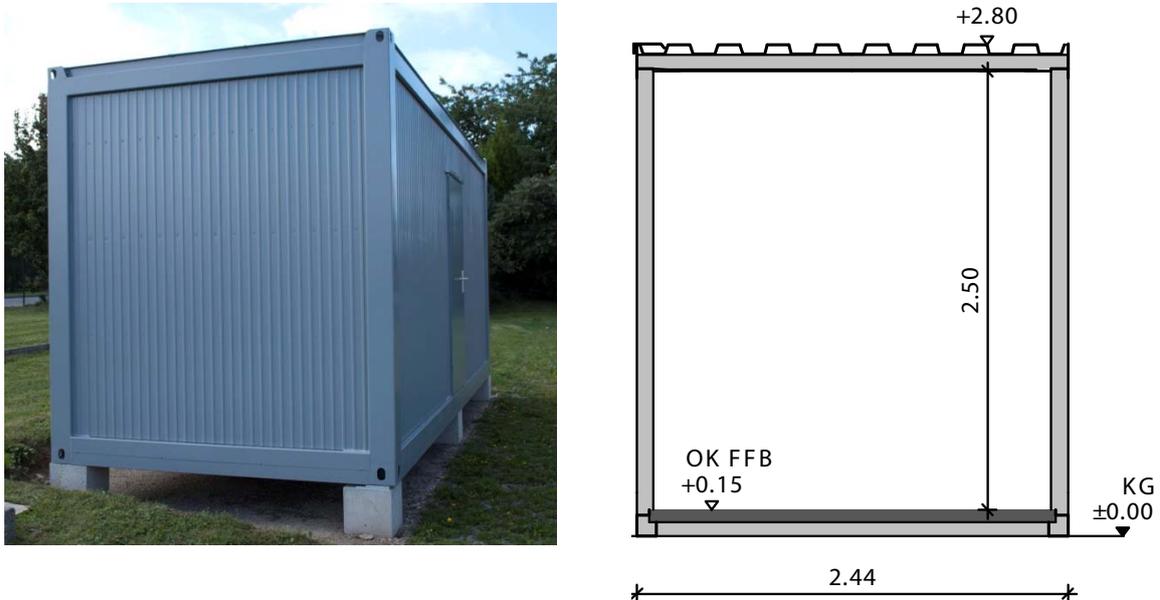


Abbildung 7-1: Ostansicht des Raumcontainers mit Gründung (links) und Schnittansicht mit den Hauptmaßen (rechts)

Der Mast und der Raumcontainer sind durch einen Staberder geerdet.

7.2.2 Standort

Die aufwendige Standortsuche für das Fassadentestgebäude beinhaltete Verschattungsanalysen und Standortmachbarkeitsstudien an 14 möglichen Aufstellplätzen auf dem Gelände der TU Dresden. Zu beachten waren Eigentumsverhältnisse, Sicherheitsaspekte, geographische Besonderheiten (z. B. Untergrund) sowie zukünftige Planungen. Als Aufstellort wurde ein wenig verschatteter Standort auf dem Gelände der TU Dresden gewählt.

Die Aufstellung eines Raumcontainers für eine Standzeit von über drei Monaten erfordert eine Baugenehmigung nach Sächsischer Landesbauverordnung. Die Wahl des Grundstücks mit dem Freistaat Sachsen als Eigentümer vereinfachte das Verfahren. Trotz allem wurde eine aufwendige Gefährdungsanalyse notwendig. Selbige wird dauerhaft, nach Bedarf über die gesamte Stand- und Betriebszeit fortgeschrieben.



Abbildung 7-2: Standort A des Teststand an der Bergstraße 120 in Dresden mit den genauen Koordinaten 51.019844, 13.727977 mit einer Meereshöhe von 194 m (Google Maps Koordinaten 2013)

7.2.3 Objektbeschreibung

Vom Bestandsgebäude über die Durchfahrtsstraße zum Freibewitterungsteststand wurde eine Drehstrom-Trasse montiert. Hierfür wurde ein 6,5 m hoher Mast an der nordöstlichen Ecke des Freibewitterungsteststands installiert und ein Drahtseil in rund 6 m Höhe vom Gebäude zu dem Mast gespannt. Das Passieren von hohen Fahrzeugen ist aufgrund der hohen Abspannung gewährleistet. An dem Drahtseil ist das Stromkabel befestigt, das von der Starkstromsteckdose am Gebäude zum Teststand führt. Mit dieser Trasse können sowohl die Messgeräte versorgt sowie auch der Strom der PV-Fassadenelemente eingespeist werden.

Die fassadenintegrierten Photovoltaikmodule der Projektpartner sind an allen vier Außenwänden des Raumcontainers montiert. Die Anordnung der einzelnen PV-Fassadenelemente ist wie folgt:

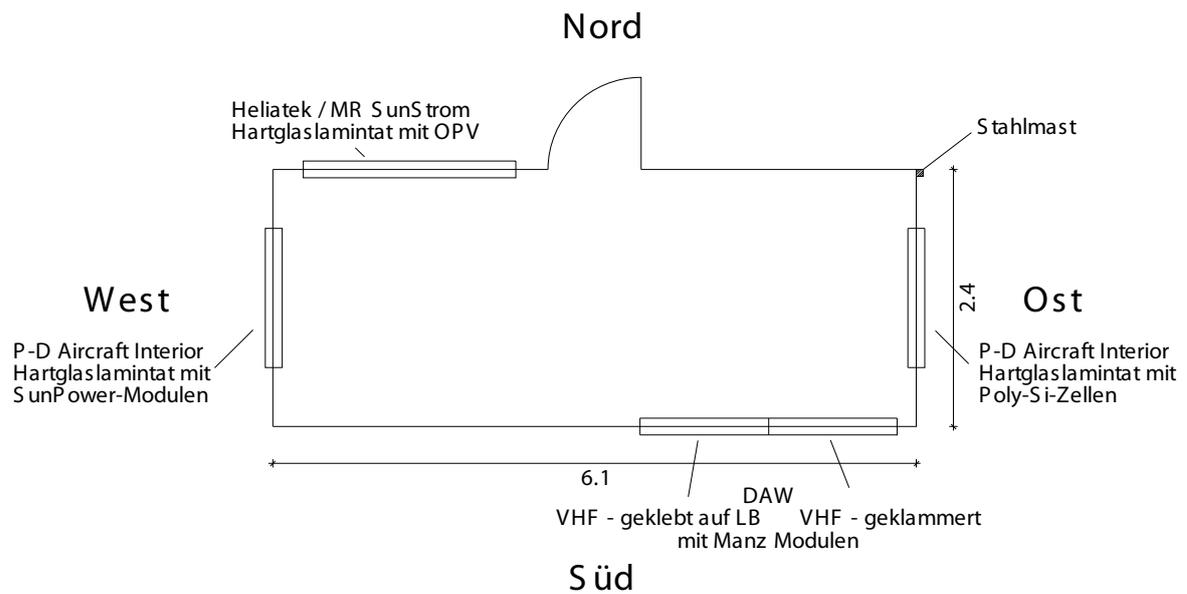


Abbildung 7-3: Anordnung der einzelnen PV-Fassadenelemente an der Unterkonstruktion des Freibewitterungsteststands

Die zweite Hälfte der Südseite des Fassadentestcontainers sollte von einer semitransparenten Pfosten-Riegel-Fassade der Glaswerke Arnold ausgefüllt werden. Durch das Ausscheiden des Projektpartners wurde diese exponierte Südfläche vakant.

7.2.4 PV-Fassaden

Die am Freibewitterungsteststand montierten PV-Fassadenelemente werden hier genauer beschrieben.

Östliche Südseite: Vorgehängte hinterlüftete Fassade von DAW

Der Projektpartner DAW testet am Freibewitterungsteststand zwei unterschiedliche Konstruktionstypen fassadenintegrierter Photovoltaik. Bei beiden Typen handelt es sich um vorgehängte hinterlüftete Fassaden. Vier Fassadenelemente werden mit Klammern gehalten und bei vier Fassadenelementen wird die Frontplatte auf einen Leichtbetonträger geklebt.

Folgende schematische Darstellung verdeutlicht die Unterschiede der beiden Halterungen:

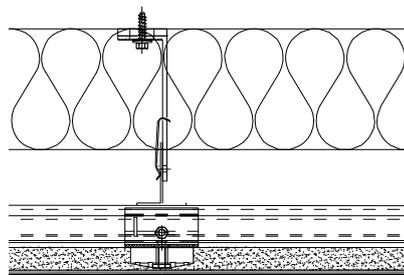


Abbildung 7-4: Auf Leichtbeton geklebte PV

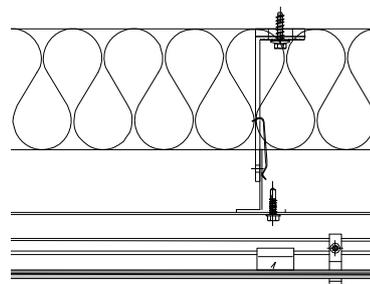


Abbildung 7-5: Geklammerte Konstruktion

Bei den auf Leichtbeton geklebten PV-Fassadenelementen wird die Leichtbetonplatte mit jeweils vier keramischen Haltern an der Unterkonstruktion montiert. Mithilfe der Aluminium-Unterkonstruktion dienen diese Haltepunkte zur Befestigung des Moduls am statisch tragenden Verankerungsgrund. Bei der geklammerten Konstruktion erfolgt die Halterung der PV-Modul-Frontplatte durch Klammern, welche wiederum an einer Aluminium-Unterkonstruktion befestigt sind. Folgendes Bild veranschaulicht die Klammerkonstruktion:



Abbildung 7-6: Klammerehaltene Konstruktion mit entsprechender Aluminium-Unterkonstruktion

Die PV-VHF-Elemente bestehen somit aus einem Photovoltaik-Modul mit der entsprechenden Halterung, einer Unterkonstruktion und der notwendigen Dämmung.

Die Produktnummer der verwendeten PV-Module für alle acht Fassadenelemente lautet M-GCS102E085 des Unternehmens Manz CIGS Technology GmbH. Bei diesem Dünnschichtmodul wurde das Materialsystem CIS – bestehend aus Kupfer (Cu), Indium (In), Gallium (Ga) und Selen (Se) – auf eine Glasscheibe aufgedampft. Laut dem Datenblatt des Moduls ergibt sich bei Standard-Testbedingungen (Bestrahlungsstärke $E = 1000 \text{ W/m}^2$, Modultemperatur $T_{\text{Modul}} = 25 \text{ °C}$, Luftmasse AM 1,5 Spektrum) eine Nennleistung von $P_{\text{max}} = 85 \text{ W}$. Die Zeichnung mit den genauen Abmaßen der PV-Fassadenelemente befindet sich im Anhang A. Die Anordnung und den Aufbau der einzelnen PV-Fassadenelemente zeigt folgende Grafik:

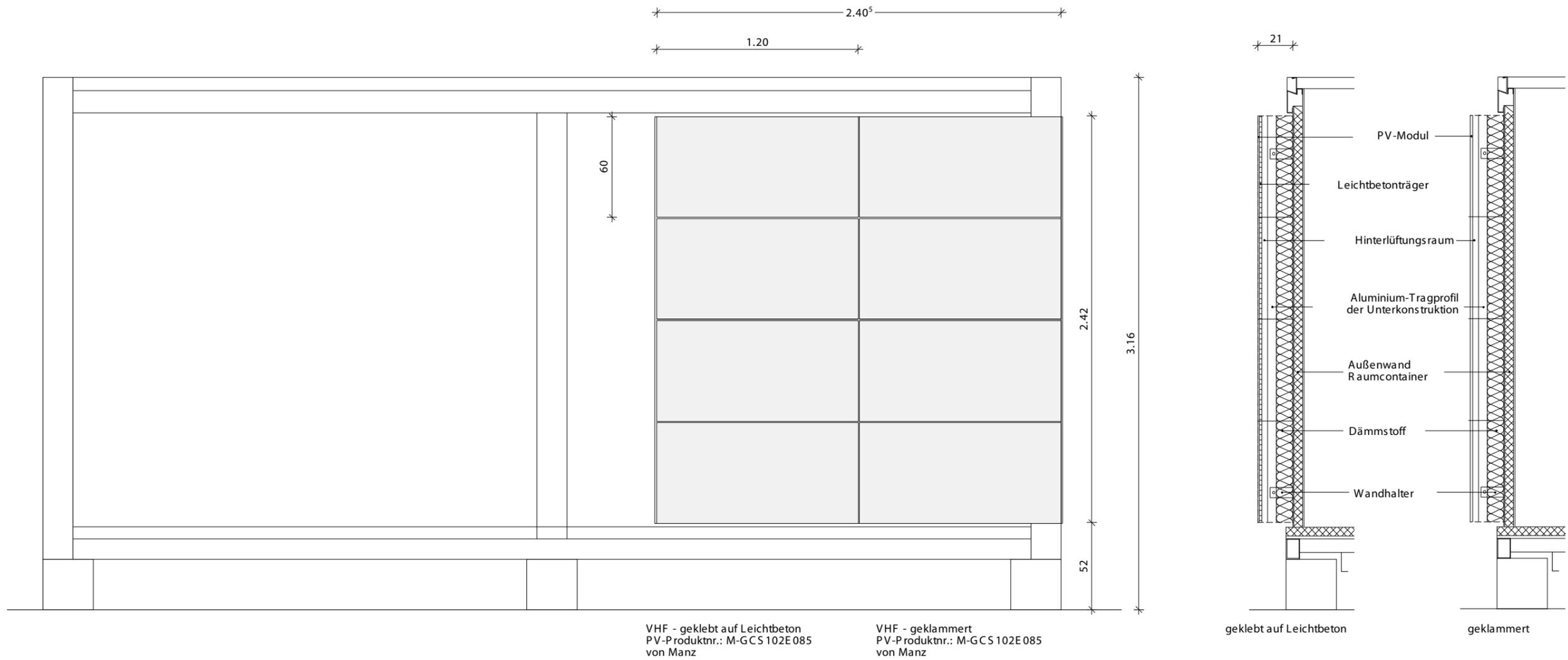


Abbildung 7-7: Skizze der PV-VHF-Elemente von DAW mit den Hauptabmessungen und Bezeichnungen in der Vorderansicht (links) sowie in der Seitenansicht (rechts) montiert im Süden

Ost-/Westseite: Fassade für unterschiedlichen Einsatz von P-D Aircraft Interior

Der Projektpartner P-D Aircraft Interior testet am Freibewitterungsteststand zwei Fassaden gleicher Konstruktion mit unterschiedlichen Solarzellen. Beide Fassadenelemente bestehen aus folgenden Kernkomponenten: kristalline Rückseitenkontakt-Solarzellen, Grundplatte aus Hartglaslaminat und Frontfolie aus Fluorpolymer (LCE 2013). Der Aufbau des PV-Fassadenelements ist folgender Darstellung zu entnehmen:

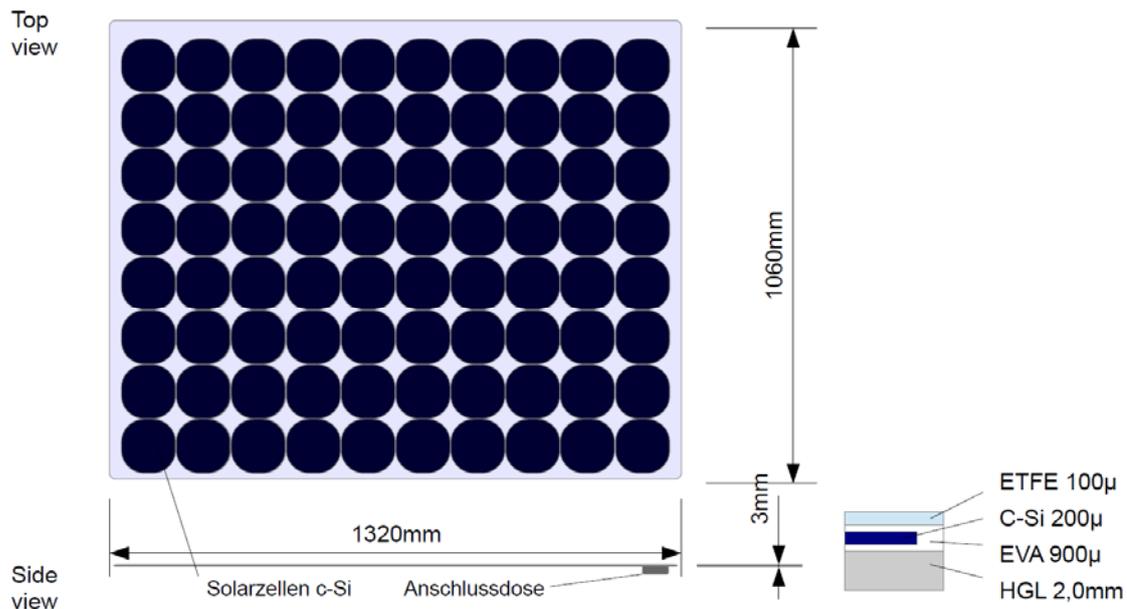


Abbildung 7-8: Aufbau und Abmessungen der Fassadenelemente von P-D Aircraft Interior (LCE 2013)

Zur Verstärkung des Fassadenelements wurden unter das Hartglaslaminat noch drei L-Profile mit einer Kantenbreite von 20 mm geklebt. Das Hartglaslaminat ist ein Gemisch aus Glasgewebe und Epoxidharz.

An der Ostseite des Freibewitterungsteststands sind zwei Fassadenelemente bestehend aus standard-polykristallinen Solarzellen montiert. Laut den Angaben des Projektpartners ergibt sich unter Standard-Testbedingungen (Bestrahlungsstärke $E = 1000 \text{ W/m}^2$, Modultemperatur $T_{\text{Modul}} = 25 \text{ °C}$, Luftmasse AM 1,5 Spektrum) eine Modul-Nennleistung von $P_{\text{max}} = 250 - 255 \text{ W}$. Die vom Projektpartner gewählte Bezeichnung für diese Elemente lautet MES-Module, wobei MES für „Mittlere Effizienz Semiflexibel“ steht.

Des Weiteren hat der Projektpartner zwei Fassadenelemente an der Westseite montieren lassen. Hierfür werden hocheffiziente monokristalline Solarzellen mit der Bezeichnung HES-Module verwendet. HES steht dabei für „Hohe Effizienz Semiflexibel“. Laut den Angaben des Projektpartners ergibt sich unter Standard-Testbedingungen eine Nennleistung von $P_{\text{max}} = 250 - 255 \text{ W}$.

Folgende Bilder zeigen die Fassadenelemente mit den unterschiedlichen Zellzusammensetzungen:



Abbildung 7-9: MES-Modul (MES-48-198) an der Ostseite montiert (links) und das HES-Modul (HES-80-253) für die Westseite (rechts)

Die Fassaden zeichnen sich durch eine Kombination aus hohem Modulwirkungsgrad, geringem Gewicht, Biegsamkeit (innerhalb eines typischen Mindestradius R), Robustheit gegen Outdoor-Witterungseinflüsse, leichter Montierbarkeit (z.B. Durchbohren möglich) und ansprechendem Design (dunkle Solarzellen-Oberflächen) aus (LCE 2013).

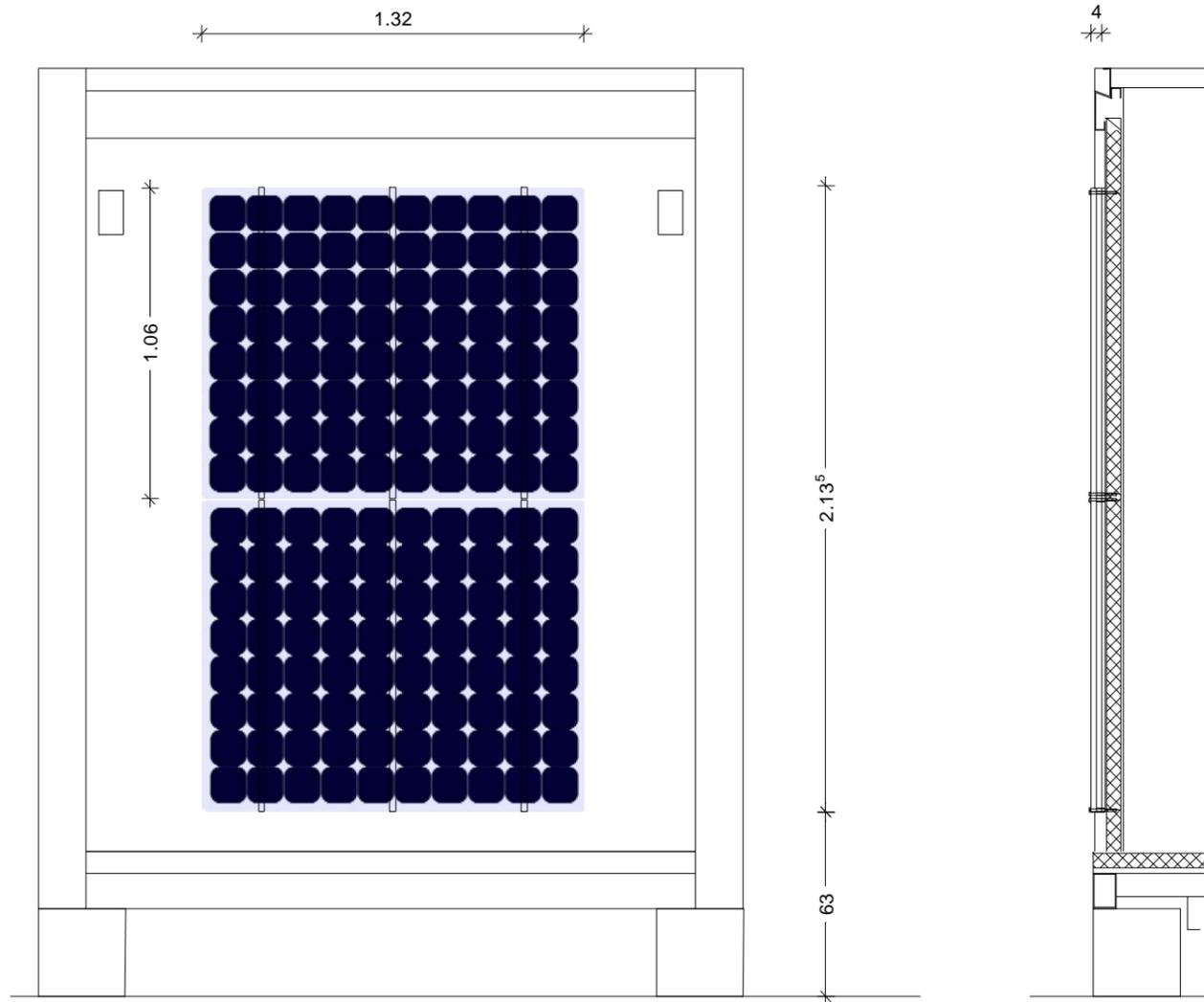


Abbildung 7-10: Skizze des PV-Fassadenelements mit SunPower HES-Modulen (HES-80-253) von P-D Aircraft Interior mit den Hauptabmessungen und Bezeichnungen in der Vorderansicht (links) sowie in der Seitenansicht (rechts) montiert im Westen

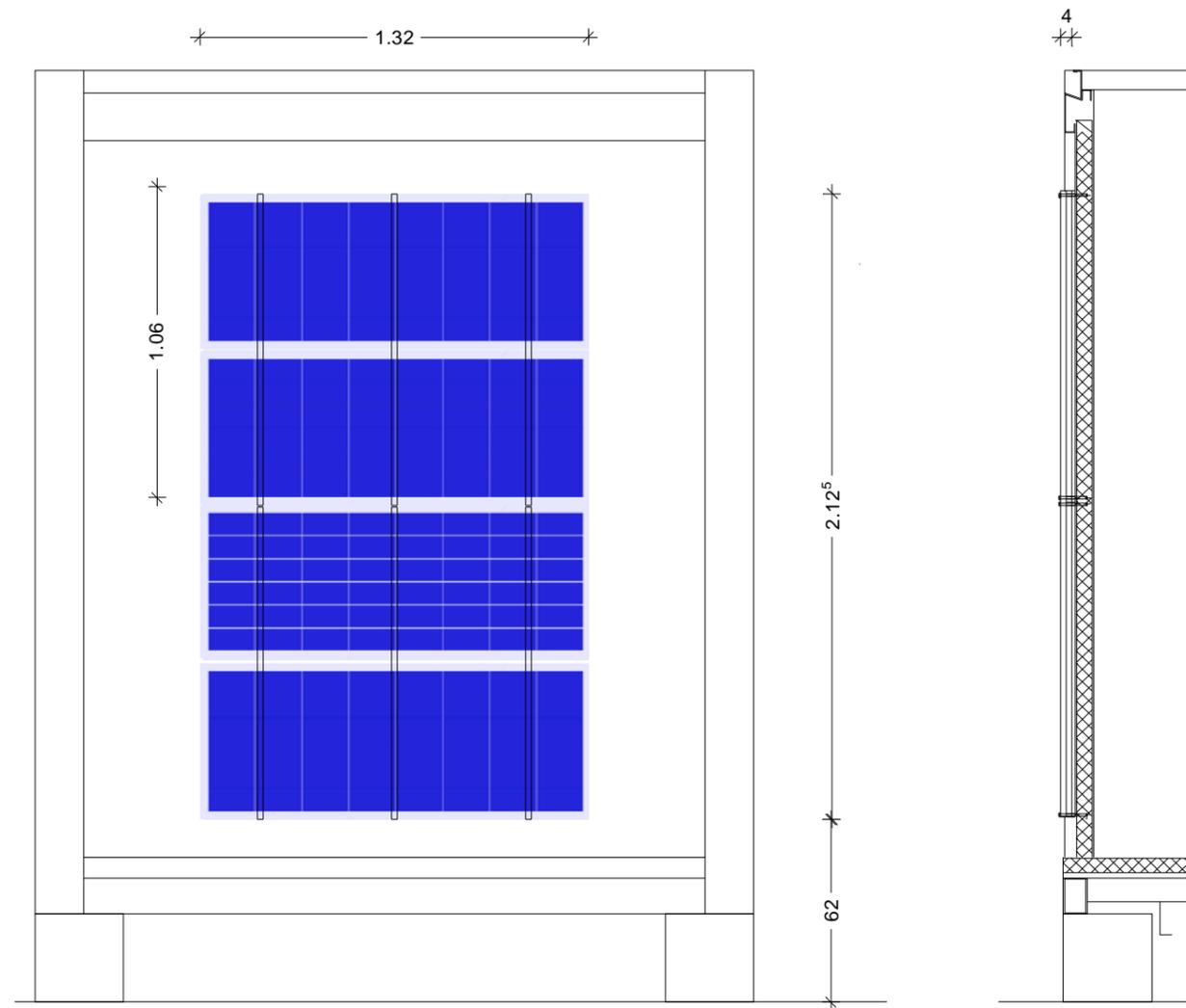


Abbildung 7-11: Skizze des PV-Fassadenelements mit poly-kristallinen Zellen aus China (MES-48-198) von P-D Aircraft Interior mit den Hauptabmessungen und Bezeichnungen in der Vorderansicht (links) sowie in der Seitenansicht (rechts) montiert im Osten

Nordseite: Organische Solarzellen auf Hartglaslaminat von MR SunStrom und P-D Aircraft Interior

Der Projektpartner MR SunStrom testet in Zusammenarbeit mit P-D Aircraft Interior ein OPV-System in Form eines vorgehängten Spannsystems. Die organischen Zellen sind auf einen witterungsfesten und in das Befestigungssystem integrierten, flexiblen Träger laminiert.

Am Freibewitterungsteststand sind diese neuartigen organischen Module elektrisch nicht verschaltet und können somit auch nicht ans Stromnetz angeschlossen werden. An diesem System soll lediglich eine Prüfung der Witterungsfestigkeit des neuartigen Befestigungssystems durchgeführt werden. Aus diesem Grund konnten die Module auch auf der schattigen Nordseite des Teststands angebracht werden, auf der kaum Sonneneinstrahlung auftritt.



Abbildung 7-12: PV-Module der 3. Generation auf der Nordseite des Freibewitterungsteststands

Nach der Installation der einzelnen Fassaden sieht der Freibewitterungsteststand wie folgt aus:



Abbildung 7-13: Nordostansicht (links) und Südwestansicht des Freibewitterungsteststands (rechts)

7.2.5 PV-System

Die PV-Module der Fassadenelemente sind an Wechselrichter angeschlossen, um die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz simulieren zu können. Die Planung der PV-Modulverschaltung erfolgte unter Berücksichtigung der jeweiligen Fassadenkonstruktion und PV-Technologie. Es sind nur gleichartige PV-Fassadenelemente in einem Strang zusammengeschaltet. Damit kann eine optimale Leistungsabgabe erzielt werden. Aufgrund des geringen Leistungsbereichs der verschalteten Stränge werden sogenannte Mikro-Wechselrichter verwendet. Die Funktionsweise dieser Geräte ist genauso wie bei großen Strang-Wechselrichtern, wird aber für Solar-Generatoren mit deutlich kleinerem Leistungsbereich verwendet. Ein Wechselrichter regelt für den jeden Strang bzw. Teilgenerator den MPP. Das MPP-Tracking erfolgt somit für jeden Teilgenerator unabhängig voneinander. Aufgrund der unterschiedlichen Spannungsniveaus der einzelnen Module mussten unterschiedliche Mikro-Wechselrichter und Verschaltungsarten (Reihen- oder Parallelschaltung) gewählt werden. Die Wechselrichterdimensionierung erfolgte auf Grundlage von (Haselhuhn 2010) und (Photon Profi 2012).

Vorgehängte hinterlüftete Fassade von DAW

Am Freibewitterungsteststand werden die vier geklebten PV-Fassadenelemente zu einem Strang verschaltet. Die vier PV-Module sind parallel geschaltet und an den Mikro-Wechselrichter StecaGrid300 von Steca angeschlossen. Die vier geklammerten PV-Fassadenelemente werden genauso verschaltet und sind an einem zweiten Mikro-Wechselrichter gleicher Bauart und Hersteller angeschlossen (siehe auch Abbildung 7-14). Die zwei Wechselrichter regeln bis zu einer maximalen Wechselstromleistung von $P_{AC,max} = 250 \text{ W}$ und kann den MPP in einem Spannungsbereich von $45 \text{ V} < U_{MPP} < 100 \text{ V}$ einstellen

(Photon Profi 2012 S. 22). Die verwendeten Wechselrichter entsprechen nicht der VDE AR-N-4105, da sie die Wirkleistung nicht abhängig von der Netzfrequenz regeln können. Zum Zeitpunkt der Wechselrichterauslegung konnten keine vergleichbaren Wechselrichter mit dem benötigten Leistungsbereich beschafft werden. Zur Realisierung der Netzüberwachung wurden deshalb zusätzlich ein SMA Grid Gate und zwei ABB Installationsschützen ESB 12-40 montiert, die die PV-Anlage bei Nicht-Einhalten der Netzfrequenz vom öffentlichen Netz trennen.

Fassade für unterschiedlichen Einsatz von P-D Aircraft Interior

Die zwei PV-Module der an der Ostseite montierten Fassadenelemente von P-D Aircraft Interior werden zu einem Strang zusammengeführt. Die Reihenschaltung der PV-Module der beiden Elemente wird an den Mikro-Wechselrichter INV350-60EU von APtronic angeschlossen. Auch die zwei SunPower-Module der Fassadenelemente im Westen werden mit einem zweiten Wechselrichter INV350-60EU genauso verschaltet. Die zwei Wechselrichter regeln bis zu einer maximalen Wechselstromleistung $P_{AC,max} = 340 \text{ W}$ und kann den MPP in einem Spannungsbereich von $20 \text{ V} < U_{MPP} < 50 \text{ V}$ einstellen (Photon Profi 2012 S. 22). Die Wechselrichter von APtronic erfüllen die VDE AR-N-4105, wodurch keine externe Netzregelung notwendig ist.

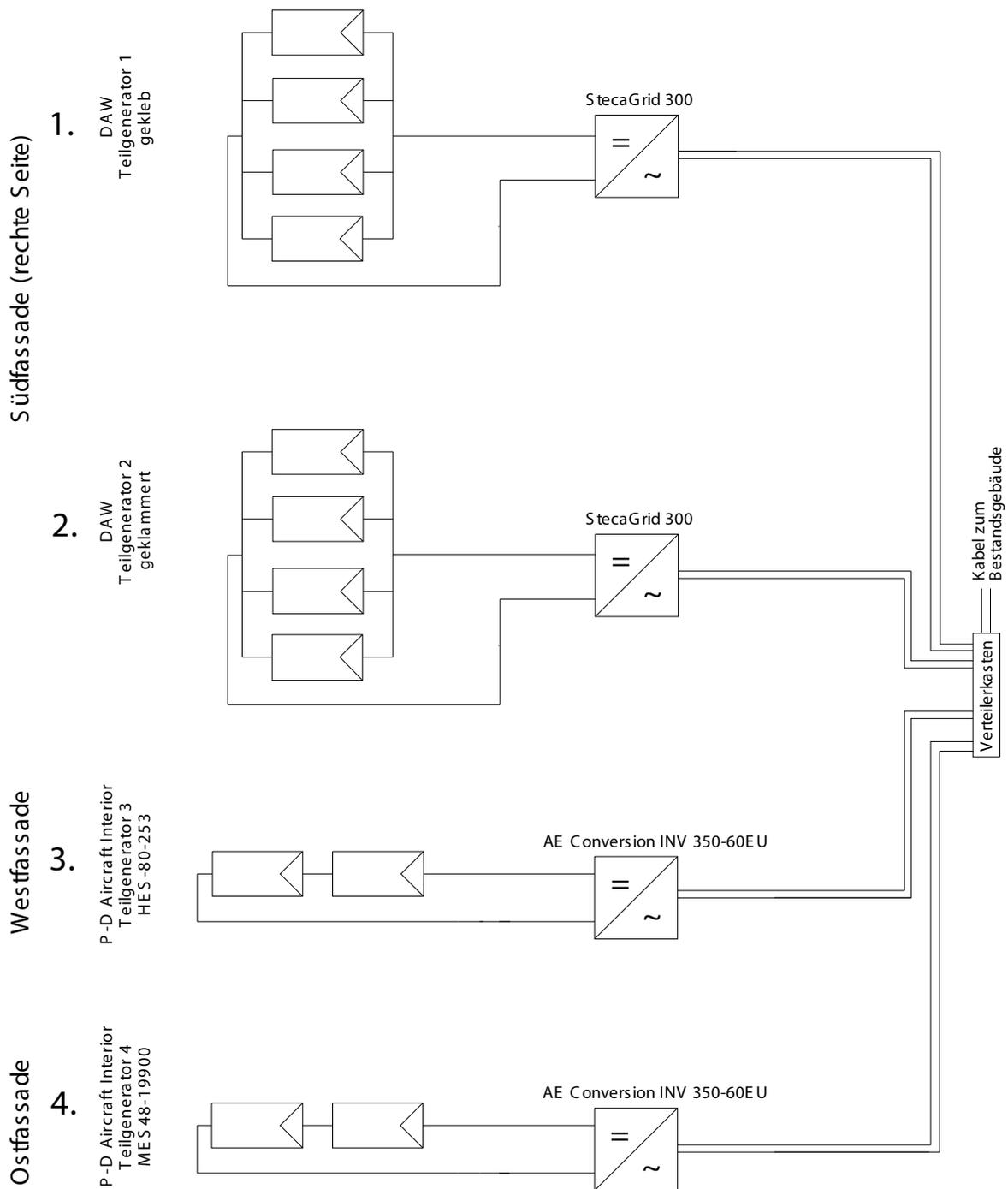


Abbildung 7-14: Verschaltung der PV-Module der Fassadenelemente am Freibewitterungsteststand

Wie in der Abbildung dargestellt sind die PV-Module der Fassadenelemente zu einem Teilgenerator zusammengeschaltet. Die Einstellung des MPPs erfolgt für jeden Teilgenerator-Strang unabhängig. Die Strom- und Spannungsmessung eines einzelnen Moduls kann somit nicht erfolgen. Eine stichprobenartige Aufzeichnung der I-U-Kennlinie einzelner Module kann aber mit einer elektronischen Last erfolgen.

7.3 MESSKONZEPT

Erfahrungen zeigen, dass die Messgeräte mit Blick auf die vorherrschenden Umweltbedingungen am Standort ausgewählt werden müssen. Grundsätzlich sollten sie robust und wartungsarm sein und so schnell und so präzise wie nötig messen können (Odenbach 2008 S. 3). Für Langzeitmessungen werden zeitlich trägere, dafür aber robustere Geräte empfohlen (Bernhofer 2008 S. 57).

7.3.1 Messaufgabe

Der elektrische Leistung sowie die mechanische Funktionstüchtigkeit der PV-Fassaden(elemente) werden durch äußere Umwelteinflüsse beeinträchtigt. Am Freibewitterungsteststand sollen diese Einflüsse und die entsprechenden Auswirkungen erfasst werden, um beispielsweise das Ertragspotenzial und das Temperaturverhalten der einzelnen Fassadentypen untersuchen zu können. Die Messaufgabe ist die messtechnische Erfassung der unterschiedlichen Einflüsse und Auswirkungen.

Die Leistung des PV-Moduls, die Fassadenkonstruktion sowie die Bauphysik werden durch Umwelteinwirkungen beeinflusst. Hierbei spielt insbesondere das Wetter eine entscheidende Rolle. Andere Einflüsse, wie zum Beispiel Staub, werden am Teststand nicht untersucht. Das Wetter tritt als Wind, Sonneneinstrahlung, Temperatur und Feuchte in Erscheinung. Diese messbaren Größen werden im Folgenden als meteorologische Einflussgrößen bezeichnet und haben einen Einfluss auf Größen in der Solarfassade sowie die Leistung des PV-Moduls. Die wetterbedingten Einflüsse wirken auf die Fassadenkonstruktion (z. B. Klebeverbindung) und die Bauphysik (z. B. Wärmeschutz) im Gesamten. Die folgende Abbildung skizziert diese vielschichtigen Zusammenhänge für eine vorgehängte hinterlüftete Fassade:

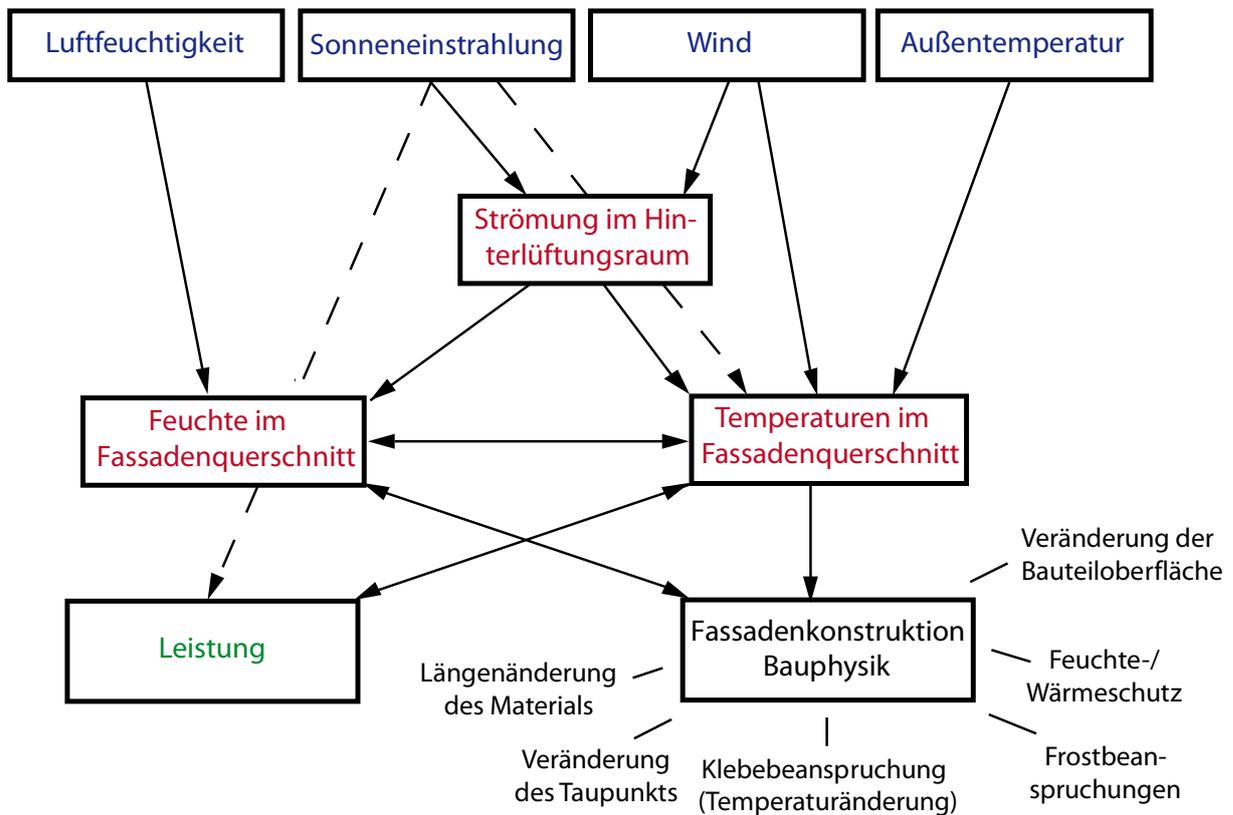


Abbildung 7-15: Wirkung des Wetters (blau) auf messbare Größen in der Fassade (rot), der Leistung (grün) sowie auf die Fassadenkonstruktion und Bauphysik (schwarz) (Fankhänel 2012)

Dieser Überblick stellt lediglich zunächst naheliegende Zusammenhänge dar und sollte in späteren Untersuchungen und Betrachtungen konkretisiert werden.

Die meteorologischen Einflussgrößen in Abbildung 7-15 (blau dargestellt) beeinflussen Größen in der Fassade (rot). Diese Größen wirken sich wiederum auf den elektrischen Betrieb (Leistung) und die Fassadenkonstruktion und die Bauphysik aus.

Folgendes Beispiel verdeutlicht die Einflusskette von oben nach unten: Die Änderung der Außentemperatur bewirkt eine Temperaturänderung in der Fassade. Diese hat beispielsweise eine Längenänderung des Materials zur Folge und/oder ändert die PV-Modultemperatur T_{Modul} und damit die Leistung des PV-Moduls. Eine Längenänderung kann wiederum eine Auswirkung auf die Belastung in der Fuge zwischen den Modulen haben oder andere Elemente im Fassadensystem belasten.

Die Pfeile zeigen hierbei die Richtung des Einflusses an. So wird unter anderem auch ersichtlich, dass die entsprechende Ausführung der Fassadenkonstruktion Einfluss auf die rot dargestellten Größen hat.

Die genannten Größen (meteorologische Einflussgrößen und Größen in der Fassade) werden im Folgenden als Messgrößen bezeichnet und sollen durch ein geeignetes

Messsystem erfasst werden. Entlang der Einflussketten werden ausgehend von den meteorologischen Messgrößen die Einflüsse auf die elektrische Leistung und die Fassadenkonstruktion genannt. Die Auswahl der im Messsystem zu verwendenden Geräte erfolgt – von oben beginnend – entlang der Messkette wie in Abbildung 3-4 dargestellt: Zu Beginn wird die Sensorik vorgestellt und in den darauf folgenden Abschnitten die Geräte zur Messsignalerfassung und Messdatenverarbeitung (Fankhänel 2012).

Sensorik

Meteorologie

Meteorologische Messungen werden nach international festgelegten Richtlinien durchgeführt, um eine gleichbleibende Datenqualität zu erhalten. Verschiedene Vorschriften – herausgegeben von der Weltorganisation für Meteorologie – regeln zum Beispiel die Aufbauhöhe und Aufstellung der Messinstrumente (Foken 2006 S. 196).

Im Sinne des Forschungsprojekts wurden die Vorschriften lediglich zur Kenntnis genommen, da eine andere Zielstellung vorliegt: Die meteorologischen Messgrößen werden nicht für Wettervorhersagen und -aufzeichnungen erfasst, sondern dienen zur Erfassung der lokalen Einflüsse auf das Fassadensystem sowie der Beschreibung der Wettersituation am Teststand. Die Beschreibung des Wetters ermöglicht einen Vergleich der Messergebnisse mit PV-Fassaden an anderen Standorten.

Bestrahlungsstärke

Die auftreffende Sonneneinstrahlung auf das PV-Fassadenelement hat einen direkten Einfluss auf die elektrische Leistung des PV-Moduls. Am meisten wird der Modulstrom durch eine Einstrahlungsänderung beeinflusst. Nimmt die Sonneneinstrahlung zu, so wird auch die elektrische Leistung des Moduls steigen. Außerdem bewirkt die solare Strahlung eine Aufheizung der Luft und der Bauteile im Fassadenquerschnitt.

Es gibt verschiedene strahlungsphysikalische Größen, die messtechnisch erfasst werden können (siehe auch (Hoffmann 2007 S. 337)). Am Freibewitterungsteststand wird die Bestrahlungsstärke G mit der Einheit W/m^2 erfasst.

Zur Messung der Bestrahlungsstärke werden zwei unterschiedliche Typen von Messgeräten verwendet. Der verwendete Siliziumstrahlungssensor Si-13TC-K benutzt eine Silizium(Si)-Solarzelle. Mittels des photovoltaischen Effekts wird der Kurzschlussstrom in dieser Solarzelle, welcher proportional zur Bestrahlungsstärke ist, gemessen. Dieser Solarstrahlungssensor Si-13TC-K stammt vom Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer und misst die Bestrahlungsstärke im dargestellten Spektrum. Das Pyranometer CMP 11 besteht aus einer geschwärzten Thermosäule, die direkt die thermische Energie in ein elektrisches Messsignal umwandelt.



Abbildung 7-16: Siliziumstrahlungssensor Si-13TC-K (Mencke & Tegtmeyer 2011 S. 1)



Abbildung 7-17: Pyranometer CMP 11 (Kipp & Zonen 2011 S. 3)

Die beiden Messgeräte erfassen die Sonneneinstrahlung in unterschiedlichen Bereichen des Lichtspektrums.

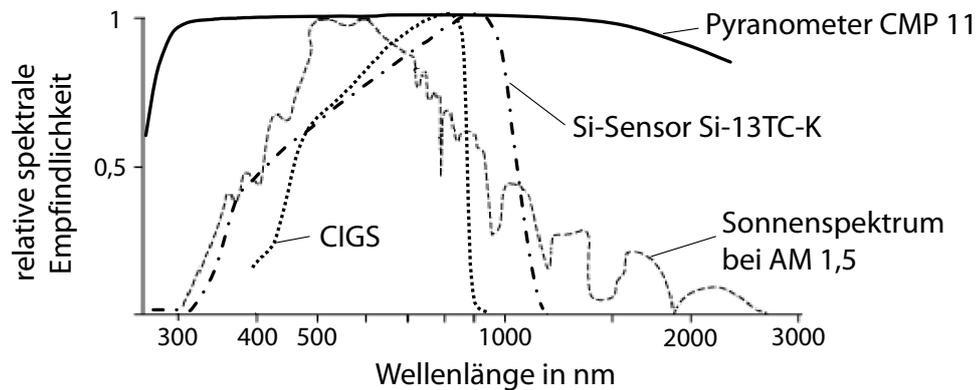


Abbildung 7-18: Sonnenspektrum mit der spektralen Empfindlichkeit der Messgeräte und dem PV-Modul abhängig von der Wellenlänge (auf Grundlage von (Technik Lexikon 2012), (Mencke & Tegtmeyer 2012), (Field 1997) und (Gengenbach 2012) bzw. (Fankhänel 2012))

Bei Betrachtung des Abbildung 7-18 wird deutlich, dass der verwendete Siliziumstrahlungssensor nicht das gesamte Sonnenspektrum (300–1200 nm) erfasst. Dagegen registriert das Pyranometer ein weitaus größeres Sonnenspektrum (300–2800 nm). Des Weiteren ist zu erkennen, dass der Solarstrahlungsmesser die Bestrahlungsstärke im gleichen Spektrum misst, in dem auch das PV-Modul mit der CIGS Technologie (400–900 nm) Sonnenergie in elektrische Energie umwandelt. Zur Erfassung der Globalstrahlung (horizontale Ausrichtung mit 0°) und der vertikalen Einstrahlung (0°) in der Fassadenebene sollte das ganze Sonnenspektrum erfasst werden, da unterschiedliche Solarzell-Technologien und Materialzusammensetzungen verwendet werden. Dafür eignet sich das Pyranometer. Zur Messung der Globalstrahlung und der auf der Süd-Fassade auftreffenden Sonneneinstrahlung wird jeweils ein Pyranometer verwendet. Aus Kostengründen wird für die Messung der Einstrahlungen im Osten und Westen jeweils ein Silizium-Solarstrahlungssensor verwendet. Dieses Messgerät bietet eine kostengünstige Alternative zum Pyranometer. Der Messbereich des Silizium-Sensors beträgt 0 bis 1300 W/m² (Mencke & Tegtmeyer 2011 S. 2) und der des Pyranometers liegt bei 0 bis 2000 W/m² (Kipp & Zonen 2011). Somit kann auch die maximale Strahlungsintensität auf der Erdoberfläche von 1000 W/m² erfasst werden.

Horizontale Windgeschwindigkeit und -richtung

Der Wind ist ein atmosphärisch-physikalisches Phänomen, bei dem aufgrund von Luftdruckunterschieden eine gerichtete Luftbewegung hervorgerufen wird. Diese meteorologische Größe besitzt eine Geschwindigkeit und eine Richtung. Die Einheit der Windgeschwindigkeit v_w ist m/s. Die Angabe der Windrichtung erfolgt meist in einer 360°-Skala (auch Azimutwinkel genannt) mit der Einheit ° (Häckel 2005 S. 252 bis 260). Die horizontale Geschwindigkeit und Richtung werden am Teststand erfasst.

Der Wind erhöht die Konvektion am Modul und hat somit Einfluss auf die Temperaturen in der Fassadenkonstruktion. Außerdem werden beispielsweise aufgrund der von der Windanströmung verursachten lokalen Druckunterschiede (Ober- und Unterkante des Fassadenelements) die Luftbewegungen im Hinterlüftungsraum der vorgehängten Fassade beeinflusst (Tanner 2004 S. 6), wodurch die Strömungsgeschwindigkeit im Hinterlüftungsraum eine Veränderung erfährt.

Am Freibewitterungsteststand werden Geschwindigkeit und Richtung durch zwei getrennte Messgeräte erfasst. Beide Geräte funktionieren nach bekannten Prinzipien: Die Translationsbewegung des Winds wird in eine Rotationsbewegung umgewandelt. Die Windgeschwindigkeit wird hierbei mit einem Schalenanemometer erfasst und die Windrichtung mittels einer Windfahne. Folgende Abbildung zeigt den verwendeten Windrichtungsgeber-Compact (Typ 4.3129.60.161) und den Windgeber-Compact (Typ 4.3519.00.161) von Adolf Thies:



Abbildung 7-19: Windrichtungsgeber von Adolf Thies (Adolf Thies 2012)



Abbildung 7-20: Windgeber von Adolf Thies (Adolf Thies 2012)

Beide Messgeräte besitzen eine integrierte 20 W Heizung, um die Mechanik vor Vereisung zu schützen. Die Auflösung der Windfahne beträgt 0,4° (Adolf Thies 1 2011 S. 9) und die des Schalenanemometers 0,1 m/s (Adolf Thies 2010 S. 9). Einen Hinweis auf den zu wählenden Messbereich bieten Aufzeichnungen der Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes in Dresden-Klotzsche. Die maximale Windgeschwindigkeit der letzten 50 Jahre wurde Anfang des Jahres 2007 mit $v_w = 123,5 \text{ km/h} = 34,3 \text{ m/s}$ erreicht (DWD-Wetterstation 2012). Der Messbereich des Windgebers von 0 bis 50 m/s (Adolf Thies 2010 S. 4) erscheint deshalb ausreichend. Auch am windexponierten Standort des Teststandes werden diese Geschwindigkeiten nicht erreicht.

Die Erfassung der Windgrößen könnte auch mittels Radar- oder Ultraschallmessverfahren mit einer höheren Genauigkeit vorgenommen werden. Mit diesen Verfahren kann nicht nur die horizontale Richtungskomponente des Windes erfasst werden, sondern alle drei Raumrichtungen. Außerdem können Windböen, welche durch Ablösungen an Hindernissen auftreten, gemessen werden (Bachmann 2003 S. 35). Im Rahmen des Forschungsprojekts ist die Erfassung aller drei Raumrichtungen des Windes nicht erforderlich: Es wird vermutet, dass die horizontale Windgeschwindigkeit am größten ist und deshalb auch den größten Einfluss hat. Die Erfassung der Böen ist nicht sinnvoll, da Böen lokal auftreten und die auf die Fassade wirkenden Böen sich von den Böen an den Messgeräten unterscheiden werden.

Luftgeschwindigkeit an der Fassade

Umso höher die Luftgeschwindigkeit entlang der Fassadenfläche ist, umso höher ist auch die Konvektion, die für eine Kühlung der PV-Fassaden sorgt.

Die Luftgeschwindigkeit an der Südfassade $v_{W,a,S}$ mit der Einheit m/s wird maßgeblich durch den auf die Südfassade treffenden Wind hervorgerufen.

Der ausgewählte Strömungssensor SS 20.250 eignet sich zur Erfassung von Luftströmungen in einem Messbereich von 1 bzw. 20 m/s (Schmidt 2010 S. 18). Luftgeschwindigkeiten $v_{W,a,S} > 20$ m/s werden nicht erwartet. Das Messprinzip des Sensors nutzt folgenden physikalischen Vorgang: Je höher die Strömungsgeschwindigkeit, desto höher ist auch der Wärmeabtransport durch Konvektion. Der grundlegende Aufbau des Sensors ist in Abbildung 7-21 skizziert: Der Sensor besteht aus einem Hitzdraht, dessen Temperatur durch Nachregeln der Heizspannung konstant gehalten wird. Die dafür benötigte Spannung ist ein Maß für die Strömungsgeschwindigkeit.

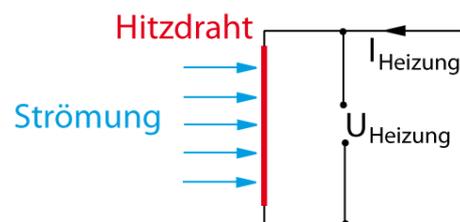


Abbildung 7-21: Prinzipskizze des Konstanttemperaturverfahrens eines Hitzdrahtanemometers

Dieses Messverfahren wird auch als Konstanttemperaturverfahren bezeichnet (Hoffmann 2007 S. 187). Im eingebauten Zustand sieht der Strömungssensor wie folgt aus:



Abbildung 7-22: Strömungssensor SS 20.250 von Schmidt Technology montiert an der südlichen Außenwand des Freibewitterungsteststands

Luftfeuchtigkeit

Die Luftfeuchtigkeit oder einfach auch nur Luftfeuchte bezeichnet den flüssigen und in kleinen Tropfen auftretenden Wasseranteil in der Luft.

Aufgrund der konstruktiv vorgesehenen Öffnungen in der Fassade kann Feuchte von außen in die Fassade eindringen und somit den Feuchtegehalt auch in der Fassade beeinflussen. Am Teststand wird die relative Außenfeuchte f_{rel} erfasst. Diese ist definiert als der Quotient aus der absoluten Feuchte f_{abs} und der bei gleicher Temperatur maximal möglichen Feuchte $f_{\text{abs, max}}$ (gesättigte, feuchte Luft):

$$f_{\text{rel}} = \frac{f_{\text{abs}}}{f_{\text{abs, max}}}$$

Die Einheit der relativen Feuchte ist % (Hoffmann 2007 S. 296). Die relative Außenfeuchte am Demonstrationsteststand wird mit f_a angegeben.

Zur Erfassung der temperaturabhängigen relativen Luftfeuchte wird ein Temperatursfühler benötigt. Zur Vereinfachung der Handhabung wird ein Kombisensor verwendet, welcher die Temperatur und die Feuchte misst.

Außentemperatur

Die Lufttemperatur in Bodennähe wird als Außentemperatur T_a mit der Einheit °C bezeichnet. Die Außentemperatur hat Einfluss auf die Temperatur an unterschiedlichen Stellen der Fassadenkonstruktion, da keine adiabate Trennung der Fassade zur Umgebung vorliegt.

Wie bereits erwähnt, wird bei der Bestimmung der relativen Feuchte auch die Temperatur erfasst. Für die messtechnische Ausstattung des Teststandes wird der Kombisensor Hygro-Thermogeber-Compact (Typ 1.1005.54.000) von Adolf Thies verwendet. Hierbei handelt es sich um einen kapazitiven Feuchtesensor und einem Metall-Widerstandsthermometer (Pt100 mit Vierleitermessung). Der kapazitive Feuchtefühler benutzt Kunststoff als Dielektrikum zwischen zwei Kondensatorplatten. Da Wassermoleküle einen Einfluss auf die Dielektrizitätskonstante des Dielektrikums haben, ändert sich die Kapazität des

Kondensators mit Änderung der Luftfeuchte (Weichert 2000 S. 106). Der Messbereich des Feuchtesensors umfasst 0 bis 100 % (Adolf Thies 2 2011 S. 3).

Der Kombisensor ist zum Schutz vor direkten Wassertropfen und zum Schutz vor Staub in einem ventilierten Gehäuse (Wetter- und Strahlungsschutz-Compact Typ 1.1025.55.100 (Adolf Thies 2009 S. 2)) von Adolf Thies montiert. Der integrierte Ventilator sorgt für einen zirkulierenden Luftstrom durch das Gehäuse. Somit wird eine interne Aufheizung durch die Sonneneinstrahlen und damit eine fehlerhafte Temperaturerfassung vermieden.



Abbildung 7-23: Hygro-Thermogeber von Adolf Thies (Adolf Thies 2012)



Abbildung 7-24: Ventiliertes Wetter- und Strahlungsschutz-Gehäuse von Adolf Thies (Adolf Thies 2012)

Messgrößen im Raumcontainer

Die Innenraumtemperatur im Freibewitterungsteststand wird maßgeblich durch die Außentemperatur bestimmt. Außerdem wird eine Aufheizung durch die sich im Teststand befindenden Messgeräten vermutet. Zur Messung der Innenraumtemperatur und Innenfeuchte wird ebenfalls der Kombisensor Hygro-Thermogeber-Compact von Adolf Thies verwendet (siehe Außentemperatur).

Messgrößen in der Fassade

Die meteorologischen Messgrößen beeinflussen Messgrößen im PV-Fassadenelemente. Diese Größen wirken sich wiederum auf den elektrischen Betrieb aus und üben Einfluss auf die Fassadenkonstruktion und Bauphysik aus. Zu den zu erfassenden Messgrößen in der Fassade gehören: Verschiedene Temperaturen im ganzen Fassadenquerschnitt sowie die Strömungsgeschwindigkeit und die relative Feuchte im Hinterlüftungsraum der vorgehängten hinterlüfteten PV-Fassade.

Temperatur im Fassadenquerschnitt

Die Temperatur im Fassadenquerschnitt wird durch meteorologische Einflussgrößen wie Wind, Außentemperatur und Sonneneinstrahlung beeinflusst. Die Erfassung der Temperaturen erfolgt in verschiedenen Fassadenquerschnittsebenen an mehreren Stellen pro Ebene. Beispielsweise wird in der vorgehängten hinterlüfteten Fassade mit Leichtbetonträger in drei Ebenen die Temperatur gemessen. In Abbildung 7-25 sind die Ebenen dargestellt. Die Temperaturmesspunkte befinden sich entlang des

Fassadenquerschnitts von außen nach innen: In der Klebefuge zwischen PV-Modul und Leichtbetonträger (Ebene 1), auf dem Leichtbetonträger (Ebene 2) sowie im Hinterlüftungsraum (Ebene 3).

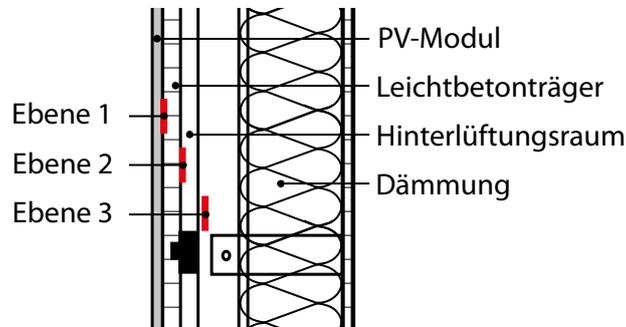


Abbildung 7-25: Ausschnitt des Fassadenquerschnitts mit der Bezeichnung der drei Ebenen in denen die Temperatur gemessen wird

Die Messung in den drei Ebenen ermöglicht die Aufzeichnung des Temperaturverlaufs durch den Fassadenquerschnitt.

Die Leistungsausbeute eines PV-Moduls ist von der Modultemperatur abhängig: Durch die Modultemperatur wird vorwiegend die Modulspannung beeinflusst (Haselhuhn 2005 S. 3-28). Durch die verschiedenen Temperaturstellen kann außerdem die Erhitzung der PV-Module an unterschiedlichen Stellen analysiert werden. Eine Messung der Temperatur auf der PV-Modul-Oberfläche wird nicht durchgeführt, da die daraus resultierende lokale Verschattung eine Leistungseinbuße hervorruft und auch die Modultemperatur an dieser Messstelle beeinflusst würde.

Für die Temperaturerfassung steht eine Vielzahl von Messfühlern mit unterschiedlichen Messprinzipien zur Verfügung (siehe (Hoffmann 2007 S. 134 ff)). Am Freibewitterungsteststand werden ausschließlich Metall-Widerstandsthermometer aus Platin verwendet. Platin-Widerstandsthermometer finden häufig Anwendung in der Meteorologie (Häckel 2005 S. 377). Zudem ist im Vergleich zu anderen Messsensoren wie zum Beispiel Thermoelementen die Genauigkeit höher (Hoffmann 2007 S. 140). Des Weiteren sind Platin-Widerstandsthermometer (Pt1000-Fühler M222 von Heraeus Sensor Technology mit Zweileitermessung (Heraeus Sensor 2011)) bereits vorab durch die Deutschen Amphibolin-Werke von Robert Murjahn Stiftung in die PV-Fassadenelemente eingebracht worden und es erscheint sinnvoll im gesamten Messaufbau Temperaturfühler gleichen Typs zu verwenden. Alle Temperaturfühler besitzen somit ein identisches Verhalten und die gleiche Genauigkeit.

Am Teststand kommen nur Platin-Widerstandsthermometer, aber mit unterschiedlichen Nennwiderständen zum Einsatz. Bei den bereits in der Klebefuge eingebrachten Sensoren und den Messfühlern im Hinterlüftungsraum handelt es sich um Pt1000-Fühler, die bei einer

Bezugstemperatur von $T_{\text{Bezug}} = 0 \text{ °C}$ auf einen Nennwiderstand von $R_{0T} = 1000 \text{ } \Omega$ abgeglichen sind (Heraeus Sensor 2011). Alle weiteren Thermometer sind Pt100-Fühler, die bei gleicher Bezugstemperatur einen Nennwiderstand von $R_{0T} = 100 \text{ } \Omega$ aufweisen. Grund für die unterschiedlichen Nennwiderstände war das späte Bekanntwerden der Widerstände der bereits eingebrachten Temperaturfühler. Der Kauf der anderen Messgeräte war zu diesem Zeitpunkt bereits getätigt.

Die Platin-Widerstandsthermometer nutzen den Effekt, dass das Metall Platin mit zunehmender Temperatur seinen elektrischen Widerstand erhöht (Weichert 2000 S. 97). Zur Messung der Widerstände R_T wird das Ohm'sche Gesetz verwendet: Ein bekannter Strom wird durch eine Konstantstromquelle vorgegeben und der Spannungsabfall über dem Widerstand wird bestimmt (siehe auch Abbildung 7-26). Daraus ergibt sich der Widerstand R_T . Aus diesem kann nach der folgenden Formel die Temperatur T berechnet werden:

$$T = -\frac{\alpha}{2\beta} - \sqrt{\left(\frac{\alpha}{2\beta}\right)^2 - \frac{1}{\beta} + \frac{R_T}{\beta R_{0T}}}$$

Hierbei steht R_{0T} für den Nennwiderstand bei der Bezugstemperatur $T_{\text{Bezug}} = 0 \text{ °C}$, α für die Konstante $3,9083 \cdot 10^{-3} \text{ °C}^{-1}$ und β für die Konstante $-5,775 \cdot 10^{-7} \text{ °C}^{-2}$.

Alle Platin-Widerstandsthermometer werden am Freibewitterungsteststand R_{Leitung} in Vierleitermessung betrieben, da so die Einflüsse der Leitungswiderstände kompensiert werden können (siehe vertiefend (Patzelt 1996 S. 322)). Lediglich die zwischen Modul und Leichtbeton einlamierten Temperaturfühler werden für circa einen Meter in Zweileitermessung betrieben. Die prinzipiellen Unterschiede im Aufbau zwischen Zwei- und Vierleitermessung verdeutlicht folgende Abbildung:

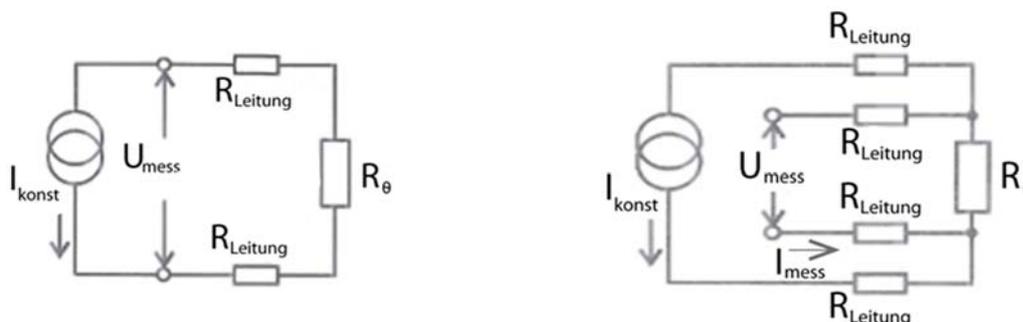


Abbildung 7-26: Zwei- (links) und Vierleiterwiderstandsmessung (rechts) (auf Grundlage von (Weichert 2000 S. 131))

Der Grund für die Verwendung einer Zweileitermessung ist, dass die Leitungskabel aus dem Bereich der Laminierung zwischen Modul und Leichtbeton mit einem möglichst dünnen

Kabel herausgeführt werden müssen. Ein Kabel mit zwei Leitungen hat einen deutlich geringen Querschnitt als ein Vierleitungskabel. Außerhalb des Laminierungsbereichs werden die Platin-Temperaturfühler bis zum Messsignalerfassungsgerät in Vierleitermessung weiter geführt.

Der notwendige Messbereich der Temperaturfühler wird durch die in einer Fassade im Regelfall auftretenden Grenztemperaturen festgelegt. Laut DIN EN 18516-1 [S.12] liegen diese Temperaturen beispielsweise in einer VHF im Regelfall zwischen -20 °C und 80 °C . Die Platin-Widerstandsthermometer können in einem Temperaturbereich von -200 °C bis 850 °C verwendet werden (DIN EN 60751 S. 7).

In Abbildung 7-27 sind die Pt100-Fühler SA2F-RTD von Newport Electronics dargestellt, die zur Temperaturmessung auf die Rückseite der Module bzw. des Leichtbetonträgers aufgeklebt sind.



Abbildung 7-27: Selbstklebender, flexibler Pt100-Fühler von Newport Electronics (Newport 2009 S. 1)

Die folgende Abbildung zeigt die in der Hinterlüftungsraum montierten Temperaturfühler.



Abbildung 7-28: Selbst gebauter Temperaturfühler angebracht im Hinterlüftungsraum der PV-VHF

Relative Feuchte im Hinterlüftungsraum

Der flüssige und in kleinen Tropfen auftretende Wasseranteil in der Luft des Hinterlüftungsraums wird durch die Strömungsgeschwindigkeit und die vom Wetter bedingte Luftfeuchte beeinflusst. Die Erfassung der relativen Feuchte im Fassadensystem

ist von Interesse, da die Fassade den Anforderungen eines Feuchteschutzes entsprechen muss. Feuchte im Bau kann bei Kondensation zu Frostschäden und Korrosion führen.

Zur Messung der Feuchten $f_{\text{Hm, LB}}$ bzw. $f_{\text{Hm, Klam}}$ und der Temperaturen im HR $T_{\text{Hm, LB, S-3}}$ bzw. $T_{\text{Hm, Klam, S-3}}$ wird der gleiche Hygro-Thermogebber wie auch bei der Messung von Außentemperatur und Luftfeuchte genutzt. Zum Schutz des Kombisensors vor großen Wassertropfen und Staub wird der Sinterfilter ZE21 (Typ 1.1005.54.902) von Adolf Thies verwendet.

Strömungsgeschwindigkeit im Hinterlüftungsraum der DAW-Fassade

Die Luftbewegung im HR wird durch die Aufheizung der Luftmassen und die durch den Wind hervorgerufenen Luftdruckdifferenzen beeinflusst. Durch eine erhöhte Luftbewegung wird auch die Feuchte und Wärme im HR besser abtransportiert.

Die Strömungsgeschwindigkeiten $v_{\text{Hm, LB}}$ bzw. $v_{\text{Hm, Klam}}$ haben die Einheit m/s. Der Strömungsanteil, der durch die Thermik bestimmt wird, ist relativ gleichmäßig. An dunklen Fassadenelementen wird die Sonnenstrahlung größtenteils absorbiert, wodurch die mittlere maximale Strömungsgeschwindigkeit auf $v_{\text{Hm, LB}}$ bzw. $v_{\text{Hm, LB}} = 1 \text{ m/s}$ steigen kann. Die durch den Wind hervorgerufene Druckdifferenz erzeugt keine kontinuierliche, gerichtete Hinterlüftung. Mit zunehmender Windanströmung steigt in erster Linie die Schwankungsbreite der Luftgeschwindigkeit, nicht aber der Mittelwert (Tanner 2004 S. 7 bis 8).

Der ausgewählte Strömungssensor SS 20.250 eignet sich zur Erfassung von Luftströmungen bis zu $v_{\text{Hm, LB}}$ bzw. $v_{\text{Hm, Klam}} = 1 \text{ m/s}$ sowie der besagten Schwankungen durch die Windanströmung.

Position der Sensoren

Um in einer späteren Auswertung die Einflüsse der lokalen Umweltbedingungen und deren unmittelbare Auswirkungen im Fassadensystem vergleichen zu können, sind die Sensoren zur Erfassung der meteorologischen Messgrößen direkt am Freibewitterungsteststand montiert worden. Die Messgeräte für die meteorologische Messung befinden sich nördlich der Fassadenelemente, wodurch eine Verschattung der PV-Module durch den Wettermast vermieden wird. Einige meteorologische Messgrößen sind stark von der Sensorposition abhängig: So wird zum Beispiel die Windgeschwindigkeitsmessung durch Hindernisse (z. B.: Hauswände und -ecken) beeinflusst. Erfolgt die Messung der Windgeschwindigkeit möglichst nahe an der Fassade, so erfasst der Windsensor eine ähnliche Windgeschwindigkeit wie sie auch auf das PV-Fassadenelement wirkt. Einen Überblick über die einzelnen Sensorpositionen zeigen die folgenden Abbildungen:

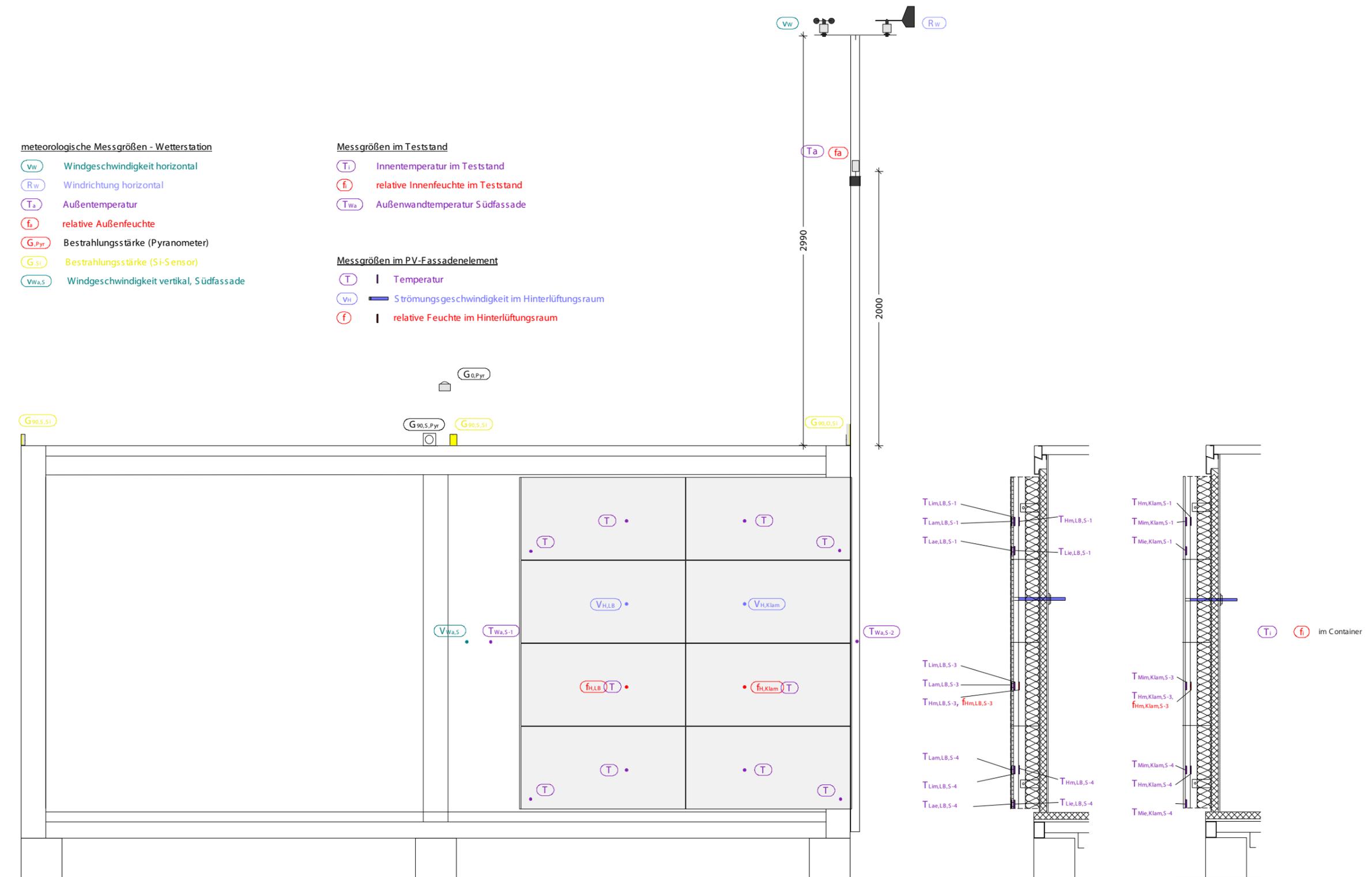


Abbildung 7-29: Südansicht der einzelnen Sensoren

meteorologische Messgrößen

G.si Bestrahlungsstärke (Si-Sensor)

Messgrößen im PV-Fassadenelement

T • | Temperatur

ÜK Kantenüberprüfung
(nicht automatisiert)

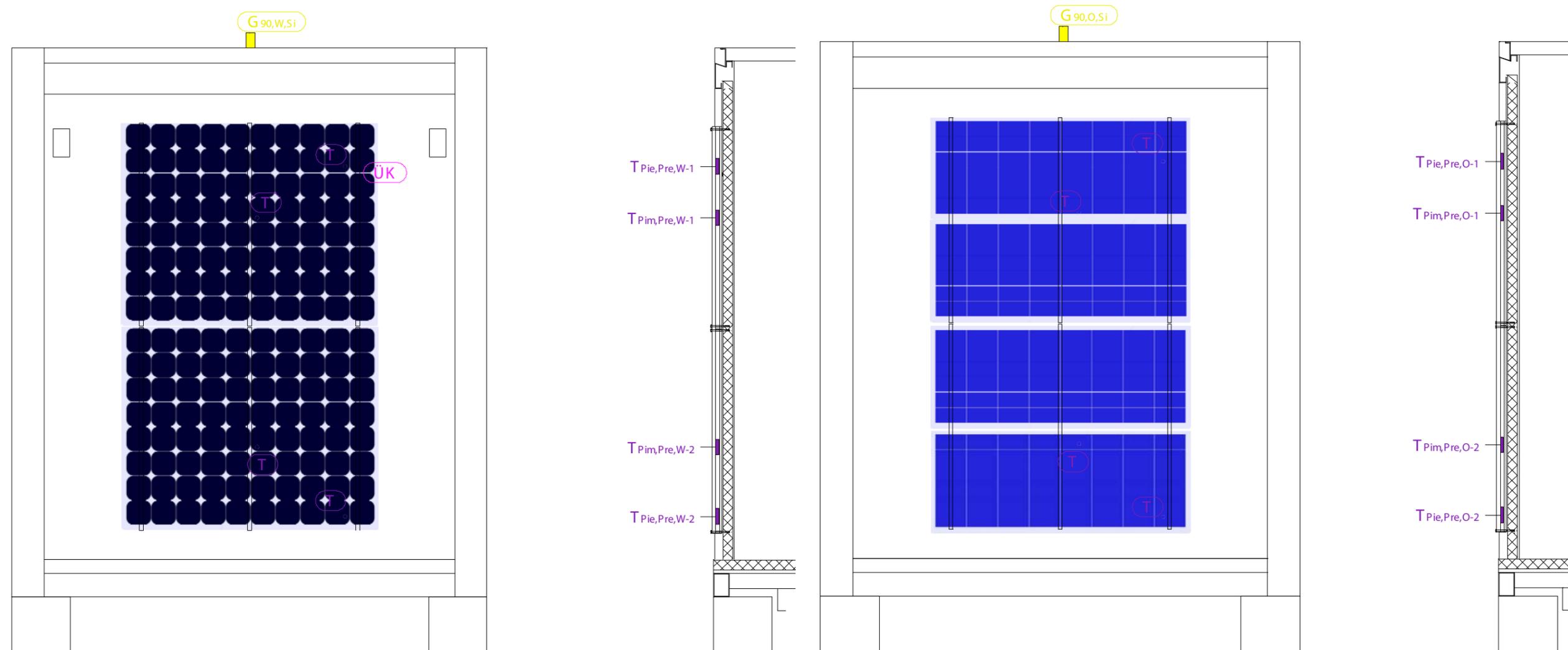


Abbildung 7-30: West-(links) und Ostansicht (rechts) der einzelnen Sensoren

Elektrische Messgrößen

Gleichstrom und -spannung

Die Stromstärke und die Spannung im Gleichstromkreis zwischen den PV-Modulen und dem Wechselrichter werden vom Wechselrichter in Abhängigkeit der Einstrahlung geregelt. Die Spannungs- und Strommessgeräte werden hier eingesetzt, um die Leistung im Gleichstromkreis der Teilgeneratoren dem Wechselrichter - ohne die Umwandlungsverluste von Gleich- in Wechselstrom - erfassen zu können.

Die Spannung U_{DC} hat die Einheit V und die Stromstärke I_{DC} hat die Einheit A . Zur Messung des Stroms und der Spannung in jedem Teilgenerator-Strang werden DC-Umformer verwendet. Der Messbereich der Spannungsumformer ist $0 V - 100 V$ und der Messbereich der Strommessgeräte ist $0 - 10 mA$. Ausgangssignal dieser Umformer ist jeweils ein Spannungssignal von $0 - 10 V$. Im Stromkreis des Teilgenerators 3 wird aufgrund des hohen Stroms zur Strommessung ein Nebenwiderstand von $R_{Nebenwiderstand} = 4 m\Omega$ verwendet. Über diesen Nebenwiderstand wird die Spannung, welche ein Maß für die Stromstärke ist, mit einem UgT-MU-Messumformer (Messbereich von $0 - 10 V$) gemessen.

Die Umformer IgT-MU und UgT-MU sind vom Hersteller Müller + Ziegler und müssen mit einer Hilfsspannung von $230 V$ versorgt werden.

Leistung

Die elektrische Leistung wird im Wechselstromkreis nach dem Wechselrichter gemessen. Die Leistungsmessung im Wechselstrom erfasst die Umwandlungsverluste des Wechselrichters.

Die Leistung P_{AC} hat die Einheit W und wird für jeden Teilgeneratorstrang erfasst. In jedem Strang befindet sich ein Energiezähler für Wechselstrom (kurz EZW). Für die vier Teilstränge werden Messgeräte mit dem gleichen Messbereich von $0 - 330 W$ verwendet. Die Geräte liefern ein standardisiertes Stromsignal von $0 - 20 mA$.

Die Energiezähler sind von ebenfalls vom Hersteller Müller + Ziegler.

Benennung der elektrischen Messgrößen

In der späteren Auswertung werden die einzelnen Stränge miteinander verglichen. Beispielweise steht LB,S für die Zusammenschaltung der vier auf Leichtbeton geklebten Paneele. Die Benennung der elektrischen Messgrößen am Freibewitterungsteststand ergibt somit wie folgt:

Symbol	Erklärung
$U_{LB,S} ; I_{LB,S}$	Strangspannung bzw. -strom der auf Leichtbeton geklebten PV-Module im Süden (Airtec Photovoltaic Glass)
$U_{Klam,S} ; I_{Klam,S}$	Strangspannung bzw. -strom der auf geklammerten PV-Fassadenelemente (Airtec Photovoltaic Classic)
$U_O ; I_O$	Strangspannung bzw. -strom der Fassadenelemente im Osten (MES-48-198)
$U_W ; I_W$	Strangspannung bzw. -strom der Fassadenelemente im Westen (HES-80-253)
$P_{DC,..}$	DC-Strangleistung für die jeweilige PV-Fassadenkonstruktion
$P_{AC,..}$	AC-seitige Strangleistung für die jeweilige PV-Fassadenkonstruktion
W	AC-seitiger Strangertrag für die jeweilige PV-Fassadenkonstruktion

Tabelle 7-1: Benennung der elektrischen Messgrößen am Freibewitterungsteststand

Verschaltung der elektrischen Messgeräte

Die elektrischen Geräte zur Messung von Strom, Spannung und Leistung sind in die Teilgenerator-Stränge integriert und mussten deshalb bei der Montage in den Aufbau der PV-Systeme eingeordnet werden. Die Verschaltung des PV-Systems mit den Messgeräten sieht wie folgt aus:

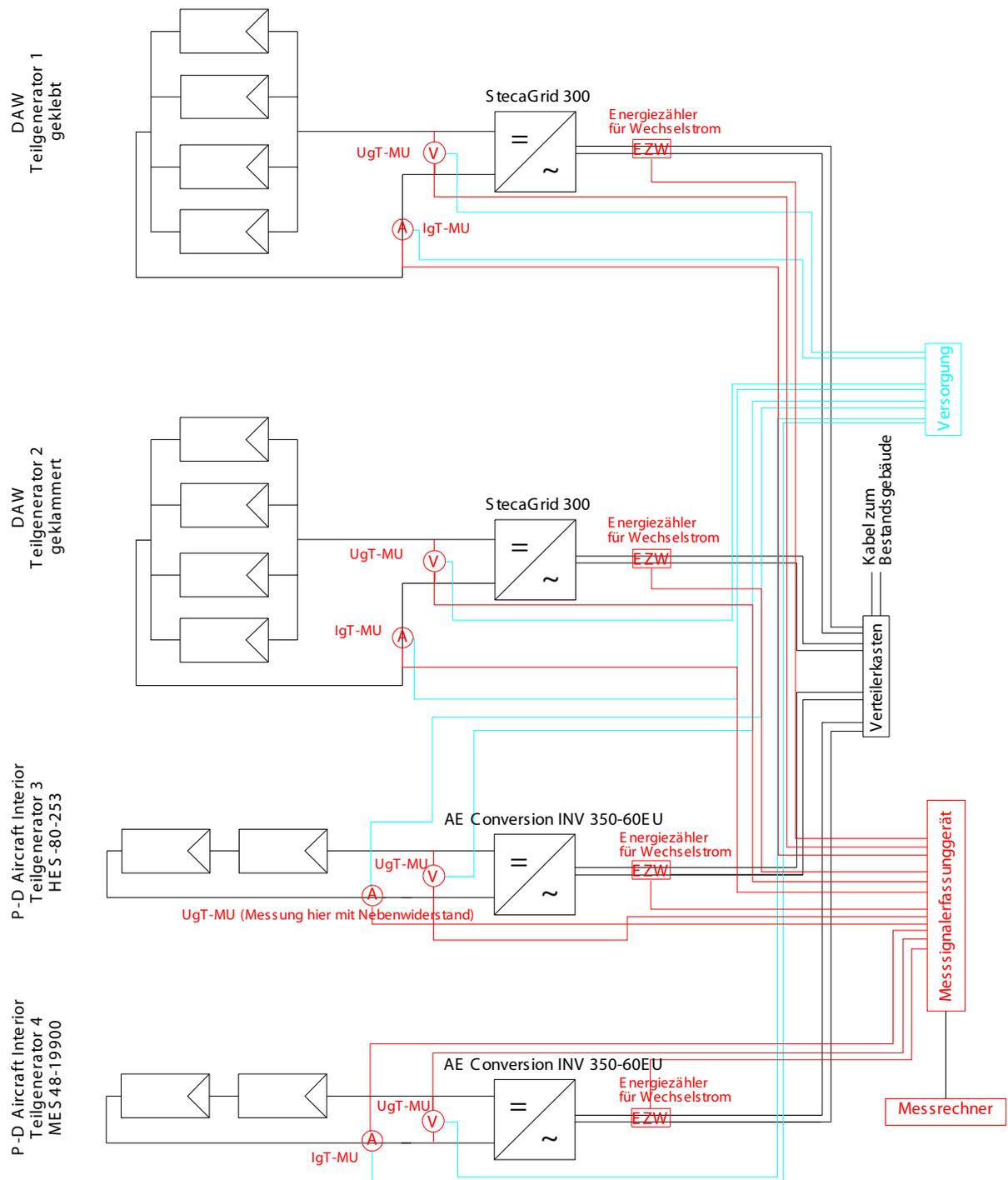


Abbildung 7-31: Verschaltung der elektrischen Messgeräte im Stromkreis

Versorgung der Sensoren und Geräte

Einige Umformer in den Sensoren benötigen elektrische Energie zur Aufarbeitung der elektrischen Signale. Zudem müssen der Ventilator des Wetter- und Strahlungsschutzes sowie die Heizung der beiden Windsensoren mit Strom versorgt werden. Für die gesamte

Versorgung muss Gleichspannung und Wechselspannung zwischen 12 und 24 V aus der 230-V-Netzspannung transformiert und gleichgerichtet werden.

Die Versorgung aller Sensoren sowie weiterer wichtiger Geräte am Teststand wird durch einen Versorgungsschrank gewährleistet. Ein Transformator wandelt Wechselspannung von 230 V auf 12 V und ein anderer auf 24 V um. Das zur Abschirmung von induzierten Störsignalen eingebettete Kupfergeflecht im Sensorkabelmantel ist geerdet. Der Versorgungskasten ist ebenfalls geerdet und eignet sich als Erdungspunkt für die Störsignale. Die Einzeldrähte der Messsignalkabel können mit Schraubklemmen an die Anschlussplatte angeschlossen werden.

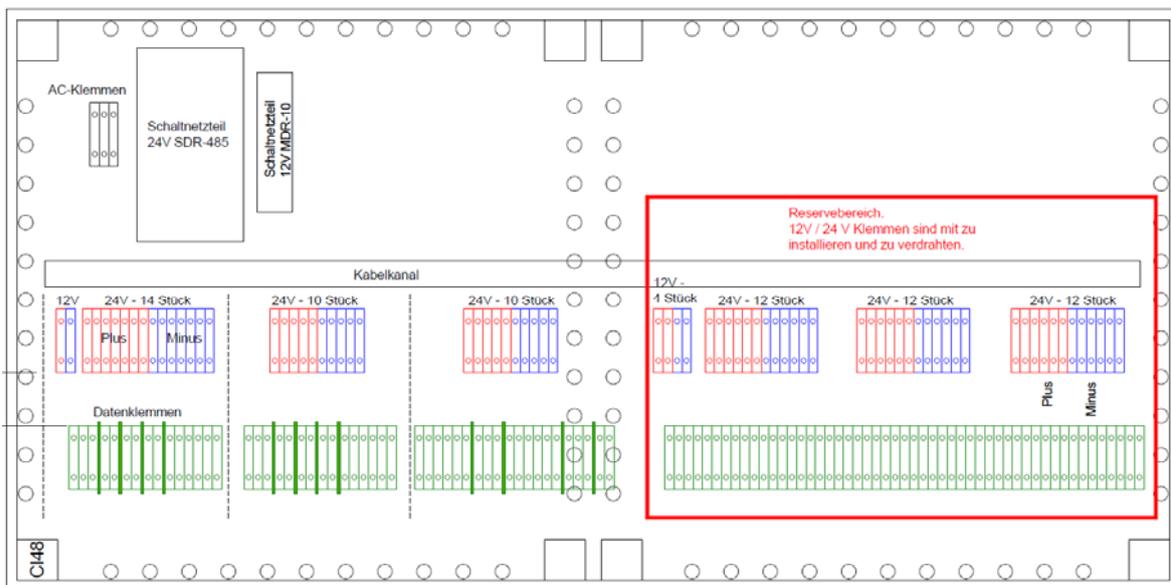


Abbildung 7-32: Schaltbild des Versorgungskastens (MR SunStrom 2013)

Erst durch die Versorgung der Messumformer mit elektrischer Energie können die Sensoren normierte analoge Messsignale liefern. Die Platin-Temperaturfühler liefern ein Widerstandsmesssignal und alle weiteren Sensoren des Demonstrationsteststandes liefern normierte Spannungssignale von 0 bis 10 V oder 0 bis 1 V. Die Messsignalkabel werden anschließend zum Messsignalerfassungsgerät geführt.

7.3.2 Messsignalverarbeitung

Die Erfassung und Speicherung der analogen Spannungs- und Widerstandssignale am Freibewitterungsteststand erfolgt mittels eines Messsignalerfassungsgeräts und eines Messrechners. Mit diesem PC-Messsystem ist eine Speicherung der großen Datenmengen von den insgesamt 59 Sensoren sowie eine automatisierte Versendung der Messdaten über das W-LAN-Netz der TU Dresden möglich. Die nachfolgende Abbildung zeigt die schematische Signalerfassung:

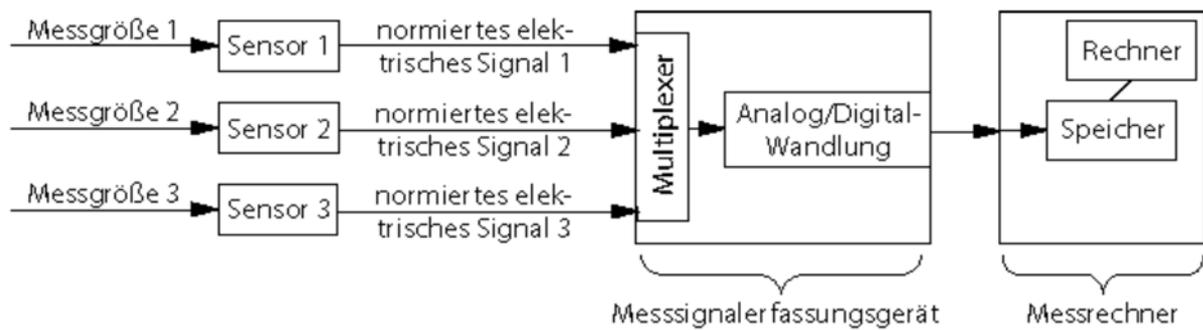


Abbildung 7-33: Signalerfassung und Datenverarbeitung am Freibewitterungsteststand (Fankhänel 2012)

Messsignalerfassung

Für die Abtastung der an den Kanälen anliegenden Messsignale sowie deren Digitalisierung wird das modular aufgebaute Signalerfassungsgerät AG 34980A in Verbindung mit den drei Multiplexer-Einschubmodulen AG 34921A (im Slot 2 und Slot 4) und AG 34922A (im Slot 5) verwendet. An die beiden Einschubmodule AG 34921A können jeweils bis zu 40 unterschiedliche Messsensoren angeschlossen werden (für Zweileitermessung – englisch: 40-channel multiplexer), an das Modul AG 34922A bis zu 70 (für Zweileitermessung – englisch: 70-channel multiplexer). Für die in Vierleitermessung betriebenen Temperaturfühler werden pro Sensor zwei „Sensor“-Anschlüsse am Einschubmodul benötigt. Ein „Sensor“-Anschluss dient in diesem Fall der Versorgung des Sensors, während der andere für die Übertragung des Messsignals benötigt wird. Die drei Einschubmodule erlauben eine Abtastung von jeweils 100 Kanälen pro Sekunde. Das Kriterium einer quasi-gleichzeitigen Abtastung der Sensoren ist somit erfüllt. Die Signalkabel der Sensoren werden an die dazugehörigen Schraubklemmblöcke (auch Terminalblöcke genannt) AG 34921T und AG 34922T geschraubt. Die Terminalblöcke werden an die im Gerät 34980A installierten Multiplexer-Einschubmodule geklemmt. Über die USB-Schnittstelle erfolgt die Verbindung zum Messrechner. Die Ansteuerung und die Kommunikation mit dem Gerät werden durch eine auf dem Rechner installierte Kommunikationssoftware realisiert (Agilent 2008).

Messdatenspeicherung

Die Speicherung der digitalisierten Messdaten – gesteuert durch ein Computerprogramm – wird mit dem Messrechner durchgeführt. Das Messsignalerfassungsgerät AG 34980A ist an diesen Messrechner angeschlossen. Die durch das Gerät digitalisierten Messsignale werden mithilfe des LabVIEW-Programms (siehe auch weiter unten) verarbeitet, gespeichert und gegebenenfalls umgerechnet. Die Aufzeichnung aller Größen erfolgt quasi-synchron zu vorgegebenen Zeiten. Es werden sowohl die 4-s-Rohdaten sowie die 5 min-Mittelwerte in getrennten Dateien gespeichert. Die Speicherung aller Daten erfolgt in Echtzeit auf dem Festplattenspeicher des Messrechners. Um einen Datenverlust im Falle eines Messrechnerabsturzes zu vermeiden, werden die Messdaten zusätzlich einmal pro Woche auf einem über das W-LAN der Universität verbundenen SFTP-Server gespeichert.

Messrechner

Ein stabiler und dauerhafter Funktionsbetrieb des Messrechners ist notwendig, weil kontinuierlich (über 24 Stunden, sieben Tage pro Woche und bis zu einem Jahr) Daten auf den Messrechner gespeichert werden müssen. Der Messrechner besitzt folgende Leistungsparameter und es wurden folgende Programme installiert:

Leistungsparameter:	Server PC, 2 GB RAM, Intel(R) Pentium 2,9 GHz
Betriebssystem:	Windows 7 Professional Services Pack 1 (64-bit, Windows Server Standard)
Software:	National Instruments LabVIEW Professional Version 11.0.1

Tabelle 7-2: Leistungsparameter und installierte Software des Messrechners

Kommunikationssoftware – LabVIEW

Zur Ansteuerung, zum Senden von Befehlen und zum Lesen der Daten des Messsignalerfassungsgeräts wird eine Kommunikationssoftware benötigt. Als Software kommt LabVIEW vom Hersteller National Instruments zum Einsatz. LabVIEW bietet eine grafische Darstellung zur synchronen Ansteuerung der beiden Geräte sowie zur Verarbeitung, Speicherung und Ausgabe der Messdaten.

Messroutine

Folgende Blockstruktur verdeutlicht die prinzipielle Messroutine des angefertigten LabVIEW-Programms:

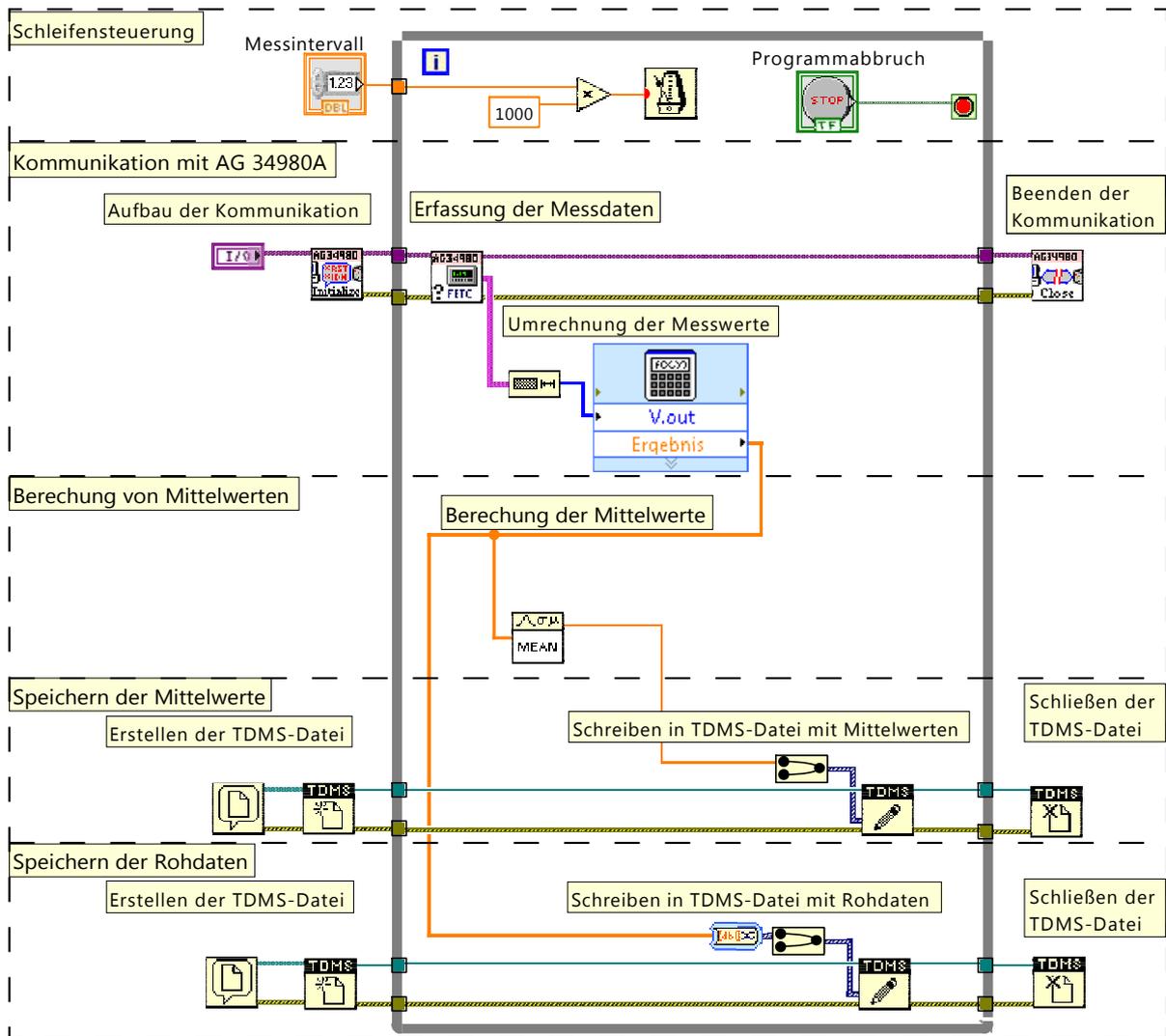


Abbildung 7-34: Vereinfachte Blockstruktur des LabVIEW-Programms

Bei der Programmausführung wird die Messroutine von links nach rechts durchlaufen. Zum besseren Verständnis empfiehlt es sich, auch die dargestellte Blockstruktur von links nach rechts zu lesen. Das LabVIEW-Programm baut die Kommunikation mit dem Messsignalerfassungsgerät auf, erfasst die Messdaten, rechnet die Messdaten um, bildet den Mittelwert, speichert die Rohdaten und Mittelwerte in zwei Dateien und beendet anschließend die Kommunikation mit dem Messgerät.

Die folgende Erklärung der Messroutine erfolgt auf Grundlage der Struktur in Abbildung 7-34. Die Überschriften geben an, auf welchen Block jeweils vertiefend eingegangen wird.

Schleifensteuerung

Schleifen dienen zur Wiederholung von Anweisungen in der Programmierung (Herold 2006 S. 171). In der Blockstruktur in Abbildung 7-34 wird die Schleife durch das Rechteck dargestellt. Innerhalb dieser Schleife werden folgende Anweisungen wiederholt: Erfassen der Messdaten vom Gerät AG 34980A, Kalibrieren der Werte, Mittelwertbildung und

Speichern der Daten in TDMS-Dateien. Die Zeit zwischen den einzelnen Schleifenwiederholungen wird durch die Nutzereingabe „Messintervall“ zu Beginn der Messroutine vorgegeben. Die Schleife wird hier alle vier Sekunden ausgeführt. Alle vier Sekunden erfolgt damit die Erfassung aller Messgrößen am Freibewitterungsteststand, die als Rohdaten abgespeichert werden.

Kommunikation mit AG 34980A

Bevor die Schleife ausgeführt und Messdaten erhoben werden können, werden alle benötigten Parameter für das Auslesen an das Gerät AG 34980A übermittelt und dieses dadurch in Messbereitschaft versetzt (in Abbildung 7-34: „Aufbau der Kommunikation“ in Block „Kommunikation mit AG 34980A“). Während der Schleifenausführung werden die anliegenden Spannungs- und Widerstandssignale der einzelnen Messgeräte an den Kanälen gescannt und vom Digitalmultimeter ausgelesen. Anhand von Kalibrierungsformeln werden die Spannungs- und Widerstandssignale in Messwerte wie Bestrahlungsstärke und Temperatur umgerechnet. Nach der Ausführung der vorgegebenen Iterationen werden die Schleife und anschließend die Kommunikation mit dem Gerät AG 34980A beendet (in Abbildung 7-34: „Beenden der Kommunikation“ in Block „Kommunikation mit AG 34980A“).

Berechnung der Mittelwerte

Die in Intervallen von je vier Sekunden aufgenommenen Rohdaten werden gespeichert und außerdem wird ein 5 min-Mittelwert von diesen Daten gebildet. Die Speicherung der Mittelwerte erleichtert die spätere Auswertung der Messdaten.

Speichern der Mittelwerte und Rohdaten

Die Messdaten werden in einem von National Instruments entwickelten Dateiformat – dem sogenannten „Technical Data Management Streaming“ (kurz TDMS) – gespeichert. Bevor die Messdaten innerhalb der Schleife in die Datei geschrieben werden können, muss die TDMS-Datei vor der Schleifenausführung erstellt und geöffnet werden (in Abbildung 7-34: „Erstellen der TDMS-Datei“). Zu Beginn der Messroutine wird der Speicherort und die Benennung der Datei abgefragt und durch den Nutzer festgelegt. Innerhalb der Schleife kann der erzeugte Datensatz mit dem aktuellen Zeitstempel (bestehend aus Datum und Uhrzeit) in diese Datei geschrieben und gespeichert werden. Die aufgenommenen Rohdaten werden in eine TDMS-Datei gespeichert. Die Speicherung der Mittelwerte erfolgt in einer separaten Datei. Nach Ende der Schleife wird die TDMS-Datei geschlossen.

7.3.3 Datenverarbeitung

Zur Filterung, Auswertung und grafischen Darstellung der großen anfallenden Datenmengen wird ein geeignetes Programm benötigt.

Die erste Wahl bei der Suche fiel auf das weit verbreitete und leicht verständliche Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft Excel. Allerdings reizt bereits die Datenmenge eines einzigen Monats die Kapazitäten von Excel aus. Dies führte zu langen Ladezeiten und

Stocken bei der Auswertung. Zur besseren Bearbeitung ist es jedoch nötig, die Daten mehrerer Monate – besser eines Jahres – in einer einzelnen Tabelle zu vereinen. Daher schied Excel als geeignetes Programm aus.

Die Wahl fiel auf OriginPro 9 der OriginLab Corporation. Hierbei handelt es sich um eine für Ingenieure und Wissenschaftler ausgelegte Analysesoftware. OriginPro bietet die Möglichkeit, Tabellen mit einer Größe von 65.535 Spalten und Millionen von Zeilen problemlos zu bearbeiten, ohne dass die Arbeitsgeschwindigkeit maßgeblich beeinträchtigt wird. Es ermöglicht den Import verschiedenster Datenformate. Die mit LabVIEW erstellten TDMS-Dateien können leicht über eine Programm-Erweiterung geöffnet und in Origin importiert werden. Weiterhin verfügt OriginPro über frei zoombare Diagramme, welche direkt auf Veränderungen in der Ursprungstabelle reagieren. Somit ist ein nachträgliches Filtern der Daten problemlos möglich. Zudem kann ein Monats- oder Jahresverlauf erzeugt werden, bei dem bei Bedarf ein einzelner Tag betrachtet werden kann, ohne ein zweites Diagramm zu erzeugen oder das eigentliche zu verändern. Ein weiterer Vorteil ist, dass OriginPro 9 die Messdaten sowie alle Diagramme gemeinsam in einem Projekt speichert. Dies ermöglicht eine leichte Navigation und einen guten Überblick.

7.3.4 Messunsicherheit

Die Messgröße ist eine an sich ungenaue Größe, weil sich der Wert aufgrund kleinster lokaler Veränderung der Einflussgrößen an der jeweiligen Messstelle ändern kann. Zusätzlich sind das Messverfahren und das verwendete Messgerät ungenau. Somit ist jede durch ein Messsystem erfasste Messgröße mit einer unvermeidbaren Messunsicherheit behaftet [Weichert S. 8]. Die Messunsicherheiten der einzelnen Messgrößen, welche durch den Sensor selbst hervorgerufen werden, zeigt folgende Tabelle:

Messgröße	Einheit	Messunsicherheit des Sensors bzw. Gerätes
Bestrahlungsstärken $G_{90, Si}$	W/m ²	± 5 % des Messwertes
Bestrahlungsstärken $G_{0, Pyr}, G_{90, Pyr}$	W/m ²	± 0,5 % des Messwertes
Windgeschwindigkeit v_w	m/s	± 0,5 m/s oder ± 3 % des Messwertes
Windrichtung R_w	°	± 2 °
Temperaturen (Pt100) $T_a, T_{Hm}, T_{Pi}, T_{Mi}, T_{Wa, S-...}$	°C	± 0,1 K
Temperaturen (Pt1000) $T_{La...}$	°C	± (0,1 K + 0,17 % des Messwertes)
Feuchten $f_a, f_{Hm, LB}, f_{Hm, LB}$	%	± 2 % des Messwertes
Strömungsgeschwindigkeiten $v_{Wa, S}, v_{Hm, LB}, v_{Hm, Klam}$	m/s	± (5 % des Messwertes + 0,4 % vom Endwert des Messbereichs)
Stromstärke I_{Dc}	A	± 0,5 % des Messwertes
Spannung U_{Dc}	V	± 0,5 % des Messwertes
Leistung P_{AC}	W	± 0,5 % des Messwertes

Tabelle 7-3: Messgrößen des Teststandes mit den dazugehörigen relativen und absoluten Messunsicherheiten der Sensoren bzw. der Geräte (Daten sind den Datenblättern der Geräte entnommen)

Bei Betrachtung der gesamten Messkette kommt die Messunsicherheit des Digitalmultimeters (kurz: DMM) im Messsignalerfassungsgerät hinzu. Diese Messunsicherheit unterscheidet sich von der Messunsicherheit des erfassten Messsignals:

Messsignal	Messunsicherheit des DMMs
Spannungssignal 0 – 10 V	± (0,0035 % des Messwertes + 0,0005 % des Endwertes des Messbereichs)
Widerstandssignal 0- 10000 Ω	± (0,01 % des Messwertes + 0,0001 % des Endwertes des Messbereichs)

Tabelle 7-4: Messunsicherheit des im Messsignalerfassungsgerät integrierten Digitalmultimeters (Agilent 2008 S. 22)

Die gesamte Messunsicherheit, welche durch die genannten Unsicherheiten und zusätzlichen Störeinflüssen hinzukommt, ist nur schwer abzuschätzen. Um Ungenauigkeiten in der Berechnung der gesamten Messungenauigkeit zu vermeiden, wird diese Berechnung hier nicht dargestellt. Bei der Planung und Inbetriebnahme des Freibewitterungsteststands wurde stets darauf geachtet, dass die Messgrößen möglichst genau bestimmt werden. So werden beispielsweise ausschließlich LiYCY-Messkabel verwendet. Das bei dieser Variante in den Kabelmantel integrierte Kupfergeflecht schützt das Messsignal vor induktiven Störeinflüssen (z. B. hervorgerufen durch Strommasten, Mobiltelefone).

Für die spätere Auswertung und die damit verbundene Filterung der Messdaten ist die Unsicherheit der Messgrößen zu beachten.

7.4 PLAUSIBILITÄTSPRÜFUNG

Bei der Plausibilitätsprüfung wird untersucht, ob die einzelnen Sensoren am richtigen Kanal des Messsignalerfassungsgeräts angeschlossen sind und ob die gemessenen Messwerte in einem plausiblen Bereich liegen.

7.4.1 Einstrahlung und Strangleistungen

Zuerst sollen die Strahlungssensoren betrachtet werden. Im folgenden Diagramm sind die Messungen über einen Tag eingetragen.

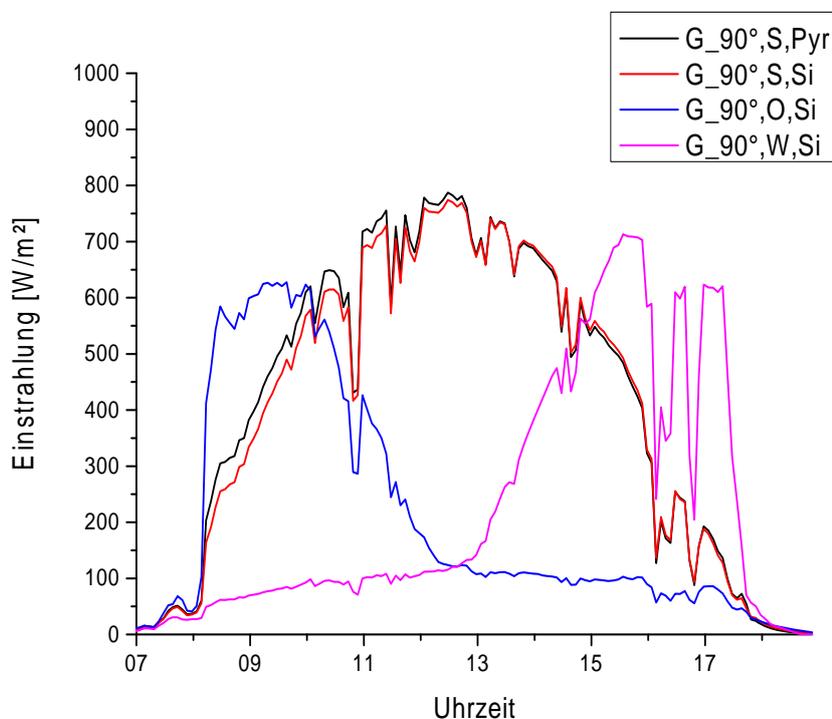


Abbildung 7-35: Einstrahlungsmessungen im Tagesverlauf am 14.09.2013

Es ist zu erkennen, dass die Messungen dem Tagesstand der Sonne folgen. Die an der Ostfassade gemessene Einstrahlung $G_{90^\circ,O,Si}$ ist zwischen 8:00 und 11:30 am größten, da die Sonne im Osten aufgeht. Die Messung an der Westfassade ($G_{90^\circ,W,Si}$) erreicht den Höchststand zwischen 13:30 und 18:00, wenn die Sonne weitergezogen ist und dann im Westen untergeht. Die Messungen an der Südfassade ($G_{90^\circ,S,Si}$; $G_{90^\circ,S,Pyr}$) liegen im Tagesverlauf zwischen den beiden Kurven. Die beiden Messungen an der Südfassade ähneln sich im Kurvenverlauf. Die Strahlungseinbrüche durch Verschattungen wie 11:00 und 16:50 zeichnen sich auf allen Kurven ab.

Bei dem Vergleich des vertikal montierten Pyranometers an der Südfassade ($G_{90^\circ,S,Pyr}$) und des vertikal auf dem Dach befestigten Pyranometers (G_{0°) zeigt sich, dass der auf dem Dach gemessene Wert etwas größer ist als der in der Vertikalen. Diese Differenz ist am Morgen und am Abend besonders groß, da die Südfassade dann nicht direkt angestrahlt wird.

In der Nacht können auch negative Werte von beiden Pyranometern gemessen (nicht im Diagramm dargestellt). Der Hersteller hat dieses Phänomen damit erklärt, dass sich das Pyranometer am Tag aufheizt und die gespeicherte Wärme nachts abstrahlt. Daraus resultiert das negative Vorzeichen.

Ein qualitativ ähnlicher Verlauf wie bei der Einstrahlung ist bei der Modulleistung zu erkennen. Es besteht ein direkter Zusammenhang zwischen Modulleistung und Einstrahlung.

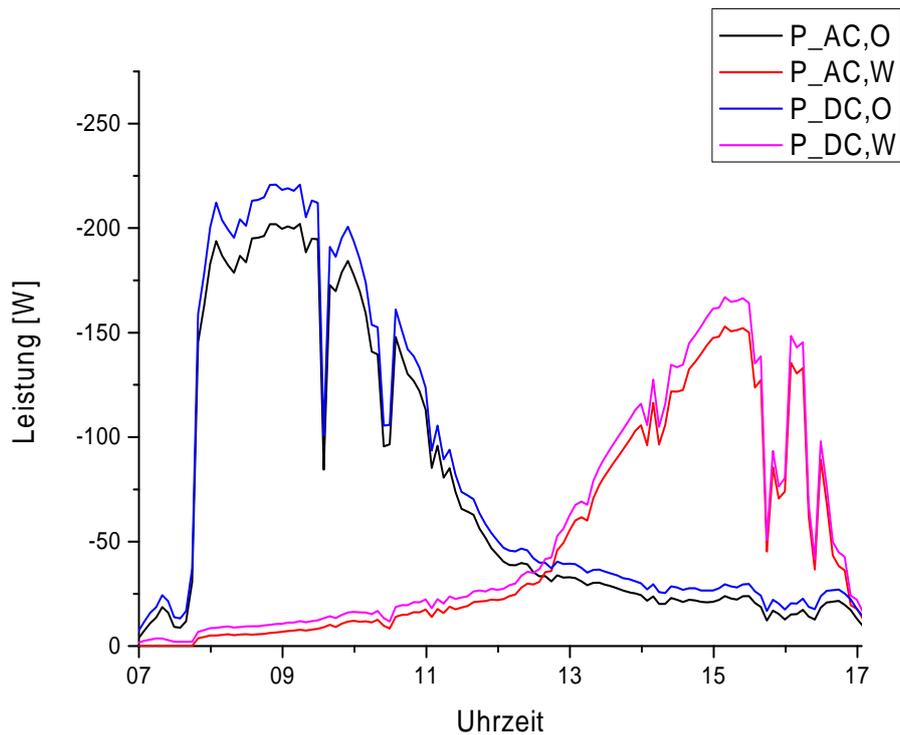


Abbildung 7-36: Strangleistungsmessungen im Tagesverlauf am 14.09.2013

Im Folgenden wurden beispielhaft Einstrahlung und Strangleistung im Tagesverlauf aufgetragen. Wie zu erwarten war, bedeutet ein Anstieg der Einstrahlung $G_{90^\circ,S,Pyr}$ einen Anstieg der abgegebenen Strangleistung $P_{DC,LB}$ an derselben Fassade. Auch hier ist zu erkennen, dass Strahlungseinbrüche und Leistungseinbrüche zur selben Zeit auftreten.

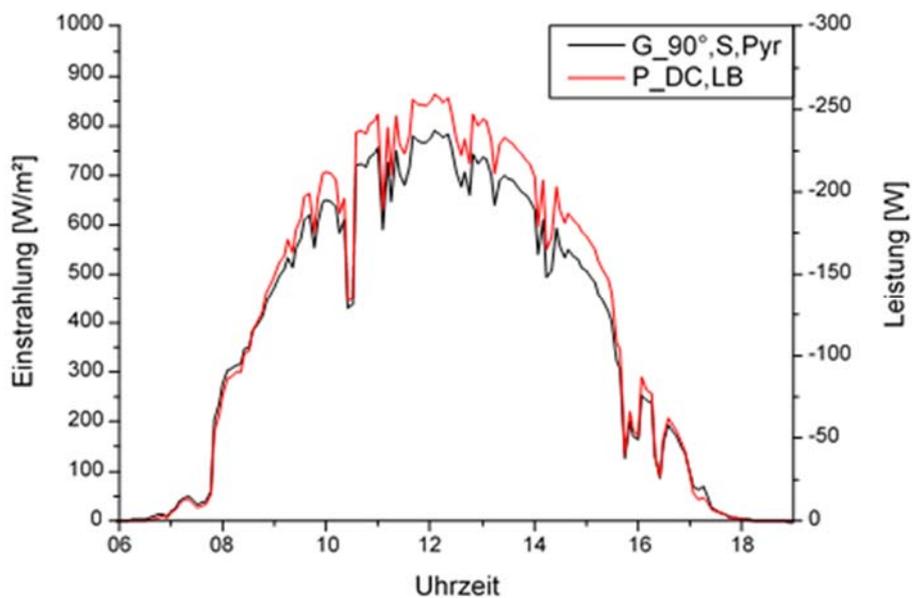


Abbildung 7-37: Vertikale Einstrahlung und Strangleistung an der Südfassade im Tagesverlauf gemessen am 14.09.2013

Bei Betrachtung der Leistungsmessungen von nebeneinander liegenden Modulsträngen ist zu erkennen, dass die Kurven alle in Korrelation stehen. Wie erwartet sind die DC-Messungen größer als die AC-Messungen. Grund hierfür ist, dass eine verlustfreie Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom nicht möglich ist.

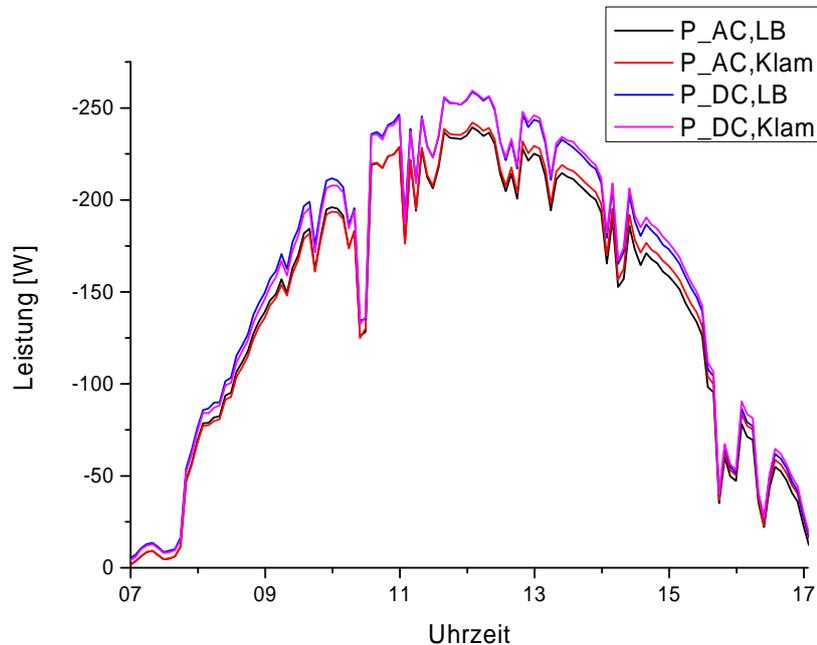


Abbildung 7-38: Strangleistungsmessungen an der Südfassade im Tagesverlauf am 14.09.2013

7.4.2 Windrichtung

Bei der Windfahne ist die richtige Ausrichtung bei der Montage entscheidend, da von ihr sämtliche Messungen ausgehen und sie als Referenz fungiert. Um dies zu überprüfen, wurden manuell – also mit einer kleinen Windfahne und einem Kompass – vier Windrichtungen vorgegeben. Anschließend wurden die Messungen in diesem Zeitraum betrachtet. Die Ergebnisse stimmten mit den manuell vorgegebenen Werten überein. Daraus ist zu schlussfolgern, dass der Sensor korrekt montiert ist.

7.4.3 Luftfeuchtigkeit

Werden die gemessenen relativen Luftfeuchten im Tagesverlauf betrachtet, liegt der im Hinterlüftungsraum gemessene Wert immer unterhalb der Außenluftfeuchte. Dieser Zusammenhang lässt sich dadurch erklären, dass die PV-Fassade auch als Schutz des Baukörpers vor Umwelteinflüssen wie Feuchtigkeit dient. Am Mittag erreichten die relativen Luftfeuchten ihr Minimum, nachts ihr Maximum. Da in der Nacht die Lufttemperatur sinkt, sinkt auch die Speicherkapazität der Luft für Wasserdampf, was zu einer größeren relativen Luftfeuchtigkeit führt.

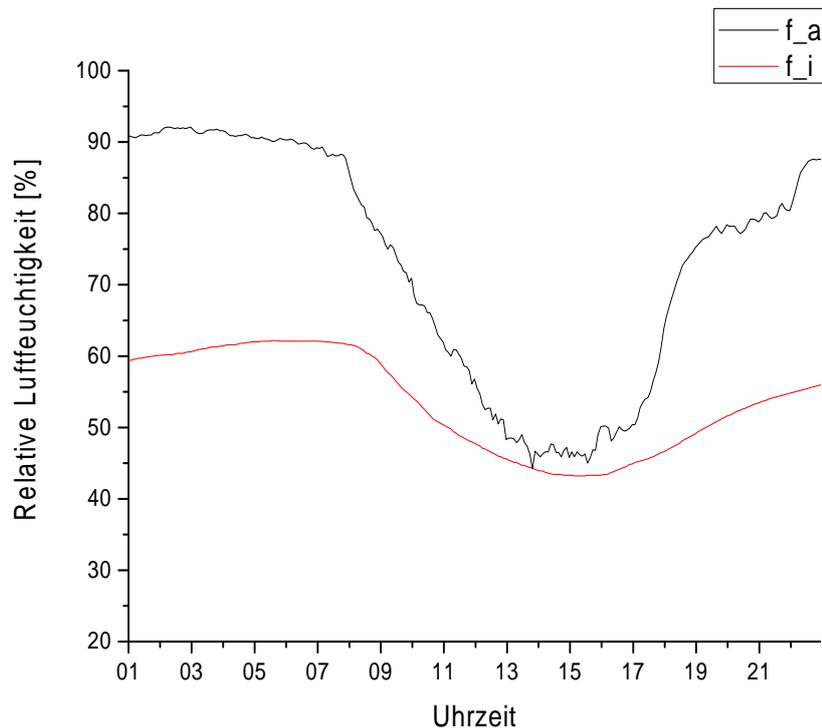


Abbildung 7-39: Relative Luftfeuchtigkeit gemessen am 14.09.2013

7.4.4 Temperaturen

Es werden die Temperaturverläufe zweier Module (T_{Mim}) und der zugehörigen Hinterlüftungsräume (T_{Hm}) betrachtet. Die Modultemperaturen steigen im Verlauf des Tages ähnlich an (Temperaturmessstellen $T_{LB,S-4}$ und $T_{KLAM,S-4}$ befinden sich beide an der Südfassade). Die Temperaturen im Hinterlüftungsraum folgen träge. Aufgrund dieser Trägheit übersteigt die Temperatur im Hinterlüftungsraum am Abend die Modultemperatur. Grund dafür ist, dass sich die Module schneller abkühlen als die Luft in den beiden Hinterlüftungsräumen.

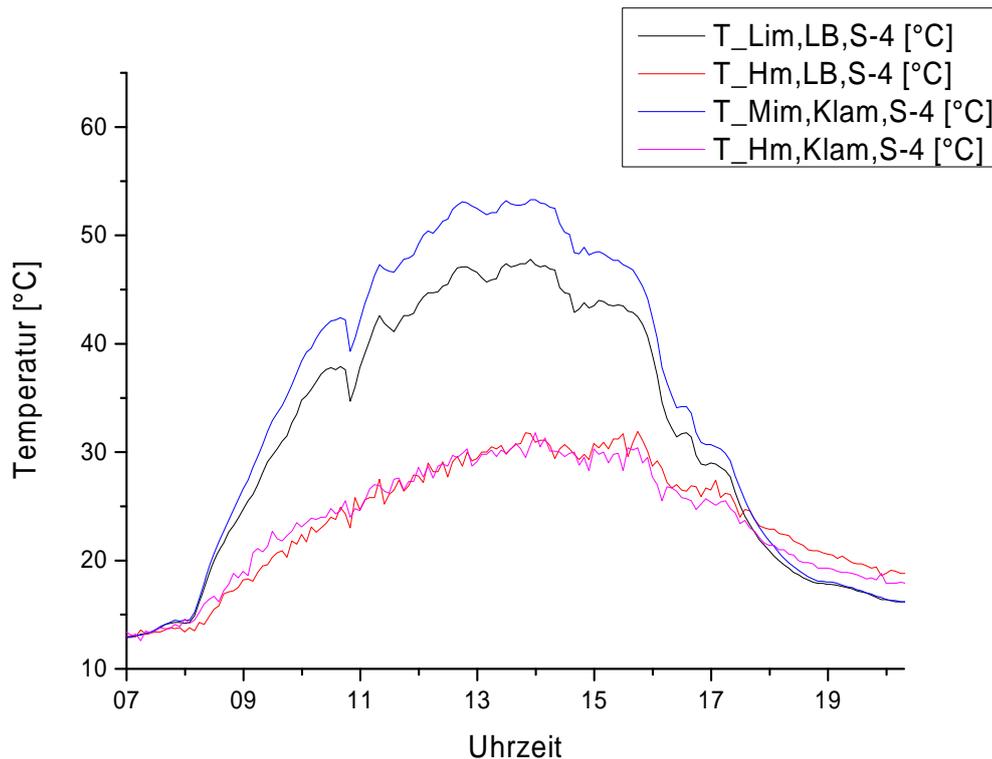


Abbildung 7-40: Temperaturentwicklung ausgewählter Module der Südfassade und ihrer Hinterlüftungsräume am 14.09.2013

Die Betrachtung der Außentemperatur T_a und der im Container herrschenden Temperatur T_i zeigt, dass die Innentemperatur die Außentemperatur zu jedem Zeitpunkt übersteigt. Dies war zu erwarten, da es sich bei dem Container um einen geschlossenen Raum handelt. Über den Tag hinweg heizt sich der Container stark auf, was zur Vergrößerung der Temperaturdifferenz zwischen Innen und Außen führt. Diese wird ab dem späten Nachmittag wieder geringer, da der Container Wärme an die Umwelt abgibt. Über Nacht nähern sich die beiden Temperaturen immer weiter an, bis sie am Morgen fast gleich sind. Nach Sonnenaufgang beginnt der Container sich wieder zu erwärmen.

Die Überprüfung der einzelnen Sensoren zeigte, dass der Sensor $T_{Lam,LB,S-4}$ unzulässig große Werte im Vergleich zu benachbarten Sensoren aufweist. Es ist davon auszugehen, dass dieser Sensor fehlerhaft funktioniert und deshalb nicht verwendet werden kann. Da es sich um einen Sensor handelt, welcher bei der Herstellung des Panels eingearbeitet wurde, ist ein Austausch nicht möglich.

7.5 SYSTEMATISIERUNG UND FILTERUNG DER MESSDATEN

Für die Auswertung der Messdaten ist eine Systematisierung und Filterung der Messdaten unabdingbar. Nur so kann die riesige Datenmenge qualitativ und quantitativ erfasst werden. Im Folgenden werden die für die Auswertung relevanten Daten sowie deren Anwendung in Formeln und Berechnungswegen näher erläutert.

7.5.1 Einstrahlung

Einfluss der Einstrahlung auf die Leistung

Da die solare Einstrahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt wird, folgt eine direkte Abhängigkeit der beiden Größen: Je höher die Einstrahlung, desto höher die Leistung. Diese lineare Abhängigkeit ist im folgenden Diagramm dargestellt. Es wurden nur Wertepaare gewählt, bei denen die zugehörige Modultemperatur in einem Bereich von 50 °C bis 60 °C liegt.

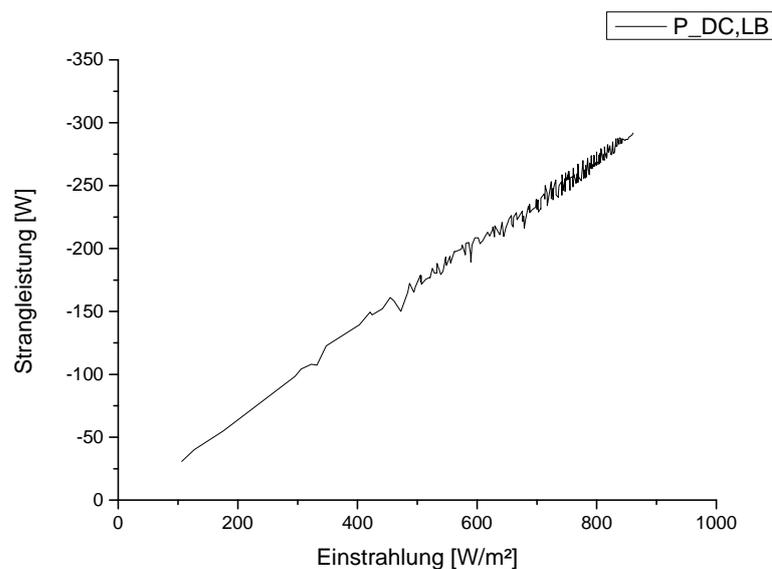


Abbildung 7-41: Zusammenhang der Leistung mit der Einstrahlung in Fassadenebene gemessen für geklebte, vorgehängte hinterlüftete Fassadenprototypen

Die abweichenden Peaks können aus verschiedenen Gründen entstehen: Einerseits befinden sich die Strahlungsmessgeräte nicht direkt an den Fassadenelementen. So kann es zu einer lokalen Verschattung kommen, was entweder zur Senkung der Strangleistung oder zur Senkung der gemessenen Globalstrahlung führt. Andererseits können die genannten Peaks durch das zeitverzögerte MPP-Tracking des Wechselrichters entstehen. Ändert sich die Einstrahlung, so kann es sein, dass der MPP nicht sofort vom Wechselrichter optimal eingestellt und somit auch nicht die maximal mögliche Leistung abgegeben werden kann.

Einfluss der Einstrahlung auf den Wirkungsgrad

Zur Untersuchung des Einflusses der Einstrahlung auf den elektrischen Wirkungsgrad der PV-Fassadenelemente, wurde der Wirkungsgrad bestimmt und über der zugehörigen Einstrahlung aufgetragen. Damit ausreichend Messdaten vorliegen, wurden nur Werte bezogen auf Modultemperaturen von 40 °C bis 60 °C verwendet.

Die für die Berechnung des durchschnittlichen Wirkungsgrades eines Fassadenelements (Modul) verwendete Formel lautet wie folgt:

$$\eta_m = \frac{\text{Strangleistung } P}{\text{Einstrahlung } G_{p\text{-}yr} * \text{Modulzahl } n * \text{Modulfläche } A}$$

Im folgenden Diagramm ist der Wirkungsgrad η_m der geklebten, vorgehängten hinterlüfteten Fassade von DAW dargestellt:

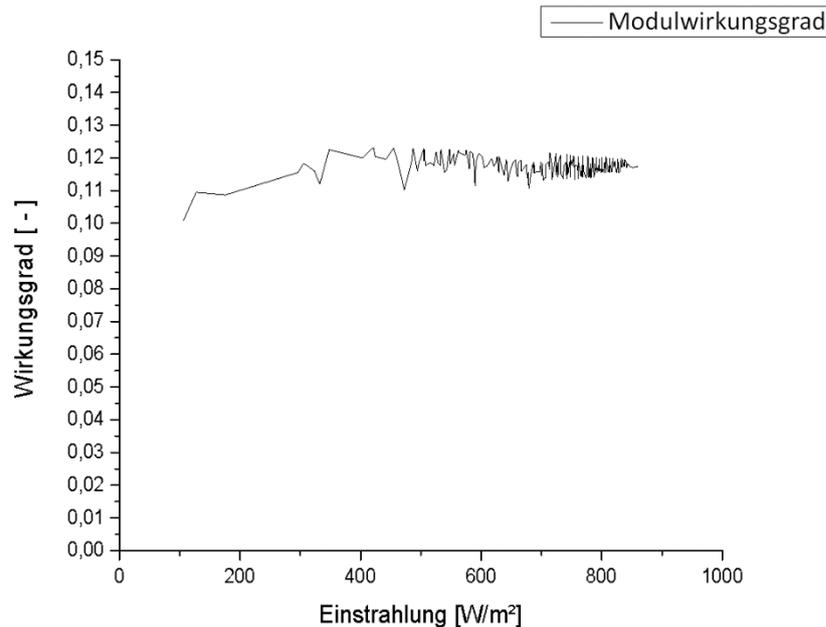


Abbildung 7-42: Durchschnittlicher Wirkungsgrad bezogen auf die Einstrahlung bei einer Modultemperatur von 40 °C bis 60 °C

Im Bereich unter $500 \frac{W}{m^2}$ sind nur wenige Messwerte vorhanden und deshalb soll dieser Bereich nur zur Kenntnis genommen werden. Ab $500 \frac{W}{m^2}$ ist zu erkennen, dass sich der Wirkungsgrad η_m bei veränderter Einstrahlung nur minimal bzw. kaum sichtbar verändert. Aufgrund dieses nahezu konstanten Wirkungsgrads bezogen auf die Einstrahlung sollen dazu keine weiteren Untersuchungen durchgeführt werden.

Vergleich der Siliziumsensor- und Pyranometermesswerte

Die Ost- und Westseite des Teststands wurden zur Messung der Einstrahlung jeweils mit einem Silizium-Sensor ausgestattet.

Um den Vergleich aller Fassadenelemente hinsichtlich des Leistungsertrags durchführen zu können, werden als Referenz auch für die Südfassade zunächst die Messwerte des Si-Sensors verwendet. Das Pyranometer ist jedoch laut der Datenblätter im Vergleich zum Siliziumsensor das genauere Messgerät, weshalb auch die Pyranometermesswerte für einzelne Vergleiche genutzt werden sollen.

Im folgenden Diagramm sind die Messwerte des Pyranometers und des Si-Sensors für den 22.08.2013 sowie die Differenz der Messwerte aufgetragen.

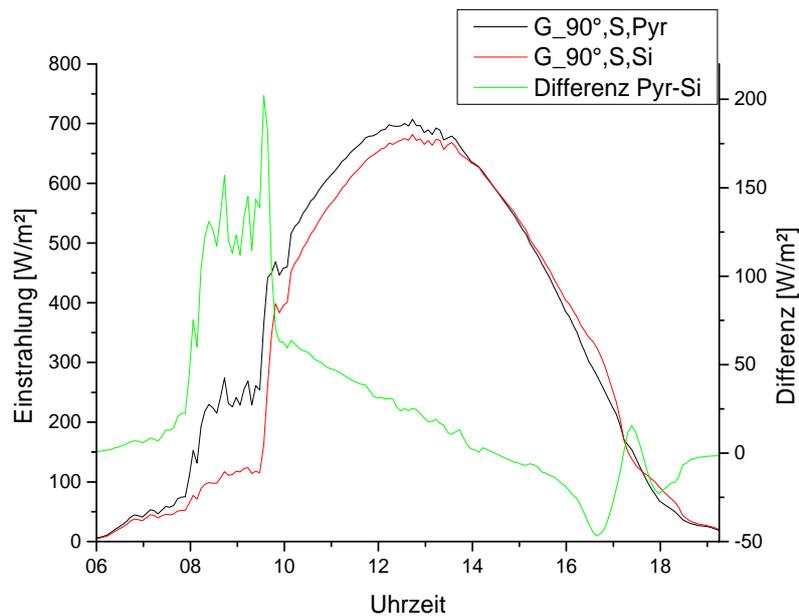


Abbildung 7-43: Gemessene Einstrahlung am 22.08.2013 mit dem Pyranometer und dem Si-Sensor sowie die Differenz zwischen den beiden Messungen ($G_{90^\circ,S,Pyr} - G_{90^\circ,S,Si}$)

Im Diagramm zeigt sich, dass die Messwerte des Pyranometers am Morgen die des Si-Sensors übersteigen. Diese Differenz kann bis zu $200 \frac{W}{m^2}$ betragen. Wenn die Einstrahlung ihr Maximum erreicht, nähern sich die Messwerte an. Teilweise übersteigen die Messwerte des Siliziumsensors die des Pyranometers. In diesem Diagramm geschieht dies zwischen 9:00 und 14:00. Diese Differenz ist jedoch kleiner als die am Morgen.

Eine komplizierte mathematische Beschreibung zur direkten Umrechnung der beiden Messwerte soll hier nicht aufgeführt werden.

7.5.2 Temperatur

Temperaturmessstellen

Die Temperaturen werden bei den BIPV-Fassaden an unterschiedlichen Ebenen und Messstellen gemessen (siehe für detaillierte Beschreibung auch Position der Sensoren in 7.3.1).

Der Temperaturkoeffizient von PV-Modulen, welcher die prozentuale Verschlechterung des Wirkungsgrades bei steigender Temperatur beschreibt, ist auf die Zelltemperatur bezogen. Am Teststand wurden Fassadenelemente montiert, bei denen die Zelltemperatur nicht gemessen wird. Im Nachhinein war es nicht möglich, die Messtechnik zur Erfassung der Zelltemperatur nachzurüsten, was ein unmittelbares Messen der Zelltemperatur unmöglich macht. Die Temperaturmessstelle für die Bestimmung des Temperaturkoeffizienten muss so nahe wie möglich an der Zelle gewählt werden. Aus diesem Grund wird die Temperatur

betrachtet, welche an der Modulrückseite bzw. in der Fuge zwischen Modul und Trägerplatte gemessen wird. Sie kommt der Zelltemperatur am nächsten.

Die Temperaturen werden sowohl in der Mitte als auch an den Ecken der PV-Module gemessen.

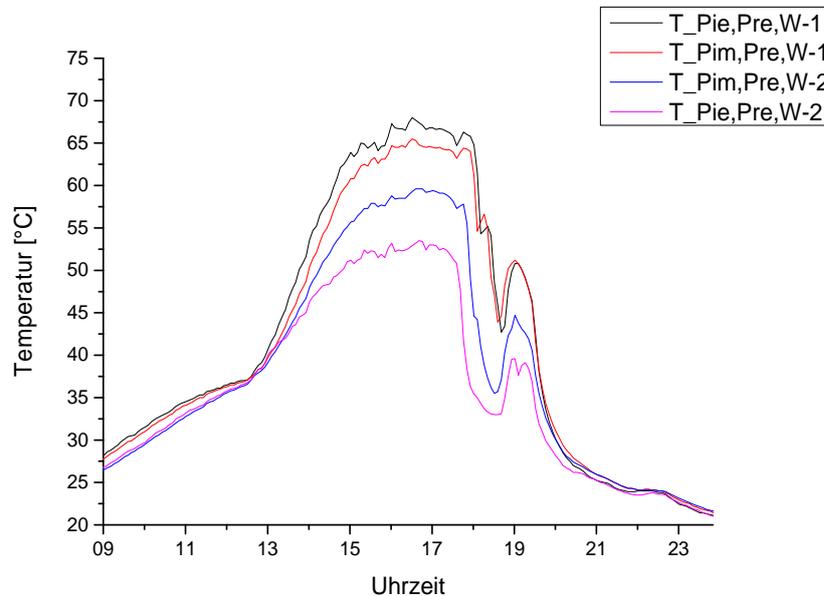


Abbildung 7-44: Temperaturmessungen an der Ostfassade an einem sonnigen Tag (02.08.2013)

Das Diagramm zeigt, dass sich die Temperaturverläufe in der Ecke *Pie* und in der Mitte *Pim* auf der Rückseite des Modules ähneln. Deutlich zu erkennen ist auch, dass die Temperatur von höherliegenden Messpunkten (Bezugspunkt: Erdboden) größer ist. Dieses Phänomen entsteht, da die warme Luft im Hinterlüftungsraum aufsteigt und weiter oben liegende Module zusätzlich erwärmt.

Wird die Differenz zwischen Temperatur in der Modulmitte und Modulecke wie im folgenden Diagramm betrachtet, sind deutliche Schwankungen zwischen Rand und Mitte zu erkennen.

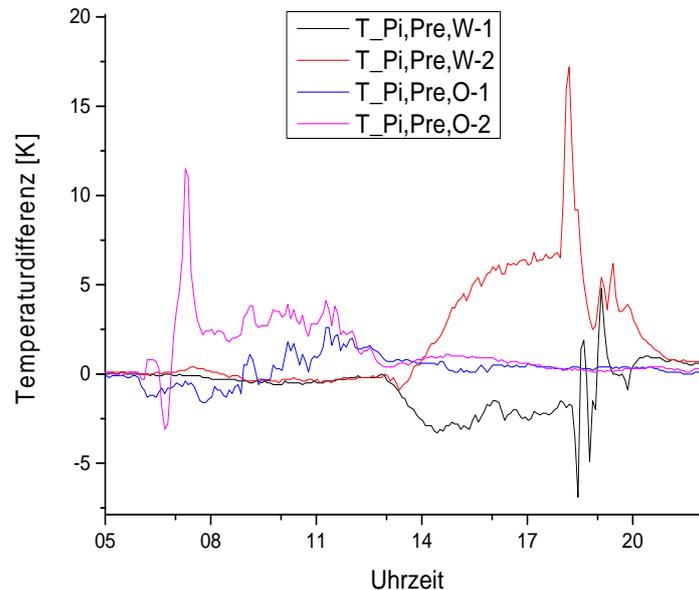


Abbildung 7-45: Temperaturdifferenz zwischen Mitte und Rand für die Module an der Ost- und Westfassade an einem sonnigen Tag (02.08.2013)

In der Mitte eines Fassadenelements bildet sich aufgrund der Geometrie eine gleichmäßigere Strömung aus als in den Ecken der Elemente, an denen es zu Verwirbelungen kommen kann. Die Temperaturmessung in der Mitte ist daher von weniger lokalen Einflüssen betroffen und repräsentiert das Temperaturverhalten im Elemente in seiner Gesamtheit besser. Aus diesem Grund beschränken sich die Betrachtungen, welche die Modultemperatur einbeziehen, auf die Messung in der Modulmitte.

Charakteristische Temperaturen

Ein Vergleich der maximal erreichten Temperaturen an den verschiedenen Messstellen der Module kann Aufschluss darüber geben, welches Modul sich unter ähnlichen Bedingungen am stärksten erwärmt. Da sich hohe Zelltemperaturen negativ auf die Modulleistung auswirken, kann dieser einfache Vergleich bereits Aufschluss darüber geben, welche Modulaufhängung aus leistungstechnischer Sicht zu bevorzugen ist.

Die Betrachtung der Temperaturverläufe durch die Fassaden ist eine einfache Variante der Visualisierung des Temperaturverhaltens für die unterschiedlichen Fassadenkonstruktionen. Im Folgenden sind vier solcher Verläufe aufgezeigt. Dargestellt sind die Fassadenkonstruktionen Airtec Photovoltaic Glass und Airtec Photovoltaic Glassic an je einem sonnigen und einem trüben Tag. Die Proportionen der Fassaden sind nicht maßstabsgetreu dargestellt, damit alle Bereiche gut erkennbar sind.

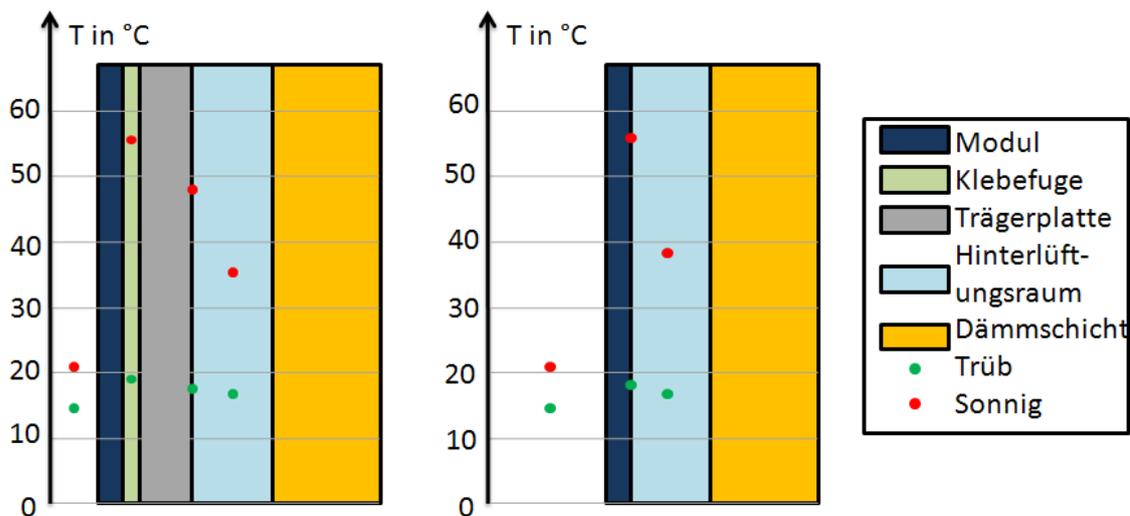


Abbildung 7-46: Maximale Temperaturverläufe im Fassadenquerschnitt an einem sonnigen Tag (14.09.2013) und einem trübem Tag (15.09.2013) (links geklebt, rechts geklammert befestigte vorgehängte hinterlüftete Fassaden von DAW)

Aus den gezeigten Verläufen lassen sich nun folgende Zusammenhänge ableiten:

- Das Modul erwärmt sich und gibt die Wärme nach und nach an dahinterliegende Schichten ab.
- Der Austausch zwischen Hinterlüftungsraum und Umwelt ist träge. Im Hinterlüftungsraum können weit höhere Temperaturen herrschen als in der Umgebung.

Berechnung einer gewichteten Durchschnittstemperatur

Für die Bewertung der PV-Fassadenelemente ist die Berechnung einer durchschnittlichen Modultemperatur sinnvoll. In dieser Berechnung muss beachtet werden, dass bei einer höheren Einstrahlung mehr Energie in elektrische Energie umgewandelt wird. Die vorherrschende Modultemperatur hat bei einer höheren Einstrahlung einen größeren Einfluss auf die abgegebene Leistung als bei einer geringen Einstrahlung. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, für die Berechnung der durchschnittlichen Tagestemperatur die Temperaturen in Abhängigkeit der Einstrahlung zu betrachten. Es ergibt sich folgende Formel für die gewichtete Durchschnittstemperatur:

$$T_{gew} = \frac{T_1 * G_1 + T_2 * G_2 + T_3 * G_3 + \dots + T_i * G_i}{\sum G_i}$$

Messdaten (Temperatur und Einstrahlung), welche unterhalb einer Grenze von $20 \frac{W}{m^2}$ liegen, werden nicht mit einbezogen, da unterhalb dieser Grenze durch die PV-Fassaden keine Sonnenenergie in elektrische Leistung umgewandelt wird.

Aufwärm- und Abkühlverhalten PV-Fassadenelemente

Um das Temperaturverhalten der unterschiedlichen PV-Fassadenkonstruktionen besser verstehen zu können, ist das Betrachten des Aufwärm- und Abkühlverhaltens hilfreich.

Aufwärmverhalten

Im folgenden Diagramm sind die Modultemperaturen der geklammerten ($T_{Lam, LB, S-3}$) sowie der geklebten ($T_{Mim, Klam, S-3}$) PV-Fassadenkonstruktion dargestellt. Zusätzlich ist die Temperatur der Leichtbetonplatte (gemessen an der Innenseite zum Unterkonstruktion zeigend) aufgetragen ($T_{Lim, LB, S-3}$). Alle Temperaturmessstellen befinden sich auf der gleichen Höhe über dem Erdboden (S3).

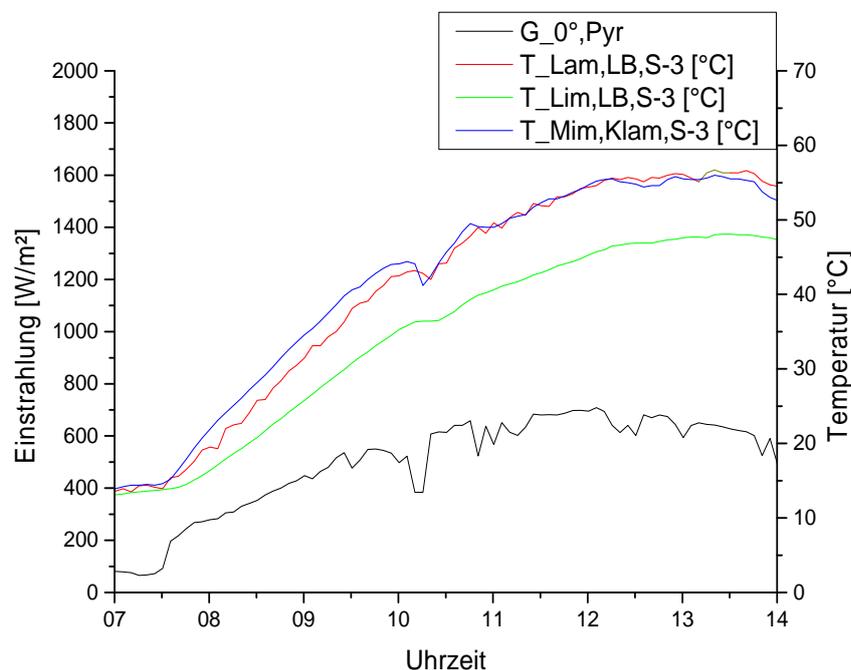


Abbildung 7-47: Verlauf der Temperatur an den zwei PC-Fassadenkonstruktionen von DAW und der Globaleinstrahlung $G_{0^\circ, Pyr}$ am 14.09.2013 (LB – Fassadenkonstruktion mit Leichtbeton; Klam – klammergehaltene Konstruktion)

Zu erkennen ist, dass beide Konstruktionen am Morgen die gleiche Temperatur von ca. 15 °C aufweisen. Nach Sonnenaufgang erwärmt sich das geklammert befestigte schneller als das geklebt befestigte PV-Fassadenelement. Erwärmt sich das aufgeklebte Element, fließt die Wärme auch in die Trägerplatte. Das geklammerte Modul kann die Wärme nur durch Konvektion an die Luft im Hinterlüftungsraum abgegeben. Ist die Trägerplatte ebenfalls erwärmt, nimmt der abfließende Wärmestrom ab und die Temperatur des geklebten Modules steigt stärker. Gegen 10:30 ist die Modultemperaturen von dem geklammert befestigte und dem geklebte befestigte PV-Fassadenelement an diesem Tag gleich. Ab diesem Punkt hemmt die Trägerplatte die Wärmeabgabe des Moduls an die Umgebung. Das geklammerte Modul gibt seine Wärme direkt an die Luft im Hinterlüftungsraum ab. Dieser ist kühler, da durch den Kamineffekt immer neue, kühle Luft

einströmt. Die Wärme des geklebten Moduls muss erst durch die Trägerplatte fließen, welche selbst bereits erwärmt ist. Dies führt zu einem Wärmestau, welcher das aufgeklebte Modul wärmer werden lässt.

Abkühlverhalten

Das Abkühlverhalten wird am Abend beobachtet, wo es zu keiner Neuerwärmung durch solare Einstrahlung kommt. Auf die Abkühlung haben die Außentemperatur und der Wind einen Einfluss.

Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Modul- und Außentemperatur ist, desto größer ist der abgegebene Wärmestrom. Aus diesem Grund wurden die Messwerte normiert, indem die momentane Außentemperatur subtrahiert wurde. Im folgenden Diagramm werden die gleichen PV-Fassadenkonstruktionen betrachtet wie bei der Betrachtung des Aufwärmverhaltens:

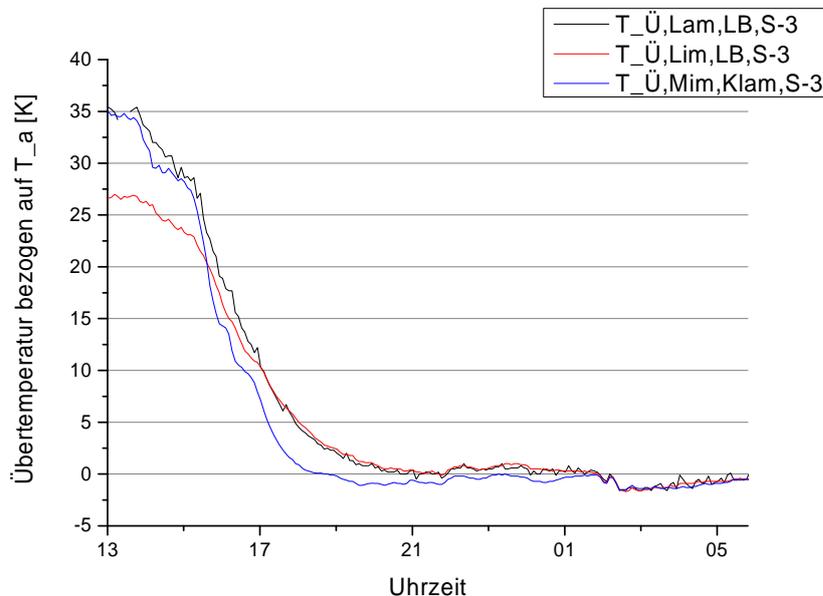


Abbildung 7-48: Differenzen zwischen Modultemperaturen und Außentemperatur am 14.09.2013

Die Temperatur des aufgeklebten Moduls ($T_{Lam,LB,S-3}$) und die Temperatur des geklammert befestigten Moduls ($T_{Mim,Klam,S-3}$) sind zu Beginn nahezu identisch. Das geklebte Paneel kühlt sich langsamer ab. Die Trägerplatte hat ebenfalls Wärme gespeichert, welche zusätzlich abgegeben werden muss. Das geklammert befestigte Element besitzt diesen zusätzlichen Wärmespeicher nicht und kühlt daher schneller ab. Mit sinkendem Sonnenstand wird nur noch wenig bis gar keine neue Energie von den Modulen aufgenommen. Die Temperaturen des aufgeklebten Moduls und seiner Trägerplatte ($T_{Lim,LB,S-3}$) gleichen sich daher an. In der Nacht geben die Paneele sowohl ihre gespeicherte Wärme durch Konvektion als auch Energie in Form von Wärmestrahlung an den Nachthimmel ab. Daher können die Modultemperaturen unter das Niveau der Lufttemperatur fallen.

7.5.3 Leistung

Zusammenhang P_{AC} und P_{DC}

Vergleich DC- und AC-seitigen Messwerten

Die Leistungsmessung erfolgt sowohl DC- als auch AC-seitig:

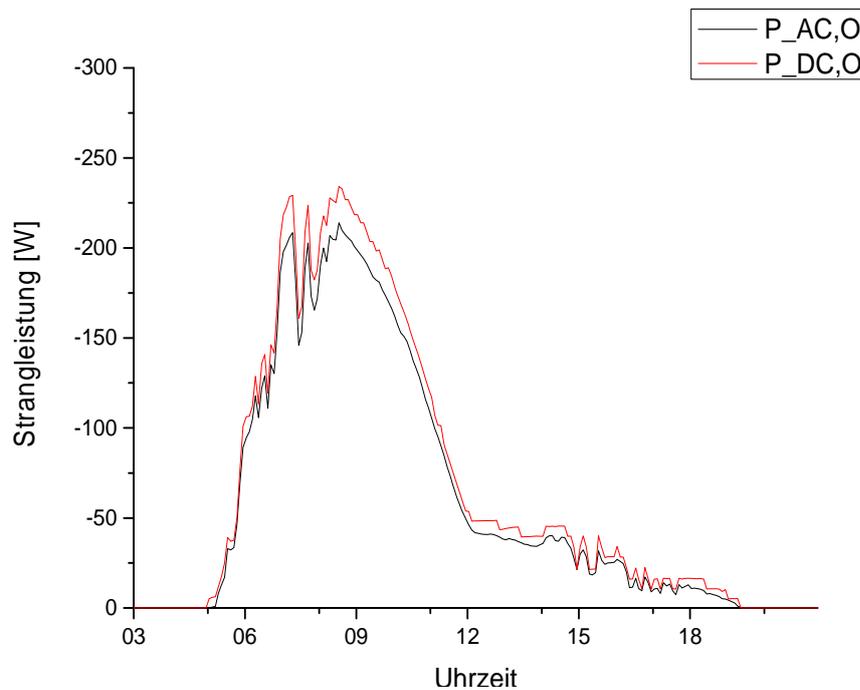


Abbildung 7-49: DC- (rot) und AC-seitige (schwarz) Leistungsmessungen am 27.07.2013

Wie zu erwarten sind aufgrund der Verluste im Wechselrichter die DC-seitigen Messungen immer größer als die AC-seitigen Messwerte. Der qualitative Verlauf der beiden Graphen ist gleich. Für die weiteren Untersuchungen reicht die Betrachtung einer Größe aus.

Auswahl der zu untersuchenden Messgröße

Bei einer PV-Anlage ist die Verwendung der AC-seitigen Leistungsdaten zu empfehlen, weil der AC-seitige Messwert den Wert widerspiegelt, welcher in das öffentliche Netz eingespeist wird.

Um die Vergleichbarkeit der Messdaten vom Freibewitterungsteststand mit den Messdaten einer weiteren PV-Anlage des Instituts für Baukonstruktion (Walther-Hempel-Bau auf dem Campus der TU Dresden) zu gewährleisten, müssen jedoch für die zukünftige Auswertung die DC-seitigen Messwerte verwendet werden.

Integraler Wirkungsgrad

Der momentane Wirkungsgrad dient zur Ermittlung von Moduleigenschaften und zur Untersuchung von Einflüssen auf das Modul. Für den Vergleich über einen längeren

Zeitraum wird eine andere Gleichung zur Berechnung des Wirkungsgrades verwendet. Die Formel zur Berechnung des integralen Wirkungsgrades lautet wie folgt:

$$\eta_{dt} = \frac{\int \text{Strangleistung } P_{Str}}{\int \text{Einstrahlung } G_{pyr} * \text{Modulzahl } n * \text{Modulfläche } A}$$

Wirkungsgrad bei STC-Bedingungen

Die STC-Bedingungen wie in einem Labor lassen sich an einer PV-Anlage im Freien nicht einstellen. Um dennoch STC-Werte als Referenzwerte verwenden zu können, wurde eine Modultemperatur von $25\text{ °C} \pm 1\text{ K}$ gewählt. Diese entspricht nicht den Laborbedingungen, ist aber eine umsetzbare Alternative für die realen PV-Anlagen. Die gefilterten Daten der geklebten PV-Fassadenkonstruktion sind im folgenden Diagramm dargestellt:

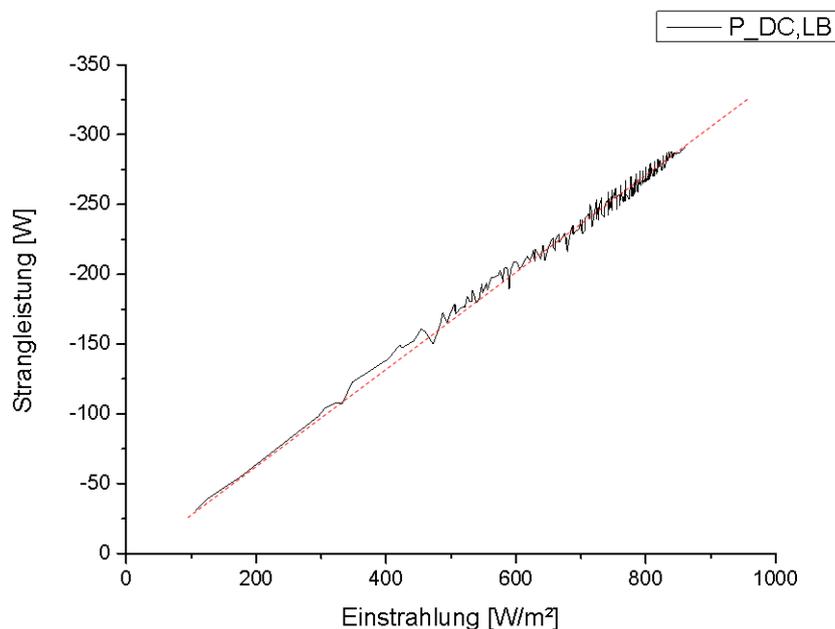


Abbildung 7-50: Strangleistung bei einer Modultemperatur von $25\text{ °C} \pm 1\text{ K}$ über der Einstrahlung für die geklebten PV-Fassadenelemente

Es ist zu erkennen, dass sich ein annähernd linearer Zusammenhang ausbildet (rote Strichlinie). Einzelne abweichende Peaks sind erneut auf Messungenauigkeiten, MPP-Einstellungsungenauigkeiten und Teilverschattungen zurückzuführen. Der STC-Wirkungsgrad ist das Ergebnis der Division des Anstiegs durch die Strangoberfläche.

Performance Ratio

Der Performance Ratio (kurz: PR) beschreibt, wie gut sich ein Modul unter realen Bedingungen im Vergleich zu optimalen Bedingungen verhält. Als optimale Bedingungen werden die STC-Bedingungen angenommen. Daher wird auf den zuvor bestimmten STC-Wirkungsgrad zurückgegriffen. Die Formel für die PR lautet:

$$PR = \frac{\int P_{Str} dt}{\int G_{Pyr} dt * A_{Str} * \eta_{STC}}$$

Diese Form der Normierung beachtet die jeweilige unterschiedliche Ausgangssituation der Module. Daher kann sie auch zum Vergleich der Modulstränge und ihrer Aufhängung verwendet werden.

U-I-Kennlinien

Für die Untersuchung der PV-Fassaden auf mögliche Defekte der Module wird eine elektronische Last verwendet. Hiermit können Spannungs-Strom-Kennlinien (kurz: U-I-Kennlinien) eines PV-Moduls bzw. der einzelne Stränge erfasst werden.

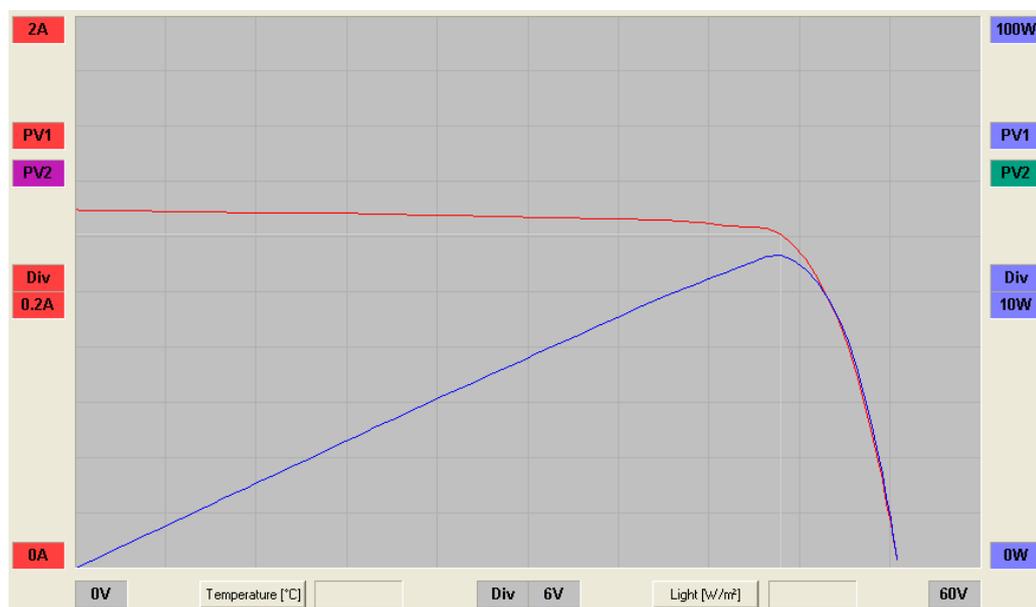


Abbildung 7-51: U-I-Kennlinie für die Ostfassade aufgenommen bei einer Einstrahlung von $189,5 \frac{W}{m^2}$

Die blaue Linie im Diagramm stellt die abgegebene Leistung im jeweiligen Arbeitspunkt dar. Der MPP liegt in diesem Diagramm bei $46,8 V$ und beträgt $56,7 W$.

7.6 VERGLEICHENDE BEWERTUNG

Auf Grundlage der systematisierten und gefilterten Messdaten und der dabei herausgearbeiteten wichtigen Kenngrößen können nun die BIPV-Fassaden verglichen werden.

7.6.1 Vergleich der PV-Fassadenkonstruktionen am Teststand

In diesem Abschnitt werden die Leistungsdaten und Wirkungsgrade betrachtet und mit den vom Hersteller angegebenen Werten verglichen.

Fassadenerträge

Zunächst sollen die Erträge der Fassaden verglichen werden. Im Folgenden sind die Erträge W für den Zeitraum vom 10.09.2013 bis zum 24.11.2013 dargestellt (Benennung siehe Abschnitt Benennung der elektrischen Messgrößen aus 7.3.1):

Strang	Ertrag in kWh	Flächenmäßiger Ertrag in kWh/m ²
LB,S	43,178	14,993
Klam,S	43,646	15,155
O	21,778	7,782
W	24,773	8,852

Tabelle 7-5: Erträge der Stränge im Zeitraum vom 10.09.2013 bis 24.11.2013

Die Erträge der Stränge an der Südfassade (LB,S und Klam,S) unterscheiden sich nur gering. Es handelt sich um die gleichen PV-Module mit einer unterschiedlichen Aufhängung, wobei jeweils vier Module den Strang bilden. Der im Vorfeld vermutete große Unterschied zwischen den Erträgen ist hier nicht zu erkennen. Der Unterschied beträgt lediglich 0,8 % des Gesamtertrages einer der Fassaden.

Die Erträge der Ost- und der Westfassade (Strang O bzw. W) fallen geringer aus als die Erträge der Südfassade. Außerdem ist eines der High-Efficiency-Module defekt, was zu einer Leistungsminderung im Strang W führt. Diese Minderung wurde hier und in den folgenden Betrachtungen rechnerisch korrigiert (siehe Detail hierzu im Abschnitt PV-Fassaden von P-D Aircraft Interior in 7.6.2). Mittels dieser Korrektur sind Vergleiche mit diesem Fassadenelement möglich.

Wirkungsgrade und Performance Ratio

Der STC-Wirkungsgrad, der integrale Wirkungsgrad und der Performance Ratio der vier unterschiedlichen Fassadenkonstruktionen – berechnet aus den Messdaten vom 10.09.2013 bis zum 24.11.2013 – sind in folgender Tabelle dargestellt:

Strang	STC-Wirkungsgrad	Wirkungsgrad	PR
LB,S	0,1255	0,1077	0,86
Klam,S	0,1253	0,1108	0,87
O	0,1394	0,1081	0,78
W	0,1885	0,1276	0,68

Tabelle 7-6: Wirkungsgrade und Performance Ratio der Stränge (mit Si-Werten ermittelt)

Die STC-Wirkungsgrade der geklammerten und der geklebten Module an der Südfassade des Freibewitterungsteststands unterscheiden sich um 0,1 %. Die Werte sind, wie zu erwarten war, bei baugleichen Modulen nahezu identisch.

Sowohl die HES-Module als auch die MES-Module besitzen einen größeren STC-Wirkungsgrad als die PV-Fassaden im Süden. Erwartungsgemäß ist der STC-Wirkungsgrad der HES-Module (Hohe Effizienz Semiflexibel) am größten.

Werden die STC-Wirkungsgrade mit den integralen Wirkungsgraden im Zeitraum vom 10.09.2013 bis zum 24.11.2013 miteinander verglichen, zeigt sich, dass Letztere stets niedriger sind. Im realen Betrieb werden keine STC-Bedingungen erreicht, weshalb der integrale Wirkungsgrad kleiner ist. Auffällig ist, dass sich die Wirkungsgrade und die Erträge der Module an der Südfassade von denen der anderen PV-Elemente kaum unterscheiden. Aus dieser Tatsache lässt sich schlussfolgern, dass keine der beiden Befestigungsvarianten gravierende Nachteile für die Energieausbeute der PV-Fassade aufweisen.

Der Unterschied zwischen STC-Wirkungsgrad und integralem Wirkungsgrad ist bei den Modulen der Ost- und der Westfassade größer? Bei den MES-Modulen wurde ein sehr hoher Temperaturkoeffizient bestimmt, welcher bei Erhöhung der Modultemperatur zu einer deutlichen Verschlechterung des Wirkungsgrades führt. Daraus folgt im realen Betriebsfall ein stark verringerter Wirkungsgrad. Des Weiteren trägt die lokale Verschattung im Westen zu einer starken Verminderung im westlichen Strang bei (siehe auch folgenden Abschnitt).

Einfluss der Verschattung auf die Leistung

Die Verschattung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Leistung. Folgende Panoramaaufnahme am Teststand zeigt Gegenstände, die zu einer möglichen Verschattung führen können:



Abbildung 7-52: Panoramablick vom Teststand ausgehend (Modulblickrichtung)

Im Osten kann keine Verschattung durch feststehende Gegenstände erfolgen. Die Bebauung im Süden hat einen großen Abstand zum Teststand und wirft lediglich einen Schatten im Dezember und Januar auf die untere Hälfte der Südseite. Im Westen ist eine Verschattung durch Bäume möglich. Das folgende Diagramm zeigt die gemessene Einstrahlung auf die Westseite und die Strangleistung der Westfassade am 03.10.2013.

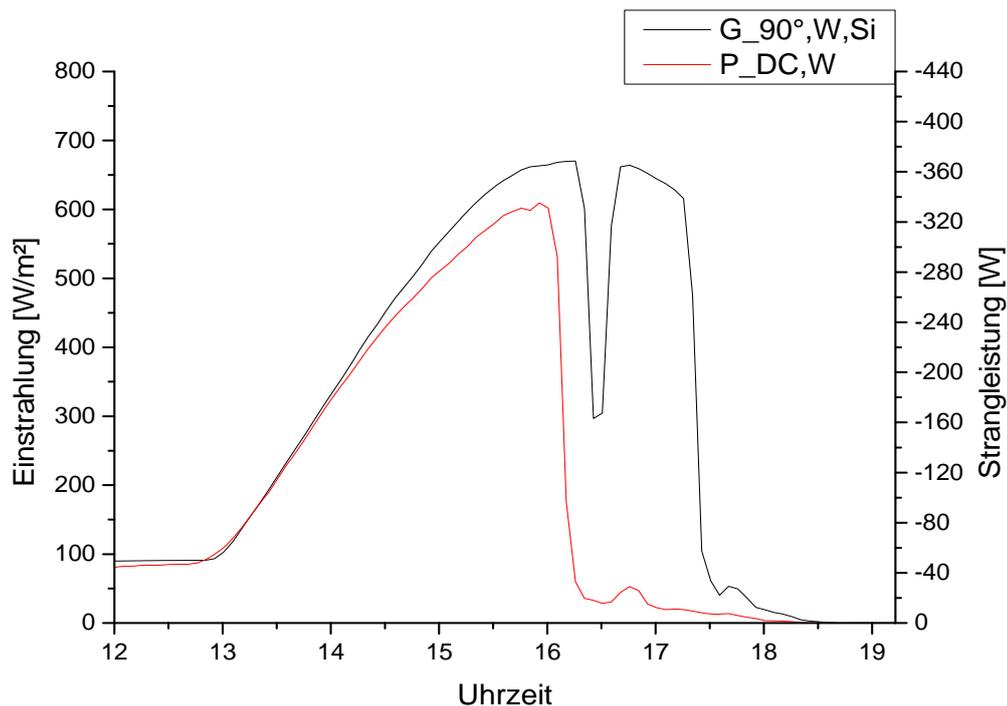


Abbildung 7-53: Einstrahlung auf die Westseite sowie die Strangleistung an der Westseite des Teststandes am 03.10.2013

Zu erkennen ist ein starker Leistungsabfall trotz hoher Einstrahlung gegen 15.45. Das Wissen, dass der Si-Sensor zur Messung der Einstrahlung auf der Westseite höher montiert ist als die HES-Module, lässt diesen Leistungsabfall verstehen: Gegen 15.45 wurden offenbar nur die MES-Module der Westseite und noch nicht der höher liegende Einstrahlungssensor verschattet. Da die Modulleistung auf unter 20 W abfällt, ist von einer fast vollständigen Verschattung auszugehen. Für die Berechnung des integralen Wirkungsgrads wurde die gesamte Strangleistung durch die Einstrahlung integriert.

Der berechnete PR zeigen ähnliches: Die Medium-Efficiency-Module erbrachten circa 81 % ihrer maximal möglichen Leistung. Dies liegt, wie schon erläutert, wahrscheinlich am schlechten Temperaturkoeffizienten. Der Performance Ratio der High-Efficiency-Module ist mit circa 71 % am schlechtesten. Dies rührt aus der besagten Verschattung der Module her. Aufgrund der oben dargestellten Verschattung ist der berechnete Wirkungsgrad und der Performance Ratio der PV-Fassadenelemente im Westen sehr gering und charakterisiert damit nicht die maximal mögliche Leistungsfähigkeit der im Westen montierten Elemente.

Maximaltemperaturen

Folgende Tabelle zeigt die im Zeitraum vom 10.09.2013 bis 24.11.2013 aufgetretenen maximalen Modultemperaturen und die maximalen Temperaturen im Hinterlüftungsraum mit dazu gehörigem Messdatum:

Strang	Maximale Modultemperatur in °C	Maximale Lufttemperatur im Hinterlüftungsraum in °C
LB,S	62,7 (14.09.2013)	45,9 (14.09.2013)
Klam,S	61,2 (28.09.2013)	43,7 (14.09.2013)
O	43,9 (14.09.2013)	--
W	53,9 (14.09.2013)	--

Tabelle 7-7: Maximale Modul- und Hinterlüftungsraumtemperaturen im Zeitraum vom 10.09.2013 bis 24.11.2013

Die Temperaturen der geklebten und der geklammerten vorgehängten PV-Fassade von DAW sind ähnlich. Die Annahme, dass sich die geklebten Paneele stärker aufheizen, da die Trägerplatte als Dämmung zum Hinterlüftungsraum wirkt, bestätigt sich daher vorerst nicht. Die Annahme, dass sich die geklebten Paneele stärker aufheizen, bestätigt sich daher vorerst nicht und muss noch mit Daten, die nur im Sommer gesammelt werden können, verifiziert werden.

Bei den HES- und MES-Modulen tritt eine größere Temperaturdifferenz auf, die aufgrund der unterschiedlichen Einstrahlungssituation zwischen Osten und Westen nicht erklärt werden kann.

Gewichtete Durchschnittstemperatur

Die gewichtete Durchschnittstemperatur dient in erster Linie zum Vergleich der unterschiedlichen Aufhängungen und ihrer Auswirkungen auf den Ertrag. Daher wurde sie nur für die Fassadenkonstruktion der Südfassade berechnet.

Modul	Gewichtete Durchschnittstemperatur im Oktober in °C
LB,S (LB,S-3)	35,8
Klam,S (Klam,S-3)	35,8

Tabelle 7-8: Gewichtete Durchschnittstemperaturen der Südseite im Oktober 2013

Beim Vergleich der gewichteten Durchschnittstemperaturen fällt auf, dass die Temperaturen identisch sind. Das verstärkt die Vermutung, dass die Leichtbetonplatte keine negative Auswirkung auf die Modultemperatur hat. Dies muss jedoch noch mit Messungen aus dem Sommer bestätigt werden.

7.6.2 Vertiefende Gegenüberstellung der PV-Fassadenkonstruktionen

In diesem Abschnitt werden die einzelnen PV-Fassadenkonstruktionen vertiefend betrachtet und gegenübergestellt:

PV-Fassaden von DAW

Die PV-Fassadenelemente - geklebte und geklammerte - von DAW sind an der Südfassade montiert.

Leistungskenngrößen bezogen auf die Pyranometermessungen

An der Südfassade wird die Einstrahlung ebenfalls mit einem Pyranometer erfasst. Das Pyranometer ist gegenüber dem Si-Sensor laut Datenblätter der Hersteller das genauere Messgerät. Die Wirkungsgrade der PV-Fassadenelemente von DAW werden deshalb noch einmal auf Grundlage der Pyranometermesswerte berechnet.

Strang	LB,S	Klam,S	Herstellerangaben
STC-Wirkungsgrad	0,1255	0,1253	0,118
Ertrag in kWh	43,178	43,646	--
Integraler Wirkungsgrad	0,107	0,108	--

Tabelle 7-9: Leistungsbezogene Kenngrößen der DAW-Fassaden berechnet mit Pyranometermesswerten

Wie zu erwarten war, sind die mit den Pyranometermesswerten berechneten STC-Werte kleiner als die STC-Werte, welche mit den Messdaten der Si-Sensoren berechnet wurden (siehe auch Tabelle 7-6). Sie stimmen nun mit den Daten des Herstellers nahezu überein. Im Betrachtungszeitraum von zweieinhalb Monaten beträgt die Ertragsdifferenz zwischen der geklebten und der geklammerten Konstruktion nur *0,468 kWh*.

Im folgenden Diagramm sind die täglichen maximalen Strangleistungen der beiden Südfassaden aufgetragen.

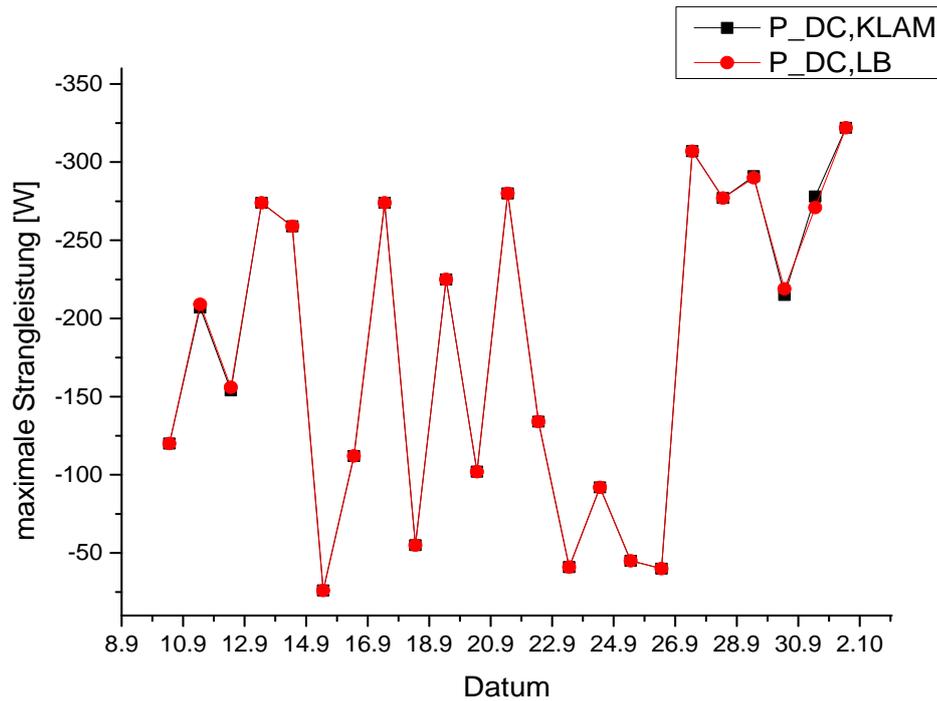


Abbildung 7-54: Maximale Strangleistungen der beiden Südfassaden im Zeitraum vom 09.09.2013 bis 02.10.2013

Zu erkennen ist, dass die Werte meist deckungsgleich sind. Es scheint an dieser Stelle auch keinen Unterschied zwischen den beiden Befestigungsvarianten zu geben.

Temperaturverläufe

Folgendes Diagramm zeigt die maximalen Tages-Modultemperaturen der zwei PV-Fassadenkonstruktionen von DAW.

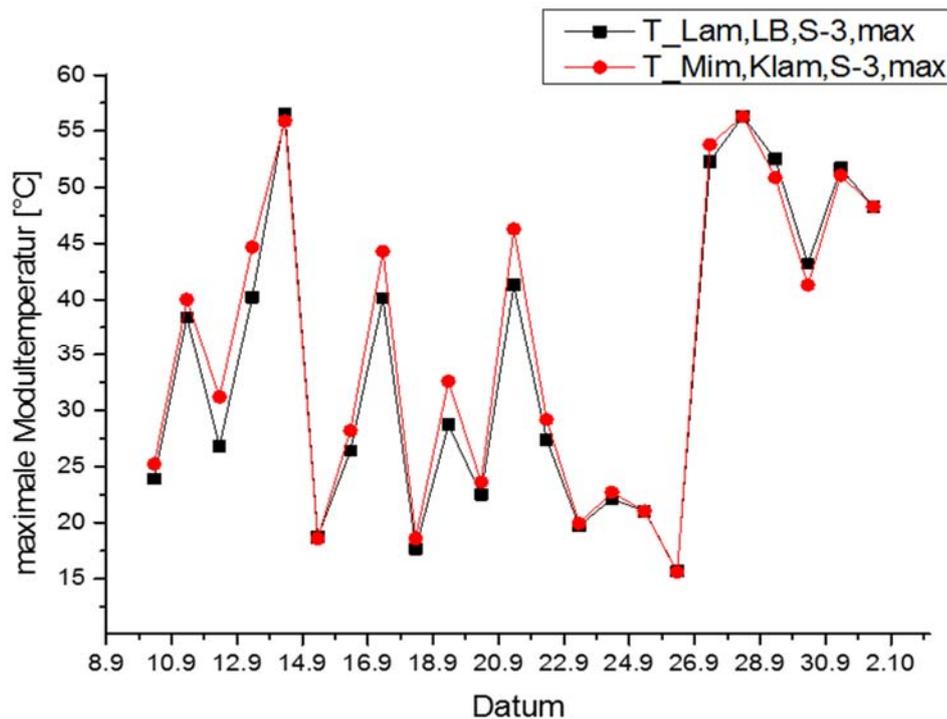


Abbildung 7-55: Maximale Tages-Modultemperaturen der beiden PV-Fassadenelemente mit der gleichen Montagehöhe (S3) im Zeitraum vom 09.09.2013 bis 02.10.2013

Im Diagramm ist zu erkennen, dass die Maximaltemperaturen unter 25 °C und über 50 °C recht nah beieinander liegen. Nur im dazwischen liegenden Bereich ist die maximale Modultemperatur der geklammert befestigten größer als die der geklebten PV-Fassadenkonstruktion. Dieser Unterschied kann bis zu 10 K betragen. An trüben Tagen erwärmen sich die beiden Fassaden kaum ($T_M < 25 \text{ °C}$). An sehr sonnigen Tagen erwärmt sich auch das reaktionsträgere geklebte Paneel vollständig ($T_M < 50 \text{ °C}$). Im dazwischen liegenden Bereich erwärmt sich die Modulrückseite des geklammerten Fassadenelements schneller als die Modulrückseite des geklebten Elements. Grund dafür ist die Wärmespeicherfähigkeit des Leichtbetons des geklebten Paneels, wodurch die Modulrückseite zusätzlich gekühlt wird.

Im folgenden Diagramm sind die Temperaturverläufe von je einem Modul der Südfassade und dessen Lufttemperaturen im Hinterlüftungsraum für einen durchwachsenen Tag dargestellt:

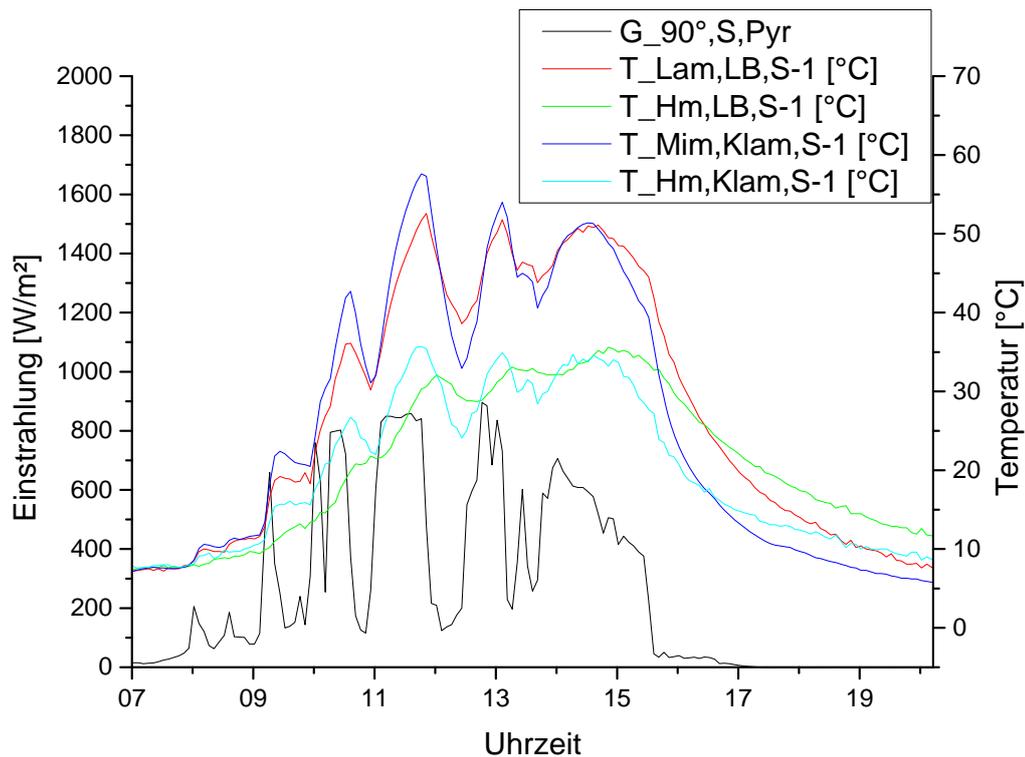


Abbildung 7-56: Temperaturen der Südfassaden sowie die Einstrahlung am 13.10.2013 (durchwachsener Tag)

Zu erkennen ist, dass sich die geklammert befestigten Module schneller aufwärmen und abkühlen als die geklebten Module. Dieser Unterschied kommt durch die Trägerplatte aus Leichtbeton zustande: Die Platte ist ein zusätzlicher thermischer Speicher. Erwärmt sich das aufgeklebte Modul, wird ein Teil der Wärme durch Wärmeleitung an die Trägerplatte abgegeben. Kühlt das Modul hingegen ab, gibt die Trägerplatte durch Wärmeleitung seine gespeicherte Energie langsam an das Modul ab.

Werden die Lufttemperaturen in den Hinterlüftungsräumen betrachtet, fallen weitere Unterschiede auf: Einerseits erwärmt sich die Luft im Hinterlüftungsraum des geklammert befestigten Moduls schneller, andererseits reagiert die Lufttemperatur auch schneller auf Änderungen der Modultemperatur. Das Wärmeverhalten der Luft im Hinterlüftungsraum der geklebten Paneele ist träger. Grund dafür ist, dass die Trägerplatte eine zusätzliche Schicht darstellt, durch die die Wärme des Moduls fließen muss. Erwärmt sich das Modul, so wird erst die Trägerplatte erwärmt, bevor die Wärme in die Luft des Hinterlüftungsraums fließt. Bei dem geklammert befestigten Modulen wird dagegen die Wärme sofort an die Luft im Hinterlüftungsraum abgegeben.

In der folgenden Darstellung der Querschnitte ist das Temperaturverhalten nochmal anschaulich dargestellt:

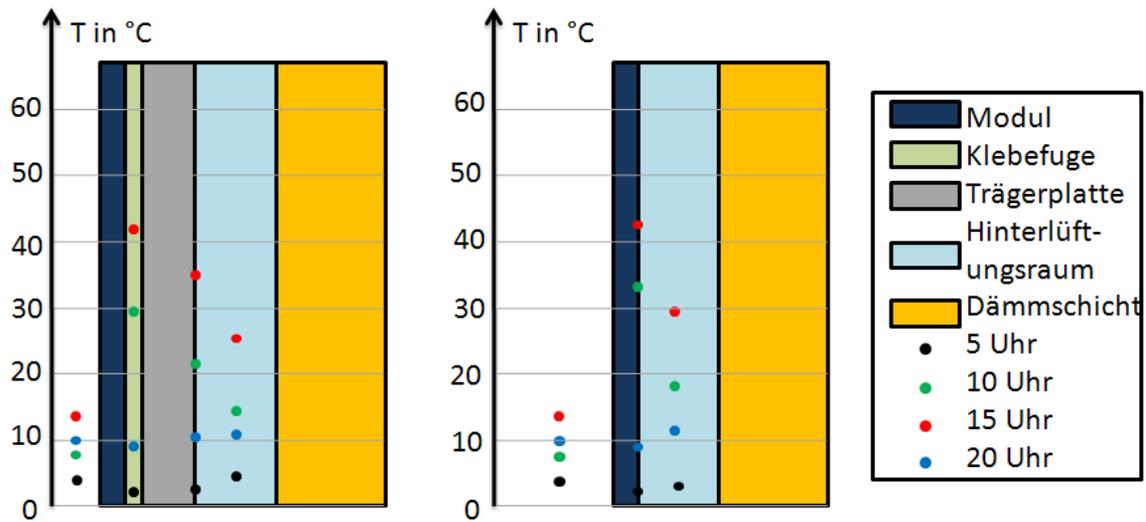


Abbildung 7-57: Temperaturverlauf im Fassadenquerschnitt der Südfassaden am 29.09.2013 (links geklebt, rechts geklammert befestigte Module)

Es ist deutlich das schnellere Aufwärmen der geklammert befestigten Fassadenelemente zu erkennen. Das schnellere Abkühlen kann aufgrund der großen zeitlichen Sprünge nicht erkannt werden, da der Vorgang des Abkühlens um 20:00 schon abgeschlossen ist. Festzustellen ist aber, dass die Modultemperatur in der Nacht unter die Außenlufttemperatur fallen kann (siehe auch Begründung im Abschnitt Abkühlverhalten).

Strömung im Hinterlüftungsraum

Für die Untersuchung der Strömungen im Hinterlüftungsraum wurden verschiedene Überlegungen angestellt, welche Größen einen Einfluss auf die Strömungsgeschwindigkeit im Hinterlüftungsraum haben könnten. Folgende Grafik zeigt die Strömungsgeschwindigkeit und deren vermutete Einflüsse:

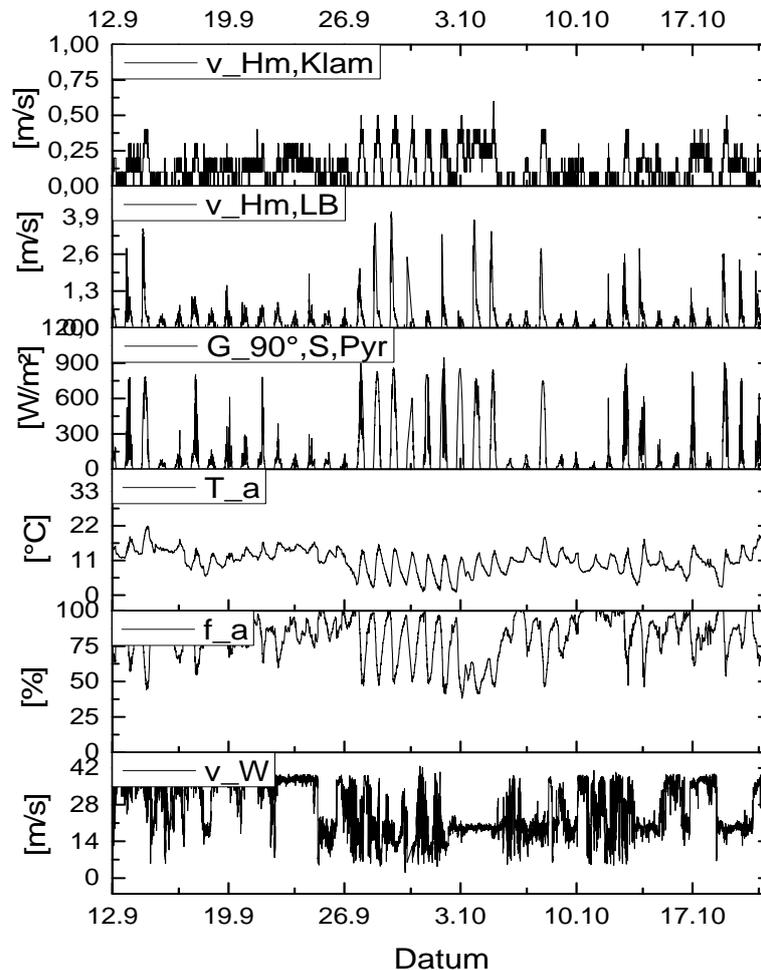


Abbildung 7-58: Strömungsgeschwindigkeiten und vermutete Einflussgrößen

Die Untersuchungen ergaben lediglich, dass nur bei Tageslicht eine Strömung ($v_{Hm,Klam}$ und $v_{Hm,LB}$) messbar ist. Die Diagramme zeigen, dass die Strömung im Hinterlüftungsraum im Wesentlichen von der Einstrahlung bestimmt wird.

Bei den anderen vermuteten Einflussgrößen konnte kein Zusammenhang bezüglich der Strömung festgestellt werden. Um genauere Aussagen über die Einflüsse zu ermöglichen sind weitere Untersuchungen nötig.

Werden die Größenordnungen der Strömungsgeschwindigkeiten betrachtet, fällt auf, dass die Strömungsgeschwindigkeit im geklebten Paneel um fast eine Zehnerpotenz größer ist als im geklammerten Paneel. Das könnte durch die unterschiedliche Breite des Hinterlüftungsraums zustande kommen, ist aber bei einem derart großen Unterschied eher unwahrscheinlich. Eine näherliegende Erklärung ist, dass die Fassadenverkleidungen unterschiedlich abgedichtet sind. Bei den geklammert befestigten Elementen ist kaum eine Strömung nach außen möglich, weshalb die Strömungsgeschwindigkeit auch sehr gering ist.

Bei den geklebten Paneelen wäre eher eine Strömung möglich, was die höheren Strömungsgeschwindigkeiten erklären würde.

Feuchtigkeit in der Fassade

Die Außenluftfeuchte sowie die Feuchtigkeit in den Hinterlüftungsräumen sind im folgenden Diagramm dargestellt:

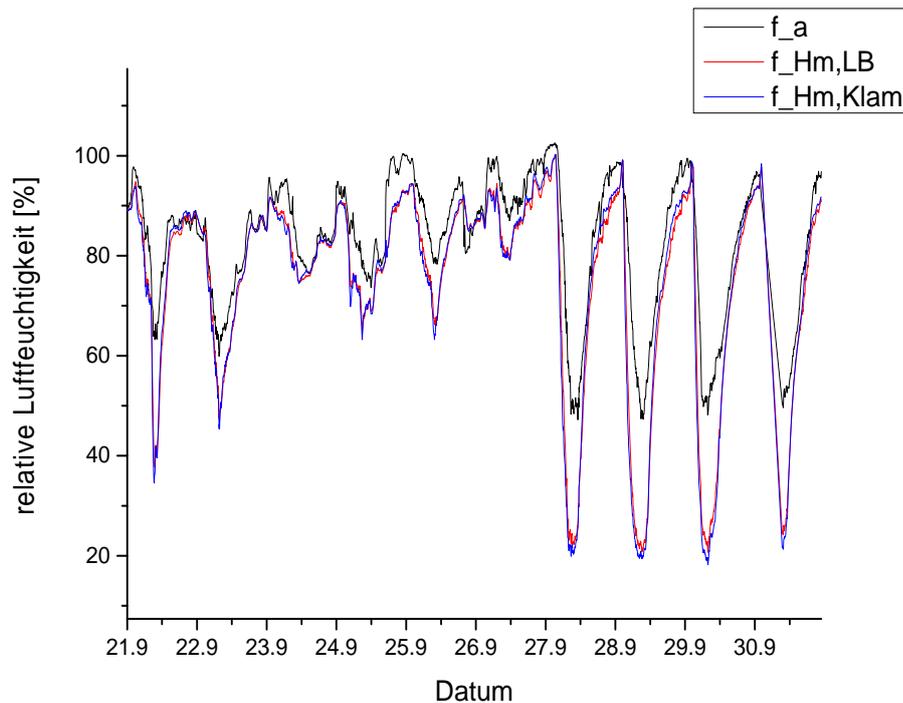


Abbildung 7-59: Luftfeuchtigkeit der Außenluft und der Luft in den Hinterlüftungsräumen im Zeitraum vom 21.09.2013 bis 30.09.2013

Das Diagramm zeigt, dass die relative Luftfeuchtigkeit in beiden Hinterlüftungsräumen an einigen Tagen 100% erreicht. Dies bedeutet, dass es zur Taubildung in der Fassade gekommen sein kann. Kondensation ist in der Fassade aus bauphysikalischen Gründen zu vermeiden.

PV-Fassaden von P-D Aircraft Interior

Die PV-Fassadenkonstruktionen von P-D Aircraft Interior befinden sich an der Ost- und der Westseite des Teststands.

Leistungsbezogener Vergleich

Der Leistungsvergleich zwischen den P-D Aircraft Interior Fassadenelementen wurde bereits im Abschnitt 7.6.1 durchgeführt. Da an der Ost- und der Westfassade kein zusätzliches Pyranometer vorhanden ist, können keine weiteren Werte ermittelt werden. An dieser Stelle werden daher nur die maximalen Strangleistungen betrachtet. Die maximalen Strangleistungen eines Tages sind im folgenden Diagramm dargestellt:

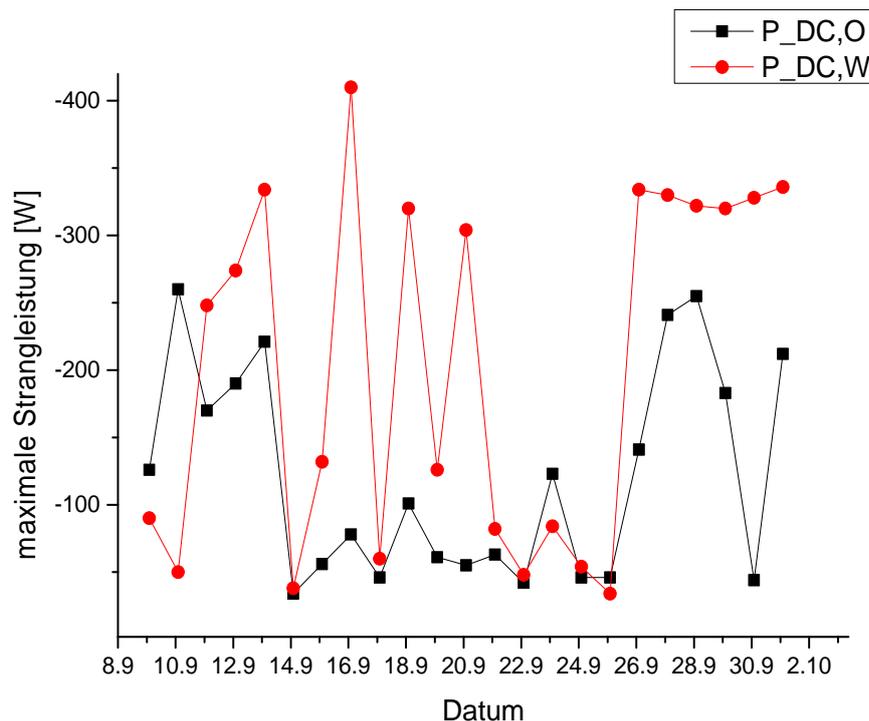


Abbildung 7-60: Maximale Modulleistungen der Ost- und der Westfassade im Zeitraum vom 09.09.2013 bis 02.10.2013

Bei Betrachtung des Diagramms fällt auf, dass Maximalwerte nicht an den gleichen Tagen auftreten müssen. Es handelt sich um zwei Fassaden, welche in unterschiedliche Himmelsrichtungen zeigen. Die Fassaden werden daher zu unterschiedlichen Zeiten maximal bestrahlt. Da die Einstrahlung über einen Tag nicht konstant ist, trifft am gleichen Tag nicht zwingend die gleiche Einstrahlungsstärke auf die Fassaden. Es besteht daher nur die Möglichkeit die Maxima ohne zeitlichen Bezug zu vergleichen.

An der Größe der Maxima ist zu erkennen, dass die Module der Westfassade eine größere Leistung erbringen können. Die maximale Strangleistung an der Ostfassade beträgt 260 W , bei der Westfassade sind es 410 W . Zu beachten ist hierbei, dass beide Fassaden die gleiche Modulfläche besitzen.

U-I-Kennlinien

Die folgenden Kennlinien sind für den jeweiligen Strang erstellt worden. Beide Kennlinien wurden am 21.08.2013 aufgenommen.



Abbildung 7-61: U-I-Kennlinien des Modulstrangs an der Ostfassade des FBTs aufgenommen am 21.08.2013 10:05



Abbildung 7-62: U-I-Kennlinie des Modulstrangs an der Westfassade des FBTs aufgenommen am 21.08.2013 15:04

Beim Vergleich der beiden Kurven fällt der Knick bei $U = 25\text{ V}$ deutlich ins Auge. Die verwendeten Module bestehen aus je zwei parallel geschalteten Einzelsträngen. Wie schon erwähnt, ist bei einem der Module der Westfassade einer dieser Teilstränge defekt.

Die folgende Grafik verdeutlicht wie die Verformung der Kennlinie entsteht.

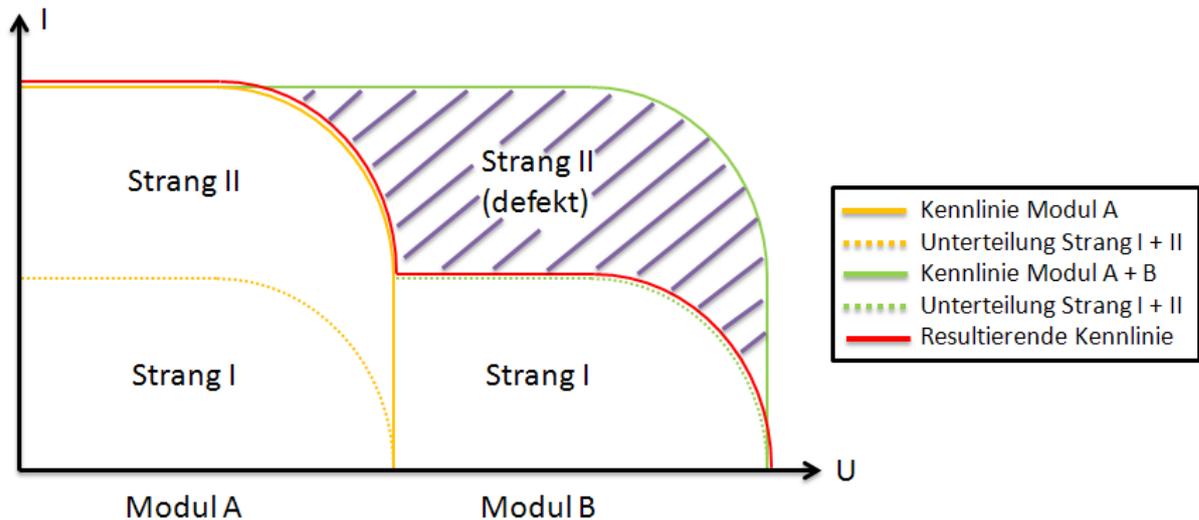


Abbildung 7-63: Zusammensetzung der Kennlinie des teilweise defekten Moduls

Zum Verständnis muss grundlegend bekannt sein, wie sich Kennlinien von verschalteten Modulen kombinieren. Schaltet man zwei Module parallel, addieren sich die Stromstärken bei konstanter Spannung. Diese Parallelschaltung ist in beiden Modulen vorhanden. In der Grafik kann man dies an Modul A erkennen. Strang I und Strang II werden in Richtung der Stromstärke addiert, also übereinandergesetzt (gelbe Linien).

Werden Module in Reihe geschaltet, addiert sich ihre Spannung bei konstanter Stromstärke. Im U-I-Diagramm werden sie daher nebeneinander gesetzt.

Bei dem Modulstrang im Westen handelt es sich um zwei in Reihe geschaltete Module, wobei jedes Modul aus einer Parallelschaltung zwei kleinerer Module besteht. Zunächst werden daher die Stränge in den Modulen in Richtung der Stromstärke addiert. Diese beiden so entstandenen Kennlinien werden anschließend in Spannungsrichtung addiert. Die entstehende Kennlinie der verschalteten Module würde der grünen durchgezogenen Linie entsprechen. Aufgrund des Defekts kann der lila schraffierte Bereich nicht genutzt werden. Die dadurch entstehende Kennlinie ist rot eingetragen. Dieses Bild deckt sich mit der vorgenommenen Messung, welche mit der elektronischen Last durchgeführt wurden.

Aufgrund des ausgefallenen Strangs in einem der Module kann vom Wechselrichter nur die halbierte Stromstärke zur Einstellung des MPP (U_{MPP} und I_{MPP}) genutzt werden. Die vom Wechselrichter abgegebene Leistung ist deshalb auch nur halb so groß wie bei zwei voll funktionsfähigen Modulen. Für den Vergleich dieser Elemente mit den anderen BIPV-

Fassaden wurde eine rechnerische Korrektur durchgeführt: Es wurde die Stromstärke des Strangs der Westfassade verdoppelt, wodurch sich auch die Leistung (P_{MPP}) verdoppelt. Die Leistungseinbuße kann damit nahezu kompensiert werden. Dennoch muss für weitere Untersuchungen die Westfassade erneuert werden. Der Wechselrichter wurde so ausgelegt, dass er bei voll funktionsfähigen Modulen den MPP einstellt. Aufgrund der halbierten Stromstärke, liegt der neue Arbeitspunkt nicht im optimalen, vom Wechselrichter einstellbaren MPP-Bereich. Aus diesem Grund kann es zu weiteren Leistungseinbußen kommen.

Untersuchung der PV-Fassadenkanten

Vom Projektpartner P-D Aircraft Interior wurde eine Untersuchung hinsichtlich der Kantenalterung gewünscht. Für diese Untersuchung wurden in regelmäßigen Abständen die Kanten der PV-Fassadenelemente von P-D Aircraft Interior fotografiert. Folgende Kantenbilder sind zu verschiedenen Zeitpunkten entstanden:



Abbildung 7-64: Kanten der PV-Fassadenprototypen im Ost zu unterschiedlichen Zeitpunkten aufgenommen (links: 16.05.2013, mittig: 12.08.2013, rechts: 21.11.2013)

Auf den Bildern sind keine Veränderungen der Kanten über den Betrachtungszeitraum von einigen Monaten ersichtlich. Eine Alterung ist derzeit nicht zu beobachten. Für eine längerfristige Aussage müssen die Kanten weiterhin beobachtet werden.

7.7 SCHLUSSFOLGERUNG

Ziel der Projektpartner war es, die PV-Fassadenprototypen unter realen Umweltbedingungen am Freibewitterungsteststand zu prüfen sowie die Einflüsse und Auswirkungen der Umwelt auf die PV-Fassaden messtechnisch zu erfassen.

Der Freibewitterungsteststand ist mit einer Wetterstation sowie verschiedenster Messtechnik zur Durchführung von Langzeitmessungen an den BIPV-Prototypen ausgestattet. Die Mikro-Wechselrichter ermöglichen eine Strangverschaltung von PV-Fassadenelementen gleichen Typs und somit die Einspeisung der abgegebenen Leistung ins Netz. Verschiedene Testläufe sowie die erste Auswertung haben gezeigt, dass sich das Messkonzept sowie die ausgewählte Messtechnik und der Messrechner für die Messdatenerhebung zu Temperaturverläufen, Feuchteverteilung und

Strömungsgeschwindigkeiten an den PV-Fassadenelementen eignen. Am Prüfstand können seit dem 10.09.2013 Messungen an den neu entwickelten BIPV-Fassaden durchgeführt werden.

In den letzten Monaten der Projektlaufzeit konnten die ersten Auswertungen durchgeführt werden. Trotz geringer Unterschiede im Temperaturverhalten sind keine signifikanten Ertragsunterschiede zwischen den beiden untersuchten PV-Fassaden Airtec Photovoltaic Glass und Airtec Photovoltaic Glassic vom Projektpartner DAW erkennbar. Die Untersuchung der PV-Fassadenkanten von P-D Aircraft Interior ergab, dass nach knapp vier Monaten keine Alterung der Kanten sichtbar ist.

Um die bereits getroffenen Aussagen zu überprüfen und weitere Aussagen treffen zu können, ist eine Weiterführung der Messungen am Freibewitterungsteststand für mindestens neun weitere Monate unabdingbar. Langzeitmessungen über ein Jahr können die unterschiedlichen Wetterbedingungen während eines Jahres und deren Auswirkungen auf die PV-Fassadenprototypen umfangreicher darstellen und sind deshalb aussagekräftiger als Messungen von nur wenigen Monaten.

8 AP 5 BEWERTUNG UND VERBREITUNG

8.1 ARCHITEKTONISCHE BEWERTUNG

Gegenwärtig entstehende Fassaden, besonders in größeren Projekten wie vielgeschossigen Hochhäusern, müssen komplexen Ansprüchen auf unterschiedlichsten Gebieten genügen. Aber auch kleinere Bauprojekte und Sanierungen sind Einsatzgebiete für nachhaltige und technisch vielschichtige Konstruktionen.

Baukonstruktiv und bauphysikalisch wurden noch nie so viele Anforderungen an die Gebäudehülle gestellt. Moderne Architektur zeichnet sich durch ästhetische Qualität, Kosteneffizienz und Nachhaltigkeit aus.

Ressourcenknappheit und damit nachhaltige Energieerzeugung haben auch im Bauwesen an Bedeutung gewonnen und Planer zum Umdenken bewogen. Ausdruck dieses Nachhaltigkeitsdenkens finden wir weltweit in der steigenden Anzahl an Zertifizierungssystemen (DGNB, LEED, BREEAM,...). Die Zukunftsfähigkeit eines Gebäudes ist nicht nur für die Genehmigung sondern auch aus finanzieller Sicht relevant. Als Aushängeschild spielt die Fassade dabei eine große Rolle. In den Zertifizierungssystemen werden Gebäude durch energieerzeugende, multifunktionale Fassaden überzeugen. Die im Projekt bearbeiteten Fassaden sind somit innovativ und zeitgemäß. Umso wichtiger werden diesbezüglich bei den entwickelten Fassaden eine Produktdeklaration der Baustoffe und die Materialentscheidung an sich.

Mit einer technisch komplexeren, energieeffizienten Fassade entstehen zwar sowohl in der Planung als auch in der Ausführung zwangsläufig Mehrkosten (Kostengruppe 300 Baukonstruktion und Kostengruppe 400 Technische Anlagen). Die Fassade senkt jedoch die Betriebskosten, kann viele Funktionen einnehmen und die Akzeptanz des Bauwerks durch die Außenwirkung erhöhen. Über die Fassade werden Werte geschaffen und kommuniziert.

Wichtig ist jedoch, nicht nur die Planungs- und Baukosten sondern auch die Folgekosten beim Entwurf von BIPV-Fassaden zu betrachten. So können Reinigung und Pflege, Reparatur im Schadensfall, Wartung der technischen Gebäudeausstattung und Baukonstruktion einen hohen finanziellen Aufwand zur Folge haben. Hier gilt es, schon in der Entwicklung der Fassade auf leichte Zugänglichkeit, Feuchtschutz, Austauschbarkeit und Praktikabilität zu achten.

Ein anspruchsvolles Thema bei allen Fassaden stellen die Ausführung und daraus resultierend auch die Gewährleistung dar. Wer wird die Fassade bauen? Elektrisch ausstatten? Warten? Wo sind die Leistungsgrenzen? Auch hier kann bereits in der Weiterentwicklung der im Projekt entstandenen Fassaden Problemen vorgebeugt werden.

Die **Pfosten-Riegel-Fassade** ist in ihrem prinzipiellen Aufbau identisch zu bestehenden, nicht energetischen Systemen. Die tragende Konstruktion lässt sich in traditioneller und zugleich vielfältiger Optik herstellen und ist damit sehr gut einsetzbar. Die Idee der flexiblen Kabelführung in den Pfosten und Riegeln in leicht zugänglichen Kanälen ist besonders praxistauglich.

Die angestrebten semitransparenten Muster der Glasfüllung sind sehr markant und könnten zu Einzelstücken werden. Die bisher auf dem Markt verfügbaren, farbigen, transluzenten Gläser für BIPV sind vorsichtig einzusetzen. Einige Nutzungen von Gebäuden verbieten farbiges Licht. Wie bei der Farbigkeit der Fassade ist der Mittelweg zwischen Transparenz und Verschattung hinsichtlich der Nutzbarkeit ein schmaler Grat. Brüstungs- oder Deckenbereiche eignen sich hingegen ausgezeichnet für opake BIPV-Füllelemente. Besonders bei großen Fassadenflächen werden die häufig verschatteten Bereiche und die Öffnungselemente zu Gunsten der gestalterischen Einheitlichkeit mit Dummy-Verglasungen ausgeführt werden müssen.

Die **Fassade für unterschiedlichen Einsatz von P-D Aircraft Interior** ist als ein Vorprodukt zu verstehen. Mit dem derzeitigen Aufbau verfügen die einzelnen BIPV-Elemente über ein eher industrielles Gebrauchsdesign. Die stumpfe Oberfläche und die Materialästhetik suggerieren einen reinen Gebrauchsgegenstand. Als Zielgruppe ist schwerpunktmäßig die Industrie, der Bestand oder der Campingbereich anzusehen. Eine Weiterentwicklung bezüglich der Farbigkeit, den Größen und der Oberfläche empfiehlt sich, um größere Nutzerschichten zu erreichen.

Der leichte Aufbau und die Konstruktion machen die Platten funktional einsetzbar und praktisch. Der Gedanke der selbstaufgebauten BIPV ist nachvollziehbar, bedarf aber in der weiterführenden Forschung einer genaueren Zielgruppendefinition und daraus resultierend weiterer Gedanken zur Unterkonstruktion, elektrischen Verschaltung und Installation für den Selbstnutzer.

Die **vorgehängte hinterlüftete Fassade mit integrierter Photovoltaik** bietet auf Grund ihrer hohen ästhetischen Qualität das größte architektonische Potential. Die BIPV-VHF-Fassade ist ein leicht individualisierbares, multifunktionales Massenprodukt, das einen großen Absatzmarkt erreichen kann. Die möglichen Farben und Formen sind auf die realen Einsatzbedingungen im Fassadenbau abgestimmt. Sowohl große Fläche als auch kleinteilige Flächen in Form von Akzenten können in einer homogenen Optik zeitgemäß gestaltet werden. Die Glasoberfläche lässt zwar auf einen Einsatz im Büro- oder Gewerbebau schließen, aber Architektur ist Zeitgeschmack. Einige Leuchtturmprojekte zeigen schon heute, dass auch Glasfassaden sich in Zukunft neue Einsatzbereiche im Wohnungsbau erschließen werden.

Die Befestigung der Module durch Klebung unterstützt die bereits erwähnt homogene Fläche. Die Klammerhalterung kann allerdings ebenfalls als markantes Gestaltungselement

genutzt werden. Das vertraute System der Unterkonstruktion erhöht die Akzeptanz der neuen Fassade am Bau und ermöglicht außerdem den Einsatz im Bestand und bei der Sanierung. Die technische Wartung der Fassade und der Austausch von Modulen sind einfach und damit kostengünstig.

Auch ein Einsatz als Sicht- oder Schallschutzwände wäre technisch und optisch möglich bzw. wünschenswert.

8.2 BEWERTUNG DER NACHHALTIGKEIT VON PV-FASSADEN

8.2.1 Einführung und Begriffsklärung

Im Rahmen des Projektes sollen auch ökologische, ökonomische und soziale Eigenschaften und Problemstellungen fassadenintegrierter Photovoltaik (PV) untersucht werden. Hierfür sind die Elemente im Zusammenhang mit der gesamten Gebäudeperformance von der Wiege bis zur Bahre zu betrachten. Zur Bewertung der Recyclingfähigkeit und Nachhaltigkeit einer Fassade bezogen auf den gesamten Lebenszyklus soll eine Ökobilanz (Life Cycle Assessment – LCA) erstellt werden. Die Studentin Lisa Schöberlein hat diese Recherche ausgearbeitet.

Die Aufgabe besteht in der Erstellung einer Ökobilanz über die Produktions-, Nutzungs- und Entsorgungs- bzw. Recyclingphase einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade (VHF) ohne und mit integrierten PV-Modulen. Die Arbeit soll den formellen Ansprüchen an ein LCA genügen. Ökobilanzen umfassen sämtliche Energie- und Stoffströme über den gesamten Lebenszyklus und geben Investoren, Architekten und Projektentwicklern wichtige Aufschlüsse in Richtung der zunehmend an Bedeutung gewinnenden Green Building Labels und Nachhaltigkeitszertifizierungen von Gebäuden.

Die Erstellung eines vollständigen LCAs ist sehr umfassend. Zu den einzelnen Schritten der Produktion sind umfangreiche und aktuelle Herstellerangaben notwendig. Speziell für fassadenintegrierte Photovoltaik sind diese Daten noch nicht hinlänglich erfasst. Diese Untersuchung beschränkt sich daher auf die Auswertung bestehender Ökobilanzen und Publikationen.

Laut dem Brundtland-Report der UNO ist der Begriff Nachhaltigkeit wie folgt definiert: „Dauerhafte Entwicklung ist Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können“ (DGNB 2009 S. 11f.).

Nachhaltigkeit erstreckt sich über drei Dimensionen:

Die ökologische Dimension der Nachhaltigkeit orientiert sich an dem Schutz der Natur und der Bewahrung der natürlichen Ressourcen, damit auch zukünftige Generationen ihre

Bedürfnisse uneingeschränkt befriedigen können. Das bedeutet, die natürlichen Grundlagen dürfen nur in dem Maße genutzt werden, wie diese sich regenerieren können.

Bei der ökonomischen Dimension der Nachhaltigkeit ist das wirtschaftliche Handeln so zu gestalten, dass sie eine dauerhafte Grundlage für Erwerb und Wohlstand bietet. Ausbeutung wirtschaftlicher Ressourcen muss zum Schutz der künftigen Generationen vermieden werden.

Die dritte Dimension, die soziale und kulturelle Nachhaltigkeit, hat das Ziel, eine zukunftsfähige und langfristig lebenswerte Gesellschaft zu erreichen, in der die sozialen Kräfte ausgeglichen sind, alle Mitglieder ein wichtiger Bestandteil der Gemeinschaft sind und Konflikte und Spannungen friedlich gelöst werden (DGNB 2009 S. 11f.).

Gemäß DIN EN ISO 14040 besteht eine Ökobilanz aus der „Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Output-Flüsse und der potentiellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebenswegs“ (DIN EN ISO 14040 S. 5). Die folgende Abbildung expliziert den Umfang eines LCAs.

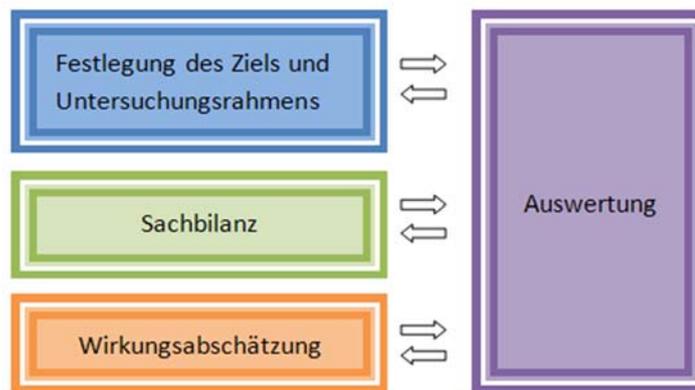


Abbildung 8-1: Aufbau einer Ökobilanz (DIN EN ISO 14040 S. 7)

Nachdem Ziel und Untersuchungsrahmen definiert wurden, enthält die Sachbilanz die quantitativen Aussagen der erfassten Größen. In der Wirkungsabschätzung werden die untersuchten Inputs und Outputs durch Zuordnung in verschiedene Wirkungskategorien in Umweltauswirkungen dargestellt. Die Auswertung schließlich bildet das Fazit der Ökobilanz. Durch die Beurteilung der gewonnenen Erkenntnisse ist sie das am meisten subjektiv geprägte Element eines LCAs.

Mögliche Untersuchungsrahmen für Life Cycle Assessments sind unter anderem die Modelle *cradle to gate* (engl.: „von der Wiege zum Tor“), *cradle to grave* (engl.: „von der Wiege zur Bahre“), *cradle to cradle* und *gate to gate*. Für die hier verwendeten Ökobilanzen wurde der Bilanzierungsrahmen *cradle to grave* gewählt. Dieser beinhaltet die Ressourcengewinnung (engl.: „*extraction*“) und Herstellung der Rohmaterialien (engl.: „*raw materials*“) für die Fassade, die Produktion und die Nutzungsphase (engl.: „*use*“) sowie das

Recycling bzw. die Entsorgung (engl.: „*end of life*“). Die Betrachtung umfasst die gesamten In- und Outputs aller Phasen des Fassadenlebens (engl.: „*product life cycle*“).

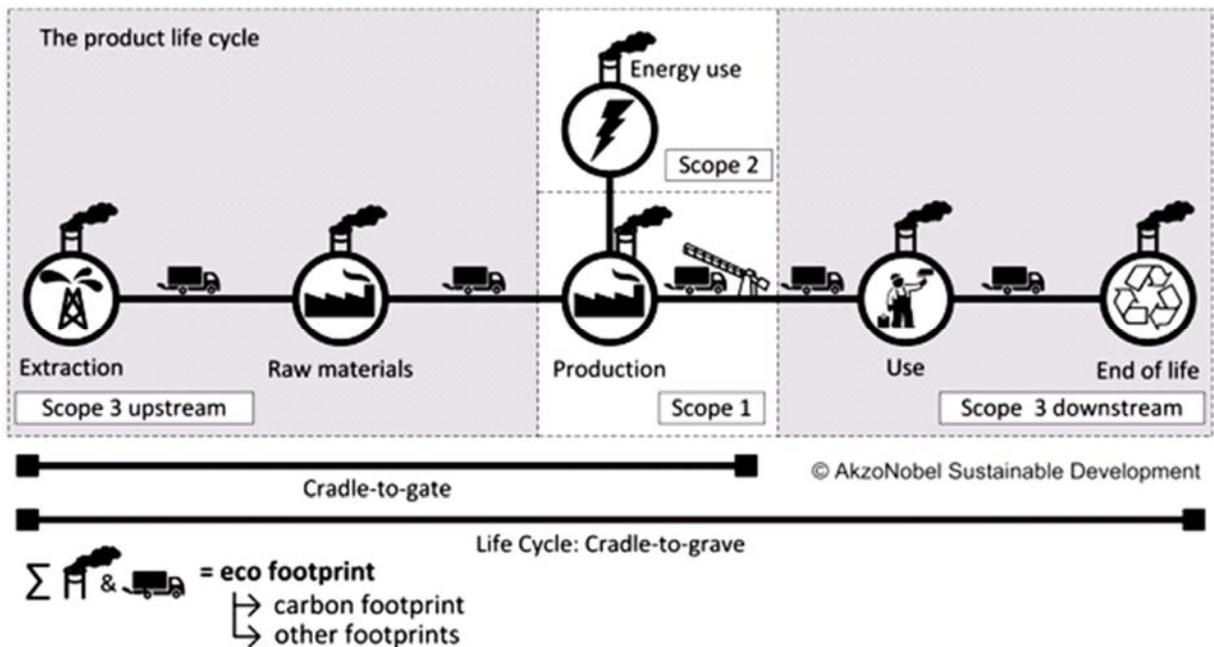


Abbildung 8-2: Bilanzierungsrahmen „cradle to grave“ (Akzo Nobel 2009)

So ergibt sich der ökologische Fußabdruck (engl.: „*eco footprint*“) aus der Summe der Umweltwirkungen der einzelnen Produktionsstufen (engl.: „*scope*“) und des Transports, beispielsweise der Rohmaterialien zur Fabrik.

Als Resultat eines Life Cycle Assessments erhält man den gesamten Primärenergieverbrauch sowie die Umweltwirkungen des Produktionszyklus. Üblicherweise werden die Umweltbelastungen folgendermaßen charakterisiert:

- Treibhauspotential (Global Warming Potential – GWP): Mittlere Erwärmungswirkung über einen Zeitraum von 100 Jahren [kg CO₂-Äquivalent]
- Versauerungspotential (Acidification Potential – AP): Ergebnis der Aggregation von versauernd wirkenden Luftschadstoffen [kg SO₂-Äquivalent]
- Eutrophierungspotential (Eutrophication Potential – EP): Anreicherung von Nährstoffen, insbesondere Phosphaten, in einem Ökosystem [kg Phosphat-Äquivalent]
- photochemisches Ozonbildungspotential – „Sommersmog“ (Photochemical Ozone Creation Potential – POCP): Veränderung der Ozonkonzentration auf Bodenhöhe [kg Ethen-Äquivalent]

Für PV-Module wird außerdem die Energierücklaufzeit (Energy Payback Time – EPBT) berechnet. Sie beschreibt die Zeit, in der der Energie-Input der Produktion durch die von der Anlage generierte elektrische Energie kompensiert wird.

$$EPBT = \frac{\text{Primärenergieverbrauch (PV-Lebenszyklus)}}{\text{Jährlich eingesparte Primärenergie durch Stromerzeugung}} \quad (\text{Held 2010 S. 19})$$

Nach Ablauf dieser Zeit erzeugen Solaranlagen Strom aus frei verfügbarer Solarstrahlung und erfordern dabei keine weiteren Energiequellen. Herkömmliche Stromerzeugungstechnologien benötigen dagegen während ihrer gesamten Betriebsdauer eine Energiezufuhr – z. B. in Form von Erdöl oder Uran.

Obwohl die heutige Nutzung von Photovoltaik noch relativ gering ist, kann Solarstrom über kurz oder lang den Hauptanteil an einer umweltfreundlichen Energieversorgung für sich beanspruchen. Rein kalkulatorisch könnte der globale Energiebedarf vollständig durch Sonnenenergie abgedeckt werden. Ein Bruchteil der Fläche der Sahara würde ausreichen. Sogar in Deutschland könnte der gesamte Elektrizitätsbedarf durch Solaranlagen bereitgestellt werden. In der Praxis ist es allerdings kaum sinnvoll, sich für die künftige Energieversorgung auf nur eine Möglichkeit zu beschränken. Eine Kombination verschiedener Systeme erneuerbarer Energien führt zu einer erhöhten Versorgungssicherheit nachts oder im Winter. Dadurch entfällt das Problem der Energiespeicherung (Quaschnig 2009 S. 132).

Erhöhte Produktionsmengen bei Photovoltaikmodulen führten in den letzten 30 Jahren zu einer Ersparnis von rund 20 %. Theoretisch könnte der Preis für Photovoltaik ab dem Jahr 2020 bei weniger als einem Dollar pro Watt angekommen sein. Das entspräche etwa einem Viertel des derzeitigen Kostenaufwands zur Erzeugung von Solarstrom. Damit wäre für Endverbraucher der Strom aus der eigenen Photovoltaikanlage auch ohne staatliche Förderung günstiger als der gelieferte Strom eines Energieversorgungsunternehmens. In den sonnenreichsten Regionen der Erde wird die Photovoltaik sogar kostengünstiger Strom produzieren können als alle konventionellen Alternativen (Quaschnig 2009 S. 132).

Laut einer gemeinsamen Studie des New Yorker PV Environmental Research Center, der Columbia University (USA) sowie der Utrecht University (Niederlande) könnten mit Photovoltaik statt herkömmlicher Methoden mindestens 89 % der Luftemissionen aus der Stromerzeugung vermieden werden (Fthenakis 2008 S. 1).

8.2.2 Bestehende Ökobilanzen

Solarstromanlagen

Primärenergieverbrauch und EPBT

Weit verbreitete Vorurteile gegenüber Solarstrom besagen unter anderem, eine Solarzelle erzeuge weniger Energie als zu ihrer Herstellung nötig ist und die Produktion sei nicht

umweltverträglich. Die folgenden Grafiken des Fraunhofer Institut für Bauphysik beschreiben die Realität. Grundlage sind die Ergebnisse des Projekts SENSE (Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems).

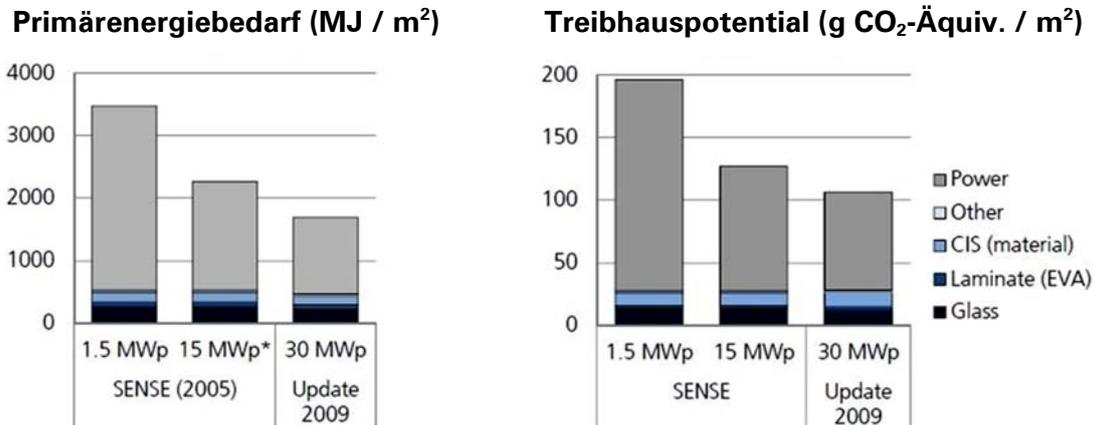


Abbildung 8-3: Vergleich Primärenergiebedarf und Treibhauspotential von 2005 und 2009 (*errechnetes Zukunftsszenario, Stand 2005) (Held 2010 S. 15)

Die Abbildungen lassen sowohl beim Primärenergiebedarf als auch beim Treibhauspotential durch die Produktion von Solaranlagen deutliche Verbesserungen in den letzten vier Jahren erkennen. Diese sind auf eine höhere Produktionskapazität und beherrschte Prozesse zurückzuführen. Das nachstehende Diagramm verdeutlicht, dass im Vergleich mit herkömmlicher Energieproduktion Treibhauspotential (28 g CO₂-Äquiv./kWh bei einem Wirkungsgrad von 12 %, Stand 2009) und Primärenergieverbrauch der Photovoltaik schon fast zu vernachlässigen sind (Held 2010 S. 21).

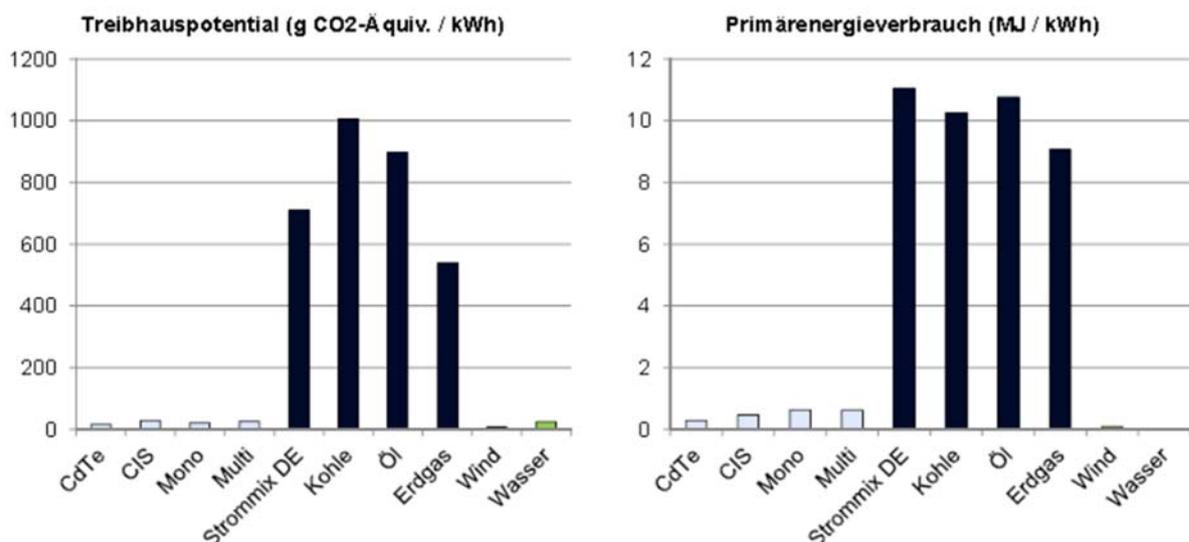


Abbildung 8-4: Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung – deutliche Vorteile aller PV-Technologien (Held 2010 S. 22)

Der Vergleich zeigt signifikante Diskrepanzen zwischen regenerativen und herkömmlichen Systemen zur Energieerzeugung. Der hohe Primärenergieverbrauch des deutschen Stromnetzes ist auf die Nuklearenergie zurückzuführen, die hier nicht gesondert aufgeführt wurde.

Sowohl die Energierücklaufzeiten (Energy Payback Time – EPBT) als auch das Umweltprofil von Solarenergie hängen maßgeblich von system- und standortspezifischen Rahmenbedingungen ab. Der Wirkungsgrad der Anlage und die Globalstrahlung am jeweiligen Standort beeinflussen die resultierende Energierückzahldauer.

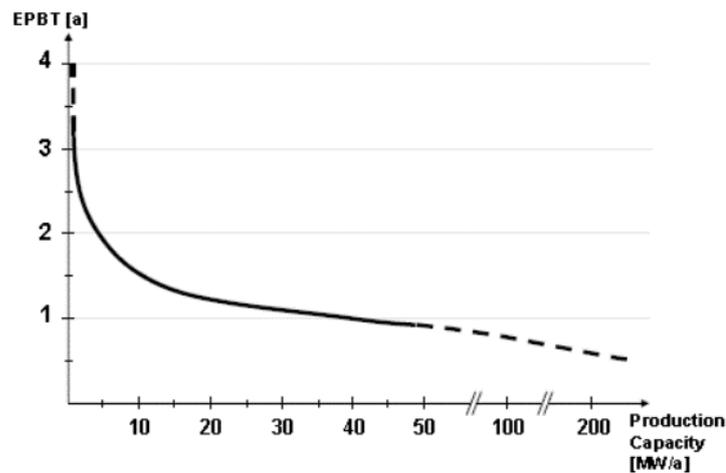


Abbildung 8-5: Beispielhafte Entwicklung der EPBT von CIGS gemäß der Entwicklung in der Fertigungskapazität und zukünftige Vorhersage (SENSE 2008 S. 25)

Die EPBT sinkt mit steigender Produktionskapazität rapide ab. Für die Zukunft kann mit zunehmenden Produktionskapazitäten gerechnet werden, was zu immer geringeren Energierücklaufzeiten beitragen würde.

Der Primärenergiebedarf der Produktion von Solarzellen resultiert hauptsächlich aus der Herstellung des Moduls selbst und des Wechselrichters (Abbildung 8-6).

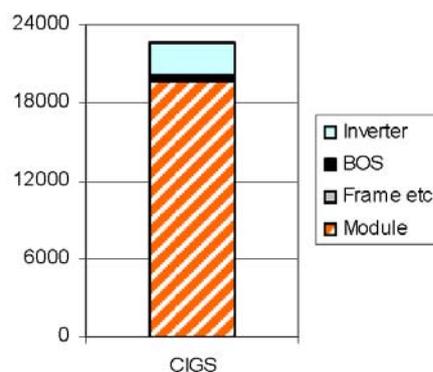


Abbildung 8-6: Primärenergieverbrauch CIGS [MJ/kWp] (SENSE 2008 S. 16)

Das Energy Research Centre of the Netherlands beschreibt den Energiebedarf sowohl bezogen auf die Fläche als auch auf die abgegebene elektrische Leistung. Demnach lag 2007 für eine Anlage mit einem Wirkungsgrad von 11 % der Energiebedarf bei $1936 \text{ MJ}_{prim}/\text{m}^2$ oder bei $18 \text{ MJ}_{prim}/W_p$. Der CO₂-Fußabdruck betrug ca. 65 kg CO_2 -Äquivalent/m² Beschichtung. Sogar für ein System mit einem geringeren Wirkungsgrad von 10,5 % ergab sich 2009 ein Energiebedarf von $1684 \text{ MJ}_{prim}/\text{m}^2$ oder $16 \text{ MJ}_{prim}/W_p$. Daraus lässt sich eine Energierücklaufzeit von weniger als 1,5 Jahren ableiten (De Wild-Scholten 2009 S. 9f.).

Die Ökobilanz zur Herstellung von Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid-Photovoltaikmodulen des Instituts für Bauphysik der Universität Stuttgart gibt, bezogen auf das gesamte Modul, einen Fußabdruck von etwa 105 kg CO_2 -Äquivalent/m² an. Je nach Standort liegen die Umweltwirkungen der Energieproduktion einer Aufdachanlage bei 0,42 bis 0,82 MJ Primärenergiebedarf je kWh und 27 bis 47 g CO₂-Äquivalent/kWh. Im Vergleich zum herkömmlichen Strommix (z. B. EU 25 Strommix: 10,99 MJ Primärenergiebedarf je kWh und 566 g CO₂-Äquivalent/kWh) verursachen die Solarmodule deutlich weniger ökologische Belastungen. Die Energierücklaufzeiten betragen

- 1,2 Jahre bei 10 % Wirkungsgrad
- 1,15 Jahre bei 10,5 % Wirkungsgrad
- 1,1 Jahre bei 11 % Wirkungsgrad
- 1,05 Jahre bei 11,5 % Wirkungsgrad und
- 1 Jahr bei 12 % Wirkungsgrad (Lozanovski 2011 S. 2)

Umweltwirkungen

SENSE beschreibt die Umweltwirkungen der Photovoltaik noch differenzierter. Die Angaben beziehen sich auf ein CIGS-Modul mit einem Wirkungsgrad von 11,5 % ($8,7 \text{ m}^2/kW_p$).

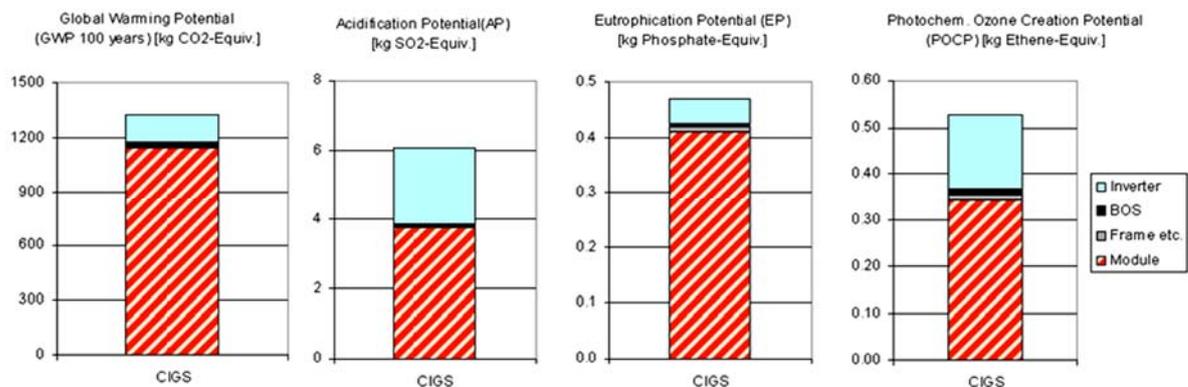


Abbildung 8-7: Treibhauspotential (GWP), Versauerungspotential (AP), Eutrophierungspotential (EP) sowie photochemisches Ozonbildungspotential (POCP) jeweils pro kWp (SENSE 2008 S. 16)

Insgesamt lässt sich daraus ableiten, dass die Umweltbelastungen durch Dünnschicht-PV-Module wesentlich geringer sind als die der konventionellen Energieversorgung. Obwohl sich die Ergebnisse bezüglich der Technologie, dem Installationstyp und -ort unterscheiden, bleiben die qualitativen Aussagen dieselben: Dünnschicht-Photovoltaikanlagen sind ökologisch gesehen deutlich im Vorteil gegenüber herkömmlichen Energiesystemen (SENSE 2008 S. 22). Im Folgenden werden verschiedene Standorte einer CIGS-Anlage mit dem EU-Strommix der UCTE (Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität) verglichen. Dieser Strommix bildet den Durchschnitt aus den Versorgungsnetzen der UCTE-Länder Kontinentaleuropas, bezogen auf die absolute Energieproduktion sowie die Zusammensetzung aus verschiedenen Energiequellen (z.B. Öl, Gas, Atomkraft).

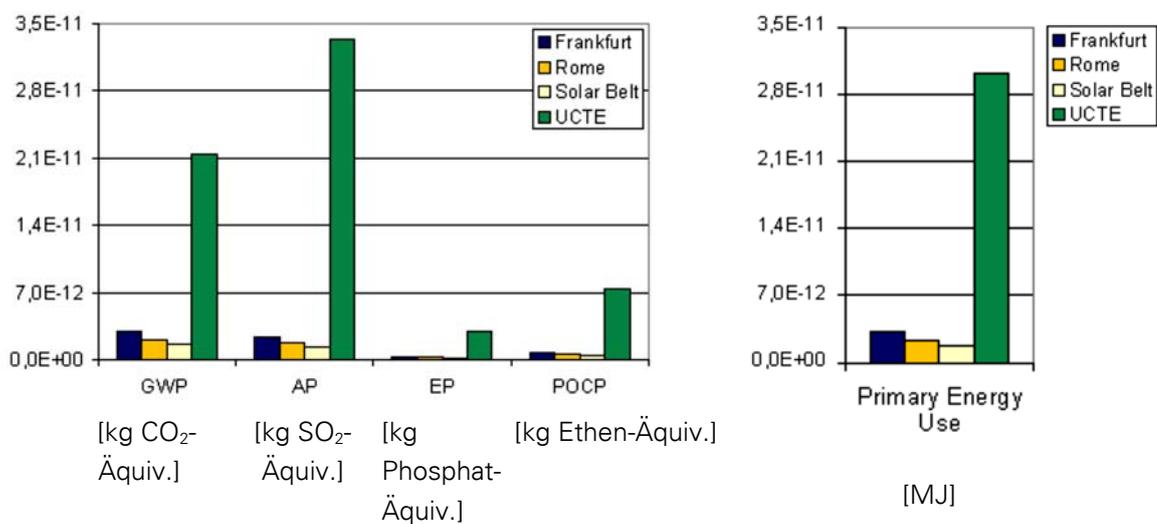


Abbildung 8-8: CIGS-Anlage im Vergleich zum EU-Strommix (UCTE) bezogen auf 1 GJ (SENSE 2008)

Zwar führen regionale Standortfaktoren wie die Sonneneinstrahlung zu unterschiedlichen Ergebnissen der PV-Systeme, der massive Unterschied zum traditionellen Strommix bleibt davon jedoch unberührt. Quantifiziert bedeutet das für Solarmodule im Mittelmeerraum (Rom) ein Treibhauspotential von nur 10 % der Belastung durch die herkömmlichen Energiesysteme der UCTE (vgl. Tabelle 10-2 in Anhang C Umweltwirkungen und Primärenergieverbrauch von CIGS-Modulen).

SENSE hat sich außerdem mit dem Recycling-Prozess von Solaranlagen beschäftigt. Die Ergebnisse zeigen, dass – obwohl die Experimente im Labor oder im kleinen Maßstab durchgeführt wurden, was in der Regel ein schlechteres Umweltprofil mit sich bringt – die Umweltbelastungen des entwickelten Recycling-Prozesses nur einen relativ kleinen Beitrag zum gesamten Lebenszyklus der PV-Systeme leisten.

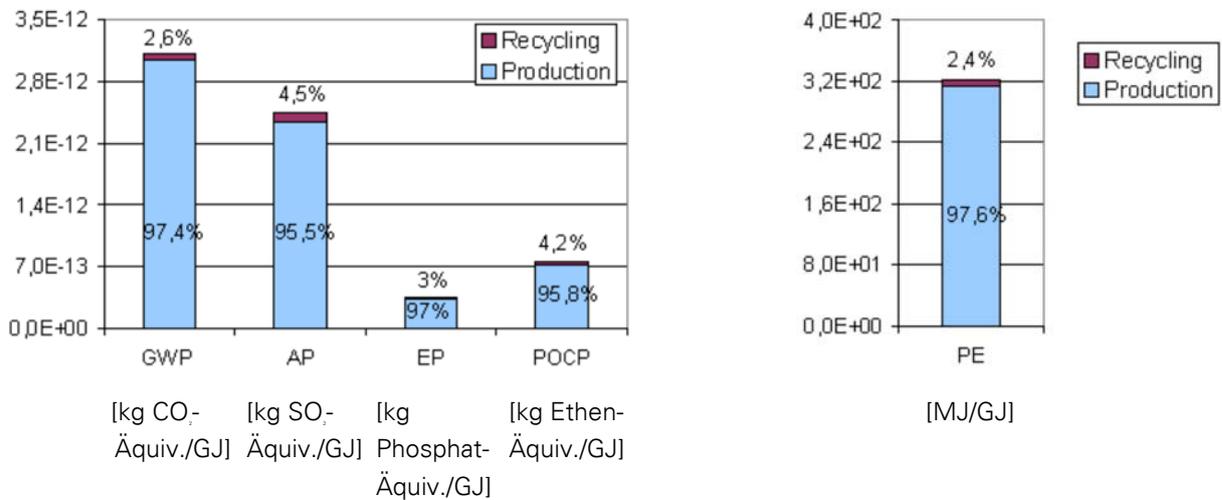


Abbildung 8-9: Anteil des Recyclings an den gesamten Umweltbelastungen und am Energieverbrauch der Produktion bezogen auf CIGS-Module (SENSE 2008 S. 23)

Trotz der nicht unwesentlichen Menge an Energie- und Materialverbrauch für das Recycling eines solch komplexen Produkts kann der mögliche ökologische Nutzen durch die recycelten Materialien die potentiellen Belastungen fast kompensieren. Auf Grundlage anderer Arbeiten zum PV-Recycling wird erwartet, dass die Industrialisierung des Recycling-Systems zu weiteren Verbesserungen des Umweltprofils führen wird. Die entwickelten Strategien des Recyclings sind vielversprechend. Obwohl sie ebenfalls im kleinen Maßstab und in Laboren untersucht wurden, sind die Umwelteinwirkungen gering. Trotz der Komplexität und Problematik, die Schichten der PV-Module zu trennen, hat das Recycling keinen signifikanten Einfluss auf das vorteilhafte Umweltprofil von Dünnschicht-PV-Modulen, sondern schont die Ressourcen (SENSE 2008 S. 27).

Bezug zur PV-Fassade

Die Fassade gilt als das Gesicht eines Gebäudes. Ihre Gestaltung prägt die äußere Erscheinung und spricht den Betrachter an. So kann mit Solarfassaden weithin sichtbar für die Nutzung der Sonnenenergie geworben werden. Das ökologische Bewusstsein des Bauherrn wird ersichtlich. Die PV-Anlage kombiniert hierbei die architektonischen und ästhetischen Aspekte der Gebäudehülle mit der Nutzung der Sonnenenergie. Die Module erlauben eine große Vielfalt an Formen, Größen und Farben. Insbesondere verglaste und transparente Solarfassaden sind für Architekten interessant, da sie einen Bezug zur Außenwelt herstellen und faszinierende Lichteffekte im Gebäudeinneren erlauben. Damit übernimmt die Solarfassade auch den Prestigewert anderer hochwertiger Materialien wie Natursteinplatten oder Edelstahl-Elemente und ersetzt sie als Baustoff (Hug 2003).

Auch für Altbausanierungen sind PV-Fassaden interessant. Die Kollektoren können hierbei in das Wärmedämmverbundsystem integriert werden. Die Bielefelder

Wohnungsbaugesellschaft BGW gestaltete eine komplette Siedlung neu und kann mit Solarfassaden etwa 50 % des Wärmebedarfs der Wohngebäude decken (Hug 2003).

Ein vollständiges Life Cycle Assessment ist eine äußerst umfangreiche Analyse der Umweltwirkungen von Produkten während des gesamten Lebensweges. Ökobilanzen bedürfen aktueller und detaillierter Herstellerangaben zu allen Phasen der Produktion sowie des Recyclings. Umweltwirkungen, Primärenergiebedarf und Ressourcenverbrauch müssen für jeden Produktionsschritt erfasst werden. Da diese Daten für die hier betrachtete PV-Fassade noch nicht im erforderlichen Umfang vorhanden sind, beschränkt sich diese Untersuchung auf die Auswertung bestehender Ökobilanzen und wissenschaftlicher Arbeiten zur Photovoltaik.

Die höchsten Erträge erzielt eine Solaranlage auf einem nach Süden gerichteten Dach mit 30° Neigung. Bei kleineren Neigungswinkeln ist der Energiegewinn im Sommer höher, bei größeren im Winter. Im Vergleich mit optimal ausgerichteten Modulen empfangen PV-Fassaden weniger Globalstrahlung und produzieren somit weniger Strom. In Zahlen ausgedrückt erzeugt eine nach Süden ausgerichtete Solarfassade etwa 30 % weniger Strom als eine ebenso ausgerichtete, um 30° geneigte Anlage (Hug 2003).

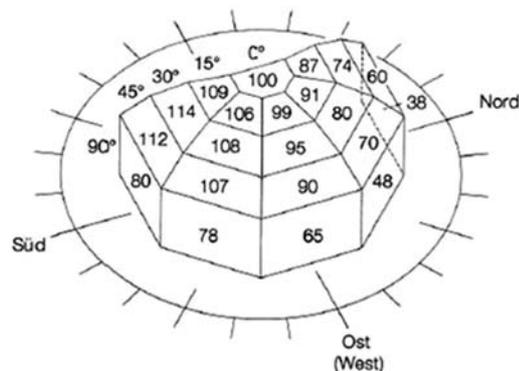


Abbildung 8-10: Relative jährliche Sonneneinstrahlung auf unterschiedliche Flächenorientierungen in Deutschland im Vergleich zur Horizontalen (Weller 2009 S. 12)

Andererseits bringen senkrecht montierte Kollektoren höhere Erträge im Winter – bei niedrig stehender Sonne. Aus diesem Grund werden Solarfassaden auch als Heizungsunterstützung genutzt. Dabei kann die Solaranlage bis zu 30 % der Heizwärme liefern und von Frühling bis Herbst sogar das gesamte Brauchwasser erwärmen (Hug 2003).

Trotz insgesamt niedrigerer Energieausbeute sind PV-Fassaden auch aus ökologischer Sicht sinnvoll. Die beachtliche Diskrepanz in den Umweltbelastungen von Solarenergie und herkömmlichen Systemen zur Energieproduktion bleibt unangetastet. Weder der Primärenergiebedarf noch die Umweltwirkungen der Photovoltaik werden beeinflusst, da sie sich ausschließlich auf die Produktion der Paneelen beziehen. Lediglich die EPBT steigt durch die Anbringung an der Fassade im Vergleich mit Aufdachanlagen. Der Faktor lässt sich

aus dem Verhältnis der Erträge optimal ausgerichteter und vertikal montierter Module berechnen. Er beträgt hierbei etwa 0,7 für nach Süden ausgerichtete Systeme und 0,68 für nach Osten bzw. Westen ausgerichtete PV-Module. Daraus resultiert eine mittlere Amortisationszeit von ca. 1,5 Jahren. Bezogen auf die üblicherweise angenommene Lebensdauer von 20 Jahren und im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen stellt dieser Wert dennoch eine sehr geringe Zeitspanne dar.

Die signifikanten Vorteile der Solarenergie bleiben somit auch in der Vertikalen bestehen.

8.2.3 Schlussfolgerungen

Bei einer Ökobilanz handelt es sich um eine sehr ausführliche Untersuchung der Umweltwirkungen und des Primärenergiebedarfs eines Produktes im Laufe seines Lebensweges. Dazu werden umfangreiche und aktuelle Angaben der Hersteller benötigt. Diese Daten wurden für vorgehängte hinterlüftete Solarfassaden liegen bisher noch nicht im ausreichenden Maße vor. Infolgedessen beschränkt sich diese Untersuchung auf die Auswertung bestehender Publikationen zum Thema Ökobilanz und Photovoltaik.

Die Umweltprofile der verschiedenen PV-Technologien haben sich in den letzten Jahren deutlich verbessert und weisen klare Vorteile des Solarstroms zu gängigen, fossilen Energiesystemen auf. Bis 2020 könnten die Umweltbelastungen schätzungsweise um bis zu 70 % abnehmen. Durch verbesserte Fertigungstechniken, Verringerungen im Material- und Energieverbrauch und erhöhte Wirkungsgrade können vor allem bei der Produktion der Solarpaneele die Umweltbelastungen gesenkt werden. Zudem kann das PV-Recycling zur Verbesserung des Umweltprofils beitragen (Junghans 2005 S. 7).

Wirkungskategorie	Indikator	Jahr	Solarenergie
anthropogener Treibhauseffekt	t CO ₂ -	2000	224
	Äquivalent	2010	112
		2020	63
Versauerung	kg SO ₂ -	2000	644
	Äquivalent	2010	354
		2020	243
Eutrophierung	kg Phosphat-	2000	42
	Äquivalent	2010	21
		2020	13
Gesundheitsschäden	m YOLL	2000	28
		2010	15
		2020	11

Tabelle 8-1: bisherige und zukünftig mögliche Entwicklung des Umweltprofils (Junghans 2005 S. 6)

Die ökologischen Ergebnisse des Projekts SENSE zeichnen ein vielversprechendes Bild der Solarenergie und der Nachhaltigkeit von Elektrizität, die von Solaranlagen produziert wird. In allen relevanten Kategorien, wie z. B. dem Treibhauseffekt, der Versauerung oder der Eutrophierung, ist die von Dünnschichtsolarzellen produzierte elektrische Energie deutlich im Vorteil gegenüber dem konventionellen Strommix. Die ökologische Amortisationsdauer für die genannten Umwelteinflüsse liegt zwischen 1 und 5 Jahren, in den meisten Fällen sogar zwischen 1 und 2 Jahren. Bei einer erwarteten Lebensdauer von mindestens 20 Jahren ergibt das eine signifikante Reduktion der Umwelteinflüsse. Die Energierücklaufzeit sowie die zuvor genannte ökologische Amortisationszeit beweisen, dass Dünnschichtphotovoltaiksysteme die von ihnen verursachten Umweltbelastungen in einer – verglichen mit der typischen Laufzeit – sehr kurzen Zeit ausgleichen. Mit fortschreitender technischer Entwicklung kann davon ausgegangen werden, dass die Leistung sich weiter verbessern wird (SENSE 2008 S. 27).

Aus der Bilanz einer gesamten Photovoltaik-Anlage kann man ablesen, dass der größte Anteil des Ressourcenverbrauchs und vieler Emissionen aus dem Energiebedarf für die Produktion der Solarzellen und der Paneelen stammt. Für die Herstellung von Solarzellen wird erwartungsgemäß elektrische Energie aus dem EU-Stromnetz verwendet – mit den jeweiligen Umweltprofilen der Energieerzeugungssysteme. Die PV-Fertigung verursacht demnach nicht selbst die Schadstoffbelastungen, sondern übernimmt den Hauptteil der Umweltwirkungen aus dem konventionellen Stromnetz. Somit spielt der Standort der

Produktionsanlagen eine wichtige Rolle. Auch hier lässt sich durch zukünftig immer weniger energieintensive Zellenproduktion eine weitere Reduktion der Umweltbelastung absehen. Wegen eben dieses raschen technologischen Fortschritts in der Fertigung und dem Recycling von PV-Systemen können auch aktuelle Ökobilanzen die Solarenergie nicht abschließend darstellen (Faist-Emmenegger 2007 S. 22).

Die Photovoltaik ist ein erfolgreiches System zur Energieerzeugung und wird ihre Leistung mit zukünftigen Entwicklungen noch weiter steigern können. Die Fassade eines Gebäudes ebenfalls für die Gewinnung von Solarstrom zu nutzen, ist ein weiterer bedeutender Schritt in eine Zukunft der regenerativen Energien.

8.3 VERBREITUNG UND VERÖFFENTLICHUNGEN

Der Veröffentlichung und Verbreitung von Informationen zu gebäudeintegrierter Photovoltaik kommt entscheidende Bedeutung zu, da fehlendes Wissen beispielsweise bezüglich der Kosten, Möglichkeiten und Realisierung bisher einen Einsatz am Bau oftmals verhindert hat. Die Präsentation von attraktiven Fassadenprototypen veranschaulicht dem Planer außerdem eindrucksvoll, was möglich ist, und weckt Interesse.

Eine erste Präsentationsmöglichkeit für die im Projekt entwickelten Fassaden bot sich zur Messe „Glasbau 2012“. Am 21. und 22.03.2012 fand diese Glasbau-Tagung mit begleitenden Seminaren (unter anderem für Solartechnologie am Bau) in Dresden statt. Glaswerke Arnold ergriff zusammen mit dem Institut für Baukonstruktion die Gelegenheit, mit einem Fassadendummy (Größe ca. 1,00 x 1,50 m) einen erste Entwicklungsstand und die Idee der semitransparenten Pfosten-Riegel-Fassade dem Fachpublikum zu präsentieren. Die Fassade stieß auf reges Interesse. Die anwesenden Ingenieure interessierten sich besonders für Kosten, mögliche Größen sowie die Kabelführung und daraus resultierend die Abdichtung einer solchen Konstruktion. Architekten faszinierte außerdem die Idee der Semitransparenz über das Scheibenmuster. Die Idee der integrierten Verschattung von Glasfassaden erwies sich als besonders praxistauglich.

Im Oktober 2012 konnten zwei funktionstüchtige Fassaden einem größeren Publikum auf der Messe „GlassTec 2012“ in Düsseldorf präsentiert werden. Die Glasstec ist eine der größten internationalen Fachmessen für Glas, Glasherstellung und Glasbearbeitung. Das Institut für Baukonstruktion ermöglichte und organisierte eine Ausstellung im Sonderschaubereich „glass technology live“ für die semitransparente Pfosten-Riegel-Fassade und die vorgehängten hinterlüfteten Fassaden. Diese Sonderfläche ist jährlich die Top-Besucherattraktion und wichtigster Impulsgeber für das internationale Fachsymposium. Die 3x6 m großen Fassadenelemente wurden erfolgreich präsentiert, rege vom Fachpublikum bestaunt und übertrafen allen Erwartungen. Wieder wurden folgende Punkte angesprochen: Größen bzw. Maße, Farben, Abdichtungen, Integration der Elektrotechnik und Kosten. Der „Leuchtturm“-Effekt der beiden Fassaden war beeindruckend.



Abbildung 8-11: vorgehängte hinterlüftete PV-Fassade (links) und Pfosten-Riegel-Fassade auf der Glasstec 2012

Beim einem vom Institut für Baukonstruktion für das BIPV-Projekt organisierten Planer- und Architektenworkshop an der TU Dresden wurden die PV-Face-Fassaden einer Gruppe von Architekten, Planern und Modulherstellern vorgestellt. Die Anwesenden hat teilweise bereits Erfahrung mit BIPV. Auch hier traten bei Fragen die bekannten Schwerpunkte auf:

- Realisierbare Farben, Größen und Maßverhältnisse
- Kosten im Vergleich zu herkömmlichen Fassade (Einheiten der Kosten Euro/m² bzw. Euro/kWh)
- Abdichtung und Kabelführung
- Zulassung als Bauprodukt

Eine ausführliche Diskussion zur Integration ins Baugeschehen behandelte folgende Themen:

- Schnittstellenplanung / Verantwortlichkeiten bei der Errichtung
- Haftung für Bauleistungen mit Photovoltaik
- Wartung nach Inbetriebnahme
- Kombination mit etablierten Bauarten und -produkten

Außerdem wurden folgende Studien- und Abschlussarbeiten am Institut angefertigt:

- Fankhänel, J.: Messkonzept für einen PV-Fassadenprüfstand. Diplomarbeit. Technische Universität Dresden 2012
- Schöberlein, L: Bewertung der Nachhaltigkeit von PV-Fassaden. Studienarbeit. Technische Universität Dresden 2013
- Schreiber, M.: Bewertung des Ertragsverhaltens von Photovoltaik-Systemfassaden. Großer Beleg. Technische Universität Dresden 2013

9 NACHWEISE

9.1 ZAHLENMÄßIGE NACHWEISE

Die Personalkosten stellen die größten finanziellen Aufwendungen im Forschungsprojekt dar. Die Bearbeitung erfolgte durch eine Diplom-Architektin und einen Diplom-Maschinenbauingenieur mit breit gefächerten Ingenieurausbildungen im Bereich Erneuerbaren Energien, Architektur und Messtechnik. Zudem wurde für die Durchführung von Versuchen und Einzelanfertigung von Sensoren sowie der Realisierung von Messaufbauten ein Techniker beschäftigt. Für Arbeiten zur Erstellung von Zeichnungen, zu Recherchen und Auswertungen konnten zusätzlich insgesamt drei studentische Hilfskräfte eingesetzt werden.

Zur Untersuchung der PV-Fassadenprototypen wurde ein Freibewitterungsteststand aufgebaut. Hier wurde ein Raumcontainer mit dem Abmaßen 6 m x 2,4 m x 2,5 m gekauft, planmäßig ausgestattet und eingesetzt (Lfd. Nr. 2 der Geräteliste). Über Vergabe an Dritte konnte mittels eines Schlossers ein 6 m hoher Mast montiert werden und ein Drahtseil zum Bestandsgebäude gespannt werden. Mitthilfe eines Elektrikers wurde eine Kraftstromsteckdose im Außenbereich installiert und eine Stromtrasse am gespannten Drahtseil aufgebaut. Somit konnte die Stromversorgung sowie die Einspeisung ins öffentliche Netz sichergestellt werden. Am oberen Ende des Mastes konnte außerdem eine Wetterstation befestigt werden. Die Messungen der Einstrahlung in Fassadenebene erfolgt mittels Pyranometer (Lfd. Nr. 1 der Geräteliste). Desweiteren wurden planmäßig über 60 Sensoren sowie ein Messsignalerfassungsgerät mit zugehörigem Messrechner zur Speicherung und zum Versenden der Messdaten erworben (Lfd. Nr. 3 der Geräteliste). Für die Aufzeichnung der I-U-Kennlinien der Module und Modulstränge wurde eine Elektronische Last verwendet(Lfd. Nr. 3 der Geräteliste). Einen weiteren wesentlichen Kostenpunkt stellte die Anschaffung der Mikro-Wechselrichter sowie der Versorgungsgeräte der Sensoren dar (Lfd. Nr. 2 der Geräteliste).

9.2 NOTWENDIGKEIT UND ANGEMESSENHEIT DER GELEISTETEN ARBEIT

Alle geleisteten Arbeiten waren zur Erreichung der Ziele unabdingbar. Die Arbeiten des Institut für Baukonstruktion der TU Dresden als einziger Partner mit fachlichen Hintergrund im Bereich der Messtechnik sowie Architektur war für das Gelingen des Projekts wesentlich. Aufgrund der Präsenz der wissenschaftlichen Mitarbeiter auf zahlreichen Messen konnte die fassadenintegrierte Photovoltaik einem breiten Publikum vorgestellt werden. Im Friedrich Siemens-Laboratorium konnten Bauteilversuche durchgeführt werden, welche wichtige Erkenntnisse lieferten. Der Freibewitterungsteststand auf dem Campus der

TU Dresden war wichtig, um die Prototypen unter realen Umweltbedingungen testen zu können. Die verwendeten Mittel sind angesichts des erreichten Ziels angemessen.

9.3 VORAUSSICHTLICHER NUTZEN

Die im Forschungsprojekt PV Face durch das Institut für Baukonstruktion der TU Dresden generierten Arbeiten wirken auch nach der Projektlaufzeit weiter. Während zahlreicher Messeauftritte konnte ein reges Interesse bei Architekten, Bauherren und Herstellern für die fassadenintegrierte Photovoltaik geweckt werden. Die Auswertung der am Freibewitterungsteststand aufgenommenen Messdaten bietet den Industriepartnern die Möglichkeit ihre Fassadenprototypen zu verbessern und die gewonnenen Erfahrungen für weitere Produkte zu nutzen. Darüber hinaus sollen die Messungen am Freibewitterungsteststand fortgeführt werden, um weitere Erkenntnisse zu sammeln und die unterschiedlichen PV-Fassadenkonstruktionen zukünftig noch besser vergleichen zu können. Mittels der Langzeitmessungen kann ein umfassendes Wissen bezüglich der Lebensdauer, des Temperatur- und des Leistungsverhaltens der unter Umweltbedingungen getesteten BIPV gesammelt werden. Dies bildet die Grundlage für weitere Verbesserungsvorschlägen der PV-Fassadenprototypen. Die Ergebnisse zum mechanischen Verhalten des Hartglaslaminats lassen ein großes Nutzungspotenzial erkennen.

Das Institut für Baukonstruktion konnte die bestehende BIPV-Kompetenz in Fragen zum Temperaturverhalten und zur Leistungsausbeute der BIPV-Lösungen erweitern. Außerdem konnte das Wissen im Bereich Messtechnik erweitert werden und kann für zukünftige Projekte gewinnbringend eingesetzt werden. Das Lehr- und Weiterbildungsangebot der TU Dresden profitiert von den gewonnenen Erkenntnissen und Erfahrungen vor allem im Bereich der Messtechnik und der Messsysteme. Zudem wurden zukünftige Kooperationen angeregt und das Netzwerk potenzieller Kooperationspartner für Forschungsvorhaben ausgebaut.

9.4 FORTSCHRITTE AUF DEM GEBIET DES VORHABENS BEI ANDEREN STELLEN

Bei der Präsentation auf verschiedenen Messen während der Projektlaufzeit fand ein Austausch mit anderen Instituten und Unternehmen statt. So wurde bekannt, dass bereits eine Junction Box für den Einsatz in Pfosten-Riegel-Fassaden von einem anderen Unternehmen entwickelt worden ist.

10 ANHANG

A Technische Zeichnung des vorgehängten hinterlüfteten PV-Fassadenelements von DAW

B Überblick aller Geräte am Freibewitterungsteststand

Forschungsbericht PV Face

16.12.13 SF/JL123/133

Gruppierung	Produkt	Anzahl	Hersteller/Händler	Nettoeinzelpreis
Mikro-Wechselrichter				
WR für DAW-Module	Mikro-Wechselrichter 350 W INV 350-60EU	2	AEConversion GmbH	211 €
WR für P-D Aircraft Interior	StecaGrid 300-M4	2	Steca Electronic GmbH	182 €
Netz- und Anlagenschutz für StecaGrid	SMA Grid Gate	1	SMA Solar Technology AG	372 €
	ABB Installationsschutz ESB 12-40	2	ABB Ltd	35 €
I-U-Kennlinienmessung	Elektronische Last ESL-Solar 500-V150-C5	1	ET Solar Power GmbH	2.300 €
Sensorik				
Bestrahlungsstärke	Solarstrahlungssensor Si-13TC-K	3	Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH	233 €
	Pyranometer CMP11	2	Kipp & Zonen B.V.	1620 €
Windrichtung	Windrichtungsgeber-Compact (Typ 4.3129.60.161)	1	Adolf Thies GmbH & Co. KG	300 €
Windgeschwindigkeit	Windgeber-Compact (Typ 4.3519.00.161)	1	Adolf Thies GmbH & Co. KG	246 €
relative Feuchte/Temperatur innen/außen	Hygro-Thermogeber-Compact (Typ 1.1005.54.000)	4	Adolf Thies GmbH & Co. KG	265 €
Strömungsgeschwindigkeit im HR/außen	Strömungssensor SS 20.250	3	SCHMIDT Technology GmbH	533 €
Temperatur	Pt100-Fühler SA2F-RTD-3-100	13	Newport Electronics GmbH	66 €
Temperatur im HR	Pt1000-Fühler M 222	4	Heraeus Sensor Technology GmbH	
Temperatur zwischen PV-Modul in LB	Pt1000	5		
Messung Strom/Spannung/Leistung				
Strom	IgT-MU	3	Müller + Ziegler GmbH & Co. KG	367 €
	Shunt 15 A/60 mV und UgT-MU	1	Müller + Ziegler GmbH & Co. KG	140 €
Spannung	UgT-MU	4	Müller + Ziegler GmbH & Co. KG	464 €
Leistung	Energiezähler für Wechselstrom (EZW)	4	Müller + Ziegler GmbH & Co. KG	371 €
Messsignalerfassung				
Multifunktions-Schalt-/Messsystem	AG 34980A mit 8 freien Slots	1	dataTec GmbH	1615 €
Multiplexer Einschubmodule und Terminlablock	40-Kanal-Multiplexer 34921A und 34921T	2	dataTec GmbH	750 €

Forschungsbericht PV Face

16.12.13 SF/JL124/133

	70-Kanal-Multiplexer 34922A und 34922T	1	dataTec GmbH	1035 €
Messdatenverarbeitung				
Messrechner	Lenovo ThinkServer TS130 SUS41GE	1	Cyberport GmbH	268 €
Richtstrahlantenne WLAN	TPLINK TLANT2409 LOGILINK WL0101	1	TP-LINK Technologies CO., LTD	25 €
Betriebssystem	Windows 7 Professional	1	Microsoft Corporation	150 €
Kommunikationssoftware	LabVIEW Professional Version 11.0.1	1	National Instruments AG	500 €
Auswertungssoftware	OriginPro 9.0.0G	1	OriginLab Corporation	250 €
Sonstiges				
Wetter-/Strahlungsschutz für Hygro-Thermogeber	Wetter- /Strahlungsschutz-Compact (Typ 1.1025.55.100)	1	Adolf Thies GmbH & Co. KG	319 €
Filter für Hygro-Thermogeber	Sinterfilter ZE21 (Typ 1.1005.54.902)	1	Adolf Thies GmbH & Co. KG	25 €
Blitz-/Überspannungsschutz	DEHN Guard DG M TNS275 Typ2	1	DEHN + SÖHNE GmbH + Co.KG.	130 €
Summe				21.928 €

Tabelle 10-1: Überblick aller Geräte am Freibewitterungsteststand

C Umweltwirkungen und Primärenergieverbrauch von CIGS-Modulen

CIGS	Solarstrahlung [kWh/m ² y]	GWP [kg CO ₂ - Äquiv.]	AP [kg SO ₂ - Äquiv.]	EP [kg Phosphat- Äquiv.]	POCP [kg Ethen- Äquiv.]	Primärenergieverbrauch [MJ]
Frankfurt	1,2E+03	2,96E- 12	2,44E- 12	3,49E-13	7,56E- 13	3,22E+02
Rom	1,7E+03	2,14E- 12	1,76E- 12	2,51E-13	5,45E- 13	2,32E+02
Sonnengürtel	2,2E+03	1,69E- 12	1,39E- 12	1,98E-13	4,30E- 13	1,83E+02
UCTE	-	2,14E- 11	3,33E- 11	2,90E-12	7,36E- 12	3,02E+03

Tabelle 10-2: Umweltwirkungen und Primärenergieverbrauch von CIGS-Modulen (bezogen auf verschiedene Standorte) und des UCTE-Stromnetzes (SENSE 2008 S. 20)

11 FORMELZEICHEN

Formelzeichen	Einheit	Bezeichnung
E	W/m^2	Bestrahlungsstärke
f_a	%	relative Außenfeuchte
f_{Hm}	%	Feuchte im HR
f_{rel}	%	relative Luftfeuchte
G	W/m^2	globale Bestrahlungsstärke
I_{DC}	A	Stromstärke bei Gleichstrom
$P_{AC,max}$	W	maximale Wechselstromleistung
P_{DC}	W	Strangleistung bei Gleichstrom
P_{max}	W	Nennleistung
P_{MPP}	W	Leistung im MPP
R_{0T}	\square	Nennwiderstand bei einer Bezugstemperatur von 0 °C
$R_{Leitung}$	\square	Leitungswiderstand
R_T	\square	Widerstand
T_a	°C	Außentemperatur
T_{Bezug}	°C	Bezugstemperatur
T_{Hm}	°C	Temperatur im HR
T_{Modul}	°C	Modultemperatur
U_{DC}	V	Spannung
U_{MPP}	V	Spannung im MPP
v_{Hm}	m/s	Strömungsgeschwindigkeit im Hinterlüftungsraum
v_W	m/s	Windgeschwindigkeit
$v_{Wa,S}$	m/s	Luftgeschwindigkeit an der Südseite
W	Wh	Ertrag
α	$1/^\circ C$	Konstante für Temperaturberechnung
β	$1/(^\circ C)^2$	Konstante für Temperaturberechnung

12 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Erklärung
AC	Wechselspannung (engl.: alternating current)
AP	Versauerungspotential (englisch: Acidification Potential)
ASI	Bezeichnung für Dünnschichtmodule
BIPV	gebäudeintegrierte Photovoltaik (engl.: Building Integrated Photovoltaic)
BIPV-VHF-Fassade	vorgehängte hinterlüftete Fassade mit gebäudeintegrierter Photovoltaik
BREEAM	britisches Zertifizierungssystem für nachhaltiges Bauen (engl.: Building Research Establishment Environmental Assessment Method)
CdTe	Cadmiumtellurid
CIS / CIGS	Kupfer-Gallium-Diselenid (engl.: Copper indium gallium selenide)
DAW	Deutsche Amphibolin-Werke
DC	Gleichspannung (engl.: direct current)
DGNB	Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EP	Eutrophierungspotential (engl.: Eutrophication Potential)
EPBT	Energierücklaufzeit (engl.: Energy Payback Time)
EZW	Energiezähler für Wechselstrom
FBTS	Freibewitterungsteststand
GWP	Treibhauspotential (engl.: Global Warming Potential)
HES	hohe Effizienz, semiflexibel
HR	Hinterlüftungsraum
IAB	Institut für Angewandte Bauforschung
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
LCA	Ökobilanz (engl.: Life Cycle Assessment)

LEED	US-amerikanisches Zertifizierungssystem für nachhaltiges Bauen (engl.: Leadership in Energy and Environmental Design)
MES	mittlere Effizienz, semiflexibel
MPP	Maximaler Leistungspunkt (engl.: Maximum power point)
OPV	organische Photovoltaik
POCP	photochemisches Ozonbildungspotential (engl.: Photochemical Ozone Creation Potential)
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
PV Face	Forschungsprojekt zur Photovoltaik-Integration in Fassaden
PVC	Polyvinylchlorid
PV-VHF- Element	vorgehängtes hinterlüftetes Photovoltaik-Fassadenelement
SAC23	23. akkreditierte Prüfstelle in Sachsen
SENSE	Forschungsprojekt zur Nachhaltigkeit von Solarenergiesystemen (engl.: Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems)
STC	Standard Test Condition (zu deutsch: Standard Test Bedingungen unter denen PV- Module getestet werden)
TDMS	Dateiformat zur Verwaltung von technischen Messdaten (engl.: Technical Data Management Streaming)
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (engl.: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VHF	vorgehängte hinterlüftete Fassade
W-LAN	drahtloses, lokales Funknetz für Internetzugriff (engl.: Wireless Local Area Network)

13 QUELLENVERZEICHNIS

Adolf Thies 1 2011. Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung für Windrichtungsgeber-Compact - PDF Dokument: Göttingen, 2011 : S.N., Adolf Thies 1 2011

Adolf Thies 2 2011. Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung für Hygro-Thermogeber-Compact - PDF Dokument: Göttingen, 2011 : s.n., Adolf Thies 2 2011.

Adolf Thies 2008. Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung für Anschlusskasten-Compact 1 - PDF Dokument: Göttingen, 2008 : s.n., Adolf Thies 2008.

Adolf Thies 2009. Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung Montagemöglichkeiten - Compactserie: Göttingen, 2009 : s.n., Adolf Thies 2009.

Adolf Thies 2010. Adolf Thies GmbH & Co. KG: Bedienungsanleitung für Windgeber-Compact - PDF Dokument: Göttingen, 2010 : s.n., Adolf Thies 2010.

Adolf Thies 2012. <http://www.thiesclima.com>, Adolf Thies GmbH & Co. KG, Zugriff: 22.6.2012 : s.n., Adolf Thies 2012.

Adolph 1991. Adolph, G.; Nagel, H.: DIN VDE 0100 in Frage und Antwort - Ein Ratgeber für den Praktiker, 2. Auflage: Stam-Verlag, Köln, 1991 : s.n., Adolph 1991.

Agilent 2008. Agilent Technologies AG: Mainframe User's Guide - Agilent 34980A Multifunction Switch/Measure Unit - PDF Dokument: Santa Clara, USA, 2008 : s.n., Agilent 2008.

Akzo Nobel 2009. <http://www.interpon.de>, Akzo Nobel Powder Coatings GmbH, Zugriff: 11.03.2013 : s.n., Akzo Nobel 2009.

Bachmann 2003. Bachmann, A.: Dissertation: Ein wirklichkeitsnaher Ansatz der böenerregten Windlasten: Darmstadt, 2003 : s.n., Bachmann 2003.

Baunetz Wissen 2012. <http://www.baunetzwissen.de>, Baunetz Wissen - Das Online-Fachlexikon, Zugriff: 10.7.2012 : s.n., Baunetz Wissen 2012.

Baunetz Wissen 2012. <http://www.baunetzwissen.de>, Zugriff: 10.7.2012 : s.n., Baunetz Wissen 2012.

Benutzer:Guenson. 2011. Wikipedia. [Online] 23. November 2011. [Zitat vom:] <http://de.wikipedia.org/wiki/Benutzer:Guenson/Bilder>.

Bergmeister 2009. Bergmeister, K.; Fingerloos, F.; Wörner, J.: 2009 Beton Kalender Konstruktiver Hochbau - Aktuelle Massivbaunorm: Ernst & Sohn, Berlin, 2009 : s.n., Bergmeister 2009.

Bernhofer 2008. Bernhofer, C.: Vorlesungsskript: Grundlagen des Messens - Forst-, Geo-, und Hydrowissenschaften TU Dresden: Dresden, 2008 : s.n., Bernhofer 2008.

BWM 2012. <http://www.bwmgmbh.de>, BWM GmbH, Zugriff: 10.7.2012 : s.n., BWM 2012.

De Wild-Scholten 2009. De Wild-Scholten, M.: Energierücklaufzeiten für PV-Module und Systeme: Energy research Centre of the Netherlands, Petten, NL, 2009 : s.n., De Wild-Scholten 2009.

DGNB 2009. Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen e.V.: DGNB Handbuch – Neubau Büro- und Verwaltungsgebäude: Stuttgart, 2009 : s.n., DGNB 2009.

DIN 18516-1. Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN 18516-1: Außenwandbekleidungen, hinterlüftet - Teil 1: Anforderungen, Prüfgrundsätze: Beuth Verlag, Berlin, 2010 : s.n., DIN 18516-1.

DIN EN 60751. Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN 60751: Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren: Beuth Verlag, Berlin, 2009 : s.n., DIN EN 60751.

DIN EN ISO 14040. Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN ISO 14040: Ökobilanz - Prinzipien und Anforderungen: Beuth Verlag, Berlin, 1997 : s.n., DIN EN ISO 14040.

DLR 2012. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Institut für Technische Thermodynamik Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung: Internet: http://www.dlr.de/dlr/Portaldaten/1/Resources/documents/TRANS-CSP_Zusammenfassung.pdf, Zugriff 12.7.2012 : s.n., DLR 2012.

Dresden, TU. 2011. *Innovation hat Tradition.* Dresden : Verleger, 2011. S. 1 ff.

DWD-Wetterstation 2012. <http://www.klotzsche-wetter.de>, DWD-Wetterstation Dresden-Klotzsche, Zugriff: 22.6.2012 : s.n., DWD-Wetterstation 2012.

Erbrecht 2003. Erbrecht, R.; König, H.; Martin, K.; Pfeil, W.; Wörstenfeld, W.: Das große Tafelwerk - Formelsammlung für die Sekundarstufe I und II: Cornelsen Verlag, Berlin, 2003 : s.n., Erbrecht 2003.

Faist-Emmenegger 2007. Faist-Emmenegger, M.; Frischknecht, R.; Jungbluth, N.; Tuchschnid, M.: Sachbilanzen von Energiesystemen –ecoinvent report No. 6: Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen / Uster, CH, 2007 : s.n., Faist-Emmenegger 2007.

Fankhänel 2012. Fankhänel, J.: Diplomarbeit: Messkonzept für einen PV-Fassadenprüfstand: Dresden, 2012 : s.n., Fankhänel 2012.

Field 1997. Field, H.: Solar Cell Spectral Response Measurement Errors Related to Spectral Band Width and Chopped Light Waveform: Anaheim, USA, 1997 - PDF Dokument, URL: <http://www.nrel.gov/docs/legosti/fy97/22969.pdf>, Zugriff: 22.6.2012 : s.n., Field 1997.

Flohr 2012. Flohr, S.: wissenschaftliche Mitarbeiterin des Instituts für Baukonstruktion an der TU Dresden am 9.7.2012 : s.n., Flohr 2012.

Foken 2006. Foken, T.: Angewandte Meteorologie - Mikrometeorologische Methoden, 2. Auflage: Springer Verlag, Bayreuth, 2006 : s.n., Foken 2006.

Frohberg 2008. Frohberg, W.; Kolloschie, H.; Löffler, H.: Taschenbuch der Nachrichtentechnik: Carl Hanser Verlag, München, 2008 : s.n., Frohberg 2008.

Fthenakis 2008. Fthenakis, V. M.; Kim, H. C.; Alsema, E.: Emissions from Photovoltaic Life Cycles: Environmental Science & Technology / Vol. 42, NO. 6, 2008 - PDF-Dokument, URL: <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es071763q>, Zugriff: 11.03.2013 : s.n., Fthenakis 2008.

Gengenbach 2012. Gengenbach R.: persönliche Mitteilung (CM Spectral Responses.xls) vom Gengenbach Messtechnik Mitarbeiter am 10.4.2012 : s.n., Gengenbach 2012.

Gesamtvorhabensbeschreibung 2012. Caspary, D.: Gesamtvorhabensbeschreibung im Rahmen des Spitzenclusters „Solarvalley Mitteldeutschland“, „Photovoltaik-Integration in Fassaden (PV Face)“ Aktualisierte Fassung vom: 30.11.2012 Dresden : s.n., Gesamtvorhabensbeschreibung 2012.

Google Maps Koordinaten 2013. <http://www.mapcoordinates.net>, Google Maps Koordinaten, Zugriff: 09.10.2013 : s.n., Google Maps Koordinaten 2013.

Häckel 2005. Häckel, H.: Meteorologie, 5. Auflage: Eugen Ulmer, Stuttgart, 2005 : s.n., Häckel 2005.

Haselhuhn 2005. Haselhuhn, R.; Hemmerle, C.: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 3. Auflage: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Berlin, 2005 : s.n., Haselhuhn 2005.

Haselhuhn 2010. Haselhuhn, R.; Hartmann, U.: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 4. Auflage: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Berlin, 2010 : s.n., Haselhuhn 2010.

Held 2010. Held, M.: Photovoltaik aus Sicht der Ökobilanz: Fraunhofer Institut für Bauphysik, Echterdingen, 2010 - PDF-Dokument, URL: http://www.lbp-gabi.de/refbase/files/36_Held2010.pdf, Zugriff: 11.03.2013 : s.n., Held 2010.

Heraeus Sensor 2011. Heraeus Sensor Technology GmbH: Datenblatt für Platin-Temperatursensor in Dünnschichttechnik - PDF-Dokument: Kleinostheim, 2011 : s.n., Heraeus Sensor 2011.

Herold 2006. Herold, H.; Lurz, B.; Wohlrab, J.: Grundlagen der Informatik - Praktisch-Technisch-Theoretisch: Person Studium, München, 2006 : s.n., Herold 2006.

Hoffmann 2007. Hoffmann, J.: Taschenbuch der Messtechnik, 6. Auflage: Carl Hanser Verlag, Osnabrück, 2007 : s.n., Hoffmann 2007.

Hug 2003. Hug, R.: Solarfassaden - Sonnenenergienutzung in der Senkrechten: 2003, URL: <http://www.solarserver.de/solarmagazin/artikelapril2003.html>, Zugriff: 18.03.2013 : s.n., Hug 2003.

Junghans 2005. Junghans, I.: Ökobilanzen erneuerbarer Energiesysteme: Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2005 - PDF-Dokument, URL: http://www.goek.tu-freiberg.de/oberseminar/OS_04_05/Ines_Junghans.pdf, Zugriff: 11.03.2013 : s.n., Junghans 2005.

Kipp & Zonen 2011. Kipp & Zonen: Datenblatt Pyranometer CMP11: Delft, NL, 2011 : s.n., Kipp & Zonen 2011.

LCE 2013. Lang Consulting Engineering: Technische Beschreibung Solarmodule HES-Technologie: 2013 : s.n., LCE 2013.

Lerch 2004. Lerch, R.: Elektrische Messtechnik, 2. Auflage: Springer Verlag, Erlangen, 2004 : s.n., Lerch 2004.

Lozanovski 2011. Lozanovski, A.; Held, M.; Sedlbauer, K.: Ökobilanz der Herstellung von Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid-Photovoltaikmodulen: Universität Stuttgart, 2011 - PDF-Dokument, URL: http://www.lbp.uni-stuttgart.de/download/LBP-Mitteilung_6, Zugriff: 11.03.2013 : s.n., Lozanovski 2011.

Mencke & Tegtmeyer 2011. Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH: Datenblatt für Silizium-Solarstrahlungssensor: Hameln, 2011 : s.n., Mencke & Tegtmeyer 2011.

Mencke & Tegtmeyer 2012. Maris N.: persönliche Mitteilung (SR_MTM001.txt) vom Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH Mitarbeiter am 23.3.2012 : s.n., Mencke & Tegtmeyer 2012.

MR SunStrom 2013. MR SunStrom: Planungszeichnungen 2013 : s.n., MR SunStrom 2013.

National Instruments 1 2012. <http://www.ni.com/white-paper/3727/de>, National Instruments AG, Zugriff: 01.07.2012 : s.n., National Instruments 1 2012.

National Instruments 2 2012. <http://www.ni.com/white-paper/9630/en>, National Instruments AG, Zugriff: 01.07.2012 : s.n., National Instruments 2 2012.

Newport 2009. Newport Electronics GmbH: Datenblatt für SA2C-RTD und SA2F-RTD: Deckenfronn, 2009 : s.n., Newport 2009.

Odenbach 2008. Odenbach, S.: Vorlesungsskript: Grundlagen der Mess- und Automatisierungstechnik - Maschinenwesen TU Dresden: Dresden, 2008 : s.n., Odenbach 2008.

Patzelt 1996. Patzelt, R.: Elektrische Messtechnik, 2. Auflage: Springer Verlag, Wien, 1996 : s.n., Patzelt 1996.

Photon Profi 2012. PHOTON Holding GmbH: Zeitschrift Photon Profi, Ausgabe März 2012: Aachen, 2012 : s.n., Photon Profi 2012.

Q-Cells 2012. Q-Cells SE: Datenblatt für Q.SMART UF 70: Bitterfeld-Wolfen, 2012 : s.n., Q-Cells 2012.

Quaschnig 2009. Quaschnig, V.: Erneuerbare Energien und Klimaschutz, 2. Auflage: Hanser Verlag, München, 2009 : s.n., Quaschnig 2009.

Schmidt 2010. SCHMIDT Technology GmbH: Gebrauchsanweisung für SCHMIDT Strömungssensor SS 20.250: St. Georgen, 2010 : s.n., Schmidt 2010.

SENSE 2008. Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems: SENSE – LCA Analysis: Universität Stuttgart, 2008 : s.n., SENSE 2008.

Solarvalley 2011. Solarvalley Mitteldeutschland e.V.: Gesamtvorhabensbeschreibung PV-Face des Spitzenclusters Solarvalley Mitteldeutschland e.V.: Dresden, 2011 : s.n., Solarvalley 2011.

StatusWorkshop PV Face. StatusWorkshop PV Face, 13.12.2012 : s.n., StatusWorkshop PV Face.

Tanner 2004. Tanner, C.; Zürcher, C.: Bauphysik der hinterlüfteten Fassade - Ein Einblick in ausgewählte physikalische Phänomene und Folgerungen: WTA Schweiz, Winterthur, 2004 - PDF Dokument, URL: <http://www.wta-international.org/de/system/files/seminar-04-tanner.pdf>, : Zugriff: 17.7.2012 , Tanner 2004.

Technik Lexikon 2012. www.techniklexikon.net/d/pyranometer/pyranometer.htm, Technik Lexikon - Die ganze Welt der Technik, Zugriff: 22.6.2012 : s.n., Technik Lexikon 2012.

Weichert 2000. Weichert, N.; Wülker, M.: Messtechnik und Messdatenerfassung, 1. Auflage: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Offenburg, 2000 : s.n., Weichert 2000.

Weller 2009. Photovoltaik Technik, Gestaltung, Konstruktion 1. Auflage, Weller, Bernhard; Hemmerle, Claudia; Jakubetz, Sven; Unnewehr, Steffen Dresden : Detail, Weller 2009.

Weller 2009. Weller, B.; Hemmerle, C.; Jakubetz, S.; Unnewehr, S.: Photovoltaik - Technik, Gestaltung, Konstruktion, 1. Auflage: Detail, Dresden, 2009 : s.n., Weller 2009.