

Degradationsanalyse von Photovoltaikmodulen – Eine Langzeitstudie an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen

von **Daniel Westers¹**, **Thomas Nierhoff²** und **Andreas
Schneider³**

¹ORCID: [0009-0009-9889-0649]

²ORCID: [0009-0003-7094-0305]

³ORCID: [0000-0003-3574-8265]

Schriftenreihe des Westfälischen Energieinstituts

Herausgeber:
Direktorium des Westfälischen Energieinstituts

Heft 2/2026

¹ Vormalig: Daniel Keil



Dieses Werk mit dem Titel **„Degradationsanalyse von Photovoltaikmodulen – Eine Langzeitstudie an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen“** von **Daniel Westers, Thomas Nierhoff und Andreas Schneider** ist lizenziert unter einer [Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz \(CC BY 4.0\)](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Diese Veröffentlichung erscheint zwar in der Schriftenreihe des Westfälischen Energieinstituts, für die Inhalte ist/sind aber ausschließlich der/die Verfasser verantwortlich.

Zusammenfassung

Photovoltaikmodule unterliegen im Betrieb verschiedenen Degradationsmechanismen, die zu Leistungsverlusten führen. Diese Studie² untersucht die tatsächliche Degradation ausgewählter Solarmodule der Photovoltaikanlage an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen über einen Zeitraum von bis zu 23 Jahren³. Ziel ist es, die Langzeitstabilität verschiedener Modultechnologien unter realen Betriebsbedingungen zu evaluieren und Aussagen über die Qualität der Degradation zu treffen.

Die Untersuchung umfasst PV-Installationen mit kristallinen Modulen (mono- und polykristallin), Dünnschichtmodulen (amorphes und mikrokristallines Silizium) sowie innovativen Heterojunction-Modulen (Sanyo HIT). Nach Auswertung der Ertragsdaten und Bestimmung der Performance Ratio wurden zehn Module aus den einzelnen Anlagen selektiert und im Solarlabor mittels Sonnensimulator unter Standard-Testbedingungen (STC) vermessen. Ergänzende Elektrolumineszenz- und Thermographie-Analysen ermöglichten die Identifikation von Mikrodefekten, Zellrissen und Hot-Spots. Die jährliche Degradation wurde anschließend zum einen über die Performance Ratio und zum anderen über die Laborleistungsmessung bestimmt.

Die Ergebnisse, bezogen auf die Laborleistungsmessung zeigen Degradationsraten zwischen 0,16% und 0,65% pro Jahr, abhängig von der Modultechnologie. Polykristalline PeakonP-Module weisen durchschnittliche Verluste von 0,53% jährlich auf. Monokristalline Solon Black 230 Module zeigen geringere Degradation (0,37% p.a.), während rückseitenkontaktierte Solon Black 280 Module geringe Werte erreichen (0,16% p.a.). Heterojunction-Module (Sanyo HIT) zeigen eine Degradation von 0,64% p.a. Die Hauptdegradationsursachen sind lichtinduzierte Degradation (LID), potentialinduzierte Degradation (PID), Zellrisse und Delaminationen. Die meisten Module erfüllen oder übertreffen die Herstellergarantien von 90% nach 10 Jahren.

Schlagwörter: Photovoltaik, Degradation, Langzeitstudie, Performance Ratio, Elektrolumineszenz, Thermographie, LID, PID, Solarmodule, Modulalterung

² Die in diesem Beitrag präsentierten Ergebnisse basieren auf der Bachelorarbeit von Daniel Westers, die im FB 2 (Lehreinheit Elektrotechnik) der Westfälischen Hochschule im Jahr 2021 im Solarlabor unter Betreuung von Prof. Dr. Andreas Schneider durchgeführt wurde.

³ Alle zeitlichen Angaben in dieser Arbeit beziehen sich auf das Jahr der Bearbeitung der Bachelorarbeit

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung der Studie

Diese Arbeit gibt anhand von ausgewählten Photovoltaikanlagen der Westfälischen Hochschule am Standort Gelsenkirchen darüber Aufschluss, wie hoch die tatsächliche Degradation verschiedener Modultechnologien nach mehrjährigem Betrieb unter mitteleuropäischen Klimabedingungen ist. Mit den für diese Arbeit zur Verfügung stehenden Mitteln soll eine möglichst präzise Aussage über die Qualität und das Ausmaß der Degradation getroffen werden.

Dabei werden folgende Fragestellungen untersucht:

- Wie hoch ist die tatsächliche Degradation verschiedener Modultechnologien (kristallin, Dünnschicht, Heterojunction) nach bis zu 23 Betriebsjahren?
- Welche Degradationsmechanismen treten bei verschiedenen Technologien auf?
- Wie unterscheiden sich die Degradationsraten zwischen mono- und polykristallinen, Dünnschicht- und Heterojunction-Modulen?
- Inwieweit werden die Herstellergarantien, bezogen auf die Leistungsgarantie von typischerweise 90% nach 10 Jahren und 80% nach 20 Jahren, eingehalten?
- Welche Rolle spielen Mikrorisse, Hot-Spots und andere Defekte für die Leistungsminderung?

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist wie folgt strukturiert: Kapitel 2 gibt einen umfassenden Überblick über Degradationsmechanismen. In Kapitel 3 wird die Untersuchungsmethodik beschrieben, einschließlich der PV-Installationen an der Westfälischen Hochschule, der Auswertung der Ertragsdaten und der Modulselektion. Kapitel 4 präsentiert die Ergebnisse der Labormessungen mittels Sonnensimulator, Elektrolumineszenz und Thermographie. Kapitel 5 diskutiert die Ergebnisse im Kontext der internationalen Literatur und zeigt Limitationen der Studie auf. Kapitel 6 fasst die Kernaussagen zusammen und gibt einen Ausblick auf weitere Forschung.

2 Degradationsmechanismen bei Photovoltaikmodulen

2.1 Überblick und Klassifikation

Solarmodule unterliegen verschiedenen Degradationsmechanismen, die zu Leistungsverlusten führen. Die typische Lebensdauer beträgt 25-30 Jahre. Modulhersteller geben üblicherweise gestaffelte Leistungsgarantien auf ihre Produkte:

- 90% der Nennleistung nach 10 Betriebsjahren
- 80% der Nennleistung nach 20-25 Betriebsjahren

Kategorie	Degradationsart	Beschreibung / Detail	Schweregrad (1-10)
Sicherheit	Rückseitenfolie (Isolierung)	Risse oder Zersetzung der Folie; führt zu Erdschlüssen und Stromschlaggefahr.	10
Sicherheit	Hot-Spots	Lokale Überhitzung durch Zellfehler; Brandgefahr und Zellzerstörung.	10
Elektrische Defekte	Lötstellen- / Schaltungsfehler	Ermüdung der Zellverbinder; führt zu Lichtbögen oder Totalausfall.	8
Elektrische Defekte	Potenzialinduzierte Degradation (PID)	Leistungsverlust durch Leckströme zwischen Zellen und Rahmen.	8
Elektrische Defekte	Bypass-Dioden / Anschlussbox	Defekte Dioden führen zu hohen Verlusten bei Verschattung oder Kurzschlussgefahr.	6
Elektrische Defekte	Korrosion (Busbars/Finger)	Feuchtigkeitseintritt führt zur Oxidation der Leiterbahnen; steigender Widerstand.	5
Zell-Ebene	LeTID / LID	Licht- und temperaturinduzierte Degradation (besonders bei PERC-Zellen relevant).	4-7
Zell-Ebene	Gebrochene Zellen / Mikrorisse	Zellbruch durch mechanische Belastung (Schnee, Wind, Begehen); oft unsichtbar.	5
Zell-Ebene	Schnecken Spuren (Snail Trails)	Sichtbare Verfärbungen entlang von Mikrorissen; oft Vorboten für Delamination.	3
Optik & Material	Starke Delamination	Ablösung der Folien vom Glas; Risiko von Feuchtigkeitseintritt und Korrosion.	6
Optik & Material	Glasbruch	Mechanische Zerstörung der Schutzschicht; Risiko für Folgeschäden (Feuchtigkeit).	5
Optik & Material	Verfärbung (Browning/Yellowing)	Chemische Veränderung des EVA-Encapsulants; verringert Lichtdurchlass.	3
Optik & Material	Rahmenverformung	Mech. Instabilität, erschwert Hinterlüftung/Montage.	3
Optik & Material	Dauerhafte Verschmutzung	"Soiling" (z. B. Flechten, Algen); führt zu dauerhafter Verschattung.	3
Optik & Material	Leichte Delamination	Beginnende Ablösung an Rändern ohne Zellkontakt.	1
Optik & Material	Rückseitenfolie (andere Defekte)	Kratzer oder rein optische Mängel ohne Beeinträchtigung der Isolierung.	1

Tabelle 1: Klassifizierung der Degradationsarten nach Schweregrad. Quelle: Eigene Zusammenfassung

Die Degradationsarten lassen sich nach ihrem Schweregrad klassifizieren (vgl. Tabelle 1), dabei reicht die Einstufung von Stufe 1 (keine Auswirkung auf Leistung) bis Stufe 10 (große Auswirkungen auf Leistung und Sicherheit).

Ergänzungen zur Einordnung:

- Sicherheitsrelevanz (Stufe 8-10): Hierbei handelt es sich nicht nur um Mindererträge. Defekte an der Rückseitenfolie oder HotSpots können zu Lichtbögen führen, stellen ein Brandrisiko dar und machen die Anlage technisch unsicher (Gefahr bei Berührung).
- LID & LeTID: Treten oft in den ersten Betriebsstunden oder -jahren auf. Während LID (Light Induced Degradation) meist stabilisiert ist, ist LeTID ein moderneres Problem, das bei neueren Hocheffizienzmodulen auftreten kann.
- Mikrorisse: Diese werden oft unterschätzt, da sie mit bloßem Auge kaum sichtbar sind. Sie können jedoch durch thermische Zyklen (Tag/Nacht) zu echten Zellbrüchen und somit zu HotSpots führen.

2.2 Lichtinduzierte Degradation (LID)

Lichtinduzierte Degradation (LID) tritt besonders stark in amorphen Siliziumzellen (a-Si) durch den Staebler-Wronski-Effekt (SWE) auf. Bei der durch Licht erzeugten Rekombination von Elektron-Loch-Paaren werden schwache Silizium-Bindungen gelöst, wodurch sogenannte „Dangling Bonds“ entstehen. Diese ungesättigten Bindungen fungieren als zusätzliche Rekombinationszentren und reduzieren den Wirkungsgrad erheblich. Während historische Studien Leistungsverluste von bis zu 37% nannten, stabilisiert sich die Leistung moderner amorpher Komponenten nach der initialen Phase (ca. 1.000 bis 3.000 Betriebsstunden) meist bei einem Verlust von 15% bis 25% gegenüber dem Initialwert (Mertens, 2025). Der Effekt ist thermisch reversibel: Ein Ausheilen („Annealing“) der Defekte ist bei Temperaturen über 150 °C möglich.

In der aktuellen Photovoltaik-Landschaft des Jahres 2026 hat sich der Fokus bei kristallinen Siliziummodulen verschoben. Die klassische Bor-Sauerstoff-LID (ca. 1–3% Initialverlust) spielt kaum noch eine Rolle, da die Industrie nahezu vollständig auf Gallium-dotierte p-Typ-Wafer oder n-Typ-Materialien (TOPCon, HJT) umgestellt hat, die gegen diesen spezifischen Effekt immun sind (VDMA e. V., 2025).

Stattdessen gewinnen komplexere Mechanismen an Bedeutung:

- LeTID (Light and elevated Temperature Induced Degradation): Dieser Effekt kann insbesondere bei PERC- und in geringerem Maße bei TOPCon-Zellen zu verzögerten Leistungsverlusten bis zu 6% führen, die erst nach Monaten oder Jahren bei erhöhten Temperaturen auftreten (Ning et al., 2022).
- UVID (UV-Induced Degradation) & PID (Potential-Induced Degradation): Bei modernen n-Typ-Modulen (insb. TOPCon) rücken die Stabilität der Passivierungsschichten gegenüber UV-Licht sowie die Anfälligkeit für spannungsinduzierte Degradation (PID) in den Vordergrund, wobei die jährliche Degradationsrate mittlerweile auf 0,35% bis 0,4% gesunken ist (Maysun Solar, 2025).

2.3 Potentialinduzierte Degradation (PID)

Unter dem Begriff PID werden Degradationsmechanismen zusammengefasst, die durch hohe Potenzialdifferenzen (bis zu 1500 V in modernen PV-Kraftwerken) zwischen den Solarzellen und dem geerdeten Modulrahmen ausgelöst werden. Während die klassische PID bei p-Typ-Zellen (PERC) primär durch Kurzschlüsse (Shunting) auffiel, differenziert man im Jahr 2026 bei hocheffizienten n-Typ-Zellen zwischen verschiedenen Ausprägungen (IEA-PVPS, 2025):

- PID-s (Shunting): Bei hohen negativen Spannungen wandern positiv geladene Natrium-Ionen (Na^+) aus dem Deckglas durch die Einbettfolie und die Antireflexschicht bis in die Zelle. Dort bilden sie leitfähige Kanäle, die den pn-Übergang überbrücken (Shunts). Dies führt zu einem massiven Einbruch des Füllfaktors (FF) und der Leerlaufspannung.
- PID-p (Polarization): Bei n-Typ-Zellen (insb. TOPCon) führt eine Ladungsakkumulation an der Vorderseite zu einer Verschlechterung der Oberflächenpassivierung. Dies erhöht die Rekombinationsrate der Ladungsträger und reduziert primär den Kurzschlussstrom (Gebhardt et al., 2025).

PID-Effekte können ohne Gegenmaßnahmen zu Leistungsverlusten von über 30% führen. Die Ausprägung wird durch folgende Faktoren verstärkt:

- Hohe Systemspannung: Der Trend zu 1500-V-Systemen erhöht den Druck der Ionenwanderung massiv gegenüber älteren 600-V- oder 1000-V-Anlagen.
- Klimatische Bedingungen: Hohe Luftfeuchtigkeit und Temperaturen über 50 °C beschleunigen die Ionenmobilität und Leitfähigkeit der Moduloberflächen.

- Materialwahl: Die Verwendung von natriumhaltigem Standard-Kalk-Natron-Glas in Kombination mit EVA (Ethylvinylacetat) begünstigt den Effekt.

Gegenmaßnahmen:

Moderne Module (Zeitpunkt 2026) gelten als weitgehend „PID-resistent“, indem natriumarme Gläser oder optimierte SiN-Antireflexschichten verwendet werden. Bei Hocheffizienzmodulen (TOPCon/HJT) hat sich zudem der Wechsel von EVA zu POE (Polyolefin-Elastomer) als Einbettmaterial etabliert, da POE eine höhere Volumenresistivität und geringere Wasserdampfdurchlässigkeit aufweist (Mertens, 2025).

Reversibilität:

PID-Effekte sind größtenteils reversibel. Im Kraftwerksbetrieb werden hierzu „Offset-Boxen“ eingesetzt, die nachts eine positive Spannung gegenüber Erde an den String anlegen, um die Ionenwanderung umzukehren. Auch eine thermische Behandlung der Module (> 60 °C) kann den Regenerationsprozess beschleunigen, ist jedoch in der Außenanwendung meist nicht praktikabel (Wesselak et al., 2016).

2.4 Mechanische und thermische Degradation

a) Zellrisse und Mikrorisse: Entstehen durch:

- Mechanische Belastungen (Windlast, Schneelast, Hagel)
- Thermomechanische Zyklen (Tag/Nacht, Sommer/Winter)
- Bereits bei Produktion, Transport oder Installation

Risse können Zellbereiche elektrisch isolieren und zu inaktiven Bereichen führen. Folge: Reduzierter Kurzschlussstrom und erhöhter Serienwiderstand. Mikrorisse sind mit EL-Analyse gut detektierbar.

b) Delamination: Ablösung der EVA-Schicht vom Glas, Zellen oder Rückseitenfolie:

- Feuchtigkeit (Hydrolyse des EVA)
- UV-Strahlung (Photooxidation)
- Temperaturwechsel (unterschiedliche thermische Ausdehnung)

Folgen: Erhöhte Reflexion, reduzierte optische Transmission, beschleunigter Feuchtigkeitseintritt, erhöhtes Korrosionsrisiko.

- c) Verfärbung (Vergilbung): UV-Strahlung und Feuchtigkeit führen zur Verfärbung des Verkapselungsmaterials (EVA wird gelblich-braun). Dies reduziert die Transmission im kurzwelligen Bereich um 2-5%. Moderne EVA-Formulierungen mit UV-Stabilisatoren reduzieren diesen Effekt.

Folgen: Erzeugter Modulstrom wird signifikant verringert.

- d) Korrosion: Feuchtigkeit führt zu:

- Korrosion der Zellkontakte (Silber-Finger)
- Oxidation der Lötverbindungen (Zinn-Blei oder bleifreie Lote)

Folgen: Erhöhte Übergangswiderstände → erhöhter Serienwiderstand → reduzierter FF

2.5 Hot-Spots

Hot-Spots entstehen durch:

- Teilabschattung von Zellen (Verschmutzung, Laub, Schnee)
- Defekte oder gebrochene Zellen
- Inhomogene Zellqualität innerhalb eines Moduls

Mechanismus: Bei Teilabschattung produzieren einzelne Zellen weniger Strom. In einem String wirken sie als "Bremse" und werden in Sperrrichtung betrieben. Sie dissipieren Energie als Wärme, was zu Temperaturen von $> 100^{\circ}\text{C}$ führen kann.

Bypass-Dioden sollen diesen Effekt minimieren: Sie überbrücken Zellgruppen (typisch 20-24 Zellen pro Diode). Bei Teilabschattung leitet die Diode den Strom an der betroffenen Zellgruppe vorbei. Defekte Dioden sind mit Thermographie detektierbar.

Folgen von Hot-Spots:

- Beschleunigte Degradation der betroffenen Zellen
- EVA-Degradation und Verfärbung
- Glasbruch in extremen Fällen
- Brandgefahr (selten, aber möglich)

3 Untersuchungsmethodik

3.1 PV-Installationen an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen

Die Westfälische Hochschule betreibt auf verschiedenen Gebäuden des Campus Gelsenkirchen mehrere Photovoltaikanlagen mit unterschiedlichen Modultechnologien. Diese wurden zwischen 1998 und 2011 installiert und bieten eine ideale Grundlage für eine vergleichende Langzeitstudie.

Abbildung 1 zeigt eine Luftaufnahme, auf welchen die PV-Anlagen zu sehen sind.



*Abb. 1: Luftaufnahme der Gebäude mit Sicht auf die PV-Installationen.
Quelle: Eigene Aufnahme.*

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die PV-Installationen. Neben dem Installationsdatum ist die Modultechnologie und die Anzahl der Module angegeben:

Hersteller	Technologie	Inbetriebnahme	Wirkungsgrad	Gebäude	Anzahl
Kaneka KA	Amorph Si	2005		A4	12
Siemens ST 40	CIS	2005		A4	16
Siemens SM 110	Monokrist.	1998	12,70%	A4, A5	108
Würth WS	CIS	2005		A4	12
Unisolar US	Amorph Si	2006		A4	26
Auria	AmorpMikro	2010		A2	60
GET	Amorph Si	2010		A2	80
Scheuten P6-66	Polykrist.	2010	13,50%	A5, A6	30, 56
Sanyo Hit 240	HeteroJunct	2011	17,30%	A5, B3	32, 19
Solon Black 280	Monokrist. Rückseite	2010	16,00%	A5	24
Solon Black 230	Monokrist.	2010	13,72%	A6	20
Solon Blue 230	Polykrist.	2010	13,72%	A6	30
PeakonP 215	Polykrist.	2010	12,90%	A7	10
PeakonP 220	Polykrist.	2010	13,20%	A7	10
PeakonP 225	Polykrist.	2010	13,50%	A5, E1, A2	32, 42, 40
PeakonP 230	Polykrist.	2010	13,80%	A2, B3	19

Tabelle 2: Überblick über die PV-Installationen der WHS am Standort Gelsenkirchen.

3.2 Performance Ratio und Ertragsdatenauswertung

Die Performance Ratio (PR) ist die zentrale Kenngröße zur Beurteilung der Anlagenperformance und wird berechnet als:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (1)$$

wobei:

- Y_F (Yield Final) = tatsächlicher Energieertrag / installierte Nennleistung
[kWh/kW_p] = $E_{\text{real}} / P_{\text{STC}}$ [h]
- Y_R (Yield Reference) = Einstrahlung / 1000 [(kWh/m²)/(kW/m²)] = H_G / G_{STC} [h]

Umgeschrieben berechnet sich die PR wie folgt:

$$PR = \frac{E_{\text{real}}}{H_G / G_{\text{STC}} \cdot P_{\text{STC}}} \quad (2)$$

mit:

- H_G = Globalstrahlungssumme [kWh/m²] (in der Regel in Ebene des Generators)

- P_{STC} = Generator-Nennleistung unter STC-Bedingungen (Konstante)
- $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$ (Standard-Testbedingung)

Es gilt:

Tatsächlicher Systemwirkungsgrad (inkl. Umrichter-, Verkabelungs- und sonstiger systemischer Verluste)

$$\eta_{sys} = \frac{E_{real}}{A \cdot H_G} \quad (3)$$

mit

- A = Generatorfläche in m^2

und dem Nennwirkungsgrad unter STC

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{A \cdot G_{STC}} \quad (4)$$

Nach weiterer Umformulierung wird gezeigt, dass folgender Zusammenhang gilt:

$$E_{real}(t) = \frac{\eta_{sys} \cdot P_{real}(t) \cdot H_G}{G_{STC}} \quad (5)$$

Die PR berücksichtigt alle Systemverluste: Temperatureffekte, Wechselrichter, Verkabelung, Verschmutzung, Abschattung und Degradation. Eine PR von 80-85% ist typisch für gut funktionierende Anlagen in Deutschland. Ein kontinuierlicher Rückgang der PR über mehrere Jahre deutet auf Degradation hin.

Zusammenhang zwischen Ertrag, Einstrahlung und Degradation:

Eine vereinfachte, für viele Analysen ausreichende Beschreibung ist, dass die verfügbare Modulleistung durch einen degradationsabhängigen Faktor reduziert wird:

$$P_{real}(t) = P_{STC} (1 - D(t)) \quad (6)$$

bzw:

$$E_{real}(t) = \frac{\eta_{sys} \cdot P_{STC} (1 - D(t)) \cdot H_G}{G_{STC}} \quad (7)$$

$D(t)$ ist der degradierte Anteil (z. B. $D = 0,02$ entspricht 2%). In realen Anlagen überlagern sich mehrere Effekte (z. B. initiale (Boron-Oxygen Light-Induced Degradation: BO-LID, verzögerte Light and Elevated Temperature-Induced Degradation: LeTID sowie langfristige Alterung).

Es ergibt sich die zentrale Gleichung:

$$PR = \eta_{sys} \cdot (1 - D(t)) \quad (8)$$

Die Performance Ratio hängt also ab von:

- Systemwirkungsgrad η_{sys} (konstant, wenn keine Systemänderungen)
- Degradation $D(t)$ (steigt mit der Zeit)

Damit kann gezeigt werden, dass eine Erhöhung der Degradation $D(t)$ zu einer proportionalen Verringerung der PR führt. Die PR ist somit ein geeigneter Indikator, um degradationsbedingte Leistungsverluste zu erkennen (sofern Mess- und Modellunsicherheiten sowie Betriebszustände berücksichtigt werden:

$$\frac{\partial PR}{\partial D} = -\eta_{sys} \quad (9)$$

Interpretation:

- Die PR sinkt linear mit der Degradation
- Der Proportionalitätsfaktor ist $-\eta_{sys}$
- Jedes Prozent Degradation führt zu einem Rückgang der PR um η_{sys} Prozentpunkte

Abbildung 2 zeigt exemplarische PR-Verläufe über 25 Jahre für unterschiedliche Degradationsmechanismen. Die Kurven dienen der Veranschaulichung (typische Größenordnungen) und können an reale Messdaten angepasst werden.

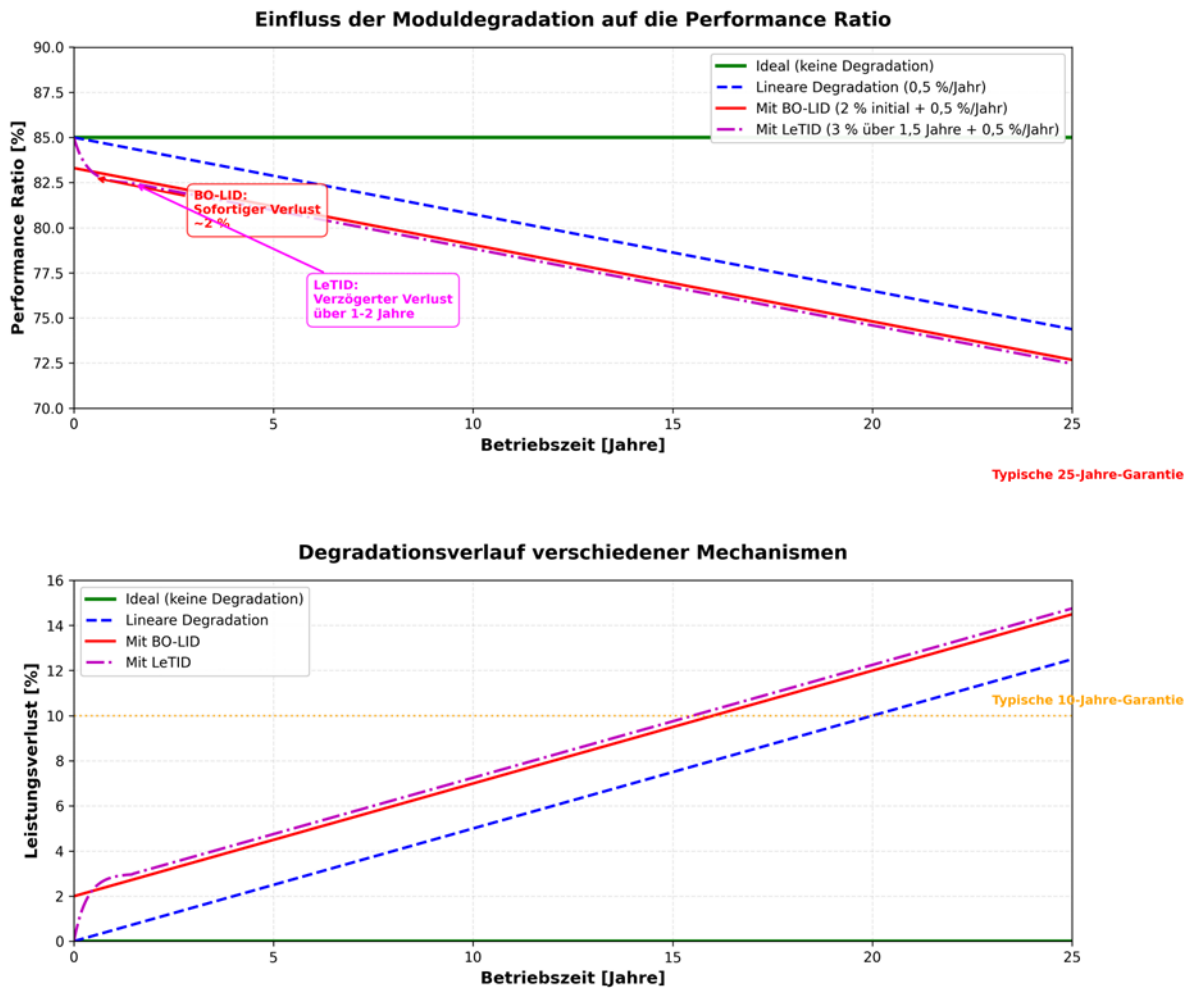


Abb. 2: PR-Verläufe über 25 Jahre für unterschiedliche Degradationsmechanismen.

Quelle: Eigene Darstellung.

Damit kann festgehalten werden, dass die Performance Ratio den gemessenen Energieertrag ins Verhältnis zur Einstrahlung und zur installierten STC-Leistung setzt. Wird die verfügbare Modulleistung durch Degradation um den Faktor $(1-D(t))$ reduziert, verringert sich der Energieertrag proportional. Durch Einsetzen in die PR-Definition ergibt sich $PR(t) = \eta_{\text{sys}} \cdot (1-D(t))$. Damit sinkt die PR proportional zur Degradation und ist folglich geeignet, degradationsbedingte Leistungsabnahmen über die Betriebszeit zu quantifizieren.

Aus den Monitoringdaten der Jahre 2011-2021 wurden für alle Installationen die PR-Verläufe berechnet. Diese sind in unteren Abbildungen 3 bis 13 gezeigt.

Auria_A2

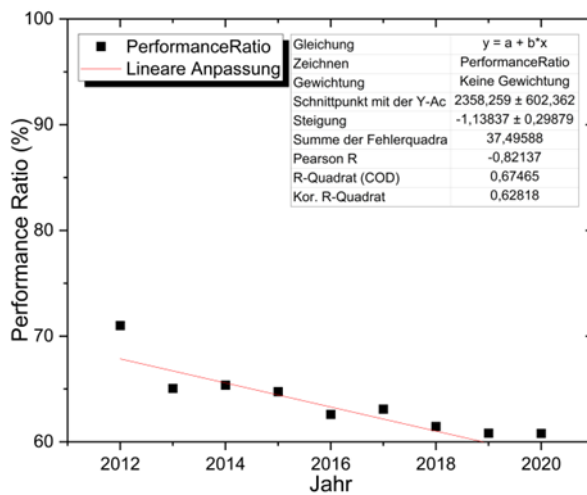


Abb. 3: PR Verlauf Auria Mikrokristalline Si-Zellen Gebäude A2. Quelle: Eigene Messung.

GET_A2

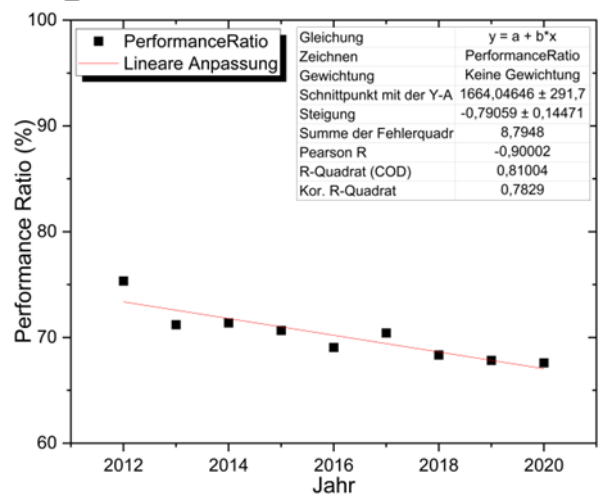


Abb. 4: PR Verlauf GET Amorphe Si-Zellen Gebäude A2. Quelle: Eigene Messung.

PeakonP215_A7

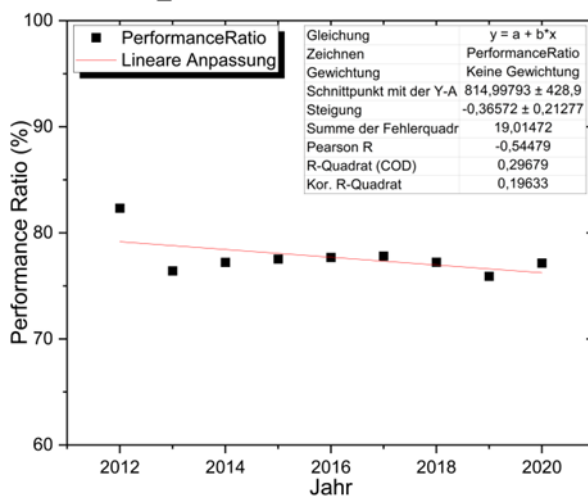


Abb. 5: PR Verlauf PeakonP215 Polykristalline Zellen Gebäude A7. Quelle: Eigene Messung.

PeakonP220_A7

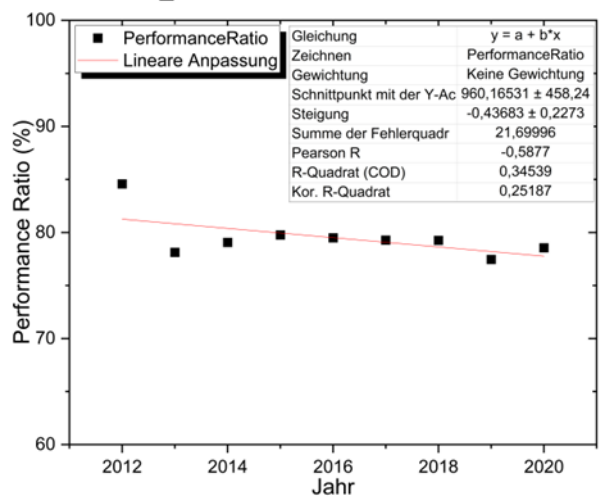


Abb. 6: PR Verlauf PeakonP220 Polykristalline Zellen Gebäude A7. Quelle: Eigene Messung.

PeakonP225_A5

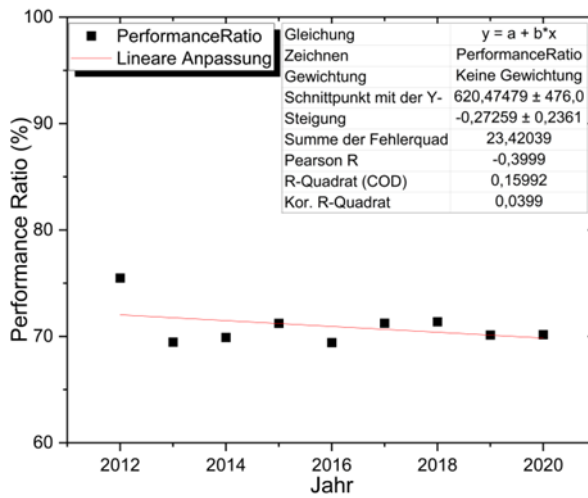


Abb. 7: PR Verlauf PeakonP225 Polykristalline Zellen Gebäude A5. Quelle: Eigene Messung.

PeakonP230_B3

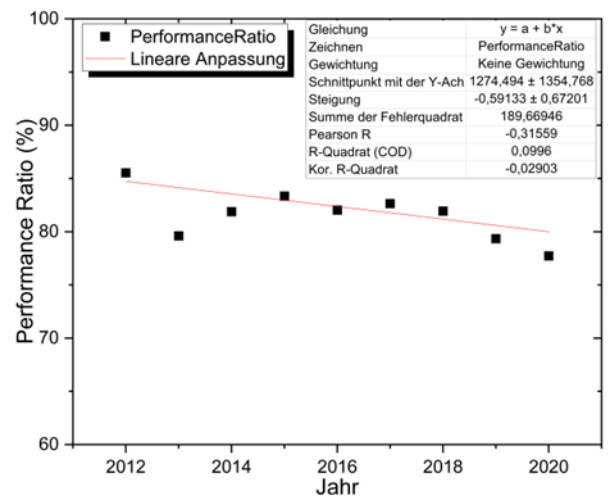


Abb. 8: PR Verlauf PeakonP230 Polykristalline Zellen Gebäude B3. Quelle: Eigene Messung.

SolonBlack280_A5

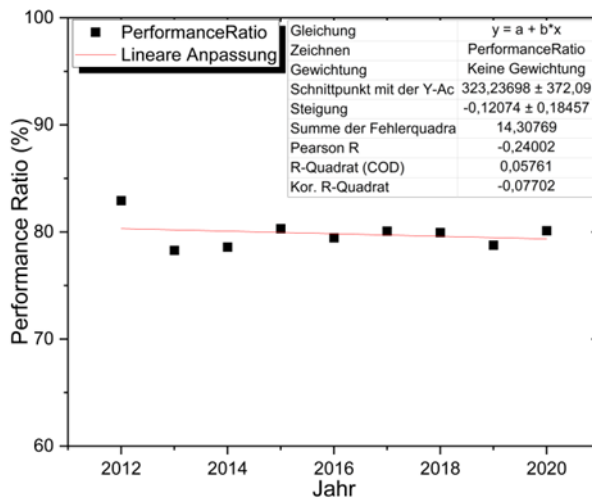


Abb. 9: PR Verlauf Monokristalline Rückseitenkontaktierte Si-Zellen Solon Black 280 Gebäude A5. Quelle: Eigene Messung.

ScheutenMultisol_A6

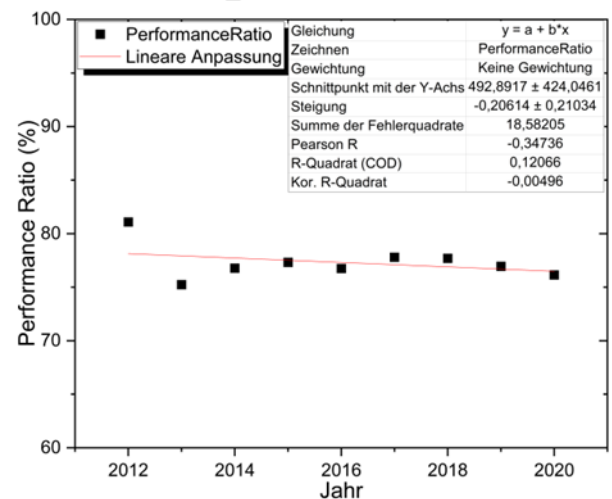


Abb. 10: PR Verlauf Scheuten Multisol Polykristalline Zellen Gebäude A6. Quelle: Eigene Messung.

SolonBlack230_A6

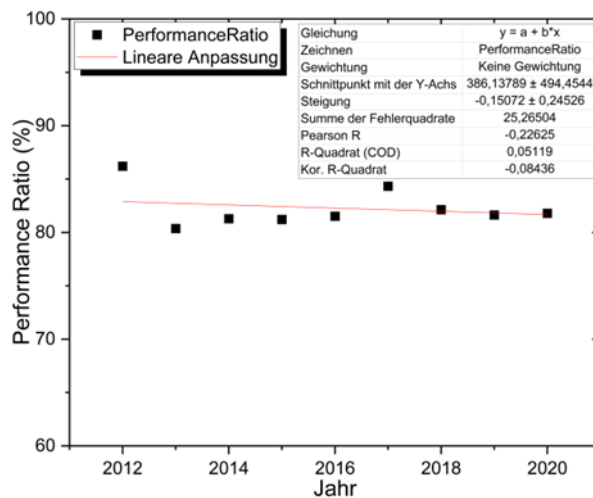


Abb. 11: PR Verlauf Solon Black 230 Monokristalline Zellen Gebäude A6. Quelle: Eigene Messung.

SolonBlue230_A6

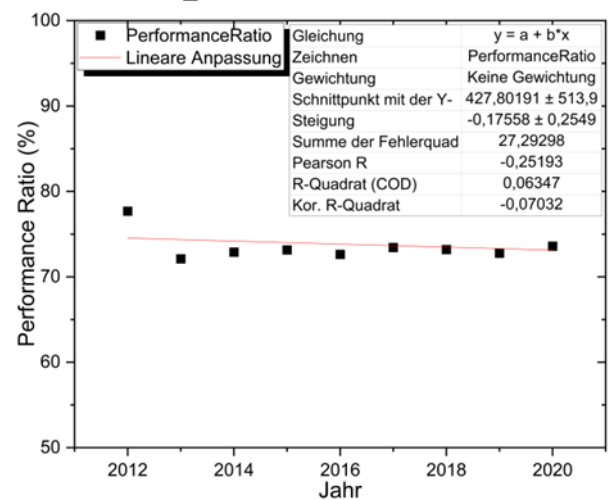


Abb. 12: PR Verlauf Solon Blue 230 Polykristalline Zellen Gebäude A6. Quelle: Eigene Messung.

SanyoHit240_B3

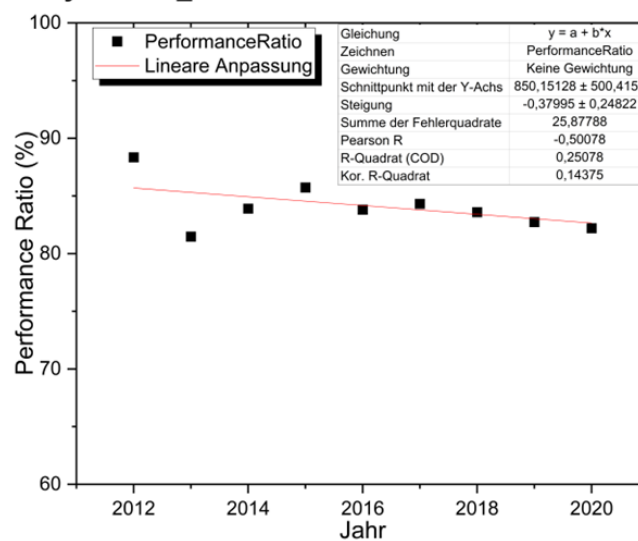


Abb. 13: PR Verlauf Sanyo Hit 240 Hetero-Junction-Zellen Gebäude B3. Quelle: Eigene Messung.

Wesentliche Befunde aus den PR-Verläufen:

Der Vergleich der Modultypen zeigt deutliche Unterschiede in der Langzeitstabilität. Während Dünnschichtmodule mit einer durchschnittlichen jährlichen Degradation von 0,97% das Ende des Rankings markieren – angeführt vom Auria-Modul (1,14%, Abb. 3) und dem GET-Modul (0,79%, Abb. 4) – erweisen sich kristalline Strukturen als weitaus beständiger. Diese weisen lediglich jährliche Raten zwischen 0,12% und 0,59% auf (Abb. 5–12). Das Modul PeakonP 230 stellt hierbei mit 0,59% eine

statistische Abweichung dar; ohne diesen Modultyp liegt die mittlere Degradation der kristallinen Gruppe bei nur 0,25%. Eine Zwischenstellung nimmt die Heterojunction-Zelle (Sanyo Hit) aus Abbildung 13 ein: Mit 0,38% pro Jahr degradiert sie aufgrund ihres amorphen Anteils zwar stärker als der Durchschnitt der kristallinen Module (0,29%), aber immer noch wesentlich langsamer als die Dünnschicht-Konkurrenz.

Die PR-Analyse zeigt klare Unterschiede zwischen den Technologien: Monokristalline Module zeigen die beste Langzeitstabilität, gefolgt von Heterojunction-Modulen. Polykristalline (nicht alle) und Dünnschichtmodule zeigen höhere Degradationsraten.

3.3 Degradationsmatrix und Modulselektion

Basierend auf der PR-Analyse und weiteren Kriterien wurde eine Degradationsmatrix erstellt (vgl. Tabelle 3) und daraus zehn Module für Labormessungen ausgewählt.

Jahr	Nennleistung in Wp	Jährliche Degradation jährliche Degradation in %	Performance Ratio 2012 in %	Performance Ratio 2020 in %	Degradation 2012-2013 in %
SolonBlack280_A5	270	-0,12	82,92	80,12	-5,6
SolonBlack 230_A6	225	-0,15	86,2	81,79	-6,77
SolonBlue230_A6	225	-0,17	77,7	73,58	-7,2
Scheuten Multisol_A6	245	-0,21	81,09	76,14	-7,23
PeakonP225_A5	225	-0,27	75,49	70,16	-7,98
PeakonP215_A7	215	-0,36	82,32	77,15	-7,17
SanyoHit240_B3	240	-0,38	88,34	82,2	-7,78
PeakonP220_A7	220	-0,44	84,58	78,56	-7,63
PeakonP230_B3	230	-0,59	85,5	77,73	-6,93
GET_A2	85	-0,79	75,34	67,59	-5,49
Auria_A2	115	-1,14	71	60,8	-8,37

Tabelle 3: Degradationsmatrix

Auswahlkriterien:

- Repräsentation aller Haupttechnologien (kristallin, Dünnschicht, HIT)
- Verschiedene Betriebszeiten, Hersteller und Leistungsklassen
- Auffälligkeiten in der Performance Ratio
- Verfügbarkeit originaler Herstellerdaten (Flasher-Daten)
- Technische Zugänglichkeit (Demontage ohne Anlagenstillstand)

Ausgewählte Module für Labormessungen:

1. PeakonP 230 (polykristallin) - polykristalline Standard-Technologie
 - a. Modul 1: Seriennummer 100824018050
 - b. Modul 2: Seriennummer 100824018102
2. Solon Black 230 (monokristallin) - monokristalline Standard-Technologie
 - a. Modul 1: Seriennummer A0417986
 - b. Modul 2: Seriennummer A0418705
3. Solon Black 280 (monokristallin) - Back-Contact-Technologie
 - a. Modul 1: Seriennummer C0114042
 - b. Modul 2: Seriennummer C0114090
4. Sanyo HIT 240 (Heterojunction) - Premium-HIT-Technologie
 - a. Modul 1: Seriennummer A1FA28953
 - b. Modul 2: Seriennummer A1FA28939
5. Siemens SM110 (monokristallin, ca. 23 Jahre) - Referenz für Langzeitverhalten älterer Technologie
 - a. Modul 1: Nr. 1 (keine Seriennummer vorhanden)
 - b. Modul 2: Nr. 2 (keine Seriennummer vorhanden)

Für jede Technologie wurden gezielt zwei Module untersucht, um die Reproduzierbarkeit der Messergebnisse zu gewährleisten und modulspezifische Abweichungen von systematischen Technologieeffekten unterscheiden zu können.

4 Labormessungen und Ergebnisse

4.1 Messaufbau und Sonnensimulator

Die Labormessungen wurden im Solarlabor der WHS mit dem MBJ Sun-Simulator durchgeführt. Dieser erfüllt die Klassifizierung A+A+A+ nach IEC 60904-9:

- Spektrale Übereinstimmung (Klasse A+): Spektrum entspricht in sechs Wellenlängenbereichen dem AM 1.5g-Referenzspektrum, Abweichungen < 25%.
- Räumliche Homogenität (Klasse A+): Die Bestrahlungsstärke variiert über die Testfläche (2 m × 1 m) um weniger als ±2%.
- Zeitliche Stabilität (Klasse A+): Einstrahlung schwankt um weniger als ±2%.

Die Kalibrierung erfolgte mit einem Referenzmodul vom FhG ISE CalLab. Die Einstrahlung wurde auf $1000 \text{ W/m}^2 \pm 1\%$ eingestellt und regelmäßig überprüft. Alle Module wurden vorab in einem klimatisierten Raum auf $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ temperiert. Die Modultemperatur wurde mit IR-Sensoren auf der Modulrückseite überwacht.

4.2 Ergebnisse der IV-Charakterisierung

Alle Module wurden unter STC-Bedingungen vermessen und die Messdaten mit den ursprünglichen Flasher-Daten des Herstellers verglichen (vgl. Tabelle 4).

Modul und Seriennummer	Modulnennleistung [W]	P_{mpp} Messdaten 2021 [W]	P_{mpp} Messdaten Hersteller [W]	Betriebsjahre	jährliche Degradation bezogen auf PR [%]	Installation-2021 Degradation [W]	Installation-2021 Degradation [%]	Installation-2021 jährliche Degradation
PEAKONP 230-10082401S050	230	220,89	232,35	10,83	-0,59	-11,46	-4,93	-0,46
PEAKONP 230-10082401S102	230	220	234,91	10,83	-0,59	-14,91	-6,35	-0,59
SOLON BLACK 230-07-A0417986	225	216,68	224,63	10,92	-0,15	-7,95	-3,54	-0,32
SOLON BLACK 230-07-A0418705	225	214,33	224,73	10,92	-0,15	-10,4	-4,63	-0,42
SOLON BLACK 280-C0114042	270	262,09	272	10,83	-0,12	-9,91	-3,64	-0,34
SOLON BLACK 280-C0114090	270	271,94	271	10,83	-0,12	0,94	0,35	0,03
SANYO HIT 240-A1FA28926	240	226,33	241,1	9,92	-0,38	-14,77	-6,12	-0,62
SANYO HIT 240 - A1FA28939	240	225,77	241,3	9,92	-0,38	-15,53	-6,44	-0,65
Siemens SM110 Nr: 1	110	93,66		23		-16,34	-14,85	-0,65
Siemens SM110 Nr: 2	110	93,56		23		-16,44	-14,95	-0,65

Tabelle 4: Degradationstabelle bezogen auf die Leistung.

Tabelle 4 zeigt die Degradationsdaten bezogen auf die Leistung der Module. Die Spalte *Modulnennleistung* zeigt die Herstellernennleistung, die Spalte *P_{mpp} Messdaten 2021* die Leistungsmessdaten vermessen mit dem mbj-Flasher in 2021, die Spalte *P_{mpp} Messdaten Hersteller* zeigt Messdaten vom Hersteller bei Auslieferung, die Spalte *Betriebsjahre* die Laufzeit und die Spalte *jährliche Degradation bezogen auf PR* die aus der PR berechnete jährliche Degradation. Die Spalte *Installation-2021 Degradation* bezieht sich auf die degradierte Leistung in Watt, die Spalte *Installation-2021 Degradation* auf die prozentuale Degradation und die Spalte *Installation-2021 jährliche Degradation* auf die daraus berechnete jährliche Degradation.

4.2.1 Hauptergebnisse

Die Hauptergebnisse aus Tabelle 4 sind in Abbildung 14 zusammengefasst.

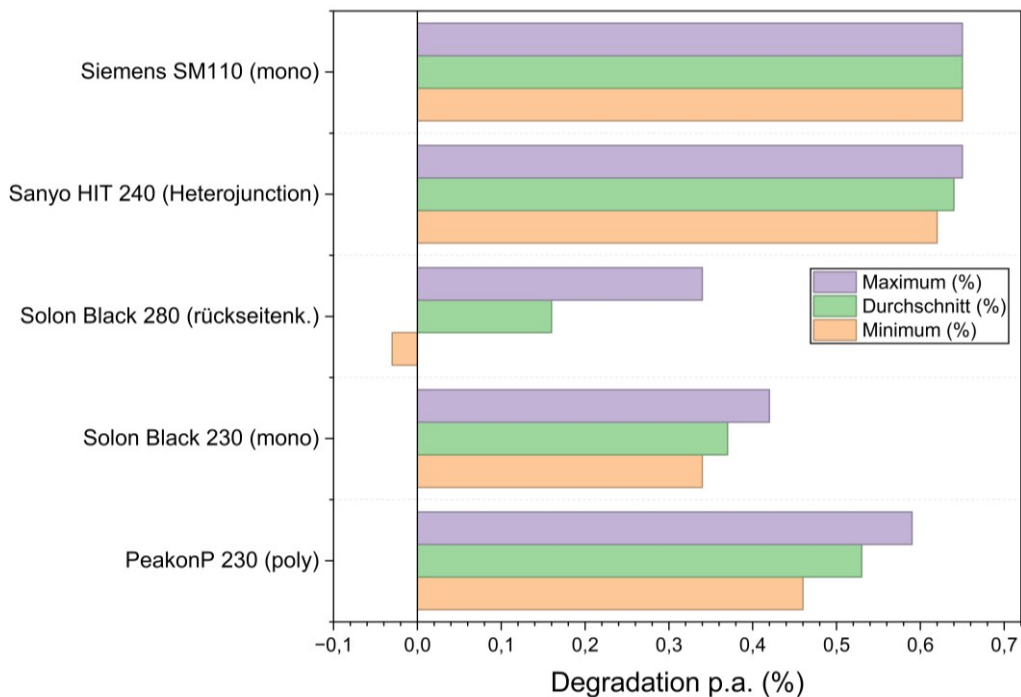


Abb. 14: Jährliche Degradationsraten für die einzelnen Modultypen

Anmerkung: Für die Siemens-Module lagen keine Flasher-Daten vom Hersteller vor, daher wurde mit der Nennleistung von 110 Wp gerechnet. Die tatsächliche Ausgangsleistung könnte bei 110 Wp $\pm 3\%$ gelegen haben, was die errechnete Degradationsrate um ca. $\pm 0,13\%$ p.a. beeinflussen würde.

4.2.2 Analyse der Kennlinienparameter

Die Leistungsverluste verteilen sich unterschiedlich auf die Kennlinienparameter:

- Leerlaufspannung (U_{oc}): Verluste von 1-4%
 - Geringste Verluste bei HIT-Modulen
 - Moderate Verluste bei mono-/polykristallinen Modulen
 - Höhere Verluste bei älteren Modulen
- Kurzschlussstrom (I_{sc}): Verluste von 2-7%
 - Ursachen: Vergilbung EVA, Verschmutzung, inaktive Zellbereiche
 - Höhere Verluste bei polykristallinen Modulen

- Geringere Verluste bei HIT und monokristallinen Modulen
- Füllfaktor (FF): Verluste von 3-9%
 - Größter Beitrag zur Leistungsdegradation
 - Ursachen: Erhöhte Serienwiderstände (Kontaktdegradation, Korrosion)
 - Verringerte Parallelwiderstände (Shunts, Mikrorisse)
 - Höchste Verluste bei älteren und polykristallinen Modulen
 - Geringste Verluste bei HIT-Modulen

Die Analyse zeigt, dass der FF der Parameter ist, der am stärksten zur Degradation beiträgt, was auf Kontaktdegradation als Alterungsmechanismus hindeutet.

4.3 Elektrolumineszenz-Analyse

Die EL-Messungen wurden bei völliger Dunkelheit mit einem Vorwärtsstrom von 9-10 A pro Modul durchgeführt. Eine hochauflösende Silizium-CCD-Kamera mit IR-Filter nahm die emittierte Infrarotstrahlung (Wellenlänge ca. 1150 nm für kristallines Silizium). Die EL-Aufnahmen sind in unteren Abbildungen 15 bis 24 gezeigt.

4.3.1 PeakonP 230 (polykristallin)

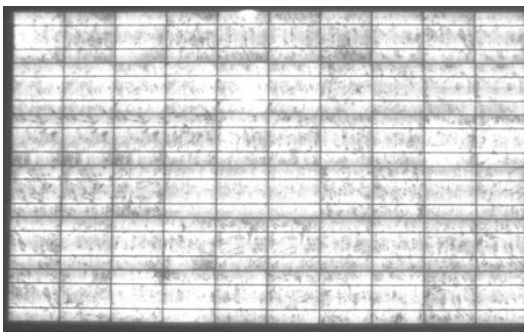


Abb. 15: EL: PeakonP230, 100824018050.
Quelle: Eigene Messung.

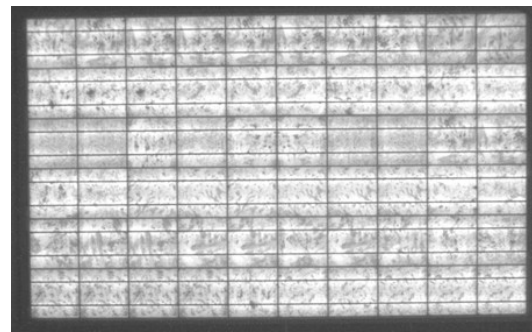


Abb. 16: EL: PeakonP230, 100824018102.
Quelle: Eigene Messung.

Befunde:

- Deutliche Mikrorisse in mehreren Zellen beider Module
- Einzelne inaktive Zellbereiche durch Risse (dunkle Bereiche)

- Siebdruckfehler an einigen Busbarverbindungen
- Inhomogene Emission in polykristallinen Bereichen
- Keine vollständig ausgefallenen Zellen

4.3.2 Solon Black 230 (monokristallin)

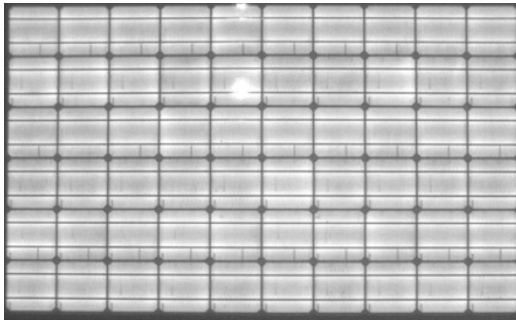


Abb. 17: EL: Solon Black 230, A0417986.
Quelle: Eigene Messung.

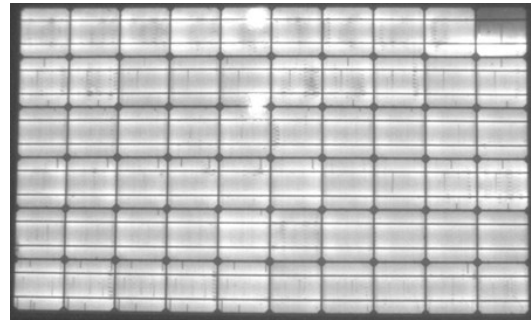


Abb. 18: EL: Solon Black 230, A0418705.
Quelle: Eigene Messung.

Befunde:

- Deutlich weniger ausgeprägte Rissbildung als bei PeakonP
- Hohe Homogenität der Emission (monokristalline Struktur)
- Vereinzelte Mikrorisse ohne signifikante Inaktivierung
- Sehr gute Qualität der Zellkontakte
- Nur wenige dunkle Bereiche

Insgesamt exzellenter Zustand nach 9 Jahren

4.3.3 Solon Black 280 (rückseitenkontaktiert)

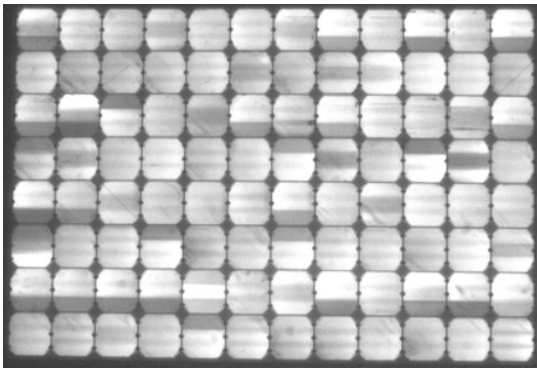


Abb. 19: EL: Solon Black 280, C0114042. Quelle: Eigene Messung.

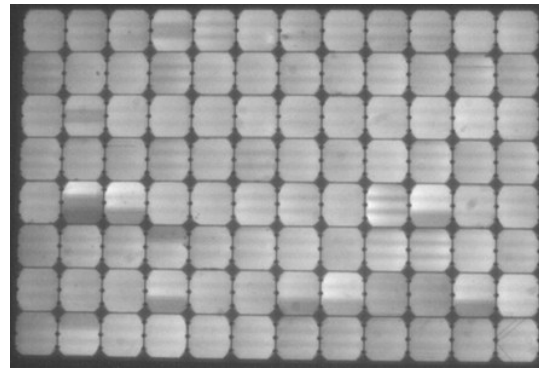


Abb. 20: EL: Solon Black 280, C0114090. Quelle: Eigene Messung.

Befunde:

- Kaum sichtbare Defekte, homogene Emission über die gesamte Zellfläche
- Einzelne punktuelle Schwachstellen (möglicherweise Kontaktierungspunkte)
- Keine erkennbaren Risse
- Exzellente Zellqualität
- Back-Contact-Design zeigt Vorteile in mechanischer Stabilität

4.3.4 Sanyo HIT 240 (Heterojunction)

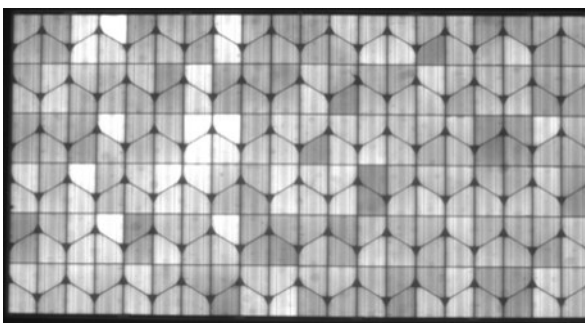


Abb. 21: EL: Sanyo HIT, A1FA28953. Quelle: Eigene Messung.

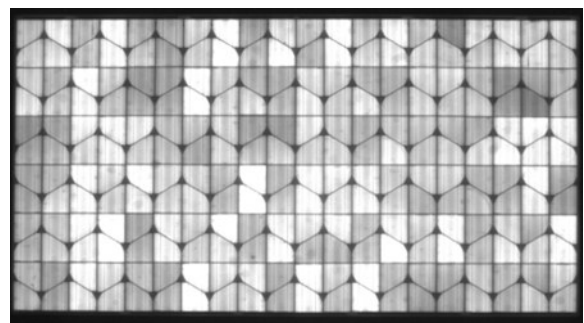


Abb. 22: EL: Sanyo HIT, A1FA28939. Quelle: Eigene Messung.

Befunde:

- Nahezu defektfreie Zellen

- Homogenste Emission aller untersuchten Module
- Keine erkennbaren Mikrorisse
- Keine inaktiven Bereiche
- Sehr homogene Leuchtintensität
- Höchste Qualität im gesamten Testfeld

4.3.5 Siemens SM110 (ca. 23 Jahre alt)

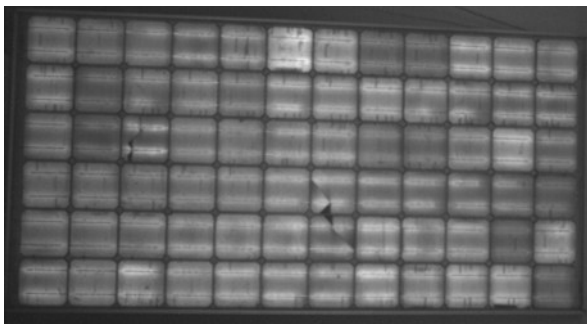


Abb. 23: EL: Siemens SM110 Nr: 1. Quelle: Eigene Messung.

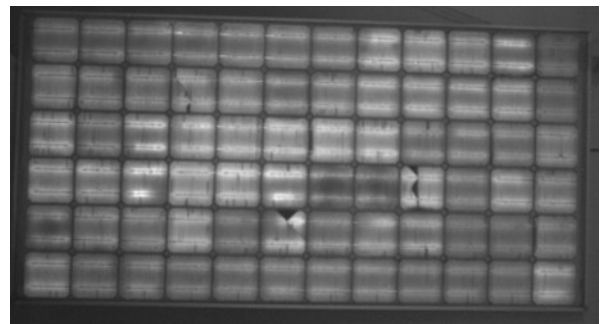


Abb. 24: EL: Siemens SM110 Nr: 2. Quelle: Eigene Messung.

Befunde:

- Starke Rissbildung und Mikrorisse in nahezu allen Zellen
- Mehrere großflächige inaktive Bereiche, Zellen teilweise nur 50-70% Aktivität
- Keine vollständig ausgefallenen Zellen
- Deutliche Degradationserscheinungen
- Alterungsbedingte Defekte nach 23 Jahren deutlich sichtbar

Gesamtfazit EL-Analyse:

Die EL-Analyse korreliert sehr gut mit den Leistungsmessungen: Module mit stärkerer Rissbildung und inaktiven Bereichen (PeakonP, Siemens) zeigen höhere Degradationsraten, während defektarme Module (HIT, Solon Black 280) die geringste Degradation aufweisen. Die EL-Methode eignet sich hervorragend zur Identifikation von Degradationsursachen.

4.4 Thermographie-Analyse

Die thermographischen Messungen erfolgten bei voller Sonneneinstrahlung (ca. 1000 W/m²) und Modultemperaturen von 45-55°C. Die Infrarot-Thermographiekamera (FLIR E60) detektierte Temperaturunterschiede mit einer thermischen Auflösung von 0,1 K und einer IR-Auflösung von 320 × 240 Pixel. Die Aufnahmen erfolgten im Hellthermographie-Modus direkt an den installierten Modulen.

4.4.1 PeakonP 230

Befunde:

- Lokale Temperaturerhöhungen (Hot-Spots) bis zu 15 K gegenüber der mittleren Modultemperatur
- Hot-Spots korrelieren mit den in der EL-Analyse identifizierten Rissen und inaktiven Bereichen
- Mehrere Hot-Spots pro Modul, teilweise in benachbarten Zellen

4.4.2 Solon Black 230

Befunde:

- Sehr homogene Temperaturverteilung
- Temperaturunterschiede < 5 K
- Keine signifikanten Hot-Spots
- Vereinzelt erhöhte Temperaturen in Übereinstimmung mit EL-Befunden

4.4.3 Solon Black 280 (rückseitenkontaktiert)

Befunde:

- Homogenste Temperaturverteilung aller Module
- Temperaturabweichungen < 3 K
- Keine erkennbaren Hot-Spots
- Back-Contact-Design zeigt thermische Vorteile

4.4.4 Sanyo HIT 240

Befunde:

- Sehr homogene Temperaturverteilung
- Temperaturabweichungen < 3 K
- Keine Hot-Spots
- Niedrigere absolute Temperaturen als vergleichbare monokristalline Module (besserer Temperaturkoeffizient)

4.4.5 Siemens SM110

Befunde:

- Mehrere ausgeprägte Hot-Spots (bis zu 20 K über Durchschnitt)
- Inhomogene Temperaturverteilung
- Korrelation mit EL-Befunden (inaktive Bereiche)
- Deutliche Alterungserscheinungen

Gesamtfazit Thermographie:

Die Thermographie bestätigt und ergänzt die EL-Befunde:

- Module mit Mikrorissen zeigen Hot-Spots (PeakonP, Siemens)
- Premium-Module zeigen homogene Temperaturverteilung (HIT, Solon Black 280)
- Hot-Spots sind Indikator für beschleunigte Degradation
- Kombination aus EL und Thermographie ermöglicht umfassende Zustandsbeurteilung

5 Diskussion und Zusammenfassung

5.1 Vergleich der Modultechnologien

Die Untersuchung zeigt deutliche und signifikante Unterschiede in der Langzeitstabilität verschiedener Modultechnologien. Folgende Angaben beziehen sich auf die Labormessung, da diese als genauer als die aus der PR-bestimmten Degradation angesehen werden kann, auch wenn die Stichprobe eher klein war:

Heterojunction-Technologie (Sanyo HIT): Mit einer durchschnittlichen Degradation von 0,64% pro Jahr zeigen diese Module eine hohe Langzeitstabilität. Nach 9 Betriebsjahren liegen sie mit ~94% der Nennleistung deutlich über der Herstellergarantie von 90%. Die Kombination aus monokristallinem Silizium-Wafer und amorphen Passivierungsschichten erweist sich als robust. Die EL- und Thermographie-Analysen bestätigen einen nahezu defektfreien Zustand. Die niedrigen Temperaturkoeffizienten (typisch -0,25%/K) tragen zusätzlich zur Ertragsstabilität bei.

Monokristalline rückseitenkontaktierte Module (Solon Black 280): Mit 0,16% jährlicher Degradation zeigen diese Module exzellente Werte. Nach >10 Jahren verbleiben >96% der Nennleistung. Die Verlagerung der Kontakte auf die Rückseite reduziert Abschattungsverluste und scheint auch mechanische Vorteile zu bieten. Die homogene Temperaturverteilung in der Thermographie deutet auf gleichmäßigen Stromfluss hin.

Monokristalline Standardmodule (Solon Black 230): Mit 0,37% jährlicher Degradation auf vergleichbarem Niveau wie die rückseitenkontaktierten Module. Nach >10 Jahren liegen sie bei >95% der Nennleistung und erfüllen problemlos die Garantievorgaben. Die EL-Analyse zeigt deutlich weniger Defekte als bei polykristallinen Modulen.

Polykristalline Module (PeakonP 230): Mit 0,53% jährlicher Degradation liegen diese Module im normalen Bereich typischer Degradationsraten. Nach 10 Jahren verbleiben 94% der Nennleistung, was deutlich über der 90%-Garantie nach 10 Jahren liegt. Die EL-Analyse zeigt deutliche Mikrorisse, die zur erhöhten Degradation beitragen.

Ältere monokristalline Module (Siemens SM110): Die ca. 23 Jahre alten Referenzmodule zeigen mit 0,65% jährlicher Degradation, dass auch ältere Technologien bei guter Ausgangsqualität langzeitstabil sein können. Die höhere absolute Degradation (85% verbleibend) ist auf die längere Betriebszeit und fehlende moderne Schutzmechanismen (PID-Resistenz, UV-Stabilisatoren) zurückzuführen.

5.2 Identifizierte Degradationsmechanismen und deren Gewichtung

Die Hauptdegradationsursachen lassen sich wie folgt zuordnen und gewichten:

- Mikrorisse und mechanische Degradation (20-40% der Gesamtdegradation): Dies ist der dominierende Mechanismus bei polykristallinen und älteren Modulen. Die EL-Analyse zeigt deutliche Rissbildung, die zu inaktiven Zellbereichen führt. Thermographie-Messungen bestätigen resultierende Hot-Spots. Ursachen sind:
 - Thermomechanische Zyklen (Tag/Nacht-Wechsel: ΔT ca. 40-50 K)
 - Jahreszeitliche Temperaturzyklen (Sommer/Winter: ΔT bis 80 K)
 - Mechanische Belastungen (Windlast bis 2400 Pa, Schneelast bis 5400 Pa)
 - Unterschiedliche therm. Ausdehnungskoeffizienten (Glas, EVA, Si, Metalle)
- Serienwiderstands-Erhöhung (30-50% der Gesamtdegradation):

Der Rückgang des Füllfaktors (3-9%) bei allen Modulen deutet auf eine Erhöhung der Serienwiderstände hin. Ursachen:

 - Korrosion der Silber-Finger durch Feuchtigkeit und Sauerstoff
 - Degradation der Lötverbindungen (Zinn-Blei oder bleifreie Lote)
 - Erhöhte Übergangswiderstände durch Oxidation
 - Delaminierung im Kontaktbereich. Dieser Effekt ist bei älteren Modulen (Siemens: FF-Verlust 9%) am stärksten ausgeprägt.
- Lichtinduzierte Degradation – LID (10-20% in ersten Monaten, dann stabil): Bei kristallinen Modulen tritt LID durch Bor-Sauerstoff-Komplexe auf (1-3% Verlust in den ersten 100-200 kWh/m² Einstrahlung). Dieser initiale Verlust ist in den Herstellerdaten oft bereits berücksichtigt ("Post-LID-Flash"). Bei den untersuchten Modulen nach mehreren Jahren Betrieb ist LID bereits abgeschlossen und trägt nicht mehr zur fortlaufenden Degradation bei.
- Potentialinduzierte Degradation – PID (potenziell 0-30%, hier nicht dominant): Die Betriebsdaten deuten darauf hin, dass PID bei den neueren Modulen (Sanyo HIT, Solon Black) durch PID-resistente Designs weitgehend vermieden wurde. Die älteren Module (Siemens, PeakonP) könnten teilweise

betroffen sein, jedoch lässt sich ohne spezifische PID-Tests (Messung nach gezielter PID-Stressung und Regeneration) der PID-Anteil nicht quantifizieren.

- EVA-Degradation und optische Verluste (5-10%):
Leichte Vergilbung des EVA wurde visuell bei einigen älteren Modulen festgestellt. Dies reduziert die Transmission im kurzwelligen Bereich (< 500 nm) um geschätzt 2-5%. Der Kurzschlussstrom-Verlust von 2-7% beinhaltet diesen Effekt zusammen mit Verschmutzung und inaktiven Zellbereichen.
- Verschmutzung (2-5%, reversibel):
Dauerhafte Verschmutzung (Flechten, Moos, eingebrannter Staub) trägt zur Strom-Reduktion bei. Dieser Effekt ist durch Reinigung teilweise reversibel und wurde bei der Labormessung durch vorherige Reinigung minimiert.

5.3 Einordnung in die Literatur

Die Ergebnisse dieser Studie lassen sich in den internationalen Forschungsstand zur PV-Degradation einordnen. Dabei stimmen die in der Literatur beschriebenen Größenordnungen und Trends (z. B. niedrigere Degradationsraten bei neueren Technologien und eine große Streuung je nach Datensatz, Klima und Messmethodik) grundsätzlich mit den hier beobachteten Befunden überein. Gleichzeitig ist zu beachten, dass ein direkter Zahlenabgleich zwischen einzelnen Studien nur eingeschränkt möglich ist, da sich Technologien, Anlagenkonfigurationen, Standortbedingungen, Auswerteziträume sowie Definitionen der Degradationsrate unterscheiden.

- Vergleich der Degradationsraten (Meta-Analysen): Die in dieser Auswertung ermittelten jährlichen Degradationsraten von 0,12% bis 1,14% bezogen auf die PR bzw. -0,03% bis 0,65% bezogen auf die Leistungsmessung im Labor liegen innerhalb der Bandbreite, die in der Literatur für Felddegradation berichtet wird. Jordan & Kurtz (2013) zeigen in ihrer Übersichtsarbeit, dass typische Degradationsraten in vielen Datensätzen um Größenordnungen von etwa 0,5% pro Jahr liegen, wobei je nach Technologie, Standort und Datengrundlage deutliche Abweichungen nach oben und unten auftreten können. Jordan et al. (2022) liefern ergänzend Einblicke aus Flottenauswertungen und unterstreichen insbesondere die Streuung der Degradationsraten sowie die Bedeutung konsistenter Auswerteverfahren. Aussagen zu einzelnen

Zelltechnologien sollten daher vorsichtig und mit Verweis auf die jeweils betrachteten Datensätze formuliert werden.

- Einordnung der Heterojunction-Technologie (HJT): Die in dieser Studie beobachtete jährliche Degradation der untersuchten Heterojunction-Module (Sanyo HIT) von 0,38% (bzw. 0,64% bezogen auf die Laborleistungsmessung) liegt im Bereich niedriger Degradationsraten, die für moderne Module in Feldstudien häufig berichtet werden. Eine pauschale Gleichsetzung mit spezifischen Langzeitwerten einzelner Literaturquellen ist jedoch nicht zulässig, da beispielsweise Köntges et al. (2014) primär Fehlermodi von PV-Modulen systematisch zusammenfassen und keine markenspezifischen Langzeit-Degradationsraten liefern. Louwen et al. (2015) behandelt zudem die Lebenszyklus-Umweltwirkungen (z. B. Energieaufwand und Treibhausgasemissionen) von HJT-Zelldesigns und ist keine Felddegradationsstudie. Die hier gemessene Ertragsstabilität kann daher als konsistent mit dem allgemeinen Bild niedriger Degradationsraten moderner Technologien interpretiert werden, nicht jedoch als exakter Literaturabgleich.
- Mechanische Defekte und Mikrorisse: Die in den EL-Analysen sichtbaren Mikrorisse können als plausibler Beitrag zu erhöhten Leistungsabnahmen einzelner Module bewertet werden. Literaturarbeiten zu PV-Zuverlässigkeit und Schadensmechanismen beschreiben Mikrorisse als relevanten Degradations- bzw. Ausfallpfad, insbesondere unter thermomechanischer Belastung. Eine direkte quantitative Zuordnung der hier bestimmten jährlichen Degradationsrate der polykristallinen Module von 0,34% (bzw. 0,53% bezogen auf die Laborleistungsmessung) zu einzelnen Literaturwerten ist jedoch nicht möglich, da entsprechende Veröffentlichungen in der Regel andere Datensätze, Zeiträume und Mess-/Auswerteverfahren verwenden.
- Klimatischer Einfluss: Standort- und Klimabedingungen beeinflussen Degradationsraten wesentlich. Phinikarides et al. (2015) zeigen anhand von Zeitreihenanalysen die Bedeutung von Saisonalität, Standortbedingungen und Methodik für die Bestimmung von Performance-Verlusten. Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, die am Standort Gelsenkirchen ermittelten Verluste nicht unmittelbar mit Ergebnissen aus deutlich wärmeren Klimazonen zu vergleichen, sondern sie im Kontext der moderaten klimatischen Randbedingungen und der verwendeten Auswerteverfahren zu interpretieren.

Besonderheit dieser Studie: Im Vergleich zur oft heterogenen Literatur bietet diese Untersuchung den entscheidenden Vorteil eines kontrollierten Systemvergleichs. Da alle Module am exakt gleichen Standort unter identischen Systemspannungen und Umweltbedingungen betrieben wurden, konnten externe Störvariablen wie Einstrahlungsvarianz oder Netzurückwirkungen eliminiert werden. Dies erlaubt eine direkte, technologische Bewertung der Materialstabilität.

5.4 Implikationen für Herstellergarantien

Die Ergebnisse zeigen, dass die meisten untersuchten Module die Herstellergarantien erfüllen oder übertreffen. Ebenso zeigt eine lineare Extrapolation der Degradationsraten (konservative Annahme), dass die Herstellergarantien erfüllt werden.

5.5 Methodische Limitationen

Folgende Einschränkungen/Unsicherheiten sind bei der Interpretation zu berücksichtigen:

- Stichprobengröße: Mit zwei Modulen pro Technologie ist die Stichprobe klein. Dennoch zeigen sich konsistente Muster zwischen den Modulpaaren (Abweichungen $< 0,2\%$ p.a.), was die Repräsentativität stützt. Größere Stichproben würden statistische Aussagen ermöglichen.
- Fehlende Flasher-Daten: Für die Siemens SM110-Module lagen keine originalen Herstellerdaten vor, sodass mit Nennwerten gearbeitet werden musste. Diese können von den tatsächlichen Ausgangswerten abweichen (Toleranz typisch $\pm 3\%$ bei Herstellung, teilweise $\pm 5\%$). Die tatsächliche Degradation könnte daher $0,2-0,4\%$ p.a. niedriger sein.
- Messunsicherheit: Trotz Kalibrierung besteht eine Messunsicherheit von ca. $\pm 2\%$ bei der Leistungsmessung (Simulator-Kalibrierung $\pm 1\%$, Temperaturmessung $\pm 1\%$, Langzeitdrift). Dies entspricht einer Unsicherheit von ca. $\pm 0,2\%$ p.a. bei 10-jährigen Modulen.
- Initiale LID nicht erfasst: Ideale wären Flasher-Messungen unmittelbar nach Installation gewesen. Dies hätte die initiale LID-Degradation (1-3% in ersten Monaten) erfassen können. Die Herstellerdaten sind jedoch oft "Post-LID"-Werte, wodurch dieser Effekt teilweise berücksichtigt ist.

- **Standortspezifische Faktoren:** Die Studie bezieht sich auf Module an einem Standort mit gemäßigttem Klima (Gelsenkirchen: 1100 kWh/m² Jahreseinstrahlung, mäßige UV-Belastung, keine extremen Temperaturen). Ergebnisse sind nicht direkt auf andere Klimazonen übertragbar. Südeuropäische, tropische oder Wüstenstandorte würden höhere Degradationsraten erwarten lassen.
- **Installation und Orientierung:** Alle Module sind süd-orientiert mit ca. 20-30° Neigung. Andere Orientierungen oder Aufständigungswinkel können zu abweichenden Degradationsraten führen.
- **Begrenzte Analyse von Dünnschichtmodulen:** Die Dünnschichtmodule (Auria, GET) wurden nur über Performance Ratio analysiert, nicht im Labor vermessen. Detailliertere Aussagen über Degradationsmechanismen wären wünschenswert. Die initialen LID-Effekte wurden aus PR-Daten abgeleitet, nicht direkt gemessen.
- **PID-Effekte nicht spezifisch getestet:** Ohne spezielle PID-Stresstests (-1 kV bei 60°C/85% rel. Luftfeuchtigkeit für 96-168 h und anschließende Regeneration) lässt sich der PID-Anteil an der Degradation nicht quantifizieren.

6 Fazit

Die vorliegende Studie liefert eine solide Datenbasis für die Bewertung der Langzeitstabilität von PV-Modulen im gemäßigten mitteleuropäischen Klima. Die Ergebnisse können zur Optimierung von Ertragsprognosen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen und zur Weiterentwicklung von Modultechnologien beitragen. Die Kombination aus Performance-Ratio-Analyse, präzisen Labormessungen und bildgebenden Verfahren (EL, Thermographie) hat sich als besonders aussagekräftig erwiesen und sollte Standard in zukünftigen Degradationsstudien werden.

Literatur

Chunduri, S. K. & Schmela, M. (2023, 24. März). Heterojunction solar technology report 2023 [Marktstudie]. *TaiyangNews*. <https://taiyangnews.info/reports/heterojunction-solar-technology-report-2023>

del Prado Santamaría, R., Dhimish, M., dos Reis Benatto, G. A., Kari, T., Poulsen, P. B. & Spataru, S. V. (2025). From Indoor to Daylight Electroluminescence Imaging for PV Module Diagnostics: A Comprehensive Review of Techniques, Challenges, and AI-Driven Advancements. *Micromachines*, 16(4), 437. <https://doi.org/10.3390/mi16040437>

- Fraunhofer ISE. (2025). Photovoltaics Report. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Gebhardt, P., Kräling, U., Fokuhl, E., Hädrich, I. & Philipp, D. (2025). Reliability of Commercial TOP-Con PV Modules - An Extensive Comparative Study. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 33(12), 1378–1386. <https://doi.org/10.1002/pip.3868>
- IEA-PVPS (Hrsg.). (2025). Degradation and Failure Modes in New Photovoltaic Cell and Module Technologies (Report IEA-PVPS T13-30:2025). *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*. <https://doi.org/10.69766/ATBD2730>
- International Electrotechnical Commission. (2018). *IEC TS 60904-13:2018 Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules*. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/28554>
- International Electrotechnical Commission. (2020). *IEC 60904-9:2020 Photovoltaic devices - Part 9: Classification of solar simulator characteristics (3. Aufl.)*. IEC. <https://webstore.iec.ch/publication/28973>
- Jordan, D. C. & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic Degradation Rates—An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>
- Jordan, D. C., Anderson, K., Perry, K., Muller, M., Deceglie, M., White, R. & Deline, C. (2022). Photovoltaic fleet degradation insights. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 30(10), 1166–1175. <https://doi.org/10.1002/pip.3566>
- Keil, D. (2021). Degradationsanalyse an ausgewählten Modulen der WHS PV-Installation (*Bachelorarbeit im FB2*). Westfälische Hochschule Gelsenkirchen.
- Köntges, M., Kurz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K. A., Kato, K., Friesen, T., Liu, H. & Van Isegheem, M. (2014, März). *Review of Failures of Photovoltaic Modules* (Report IEA-PVPS T13-01:2014). IEA PVPS Task 13: Performance and Reliability of Photovoltaic Systems: Subtask 3.2. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf
- Louwen, A., van Sark, W. G. J. H. M., Schropp, R. E. I., Turkenburg, W. C., & Faaij, A. P. C. (2015). Life-cycle greenhouse gas emissions and energy payback time of current and prospective silicon heterojunction solar cell designs. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(10), 1406–1428. <https://doi.org/10.1002/pip.2540>
- Ning, L., Song, L. & Zhang, J. (2022). Research progress of light and elevated temperature-induced degradation in silicon solar cells: A review. *Journal of Alloys and Compounds*, 912, 165120. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2022.165120>
- Phinikarides, A., Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M. & Georghiou, G. E. (2015). Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss. *Renewable Energy*, 77, 51–63. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.091>
- Maysun Solar. (2025, 14. Juli). 2025 Guide of Understanding Solar Panel Degradation. *Maysun Solar Blog*. <https://www.maysunsolar.com/blog-2023-guide-of-understanding-solar-panel-degradation-2/>
- Mertens, K. (2025). Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis (6. Aufl.). *Carl Hanser Verlag*. <https://www.lehrbuch-photovoltaik.de>
- Turek, M., Sporleder, K. & Hagendorf, C. (2019, 5. März). LED solar simulators and new test approaches for high-efficiency solar cells. *Photovoltaics International*, 42. <https://www.pv-tech.org/technical-papers/led-solar-simulators-and-new-test-approaches-for-highefficiency-solar-cells/>
- VDMA e. V. (Hrsg.). (2025). *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV): 16th Edition 2025 (Industrie-Roadmap)*. VDMA. <https://www.vdma.eu/international-technology-roadmap-photovoltaic>
- Wesselak, V. & Voswinckel, S. (2016). *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird* (2. Aufl.). Springer Berlin Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-48906-2