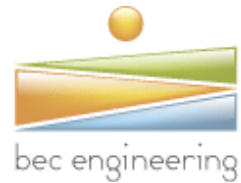




Bayerisches Zentrum für
Angewandte Energieforschung e.V.
Abteilung 3: Thermosensorik und
Photovoltaik



BEC-Engineering GmbH

Qualitätssicherung von installierten Photovoltaik-Anlagen mit Infrarot-Messtechnik

Abschlussbericht über ein Forschungsprojekt,
gefördert unter dem Az: 27160 - 22/2 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

von

Dr. Claudia Buerhop-Lutz
Dominik Schlegel
Monika Niess
Christian Vodermayr

Erlangen, November 2010

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	27160	Referat	Fördersumme	106.044,-
----	--------------	---------	-------------	------------------

Antragstitel **Qualitätssicherung von installierten Photovoltaik-Anlagen mit Infrarot-Messtechnik (IR-PV-install)**

Stichworte Photovoltaikmodul, Infrarotmesstechnik, Qualitätssicherung
Photovoltaik, PV-Anlagen

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
15 Monate	18.05.2009	17.08.2010	1

(Zwischenberichte) keine

Bewilligungsempfänger BEC-Engineering GmbH An der Leiten 39 85652 Ottersberg	Tel	(0)8121 884567-0
	Fax	(0)8121884567-88
	Projektleitung	
	Dipl.-Ing. (FH) Christian Vodermayer	
	Bearbeiter	
	Dipl.-Ing. (FH) Christian Vodermayer	

Kooperationspartner

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
ZAE Bayern e. V.
Am Weichselgarten 7
91058 Erlangen

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Bisher beschränkt sich die Qualitätskontrolle des fertigen PV-Moduls beim Hersteller in der Regel auf die Messung der elektrischen Leistung unter gepulstem Licht (Flasher): Wenn die gemessene Leistung der gefertigten PV-Module der Spezifikation entspricht, erfolgt die Auslieferung, obwohl hier bereits teilweise Fehlstellen vorhanden sind. Diese bestehenden Fehlstellen können auf längere Sicht die Ursache für größere Schäden werden, die die Lebensdauer und die Leistung eines solchen Moduls maßgeblich reduzieren. Mechanische und thermische Belastung während des Transports, der Installation und die ungleichmäßige und übermäßige lokale Erwärmung begünstigen zusätzlich die Ausbreitung solcher Defekte. Vor der Inbetriebnahme einer PV-Anlage erfolgt in der Regel nur eine Prüfung der Leerlaufspannungen, Kurzschlussströme und korrekten Polarität der einzelnen PV-Modulstränge. Bei größeren Anlagen wird zum Teil zusätzlich eine etwas umfangreichere Inbetriebnahmemessung durchgeführt, indem stichprobenartig ausgewählte PV-Stränge mit einem Kennlinienmessgerät vermessen werden. Defekte Module oder eingeschränkt leistungsfähige Module innerhalb eines Stranges sind hierbei nur bedingt erfassbar.

Im Projekt Qualitätssicherung von installierten Photovoltaik-Anlagen mit Infrarot-Meßtechnik (IR-PV-install) soll für Installateure, Betreiber und Gutachter ein aussagekräftiges Hilfsmittel erstellt werden, um defekte Module in einem PV-Generator schnell, einfach und berührungslos während des laufenden Betriebs zu erkennen. Dabei wird mit einer tragbaren Infrarot-Kamera nach typischen Temperaturmustern gesucht, die sich wiederum speziellen Defekten, die eine Leistungsminderung verursachen, zuordnen lassen.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Feldvermessungen an bestehenden Anlagen mit Hilfe einer Thermographiekamera sollen eine aussagekräftige Datenbasis von Moduldefekten schaffen. Die Detailvermessung von auffälligen PV-Modulen inklusive zugehöriger Kennlinienmessung, Infrarot- und Elektrolumineszenzmessungen im Labor dienen der genauen Charakterisierung der gefundenen Defekte. Die Verknüpfung der verschiedenen Untersuchungsergebnisse unter Berücksichtigung physikalischer Gesetzmäßigkeiten soll typische, markante Schadensmuster herausarbeiten, so dass am Projektende ein Fehlerkatalog vorliegt.

- Arbeitsschritt 1: Projektkoordinierung und Konzeptdefinition
- Arbeitsschritt 2: Umfassende Feldstudien zur Ermittlung real auftretender Modulfehler
- Arbeitsschritt 3, 4: Detailuntersuchungen ausgewählter PV-Module
Detailuntersuchungen (IR-Sonne, IR-Strom, EL-Strom, U-I-Kennlinie-Sonne, Leistungsmessung mit Sonnensimulator (Flasher))
- Arbeitsschritt 5: Erstellung von Testmodulen mit definiert eingebrachten Defekten
- Arbeitsschritt 6: Verifikation der Ergebnisse auf reale, installierte Module in einer Feldstudie (Messung einer 3,5 MWp-PV-Anlage, um die Ergebnisse statistisch abzusichern)
- Arbeitsschritt 7: Statistische Auswertung und Festlegung der Bewertungskriterien
- Arbeitsschritt 8: Dokumentation, Öffentlichkeitsarbeit

Ergebnisse und Diskussion

In den untersuchten PV-Anlagen konnten alle bisher bekannten Fehlerarten mit der IR-Kamera sichtbar gemacht werden. Dabei konnten sowohl Zellbrüche, mangelhafte Lötungen, überbrückte substrings, kurzgeschlossene Zellen unterschieden werden. Sämtliche PV-Module, die in der IR-Sonne-Aufnahme schon in der Übersicht auffällig wärmer waren als benachbarte Zellen, hatten auch eine signifikant reduzierte Leistung. Dies bestätigt die Aussage, dass die IR-Messungen schnell und zuverlässig Informationen über den Zustand einer PV-Anlage liefern können. Auch war es möglich, einen ersten Zusammenhang zwischen der Fehleranzahl und dem Alter der untersuchten PV-Anlage herzustellen. Zur Verifikation konnten einige der in den Detailuntersuchungen aufgetretenen Defekte mit Hilfe von drei in Reihe verschalteten Ein-Zellen-Modulen nachgebildet werden.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Um diese Methode der Qualitätssicherung von PV-Anlagen einer breiten Öffentlichkeit bekannt zu machen, wurden bereits erste Ergebnisse auf dem OTTI-Seminar, 25. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, das im März 2010 in Kloster Banz (Bad Staffelstein) stattfand, präsentiert.

Außerdem ist eine weitere Veröffentlichung der Ergebnisse dieses Projekts auf weiteren nationalen und internationalen Konferenzen sowie in regelmäßigen Abständen in Fachzeitschriften in Vorbereitung, um das Potential dieser Messmethode zu illustrieren.

Fazit

Für eine weitere detailliertere Auswertung ist es empfehlenswert, eine größere Anzahl von PV-Anlagen mit unterschiedlichen Kenndaten zu untersuchen. Dazu ist sowohl eine weitere zeitliche als auch messtechnische Optimierung notwendig. Hierdurch könnte die Korrelation zwischen Temperatur und Leistung zuverlässiger quantifiziert werden, Rückschlüsse auf den Zusammenhang zwischen Alter und Anzahl der auftretenden Fehler gemacht werden und detailliertere Aussagen über den Minderertrag einer PV-Anlage aufgrund der durchgeführten IR-Untersuchung getroffen werden.

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Abbildungen	7
Verzeichnis der Tabellen	10
Verzeichnis von Begriffen, Abkürzungen und Definitionen	11
Zusammenfassung	12
Einleitung.....	13
Hauptteil	17
1. Motivation.....	17
2. Meßmethoden.....	17
2.1 IR-Kamera	17
2.2 Leistungsmessung.....	19
2.3 Detailuntersuchungen.....	20
2.4 Einstellung des Lastwiderstands	21
2.5 Temperaturmessung	21
2.6 Spannungs- und Strommessung	22
2.7 Windmessung.....	22
2.8 Einstrahlungsmessung	23
3. Feldmessungen – IR-Sonne-Übersichtsaufnahmen – PV-Anlagen	23
4. Detailuntersuchungen zur Charakterisierung der aufgetretenen Fehler.....	26
4.1 Zellbruch.....	26
4.2 Lötfehler	28
4.3 Substrings	29
4.4 Kurzschluß	30
4.5 Delamination	32
4.6 Blitz.....	33
5. Leistungsbetrachtung.....	34
6. Temperatúrauswertung.....	36
6.1 Temperaturmessung mit IR-Kamera	36
6.2 Auflösung	39
6.3 Lateraler Wärmetransport.....	39
6.4 Zelltemperaturen	40
6.5 Korrelation von Temperaturdifferenz und STC-Leistung	44

7. Testmodule	45
8. Verifikation der Erkenntnisse	46
9. Statistische Auswertung.....	47
10. Alterung.....	49
11. Ökologische, technologische und ökonomische Bewertung und Umweltentlastung	51
11.1 Technologische Bewertung	51
11.2 Soll-Ist-Vergleich, ökologische und ökonomische Bewertung	54
12. Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit.....	55
Danksagung an DBU.....	56
Fazit.....	57
Literaturverzeichnis	58
Anhang A.....	60
Anhang B.....	61
Anhang C.....	62
Anhang D.....	64

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Defektarten [Woh03].....	15
Abbildung 2: IR-Kamera MIDAS 320L	18
Abbildung 3: IR-Kamera ThermaCam P640	18
Abbildung 4: IR-Kamera TAURUS 110k SM pro	20
Abbildung 5: EL-Kamera coolSamBa HR-830	21
Abbildung 6: Verfahren zur Überprüfung der mit der IR-Kamera gemessenen Temperatur	22
Abbildung 7: Richtungsunabhängiger Windmesser zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit	22
Abbildung 8: Einstrahlungssensor mit ALMEMO Messgerät	23
Abbildung 9: Durchführung einer IR-Übersichtsaufnahme einer PV-Dachanlage von einer mobilen Hebebühne	25
Abbildung 10: IR-Übersichtsaufnahme einer PV-Dachanlage mit verschiedenen Defekten	25
Abbildung 11: EL-Aufnahmen von Zellen mit Zellbruch (links) und Mikroriß (rechts) .	27
Abbildung 12: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit Zellbruch.....	27
Abbildung 13: Schematische Darstellung von durchgehendem und geteiltem Grid ...	28
Abbildung 14: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit mangelhafter Lötung	29
Abbildung 15: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit defektem substring.....	30
Abbildung 16: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit kurzgeschlossener Zelle Z3.6	31
Abbildung 17: Vergleich der IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines delaminierten Moduls der Anlage O	32
Abbildung 18: IR-Aufnahme und Kennlinie eines Moduls mit Blitzeinschlag	33
Abbildung 19: Leistungsverteilung einer komplett vermessenen PV-Anlage	34
Abbildung 20: Modul 1.24 der Anlage A mit relativ großer Leistung aber dennoch auffällig in der IR-Übersichtsaufnahme aufgrund von großem Zellbruch.....	35

Abbildung 21: Leistungsverteilung eines Viertels der Anlage B in Form einer Klumpenstichprobe	35
Abbildung 22: Leistungsverteilung ausgewählter Module, Anlage H	36
Abbildung 23: Schematische Darstellung der geometrischen Verhältnisse bei der Aufnahme einer PV-Dachanlage	37
Abbildung 24: Abweichung IR-Temperatur – Fühler gemessene Temperatur	38
Abbildung 25: Winkelabhängigkeit der Temperaturabweichung zwischen IR-Kamera und Temperaturfühler	39
Abbildung 26: Temperaturprofil einer IR-Aufnahme über drei Zellen: die mittlere Zelle ist defekt, die Nachbarzellen sind intakt.....	40
Abbildung 27: IR-Aufnahmen eines Moduls der Anlage P mit extrem heißer Zelle. ...	41
Abbildung 28: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ bei Zellbruch von 24 Modulen der Anlage A	42
Abbildung 29: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ von einem überbrückten substring zu einem kontaktierten substring, Anlage A ...	43
Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ bei Zellen mit mangelhaften Lötungen zu intakten Zellen der Anlage B	43
Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ bei kleinformatigen Zellen im Kurzschluss der Anlage H.....	44
Abbildung 32: Vergleich der Summe der Temperaturdifferenzen defekter Module mit deren aktueller Leistung unter STC-Bedingungen, Anlage A	44
Abbildung 33: EL- und IR-Aufnahme verschalteter Testmodule mit einer kurzgeschlossenen Zelle in der Mitte	45
Abbildung 34: Zelle mit Mikrorissen durch mechanische Schädigung	46
Abbildung 35: Exemplarischer IR-Scan einer Teilanlage der 3,5 MW-PV-Freiflächenanlage (Anlage P)	47
Abbildung 36: Anteil auffälliger PV-Module in IR-Sonne-Übersichtaufnahmen in Abhängigkeit der Betriebsdauer der untersuchten Anlagen	48
Abbildung 37: Dokumentation der Anlage B mittels IR-Aufnahmen 2009 und 2010...	50
Abbildung 38: Dokumentation der Anlage A mittels IR-Aufnahmen 2009 und 2010...	50
Abbildung 39: Baumdiagramm zur Häufigkeit der defekten Module der Anlage A in einem mehrstufigen Untersuchungsprozeß.....	52
Abbildung 40: Anzahl der Meßtage von Januar 2009 bis September 2010 (Projektende).....	53
Abbildung 41: Soll-Ist Vergleich der Energieerträge für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren plus Inbetriebnahmejahr	55
Abbildung 42: Modulkenwerten von Modulen mit mangelhaften Lötungen	60

Abbildung 43: Modulkenwerte von Modulen mit überbrücktem substring	61
Abbildung 44: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen:	62
Abbildung 45: Kennlinien von Modulen mit mehreren Zellen im Kurzschluß	63
Abbildung 46: Abhängigkeit von Modulkenwerten von der Anzahl auffälliger Zellen in Modulen mit Zellkurzschluß	63
Abbildung 47: Abhängigkeit von Modulkenwerten von der Anzahl auffälliger Zellen in Modulen mit Delamination	64

Verzeichnis der Tabellen

- Tabelle 1: Technische Kenndaten der verwendeten IR-Kamera
- Tabelle 2: Untersuchte Anlagen mit Standort in Bayern während der Projektlaufzeit (2009-2010)
- Tabelle 3: Winkel und Temperaturabweichungen für eine Anlage mit einer Dachneigung $\gamma = 25^\circ$
- Tabelle 4: Zuordnung der thermografisch auffälligen Module mit Angabe der Auffälligkeit
- Tabelle 5: Anzahl und Häufigkeit fehlerhafter Module in IR-Übersichtsaufnahmen und IR- und EL-Aufnahmen der untersuchten Dachanlagen.
- Tabelle 6: Anzahl der auffälligen Module bei IR-Aufnahmen im Juni 2009 und April 2010
- Tabelle 7: Soll-Ist-Vergleich für Anlage A im Zeitraum Mai 2006 bis Ende 2009

Verzeichnis von Begriffen, Abkürzungen und Definitionen

FF	Füllfaktor
I_{SC}	Strom im Kurzschluß
I_{MPP}	Strom im MPP
MPP	Maximum power point
T	Modultemperatur (gemessen mit Fühler)
T'	Temperatur einer defekten Zelle
T_F	Temperatur mit IR-Kamera gemessen
T_{IR}	Temperatur mit Temperaturfühler gemessen
T_U	Umgebungstemperatur
ΔT	Temperaturdifferenz zwischen T und T_U
$\Delta T'$	Temperaturdifferenz zwischen T' und T
ΔT_{IR-F}	Temperaturdifferenz zwischen T_F und T_{IR}
U_{MPP}	Spannung im MPP
U_{OV}	Spannung im Leerlauf
ε	Emissionsvermögen
ρ	Reflexionsvermögen
substring	Zellreihe innerhalb eines Moduls mit paralleler Bypass-Diode getrennt

Zusammenfassung

An der Durchführung des Forschungsprojektes zur Qualitätssicherung von installierten Photovoltaik-Anlagen mit Infrarot-Messtechnik, gefördert unter dem Aktenzeichen (Az: 27160 - 22/2) von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt, sind zwei Partner beteiligt. Die Koordination des Projektes übernimmt die BEC-Engineering GmbH. BEC Engineering GmbH bietet als unabhängiges Ingenieurbüro innovative Dienstleistungen im Bereich der regenerativen Energien, von der Projektentwicklung bis hin zur angewandten Forschung und Entwicklung, an. Der wissenschaftliche Partner, das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern) ist ein eingetragener, gemeinnütziger Verein. Die Forschungsarbeiten des ZAE Bayern in Erlangen konzentrieren sich auf den Bereich Photovoltaik und Thermosensorik. Hier stehen verschiedene hochauflösende IR-Kameras zur bildgebenden Analyse zur Fehlerdetektion und Charakterisierung von PV-Modulen zur Verfügung.

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wurden die Arbeitspakete 1 bis 3 wie im Projektantrag vom 16.02.2009 definiert vollständig bearbeitet. Hierbei wurde das Arbeitspaket 2 ausgeweitet, um verschiedene PV-Anlagen mit verschiedenen Zelltypen und Inbetriebnahmezeitpunkten vergleichen zu können. Die Erfassung eines elektrischen Tagesprofils unter Outdoorbedingungen als Teil des AP4 wurde deshalb zugunsten dieses repräsentativeren Überblicks zurückgestellt. Die Arbeitspakete 5 bis 6 wurden bestmöglich in einem sinnvollen Rahmen bearbeitet, so daß Wiederholungen vermieden wurden. Das AP7 wurde im Rahmen der gegebenen Möglichkeiten bearbeitet.

In den untersuchten PV-Anlagen konnten eine Vielzahl der Fehlerarten mit der IR-Kamera sichtbar gemacht werden. Dabei konnten sowohl Zellbrüche, mangelhafte Lötungen, überbrückte substrings und kurzgeschlossene Zellen unterschieden werden. Sämtliche PV-Module, die in der IR-Sonne-Aufnahme¹ schon in der Übersicht auffällig wärmer waren als benachbarte Zellen, hatten auch eine signifikant reduzierte Leistung. Dies bestätigt die Aussage, daß die IR-Messungen schnell und zuverlässig Informationen über den Zustand einer PV-Anlage liefern können. Auch war es möglich, einen ersten Zusammenhang zwischen der Fehleranzahl und dem Alter der untersuchten PV-Anlage herzustellen. Zur Verifikation konnten einige der in den Detailuntersuchungen aufgetretenen Defekte mit Hilfe von drei in Reihe verschalteten Ein-Zellen-Modulen nachgebildet werden.

Für eine aussagekräftige, statistische Auswertung ist es empfehlenswert eine größere Anzahl von PV-Anlagen mit unterschiedlichem Alter, verschiedenen Modulherstellern, Zellarten und –größe zu untersuchen. Hierfür sollte das Messverfahren messtechnisch noch weiter optimiert werden. Auch könnte hierdurch die Korrelation zwischen Temperatur und Leistung zuverlässiger quantifiziert werden, um detailliertere Aussagen über den Minderertrag einer PV-Anlage aufgrund der gemachten IR-Untersuchung treffen zu können.

¹ IR-Übersichtsaufnahme von PV-Anlagen bei Sonneneinstrahlung und damit unter realen Betriebsbedingungen – kurz: IR-Sonne

Einleitung

Die steigende Verknappung fossiler Brennstoffe sowie die schädliche Wirkung des bei ihrer Verbrennung emittierten Kohlendioxids auf das globale Klima macht die Umstellung der Erzeugung elektrischer Energie auf regenerative Energien unumgänglich. Die Photovoltaik nimmt einen wichtigen Platz ein, da hier direkt aus Sonnenlicht ohne Verbrauch von fossilen Ressourcen Elektrizität gewonnen wird.

Bisher beschränkt sich die Qualitätskontrolle des fertigen PV-Moduls beim Hersteller in der Regel auf die Messung der elektrischen Leistung unter gepulstem Licht (Flasher): Wenn die gemessene Leistung der gefertigten PV-Module der Spezifikation entspricht, erfolgt die Auslieferung, obwohl hier bereits teilweise Fehlstellen vorhanden sind. Diese bestehenden Fehlstellen können auf längere Sicht die Ursache für größere Schäden werden, die die Lebensdauer und die Leistung eines solchen Moduls maßgeblich reduzieren.

Mechanische und thermische Belastung während des Transports, der Installation und die ungleichmäßige und übermäßige lokale Erwärmung begünstigen die Ausbreitung solcher Defekte. Ferner entstehen aufgrund von Alterung, Degradation und Korrosion zusätzliche Defekte, die den Wirkungsgrad einer entstehenden Anlage während ihrer Betriebsdauer deutlich herabsetzen können, wenn die Quote nicht erkannter, leistungsschwacher PV-Module steigt und dadurch eine übermäßige Belastung weiterer Bauteile stattfindet. Vor der Inbetriebnahme einer PV-Anlage erfolgt in der Regel nur eine Prüfung der Leerlaufspannungen, Kurzschlussströme und korrekten Polarität der einzelnen PV-Modulstränge. Bei größeren Anlagen wird zum Teil zusätzlich eine etwas umfangreichere Inbetriebnahmemessung durchgeführt, indem stichprobenartig ausgewählte PV-Stränge mit einem Kennlinienmessgerät vermessen werden. Der Einsatz eines Kennlinienmessgerätes ermöglicht die Leistungsmessung der PV-Stränge unter realen Betriebsbedingungen. Defekte Module oder eingeschränkt leistungsfähige Module innerhalb eines Stranges sind hierbei nur bedingt erfassbar. Einzelvermessungen aller PV-Module der Anlage mit dem Kennlinienmessgerät liefern hier detailliertere Aussagen, die allerdings mit einem nicht vertretbaren hohen Zeit- und Kostenaufwand verbunden sind.

Schnelle, bildgebende, optische Messverfahren, wie die zerstörungsfreie Infrarot-(IR)-Thermographie, sind hier eine vielversprechende, zeitsparende und günstige Alternative. Die IR-Thermographie eignet sie sich hervorragend zur Überprüfung von PV-Modulen, denn eine Vielzahl an Defekten hat einen Einfluss auf das thermische Verhalten der PV-Module. Außerdem muß die Anlage bei der Untersuchung nicht abgeschaltet werden muß.

Bei kleinen und mittelständischen Unternehmen (KMU), wie z. B. Planungsbüros und Installateurbetrieben, als auch bei Anlagenbetreibern und Endkunden, besteht ein großer Bedarf an einem Messverfahren zur unabhängigen Überprüfung der Qualität von PV-Modulen. Sowohl vor der Installation, bei der Inbetriebnahme und auch in regelmäßigen Abständen während des Betriebs ist eine Überprüfung der PV-Module sinnvoll.

Zielsetzung des Vorhabens war die Schaffung einer allgemeingültigen, wissenschaftlichen Basis zur Interpretation von Thermografiebildern hinsichtlich des Einflusses der thermografischen Auffälligkeiten auf den Energieertrag. Die beobachteten auffälligen Fehlstellen sollten bzgl. ihrer Ursachen und Auswirkungen auf die Leistung, durch Vergleich mit anderen etablierten Messmethoden genau charakterisiert werden. Untersuchungen zu „hot spots“ in Solarzellen und PV-Modulen und deren Definition sind bereits seit den 90er Jahren bekannt [MWE91], [HWV97]. Analysen von PV-Modulen mit hauptsächlich künstlich eingebauten Fehlern, die unter Sonneneinstrahlung mit einer bildgebenden IR-Kamera durchgeführt wurden, werden im „IR-Handbuch“ [BJH07], das am ZAE Bayern erarbeitet wurde, präsentiert. In den durchgeführten Untersuchungen fokussierte sich das ZAE Bayern auf installierte Module [AJB07] und BEC-Engineering auf Anlagen [AJB07], [VMM08], [VMM09]. Die Untersuchungen wurden teils im Rahmen von Eigenforschung teils in einer vom Solarförderverein Bayern E. V. (München) geförderten Machbarkeitsstudie erstellt.

Hochauflösende IR- und EL-Aufnahmen verschiedener Institute führten dann zur besseren Charakterisierung der beobachteten heißen Fehlstellen, die häufig durch Zellbruch verursacht wurden [VBM10], [BEZ10], [JBH08]. Systematische Untersuchungen von unterschiedlichen Fehlerarten sollen nun zum besseren Verständnis der Korrelation zwischen Modulfehler, Minderertrag und IR-Aufnahme beitragen. Neben Stichprobenuntersuchungen sollten auch Laborvermessungen eines relevanten Teils von einzelnen Modulen der betrachteten Anlagen durchgeführt werden, um zu erkennen, welche Defekte im Feld aufgespürt werden können und weitergehend welche Bedeutung evtl. nicht im Feld detektierten aber bei Labormessungen sichtbar gemachten Fehlern zukommt.

Die Relevanz für eine Umweltentlastung besteht darin, daß ein fehlerhaftes Modul in einem Modulstrang die Leistung des gesamten Strangs reduzieren kann, was zu einem verringerten Energieertrag und folglich zu einer Mindereinsparung von CO₂ führt. Höhere Mindererträge (> 10%) werden in der Regel durch die eingebaute Messtechnik erkannt, aber auch bei kleineren Abweichungen kann es durchaus vorkommen, daß die PV-Anlage nicht optimal läuft. Bei einer Laufzeit von 30 Jahren können sich dadurch große Mengen an fehlender CO₂-Einsparung summieren. Indem die Ausfallquote durch Erkennen installierter, schwacher Module mit IR-Technik verringert wird, soll der langjährige Wirkungsgrad und die Lebensdauer von PV-Anlagen gesichert und unter Umständen sogar verbessert werden. Fallen viele Module aus und steht keine Methode zur Verfügung, die defekten Module zu identifizieren, wird im Extremfall die gesamte PV-Anlage demontiert und dem Recycling bzw. der Verschrottung zugeführt. Die dabei entstehenden Abfälle und der Energieaufwand, der zum Recycling notwendig ist, stehen in Widerspruch mit der Umweltfreundlichkeit der Technologie Photovoltaik selbst. Das in diesem Projekt zu erarbeitende Verfahren liefert einen wichtigen Beitrag zu einem stabil hohen Energieertrag und kann zu einer Erhöhung der Laufzeit der PV-Anlage führen, da defekte Module lokalisiert und gezielt ausgetauscht werden können.

Außerdem sollen die Ergebnisse dieses Projekts auf nationalen und internationalen Konferenzen sowie in regelmäßigen Abständen in Fachzeitschriften veröffentlicht werden, um das Potential dieser Messmethode zu illustrieren. Denn so kann einfach ein deutlicher Beitrag zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und damit zum Umweltschutz geleistet werden.

Zu Beginn wurde ein Konzept entwickelt und eine allgemeine Literaturrecherche durchgeführt, um eine effizienten Bearbeitung der Arbeitspakete (AP2 – AP7) zur Visualisierung und Charakterisierung von Fehlstellen in PV-Modulen zur Qualitätskontrolle und Leistungsprognose zu gewährleisten. Dabei wurden fehlerhafte Module an Hand ihres Fehlers charakterisiert, siehe Abbildung 1.

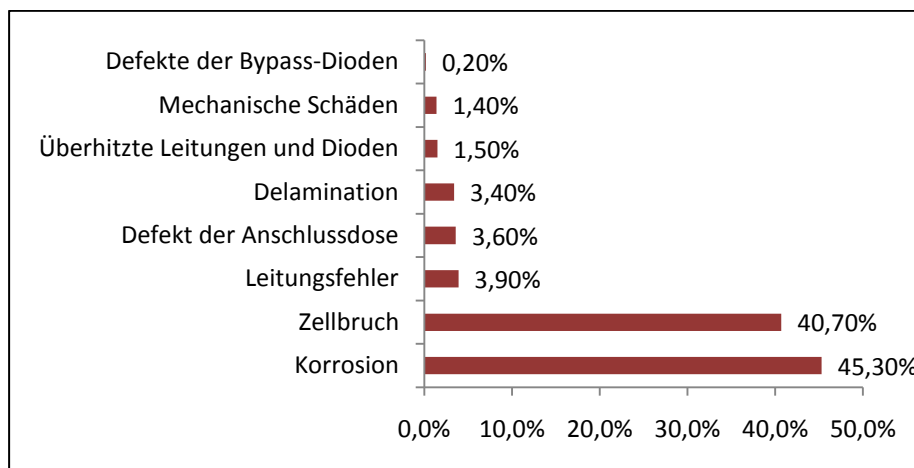


Abbildung 1: Defektarten [Woh03]

Im zweiten Schritt wurden umfassende Feldstudien zur Ermittlung real auftretender Modulfehler durchgeführt. Zur Überprüfung der Zuverlässigkeit der IR-Thermographie zur Qualitätskontrolle von PV-Anlagen und um einen Überblick über mögliche Fehlerarten und deren Häufigkeit zu erhalten, konnten zu Beginn des Projekts großangelegte Feldstudien durchgeführt werden. Dabei wurden stichprobenartig Module von 16 PV-Anlagen verschiedenen Alters und unterschiedlicher Größe mit Hilfe von großflächigen IR-Scans untersucht und dabei eine oder mehrere der folgenden Vermessungen durchgeführt (AP2 bis AP4). So zeigen IR-Aufnahmen thermisch aktive Stellen, während EL-Aufnahmen elektrisch nicht aktive Bereiche hervorheben. Dabei ist durchaus davon auszugehen, daß bei der IR-Sonne-Messung auffällige Module nicht zwangsläufig auch eine verminderte Modulleistung besitzen und unauffällige Module, die bei der IR-Sonne-Messung nicht fehlerfrei sein müssen, wie die weiteren elektrischen und optischen Untersuchungen zeigen. Im nächsten Schritt wurden Detailuntersuchungen (IR-Sonne, IR-Strom, EL-Strom, U-I-Kennlinie-Sonne) ausgewählter PV-Module und die gewonnenen Daten ausgewertet. Die Detailmessungen fanden dabei unter definierten Randbedingungen, wie Temperatur, angelegtem Strom und Spannung und Versuchsdauer statt und erlauben die systematische und wissenschaftliche Planung, Auswertung und Interpretation der Meßergebnisse.

Im nächsten Schritt wurden Detailuntersuchungen (IR-Sonne², IR-Strom³, EL-Strom⁴, U-I-Kennlinie-Sonne⁵), sowie eine Leistungsmessung mit einem Sonnensimulator (Flasher) unter STC-Bedingungen ausgewählter PV-Module durchgeführt und die daraus gewonnenen Daten ausgewertet. Die Detailmessungen fanden dabei unter definierten Randbedingungen statt und erlauben die systematische und wissenschaftliche Planung, Auswertung und Interpretation der Messergebnisse.

Auf Basis physikalischer Zusammenhänge wurden die resultierenden Meßergebnisse diskutiert, um so eine genaue Analyse der Defekte zu erzielen und ein tieferes Verständnis bzgl. der Fehlerdarstellung in der IR-Sonne, unter IR-Strom und EL-Strom Aufnahmen zu bekommen. Zur Bestimmung der aktuellen Leistung eines Moduls anhand der IR-Aufnahme (bei Sonneneinstrahlung) wurde das in AP2 und AP3 gesammelte Bildmaterial mit den entsprechenden Leistungs- und Kennlinienmessungen verknüpft. Im Vordergrund stand die Ermittlung von Fehlern, die zur Minderung der Modulleistung maßgeblich beitragen. IR-Aufnahmen unter Strom können anhand der lokalen Wärmeentwicklung deutlich machen, welche Defekte dominieren. Anhand physikalischer und elektrotechnischer Grundlagen wurde die Leistung quantifiziert und mit den Messdaten verglichen.

Da in realen fehlerbehafteten Modulen eine genaue Klärung der Defektursachen schwierig ist und auch Wechselwirkungen mehrerer, gleichzeitig vorhandener Fehler nicht auszuschließen sind, ist die Herstellung von Testmodulen unumgänglich (AP5). Diese Testmodule wurden aus Solarzellen mit bekannten Eigenschaften und Kenngrößen hergestellt. Dabei wurden Kleinmodule aus drei Zellen mit nur einer einzigen fehlerhaften Zelle angefertigt und systematisch vermessen. Dies soll eine eindeutige Zuordnung zwischen Fehler und Ausprägung des jeweiligen Defektes im IR-Bild gewährleisten. Zur Verifikation der Ergebnisse aus AP5 wurden im nächsten Schritt (AP6) außerdem eine Messung an einer großen 3,5 MWp Freiland-PV-Anlage durchgeführt, um die Ergebnisse statistisch abzusichern.

Um eine Einteilung der als defekt erkannte Module in verschiedene Güteklassen treffen zu können, sind entsprechende Kriterien zu definieren (AP7). Die statistische Auswertung der Meßergebnisse wird einen Überblick über das Potential der IR-Thermographie zur Qualitätskontrolle von PV-Anlagen geben. Ausfallraten können anhand zahlreicher, aussagekräftiger Meßreihen realistisch eingeschätzt werden. Die Vergleichsmessungen mit anderen herkömmlichen Meßverfahren zeigen auch die Grenzen der Detektierbarkeit von Fehlern in PV-Anlagen auf. Dabei muß die Relevanz solcher Fehler für die Zuverlässigkeit, Sicherheit, Leistung und Lebensdauer der PV-Anlage noch diskutiert werden.

² IR-Sonne: IR-Aufnahme unter normalen Betriebsbedingungen bei Sonneneinstrahlung

³ IR-Strom: IR-Aufnahmen unter Laborbedingungen, indem Strom an das Modul angelegt wird

⁴ EL-Strom: EL-Aufnahmen unter Laborbedingungen, indem Strom an das Modul angelegt wird

⁵ U-I-Kennlinie-Sonne: Kennlinienmessung mit Leistungsbestimmung unter natürlicher Sonnenstrahlung

Hauptteil

1. Motivation

Ziele dieses Projekts sind

1. Aufspüren fehlerhafter und leistungsreduzierter installierter PV-Module während des Betriebs mit einer IR-Kamera. Die Klärung der Frage, ob alle so lokalisierten PV-Module fehlerhaft sind.
2. Welchen Einfluß hat der Zustand des PV-Moduls auf die aktuelle Leistung? Welche Art von Fehler, welcher Schaden liegt vor?
3. Die Beantwortung der Frage: Werden alle schadhaften und leistungsreduzierten PV-Module mit dieser IR-Meßmethode geortet?
4. Die Bestimmung der auftretenden Maximaltemperaturen.

Zur Klärung dieser Fragen sollten eine Reihe von Messungen an PV-Anlagen und einzelnen PV-Modulen durchgeführt werden:

1. **IR-Übersichtsaufnahme** von PV-Anlagen bei Sonneneinstrahlung und damit unter realen Betriebsbedingungen – kurz: **IR-Sonne**

Dann folgen unterschiedliche Detailuntersuchungen an einzelnen, demontierten PV-Modulen zur näheren Charakterisierung im Labor:

2. **Leistungsmessung** mit einem Sonnensimulator (Flasher) unter STC-Bedingungen
3. **IR-Aufnahme** eines Moduls durch Anlegen einer externen Spannung – kurz: **IR-Strom**
4. **EL-Aufnahme** eines Moduls durch Anlegen einer externen Spannung – kurz: **EL-Strom**

2. Meßmethoden

Zur Durchführung der Arbeitspakete AP2 bis AP4, AP6 und natürlich des unverzichtbaren AP5, in dem Testmodule erstellt und untersucht werden, wurden am ZAE Bayern und bei BEC Engineering folgende Meßmethoden verwendet, die in den nächsten Kapiteln näher vorgestellt werden.

2.1 IR-Kamera

Für die IR-Sonne-Aufnahmen wurden die portable IR-Kamera MIDAS 320L von DIAS Infrared und die ThermaCam P640 von FLIR Systems eingesetzt. Die Detektoren beider verwendeter IR-Kameras sind Mikrobolometer. In der Kamera und Auswertesoftware lassen sich bei beiden Kameras die Umgebungstemperatur und der Emissionsgrad einstellen. Desweiteren kann die ThermaCam P640 noch die Reflexionstemperatur berücksichtigen.



Abbildung 2: IR-Kamera MIDAS 320L



Abbildung 3: IR-Kamera ThermoCam P640

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die technischen Kennwerte der verwendeten IR-Kameras.

Tabelle 1: Technische Kenndaten der verwendeten IR-Kameras

	MIDAS 320L	ThermoCam P640
Detektortyp	Ungekühlter Mikrobolometer mit 320 x 240 Pixel	Ungekühlter Mikrobolometer mit 640 x 480 Pixel
Spektralbereich	8,0 – 14,0 μm	7,5 – 13,0 μm
Genauigkeit	$\pm 2,0$ % des Meßwertes	$\pm 2,0$ % des Meßwertes
Verwendeter Meßbereich	-20°C - 120°C	-20°C - 120°C
Öffnungswinkel verwendeter Objektiv	20 – 25°	22,6° (19 mm) (Weitwinkel) 45,6° (40 mm)
Thermische Empfindlichkeit	0,08 °C bei 30°C	0,05°C bei 30°C

Die laterale Auflösung ist abhängig von dem Aufnahmeabstand zwischen Objekt und Kamera. Auf Grund der unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten, wie Gebäudehöhe und Einsatzhöhe der Hebebühne, variiert die laterale Auflösung bei den untersuchten PV-Aufdächanlagen. Für eine Übersichtsaufnahme wie sie in Abbildung 10 zu sehen ist, beträgt die laterale Auflösung ca. 2 – 3 cm pro Pixel.

Da es sich bei der IR-Kamera MIDAS und ThermoCam um eine Bolometer-Kamera handelt, lässt sich die absolute Temperatur eines Moduls nur mit eingeschränkter Genauigkeit bestimmen. Bei der Temperaturmessung mittels Infrarotthermographie spielt der Emissionsgrad eine entscheidende Rolle. Glas hat, in dem Wellenlängenbereich der Kamera (7,5 – 14 μm), einen Emissionsgrad von $\epsilon = 0,7$ bis $\epsilon = 0,95$ [Inf04]. Die Summe aus Emissionsgrad, Reflexionsgrad und Transmissionsgrad ergibt Eins. Da mit einer Strahlung durch ein Modul nicht zu rechnen ist, kann der Transmissionsgrad gleich Null gesetzt werden. Die von der IR-Kamera aufgenommene Strahlung setzt sich also aus der Eigenstrahlung (Emission) des Körpers und der reflektierten Strahlung an der Körperoberfläche zusammen. So kann der reflektierte Anteil der gemessenen Strahlung an einer Glasoberfläche bis zu 30%

betragen. Spiegelt sich ein Objekt mit einer anderen Temperatur als der des Meßobjekts in dessen Oberfläche, so wird das Ergebnis verfälscht. Bei einer Aufdachanlage spiegelt sich somit der kalte Himmel auf der Glasoberfläche der Module. Die Himmelstemperatur kann Temperaturen unter -100 °C haben. Dadurch hat die Reflexion des Himmels einen großen Einfluss auf die Meßgenauigkeit.

2.2 Leistungsmessung

Die Messung der I-U-Kennlinie und der resultierenden Leistung ergibt einen Kennwert für ein PV-Modul, der Aussagen über dessen Qualität erlaubt.

2.2.1 Feldmessung

Für die Leistungsmessungen von Modulen vor Ort wurde das Peakleistungs- und Kennlinien-Meßgerät PVPM 2540C verwendet.

Technische Daten:

Peakleistungsmessung: $\pm 5\%$

Reproduzierbarkeit: $\pm 2\%$

Meßbereich Spannung [V]: 25/50/100/250

Meßbereich Strom [A]: 5/10/20/40

Meßdauer Einzelmessung: ca. 2 s

Meßpunkte Einzelmessung: ca. 100 Meßwertpaare

Um die Leistung eines Moduls zu ermitteln, misst das PVPM selbsttätig die Strom-Spannungs-Kennlinie des Moduls an einer kapazitiven Last. Zeitgleich wird die aktuelle Modultemperatur mit einem Pt-100-Sensor und die Einstrahlung über ein Einstrahlungssensor erfasst. Aus diesen Daten rechnet dann das Gerät die gemessene Leistung auf STC-Bedingungen um. Diese Leistungsmessungen waren sehr unbefriedigend, da teilweise große Abweichungen zu den Labormessungen aufgetreten sind. Außerdem erfordert die Durchführung solcher Messungen intensive Sonneneinstrahlung, $E_{\text{sol}} > 700\text{ W/m}^2$, wolkenfreien Himmel, Umgebungstemperaturen nahe 25 °C , geringe Luftfeuchtigkeit. Diese Anforderungen sind nicht immer gegeben, so daß die Messungen schwer planbar sind.

2.2.2 Labormessung

Die Leistungsmessungen einzelner Module im Labor wurden mit dem gepulsten Sonnensimulator (Flasher) SPIRE 4600 SLP am ZAE Bayern in Erlangen durchgeführt.

Technische Daten:

Klasse: AAA

Genauigkeit: $\pm 4\%$

Maximale Modulgröße: 137cm x 200cm

Lichtintensität: 200 - 1000 W/m^2

Pulslänge: bis 80 ms

Strom-/Spannungsbereich: max. 250 V/24 A

Mit dem Flasher werden die elektrischen Kenndaten der PV-Module in guter Näherung unter STC-Bedingungen (1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$, AM 1.5) reproduzierbar gemessen.

2.3 Detailuntersuchungen

Mit den nun folgenden hochauflösenden, bildgebenden Meßverfahren IR-Messung und EL-Messung sollen die Fehlstellen, die sich eventuell schon in der Leistungsmessung zeigten, lokalisiert und auch charakterisiert werden. Diese sollen die Differenzierung von Defekten unterstützen.

2.3.1 IR-Messungen

Für die hochauflösenden IR-Messungen im Labor wird die IR-Kamera „TAURUS 110k SM pro“ der IRCAM GmbH verwendet. Die Kamera besitzt eine Auflösung von 384×288 Pixel und arbeitet in einen Spektralbereich von $2 - 5 \text{ } \mu\text{m}$. Der CTM-Detektor wird durch einen integrierten Stirlingkühler auf 60 bis 80 Kelvin gekühlt. Dadurch erreicht die Kamera eine sehr hohe thermische Auflösung von $\text{NETD} < 20 \text{ mK}$. Die Bildwiederholrate beträgt 145 Bilder/s.



Abbildung 4: IR-Kamera TAURUS 110k SM pro

Zur Durchführung der IR-Messungen werden die PV-Module mit einer externen Spannungsquelle verbunden und deren emittierte Wärmestrahlung mit der IR-Kamera gemessen. Dabei wurden meistens zwei Messungen zur Differenzierung von Parallel- und Serienwiderständen gemacht, d. h. bei niedriger (ca. $0,1 I_{sc}$) und hoher Spannung (I_{sc}). Die laterale Auflösung beträgt für ein Modul mit den Abmessungen $1237 \text{ mm} \times 1082 \text{ mm}$ ungefähr $3 - 4 \text{ mm}$ pro Pixel.

2.3.2 EL-Messungen

Eine weitere angewandte Methode zur Detailuntersuchung von Modulen waren Elektrolumineszenz-Aufnahmen. Als Elektrolumineszenz wird die Rekombination von Elektronen-Loch-Paaren bezeichnet, bei der ein Photon ausgesandt wird. Das dabei ausgesendete Licht kann mit einer EL-Kamera sichtbar gemacht werden. Für die Untersuchungen an den Modulen kam die EL-Kamera coolSamBa HR-830 von Sensovation zu Einsatz. Die Kamera besitzt einen auf 60 K unter Umgebungstemperatur gekühlten CCD-Bildsensor mit einer Auflösung von 3324×2504 Pixel.



Abbildung 5: EL-Kamera coolSamBa HR-830

Um die Elektronen-Loch-Paar-Bildung anzuregen, werden die Module mit einem Netzteil bestromt. Das bei der Rekombination der Paare freiwerdende Licht kann mit langen Belichtungszeiten der EL-Kamera sichtbargemacht werden. Damit störendes Streulicht die Aufnahmen nicht beeinträchtigt, werden die EL-Aufnahmen in einer Dunkelkammer durchgeführt. Mit diesem Verfahren lassen sich Mikrorisse, Zellbrüche, Kristalldefekte, Gridfinger etc. sichtbar machen.

2.4 Einstellung des Lastwiderstands

Elektronische Last von Höcherl & Hackel Model NL10V10C10 Standard, die den Lastzustand für Testmodule und einzelne Zellen in einem Strombereich von 0 - 10 A und einem Spannungsbereich von 0 - 10 V einstellt und hält, ähnlich einem MPP-Tracker für kommerzieller PV-Anlagen. Es kann jeder beliebige Lastpunkt vom Kurzschluß bis Leerlauf mit einer Software angesteuert und gehalten werden. Desweiteren lässt sich die Leistung und die I-U-Kennlinie von einzelnen Zellen und Testmodulen im Betriebszustand messen.

2.5 Temperaturmessung

Um eine Aussage über die tatsächliche Modulerwärmung im Betriebszustand treffen zu können, wurde bei jeder Messung die Modul- und Umgebungstemperatur ermittelt. Die Umgebungstemperatur wurde mit einem Pt-100-Sensor in der Nähe der zu untersuchenden Module gemessen. Zur Überprüfung der optisch gemessenen Temperatur mit der IR-Kamera, wurden verschiedene berührende Messungen durchgeführt. Hauptsächlich verwendete man hierzu mehrere Oberflächentemperaturfühler Pt-100 mit 10 m Anschlusskabel. Diese waren an ein ALMEMO 2590 Messgerät der Firma Ahlborn angeschlossen, siehe Abbildung 6 a.

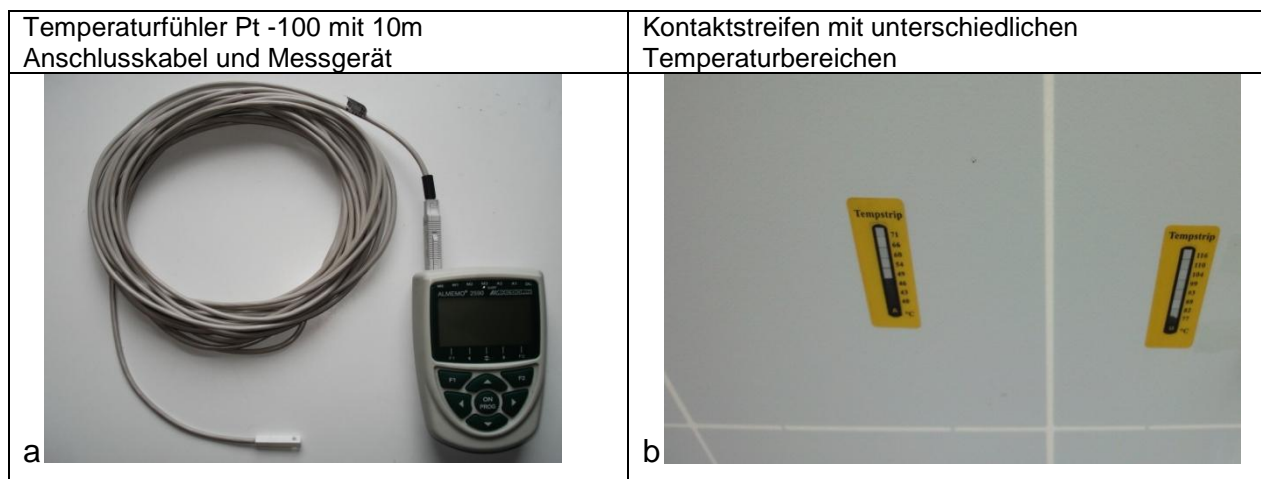


Abbildung 6: Verfahren zur Überprüfung der mit der IR-Kamera gemessenen Temperatur

Desweiteren wurden zur Überprüfung Temperaturstreifen (siehe Abbildung 6 b) verwendet, die irreversibel die maximal erreichte Temperatur anzeigen. Außerdem kamen Emissionsgradaufkleber, $\epsilon = 0,95$, und ein Temperaturstift, der einen Farbumschlag bei 120 °C anzeigt, zum Einsatz.

2.6 Spannungs- und Strommessung

Zur Erfassung der Spannung und des Stroms seriengeschalteter Zellen in einem Modul dienen mehrere Multimeter. So konnten zeitgleich Spannungsunterschiede in intakten und defekten Zellen eines Testmoduls gemessen werden.

2.7 Windmessung

Der Wind hat auf die Temperaturentwicklung der PV-Module einen starken Einfluss. Um diese Auswirkungen genau erfassen zu können, wurde die Windstärke bei den IR-Scans gemessen. Ein handelsüblicher und richtungsunabhängiger Windmesser (Abbildung 7) gibt die Windgeschwindigkeit in m/s wieder.



Abbildung 7: Richtungsunabhängiger Windmesser zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit

2.8 Einstrahlungsmessung

Um eine genaue Aussage über die Temperaturerhöhung und Leistung eines Moduls treffen zu können, benötigte man die Einstrahlung während der IR-Aufnahmen. Diese wurde mit Hilfe eines Einstrahlungssensors der Firma messbar.de gemessen (Abbildung 8). Dieser bestand aus einer Photodiode und hatte eine Genauigkeit von $\pm 5\%$. Um die genaue Einstrahlung erfassen zu können, wurde der Sensor ausgerichtet, daß dies dem Neigungswinkel der Module auf dem Dach entsprach. Angeschlossen wurde der Sensor an ein ALMEMO 2590 Messgerät der Firma Ahlborn, welches dann die Einstrahlung in W/m^2 anzeigte.



Abbildung 8: Einstrahlungssensor mit ALMEMO Messgerät

3. Feldmessungen – IR-Sonne-Übersichtsaufnahmen – PV-Anlagen

Die IR-Untersuchungen in diesem Projekt gemäß AP2 konzentrieren sich ausschließlich auf PV-Anlagen mit kristallinen Solarzellen.

Die Auswahl der analysierten Anlagen ist nicht repräsentativ sondern maßgeblich durch die Kooperationsbereitschaft der Anlageneigentümer bzw. –betreiber bestimmt. Trotzdem ist es gelungen, unterschiedliche PV-Anlagen mit verschiedenen Zelltypen (mono- und polykristallin, unterschiedliches Format), unterschiedlicher Modulhersteller, alte und neue Anlagen zu untersuchen, siehe Tabelle 2.

Tabelle 2: Untersuchte Anlagen mit Standort in Bayern während der Projektlaufzeit (2009-2010)

Anlage	Inbetriebnahmejahr	Alter	Gesamtanzahl der PV-Module	Anlagenleistung [kW]	Zelltyp	Modulleistung [W _p]
A	Jun 04	6	156	25,74	poly	165
B	Jun 04	6	156	24,96	poly	160
C	05	4	66	11,88	mono	180
D	Sep 08	2	270	49,95	mono	185
E	Jun 06	4	280	44,80	mono	160 / 165
F	Okt 04	6	66	7,26	mono	110
G	Dez 05	5	48	4,94	poly	103
H	Jun 09	1	188	35,72	poly	190
I	Sep 09	1	358	75,18	poly	210
J	Nov 09	1	342	75,24	poly	220
K	Dez 09	1	246	46,74	poly	190
L	Okt 08	2	48	10,08	Poly	210
M	Apr 07	3	48	10,32	mono	215
N	Jun 08	2	153	29,07	poly	190
O	Nov 02	8	144	16,56	poly	115
P (Freilandanlage)	Jun 10	0,5	15400	3465,0	poly	230/225

Um einen tatsächlich repräsentativen Überblick über die auftretenden Modulfehler, die mit Hilfe der IR-Übersichtsaufnahmen erfasst werden können, zu erhalten, wurden im Rahmen der Feldstudie (AP2) eine größere Anzahl von verschiedenen PV-Anlagen vermessen. Hierdurch konnten PV-Anlagen mit verschiedenen Zelltypen und Inbetriebnahmezeitpunkten verglichen werden. Die Erfassung eines elektrischen Tagesprofils unter Outdoorbedingungen aus AP4 wurde deshalb zugunsten dieses repräsentativeren Überblicks zurückgestellt.

Die Aufnahmen wurden bei Einstrahlungen von 500 W/m² im Herbst bis 1100 W/m² im Sommer durchgeführt. Die Umgebungstemperaturen lagen zwischen 5 °C – 35 °C. Die Windgeschwindigkeiten lagen an windstillen Tagen Werte unter 1,5 m/s. Zumeist lagen sie jedoch in einem Bereich von 1,5 m/s - 5 m/s.

Damit die Aufnahmen frei von störenden Meßsignalen, die die Interpretation erschweren, sind, sollten Reflexionseinflüsse und Abschattungen vermieden werden. Dies wird dadurch erreicht, indem die Aufnahmen möglichst unter 90°, also im Lot zur Moduloberfläche aufgenommen werden. Um dies zu realisieren, muß sich der Betrachter höher als die Module befinden. Daher empfiehlt es sich, mit einer Hebebühne zu arbeiten, siehe Abbildung 9. Die maximale Höhe verschiedener Hebebühnen reichte bis 25 m. Die zulässige Windlast muß beachtet werden und limitiert Messungen bis zu einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s.



Abbildung 9: Durchführung einer IR-Übersichtsaufnahme einer PV-Dachanlage von einer mobilen Hebebühne

Was sieht man auf IR-Aufnahmen in der Übersicht? a) Aufständigung und Halterung der Module, die lokal die Wärmeübertragung beeinflussen; b) Metallische Rahmen, die ein geringeres Emissionsvermögen besitzen als Glasoberflächen; c) Reflexionen wärmerer Objekte aus der näheren Umgebung, Abschattungen von Wolken, vom Betrachter, evtl. der Hebebühne, solche Einflüsse müssen vermieden werden; d) Verschmutzung der Oberfläche, punktuell und auch flächig, die meist ein hohes Emissionsvermögen haben und somit als hot spots erscheinen.

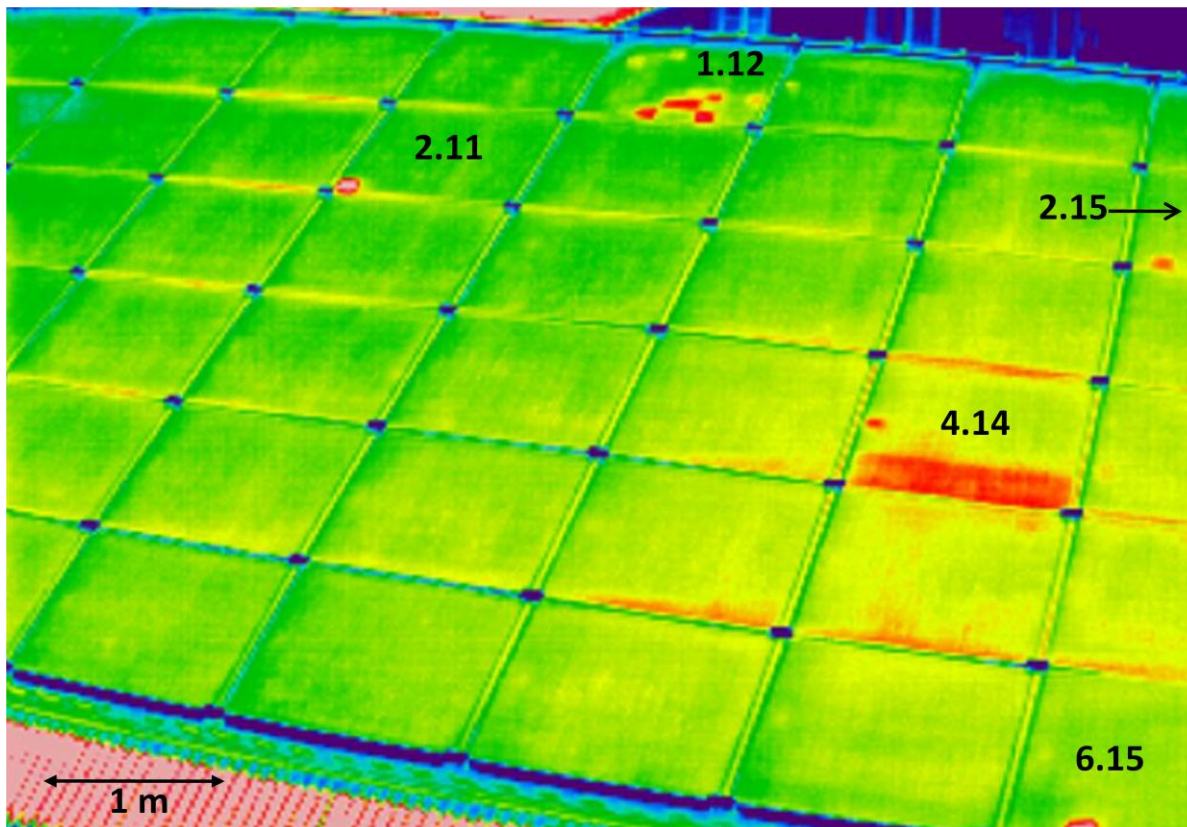


Abbildung 10: IR-Übersichtsaufnahme einer PV-Dachanlage mit verschiedenen Defekten

Wenn derartige Phänomene, die nicht mit den PV-Modulen zusammenhängen, ausgeschlossen werden können, sind folgende Auffälligkeiten, d. h. Unregelmäßigkeiten in der Temperaturverteilung, sichtbar:

- Bypass-Diode meist in Zusammenhang mit einem überbrückten substring, d. h. ein ganzer substring hat, verglichen zu den anderen substrings, eine erhöhte Temperatur,
- Zellen: einzelne oder mehrere Zellen, die nebeneinander oder auch einzeln auftreten
- Punkte

Um nähere Aussagen zur Art der Defekte und der daraus resultierenden Minderung der Modulleistung zu machen, wurden Detailuntersuchungen an einer großen Zahl von Modulen durchgeführt.

Ergänzend wurden auch die auftretenden Temperaturen betrachtet.

Zur Erleichterung der Lokalisierung und der eindeutigen Bezeichnung der Position eines PV-Moduls auf dem Dach wurde eine Nomenklatur, angelehnt an die Matrixschreibweise, eingeführt. Die erste Zahl bestimmt die Zeile, die zweite die Spalte. M2.3 bestimmt also das Modul in der zweiten Reihe und der dritten Spalte.

4. Detailuntersuchungen zur Charakterisierung der aufgetretenen Fehler

Die Detailuntersuchungen laut AP3 zur Charakterisierung der auffälligen Module werden im Labor durchgeführt. Nachdem die Module demontiert worden sind, werden am ZAE Bayern IR-, EL-Untersuchungen und Leistungsmessungen gemacht. So erhält man einen Einblick über lokale Schwach- und Fehlstellen. Diese können bedingt sein durch das Zelldesign, den Herstellungsprozeß der Zellen und Module, Transport, Handhabung bei der Installation, Alterung und Korrosion.

Im Folgenden werden die beobachteten Defekte diskutiert.

4.1 Zellbruch

Der Mpp-Tracker hält ein Modul im Mpp (Mpp = Maximum Power Point), obwohl Zellbrüche einzelner Zellen vorliegen können. Ist der Zellbruch, d. h. die elektrisch nicht kontaktierte Fläche einer Zelle, groß, dann wird die betreffende Zelle als Verbraucher arbeiten. Der resultierende erhöhte Stromdurchfluß bewirkt eine deutliche Erwärmung dieser Zelle. Die Vorstufe von einem Zellbruch ist ein Mikroriss. Dieser ist deutlich im EL-Bild zu sehen. Der Unterschied zum Zellbruch besteht darin, daß die Bruchfläche noch elektrisch kontaktiert ist, Abbildung 11. Aus einem derartigen Riß kann durch Beanspruchung dann leicht ein Bruch werden, der auch elektrisch nicht-kontaktierte Bereiche aufweist, welche in der EL-Aufnahme schwarz erscheinen und in der IR-Aufnahme kalt.

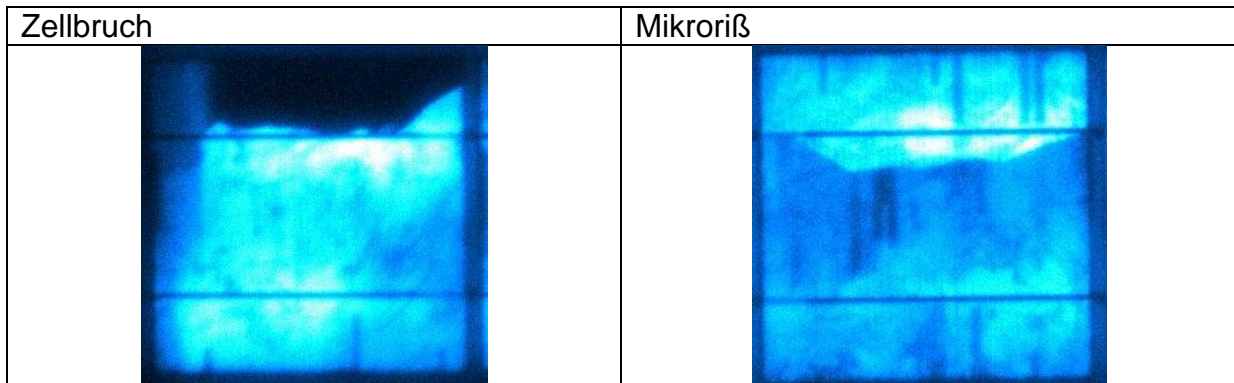


Abbildung 11: EL-Aufnahmen von Zellen mit Zellbruch (links) und Mikroriß (rechts)

Das Modul in Abbildung 12 enthält sowohl Zellen mit Rissen (Z7.3, Z5.4) als auch mit Zellbruch (Z4.9, Z5.9, Z7.2, Z7.3, Z8.1, Z8.2). Die Zelle mit dem größten Zellbruch Z8.2 wird auch im Betrieb heiß und hat hier eine Temperatur, die 40,6 °C oberhalb der Temperatur der Nachbarzellen ist. Aufgrund dessen, daß ein Viertel der Zelle elektrisch nicht aktiv ist, ist dieses Viertel in der EL-Aufnahme schwarz und in der IR-Strom-Aufnahme kalt. Dieses nicht-kontaktierte Zellfragment befindet sich im Leerlauf. Ladungsträger werden zwar erzeugt, können aber nur im Halbleiter rekombinieren.

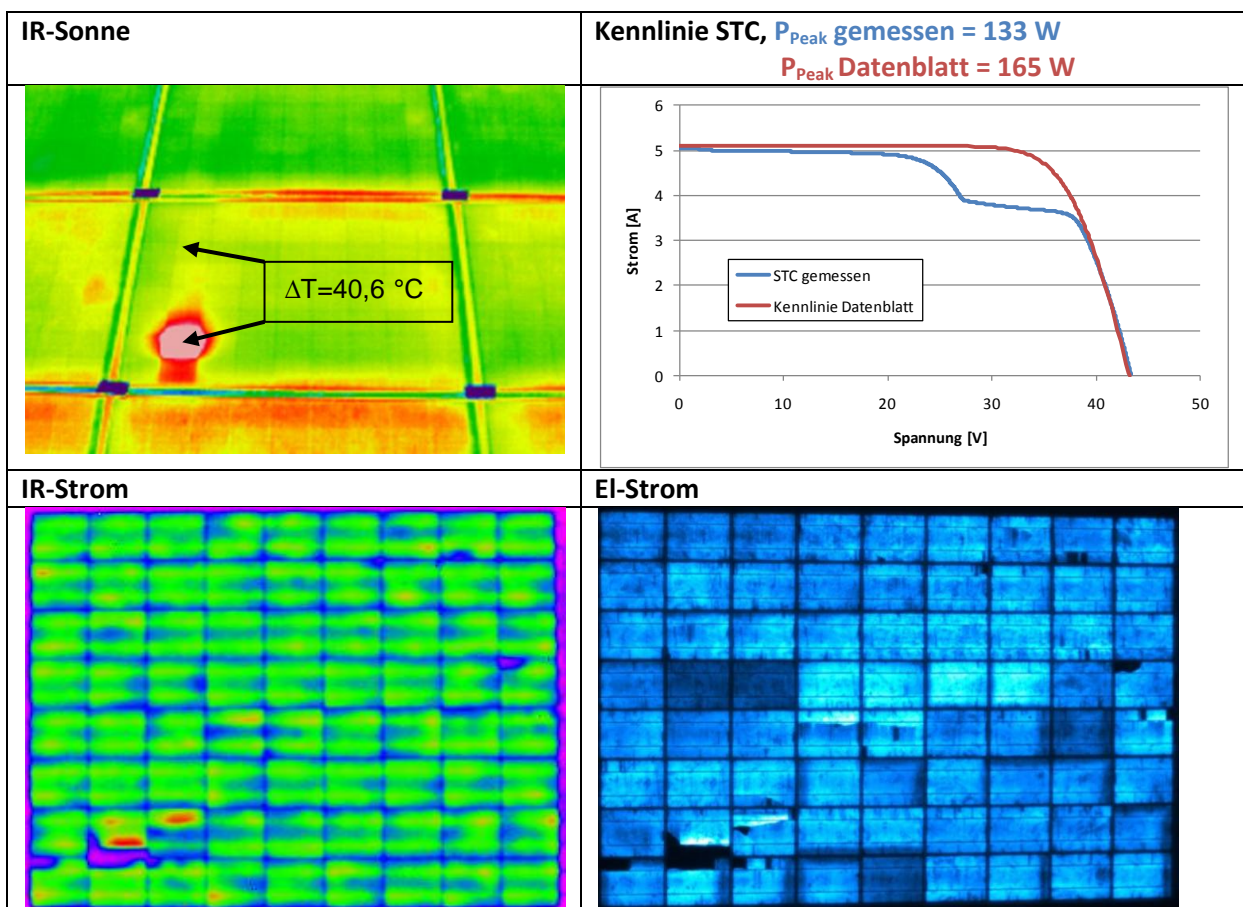


Abbildung 12: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit Zellbruch

Elektrisch kontaktierte und nicht-kontaktierte Bereiche sind bei IR-Aufnahmen im Betrieb nicht zu unterscheiden. Die ganze Zelle zeigt aufgrund von lateraler

Wärmeleitung (siehe dazu Abschnitt 6.3) eine höhere Temperatur als umliegende intakte Zellen. Alle Zellteile werden wärmer als intakte Zellen. Die elektrisch kontaktierten Zellstücke erfahren einen erhöhten Stromfluß auf einer reduzierten Fläche und können so sehr hohe Temperaturen erreichen. Die Ursachen können vielfältiger Natur sein: Mikrorisse während der Zellherstellung, Bruch bei der Modulherstellung, beim Löten, während der Installation.

Dunkle Zellränder in der EL-Aufnahme, wie sie z. B. in Z8.2, Z8.3, Z8.7 zu sehen sind, sind laut Bothe [BPS06] Bereiche mit erhöhter Defektkonzentration. Diese ist charakteristisch für Wafer, die aus den Randbereichen multikristalliner Siliziumblöcke gearbeitet werden. Daraus resultiert eine reduzierte Performance der Solarzelle, jede störstellereiche Kante kostet ungefähr 2 mV in der Leerlaufspannung [HGK09] und damit letztendlich auch des PV-Moduls.

4.2 Lötfehler

Bei den untersuchten Anlagen traten zwei unterschiedliche Arten von Grid auf. Bei den meisten Anlagen waren die Gridfinger auf den Zellen durchgehend. Bei der Anlage B haben die Zellen jedoch ein unterbrochenes Grid. Dies bedeutet, daß die Gridfinger in der Mitte keine elektrische Verbindung haben, was Abbildung 13 verdeutlicht.

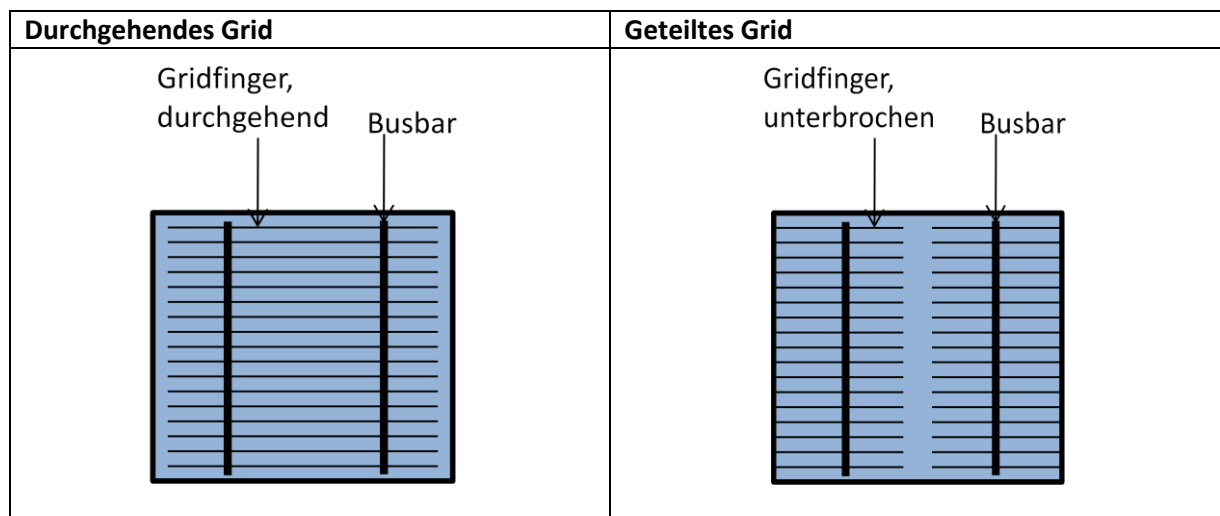


Abbildung 13: Schematische Darstellung von durchgehendem und geteiltem Grid

Durch die geteilten Gridfinger werden die Elektronen getrennt über die zwei Busbars gesammelt und aus der jeweiligen Hälfte der Zelle über ein aufgelötetes Leiterband abgeführt. Besitzt das Leiterband, z. B. durch Lötfehler, keinen elektrischen Kontakt zum Busbar mehr, können aus dieser Hälfte der Zelle keine Elektronen mehr abgeführt werden. Da das Silizium der Solarzellen nur eine sehr geringe elektrische Leitfähigkeit besitzt, können keine Elektronen von der einen Hälfte in die andere Hälfte durch den Halbleiter wandern. Dadurch steht dem Stromfluß nur eine halbe Zelle zur Verfügung, was zu einer Erhöhung des Flächenwiderstands führt. So muß der gesamte Strom der vorangeschalteten Zellen im Modul durch die halbe Zelle fließen. Dies führt zu einer starken lokalen Erwärmung von Z4.1 in Abbildung 14.

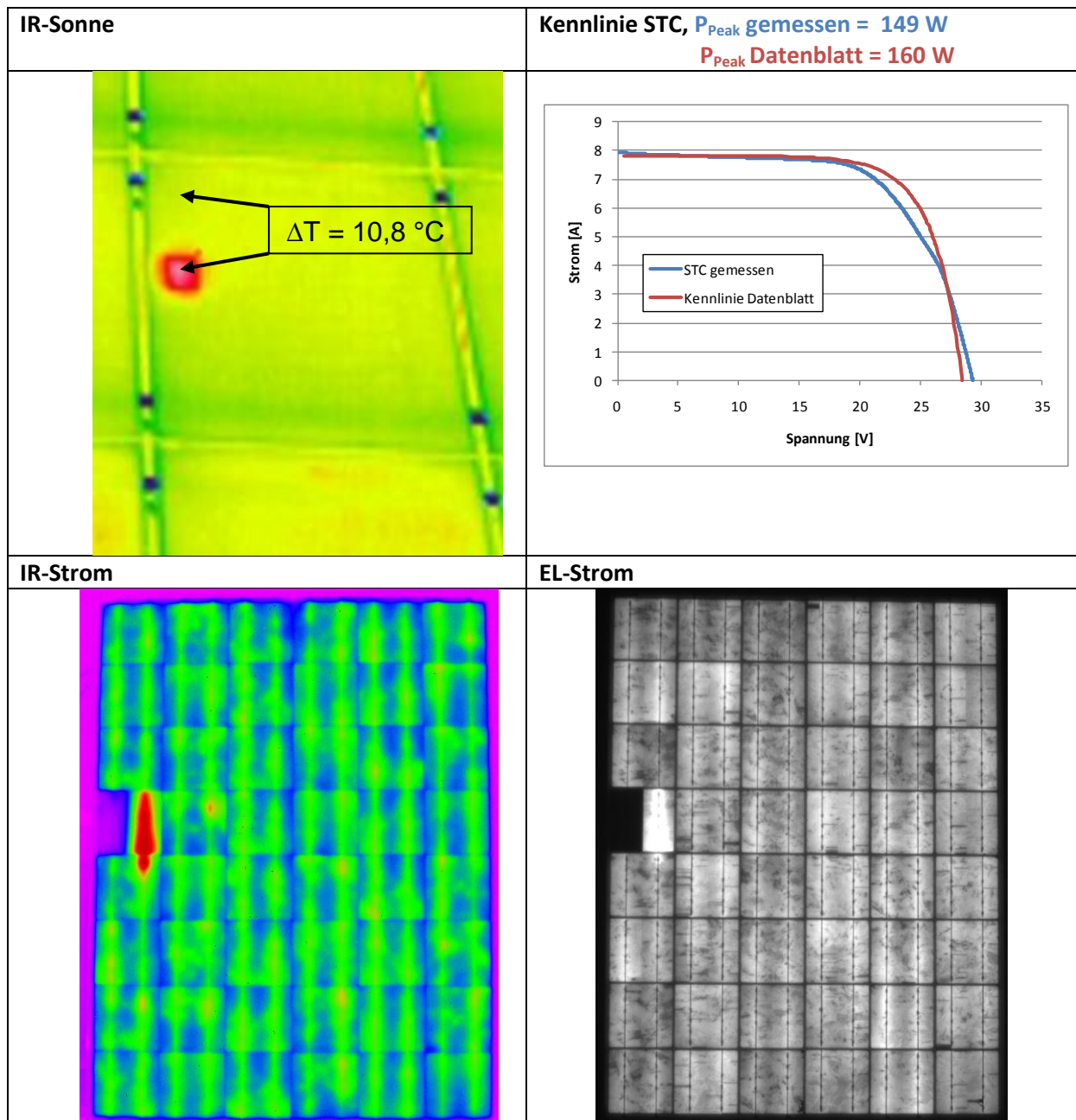


Abbildung 14: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit mangelhafter Lötung

Weil der Strom nur durch die rechte Zellhälfte von Z4.1 fließt, wird diese Zellhälfte auffällig stark erwärmt (IR-Sonne, IR-Strom). Diese erhöhte Stromdichte lässt die rechte Hälfte auch in der EL-Aufnahme heller erscheinen und die linke dunkel und damit elektrisch inaktiv. Die Folge ist, daß die Leistung sinkt.

Während V_{oc} und I_{sc} relativ wenig von der Anzahl fehlerhafter Zellen beeinflusst werden, sinken die Leistung und der Füllfaktor deutlich ab. Für die Leistungsreduktion gilt ungefähr 6,9 W je defekter Zelle mit auffälliger Lötung, siehe Abbildung 42 in Anhang A.

4.3 Substrings

Substrings sind in Reihe geschaltete Zellen, die durch Bypass-Dioden getrennt sind. Wenn ein kritischer Fehler in einer Zelle auftritt, so daß die Spannung an der

Bypass-Diode signifikant abfällt, dann wird der betroffene substring überbrückt, um die generierte Leistung der restlichen Zellen zu sichern. Der überbrückte substring befindet sich im Leerlauf, es werden keine Ladungsträger abgeführt, die Rekombination ist nur noch innerhalb des Halbleiters möglich. Dadurch steigt die Temperatur oberhalb der benachbarten substrings, die Energie abführen. Diese relativ homogene Temperaturerhöhung ist eindeutig in IR-Sonne-Aufnahmen erkennbar, Abbildung 15. Verursacht wird die Überbrückung durch einen Kurzschluß einer Zelle, wie in den IR- und EL-Aufnahmen des Moduls im Labor zeigen. Drei weitere schwache Lötverbindungen an der linken Seite wirken sich aktuell nicht weiter auf die Modulperformance aus.

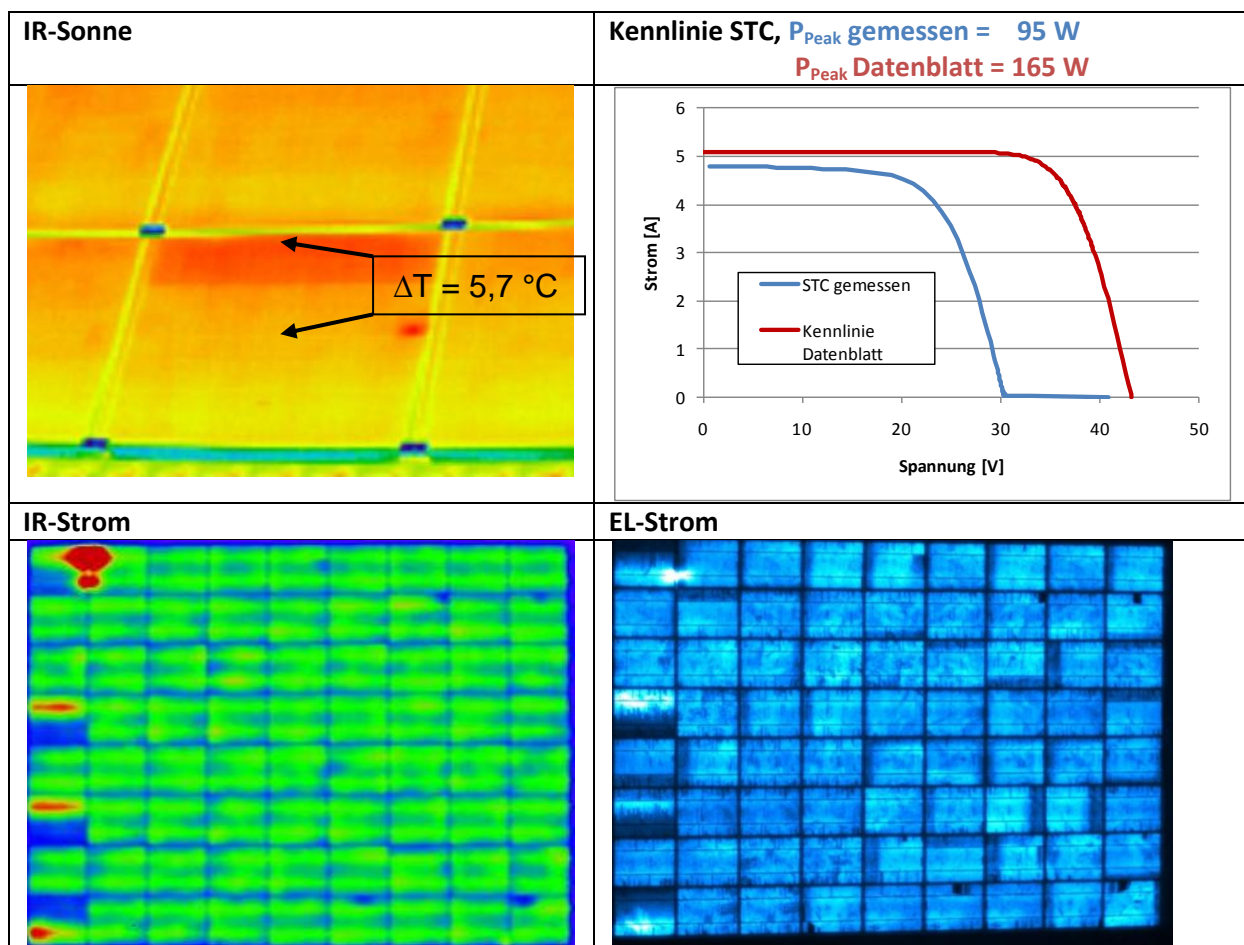


Abbildung 15: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit defektem substring

Aufgrund des fehlenden substrings fehlt ein Viertel der Spannung und damit auch ein Viertel der Modulleistung. Strom und Füllfaktor werden nur geringfügig beeinflusst, siehe Abbildung in Anhang B.

4.4 Kurzschluß

Kurzschlüsse in PV-Modulen werden hauptsächlich an Lötstellen wie in Abbildung 16 beobachtet. An dem Modul mit den quadratischen Zellen in Abbildung 16 wird deutlich, daß die betroffene Zelle durch den lokalen Kurzschluß an der Zelle kurzgeschlossen ist (schwarze, elektrische inaktive Zelle in der EL-Aufnahme). In der IR-Strom-Aufnahme wird klar visualisiert, daß der Ort des Kurzschlusses im Bereich

des Leiterbandes ist. Der gesamte Strom fließt nicht durch die Zelle sondern durch die Defektstelle. Im Betrieb wirkt sich das durch eine Erwärmung der kurzgeschlossenen Zelle um wenige Grad aus, welche in der IR-Sonne-Aufnahme sichtbar ist. Dementsprechend sind Leistung und Füllfaktor eines solchen Moduls reduziert.

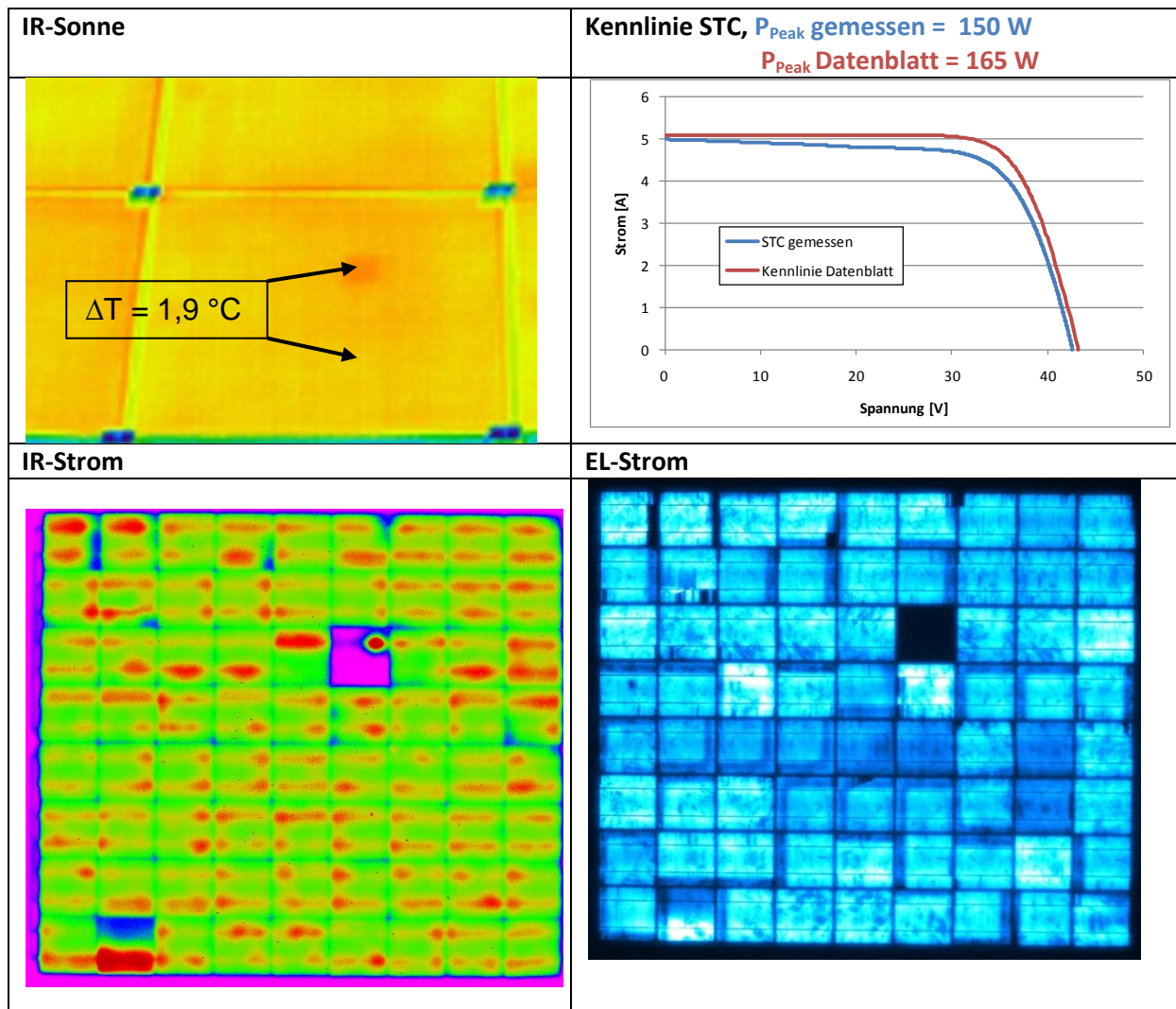


Abbildung 16: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit kurzgeschlossener Zelle Z3.6

Die Untersuchungen der 16 Anlagen zeigten, daß Module aus kleinformatischen Zellen, wie bei Anlage H und K, stärker von Kurzschlüssen betroffen sind, vergleiche dazu Abbildung 16 und Abbildung 44 in Anhang C. In Abbildung 46 in Anhang C wird auch der Einfluß der Anzahl kurzgeschlossener Zellen auf die Modulleistung und weitere charakteristische Modulkennwerte, wie Füllfaktor, Strom im MPP I_{MPP} und Spannung im MPP U_{MPP} , deutlich. Mit jeder kurzgeschlossenen Zelle nimmt die Leerlaufspannung V_{OC} und auch entsprechend V_{MPP} der seriengeschalteten Zellen des Moduls ab. Ferner ist zu berücksichtigen, daß sich U_{MPP} und I_{MPP} verschieben in zunehmender Zahl kurzgeschlossener Zellen. Dies begründet auch die Abnahme des Füllfaktors FF.

4.5 Delamination

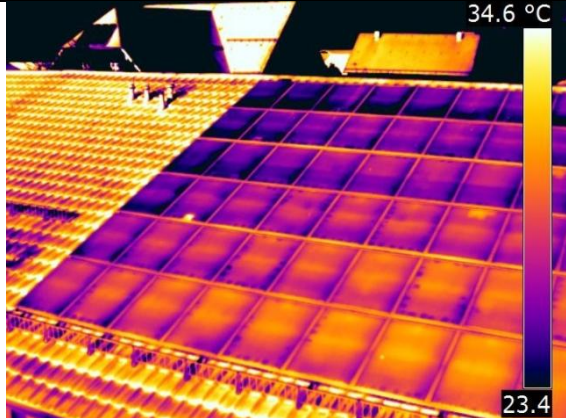
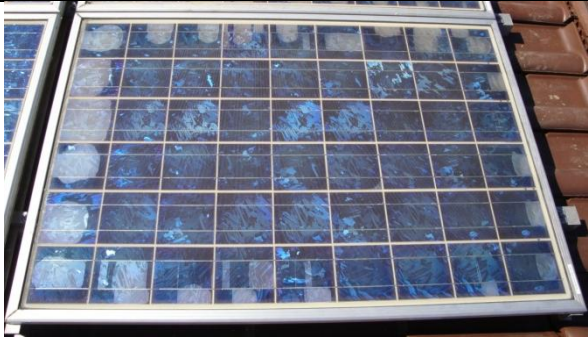
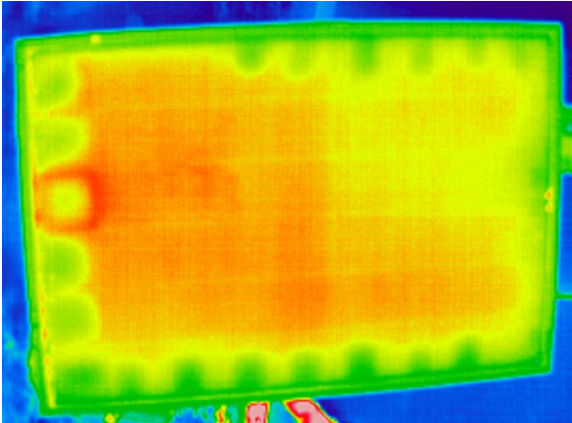
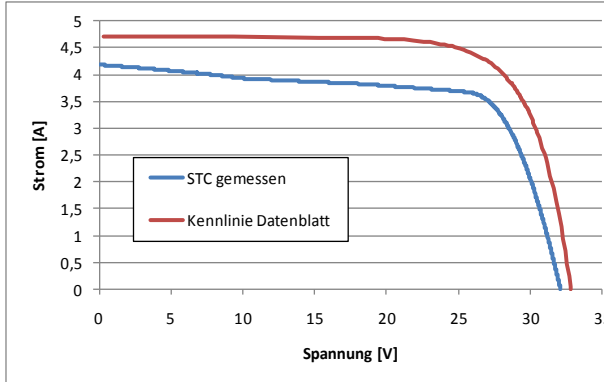
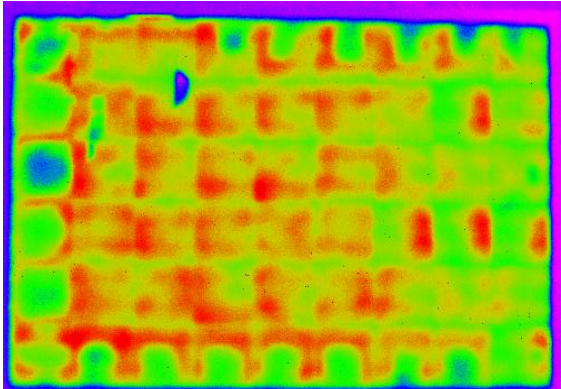
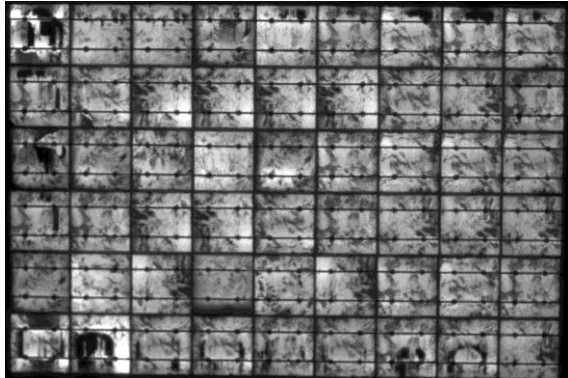
<p>IR-Sonne-Übersichtsaufnahme</p> 	<p>Exemplarische Digitalaufnahme eines delaminierten Moduls</p> 
<p>IR-Sonne</p> 	<p>Kennlinie STC, P_{Peak} gemessen = 96 W P_{Peak} Datenblatt = 115 W</p> 
<p>IR-Strom</p> 	<p>EL-Strom</p> 

Abbildung 17: Vergleich der IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines delaminierten Moduls der Anlage O

Die Delamination und Degradation des polymeren Einkapselungsmaterials ist augenfällig in Digitalaufnahmen und IR-Aufnahmen wie in Abbildung 17 sichtbar.

Besonders charakteristisch für IR-Aufnahmen delaminierter PV-Module ist, daß die Bereiche der betroffenen Zellen kälter als die Nachbarzellen sind. Außerdem sind fast ausschließlich Randzellen betroffen. Die dargestellte Anlage O zeigt allerdings neben der Delamination auch auffällige, heiße Zellen, die durch Zellbruch und fehlerhafte Lötungen verursacht sind. Während die unterschiedlich großen, delaminierten Zellbereiche in der IR-Aufnahme kalt erscheinen, sind in den EL-Aufnahmen dunkel. Der delaminierte Bereich wirkt isolierend und damit absorbierend, auf die Wärmestrahlung und Lumineszenzstrahlung, so daß weniger Strahlung emittiert wird.

Die delaminierten Zellen beeinflussen auch die Modulkenwerte maßgeblich. In Abbildung 47 in Anhang D sind die Leistung, I_{SC} , V_{OC} und FF in Abhängigkeit von der Anzahl delaminierter Zellen dargestellt. Die Größe der delaminierten Fläche wurde NICHT berücksichtigt. Durch die verschlechterte Absorption der Sonnenstrahlung sinkt I_{SC} und damit auch die Leistung und der Füllfaktor. V_{OC} wird nur geringfügig verändert.

4.6 Blitz

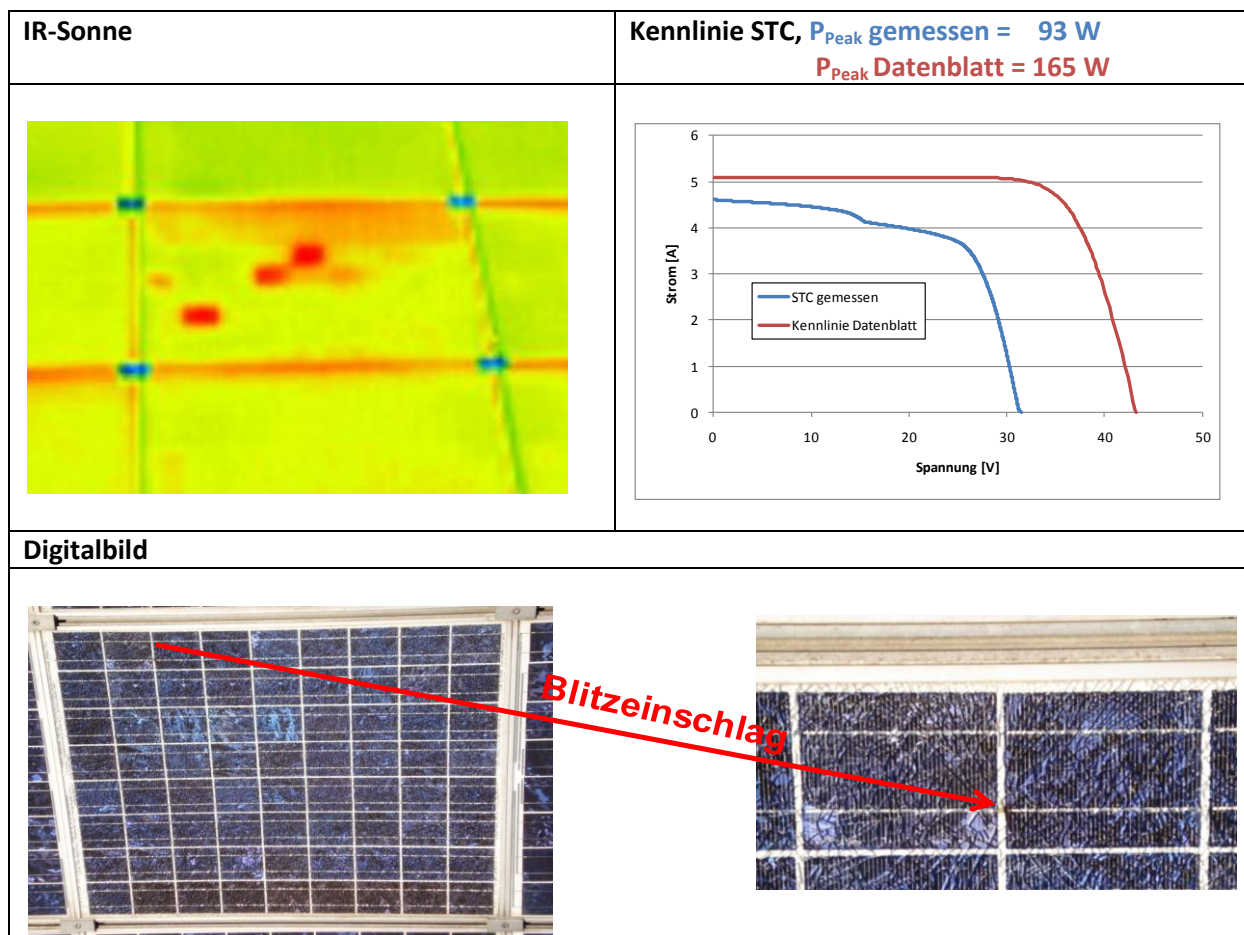


Abbildung 18: IR-Aufnahme und Kennlinie eines Moduls mit Blitzeinschlag

Abbildung 18 zeigt ein Modul mit Blitzeinschlag. Dadurch entstand ein Kurzschluss am Einschlagsort, wodurch ein substring ausfällt. Desweiteren sind mehrere Zellen im Modul gebrochen. Aufgrund der lokalen Wärmeentwicklung beim Blitzeinschlag

sind im Deckglas thermische Spannungen entstanden, so daß die Festigkeit überstieg und der Glasbruch mit den sichtbaren Radialrissen die Folge war.

5. Leistungsbetrachtung

Um ein besseres Verständnis der Leistung auffälliger PV-Module zu erhalten, wurden Module demontiert und mit dem Sonnensimulator am ZAE Bayern gemäß AP4 vermessen. Für die Vollerhebung der Leistungswerte einer Anlage wurden alle Module der Anlage A von BEC abgebaut, an das ZAE Bayern nach Erlangen transportiert und dort detailuntersucht. Es wurden Leistungsmessungen, IR- und EL-Aufnahmen von allen Modulen gemacht.

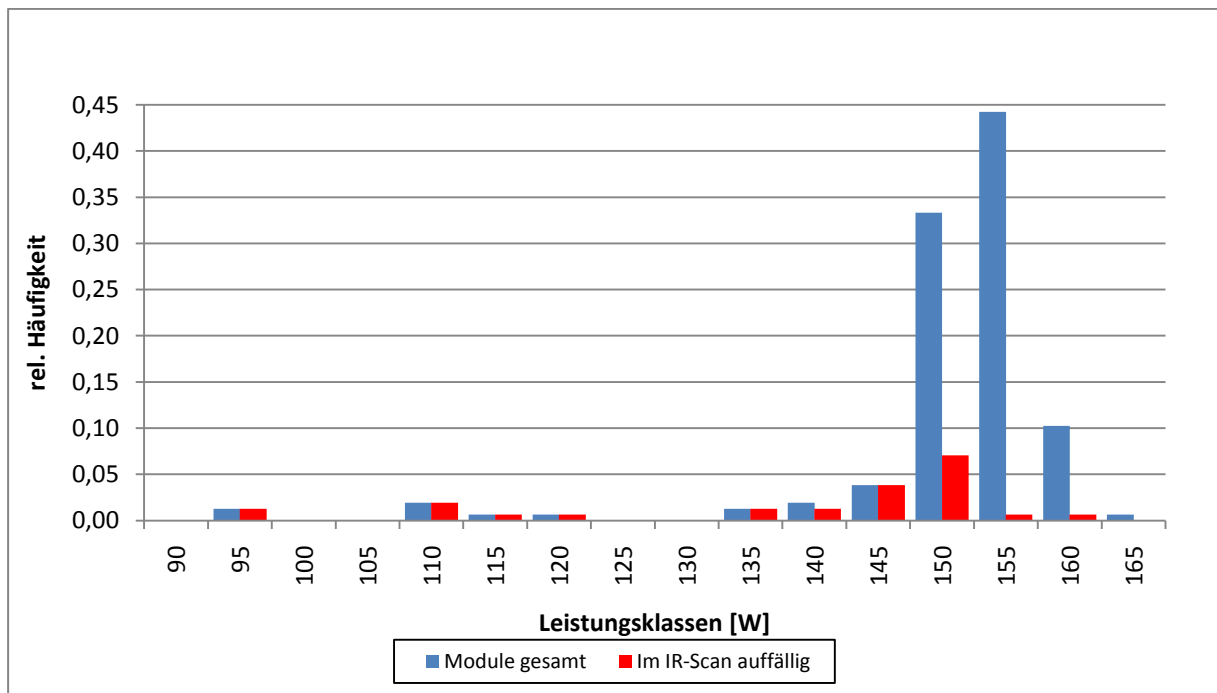


Abbildung 19: Leistungsverteilung einer komplett vermessenen PV-Anlage (d. h. alle Module einer Anlage wurden demontiert, die Leistung gemessen und IR- als auch EL-Aufnahmen gemacht) und die Module markiert, welche in der IR-Übersichtsaufnahme auffällig waren, Vollerhebung der PV-Anlage A

Abbildung 19 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Leistungen unter STC-Bedingungen sämtlicher PV-Module der Anlage A. Außerdem ist in der Graphik die Häufigkeit der Module eingetragen, die in der IR-Übersichtsaufnahme auffällig waren.

Die Leistungsvermessung mit dem Flasher von 156 Modulen der kompletten PV-Anlage A zeigt, daß defekte Module mit besonders niedriger Leistung zu fast 100% mit Hilfe einer IR-Kamera während des Betriebes detektiert werden können. Die Module in der Leistungsklasse bis 95 W haben neben einem überbrückten substring zusätzlich noch auffällige Zellen mit Zellbruch. Die Module der Leistungsklassen bis 110 W und 115 W besitzen „nur“ einen überbrückten substring. Diesen Modulen ist gemeinsam, daß ihnen mindestens ein Viertel der aktuellen Leistung fehlt. Module der Leistungsklasse bis 120 W sind dadurch gekennzeichnet, daß sie zahlreiche heiße

Zellen in der IR-Aufnahme zeigen. Die anderen, auffälligen Module haben meist eine oder mehrere auffällige, heiße Zellen aufgrund von Zellbruch.

Jedoch zeigt sich auch, daß Module im IR-Bild auffällig sind, nicht aber in der Leistung. Bei den EL-Untersuchungen stellte sich aber heraus, daß diese im IR-Bild auffälligen heißen Stellen tatsächlich eine Schädigung aufweisen, wie z. B. Zellbruch. Beispielhaft sei hier auf die Aufnahmen des Moduls 1.24 in Abbildung 20 verwiesen, das verglichen mit den anderen Modulen eine relativ hohe Leistung besitzt und dennoch im IR-Sonne-Bild sichtbar ist, weil dort der größte Zellbruch einer Zelle ist.

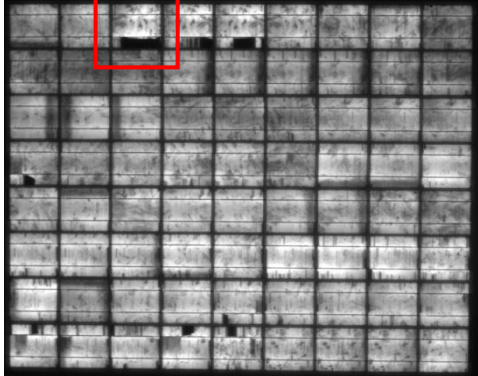
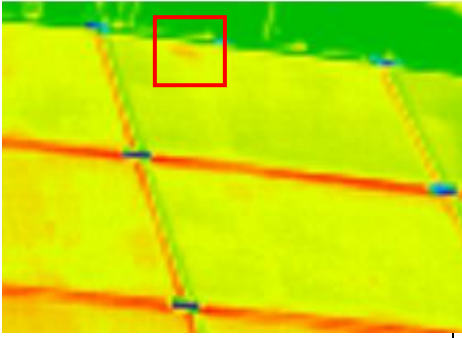
EL-Aufnahme	IR-Sonne	Leistungsdaten
		$P_{STC} = 155,4 \text{ W}$

Abbildung 20: Modul 1.24 der Anlage A mit relativ großer Leistung aber dennoch auffällig in der IR-Übersichtsaufnahme aufgrund von großem Zellbruch

Nach der Vollerhebung der Anlage A wurde noch ein Teil der Anlage B (ein Viertel) abgebaut und detailuntersucht, um die Zuverlässigkeit der IR-Meßmethode zu prüfen. Bei Anlage B wurde eine Klumpenstichprobe, die mit vertretbarem Aufwand durchgeführt werden konnte, gezogen. Hierbei wurde ein Viertel, ein gut zugänglicher Quadrant der PV-Dachanlage demontiert, der auffällige und nicht auffällige PV-Module enthielt.

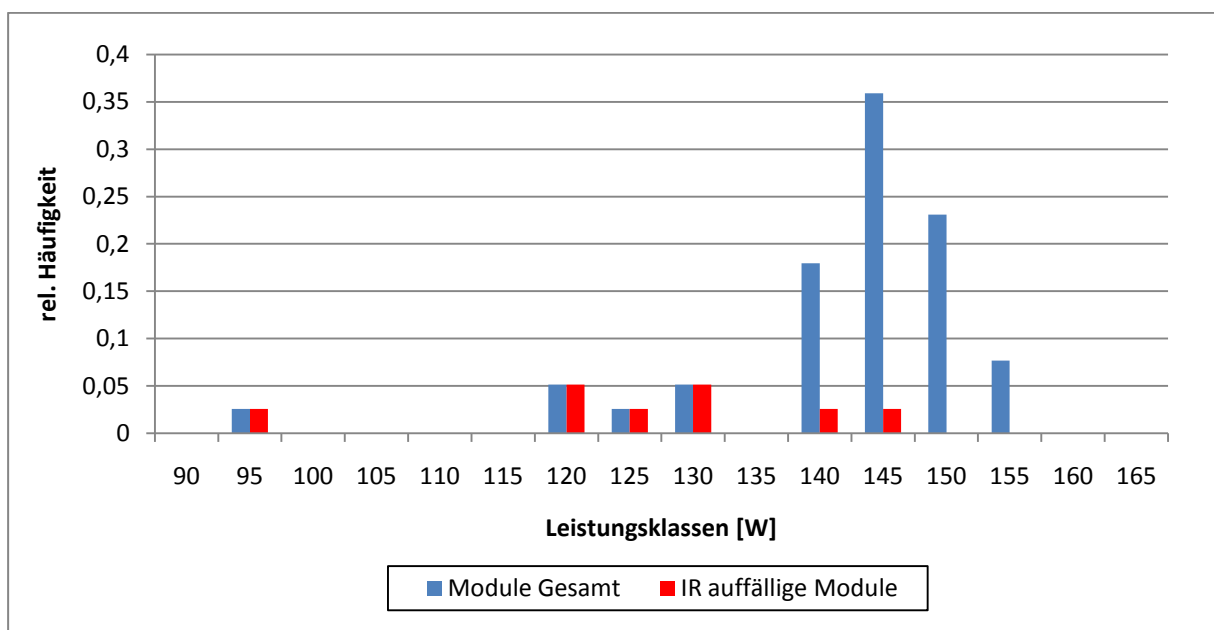


Abbildung 21: Leistungsverteilung eines Viertels der Anlage B in Form einer Klumpenstichprobe

Abbildung 21 zeigt, daß alle Module mit geringer Leistung in der IR-Übersicht auffällig sind und somit zuverlässig aufgespürt werden. Anhand von Abbildung 42 wird deutlich, daß Module niedriger Leistungsklassen eine höhere Zahl defektbehafteter Zellen haben als solche in höheren. Würde man diese Ergebnisse auf die ganze Anlage hochrechnen, bedeutet das, daß ein Sechstel der Module eine reduzierte Leistung aufweist.

Da die Voll- und Teilerhebungen aller Module einer Anlage sehr zeitaufwendig sind, wurde dazu übergegangen, ausgewählte, defekte Module und Referenzmodule ohne sichtbare Defekte im IR-Überblick abzubauen und anschließend detailliert zu untersuchen. Dies erhebt keinen Anspruch auf Repräsentativität der Untersuchung für die gesamte Anlage.

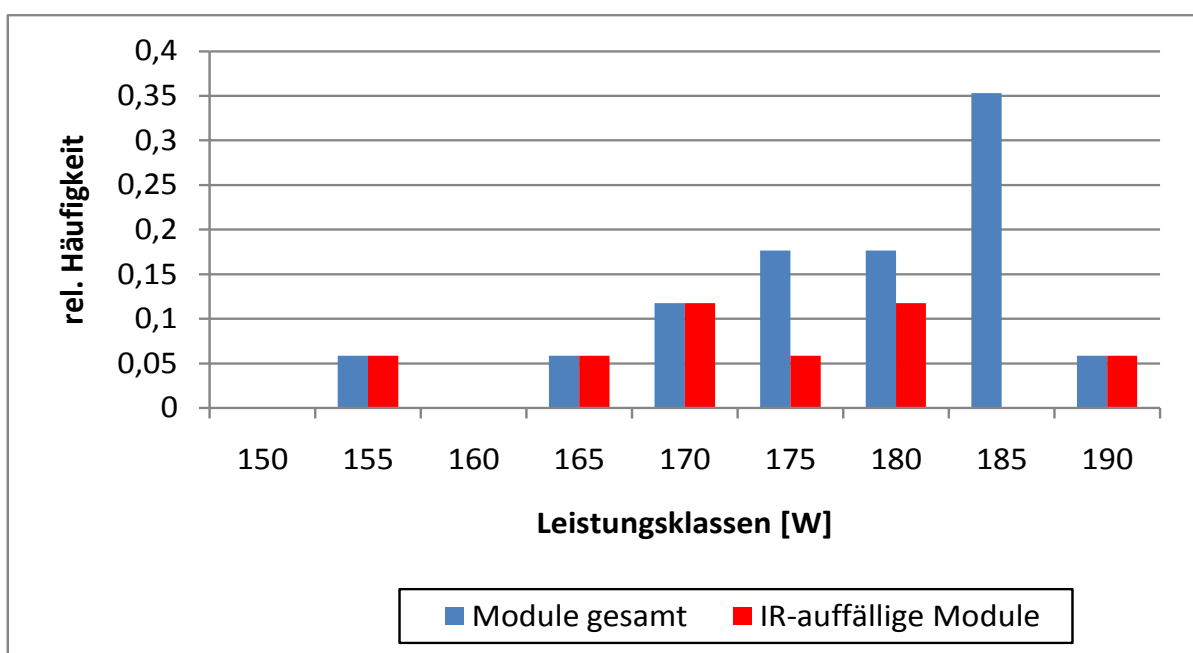


Abbildung 22: Leistungsverteilung ausgewählter Module, Anlage H

Gemäß sind exemplarisch für Anlage H Module mit geringer Leistung ebenso auffällig wie Module mit hoher Leistung. Bei dem Modul mit der höchsten Leistung zeigte sich im EL-Bild, daß nur eine einzige Zelle im Kurzschluss ist. Das Modul mit der niedrigsten Leistung weist dagegen mehrere Zellen im Kurzschluss auf. Die kurzgeschlossenen Zellen sind dann auch in der IR-Übersichtsaufnahme sichtbar. In Abbildung 46 ist ein direkter Zusammenhang zwischen der Anzahl der Zellen im Kurzschluss und dem Leistungsrückgang zu erkennen. Je mehr Zellen in einem Modul der Anlage H im Kurzschluß arbeiten, umso größer ist auch der Leistungsrückgang.

6. Temperatúrauswertung

6.1 Temperaturmessung mit IR-Kamera

Die Messung von absoluten Temperaturen mit Wärmebildkameras ist sehr schwierig, da die gemessene Wärmestrahlung von verschiedenen Faktoren abhängig ist, wie

der Temperatur des Meßobjektes, dessen Emissionsvermögen im Spektralbereich der IR-Kamera und dessen Oberflächenbeschaffenheit. Besonders hervorzuheben ist die Bedeutung des Emissionsvermögens ε , das sich aus der Gesamtstrahlung abzüglich des reflektierten Anteils ρ ergibt, wenn keine Transmission vorliegt.

$$\varepsilon = 1 - \rho$$

Bei der Untersuchung von PV-Modulen mit IR-Kameras sind besonders die optischen Eigenschaften der abdeckenden Glasscheibe zu berücksichtigen. Denn Silicatglas besitzt im IR-Bereich ein erhebliches, winkelabhängiges Reflexionsvermögen, welches nicht vernachlässigt werden darf. Krenzinger [KA06] empfiehlt zur Temperaturbestimmung von einseitig verglasten PV-Modulen mit IR-Kameras die Messungen auf der Rückseite durchzuführen, da das Emissionsvermögen von Kunststoffen (Tedlar-Folie auf der Rückseite von PV-Modulen) sehr hoch ist. Bei Dachanlagen ist dies jedoch unmöglich, da die Rückseite für derartige Untersuchungen nicht zugänglich ist. Bei Freiflächenanlagen ist die Rückseite zwar erreichbar und sichtbar, die Untersuchung wäre jedoch sehr langwierig, da jedes Modul einzeln erfasst werden müsste. Bei einer Übersichtsaufnahmen ist es möglich mehrere Module gleichzeitig zu erfassen.

Um die Temperaturabweichung zwischen Messung mit IR-Kamera T_{IR} und tatsächlicher Modultemperatur T_F zu ermitteln, wurden Untersuchungen mit kontaktierten Temperaturfühlern durchgeführt. Die Messungen wurden bei unterschiedlichen Kamerahöhen und damit unterschiedlichen Aufnahmewinkeln gemacht. Abbildung 23 zeigt den prinzipiellen Aufbau und die Nummerierung der erreichbaren Randmodule.

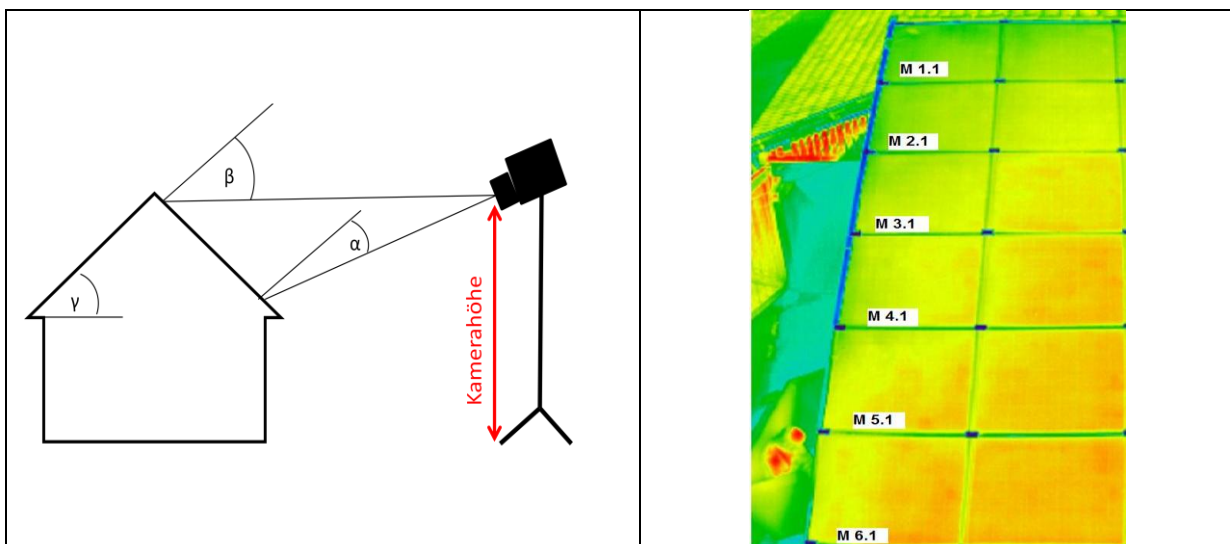


Abbildung 23: Schematische Darstellung der geometrischen Verhältnisse bei der Aufnahme einer PV-Dachanlage

Mit steigender Messhöhe der Kamera nimmt der Winkel zum Lot auf die Glasoberfläche ab, siehe Abbildung 24, d. h. fast senkrechter Einfall und kaum reflektierte Strahlung, so daß die optisch gemessene Temperatur mit der berührend gemessenen nahezu übereinstimmt. Die Abweichung liegt hier unter $0,1^{\circ}\text{C}$. An der

oberen Dachkante sind größere Abweichungen vorhanden, da der Winkel wesentlich größer ist als an der Unterkante.

Tabelle 3: Winkel und Temperaturabweichungen für eine Anlage mit einer Dachneigung $\gamma = 25^\circ$

Kamerahöhe	Aufnahmewinkel α zum Lot (Modul 6.1)	Aufnahmewinkel β zum Lot (Modul 1.1)	Temperaturabweichung unten [°C]	Temperaturabweichung oben [°C]
11,5 m	22°	47°	0,5	6,8
10,3 m	28°	52°	-0,2	8,2
8,1 m	41°	62°	0,7	11,2
6,6 m	52°	86°	6,6	18,6

Die Temperaturabweichung ΔT_{IR-F} ergibt sich aus

$$\Delta T_{IR-F} = T_F - T_{IR}$$

Da die Temperatur T_{IR} meistens kleiner ist als T , ergibt sich $\Delta T_{IR-F} \geq 0$. Je höher sich die Kamera befindet, desto geringer sind die Abweichungen, siehe Abbildung 24. Das liegt daran, daß mit steigender Höhe der Aufnahmewinkel zum Lot abnimmt und somit weniger reflektierte Strahlung den Detektor erreicht, siehe Abbildung 25.

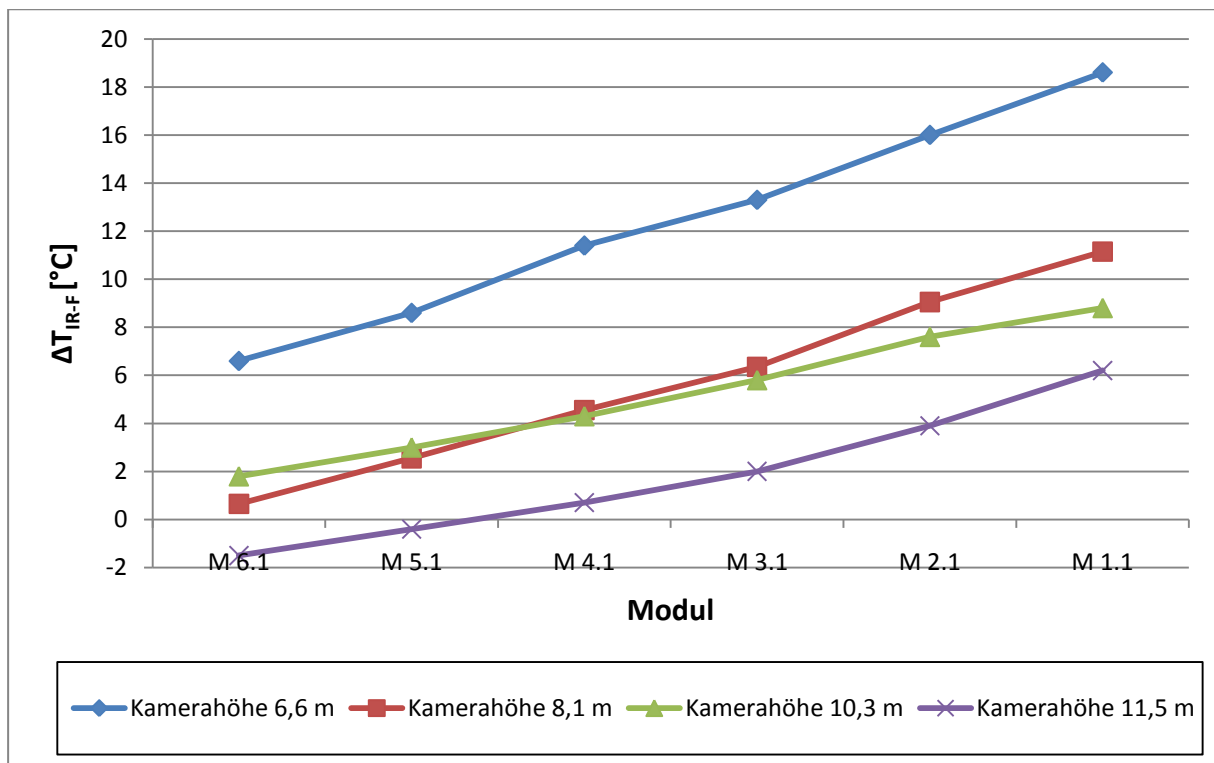


Abbildung 24: Abweichung IR-Temperatur – Fühler gemessene Temperatur

Diese Verminderung der Temperatur ist begründet durch die Reflektion der kalten Himmelstrahlung, welche in Wechselwirkung tritt mit dem Detektor des Bolometers.

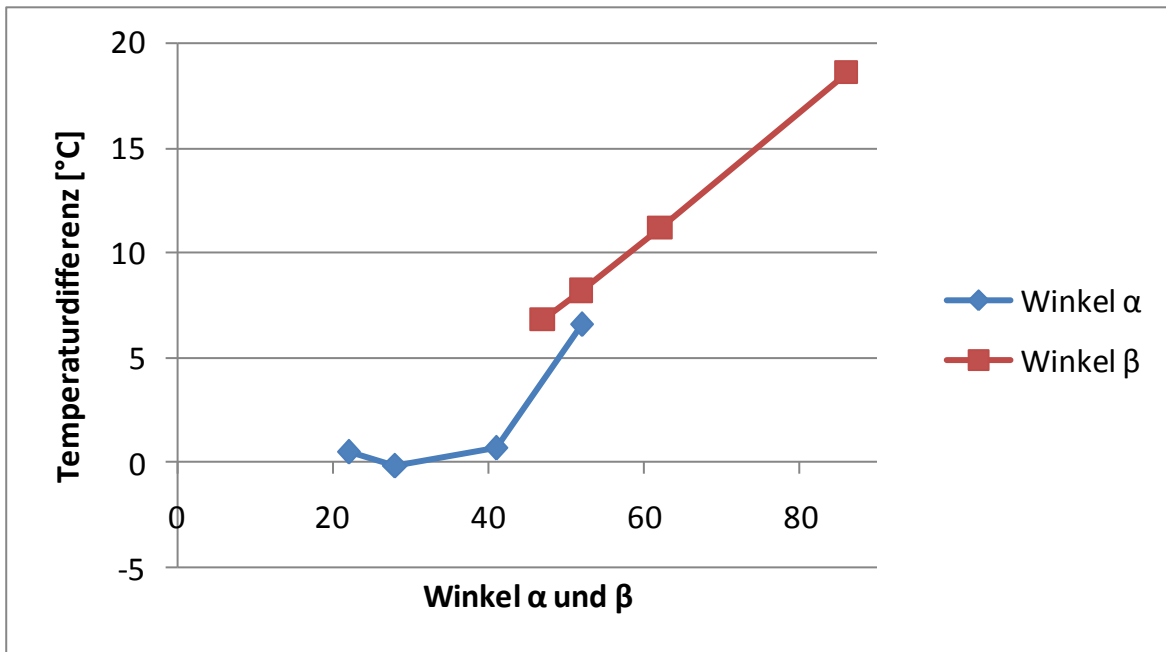


Abbildung 25: Winkelabhängigkeit der Temperaturabweichung zwischen IR-Kamera und Temperaturfühler

Nur wenige Kamerasysteme konnten gefunden werden, die die Möglichkeit besitzen, diese Abweichung durch entsprechende Einstellungen zu korrigieren.

6.2 Auflösung

Ferner muß bei der Temperaturbestimmung berücksichtigt werden, daß der Meßwert ein Mittelwert über der abgebildeten Fläche ist. Eine Auflösung von 2-3 cm/Pixel bei Außenaufnahmen ist zur Detektion ganzer erwärmter Zellen durchaus ausreichend. Für Punktdefekte muß die Auflösung bei der Temperaturbestimmung allerdings berücksichtigt werden. Die reale Temperatur in solchen Defekten, die kleiner sind als die Pixelgröße, wird daher höher sein als die gemessene.

6.3 Lateraler Wärmetransport

Weiterhin ist zu beachten, daß lateraler Wärmetransport stattfindet, siehe Abbildung 26. Aufgrund des Temperaturgefälles wird die dissipierte Wärme der heißen, defekten Zelle an die kühleren Nachbarzellen abgeführt. So erscheinen die Wärmequellen häufig ausgedehnter als die Zellabmessungen.

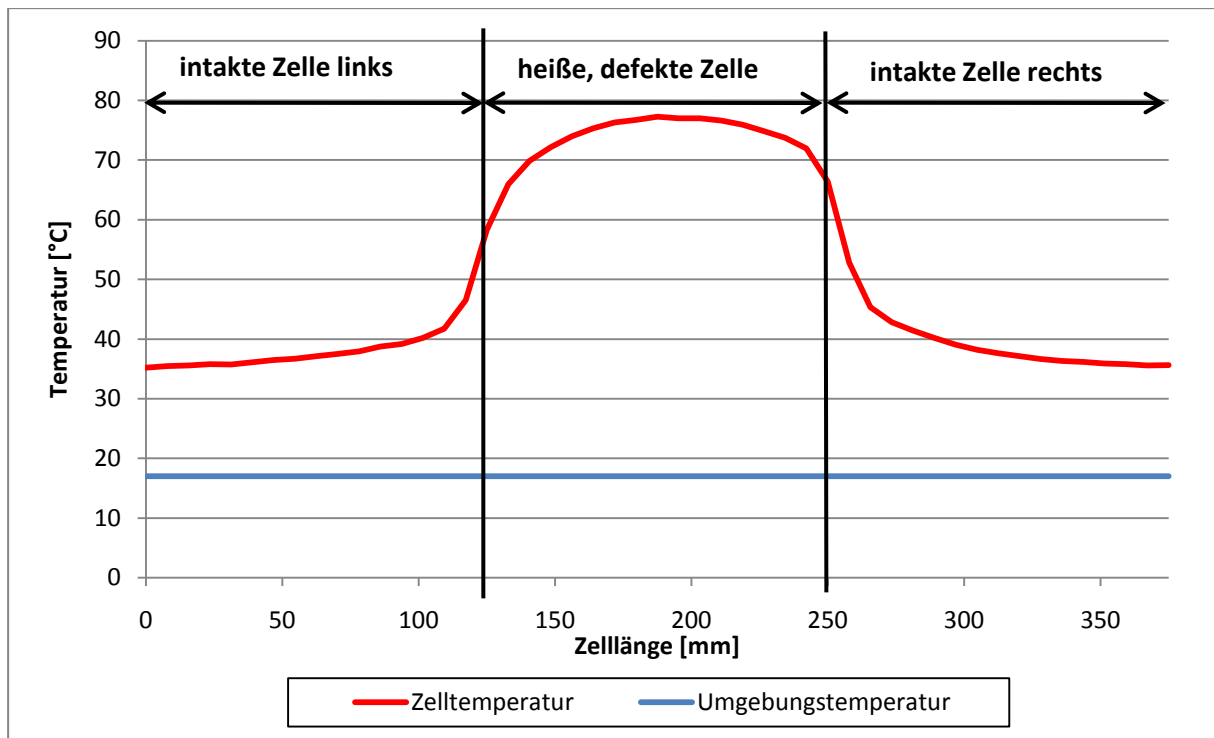


Abbildung 26: Temperaturprofil einer IR-Aufnahme über drei Zellen: die mittlere Zelle ist defekt, die Nachbarzellen sind intakt

6.4 Zelltemperaturen

Die Zelltemperaturen sind im Betrieb stets oberhalb der Umgebungstemperaturen, da ein Großteil der absorbierten Sonnenstrahlung in Wärme umgewandelt wird.

Die Differenz ΔT zwischen Modultemperatur T und Umgebungstemperatur T_U

$$\Delta T = T - T_U$$

wird maßgeblich beeinflusst durch die Einstrahlung und natürlich den konvektiven und radiativen Wärmeübergang an Vorder- und Rückseite des PV-Moduls. In Sommermonaten werden durch die Erwärmung typische Werte $\Delta T = 20 - 30 \text{ °C}$ für fehlerfreie Module erreicht.

Fehlerhafte Zellen weisen sogar noch höhere Temperaturunterschiede auf. Hier werden die Temperaturunterschiede $\Delta T'$ zwischen Temperatur der fehlerhaften Zelle T' und der Temperatur normal erwärmter Nachbarzellen T betrachtet:

$$\Delta T' = T' - T$$

6.4.1 Kritische Temperaturen

Als kritische Temperaturen an PV-Modulen werden solche betrachtet, bei denen die Gefahr der Zellstörung oder der Degradation des polymeren Einkapselungsmaterials besteht. Laut Temperaturwechselprüfung werden für Temperaturgrenzen der Module Werte von -40°C bis 85°C geprüft. Werden diese Grenzwerte überschritten ist dies eine kritische Temperatur. Näheres dazu ist in DIN EN 61215(VDE 0126-31)(Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(P-) Module-, Bauartegnung und

Bauartzulassung (IEC 61215:2005); Deutsche Fassung EN 61215:2005; 10.11 Temperaturwechselprüfung) zu finden.

Ein Modul mit stark überhöhter Temperatur einer Zelle (Abbildung 12) wurde in Anlage A detektiert. Die gemessene absolute Temperatur dieser Zelle beträgt hier $T > 80\text{ °C}$.

Ein weiteres Beispiel wurde in Anlage P lokalisiert, siehe Abbildung 27. Auf der Vorderseite werden Temperaturen um die 70 °C mit der IR-Kamera gemessen, während auf der Rückseite bereits Temperaturen um die 100 °C registriert werden. Aufgrund der großen Diskrepanz der beiden Werte wurde die Temperatur auf der Rückseite mit einem aufgeklebten Temperaturstreifen überprüft und bestätigt. Daß die optisch gemessene Temperatur an der Vorderseite deutlich geringer als auf der Rückseite ist, ist vermutlich dadurch begründet, daß bei dem ungünstigen, flachen Blickwinkel ein größerer Anteil der Strahlung des kalten Himmels reflektiert wird. Welchen zusätzlichen Einfluß die Objekttemperatur auf die Reflektion hat, ist nicht bekannt. Verursacht wird diese extreme Temperatur vermutlich durch einen Zellbruch.

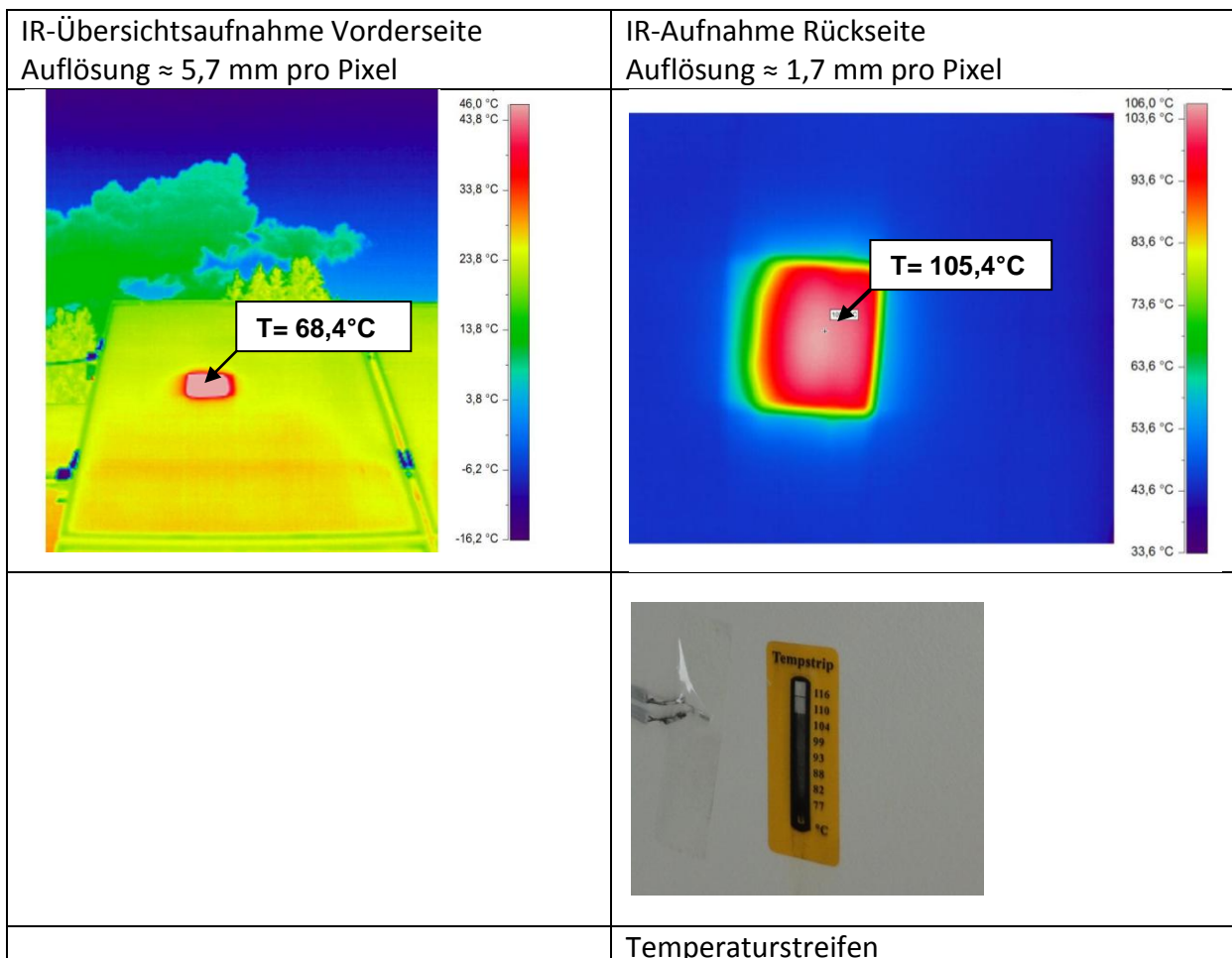


Abbildung 27: IR-Aufnahmen eines Moduls der Anlage P mit extrem heißer Zelle. Bei einer Sonneneinstrahlung von $E_{sol} = 1060\text{ W/m}^2$ und $T_U = 26,7\text{ °C}$ wird eine Zelltemperatur $T' = 105,4\text{ °C}$ auf der Rückseite erreicht. Temperaturstreifen mit irreversiblen Farbumschlag bei maximal erreichter Temperatur bestätigt den hohen Wert auf der Rückseite. Auf der Rückseite beträgt die Temperaturdifferenz zu den Nachbarzellen sogar $\Delta T' \approx 60\text{ °C}$, Ursache ist wahrscheinlich ein Zellbruch.

6.4.2 Zellbruch

Die Temperaturen, die bei Zellbruch auftreten, werden bestimmt durch den Anteil der elektrisch abgetrennten Zellfläche und den aktuellen Lastzustand, in dem sich das Modul befindet. Sind nur Zellen mit kleinen Brüchen in einem Modul vorhanden, wirkt sich das nicht auf die Modulleistung aus und Zelltemperatur ist nicht beeinflusst, d. h. weicht nicht von der benachbarten intakten Zellen ab. Ab einer kritischen gebrochenen Zellfläche arbeitet diese betroffene Zelle als Verbraucher. Sie erwärmt sich. In Anlage A sind Temperaturdifferenzen $\Delta T'$ zwischen 2,5 und 45 K an gebrochenen Zellen gemessen worden, wie Abbildung 28 zeigt.

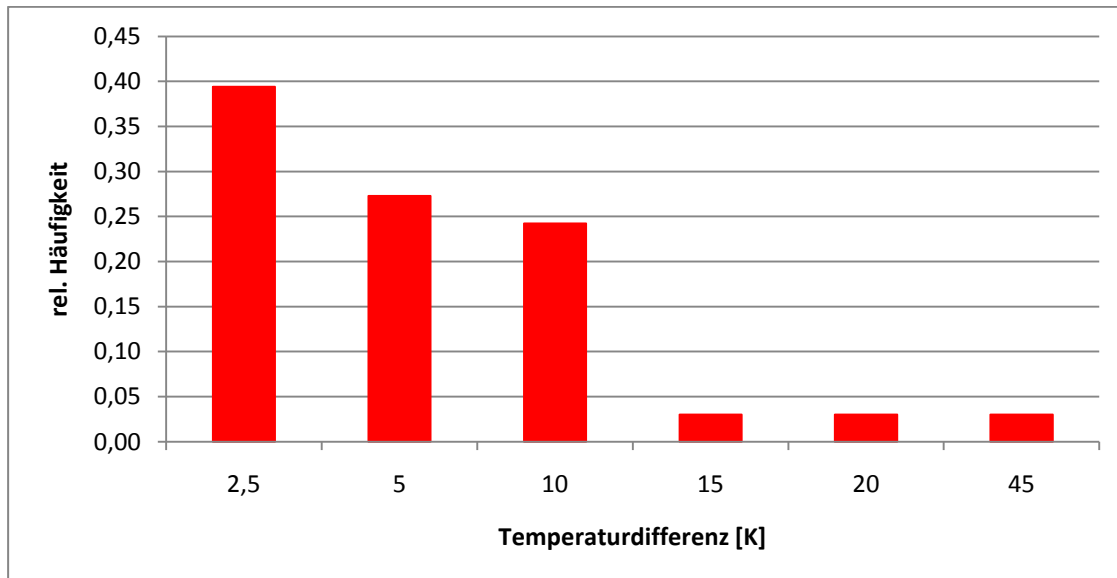


Abbildung 28: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ bei Zellbruch von 24 Modulen der Anlage A

6.4.3 Substring

Ein überbrückter substring befindet sich im Leerlauf, d. h. es werden keine Ladungsträger abtransportiert. Die Zellen im substring haben alle nahezu die gleiche Temperatur. Der Temperaturunterschied zu benachbarten Zellen beträgt $\Delta T' = 3 - 5,5$ K, siehe dazu Abbildung 29.

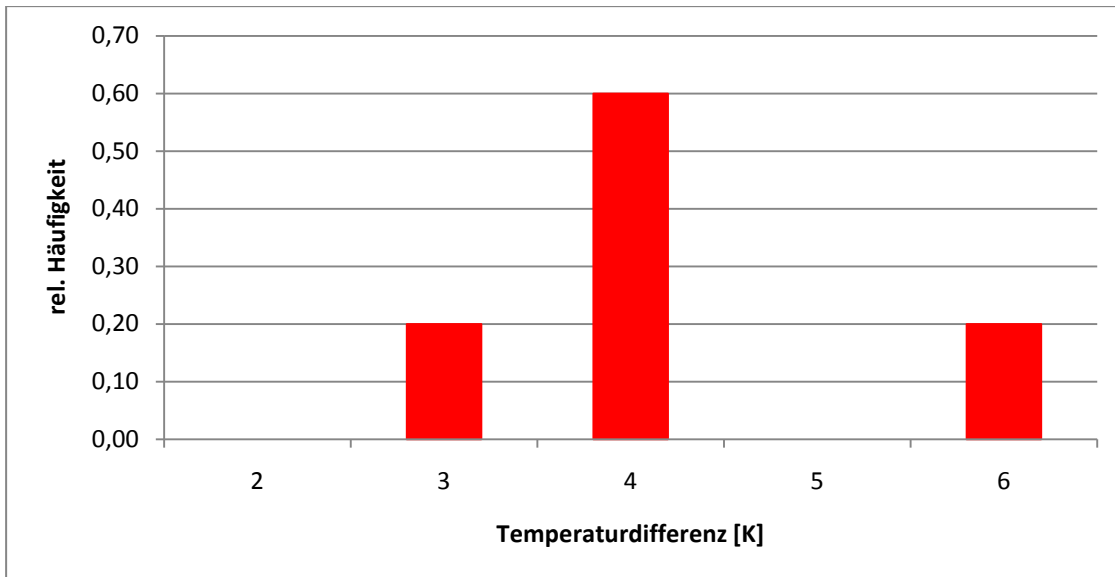


Abbildung 29: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ von einem überbrückten substring zu einem kontaktierten substring, Anlage A

6.4.4 Mangelhafte Lötungen

Mangelhafte Lötungen konnten nur in Modulen mit Zellen mit unterbrochenem Grid detektiert werden. Da hier der Strom in den betroffenen Zellen nur über ein Leiterbändchen fließen kann, wird die Zelle warm. Wie in Abbildung 30 dargestellt, bewegen sich die Temperaturdifferenzen zwischen 5 – 20 K.

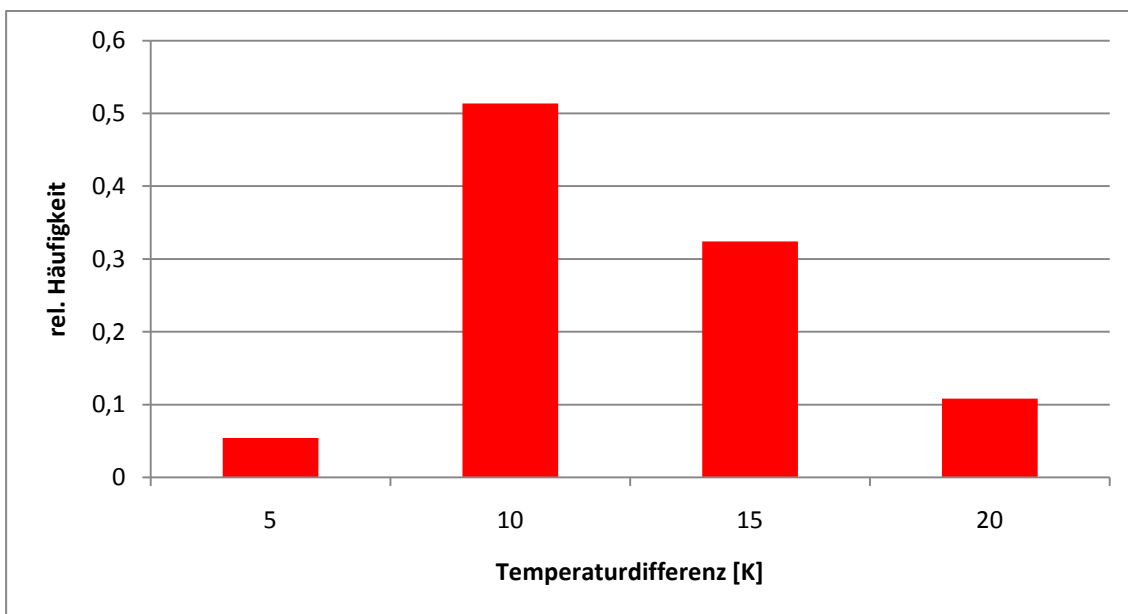


Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ bei Zellen mit mangelhaften Lötungen zu intakten Zellen der Anlage B

6.4.5 Kurzschluß kleinformatiger Zellen

Abbildung 31 zeigt die Verteilung der Temperaturdifferenzen $\Delta T'$ für kurzgeschlossene Zellen in Modulen der Anlage H. Die Temperaturdifferenzen sind relativ gering und betragen $\Delta T' = 0,5 - 2,2$ K, dies spiegelt sich auch in Abbildung 16 und Anhang C wieder.

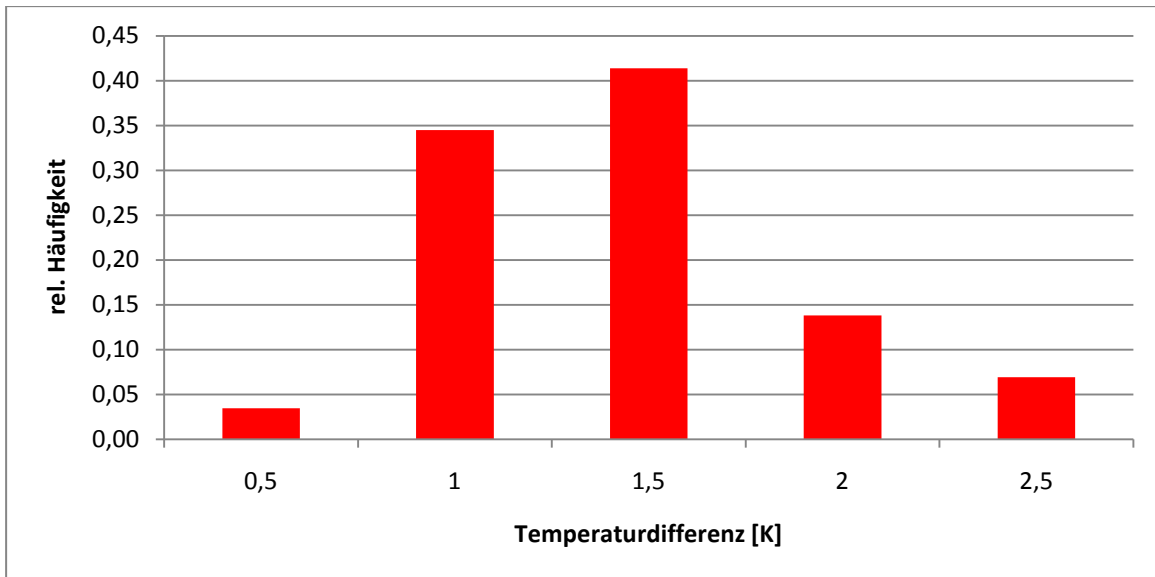


Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der Temperaturdifferenz $\Delta T'$ bei kleinformatigen Zellen im Kurzschluss der Anlage H

6.5 Korrelation von Temperaturdifferenz und STC-Leistung

Trägt man die Summe der lokalen Temperaturdifferenzen defekter Module als Funktion der aktuellen, gemessenen Leistung unter STC-Bedingungen auf, erhält man Abbildung 32. Deutlich erkennbar ist der Trend, daß große Temperaturdifferenzen mit niedrigen Leistungen und kleine mit relativ großen Leistungen verknüpft sind. Die Meßwertschwankungen werden verursacht durch die Meßunsicherheit bei der Temperaturbestimmung und lokale Unterschiede im Wärmeübergang, die sich durch die Position des Moduls innerhalb der Anlage ergeben und eventuell differierender Ausgangsleistung der Module.

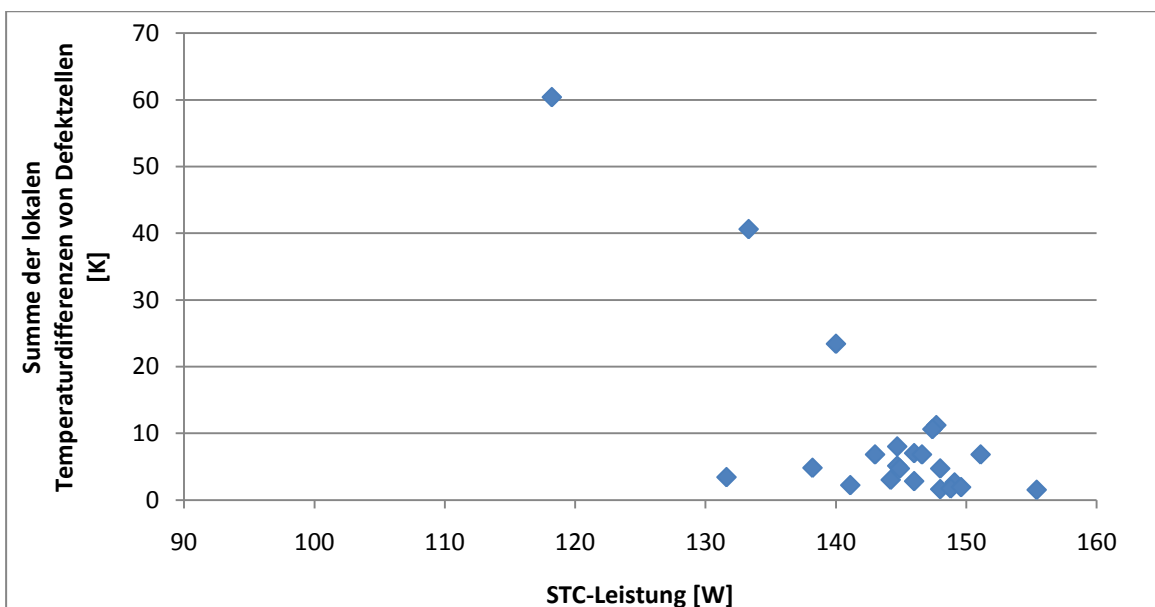


Abbildung 32: Vergleich der Summe der Temperaturdifferenzen defekter Module mit deren aktueller Leistung unter STC-Bedingungen, Anlage A

7. Testmodule

Um die bei den Detailuntersuchungen gefundenen Defekte besser identifizieren zu können, wurden ausgewählte Defekte gezielt in Testmodulen simuliert, wie ursprünglich in AP5 geplant. Dazu wurden aus handelsüblichen Siliziumzellen schadhafte „Ein-Zellen-Module“ durch Einlaminieren in Folie und Abdecken mit Glas hergestellt. Um ähnliche Bedingungen wie in einem „normalen“ PV-Modul zu erhalten, werden mehrere solcher Ein-Zellen-Module zu einem kurzen Strang in Reihe geschaltet. Folgende Ergebnisse ergaben sich aus den Untersuchungen:

1. Querschnittsverengungen von Leiterbändchen führten nicht zu lokalen Temperaturerhöhungen im Randbereich der Leiterbändchen, wie häufig in IR-Aufnahmen beobachtet.
2. IR- und EL-Aufnahmen erlaubten keinen Rückschluß auf die Art und Ausführung der Lötung des Leiterbändchens (Punktlötung, Anzahl der Lötstellen).
3. Ein künstlich erzeugter Kurzschluß zwischen den Leiterbändchen der Vorder- und Rückseite wird beispielhaft in der mittleren Zelle in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Durch den Kurzschluß sind Front- und Rückseitenelektrode direkt kontaktiert, so daß der Strom nicht durch die Zelle fließt sondern durch die Kontaktstelle. Deshalb zeigt die IR-Aufnahme erwartungsgemäß eine kalte kurzgeschlossene, mittlere Zelle mit einem heißen Punkt am rechten Ende des oberen Leiterbändchens, der Kurzschlußstelle. Die EL-Aufnahme ist dementsprechend dunkel. Dieser Fall entspricht dem Modul aus Abbildung 16.

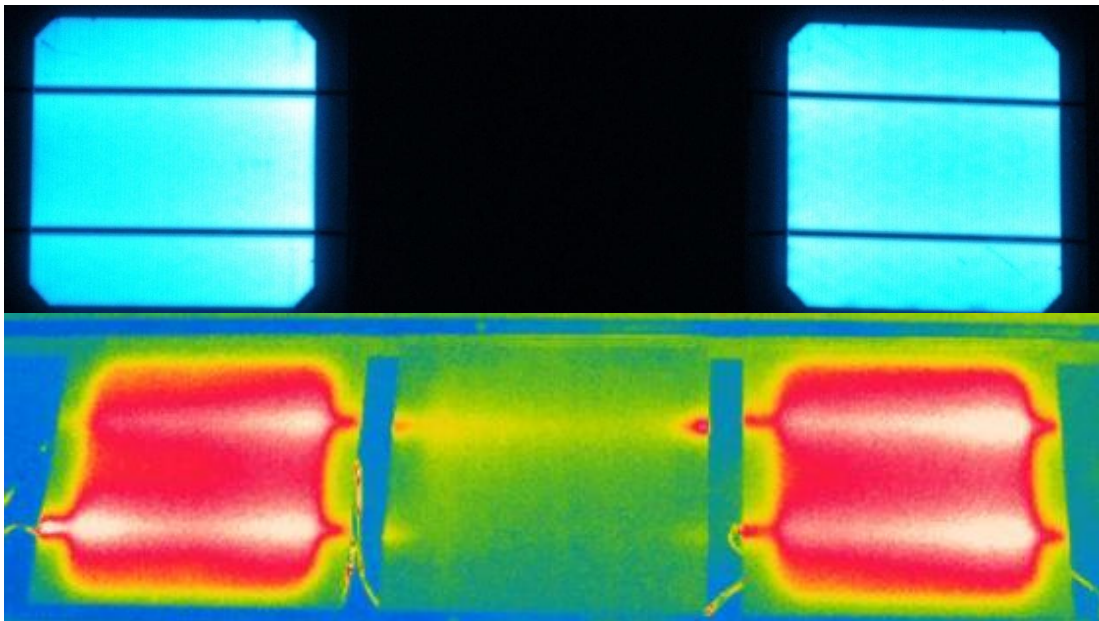


Abbildung 33: EL- und IR-Aufnahme verschalteter Testmodule mit einer kurzgeschlossenen Zelle in der Mitte

4. Mikrorisse und Zellbruch sind die häufigsten Defekte, wie die Detailuntersuchungen ergaben. Diese sind mit dem bloßen Auge nicht zu erkennen. Erste Störstellen im Gefüge, wie in der EL-Aufnahme in Abbildung 34, sind

z. B. durch leichte Schläge mit einem Gummihammer in die Zellmitte entstanden. Die typischen, sternförmigen Mikrorisse, die entsprechend der kristallographischen Orientierung ausgerichtet sind, konnten erst durch gezielte Hammerschläge im Bereich des Busbars initiiert werden. Solche Mikrorisse können bei mechanischer Beanspruchung der Module zu Zellbrüchen und sogar Kurzschlüssen führen [Zim06]. Die Folgeschäden sind dann auch mit Leistungseinbußen verbunden.

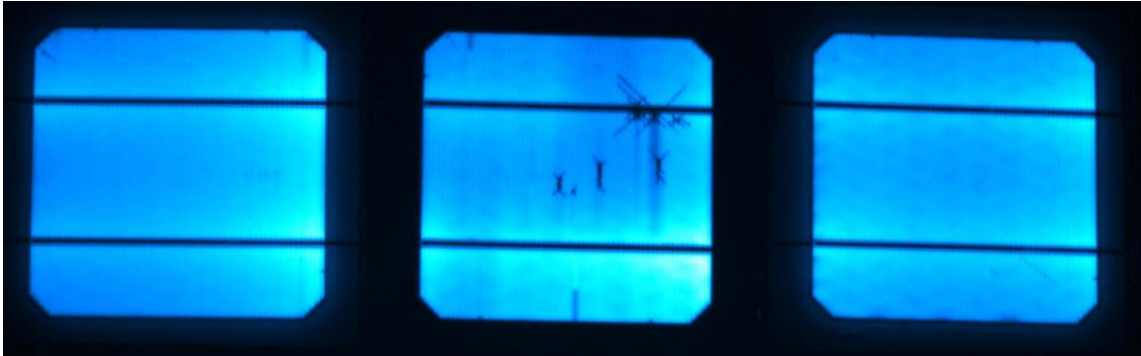


Abbildung 34: Zelle mit Mikrorissen durch mechanische Schädigung

8. Verifikation der Erkenntnisse

Zur Verifikation der Projektergebnisse wurde gemäß AP6 exemplarisch eine 3,5-MW-PV-Freilandanlage mittels IR-Thermographie untersucht. Im Rahmen der IR-Untersuchung erfolgte eine komplette Prüfung des Solarparks durch großflächige IR-Scans mit Hilfe einer Hebebühne. Thermische Auffälligkeiten an Modulen wurden erfasst und im Detail aufgenommen. Während der Messungen bewegte sich die Systemauslastung der Wechselrichter im Bereich von rund 80 bis 100 Prozent der Spitzenleistung. Bei der untersuchten Freilandanlage handelt es sich um die in Tabelle 2 beschriebene Anlage P.

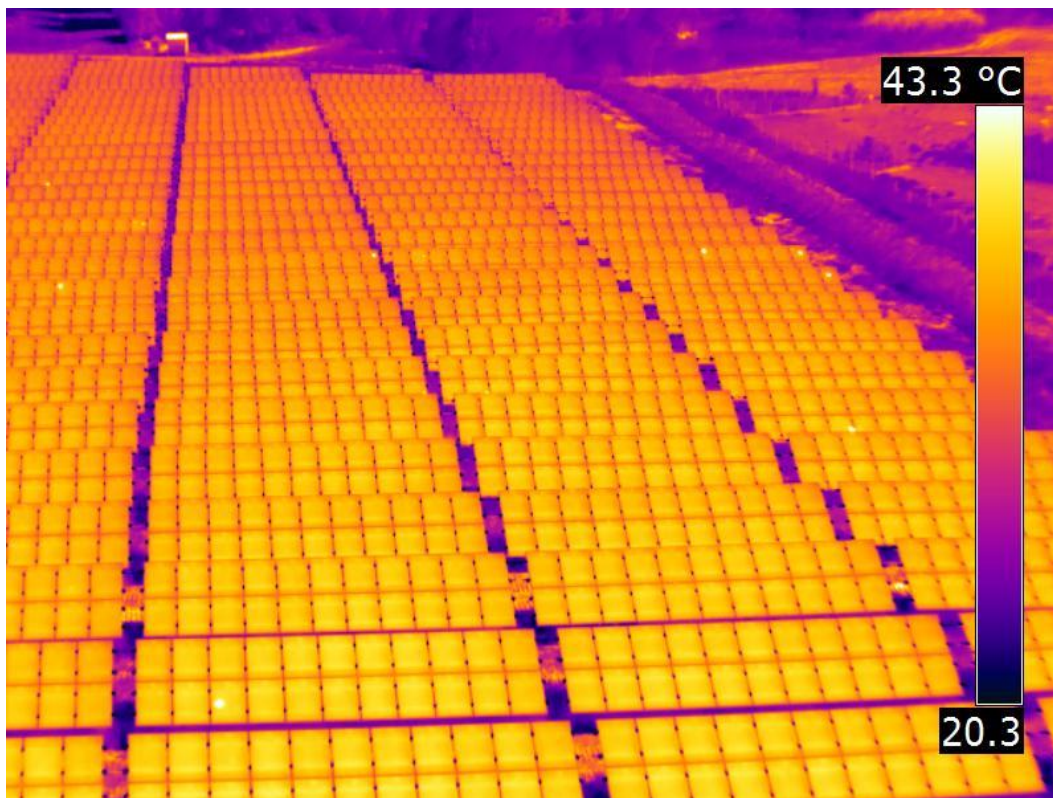


Abbildung 35: Exemplarischer IR-Scan einer Teilanlage der 3,5 MW-PV-Freiflächenanlage (Anlage P)

Die nachfolgende Tabelle 4 gibt einen quantitativen Überblick über auffällige Module im Solarpark mit Angabe der erfassten Auffälligkeit.

Tabelle 4: Zuordnung der thermografisch auffälligen Module mit Angabe der Auffälligkeit

	Auffälligkeit	Anzahl auffälliger Module	Anteil auffälliger Module (bezogen auf Gesamtanzahl in %)
	Erwärmte Zelle	24	0,156
	Erwärmte Zellreihe	2	0,030
Summe		26	0,169

9. Statistische Auswertung

Die statistische Auswertung im Rahmen von AP7 betrifft die Verteilung der beobachteten Fehlerarten in untersuchten Anlagen, wobei darauf hingewiesen wird, daß die Auswahl und Verteilung auffälliger Module über die Betriebsdauer der unterschiedlichen Anlagen nicht repräsentativ ist.

Die 16 im Rahmen dieses Projektes untersuchten PV-Anlagen verschiedenen Alters, von einer Neuanlage bis hin zu einer Anlage mit 6 Jahre Betriebsdauer, besitzen fast alle auffällige PV-Module in der IR-Übersichtsaufnahme, siehe Tabelle 5. Die Anzahl fehlerhafter Module nimmt mit der Betriebsdauer zu, wie anhand des zeitlichen Trends der ausgewerteten Anlagen in Abbildung 36 zu erkennen ist.

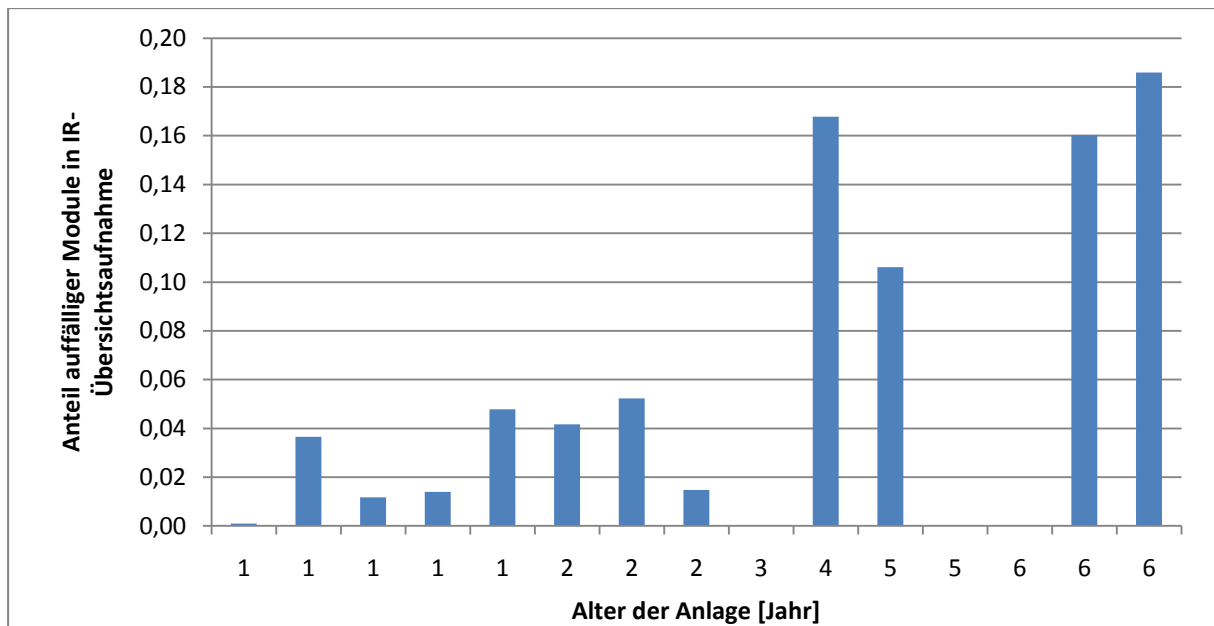


Abbildung 36: Anteil auffälliger PV-Module in IR-Sonne-Übersichtsaufnahmen in Abhängigkeit der Betriebsdauer der untersuchten Anlagen

Bei den drei Anlagen mit einem Alter von 3, 5 und 6 Jahren, welche keine auffälligen Module aufweisen, handelt es sich um kleine Dachanlagen mit einer Modulanzahl von 44-66 Stück. Dadurch sinkt natürlich auch die Wahrscheinlichkeit, daß die Anlage ein fehlerhaftes Modul enthält.

Die beobachteten Arten der Fehler, wie sie sich in den IR- und EL-Aufnahmen darstellen, umfassen vor allem Zellbruch, Mikrorisse, überbrückte substrings, mangelhafte Lötungen, Zellkurzschlüsse, Delaminationen, aber auch überhitzte Zellen, die kritische Temperaturen erreichen. In Tabelle 5 ist die Häufigkeit der verschiedenen Fehlerarten zusammengestellt, wobei Mehrfachnennungen in einem fehlerhaften Modul erlaubt waren.

Tabelle 5: Anzahl und Häufigkeit fehlerhafter Module in IR-Übersichtsaufnahmen und IR- und EL-Aufnahmen der untersuchten Dachanlagen.

Anlage	Module gesamt	Modul IR-Übersicht auffällig	IR auffällig Prozent	Module detailuntersucht	Bruch	Mikroriss	Strang	Lötung	Kurzschluss	Delamination	Bruch	Mikroriss	Strang	Lötung	Kurzschluss	Delamination	Summe Fehler
A	156	29	18,6%	156	122	64	6	41	1	0	52,1%	27,4%	2,6%	17,5%	0,4%	0,0%	234
B	156	25	16,0%	55	42	37	0	24	0	0	40,8%	35,9%	0,0%	23,3%	0,0%	0,0%	103
C	66	7	10,6%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
D	270	4	1,5%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
E	280	47	16,8%	30	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
F	66	0	0,0%	44	10	38	0	0	0	0	20,8%	79,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	48
G	48	0	0,0%	16	0	16	0	0	0	0	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	16
H	188	9	4,8%	17	4	0	0	0	11	0	26,7%	0,0%	0,0%	0,0%	73,3%	0,0%	15
I	358	5	1,4%	8	2	0	1	0	1	0	50,0%	0,0%	25,0%	0,0%	25,0%	0,0%	4
J	342	4	1,2%	8	1	0	0	0	0	0	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1
K	246	9	3,7%	17	10	5	0	0	3	0	55,6%	27,8%	0,0%	0,0%	16,7%	0,0%	18
L	48	2	4,2%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
M	48	0	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
N	153	8	5,2%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0
O	144	116	80,6%	9	0	0	0	5	0	9	0,0%	0,0%	0,0%	55,6%	0,0%	100,0%	14
Gesamt	2569	265	10,3%	360	191	160	7	65	16	9	42,6%	35,7%	1,6%	14,5%	3,6%	2,0%	448

Als häufigster Fehler ist der Zellbruch zu nennen, wie auch schon Wohlgemuth [Woh03] und Vodermayr [VBM10], vergleiche dazu Abbildung 1, beschrieben haben. Während sich die Zellbrüche in Abhängigkeit von der Größe auch in den IR-Aufnahmen bemerkbar machen und dann auch einen negativen Einfluß auf die Leistung besitzen, wirken sich Mikrorisse weder auf die Leistung noch auf die IR-Aufnahme aus. Auffällige substrings treten zwar relativ selten auf, haben aber aufgrund der Überbrückung durch die die Bypass-Diode einen massiven Einfluß auf die resultierende Leistung. Mangelhafte Lötungen, bei denen sich vermutlich das Leiterbändchen von der Zelle löste, beeinflussen lediglich in Zelltechnologien mit unterbrochenem Grid maßgeblich die Modulperformance.

10. Alterung

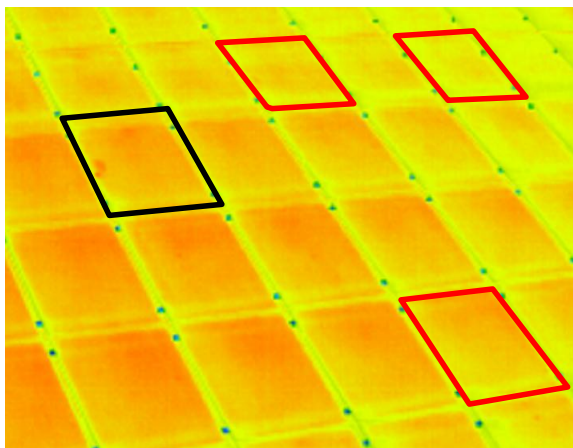
Zeitliche Änderungen von PV-Anlagen können hervorragend mithilfe von IR-Übersichtsaufnahmen dokumentiert werden. Bereits vorhandene und neu hinzugekommene Fehlstellen in einzelnen PV-Modulen können klar unterschieden werden. Während die IR-Aufnahme der Anlage B in 2009 nur ein fehlerbehaftetes Modul zeigt, sind 2010 drei weitere aufgetreten, siehe Abbildung 37. Dabei handelt es sich hauptsächlich um weitere degradierte Lötverbindungen, wie IR- und EL-Unter-

suchungen zeigen. Auch in Anlage A ist die Anzahl der auffälligen Module deutlich gestiegen. Hier handelt es sich vornehmlich um Zellbruch. In Anlage A besitzen fast alle Module Zellen mit Mikrorissen, siehe Tabelle 5, die bei entsprechender Belastung zum Zellbruch führen. Tabelle 6 zeigt den Anstieg der Zahl defekter Module für Anlage A und Anlage B innerhalb eines Jahres.

Tabelle 6: Anzahl der auffälligen Module bei IR-Aufnahmen im Juni 2009 und April 2010

	Auffällige Module 18. Juni 2009	Auffällige Module 8. April 2010
Anlage B	18	25
Anlage A	22	29

IR-Scan 18.06.2009



IR-Scan 08.04.2010

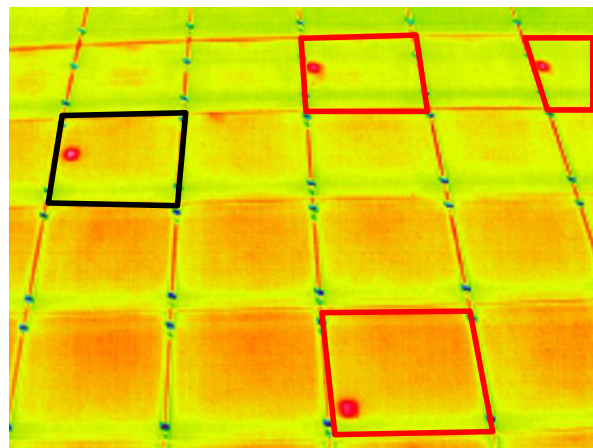
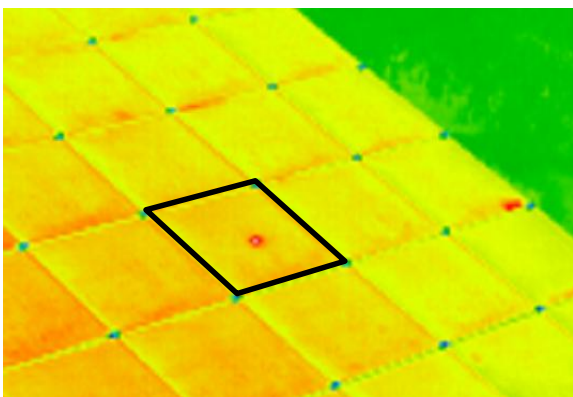


Abbildung 37: Dokumentation der Anlage B mittels IR-Aufnahmen 2009 und 2010. 2009: 1 auffälliges Modul im betrachteten Ausschnitt, 2010: 3 weitere Module mit auffälligen Zellen

Außerdem kann die IR-Untersuchung auch Module mit potentiellen Schwachstellen identifizieren. In Abbildung 38 ist 2009 nur ein Defekt, der einen heißen Punkt hervorruft, in dem betreffenden Modul erkennbar. Im Laufe des nächsten Jahres hat sich der Defekt derart weiterentwickelt, daß nun die Bypass-Diode nun den betroffenen substring überbrückt und 2010 der substring auffällt.

IR-Scan 18.06.2009



IR-Scan 08.04.2010

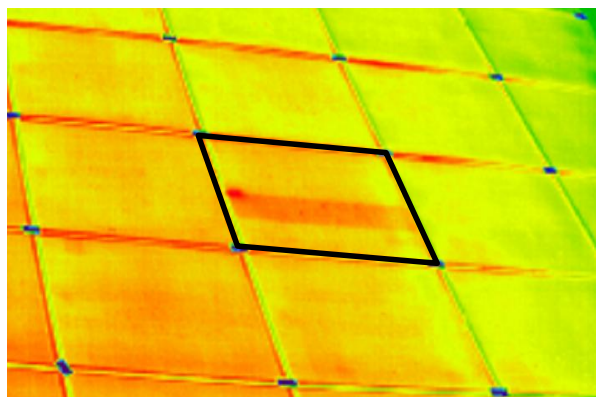


Abbildung 38: Dokumentation der Anlage A mittels IR-Aufnahmen 2009 und 2010. 2009: 1 auffälliges Modul mit einem Punktdefekt im betrachteten Ausschnitt, 2010: gleiches Modul, wie 2009, nun mit überbrücktem Substring

11. Ökologische, technologische und ökonomische Bewertung und Umweltentlastung

11.1 Technologische Bewertung

Zur technologischen Bewertung der untersuchten Methode soll auch betrachtet werden, ab wann eine Leistungsabweichung als Garantiefall gilt: Die untere Modulleistungstoleranz (neg. Abweichung von der Nennleistung) plus jährlich 1 % Ertragsminderung als Worst-Case-Abschätzung.

Allgemein gilt:

Bei kristallinen Modultechnologien werden Werte von im Mittel ca. 0,4 Prozent Degradation [Dun03] pro Jahr angenommen. Die Ergebnisse von langjährigen Untersuchungen zur Degradation von kristallinen PV-Modulen zeigen allerdings eine deutliche Schwankungsbreite über die getesteten PV-Module. Eine Annahme der Restleistung, gemäß der herstellerseitig angegebenen Leistungsgarantie von 90 Prozent innerhalb der ersten zehn Jahre (1 Prozent Degradation pro Jahr) und 80 Prozent innerhalb von 25 Jahren, ist allerdings als Worst-Case-Abschätzung zu betrachten.

Aus diesen Überlegungen errechnet sich für Anlage A eine akzeptierbare Leistung vereinfacht mit einer jährlichen Degradation von 1 % der ursprünglichen nominellen Leistung. So ergibt sich für ein 6-Jahre altes Modul mit einer Ausgangsleistung von 165 W eine Leistungsgrenze $P < 155 \text{ W}$, ab der Module als mangelhaft eingestuft werden.

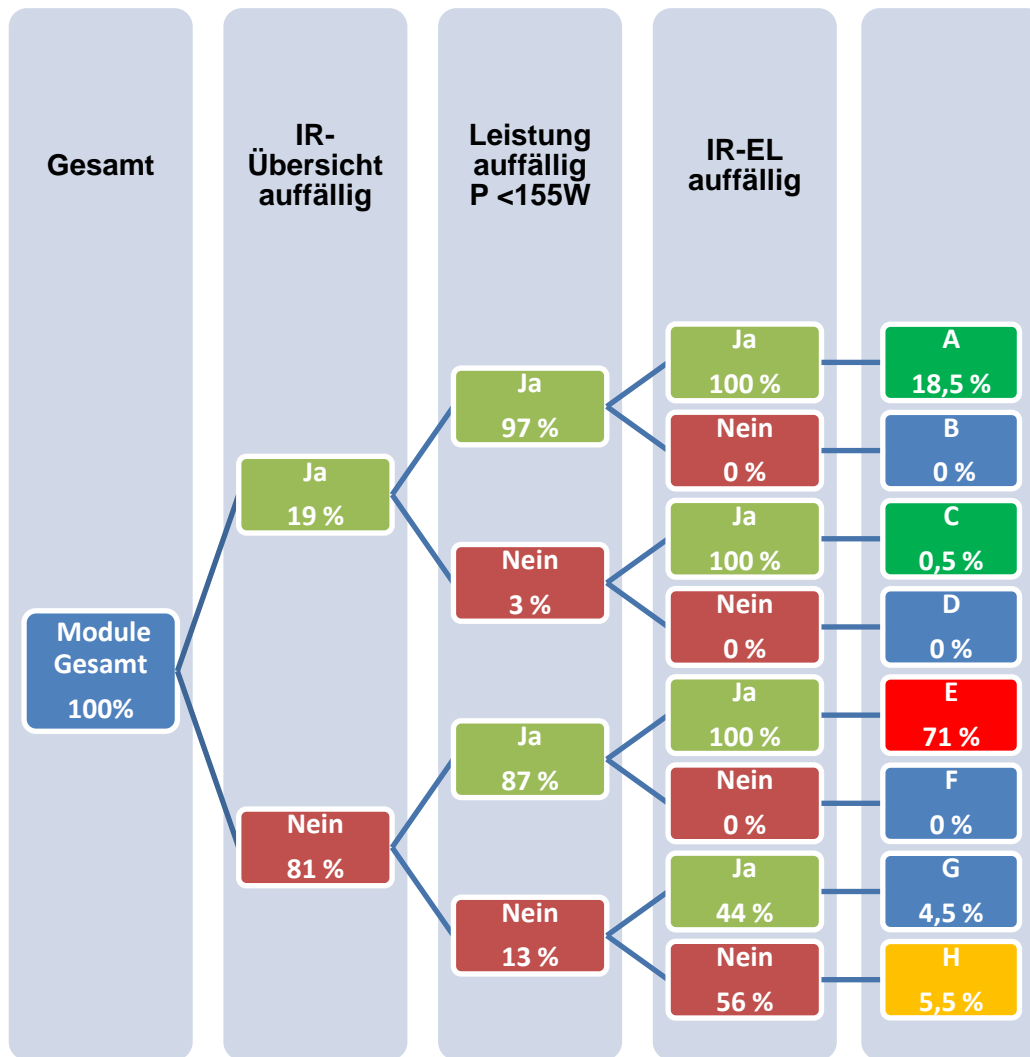


Abbildung 39: Baumdiagramm zur Häufigkeit der defekten Module der Anlage A in einem mehrstufigen Untersuchungsprozeß

Das Baumdiagramm aus Abbildung 39 soll die Zuverlässigkeit des Aufspürens von defekten, leistungsreduzierenden Modulen mithilfe von IR-Übersichtsaufnahmen veranschaulichen. Aus diesem Grund wurde im Anschluß an die IR-Übersichtsaufnahmen für jedes Modul dessen Leistung und die IR- sowie EL-Aufnahmen auf Fehlstellen ausgewertet. Aus den Übersichtsaufnahmen ergibt sich, daß 19% der Module Auffälligkeiten aufweisen (näheres zu den vorliegenden Defekten in Kapitel 4), während 81 % sich normal erwärmen. 97 % dieser als mangelhaft erkannten Module haben auch eine Leistung $P < 155 \text{ W}$, was sich auch in sämtlichen IR- und EL-Aufnahmen widerspiegelt. Das Modul, welches bei der Leistungsauswertung nicht in die gewählten Grenzen fällt, besitzt nur eine geringfügig höhere Leistung, siehe dazu Modul in Abbildung 20. Diese Leistungsabweichung liegt sicher im Rahmen der Meßgenauigkeit, so daß dieses Modul auch als schadhaft betrachtet werden kann. Die Pfade A und C beinhalten alle Module mit schwerwiegenden Schädigungen, Störstellen, wie überbrücktem substring, große Zellbrüche, die inhomogene Wärmedissipation zur Folge haben. Von den 81 % unauffälligen Modulen haben weitere 87 % eine geringe Leistung, die zwischen 145 W und 155 W beträgt. Alle diese Module (Pfad E) besitzen auch entsprechende Defekte, wie deren IR- und EL-

Aufnahmen beweisen. Die 13 % Module mit akzeptierbarer Leistung besitzen jedoch auch kleine Fehlstellen, z. B. Mikrorisse, die sich noch nicht auf die Modulperformance auswirken (Pfad G). Nur 5,5 % sämtlicher Module sind frei von Mängeln (Pfad H). Alle Module mit einer geringeren Leistung als 145 W wurden nahezu vollständig mit der IR-Übersichtsaufnahme identifiziert. Dies zeigt bereits Abbildung 19.

Da die Anlage insgesamt sehr viele Mängel aufweist, ist das Temperaturniveau relativ hoch, so daß kleinere und mittlere Defekte nicht hervortreten, demzufolge ist der Anteil gemäß Pfad F relativ hoch.

Einschränkend muß allerdings erwähnt werden, daß die IR-Sonne-Aufnahmen stark von der Sonneneinstrahlung abhängig sind. Sinnvolle Messungen sind nur an Tagen mit einer gewissen Mindestsonneneinstrahlungsdauer durchführbar. Erfahrungswerte ergeben, daß die Anzahl der Tage und die Anforderungen stark von der Jahreszeit bestimmt werden: Wintermonate (Dezember, Januar, Februar) $t_w > 4$ h, Frühlungs- und Herbstmonate (März, April, Mai, September, Oktober, November) $t_{fh} > 6$ h und den Sommermonaten (Juni, Juli, August) $t_s > 9$ h gemessen von der Wetterstation in Nürnberg. Abbildung 40 zeigt, daß in dem betrachteten Zeitraum vom 1. Januar 2009 bis 30. September 2010 insgesamt 225 Sonnentage registriert worden sind, d.h. ca. 35 % der Tage waren für die Außenmessung von PV-Anlagen geeignet. Bei dieser Auswertung wurde eine 7-Tage-Woche zu Grunde gelegt.

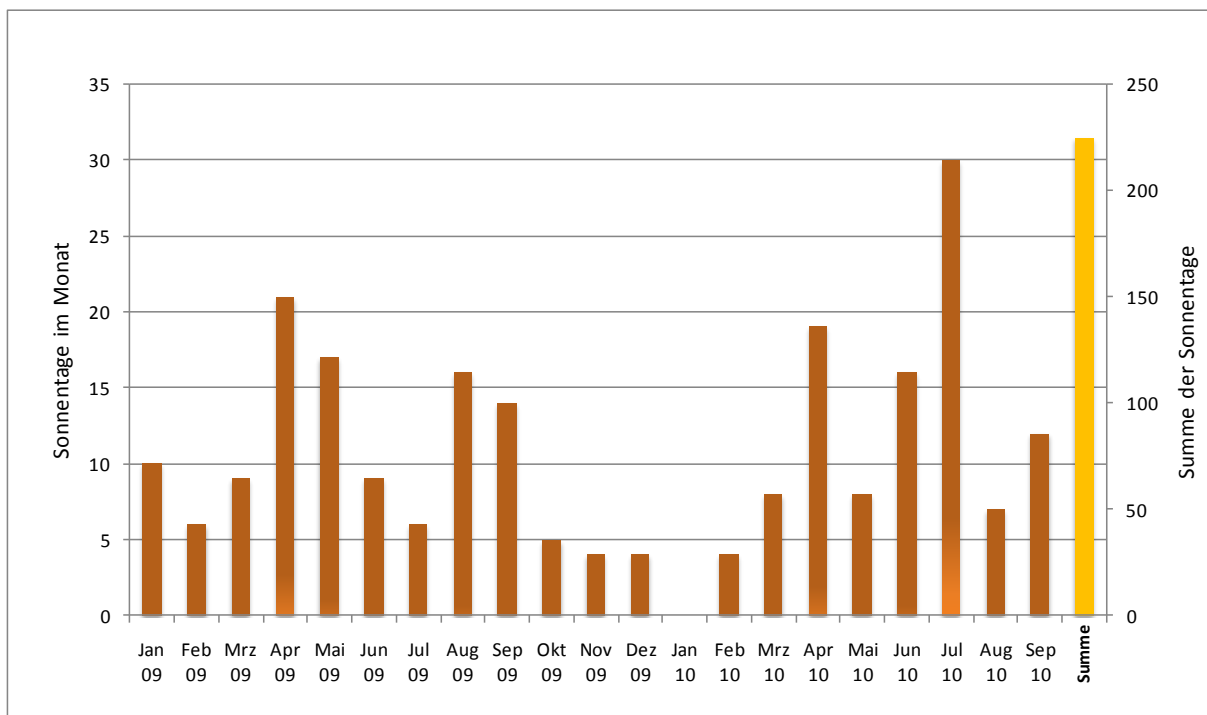


Abbildung 40: Anzahl der Meßtage von Januar 2009 bis September 2010 (Projektende)

11.2 Soll-Ist-Vergleich, ökologische und ökonomische Bewertung

Der Soll-Ist-Vergleich wurde zwischen dem tatsächlich erreichten Ertrag der untersuchten PV-Anlage A und einem möglichen Ertrag für diese Anlage ohne thermografisch auffällige PV-Module gezogen. Dabei wurden für die „Ist-Werte“ zum einen die gemessenen Erträge, laut Stromzähler verwendet. Es wird jeweils mit einem Vergütungssatz von 57,4 Ct/kWh gerechnet. Für die „Soll-Werte“ wurde für die Ertragsberechnung die Simulationsumgebung von PV*SOL Expert 4.0 (R9) der Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH verwendet. Dieses Programm arbeitet mit einer Zeitschrittsimulation auf Stundenbasis. Der Soll-Ist-Vergleich für Anlage A wird in Tabelle 7 dargestellt.

Die meteorologische Datenbasis (Tagessummen der Globalstrahlung auf die horizontale Ebene, Tagesmittel der Lufttemperatur, Tagesmittel der Windgeschwindigkeit) für den Anlagenstandort wurde für den betrachteten Zeitraum auf Monatsbasis vom Deutschen Wetterdienst [DWD] bezogen. Eine Umrechnung auf Stundenmittelwerte erfolgte durch Meteonorm 6.1.0.20 der Firma Meteotest.

Tabelle 7: Soll-Ist-Vergleich für Anlage A im Zeitraum Mai 2006 bis Ende 2009

Betrachtungszeitraum	„Soll-Energieertrag“ in MWh	„Ist-Energieertrag“ in MWh	Abweichung in %	Bemerkung
13.05.2006 – 31.12.2006	18,73	17,64	-5,8	im Soll-Ist-Vergleich betrachtet
2007	27,31	25,23	-7,6	Im Soll-Ist-Vergleich betrachtet
2008	26,32	25,02	-4,9	im Soll-Ist-Vergleich betrachtet
2009	25,71	20,70	-19,5	nicht in Soll-Ist-Vergleich betrachtet (da bereits zur Vermessung ausgebaute PV-Module)

In Abbildung 41 werden die kumulierten Energieerträge der „Soll-Werte“ und der „Ist-Werte“ dargestellt und verglichen. Diese Betrachtung schließt keine Weiterentwicklung der Defekte mit ein, die bei der PV-Anlage A bereits mithilfe der IR-Thermografie detektiert wurden (vgl. Kapitel 4).

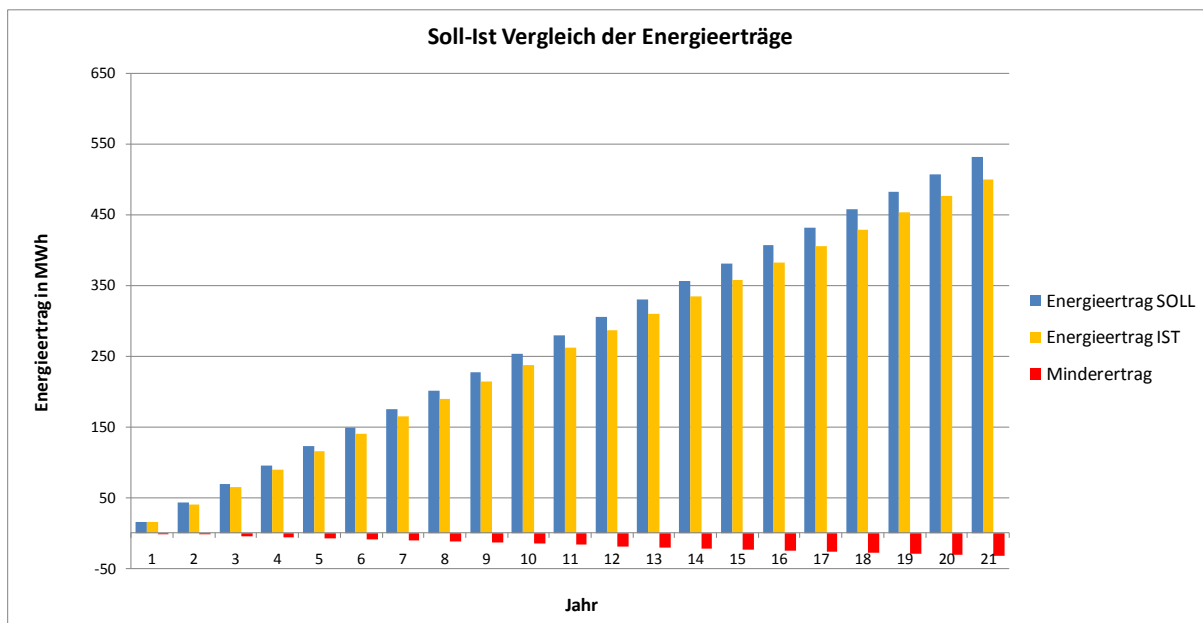


Abbildung 41: Soll-Ist Vergleich der Energieerträge für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren plus Inbetriebnahmejahr

Der entstandene aufsummierte Minderertrag für den betrachteten Zeitraum von 20 Jahren plus Inbetriebnahmejahr der PV-Anlage beträgt ca. 32,5 MWh. Daraus ergibt sich eine CO₂-Einsparung für den betrachteten Zeitraum von mindestens 20 Tonnen. Für die Berechnung der vermiedenen CO₂-Emission wurden Kennwerte laut GEMIS [GEM] zugrunde gelegt.

Außerdem wurden die Kapitalwerte für den Betrachtungszeitraum jeweils für die beiden Varianten gegenübergestellt. Es ergibt sich hierbei ein tatsächlicher wirtschaftlicher Mehrertrag von ca. 14.300 €, die Kosten einer IR-Thermographieuntersuchung liegen für eine PV-Anlage dieser Größenordnung bei rund 2.000 €.

12. Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit

Das ZAE Bayern e. V. und die BEC-Engineering GmbH wollen gemeinsam durch aktive Beratung und Information das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Photovoltaik erhalten und stärken, indem Vorteile des Verfahrens und Handlungsempfehlungen vorgestellt werden. Außerdem sollen die Ergebnisse dieses Projekts auf nationalen und internationalen Konferenzen sowie in regelmäßigen Abständen in Fachzeitschriften veröffentlicht werden, um das Potential dieser Meßmethode zu illustrieren. Damit kann ein deutlicher Beitrag zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und damit zum Umweltschutz geleistet werden. Im Rahmen von AP8 wurden bereits erste Ergebnisse auf dem OTTI-Seminar, 25. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, das im März 2010 in Kloster Banz, Bad Staffelstein stattfand, präsentiert [VBM10]. Eine weitere Veröffentlichung der Ergebnisse ist in Vorbereitung und soll in einer renommierten Zeitschrift publiziert werden. Außerdem ist geplant, einen Beitrag bei der nächsten PV-Konferenz (EUPVSEC 2011 in Hamburg) einzureichen.

Danksagung an DBU

Wir danken der Deutschen Stiftung Umwelt für die Unterstützung, ohne die die Durchführung dieses Projektes nicht möglich gewesen wäre.

Fazit

Innerhalb des Forschungsprojektes „Qualitätssicherung von installierten Photovoltaik-Anlagen mit Infrarot-Messtechnik (IR-PV-install)“ sollte von den Projektpartnern ZAE Bayern e. V. und von der BEC-Engineering GmbH eine allgemeingültige, wissenschaftliche Basis für Installateure, Betreiber und Gutachter als aussagekräftiges Hilfsmittel erstellt werden. Dabei können defekte Module in einem PV-Generator schnell, einfach und berührungslos während des laufenden Betriebes erkannt werden. Hierbei sollten typische Temperaturmuster definiert werden, die sich wiederum speziellen Defekten, die eine Leistungsminderung verursachen, zuordnen lassen.

In den untersuchten PV-Anlagen konnten alle geplanten Fehlerarten mit der IR-Kamera sichtbar gemacht werden. Dabei konnten sowohl Zellbrüche, mangelhafte Lötungen, überbrückte substrings, kurzgeschlossene Zellen auf den IR-Sonne-Aufnahmen unterschieden werden. Fast alle PV-Module, die in der IR-Sonne-Aufnahme schon in der Übersicht auffällig wärmer waren als benachbarte Zellen, hatten auch eine signifikant reduzierte Leistung. Die Messungen liefern zuverlässig Informationen über den Zustand einer PV-Anlage. Ein Großteil der Fehler, die einen deutlichen Einfluss auf den Energieertrag der PV-Anlage haben, kann über Thermografieaufnahmen erfasst werden. Allerdings haben teilweise auch in der IR-Übersichtsaufnahme thermisch unauffällige Module eine messbare Leistungsminderung.

Für eine weitere detailliertere Auswertung ist es empfehlenswert, eine größere Anzahl von PV-Anlagen mit unterschiedlichen Kenndaten zu untersuchen, wozu sowohl eine weitere zeitliche als auch messtechnische Optimierung notwendig ist. Hierdurch könnte die Korrelation zwischen Temperatur und Leistung zuverlässiger quantifiziert, Rückschlüsse auf den Zusammenhang zwischen Alter und Anzahl der auftretenden Fehler gezogen und detailliertere Aussagen aufgrund der durchgeführten IR-Untersuchung über den Minderertrag einer PV-Anlage getroffen werden.

Literaturverzeichnis

- [AJB07] Auer, R., Jahn, U., Buerhop, C., Vodermayr, C., Wotruba, G., Zehner, M. und Niess, M.: Infrared Analysis of PV modules for improving quality, in Proc. 22nd Europ. PVSEC 2007 Milan, Italy, 2519-2522
- [BEZ10] Bubnova, X., Ebner, R. und Zamini, S.: Fehleranalyse verschiedener PV-Technologien mittels Elektrolumineszenz und Thermographie, Tagungsband 25. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2010, 437-442
- [BJH07] Buerhop, C., Jahn, U., Hoyer, U., Lerche, B. und Wittmann, S.: Abschlussbericht der Machbarkeitsstudie zur Überprüfung der Qualität von Photovoltaik-Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen, 2007, www.ir-handbuch.de, ZAE Bayern, Erlangen
- [BPS06] Bothe, K., Pohl, P., Schmidt, J., Weber, T., Altermatt, P., Fischer, B. und Brendel, R.: Electroluminescence imaging as an in-line characterization tool for solar cell production, in Proc. 21st Europ. PVSEC, 2006, Dresden, p. 597-600
- [Dun03] Dunlop, E. D.: Lifetime performance of crystalline silicon PV modules, Joint Res. Centre, Inst. of Environ. & Sustainability, Ispra, Italy, Mai, 2003
- [DWD] Deutscher Wetterdienst: Klimadaten – Zeitreihen an Stationen, Tageswerte Station 10763 Nürnberg, 01.01.2009 bis 30.09.2010; 26.10.2010; 01:18
- [GEM] Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
- [HBJ08] Hoyer, U., Buerhop, C. und Jahn, U.: Electroluminescence and Infrared Imaging for Quality Improvements of PV Modules, in Proc. 23rd Europ. PVSEC 2008, Valencia, Spain, 2913-2916
- [HGK09] Haunschild, J., Glatthaar, M., Kwapil W. und Rein, S.: Comparing luminescence imaging with illuminated lock-in thermography and carrier density imaging for inline inspection of silicon solar cells, in Proc. 24th EPVSEC, 2009, Hamburg, Germany, 857-862
- [HWV97] Herrmann, W., Wiesner, W. und Vaaßen, W., Hot spot investigations on PV-Modules - new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes, in Proc. 26th PVSC, 1997, Anaheim, CA, 1129-1132
- [Inf04] InfraTec GmbH: Handbuch „Einführung in Theorie und Praxis der Infrarot-Thermografie“ Dresden 2004
- [JBH08] Jahn, U., Buerhop, C., Hoyer, U., Lerche, B. und Wittmann, S.: Infrarotmessungen an Photovoltaik-Modulen, ep Photovoltaik aktuell 1/2 2008, 32-38
- [KA06] Krenzinger, A., Andrade, A. C.: Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices, Solar Energy 80 (2007) 8, 1025-1034

- [MWE91] Molenbroek, E., Waddington, D.W. und Emery, K. A.: *Hot spot susceptibility and testing of PV-Modules*, IEEE, 1991, 547-552
- [VMM08] Vodermayr, C., Mayer, M., Müller, T., Niess, M., Wotruba, G., Becker, G., Zehner, M. und Schumacher, J.: *First Results – Correlation Between IR Images and Electrical Behavior and Energy Yield of PV Modules*, in Proc. 23rd Europ. PVSEC 2008, Valencia, Spain, 3134-3137
- [VMM09] Vodermayr, C., Mayer, M., Müller, T., Niess, M., Wotruba, G., Becker, G., Haselhuhn, R. und Stein, S.: *Erste Ergebnisse: Korrelation zwischen IR-Bildern, elektrischem Verhalten und Energieertrag von PV Modulen*, in Tagungsband 24. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2009
- [VBM10] Vodermayr, C., Buerhop, C., Mayer, M., Hoyer, U. und Wotruba, G.: *Erste Ergebnisse zur statistischen Verteilung von Fehlern in kristallinen PV-Modulen mit mehreren Betriebsjahren*, Tagungsband 25. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2010, 468-473
- [Woh03] Wohlgemuth, J. H.: *BP Solar: Long Term Photovoltaic Module Reliability*, NCPV and Solar Program Review Meeting 2003; S. 179 ff
- [Zim06] Zimmermann, C.G.: *The impact of mechanical defects on the reliability of solar cells in aerospace applications*, IEEE 6 (2006) 3, 486-494

Anhang A

Kennwerte von Modulen mit mangelhaften Lötungen

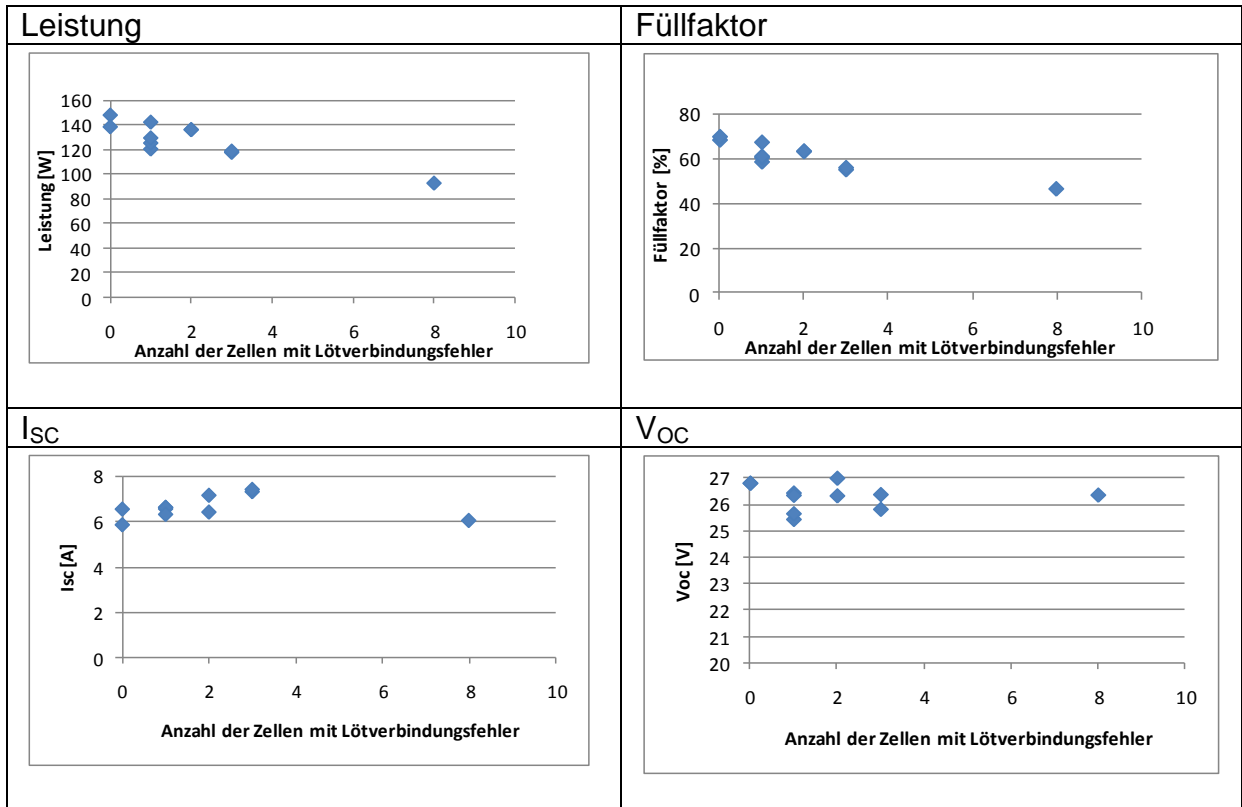


Abbildung 42: Modulkenwerten von Modulen mit mangelhaften Lötungen, Anlage B

Anhang B

Kennwerte von Modulen mit überbrückten substrings

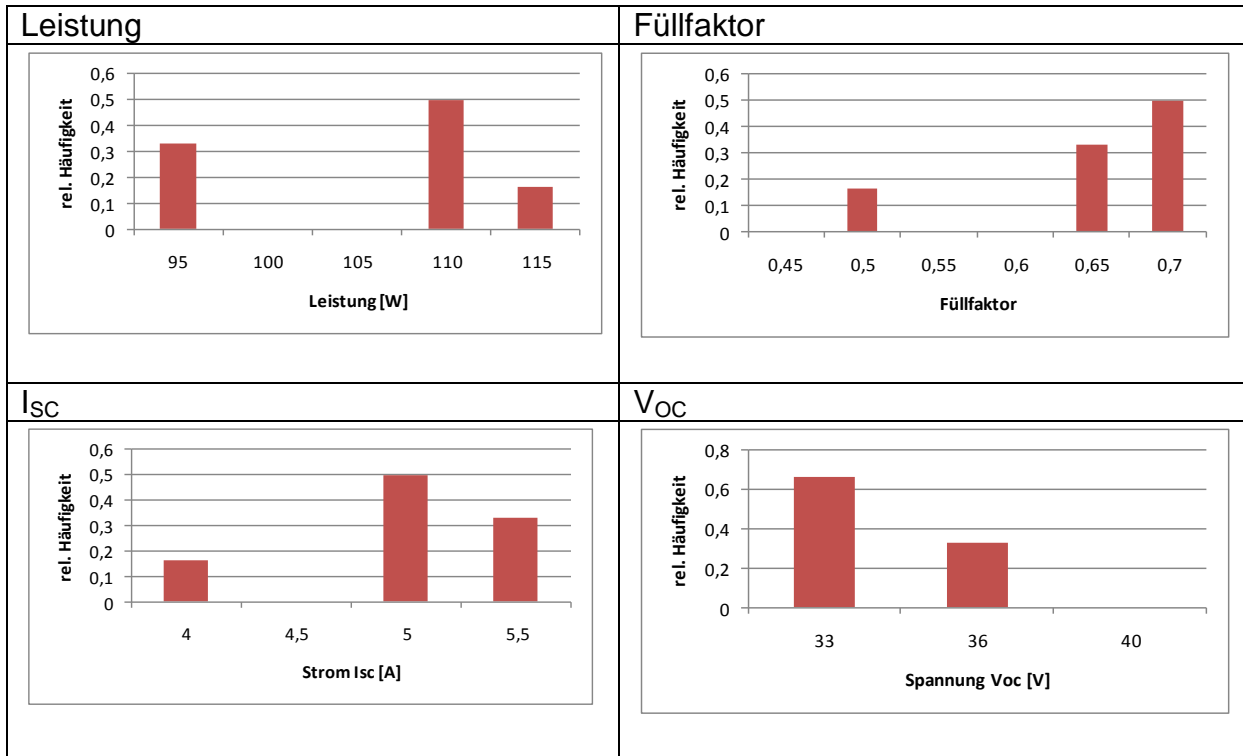


Abbildung 43: Modulkennwerte von Modulen mit überbrücktem substring, Anlage A

Anhang C

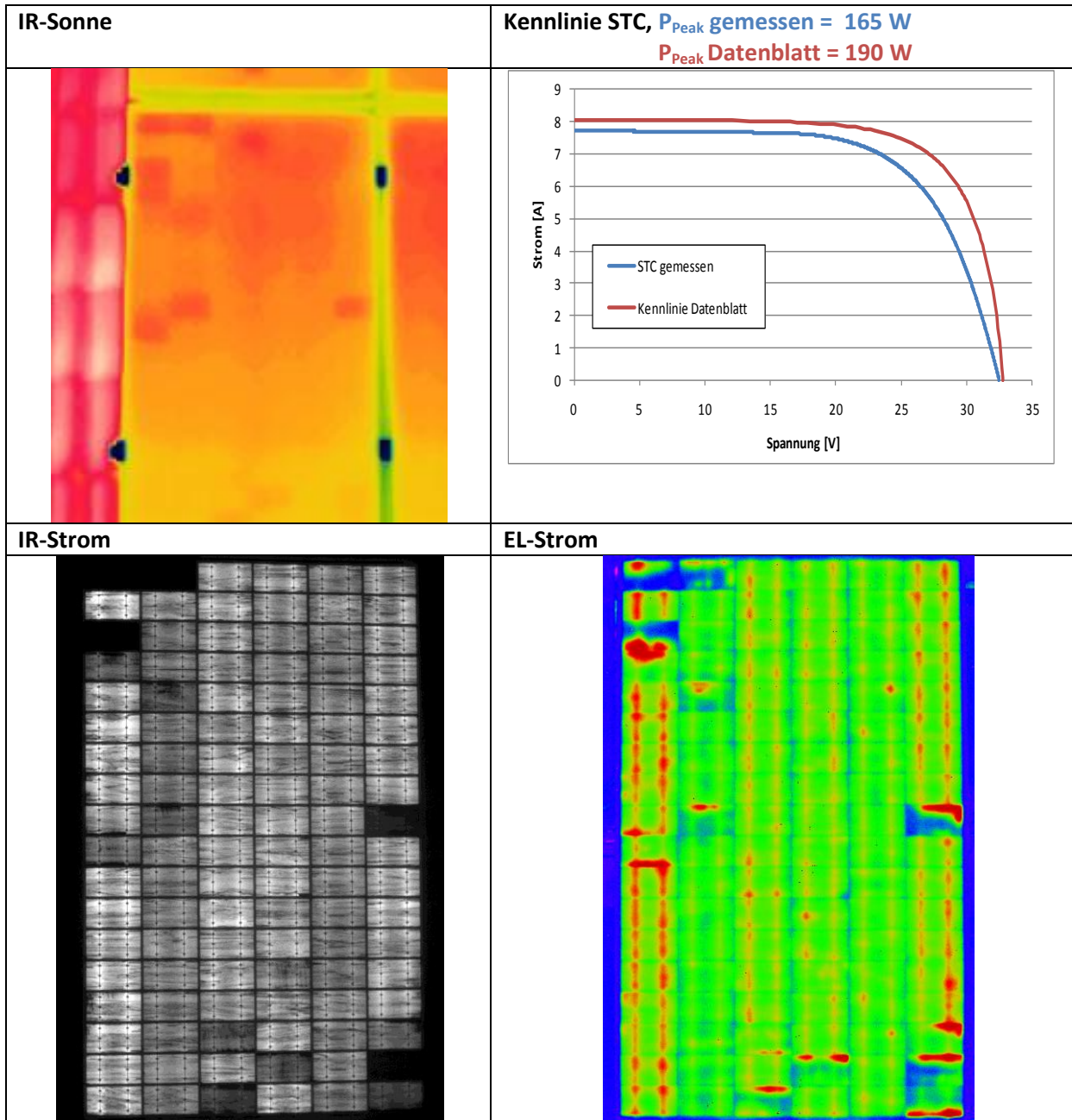


Abbildung 44: Vergleich des IR-Sonne-Aufnahme mit den Detailuntersuchungen: IR-Strom, EL-Strom, Kennlinie eines Moduls mit mehreren kurzgeschlossenen Zellen, Anlage H mit einem Zellformat von 8 cm x 15 cm.

Kennwerte von Modulen mit kurzgeschlossenen Zellen

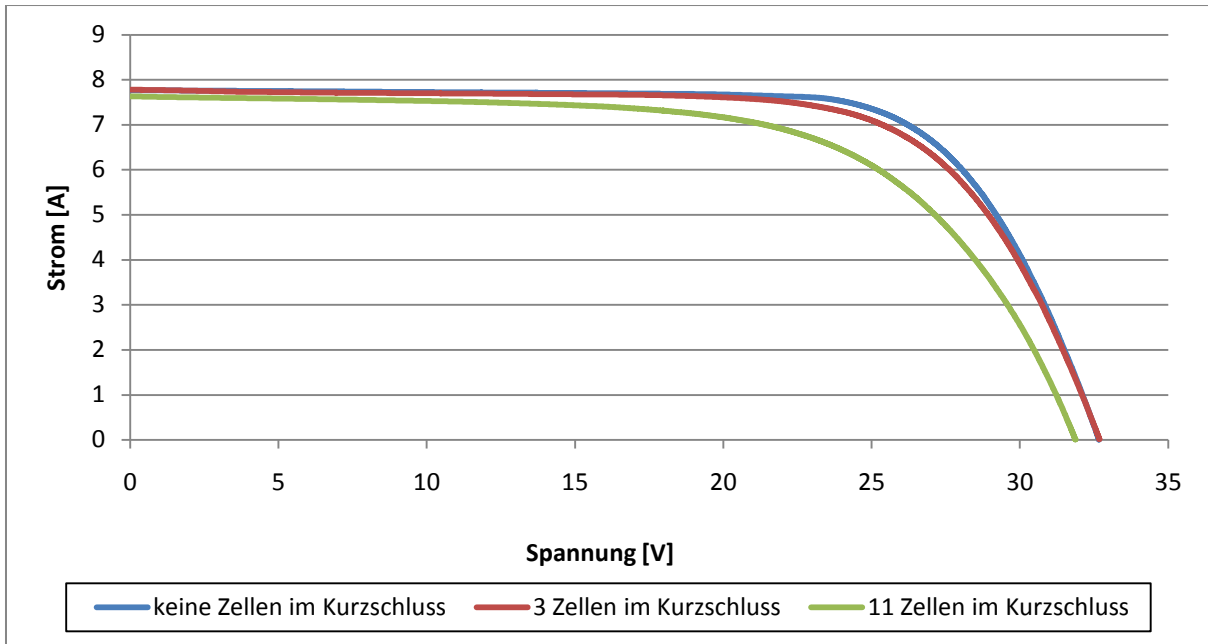


Abbildung 45: Kennlinien von Modulen mit mehreren Zellen im Kurzschluß; Anlage H

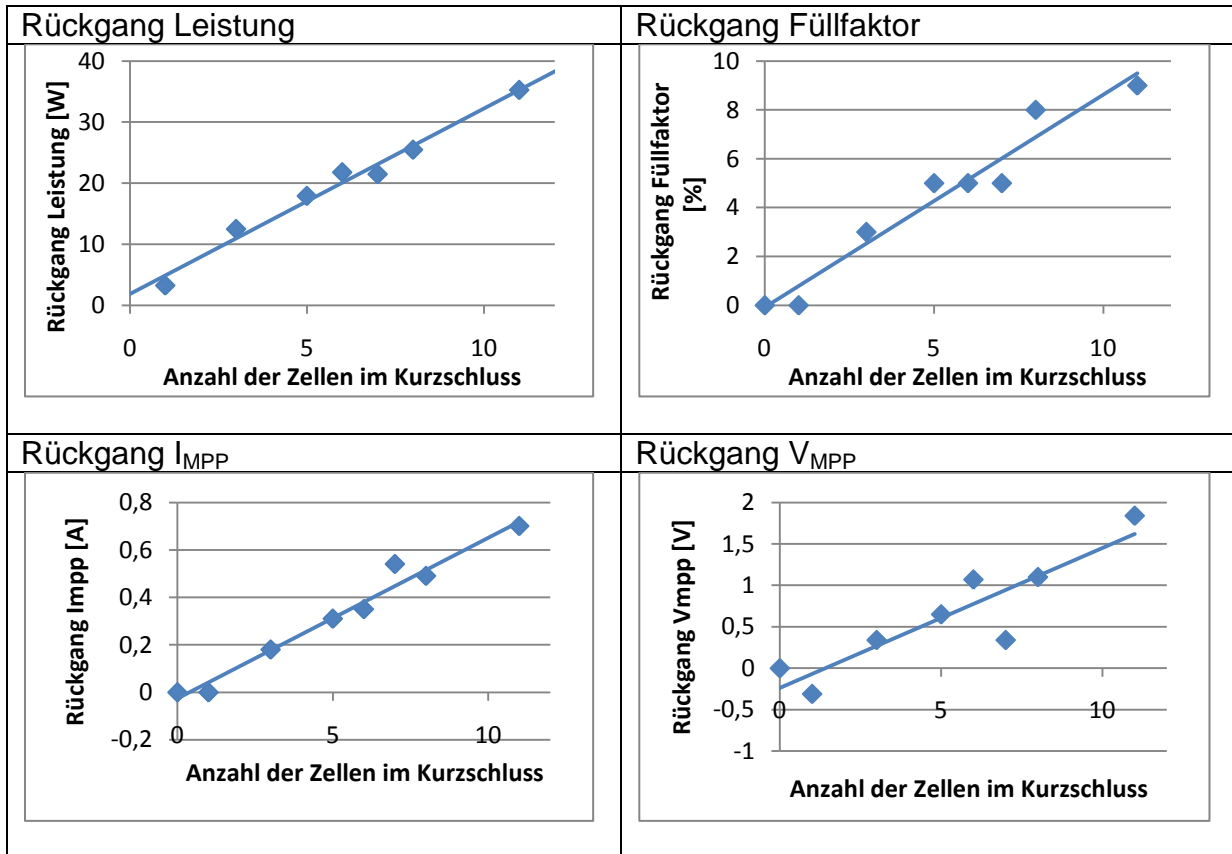


Abbildung 46: Abhängigkeit von Modulkennwerten von der Anzahl auffälliger Zellen in Modulen mit Zellkurzschluß

Anhang D

Kennwerte von Modulen mit Delamination

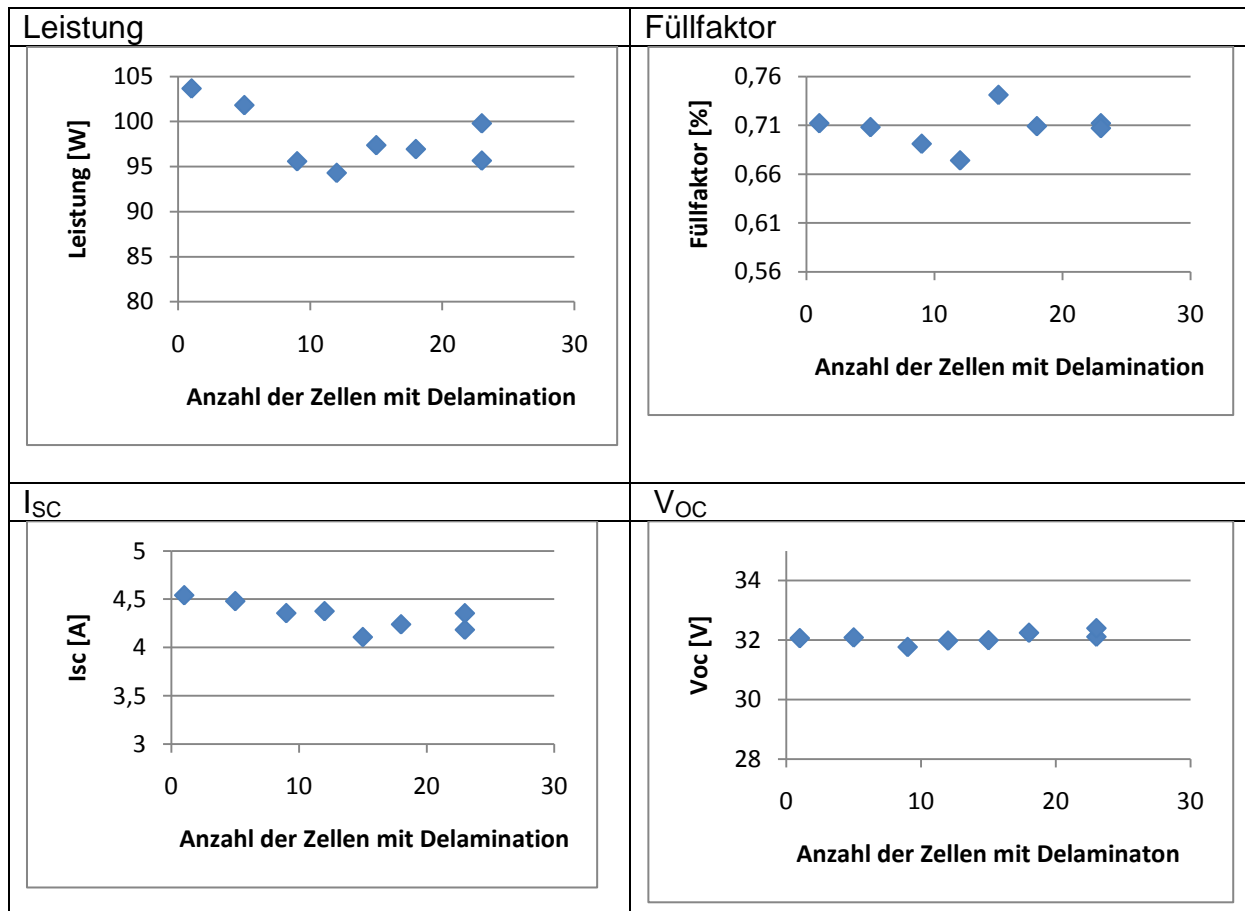


Abbildung 47: Abhängigkeit von Modulkenwerten von der Anzahl auffälliger Zellen in Modulen mit Delamination, Anlage O