



Schlussbericht vom 28. Februar 2026

---

# Plug & Play Photovoltaik-Anlagen

Potenzialanalyse  
Sicherheitsbetrachtungen  
Normatives

---



Quelle: © hassler energia, 2025



**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

Berner Fachhochschule BFH, Labor für Photovoltaiksysteme  
CH-3400 Burgdorf  
[www.bfh.ch/pvlab](http://www.bfh.ch/pvlab)

Electrosuisse  
CH-8320 Fehraltorf  
[www.electrosuisse.ch](http://www.electrosuisse.ch)

Meteotest AG  
CH-3012 Bern  
[www.meteotest.ch](http://www.meteotest.ch)

Verband Schweizerischer Elektrokontrollen (VSEK | ASCE)  
CH-5200 Brugg  
[www.vsek.ch](http://www.vsek.ch)

**Autoren/Autorinnen:**

David Joss, BFH - Labor für Photovoltaiksysteme, [david.joss@bfh.ch](mailto:david.joss@bfh.ch)  
Theo Zwahlen, BFH - Labor für Photovoltaiksysteme, [theo.zwahlen@bfh.ch](mailto:theo.zwahlen@bfh.ch)  
Alexander Erber, BFH - Labor für Photovoltaiksysteme, [alexander.erber@bfh.ch](mailto:alexander.erber@bfh.ch)  
Lara Wenger, BFH - Labor für Photovoltaiksysteme, [lara.wenger@bfh.ch](mailto:lara.wenger@bfh.ch)  
Jan Remund, Meteotest AG, [jan.remund@meteotest.ch](mailto:jan.remund@meteotest.ch)  
Anne-Kathrin Weber, Meteotest AG, [anne-kathrin.weber@meteotest.ch](mailto:anne-kathrin.weber@meteotest.ch)  
Beat Keller, Electrosuisse, [beat.keller@electrosuisse.ch](mailto:beat.keller@electrosuisse.ch)  
Stefan Providoli, VSEK | ASCE, [s.providoli@vsek.ch](mailto:s.providoli@vsek.ch)

**BFE-Projektbegleitung:**

Dr. Michael Moser, [michael.moser@bfe.admin.ch](mailto:michael.moser@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/502662-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren/Autorinnen dieses Berichts verantwortlich.**



## Zusammenfassung

In der Schweiz wie auch in Europa werden Plug & Play PV-Systeme, auch Balkonsolaranlagen oder Steckersolargeräte genannt, stets beliebter. Während Deutschland ab Mai 2024 die maximale AC-seitige Leistung auf 800 Watt erhöhte, Anpassungen im Meldeprozess vorgenommen und eine Vornorm entworfen und per Ende 2025 veröffentlicht hat, blieb in der Schweiz bislang alles auf dem Stand von 2014. Damals veröffentlichte das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) eine Mitteilung, welche es ermöglicht, in einem Zählerstromkreis ein Plug & Play PV-System bis 600 Watt an einer Haushaltsteckdose einzustecken – unter Beachtung weiterer Vorgaben, wie z.B. dem Vorhandensein einer Fehlerstromüberwachungseinheit im Wechselrichter und der Notwendigkeit zur schriftlichen Meldung an den Verteilnetzbetreiber.

Zehn Jahre später wurde nun in diesem Projekt der Frage nachgegangen, ob die Grenze von 600 Watt noch anwendbar ist oder ob eine Erhöhung dieses Wertes sinnvoll und sicher wäre. Ebenfalls wurde eine Grundlage in Form von Inhaltsbausteinen erarbeitet, um in den nächsten Jahren eine Schweizer Guideline (SNG) für Plug & Play PV-Systeme zu publizieren. Darin sollen unter anderen der Anwendungsbereich, die Voraussetzungen für die Inverkehrbringung, die Sicherheitsanforderungen und die Prüfung derartiger Systeme spezifiziert werden.

Erstmals für die Schweiz wurde im Projekt aufgezeigt, wie gross das technisch und wirtschaftlich realisierbare Potenzial von Plug & Play PV-Systemen ist. Es ist rund 1 TWh Strom pro Jahr, die von Balkonsolaranlagen produziert werden kann. Ergänzend zum Potenzial von Balkonsolar-Systemen wurde das Potenzial von Kleinst-Steckersolarsystemen – unterteilt in 2 Kategorien – geschätzt. Das Total der potenziell hinzukommenden Jahresenergie für beide zusätzlichen Kategorien beträgt weitere ungefähr 2 TWh/a ( $K1=0.080$  TWh/a;  $K2=1.89$  TWh/a). Total schätzt diese Studie das technisch umsetzbare Energieertragspotenzial auf 3.01 TWh/a.

Aus der oben genannten Potenzialabschätzung kann abgeleitet werden, dass sich das Projektkonsortium bestehend aus der Berner Fachhochschule, Electrosuisse, Meteotest und dem Verband Schweizer Elektrokontrollen zusammen mit der Advisory Group Gedanken zu künftigen Systemkonfigurationen gemacht hat. Es wird empfohlen, in der neuen Schweizer Guideline ein- und dreiphasigen Systemkategorien (SK1: einphasig PDC=2000W/ PAC=800W) (SK2: dreiphasig PDC=6000W/ PAC=2400W) für den Betrieb an Endstromkreisen zuzulassen. AC- und DC-gekoppelte Kleinspeichersysteme sollen in der Guideline ebenfalls betrachtet werden, wie auch die minimalen Anforderungen an die Betriebsprozesse.

Für die Entwicklung der Schweizer Guideline wird im Nachgang zum Projekt eine Arbeitsgruppe unter der Führung vom Technischen Komitee 82 zuständig sein. Ob und inwiefern diese Arbeitsgruppe den Empfehlungen und Vorschlägen aus dem Projekt folgen wird und was die Vernehmlassung der Guideline in den betroffenen Branchen ergibt, bleibt offen, da die Arbeitsgruppe unabhängig vom Projekt arbeitet. Klar ist, dass die Empfehlungen darauf weitreichende Änderungen mit sich bringen könnten.

Doch vorerst bleibt alles beim Alten: Die Bestimmungen vom ESTI aus dem Bulletin 7/2014 haben weiter ihre Gültigkeit.



## Résumé

En Suisse comme en Europe, les systèmes photovoltaïques Plug & Play, également appelés installations solaires pour balcons ou appareils solaires enfichables, sont de plus en plus populaires. Alors que l'Allemagne a augmenté la puissance maximale côté CA à 800 watts à partir de mai 2024, apporté des modifications au processus de déclaration et rédigé une norme préliminaire qui sera publiée fin 2025, la Suisse est restée au niveau de 2014. À l'époque, l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) a publié une communication autorisant le branchement d'un système photovoltaïque Plug & Play jusqu'à 600 watts sur une prise domestique dans un circuit de comptage, sous réserve du respect d'autres exigences, telles que la présence d'un dispositif de surveillance du courant de défaut dans l'onduleur et la nécessité d'une notification écrite au gestionnaire du réseau de distribution.

Dix ans plus tard, ce projet a cherché à déterminer si la limite de 600 watts était toujours applicable ou s'il serait judicieux et sûr de l'augmenter. Une base sous forme de modules de contenu a également été élaborée afin de publier dans les prochaines années une directive suisse (SNG) pour les systèmes photovoltaïques Plug & Play. Celle-ci spécifiera entre autres le domaine d'application, les conditions de mise sur le marché, les exigences de sécurité et les tests de ces systèmes.

Pour la première fois en Suisse, le projet a montré l'ampleur du potentiel techniquement et économiquement réalisable des systèmes photovoltaïques Plug & Play. Environ 1 TWh d'électricité par an peut être produit par des installations solaires installées sur les balcons. En complément du potentiel des systèmes solaires pour balcons, le potentiel des micro-systèmes solaires enfichables, divisés en deux catégories, a été estimé. Le total de l'énergie annuelle potentiellement supplémentaire pour ces deux catégories supplémentaires s'élève à environ 2 TWh/a ( $K1=0,080$  TWh/a ;  $K2=1,89$  TWh/a). Au total, cette étude estime le potentiel de rendement énergétique techniquement réalisable à 3,01 TWh/a.

L'estimation du potentiel ci-dessus permet de déduire que le consortium du projet, composé de la Haute école spécialisée bernoise, d'Electrosuisse, de Meteotest et de l'Association suisse des contrôles électriques, en collaboration avec le groupe consultatif, a réfléchi aux futures configurations du système. Il est recommandé d'autoriser dans la nouvelle directive suisse les catégories de systèmes monophasés et triphasés (SK1 : monophasé  $P_{DC}=2000W/ P_{AC}=800W$ ) (SK2 : triphasé  $P_{DC}=6000W/ P_{AC}=2400W$ ) pour le fonctionnement sur des circuits électriques terminaux. Les petites installations de stockage couplées en courant alternatif et en courant continu doivent également être prises en compte dans la directive, tout comme les exigences minimales relatives aux processus d'exploitation.

Après le projet, un groupe de travail dirigé par le comité technique 82 sera chargé d'élaborer les lignes directrices suisses. La question de savoir si et dans quelle mesure ce groupe de travail suivra les recommandations et les propositions issues du projet et quels seront les résultats de la consultation sur les lignes directrices dans les secteurs concernés reste ouverte, car le groupe de travail fonctionne indépendamment du projet. Il est clair que les recommandations pourraient entraîner des changements importants.

Mais pour l'instant, rien ne change : les dispositions de l'ESTI figurant dans le bulletin 7/2014 restent valables.



## Summary

In Switzerland, as in Europe, plug-and-play PV systems, also known as balcony solar systems or plug-in solar devices, are becoming increasingly popular. While Germany increased the maximum AC-side power to 800 watts from May 2024, made adjustments to the reporting process and drafted a preliminary standard that will be published at the end of 2025, everything in Switzerland has remained at the 2014 level. At that time, the Swiss Federal Inspectorate for Heavy Current Installations (ESTI) published a notice allowing a plug-and-play PV system of up to 600 watts to be plugged into a household socket in a meter circuit – subject to further requirements, such as the presence of a residual current monitoring unit in the inverter and the need to notify the distribution network operator in writing.

Ten years later, this project investigated whether the 600-watt limit is still applicable or whether an increase in this value would be sensible and safe. A basis in the form of content modules was also developed with a view to publishing a Swiss Guideline (SNG) for plug & play PV systems in the coming years. Among other things, this guideline will specify the area of application, the requirements for placing such systems on the market, the safety requirements and the testing of such systems.

For the first time in Switzerland, the project demonstrated the technical and economic potential of plug-and-play PV systems. Around 1 TWh of electricity per year can be produced by balcony solar systems. In addition to the potential of balcony solar systems, the potential of micro plug-in solar systems – divided into two categories – was also estimated. The total potential additional annual energy for both additional categories amounts to a further approximately 2 TWh/a ( $K1=0.080$  TWh/a;  $K2=1.89$  TWh/a). In total, this study estimates the technically feasible energy yield potential at 3.01 TWh/a.

From the above potential estimate, it can be deduced that the project consortium consisting of the Bern University of Applied Sciences, Electrosuisse, Meteotest and the Swiss Electrical Inspection Association, together with the Advisory Group, has considered future system configurations. It is recommended that the new Swiss guideline allow single-phase and three-phase system categories (SK1: single-phase  $P_{DC}=2000W/P_{AC}=800W$ ) (SK2: three-phase  $P_{DC}=6000W/P_{AC}=2400W$ ) for operation on final circuits. AC and DC-coupled small storage systems should also be considered in the guideline, as should the minimum requirements for operating processes.

Following the project, a working group led by Technical Committee 82 will be responsible for developing the Swiss guideline. Whether and to what extent this working group will follow the recommendations and proposals from the project and what the consultation on the guideline will yield in the affected industries remains to be seen, as the working group operates independently of the project. It is clear that the recommendations could bring about far-reaching changes.

For the time being, however, everything remains as it is: the ESTI provisions from Bulletin 7/2014 continue to apply.



## Kernbotschaften («Take-Home Messages»)

- Das technisch und wirtschaftlich realisierbare Potenzial für Balkonkraftwerke in der Schweiz beträgt ungefähr 1 TWh/a. Nimmt man die, in diesem Bericht als potentiell realisierbar vorgeschlagenen, erweiterten steckbaren PV-Systeme dazu (bis dreiphasig 2400 W), ergibt sich ein Jahresenergiepotential von bis zu 3 TWh/a.
- Balkonsolarsysteme weisen einen hohen Winterstromanteil von bis zu 37 % auf.
- Es gibt viele Aspekte punkto Personen- und Sachschutz im Zusammenhang mit Plug & Play PV-Systemen zu beachten, wie zum Beispiel der Berührungsschutz, der Schutz vor elektrischem Schlag oder die Vermeidung von Überlast in Endstromkreisen. Im Projekt wurden diese untersucht und es wurde gezeigt, dass die Produkte mit gezielten Massnahmen sehr sicher sind und kaum elektrische Gefahren von ihnen ausgehen.
- Die Schweiz hat eine der weltweit liberalsten Regelungen für die Nutzung von Plug & Play PV-Systemen. Dies soll künftig unverändert bleiben, auch wenn dereinst eine in diesem Bericht vorgeschlagene, neue Schweizer Guideline (SNG) einheitliche Empfehlungen zu steckbaren PV-Systemen definiert und damit die bewährte ESTI-Mitteilung 7/2014 ablöst.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Die ESTI-Mitteilung 7/2014 [1] gilt zum Zeitpunkt der Publikation dieses Berichts unverändert.  
6/128



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>4</b>
<b>Summary</b> .....	<b>5</b>
<b>Kernbotschaften («Take-Home Messages»)</b> .....	<b>6</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>9</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>10</b>
1.1 Kontext und Motivation .....	10
1.2 Projektziele und Forschungsfragen .....	11
1.3 Struktur des Berichts .....	12
<b>2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion</b> .....	<b>13</b>
2.1 Potenzial von Plug & Play PV-Systemen .....	13
2.2 Normative Grundlagen und aktuelle Prozesse .....	15
2.3 Sicherheitsbetrachtungen .....	21
2.4 Vorschlag künftiges Regelwerk .....	34
<b>3 Schlussfolgerungen und Ausblick</b> .....	<b>39</b>
<b>4 Nationale und internationale Zusammenarbeit</b> .....	<b>41</b>
<b>5 Publikationen und andere Kommunikation</b> .....	<b>43</b>
<b>6 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>44</b>
<b>7 Anhang</b> .....	<b>47</b>
7.1 Potenzial von Plug & Play PV-Systemen .....	47
7.2 Normative Grundlagen und aktuelle Prozesse .....	66
7.3 Sicherheitsbetrachtungen .....	70
7.4 Vorschlag künftiges Regelwerk .....	122
7.5 Förderung von Plug & Play PV-Systemen .....	128



### **Fachlicher Inhalt und Haftung**

Der fachliche Inhalt dieses Berichts wurde nach bestem Wissen und Gewissen manuell überprüft. Irrtümer und Fehler sind vorbehalten. Eine Haftung für die Vollständigkeit, Richtigkeit oder Aktualität der Inhalte wird ausgeschlossen. Jegliche Haftung für materielle oder immaterielle Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der bereitgestellten Informationen entstehen, ist – soweit rechtlich zulässig – ausgeschlossen.

### **Einsatz von Künstlicher Intelligenz**

Einige Textpassagen dieses Berichts wurden mithilfe von KI-basierten Werkzeugen semantisch überarbeitet oder einer Rechtschreib- und Grammatikprüfung unterzogen.

### **Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter**

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Dies soll nicht diskriminierend sein, denn alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich auf alle Geschlechter.



## Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom/-spannung
BFE, SFOE	Bundesamt für Energie
BFH	Berner Fachhochschule
BKW	Bernische Kraftwerke AG
CEE	Commission on the Rules for the Approval of the Electrical Equipment
CES	Comité Électrotechnique Suisse
DC	Gleichstrom/-spannung
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
NEV	Niederspannungs-Erzeugnis-Verordnung
NIN	Niederspannungs-Installationsnorm
NP	New Proposal, neuer (Normen-)Vorschlag
Policy Brief	Prägnantes, themenspezifisches Kurzdossier
PRCD	ortsveränderliche Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (engl. Portable Residual Current Device)
PV	Photovoltaik
RCD	Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (engl. Residual Current Device)
RCMU	Fehlerstromüberwachungseinheit (engl. Residual Current Monitoring Unit)
SK	Systemkategorien
SNG	Schweizer Guide (auch: Schweizer Normen Guide)
STC	Standard Test Conditions
TCS	Touring Club Schweiz
TK	Technisches Komitee
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSEK	Verband Schweizerischer Elektrokontrollen



# 1 Einleitung

## 1.1 Kontext und Motivation

Die Energiewende und die zunehmende Dringlichkeit zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen stellen Gesellschaft und Politik vor grosse Herausforderungen. Neben den Photovoltaikanlagen auf Dächern, Parkplätzen, Abwasserreinigungsanlagen und Fassaden gewinnen auch kleine, dezentrale Lösungen für die Stromerzeugung zunehmend an Bedeutung. Balkonsolarsysteme – auch bekannt als steckerfertige PV-Systeme oder Plug & Play PV-Systeme – bieten eine niederschwellige Möglichkeit für private Haushalte, aktiv zur Energiewende beizutragen. Sie ermöglichen die Nutzung von Solarenergie ohne umfangreiche bauliche Massnahmen und sind insbesondere für Mieterinnen und Mieter sowie Eigentümerinnen und Eigentümer von Wohnungen attraktiv, die keinen Zugang zu Dachflächen haben.

Plug & Play-Photovoltaiksysteme sind auch in der Schweiz bekannt und in Verwendung. Oft zu sehen sind die klassischen Systeme, die am Balkongeländer befestigt werden und meist aus einem oder zwei Modulen, einem Modulwechselrichter und der Anschlussleitung zur Balkonsteckdose bestehen. Mit dem Preiszerfall bei den Batteriespeichertechnologien haben auch Kleinspeicher Einzug in dieses Marktsegment gefunden. Diese Speichereinheiten haben meist eine Speicherkapazität von wenigen Kilowattstunden und sind entweder direkt ins Plug & Play PV-System integriert oder werden über eine eigene Anschlussleitung mit dem Haushaltsstromkreis verbunden.

Der Boom für solche Systeme scheint europaweit ungebrochen zu sein und die Kadenz neuer Produkte am Markt ist hoch. Eine derartige Ausgangslage bedingt sodann auch klare Regeln für die Inverkehrbringung und den Betrieb dieser Systeme. In der Schweiz hat das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) bereits 2014 mit der wegweisenden Mitteilung 07/2014 [1] eine Handhabung für Plug & Play PV-Systeme definiert, die bis heute robust ist. In Deutschland existiert nach langen normungspolitischen Prozessen ab Dezember 2025 eine eigene Produktnorm für «Steckersolargeräte» [2].

Doch auch mit den vorhandenen Bestimmungen gibt es weiterhin offene Fragen hinsichtlich Inverkehrbringung, Sicherheit, regulatorischer Rahmenbedingungen und Geschäftsprozessen. Nach gefestigtem Schweizer Verständnis handelt es sich bei Plug & Play PV-Systemen nicht um installierte Anlagen, sondern um Niederspannungserzeugnisse. Somit weichen sie von den klassisch installierten und elektrisch fest angeschlossenen Anlagen ab, wodurch ihre rechtliche Behandlung nach wie vor eine Herausforderung ist. Dies ist vorwiegend darauf zurückzuführen, dass Normen zwar für fest installierte PV-Anlagen gelten, nicht jedoch für Niederspannungserzeugnisse geltend gemacht werden können. Eine Herausforderung ist, dass Plug & Play PV-Systeme – im Gegensatz zu sonstigen Elektrogeräten - meist eine grössere räumliche Ausdehnung haben und deshalb besondere Anforderungen an die Spezifikationen als Einzelprodukt definiert werden sollten.

Das Projekt "Plug & Play PV-Systems" zielt darauf ab, die für die Schweiz relevantesten Fragen rund um diese Systeme zu klären und die Grundlage zu schaffen, im Bedarfsfall die ESTI-Mitteilung 07/2014 [1] entsprechend ablösen zu können. Da zur breiten Auseinandersetzung mit dem Thema viele verschiedene Akteure nötig sind, besteht die Projektgruppe aus Meteotest (Berechnung des Potenzials für Plug & Play PV-Systeme), VSE und BKW (Beurteilung der Anlagen aus Sicht der Netzbetreiber), ESTI, Electrosuisse und VSEK (Beurteilung der Sicherheit von Plug & Play-Systemen) sowie der BFH, die das Projekt leitet und in Labortests normativ offene Sicherheitsfragen beantwortet. Die PV-Branche ist durch drei Partner mit langjähriger Erfahrung mit Plug & Play PV-Systemen im Projekt vertreten (Energie Genossenschaft Schweiz, hassler energia, Solar-blitz). Mit dem TCS ist eine Organisation Teil der Advisory Group, welche sich in Konsumentenfragen bestens auskennt.

Dieser Bericht fasst die Arbeitsinhalte des Projektes «Plug & Play PV-Systems» zusammen, welche während der Laufzeit von September 2023 bis Dezember 2025 erarbeitet wurden.



## 1.2 Projektziele und Forschungsfragen

Übergeordnetes Ziel dieses Projektes ist es, die Ist-Situation in der Schweiz und im internationalen Umfeld zu erfassen, sicherheitstechnische Lücken zu adressieren und neue sinnvolle Regeln vorzuschlagen. Diese neuen Vorschläge für die Regulierung von Anlagen aus Sicht der tangierten Branchen sollen im Konsortium vernehmlasst werden und durch die Advisory Group mitgetragen werden.

Konkrete Forschungsschwerpunkte respektive Einzelziele dieses Projekts sind:

- Einschätzung des Potenzials für Plug & Play PV-Anlagen in der Schweiz und damit Beurteilung der Relevanz des Themas.
- Sicherheitsüberprüfung relevanter Produkte auf dem Markt. Auflistung möglicher Fehlerszenarien und des Gefahrenpotenzials beim Fehlereintritt.
- Vorschläge für Regulierung von Plug & Play PV-Systemen durch beispielsweise VSE, Electro-suisse oder ESTI.

Aus den Projektzielen wurden folgende Fragen zur Beantwortung abgeleitet:

- Was ist das energetische Potenzial von Plug & Play-Systemen? Wie viel Relevanz hat das Thema überhaupt – sowohl technisch als auch zu einem gewissen Grad gesellschaftlich in Bezug auf die Technologieakzeptanz und als Beschleuniger der Energiewende?
- Welche Prozesse rund um Plug & Play PV-Systeme sind heute gut gelöst, welche sollten verbessert werden (Anschlussmeldung, Art und Ort der Regulierungen, Integration in die Anlagen der Netzbetreiber, Messung, Vergütung)? Wie können mögliche bürokratische Hürden minimiert werden?
- Sicherheit der Anlagen normativ: Plug & Play PV-Systeme werden heute mit Wechselrichtern ausgerüstet, die unter Umständen nicht für diese Anwendung vorgesehen und nicht getestet wurden. Es sollte untersucht werden, inwiefern dies ein Sicherheitsrisiko darstellt – auch im Hinblick auf die im nächsten Punkt genannte 600 Watt-Grenze.
- Bewertung der in der Schweiz geltenden 600 Watt-Grenze für die maximale Einspeisung je Zählerstromkreis: Ist das eine sinnvolle Wahl? Wäre ein anderes Limit sinnvoller? Welche Bedingungen müssten erfüllt sein, um andere (z. B. höhere) Leistungsgrenzen zu erreichen? Dabei wird zum einen die elektrische Sicherheit betrachtet, zum anderen das typische Balkonso-larpotenzial und die verfügbaren Systeme. Diese Frage wird beantwortet mit Hilfe von
  - Untersuchungen typischer Elektroinstallationen: Welche kritischen Situationen können in durchschnittlichen Haushalten auftreten? Wie wirken sich Plug & Play-Systeme auf diese Situationen aus? Wie kann verhindert werden, dass Schutzgeräte nicht ordnungsgemäss funktionieren?
  - Laboruntersuchungen: Welche Sicherheits- und Personenschutzmechanismen sind bei heutigen Plug & Play PV-Systemen vorhanden? Wann greifen sie und wann bestehen allenfalls Lücken? Mit welchen Massnahmen könnten diese Lücken ggf. geschlossen werden?



### 1.3 Struktur des Berichts

In diesem Bericht werden die Hauptforschungsergebnisse in thematischen Policy Briefs zusammengefasst. Diese Policy Briefs basieren auf den oben genannten Forschungsschwerpunkten dieses Projekts, deren Ergebnisse entweder als Publikationen online verfügbar sind (vgl. Kapitel 5 Publikationen und andere Kommunikation) oder im Anhang ausführlich beschrieben werden. Diese Forschungsarbeiten beschreiben den methodischen Ansatz, die Ergebnisse und eine kontextgerechte Diskussion. Die Policy Briefs fassen die Ergebnisse für interessierte Experten und politische Entscheidungsträger zusammen.

Der Bericht ist wesentlich in folgende Hauptthemen gegliedert:

- Potenzial von Plug & Play PV-Systemen
- Normative Grundlagen und aktuelle Prozesse
- Sicherheitsbetrachtungen
- Vorschlag künftiges Regelwerk

Es sei bemerkt, dass dieser Bericht die Ergebnisse der Forschungsarbeiten wiedergibt, aber noch keinerlei Änderungen an geltendem Recht oder aktuellen Prozessen bewirkt. Es bleibt Aufgabe der zuständigen Organisationen oder Gremien, im Zuge von ordentlichen Branchenprozessen auf die Vorschläge oder Empfehlungen dieses Berichts einzugehen und anschliessend in rechtsgültige Dokumente zu überführen.



## 2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion

### 2.1 Potenzial von Plug & Play PV-Systemen

#### 2.1.1. Methodik

Zur Abschätzung des technisch umsetzbaren Potenzials von Plug & Play PV-Systemen in der Schweiz wurde ein Verfahren mit zwei Teilprozessen gewählt. Die Potenzialabschätzung erfolgte durch Meteotest AG unter Mitwirkung der BFH in der Entwicklung der Methodik.

Im ersten Teilprozess wurde das jährliche Energieproduktionspotenzial für Balkonsolarsysteme abgeschätzt. Den Hochrechnungen wurden zunächst Balkonsolarsysteme gemäss den aktuell gültigen Vorgaben vom ESTI ( $P_{AC} = 600 \text{ W}$ ) zugrunde gelegt. Dieselben Hochrechnungen wurden auch für Systeme durchgeführt, welche eine Leistung von  $P_{AC} = 800 \text{ W}$  aufweisen. Dies mit dem Hintergrund, aufzeigen zu können, inwiefern sich eine mögliche Erhöhung der Systemleistung auf den potenziellen Jahresenergieertrag auswirkt. Bei beiden Leistungsgrenzen wurden entweder 2 oder 3 PV-Module mit einer Nennleistung je Modul von  $P_{DC} = 400 \text{ Wp}$  zur Potenzialabschätzung berücksichtigt.

Im zweiten Teilprozess, der sogenannten «erweiterten Potenzialstudie» wurde eine Abschätzung des jährlichen Energieproduktionspotenzials von künftig denkbaren Plug & Play PV-Systemen auf Kleinstdächern durchgeführt. Die Analyse erfolgte für zwei Unterkategorien K1 (einphasige Systeme bis  $P_{AC} = 800 \text{ W}$ ) und K2 (dreiphasige Systeme bis  $P_{AC} = 2'400 \text{ W}$ ), wobei die Anzahl Module in einem technisch denkbaren Rahmen variiert wurde (K1: 1-5 Module, K2: 6-15 Module). Je Modul wurde eine Nennleistung von  $P_{DC} = 400 \text{ Wp}$  zur Potenzialabschätzung berücksichtigt. Motivation dieser erweiterten Potenzialstudie war die Frage, ob es aus energetischer Sicht relevant sein könnte, die Systemdefinitionen für Plug & Play PV-Systeme in der Schweiz auszuweiten und mit welchem Zusatzpotenzial an Jahresenergieertrag gerechnet werden darf.

Die Einzelheiten zur Methodik der Potenzialabschätzung für Balkonsolarsysteme und Plug & Play PV-Systeme auf Kleinstdächern sind im Anhang 7.1 ausführlich beschrieben.

#### 2.1.2. Ergebnisse und Diskussion

Die Daten in Tabelle 1 zeigen für fünf Optionen das technisch realisierbare Jahresenergieproduktionspotenzial von Balkonsolarsystemen.

Tabelle 1: Ergebnisse der Schätzung der potenziellen Jahresproduktion in der Schweiz der fünf gewählten Optionen für Balkonsolarsysteme.

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4	Option 5
Maximale Anzahl Module	2	3	2	3	3
DC Nennleistung	800 W	1200 W	800 W	1200 W	1200 W
Max. AC-Systemleistung	600 W	600 W	800 W	800 W	no limit
Anteil der abgeregelten Energie	2,06%	12,7%	0%	3,65%	0%
Potentielle Produktion	882 GWh	1013 GWh	894 GWh	1040 GWh	1040 GWh
Produktion im Winterhalbjahr (Anteil)	331,1 GWh (37,5 %)	364,3 GWh (36 %)	337,7 GWh (37,8 %)	385,7 GWh (37,1%)	392,6 GWh (37,5 %)
Produktion im Sommerhalbjahr (Anteil)	551,1 GWh (62,5 %)	648,2 GWh (64 %)	556,5 GWh (62,2 %)	654,7 GWh (62,9%)	647,2 GWh (62,5 %)



Mit bestehender Regelung ( $P_{AC} = 600 \text{ W}$ ) ist das jährliche Energieproduktionspotenzial somit 0,882 bis 1,013 TWh/a. Liesse man einphasige Systeme mit einer Leistung von  $P_{AC} = 800 \text{ W}$  einspeisen, stiege das Potenzial um rund 3% auf 1,04 TWh/a. Der Winterstromanteil von diesen vertikal ausgerichteten Balkonsolarsysteme ist bemerkenswert hoch und im Durchschnitt 37 % (37,2%) über alle betrachteten Optionen. Dies entspricht einem durchschnittlichen Halbjahresenergiebeitrag von 0,328 bis 0,377 TWh/a ( $P_{AC} = 600 \text{ W}$ ) respektive 0,387 TWh/a ( $P_{AC} = 800 \text{ W}$ ).

Die Daten in Tabelle 2 zeigen das technisch realisierbare Jahresenergieproduktionspotenzial von Plug & Play PV-Systemen auf Kleinstdächern, welche in der erweiterten Potenzialstudie geschätzt wurden.

Tabelle 2: Ergebnisse der potenziellen Jahresproduktion der beiden Systemkategorien K1 und K2 für Kleinstdächer in der Schweiz.

Kategorie	1	2
Anzahl Dachflächen	121'581	1'041'546
Dachfläche in $\text{m}^2$	1'054'442	21'094'788
Anzahl Module	466'093	10'031'326
Stromertrag gesamte Dachfläche in GWh	180	3650
Stromertrag Module nicht abgeregelt in GWh	160	3470
Stromertrag Module abgeregelt in GWh	130	3030
Stromertrag Module nicht abgeregelt mit Korrekturfaktor in GWh	100	2170
Stromertrag Module mit Korrekturfaktor und abgeregelt in GWh	80	1890

Unter der Annahme, dass die in diesem Bericht vorgeschlagenen Systemkategorien K1 und K2 für Plug & Play PV-Systeme auf Kleinstdächern künftig zugelassen würden, ergibt sich eine Erhöhung des Jahresenergieproduktionspotenzials von 1,97 TWh/a. Der Winterenergieanteil beträgt für K1 0,02 TWh (25%) und für K2 0,49 TWh (26%).

Gesamthaft kommen die Autoren zum Schluss, dass sich in der Schweiz 3,01 TWh/a mit Plug & Play PV-Systemen aller Art erzeugen liessen, wenn die AC-seitig zugelassene Maximalleistung einphasig  $P_{AC} = 800 \text{ W}$  und dreiphasig  $P_{AC} = 2'400 \text{ W}$  beträgt. Für das Winterhalbjahr beläuft sich das Potenzial über alle Systemarten auf 0,897 TWh. Gemäss der angewandten Methodik darf bei diesen Werten von einem technisch realisierbaren Potenzial ausgegangen werden.



Potenzial Balkonsolar- und Kleinstdächersolargeräte in TWh/a

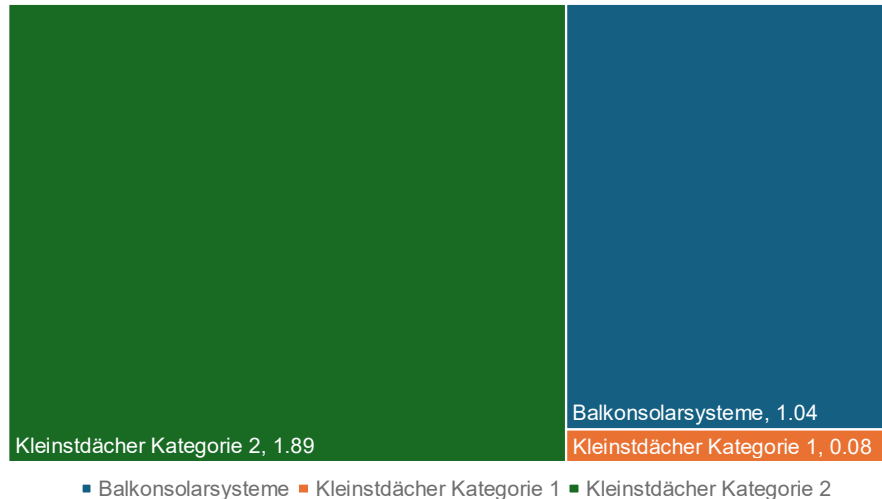


Abbildung 1: Anteilsverhältnisse vom Gesamtenergieproduktionspotenzial (3,01 TWh/a) der untersuchten Plug & Play PV-Systeme «Balkonsolarsysteme» und Kleinstdächer der Kategorien «K1» und «K2».

Angenommen, 2050 müssten gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundesamtes für Energie theoretisch 5 TWh importiert werden [3], so könnten Plug & Play PV-Systeme effektiv dazu beitragen, die Importe zu reduzieren. Die Reduktion wäre rein rechnerisch 17,9%, wenn die gesamte von den Plug & Play PV-Systemen produzierte Energie verwertet werden könnte. Aufgrund der hohen Dezentralität darf davon ausgegangen werden, dass dies der Fall sein wird, wenn die restlichen Marktmechanismen dies dereinst zulassen werden.

Auch, wenn diese Hochrechnung hypothetisch ist und viele Faktoren dazu führen können, dass die zugrundeliegenden Annahmen nicht exakt eintreffen werden, indiziert sie doch klar, dass es aus energetischer Sicht sehr sinnvoll ist, Plug & Play PV-Systeme als Teil des Energiemixes zu beachten und durch Hinzunahme der in diesem Projekt erforschten Systemkategorien das volle Potenzial auszunutzen.

## 2.2 Normative Grundlagen und aktuelle Prozesse

### 2.2.1. Methodik

Mit einer Recherche in Normen, Weisungen, Richtlinien, Empfehlungen und Publikationen wurde erfasst, was auf nationaler und internationaler Ebene bereits für Plug & Play PV-Systeme gilt und wo es Abweichungen oder sogar Widersprüche in den Anforderungen gibt. Die in der Schweiz gültigen oder anwendbaren Regelwerke wurden in einer Liste gesammelt. Die Recherche beschränkte sich auf normative Grundlagen mit Bezug zur Elektrotechnik. Baurechtliche und haftungs- respektive versicherungsrelevante Belange wurden im Projekt nicht behandelt. Ebenso wurde das Thema der Förderung von Plug & Play PV-Systemen zwar im Projekt diskutiert, jedoch nicht im Detail erörtert. Auf eine Dokumentation dieses Themas wird verzichtet.

Für Europa wurden die relevantesten Fakten in Kurztexten zusammengefasst und eine Übersichtskarte erstellt. Für die USA und für Südkorea wurden ergänzend zur nationalen und europäischen Situation Informationen gesammelt. Der Stand und die Trends zu Plug & Play PV-Systemen im internationalen regulatorischen Umfeld wurden durch Internetrecherche und den Austausch mit Experten, basierend auf Onlinebeiträgen und Meldungen von Gesetzgebern, Regulatoren, Normungsgruppen oder Interessensgesellschaften und persönlichen Gesprächen ermittelt. Mit einem Mitarbeiter von Electrosuisse/



CES ist die Schweiz im CENELEC vertreten und war während der Projektlaufzeit so über die neuesten Aktivitäten in der europäischen Normung insbesondere für Plug & Play PV-Systeme im Bild. Die recherchierten Informationen wurden nach den aktuellen Rahmenbedingungen (maximal zulässige Anschlussleistung, Verfahren zur Meldung bzw. Genehmigung, Sicherheit) und den möglichen kurz bis mittelfristige Änderungen kategorisiert.

Zur Beurteilung der aktuellen Prozesse in der Schweiz im Zusammenhang mit Plug & Play PV-Systemen erfolgten Interviews mit 14 verschiedenen Schweizer Verteilnetzbetreibern. Die Wahl der Verteilnetzbetreiber erfolgte anhand ihrer geographischen Verteilung. Es wurde darauf geachtet, dass Antworten aus allen Regionen der Schweiz von den grössten Verteilnetzbetreibern ausgewertet werden konnten. Die Umfrage erfolgte zu einem Teil telefonisch, zum anderen per E-Mail oder allenfalls in einer Mischform (VNB füllt Formular selbst auf Korrespondenzweg aus, Klärung von Unklarheiten/ fehlenden Informationen per Telefon). Befragt wurde in den Interviews zu folgenden Prozessschritten.

- An- und Abmeldung von Plug & Play PV-Systemen
- Inbetriebnahme und Betrieb
- Vergütung der Erträge und Ausblick
- Wünsche
- Schwierigkeiten

Basierend auf den Erkenntnissen aus den Interviews wurde eine Übersicht über die Prozesse erstellt. Anschliessend führte die BFH einen Workshop mit Vertretenden von BKW, ESTI und dem VSE durch, in welchem die grundlegendsten Anforderungen an künftige harmonisierte Prozesse in der Schweiz besprochen wurden. Auf Basis der Workshop-Ergebnisse erarbeitete die BFH zusammen mit Electro Suisse ein Dokument, welches Vorschläge für künftige Minimalanforderungen an die Prozesse rund um Plug & Play PV-Systeme macht. Es wurde innerhalb des Konsortiums und der Workshop-Arbeitsgruppe zur Kommentierung zirkuliert und die Rückmeldungen in die Endversion integriert. Diese Endversion wurde nicht veröffentlicht. Sie wurde direkt der Arbeitsgruppe der TK82 zur allfälligen Übernahme in die SNG weitergegeben.

## 2.2.2. Ergebnisse und Diskussion

### **Nationale Situation**

Für Plug & Play PV-Systeme gilt übergeordnet die Verordnung über elektrische Niederspannungserzeugnisse, auch wenn diese im Grundsatz für elektrische Verbraucher formuliert ist und nicht explizit auf rückspeisende Geräte eingeht. Gemäss Tabelle 3 gilt unumstritten und direkt anwendbar die ESTI-Mitteilung «Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen - Begrenzung der Leistung freizügig steckbarer Photovoltaikanlagen» [1] im Bulletin vom Juli 2014. Der Inhalt der ESTI-Mitteilung ist zusammenfassend wie folgt:

- In der Schweiz sind pro Zählerstromkreis Plug & Play PV-Systeme mit einer kumulierten AC-Leistung von maximal 600 Watt an Aussensteckdosen erlaubt.
- Für das Plug & Play PV-System muss eine Konformitätserklärung gemäss Art 6. NEV mit der Aufführung aller relevanter Normen vorhanden sein.
- Es muss entweder eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (PRCD, Typ B, 30 mA) im Netzkabel oder im Netzstecker auf der AC-Seite des Wechselrichters vorhanden oder eine allstromsensitive Fehlerstrom-Überwachungseinheit (RCMU) im Wechselrichter nachweislich eingebaut sein.
- Vor der Inbetriebnahme muss der Verteilnetzbetreiber schriftlich informiert werden.



In der Folge gibt es eine Vielzahl von Schweizer Normen und Vorschriften, wie auch internationalen Regeln, die indirekt einen Einfluss auf die elektrotechnischen Aspekte von Plug & Play PV-Systemen haben. Allen voran hat die Niederspannungsinstallationsnorm NIN in der Ausgabe von 2025 den Hauptinfluss; insbesondere die Kapitel Schutz gegen elektrischen Schlag, Überstromschutz und Leitungen.

Tabelle 3: Übersicht über Normen und Regelwerke, die im Themenbereich der Elektrotechnik direkt oder indirekt Einfluss auf Plug & Play PV-Systeme haben. (Liste nicht abschliessend)

Standard	Bezeichnung	Status
ESTI- Mitteilung Bulletin 7/2014	Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen Begrenzung der Leistung freizügig steckbarer Photovoltaikanlagen	CH Mitteilung
NIN 2025 4.1	Schutz gegen elektrischen Schlag	CH Norm
NIN 2025 4.2	Schutz gegen thermische Einflüsse	CH Norm
NIN 2025 4.3	Überstromschutz	CH Norm
NIN 2025 5.1	Auswahl elektrischer Betriebsmittel allgemeine Bestimmungen	CH Norm
NIN 2025 5.2	Leitungen	CH Norm
NIN 2025 7.12	Photovoltaik Stromversorgungssysteme	CH Norm
SN 441011-1	Stecker und Steckdosen für den hausgebrauch und ähnliche Zwecke Teil 1: Beschreibung der Systeme mit Risikoanalyse und nationale Abweichungen zu IEC 60884	CH Norm
SN 441011-2-2	Stecker und Steckdosen für den Hausgebrauch und ähnliche Zwecke Teil 3: Mehrfach- und Zwischenadapter, Verlängerungskabel, Steckdosenleisten sowie Reise- und Fixadapter	CH Norm
IEC 60364-7-751	Requirements for special installations or locations – Low voltage generating sets	3.CD Internationale Norm
IEC 62548-1	PV arrays	Internationale Norm
IEC 62109-1	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements	Internationale Norm
IEC 62109-2	Part 2: Particular requirements for inverters	Internationale Norm
VSE	Werkvorschriften CH 2025	Werkspezifische Vorschriften

Im September 2023 hat der VSE ein Infoblatt [4] veröffentlicht, dass die damals geltenden Anforderungen an Plug & Play PV-Systeme gut zusammenfasst. Es stützte sich im Kern auf die oben erwähnte ESTI-Mitteilung und behandelte auch das zu Beginn des Projekts nicht eindeutig geregelte Thema der Abnahme- und Vergütungspflicht sowie die Notwendigkeit der Installation eines Smart Meters. Mit Revision des Energiegesetzes (EnG) gilt laut Art. 15 auch bei Plug & Play PV-Systemen die grundsätzliche Abnahme- und Vergütungspflicht. Gemäss Art. 12 Abs. 3 der Energieverordnung (EnV) gilt, dass, solange die Elektrizitätserzeugungsanlage nicht mit einem intelligenten Messsystem (iMS) ausgestattet ist, die Vergütung der eingespeisten Elektrizität pauschal erfolgen kann. Zu deren Kalkulation hat der VSE ebenfalls ein Infoblatt [5] veröffentlicht, das unverändert gilt.



Parallel zum Projekt wurde in Deutschland an einer Produktevornorm für Steckersolargeräte gearbeitet. Seitens Konsortiums wurde die Nähe zum Arbeitskreis gesucht, um Neuerungen während der Erarbeitung mitgeteilt zu erhalten. Die Norm war bei Redaktionsschluss dieses Berichts als gültige Vornorm mit der Nummer «DIN VDE V 0126-95» [6] verfügbar. Der Inhalt der Norm ist sinngemäss wie folgt: Die «DIN VDE V 0126-95» legt Sicherheitsanforderungen und Prüfungen für laienbedienbare, steckerfertige Photovoltaik-Systeme (Steckersolargeräte) im Netzparallelbetrieb fest. Es gilt für einphasige Geräte bis 250 V AC, 50 Hz, mit maximal 800 VA Scheinleistung, bestehend aus PV-Modul, netzgekoppeltem Wechselrichter, Anschlussleitung, Steckvorrichtung und Montagesystem. Die Vornorm dient als Grundlage für Typprüfung und Konformitätserklärung. Anforderungen an die elektrische Anlage sind in DIN VDE 0100 geregelt. Nicht anwendbar für gebäudeintegrierte PV-Module, grosse PV-Anlagen oder Systeme mit Energiespeichern. Ziel ist ein standardisiertes Prüfverfahren für Geräte zur Stromerzeugung im häuslichen Bereich. Diese Vornorm gilt zwar nur in Deutschland, dürfte aber massgeblich Einfluss die Produktvielfalt für den europäischen und somit auch auf den Schweizer Markt haben. Daher wird sie hier als weiteres wichtiges nationales «Orientierungsdokument» erwähnt.

In Abbildung 2 sind 4 Phasen «Anmeldung», «Betrieb», «Vergütung» und «Abmeldung» dargestellt, welche die relevantesten mit den Interviews erhobenen Prozesse von Plug & Play PV-Systemen beinhalten.

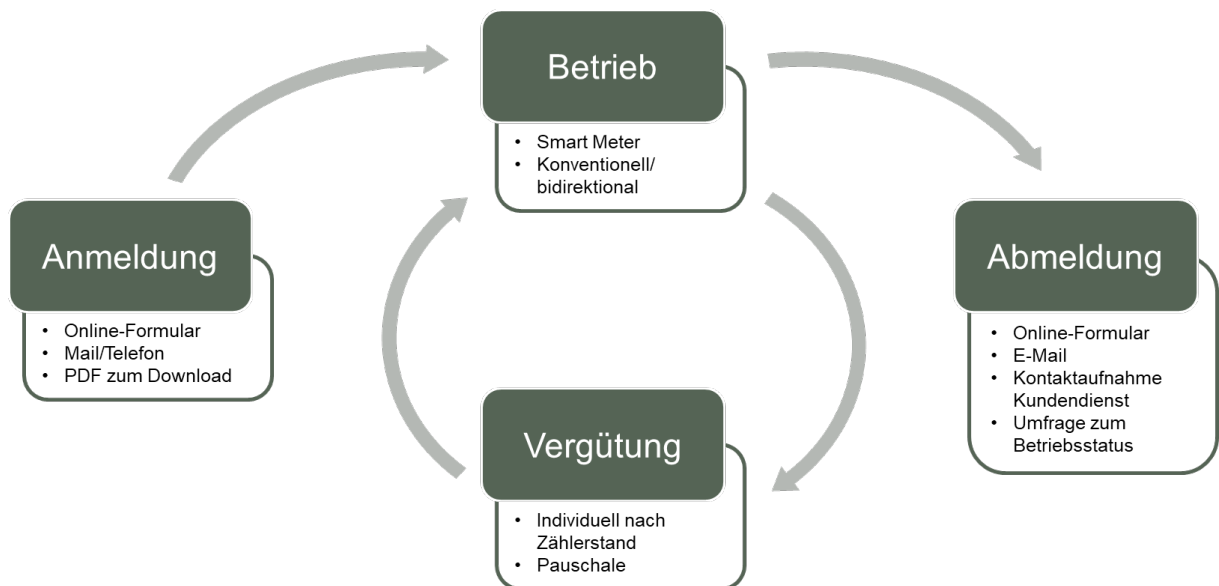


Abbildung 2: Visualisierung der Prozesse von Plug & Play PV-Systemen über 4 Phasen.

Für die Phase «Anmeldung» zeigte die Erhebung, dass die Mehrzahl der Verteilnetzbetreiber die geforderte schriftliche Meldung per E-Mail mit oder ohne PDF-Anhang akzeptieren. Vor allem die grösseren VNB haben meistens ein Onlineformular aufgeschaltet, das für die Anmeldung des Plug & Play PV-Systems genutzt werden kann. Dort können auch die am häufigsten nachgefragte Anhänge wie z.B. die Komponentendatenblätter oder Konformitätserklärungen hochgeladen werden. Es wurde der Wunsch geäussert, dass die Form der Melde- und Vergütungsprozesse den zuständigen VNB überlassen wird.

Während bei Start der Interviews ein paar Verteilnetzbetreiber angaben, die Phase «Betrieb» aus logistischen und Kostengründen mit einem konventionellen Stromzähler zu bewältigen, mehrten sich gegen Ende der Befragungen die Aussagen, wonach auch bei Plug & Play PV-Systemen häufiger ein Smart Meter eingebaut wird.

Abhängig vom installierten Messgerät vor Ort, erfolgte die «Vergütung» sodann auch nach Messdaten oder pauschalisiert. Über 80% der befragten VNB nutzten bereits standardmässig automatisierte Vergütungsmethoden. Dies vor allem aus dem Grund, weil es von den Abrechnungsprozessen her am



einfachsten geht und bei Vorhandensein eines kommunikativen Smart Meters analog den fest installierten PV-Anlagen gehandhabt werden kann (Standardisierung). Die Pauschalvergütung wurde vor allem als Übergangslösung genannt. Ein Verteilnetzbetreiber gab an, dass die Kunden freiwillig auch auf eine Vergütung verzichten könnten.

Für die Verteilnetzbetreiber ist die «Abmeldung» eines Plug & Play PV-Systems wichtig, um die Stammdaten stets pflegen zu können. Weil die Form der Abmeldung zurzeit nicht geklärt ist, akzeptieren sie sowohl formfreie schriftliche wie auch telefonische Abmeldungen.

Mit den Interviews wurden die Verteilnetzbetreiber angefragt, ob ihrerseits Interesse an einer nationalen Datenbank zur Erhebung von Plug & Play PV-Systemen besteht. Der Konsens war klar, dass sie keinen Mehrwert in der sukzessiven Erhebung dieser Systemklasse sehen.

Als Hürden im Umgang mit Plug & Play PV-Systemen sahen die Verteilnetzbetreiber der im Verhältnis zur rückgespeisten Energie hohe administrative Aufwand für die Stammdatenpflege und die Vergütung. Es wurde der Wunsch geäußert, dass die Vergütung vereinfacht werden könnte (z.B. nur jährliche Auszahlung) oder Plug & Play PV-Systeme über ein nationales, standardisiertes Meldewesen geregelt würde. Ein Vorschlag beinhaltete die Abschaffung der Meldepflicht – konsequenterweise auch einhergehend mit der Abschaffung der Vergütungspflicht durch den lokalen Grundversorger.

## Internationale Situation

Es sei angemerkt, dass das Thema Plug & Play PV-Systeme international aktuell viel diskutiert wird und daher laufend Neuerungen oder Anpassungen in Kraft treten können, die in diesem Bericht nicht vermerkt sind. Per Ende Dezember 2024 konnten Informationen für USA, Korea, Belgien, Deutschland, Österreich, Schweden, Finnland, Frankreich, Polen, Litauen, Griechenland, Slowenien, Portugal, Italien und Ungarn ermittelt werden. Zumeist beläuft sich der rapportierte Stand auf dieses Datum. Einige Situationen wurden auf das Projektende hin neu erfasst. Dies ist dann so im Detailbeschrieb im Anhang 7.2 ausgewiesen.

Der Zusammenzug im Anhang 7.2 zeigt den Stand des internationalen regulatorischen Umfeldes von Plug & Play PV-Systemen bei Projektende. Es wurde eine Darstellungsart gesucht, welche die geltenden Regeln zwecks Vergleichbarkeit in folgende drei Hauptbereiche gliedert:

- Installationstechnisches Umfeld (elektrische Installationsnormen und Richtlinien)
- Energie- und netzwirtschaftliches Umfeld (Regelung über die Information des Verteilnetzbetreibers oder einer Anfrage bei diesen, die Regelung über die Vergütung der eingespeisten Energie, Anforderungen an die Wechselrichter für den Netzparallelbetrieb)
- das national gesetzliche Umfeld

Durch die stark gestiegene Popularität von Plug & Play PV-System gab es häufig den Fall, dass es nicht für jedes Umfeld Vorgaben gibt bzw. sich die Regularien der Subumfelder gar widersprechen können. Zudem konnten nicht alle Informationen erhoben werden, weil trotz Rückfragen während der Projektlaufzeit bei Redaktionsschluss nicht alle Informationen vorlagen.

Da es in jedem Land unterschiedliche Bezeichnungen für Plug & Play-Systeme gibt und sich der Komponentenumfang des Systems national unterscheiden kann, wird nachfolgend eine für diesen Bericht gültige Definition formuliert, um anschliessend eine Klassierung danach vorzunehmen:

*«Ein Plug & Play Photovoltaik System ist eine elektrische Kleinsterzeugungseinheit, welche auch für Laien bedienbar ist, bestehend aus mindestens einem Photovoltaikmodul und mindestens einem Wechselrichter. Die Ausgangseite des Wechselrichters verfügt über eine ortsveränderliche Leitung mit handelsüblichem Stecker, mit welchem das System direkt an eine fest installierte Steckdose am Endstromkreis angeschlossen werden kann. Das System kann als Kompaktsystem oder durch mehrere Komponenten realisiert werden.»*



Abbildung 4 visualisiert den erfassten Stand des regulatorischen Rahmens in Europa. Basierend auf den Länderdetails im Anhang wurden die Länder in sieben Kategorien zum regulatorischen Rahmen eingeteilt. Fünf dieser Kategorien erlauben grundsätzlich den Plug & Play PV-Systeme, unterscheiden sich jedoch in der Art des Netzanschlusses und der Netzeinspeisung. In den beiden weiteren Kategorien waren entweder die Rahmenbedingungen nicht gesichert recherchierbar (keine klaren/gesicherten Regelungen) oder Plug & Play PV-Systeme nicht zugelassen.



Abbildung 3: Abbildung 4 Überblick der Rahmenbedingungen von Plug & Play PV-Systemen in Europa (Stand: 12.2024)



## 2.3 Sicherheitsbetrachtungen

### 2.3.1. Methodik

Plug & Play PV-Systeme sind Produkte, die durch Laien gekauft und betrieben werden dürfen. Folglich sollten die Sicherheitsanforderungen an Sie hoch sein. Es ist durch die Inverkehrbringer sicherzustellen, dass durch reguläre Nutzung aber auch bei unsachgemäßem Gebrauch weder Personen noch Sachen zu Schaden kommen. Das ESTI hat, wie bereits erwähnt, in seiner Mitteilung im Bulletin 7/2014 «Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen - Begrenzung der Leistung freizügig steckbarer Photovoltaikanlagen» [1] minimale Anforderungen zur elektrischen Sicherheit mit Plug & Play PV-Systeme definiert. Seither wurde vom ESTI mittels Marktüberwachung sowie gezielter Information und Begleitung von Marktteilnehmern<sup>2</sup> darauf hin gewirkt, dass das geforderte Sicherheitsniveau für diese Produktgruppe hoch bleibt.

Basierend auf den Erfahrungen vom ESTI und mittels Experten-Konsultationen innerhalb des Konsortiums, der Advisory Group und internationalen Normungsgremien wurden mögliche Risiken respektive Fehlerszenarien rund um Plug & Play PV-Systeme erhoben und aufgelistet<sup>3</sup>. Electrosuisse und die BFH als themenbearbeitende Konsortiumsmitglieder bewerteten die erhobenen Fehlerszenarien nach «Eintrittswahrscheinlichkeit» und «Schadensausmass». Als Resultat dieser Bewertung wurde eine Risikomatrix erstellt. Anschliessend wurden auf Basis der Liste und der Relevanz anhand der Risikomatrix konkrete Sicherheitsaspekte aufgegriffen. Die Auseinandersetzung erfolgte über folgende Methoden:

- Erörterung von bereits bestehenden Studienresultaten (Anlagensicherheit / Brandschutz / Überlastsituationen)
- Eigene Simulationen von Maximal-Überlastsituationen und Real-Lastflusssituationen mit typischen Stromverbrauchsprofilen für die Schweiz (Überlastsituationen)
- Systematische und exemplarische Messungen im Labor (Schutz gegen elektrischen Schlag, Fehlerszenarien im Betrieb und bei Netztrennung)
- Aufzeigen von Massnahmen zur Risikominimierung (Schutz gegen elektrischen Schlag, Anlagensicherheit / Brandschutz / Überlastsituationen)

Für die Analysen und als Basis für die Auswahl der Geräte der Labortests wurde eine Liste mit Kleinwechselrichtern erstellt. Diese Liste steht auf der Projektwebseite der BFH zum Download bereit.

Einen grossen Teil der Arbeiten der BFH bestand aus den systematischen und exemplarischen Messungen im Labor. Entsprechend stellen sie auch einen grossen Teil der Lieferelemente dieses Projektes dar. Die wichtigsten Ergebnisse werden in diesem Policy Brief Kapitel erwähnt. Die Mehrheit der Ergebnisse befindet sich im Anhang 7.3 oder in den separat aufgeführten Publikationen.

### 2.3.2. Ergebnisse und Diskussion

#### **Fehlerszenarien und Risikomatrix**

In Tabelle 4 werden die aus Sicht des Konsortiums relevantesten Fehlerszenarien respektive deren Risiken als Auszug aus der vollständigen Liste (vgl. Anhang 7.3) wiedergegeben. Für die anschliessende Diskussion und Weiterbearbeitung im Projekt wurden diejenigen Fehlerszenarien gewählt, welche bei Eintrittswahrscheinlichkeit mindestens mit «möglich» und bei Schadensausmass mindestens mit «hoch» klassiert wurden.

---

<sup>2</sup> Beispielsweise durch Definition von Mindestangaben in der Konformitätserklärung.

<sup>3</sup> Die Erhebung beschränkte sich auf die elektrische Sicherheit oder auf Risiken die auf das elektrische System zurückzuführen ist.



Die Auflistung der Fehlerszenarien und auch deren Bewertung sollen gerne durch die Leser dieses Berichts kritisch hinterfragt werden. Ergänzungen und andere Bewertungsvorschläge z.H. des Konsortiums sind sehr willkommen, da aus Sicht der Autoren eine derartige Sammlung und Bewertung bisher noch nicht publiziert wurde. Somit war eine Validierung und ein Vergleich mit anderen Betrachtungen zum Thema noch nicht möglich.

Tabelle 4: Auszug aus vollständiger Tabelle Fehlerszenarien/ Risiken (vgl. Anhang)

Nummer	Beschrieb Fehlerszenario/ Risiko
1	Elektrisierung bei Netztrennung Stecker mit berührbaren, spannungsführenden Kontakten an Erzeugungseinheit → elektrischer Schlag
2	Nicht funktionierender unidirektionaler RCD → nicht wirksamer Fehlerschutz durch automatische Abschaltung mittels RCD → elektrischer Schlag
3	Überlastung Haushaltsstromkreis Einspeisung in Endstromkreis → Überlastbarkeit von Endstromkreisen, Versagen des Überlastschutzes
4	Überhitzung/Brandgefahr durch Überhitzung Einspeisung in Endstromkreis → Brandgefahr durch überhitzte Leitungen je nach Verlegeart
5	Abbrand AC-Adapter Einsatz von Adaptern, Mehrfachsteckern, etc. → Brandgefahr durch Wärmeentwicklung infolge nicht geeigneter Adapter oder nicht zugelassener Mehrfachstecker
6	Erlindung RCD Typ A durch glatte DC-Ströme aus dem WR → Erlinden in der Installation vorhandener RCDs ≠ Typ B → elektrischer Schlag
7	Berührung elektrisch aktiver Teile am PV-Modul Panel sind Laien zugänglich und werden von Laien montiert → Wichtigkeit des Basisschutz wird unterschätzt, mechanisch Gefahren bei unzureichender Befestigung → elektrischer Schlag

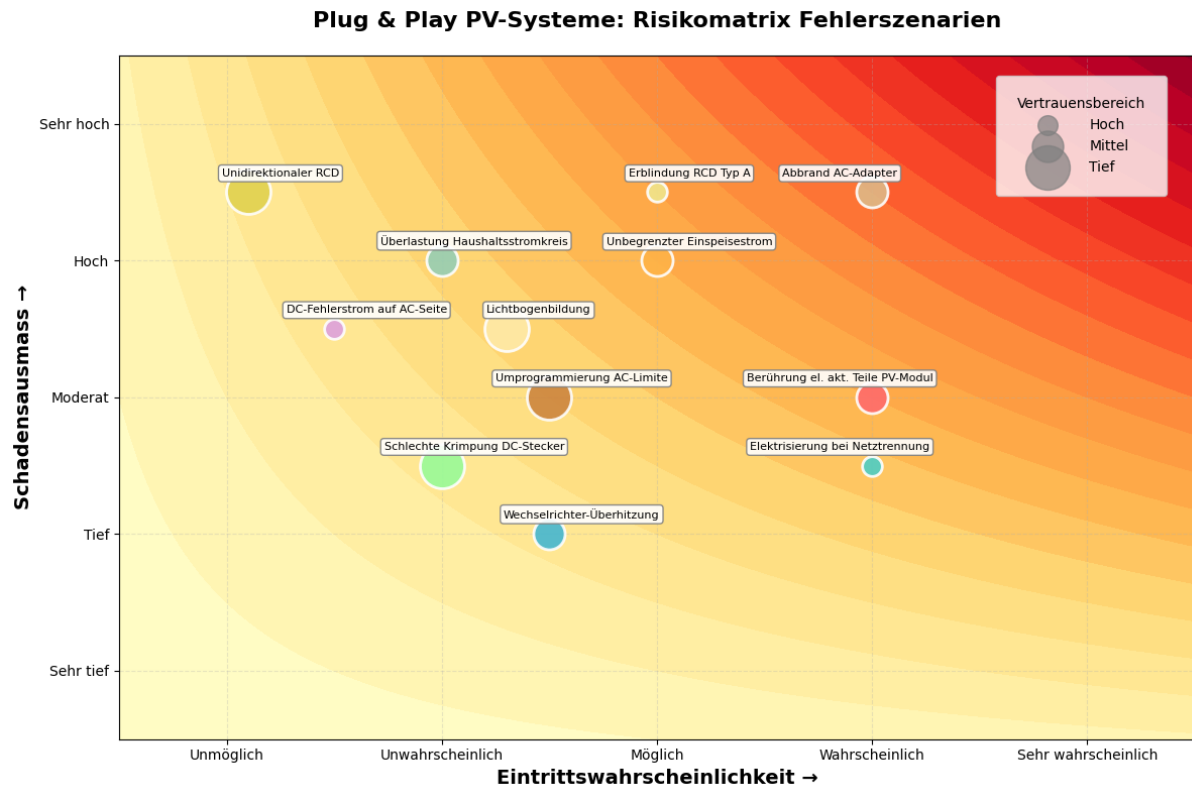


Abbildung 5: Risikomatrix der Fehlerszenarien für Plug & Play PV-Systeme.

### Erörterung von bereits bestehenden Studienresultaten

Bei der Erhebung der internationalen normativen Grundlagen zeigte sich offensichtlich, dass in Deutschland und Österreich europaweit am meisten Studien und Berichte zu Plug & Play PV-Systemen publiziert wurden. Hinsichtlich der Themen Anlagensicherheit, Brandschutz und Überlastsituationen sind vor allem die drei folgenden Studien relevant:

- Untersuchung der Beeinflussung der Schutzkonzepte von Stromkreisen durch Stecker-Solar-Geräte (1) [7]
- Kurzbericht: Steckersolar 800 W (2) [8]
- Steckerfertige, Netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlagen – Studie für E-Control Austria (3) [9]

(1) Das Deutsche PI Photovoltaik-Institut Berlin AG hat 2017 eine ausführliche Studie [7] mit dem Zweck durchgeführt, potenzielle Überlastsituationen in Haushaltsinstallationen bezüglich ihres Beitrages zur Brandwahrscheinlichkeit durch überhitzte Leitungen zu untersuchen. Ebenso wurde die mögliche Beeinflussung von Schutzgeräten erforscht. Grundlegende Annahme war damals, dass Balkonsolargeräte mit 600 W<sub>AC</sub> in die Hausinstallation einspeisen.

Die Studie kommt zum Schluss, dass ein typisches 2,6 A Gerät ( $P_{AC} = 600 \text{ W}$ ) keine gefährlichen Temperaturen in der Hausinstallation verursacht: Weder treten brandrelevante Leitertemperaturen auf, noch wird die Lebensdauer der Isolierung praktisch verkürzt. Tatsächlich sinken im realen Haushaltsbetrieb Spitzenströme oft, da PV-Einspeisung Lasten reduziert. Die statistische Brandwahrscheinlichkeit steigt nur minimal (praktisch vernachlässigbar). Insgesamt zeigt die Studie, dass Stecker-Solar-Geräte mit auf 2,6 A begrenztem AC-Strom keine Gefährdung für Personen, Leitungen oder Kontaktstellen darstellen, und empfiehlt eine generelle Leistungsbegrenzung entsprechend internationaler Praxis.



- (2) Im Februar 2025 veröffentlichte die HTW Berlin eine neue Analyse [8] mit denselben Überlegungen, wie sie das PI Photovoltaik-Institut Berlin AG angestellt hat, jedoch mit der Forschungsfrage, ob sich mit einer neuen Leistungsgrenze von 800 W<sub>AC</sub> etwas ändern würde. Der Bericht untersucht die Auswirkungen von Steckersolargeräten mit bis zu 2000 W DC auf Stromkreise und Brandrisiken unter realen und theoretischen Bedingungen. Die Analyse zeigt, dass nur unter extrem unrealistischen Worst-Case-Annahmen – nämlich dauerhaft vollständig ausgelasteten, in Dämmung verlegten Leitungen – kurzzeitig erhöhte Ströme und Temperaturen auftreten können, die jedoch weiterhin unterhalb der Zündtemperaturen typischer Baustoffe bleiben; real führen die Steckersolar-Geräte zu keiner nennenswerten Temperatur- oder Risikoerhöhung und können den Hausanschluss sogar entlasten. Auch die Brandwahrscheinlichkeit verändert sich praktisch nicht: In realen Szenarien sinkt sie leicht, und selbst im theoretischen Maximalfall steigt sie nur minimal und nicht signifikant. Insgesamt bestätigt die Untersuchung, dass die Festlegung einer Bagatellgrenze von 800 W AC auch mit höheren DC-Leistungen sicher ist und keine relevanten Risiken für Leitungen, Installation oder Brandwahrscheinlichkeit erzeugt.
- (3) Die älteste der drei Studien stammt aus dem Jahr 2016 und wurde durch das Fraunhofer ISE im Auftrag der Österreichischen E-Control durchgeführt. Sie bildet inhaltlich gewissermassen die Basis für viele Fragestellungen, die sich im Projekt «Plug & Play PV-Systems» ergaben. Die Studie bewertet steckerfertige Kleinst-PV-Anlagen (typisch 250–800 W) hinsichtlich Sicherheit, Netzverträglichkeit, Marktwirkung und regulatorischem Rahmen. Sie kommt zum Ergebnis, dass solche Plug & Play PV-Systeme bei Einhaltung der Leistungsgrenzen technisch sicher sind, da Haushaltsleitungen ausreichende Reserven besitzen und die wichtigsten Risiken – etwa Überlastung, RCD-„Blendung“, Inselbetrieb oder Überspannung – in der Praxis statistisch vernachlässigbar bleiben. Der weitaus häufigste elektrotechnische Schwachpunkt sind gemäss dieser Studie gealterte oder fehlerhafte Kontaktstellen, nicht die durch Kleinst-PV erhöhten Ströme. Die Studie schlug damals der E-Control schon vor, für Plug & Play PV-Systeme eine klare normative Einordnung, moderate Leistungsgrenzen (P<sub>AC</sub> im Bereich von 400 bis 800 W) und einfache, aber sichere Anschlussregeln zu definieren. Es wurde auch bemerkt, dass Kleinst-PV-Anlagen eine risikoarme Möglichkeit bieten, Eigenverbrauch und Energiewende auf Haushaltsebene zu unterstützen.

### **Eigene Simulationen von Maximal-Überlastsituationen (theoretisch) und Real-Lastflusssituationen mit typischen Stromverbrauchsprofilen für die Schweiz**

Motiviert durch die beiden oben besprochenen Studien (1) [7], [8] entschied das Konsortium, für die Schweizer Installationssituationen adaptierte Simulationen nach demselben Prinzip durchzuführen. Ziel der eigenen Überlastsituationssimulationen war, beurteilen zu können, ob bei gewissen Installationen eine Brandgefahr besteht oder nicht. Insbesondere wurden Belastungssituationen von Endstromkreisen abhängig von der Absicherung und der Verlegeart der Leitung sowie von unterschiedlichen Generationen von zugrundeliegenden Installationsnormen (NIN) analysiert. Die Simulationen wurden unter der Annahme durchgeführt, dass die künftige AC-seitige Systemleistung auf einphasig 800 W<sub>AC</sub> begrenzt wird, wobei DC-seitig die Modulleistung bis zu maximal 2 kWp variiert wurde. Die Überlastbarkeit von Steckdosen wurden nicht mitbetrachtet.

Kurzfasit: Die Ergebnisse zeigen, dass theoretisch durch Addition des Stromes vom Plug & Play PV-System zum theoretischen Maximalstrom im Haushaltstromkreis zwar Überlastungen möglich sind und dass höhere DC-Leistungsgrenzen bzw. mehr Module das theoretische Risiko verlängert auftreten lassen könnten. In der Praxis – reale Verbrauchsprofile einbeziehen - bleiben kritische Belastungen jedoch äusserst selten und zeitlich sehr kurz. In „überkritischen Situationen“ – d.h. mit einer sehr hohen Überlast – kann die Auslösung der Sicherungen dennoch so erfolgen, dass die Wahrscheinlichkeit von Brandereignissen minimiert wird. Zudem, so zeigt sich, reduzieren Balkon-PV-Anlagen in einige realen Nutzungssituationen sogar die Leitungsbelastung. Mit realen Lastflussprofilen ist das Überlastungsrisiko aufgrund einer Einspeisung mittels Plug & Play PV-System sehr tief. Ein hohes Risiko besteht in sehr alten Installationen mit 6 A Sicherung und 1 mm<sup>2</sup> Leitungsquerschnitt, die generell eine geringe Belastungsreserve aufweisen.



Im Anhang 7.3 wird die Methodik der Simulationen genauer beschrieben. Abbildung 6 zeigt beispielhaft die Auftretenshäufigkeit von Strömen in einer Hausinstallation mit und ohne Plug & Play PV-System (Balkonsolargerät mit  $P_{AC} = 800 \text{ W}$ ). Die Graphik verdeutlicht, dass es theoretisch Situationen geben könnte, in welchen eine Überlastsituation nicht gleich schnell, wie ohne Plug & Play PV-System, vom vorgeschalteten Leitungsschutzschalter detektiert und abgeschaltet werden kann. Diese Situationen sind aber so selten, was bedeutet dass deren Eintrittswahrscheinlichkeit ebenfalls sehr tief ist. Folge dessen die Gefährdung einer Leitungsüberlastung mit Schadensfolge sehr gering bis vernachlässigbar

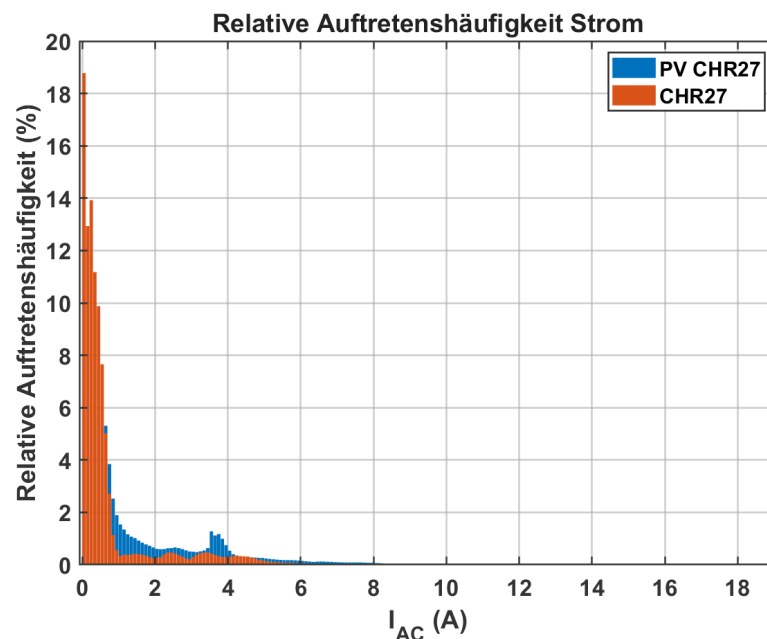


Abbildung 6: Beispieldarstellung für die Auswertung der relativen Auftretenshäufigkeit eines Stromes in einer Haushaltsinstallation. Basis: CHR 27-Lastprofil und simulierter Stromverlauf eines Balkonsolargeräts mit  $P_{AC} = 800 \text{ W}$ .

Es ist seitens BFH geplant, die Resultate der Überlastsituationsbetrachtung 2026 als eigenständige Studie zu publizieren. Organisatorisch war es nicht mehr möglich, dies im Verlauf des Projektes zu machen.

### Systematische Messungen im Labor

Ergänzend zu den anderen Aktivitäten innerhalb des Themengebiets Sicherheitsbetrachtungen führte die BFH Labortests durch. Bei Projektstart wurde eine Wechselrichterdatenbank für Modulwechselrichter, wie sie in Plug & Play PV-Systemen eingesetzt werden können, erstellt und bis Projektende weitergepflegt bis zu einem Stand von 341 Geräten. Kenngrößen wie die Nennleistung, die Anzahl PV-Eingänge sowie deren Arbeitsfenster, die elektrische Topologie, die Schutzmechanismen und die Einhaltung von erforderlichen Normen wurden erhoben. Zweck dieser Datenbank war es einerseits, statistische Auswertungen über die Gerätelandschaft am Markt machen zu können und andererseits eine Basis zu schaffen, nach welchen Kriterien Sicherheitstests am Labor für Photovoltaiksysteme durchzuführen sind. 25 Wechselrichter wurden schliesslich bestellt und ausgewählten Sicherheitstests unterzogen. Die statistischen Auswertungen zu den Wechselrichtern wurden bereits im Zwischenbericht dieses Projekts [10] rapportiert, weshalb hier nicht mehr explizit darauf eingegangen wird.

Die systematischen Messungen im Labor waren sehr umfangreich. Viele Resultate wurden in ergänzenden Publikationen (vgl. Kapitel 5) veröffentlicht, sodass hier ebenfalls verzichtet wird, auf die



Einzelheiten jedes Tests einzugehen. Im Anhang sind Auszüge aus diesen Publikationen dokumentiert. Die Abbildung 7 visualisiert diese Messungen, auf welche im Policy Brief eingegangen wird.

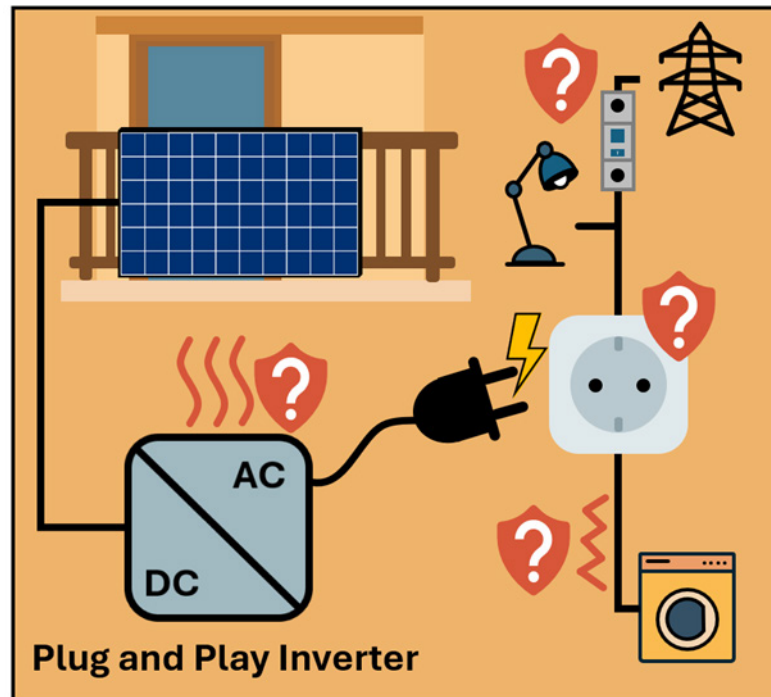


Abbildung 7: Symbolgraphik für die durchgeführten systematischen Messungen am PV-Labor der Berner Fachhochschule (Restspannung nach der Trennung vom Stromnetz, Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung, Maximale Berührungstemperatur)

#### *Restspannung nach der Trennung vom Stromnetz*

Die Restspannungsprüfung von 25 Plug & Play Mikrowechselrichtern und fünf Haushaltsgeräten zeigt grosse Unterschiede bei den Entladezeiten, die zwischen Millisekunden und über 12 Sekunden liegen. Zwar hält keiner der Wechselrichter nach dem Trennen dauerhaft 230 V an den Steckpins, jedoch überschreiten 44 % der Geräte mindestens einmal den in der E DIN VDE V 0126-95:2024-6 geforderten Grenzwert von 1 s. Eine eindeutige Abhängigkeit zwischen Entladezeit, Leistungskategorie oder Trennspannung besteht nicht, und auch der Parallelbetrieb zweier Wechselrichter kann zu abweichendem Verhalten führen.

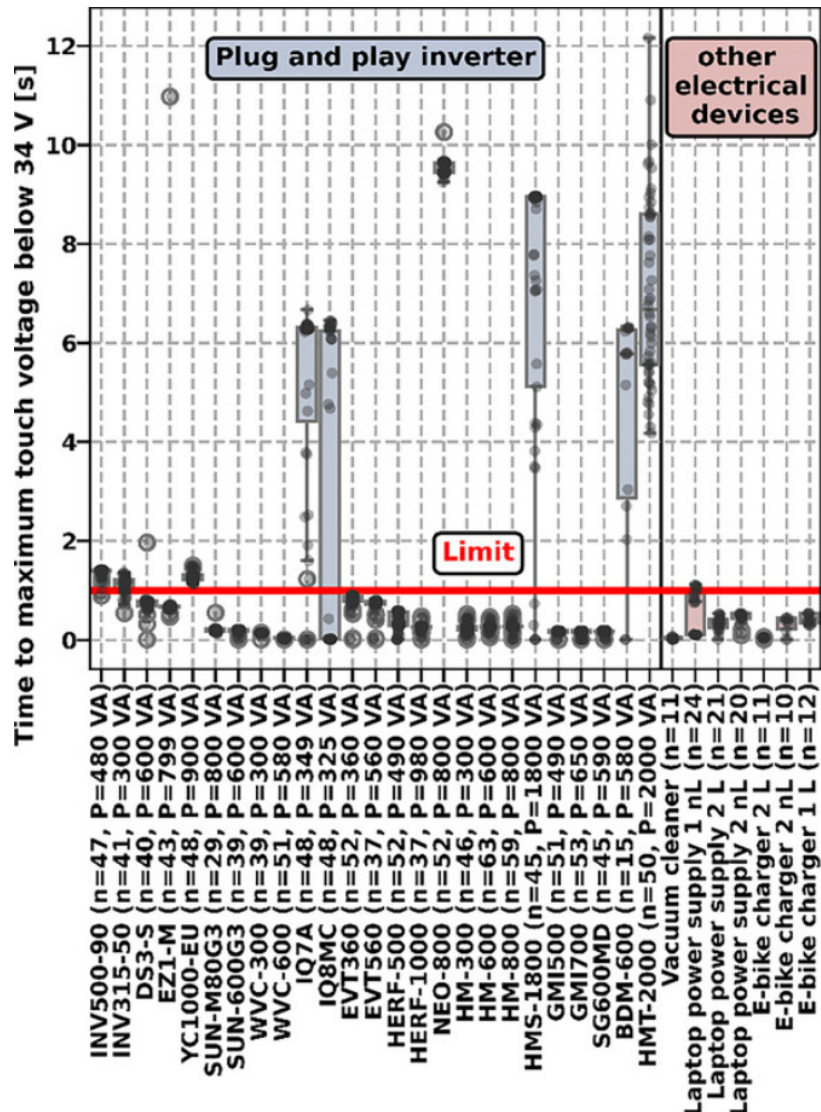


Abbildung 8: Ergebnisse der Restspannungsprüfung (Zeit bis die maximale Berührungsspannung unter 34 V liegt) für Plug & Play-Wechselrichter und andere typische elektrische Geräte. (nL = ohne Last; L = mit Last). Die rote „Grenzwert“-Linie ist der Restspannungsgrenzwert gemäss E DIN VDE V 0126-95:2024-6. Etwas mehr als Die Hälfte der getesteten Wechselrichter zeigt ein rascheres Abklingen der Spannung als das Netzteil eines zufällig ausgewählten Laptops.

Die Tests zeigen, dass Sicherheitsadapter die Restspannung wirksam reduzieren und damit eine Systemkonformität ermöglichen, weshalb ganze Systeme und nicht nur einzelne Wechselrichter bewertet werden sollten. Mechanische Berührungsschutzlösungen können zusätzlich Sicherheit bieten, ersetzen jedoch nicht zwingend weitere Massnahmen. Insgesamt macht die Analyse deutlich, dass in dieser Leistungskategorie bestehende Zertifizierungen nicht zwingend ein regelkonformes Restspannungsverhalten garantieren und ein spezifisches Regelwerk mit entsprechenden Typenprüfungen für Plug & Play PV-Systeme empfehlenswert ist. Vielversprechend und positiv hinsichtlich des Personenschutzes ist, dass etwas mehr als die Hälfte der getesteten Wechselrichter ein gleichwertiges oder rascheres Abklingen der Spannung an den Steckerpins als das Netzteil eines zufällig ausgewählten Laptops aufweisen.



### *Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung*

Die Tests zur Einspeisestrombegrenzung bei niedriger Netzspannung zeigen, dass alle untersuchten Wechselrichter ihren Einspeisestrom bei Spannungsabfall erhöhen, wobei die relativen Stromanstiege zwischen 1,7 % und 26,3 % liegen. Zwei der drei 800 VA Geräte überschreiten dabei den absoluten Grenzwert von 3,5 A und würden die Anforderungen der E DIN VDE V 0126-95:2024-6 nicht erfüllen. Während die übrigen Wechselrichter zwar höhere Ströme einspeisen, bleiben sie unterhalb dieses Grenzwerts.

Die Ergebnisse legen nahe, dass eine relative statt einer absoluten Stromgrenze – etwa maximal 2 % über Nennstrom – besser geeignet wäre, um Plug & Play-Systeme mit mehreren Wechselrichtern zu ermöglichen. Die Vergleichstests mit 30-Sekunden- und 15-Minuten-Schritten bestätigen die Robustheit kurzer Stufenzeiten und zeigen, dass einige Geräte nach Abschaltung erneut anlaufen. Bei den dreiphasigen Wechselrichtern treten je nach Testprofil unterschiedliche Phasenreaktionen auf, wobei die Stromanstiege ebenfalls klar über den vorgeschlagenen relativen Grenzwerten liegen. Insgesamt belegen die Ergebnisse, dass die Einspeisestromregelung stark variabel ist und künftig normativ präzise gefasst werden sollte, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

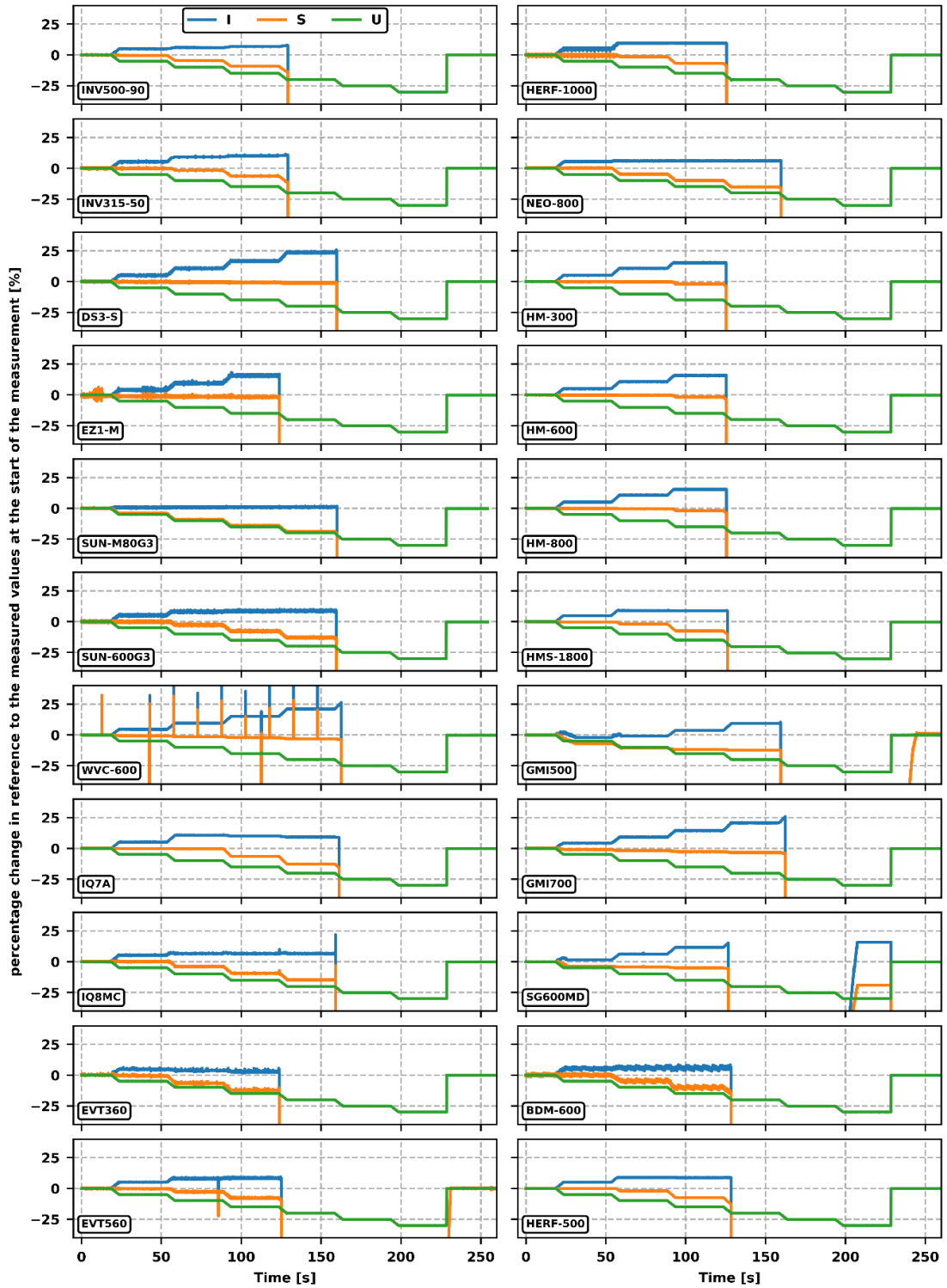


Abbildung 9: Einspeisestrom und Einspeiseleistung (Schein- und Wirkleistung) während der Spannungsschritte (30-Sekunden-Schritte) aller gemessenen einphasigen Wechselrichter.



### *Maximale Berührungstemperatur*

Die Messungen zur maximalen Berührungstemperatur bei DC-seitigem Leistungsüberangebot zeigen starke Unterschiede zwischen den getesteten 24 Mikro-Wechselrichtern: Die Oberflächentemperaturen lagen zwischen 43,40 °C und 80,33 °C, wobei 18 Geräte (75 %) die Grenzwerte der IEC 62109-1 einhalten. Da die Berührungstemperatur stark von der Umgebungstemperatur abhängt, variieren die maximal zulässigen Umgebungstemperaturen zur Normkonformität deutlich zwischen 13,80 °C und 50,48 °C; bei einer angenommenen Umgebungstemperatur von 35 °C überschreiten bereits 46 % der Geräte die zulässigen Werte. Viele Wechselrichter zeigten ein stabiles thermisches Verhalten, während einige Modelle aufgrund thermischen Deratings zyklische Leistungs- und Temperaturschwankungen aufwiesen, was zu Ertragseinbußen im System führen kann. Einzelne Geräte fielen durch frühe Leistungsabfälle oder hohe Temperaturspitzen auf, während andere ihre Leistung auch bei hoher Einstrahlung stabil steigern konnten. Die Analyse verdeutlicht zudem, dass hohe Berührungstemperaturen trotz gültiger Prüfzertifikate für Wechselrichter auftreten können – bedingt durch unterschiedliche reale Montagesituationen – und dass geringere Leistungsdichten kleinerer Wechselrichter tendenziell zu niedrigeren Temperaturen und potenziell längerer Lebensdauer führen. Auch bei dieser Thematik es empfehlenswert, in künftigen Regelwerken explizit die Einhaltung von Maximaltemperaturen zum Personen- und Brandschutz einzufordern.

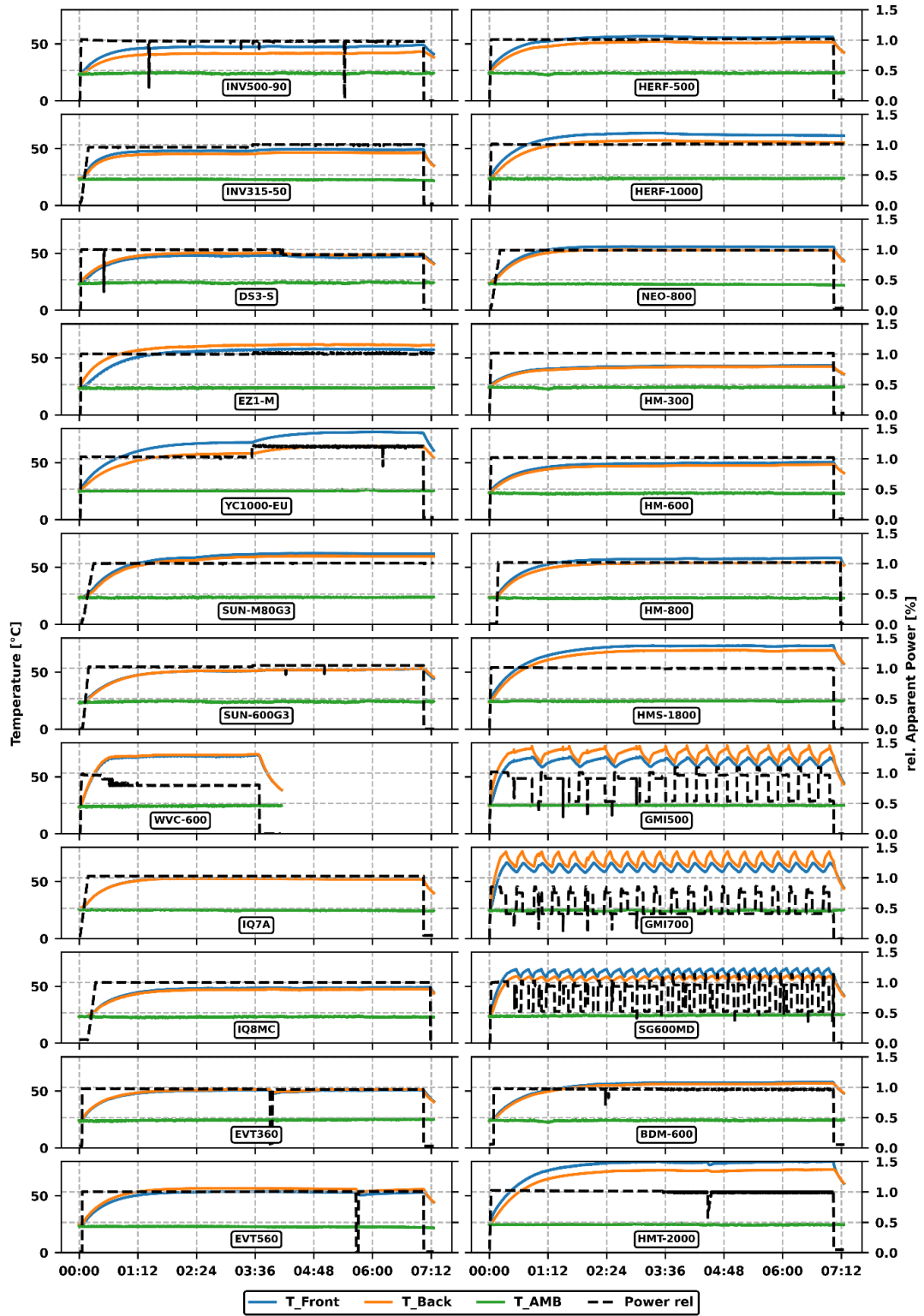


Abbildung 10: Gemessene Temperaturen (an der Vorder- und Rückseite des Wechselrichters), Umgebungstemperatur und relative Leistung (gemessene Scheinleistung geteilt durch die Nennscheinleistung) während des Tests zur maximalen Berührungstemperatur. Die Vorderseite der Temperaturmessung ist definiert als die Oberfläche des Wechselrichters, die in der Tiefe am weitesten vom Befestigungspunkt entfernt ist.



Einige weitere Tests wurden exemplarisch und zur Entwicklung eines Grundverständnisses der Wirkungsweise und zur Beurteilung der Test-Relevanz durchgeführt. Es sind dies:

- Messung DC-Emission
- Berührung eines Gleichstromkabels und Funktionalität der RCMU

Ihre Methodik und die Resultate dazu sind im Anhang beschrieben.

### Aufzeigen von Massnahmen zur Risikominimierung

Bei der Auseinandersetzung mit den Fehlerszenarien wurden Massnahmen zur Risikominimierung besprochen, die unten formuliert werden. Viele Massnahmen könnten in ein künftiges Regelwerk integriert werden, was die Autoren auch empfehlen.

Die Massnahmen zur Risikominimierung zeigen fundamental folgende Punkte auf:

- Grenzen vertretbarer Systemkategorien und -grössen definieren
- Umgang mit nicht normierten Teilen regeln
- Ersatz von Normanforderungen schaffen, wo solche nicht umsetzbar sind

#### *Risiko Nr. 1: Elektrisierung bei Netztrennung*

Es gilt vorauszusetzen, dass keine Abkehr der heute nach ESTI-Mitteilung zugelassenen Situation mit der Nutzung von freizügig verfügbaren Steckdosen vorgesehen ist. Folglich müssen Massnahmen getroffen werden, um dem Risiko der Elektrisierung bei Netztrennung möglichst durch Minimierung gerecht zu werden. Diese Massnahmen könnten sein:

- Steckverbindung mit sicherer Trennung und schneller Entladung (Gemäss IEC 62109-1)
- In Anlehnung an die VDE V 0126-95:2025-12 eine Limitierung auf 34 V innert 1 s.
- In Anlehnung an die VDE V 0126-95:2025-12 eine Steckverbindung mit beweglicher Abdeckung über den Steckerstiften nach VDE 0620-2-1 (vgl. Abbildung 11)

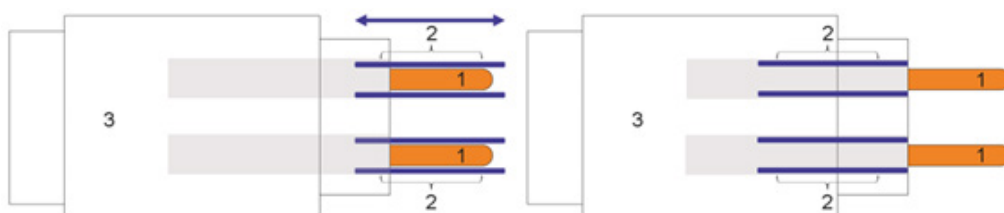


Abbildung 11: Schematische Darstellung von Steckverbindungen mit beweglicher Abdeckung der Steckerstifte nach VDE 0620-2-1.

#### *Risiken Nr. 3,4 & 5: Überlastung Haushaltsstromkreis, Überhitzung/Brandgefahr durch Überhitzung, Abbrand AC-Adapter*

Als mögliche Massnahmen zur Reduktion des Risikos vor Überlastung, Überhitzung und Brandgefahr könnten sein:

- Gewisse Haushaltsinstallationen definieren zur besonderen Behandlung.  
Z.B. in SNG spezifizieren: Installationen mit 6A Sicherung und 1mm<sup>2</sup> Querschnitt müssen ertüchtigt werden; oder sind für die Nutzung von Plug & Play PV-Systemen nicht geeignet.



- Beschränkung auf ein Plug & Play PV-System pro Zählerstromkreis
- Keine Mehrfachstecker
- Keine Verlängerungskabel
- Keine Adapter
- Eine Steckersolareinspeisung pro Steckdose

*Risiko Nr. 6: Erblindung RCD Typ A durch glatte DC-Ströme aus dem WR*

Das Risiko der Erblindung eines Typ A RCDs kann mit folgender Massnahme minimiert werden:

- Anforderungen an RCMU im Wechselrichter nach IEC EN 62109-1 fordern
  - Erkennung von DC-Fehlerstromkomponente
  - Begrenzung von glatten Fehlerströmen AC-seitig auf 6mA

Diese Massnahmendefinitionen müssten Teil des künftigen Regelwerkes sein.

*Risiko Nr. 7: Berührung elektrisch aktiver Teile am PV-Modul*

Eine Gefährdung vor elektrischem Schlag durch Berührung von elektrisch aktiven Teile am PV-Modul oder an anderen Teilkomponenten von Plug & Play PV-Solarsystemen kann durch folgende Massnahmendefinitionen verringert werden:

- (erhöhte) Anforderungen an Basisschutz stellen
- Minimalvorgaben für IP-Schutzgrad
- Überspannungskategorie definieren
- Schutz vor mechanischen Verletzungen vorschreiben
- Eignung des Montagesystems (Schnee, Wind, Korrosion) in Herstellerangaben spezifizieren
- Wartungshinweise

Diese Massnahmendefinitionen müssten Teil des künftigen Regelwerkes sein.



## 2.4 Vorschlag künftiges Regelwerk

Wichtiger Hinweis: Wie es der Titel vermuten lässt, ist der Grossteil von diesem Kapitel als Inhaltsvorschlag für das künftige Regelwerk zu verstehen. Die Vorschläge bleiben somit bei Veröffentlichung dieses Berichts völlig unverbindlich. Die ESTI-Mitteilung 7/2014 «Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen - Begrenzung der Leistung freizügig steckbarer Photovoltaikanlagen» bleibt das aktuell gültige Regelwerk.

### 2.4.1. Methodik

Während der Projektentwicklung wurde die Frage aufgenommen, mit welchen Veränderungen der Umgebungsbedingungen Plug & Play PV-Systeme in der Schweiz ihr maximales Potenzial entfalten können. Das Konsortium interpretierte diese Frage im Zuge der Projektdurchführung so, dass es zu untersuchen galt, ob mit Veränderungen der technischen Regeln, dem Anpassen von Anforderungen oder der Adaption von Prozessen ein bisher ungenutztes Energiepotenzial erschlossen werden könnte. Konkret galt es zu beantworten, ob mit anderen oder grösseren Plug & Play PV-Systemen mehr niederschwellige dezentrale Solarstromerzeugung möglich wäre, als mit den bisherigen Rahmenbedingungen – bei gleichbleibendem Sicherheitsniveau.

In der Anfangsphase vom Projekt wurden sodann im Kreise des Konsortiums und der Advisory Group Ideen gesammelt, wie künftige Systeme in der Schweiz «aussehen» könnten. Dabei wurde berücksichtigt, welche Anforderungen sich bisher bewährt haben, wo die bestehenden Elektroinstallationen intrinsisch noch Kapazität hätten und wie darauf aufbauend künftige Systemgrenzen definiert werden könnten. Diese Ideen wurden gesammelt und in diesem Bericht dokumentiert. Das Konsortium erarbeitete aus den – aus seiner Sicht – vielversprechendsten Ansätzen, genauer definierte Systemkategorien, die nachfolgend vorgestellt werden. Die vorgestellten Systemkategorien flossen bereits in die Potenzialanalyse und weitgehend die Sicherheitsbetrachtungen ein, die oben beschrieben wurden.

Mit der Ausgangslage des Status Quo, den vorstellbaren neuen Systemkategorien, dem damit technisch realisierbaren Energiepotenzial und den angestrebten Sicherheitsvoraussetzungen wurde im Projekt nach einer Strategie gesucht, wie ein künftiges Regelwerk gestaltet werden sollte. Erste Schritte zur Umsetzung dieser Strategie in ordentlichen Branchenprozessen<sup>4</sup> wurden parallel zum Projekt unternommen. Nach Abschluss des Projektes ist geplant, dass eine Arbeitsgruppe der TK 82 die neuen Schweizer Regeln entwickeln wird und dabei auf die in diesem Projekt erarbeitete Basis zurückgreift.

### 2.4.2. Ergebnisse und Diskussion

#### **Ideen für künftige Plug & Play PV-Systeme**

Untenstehende Liste zeigt die gesammelten Ideen für künftig denkbare Plug & Play PV-Systeme in der Schweiz. Sie beinhaltet sowohl sehr offen gefasste «Definitionen», wie auch bereits sehr konkrete hinsichtlich ihrer elektrotechnischen Umsetzung. (Liste nicht abschliessend)

- Plug & Play PV-Systeme auf geeigneten Flächen, die ansonsten nicht primär für «normale», direkt angeschlossene PV-Anlagen in Frage kämen (Gartenhäuser, Velounterstände, Spielhäuser, kleine Stützmauern, Tiny Houses, ...)
- Plug & Play PV-Systeme in denkbaren Systemkategorien mit dazugehörigem elektrischem Speichersystem (AC-gekoppelt, ev. auch DC-gekoppelt?); mit oder ohne Datenerfassung beim Netzanschluss, mit oder ohne Eigenverbrauchsregelung.
- Direkt angeschlossene Kleinst-PV-Anlagen; Installation durch Unternehmen mit allgemeinen oder eingeschränkten Installationsbewilligungen; jedoch mit tieferen administrativen Anforderungen (Nur Anschlussmeldung gemäss aktueller ESTI-Vorgabe, kein TAG, kein SiNa, Förderung?)

---

<sup>4</sup> Normenentwicklung innerhalb des technischen Komitees 82 mit Begleitung des CES Sekretariats  
34/128



- Systeme mit dedizierter Einspeisesteckdose für höhere Leistungen bis z.B.  $P_{AC} = 4'600 \text{ W}$  (in Anlehnung an die bisher gültige Regelung in Deutschland).
- System mit gleichen Bedingungen, wie gemäss ESTI bisher, jedoch mit einer höheren einphasigen Leistung von  $P_{AC} = 800 \text{ W}$ .
- Dreiphasige Plug & Play PV-Systeme - steckbar über gängige Steckverbinder (T15, T25, CEE16) – bis zu einer Leistung von  $P_{AC} = 2'400 \text{ W}$  total – symmetrisch oder unsymmetrisch über die drei Aussenleiter verteilt.

Die Liste diente im Verlauf des Projekts als Basis für die Entwicklung der Systemkategorien und auch für die Potenzialabschätzung (im Besonderen für die erweiterte Potenzialstudie).

### **Grundlegendes**

Das Konsortium kam zum Schluss, dass eine Nennung von Plug & Play PV-Systemen im Kapitel 7.12 der NIN 2025 mit Verweis auf eine spätere, separate Regelung adäquat und für jeden Verlauf des Entwicklungsprozesses nützlich sei. Diese Nennung wurde bereits per Veröffentlichung der NIN 2025 (SN 411000:2025) am 26. August 2024 umgesetzt. Die NIN 2025 trat per 1. Januar 2025 in Kraft. Der Wortlaut, wie er unter besondere Anlagen im Kapitel 7.12 steht, ist wie folgt:

*«Steckbare PV-Anlagen, zum Beispiel Balkonkraftwerke, sind grundsätzlich als Erzeugnisse zu sehen und fallen damit nicht in den Zuständigkeitsbereich der NIN. Für diese Anlagen wird in den nächsten Jahren eine SNG publiziert. »*

Es wird klar definiert, dass steckbare PV-Anlagen als Gesamtsystem als elektrische Erzeugnisse gelten und damit der NEV unterliegen.

Nach Diskussion und Abwägung anderer Möglichkeiten empfahl das Konsortium der gesamten Projektgruppe (Konsortium, Advisory Group und BFE), die künftigen Regeln für Plug & Play PV-Systeme in einer Schweizer Guideline (SNG) zu definieren. Der Vorschlag einer SNG basiert auf folgenden Vorteilen gegenüber einer Schweizer Norm oder anderen Lösungen:

- Schweizer Situation am besten unabhängig abbildbar
- Rasche und agile Entwicklung möglich
- Reaktionsfähigkeit auf Aktualitäten am Markt am besten gewährleistet
- Keine Konsensfindung auf europäischer oder internationaler Ebene nötig
- Bewilligungserteilung durch CENELEC nicht nötig
- keine öffentliche Vernehmlassung nötig

Die SNG soll gemäss Vorschlag dereinst als Regel der Technik in die Gesetzeslandschaft der Schweiz integriert werden (vgl. Abbildung 12) und durch eine ESTI-Mitteilung Rechtsverbindlichkeit erlangen, so die Empfehlung.

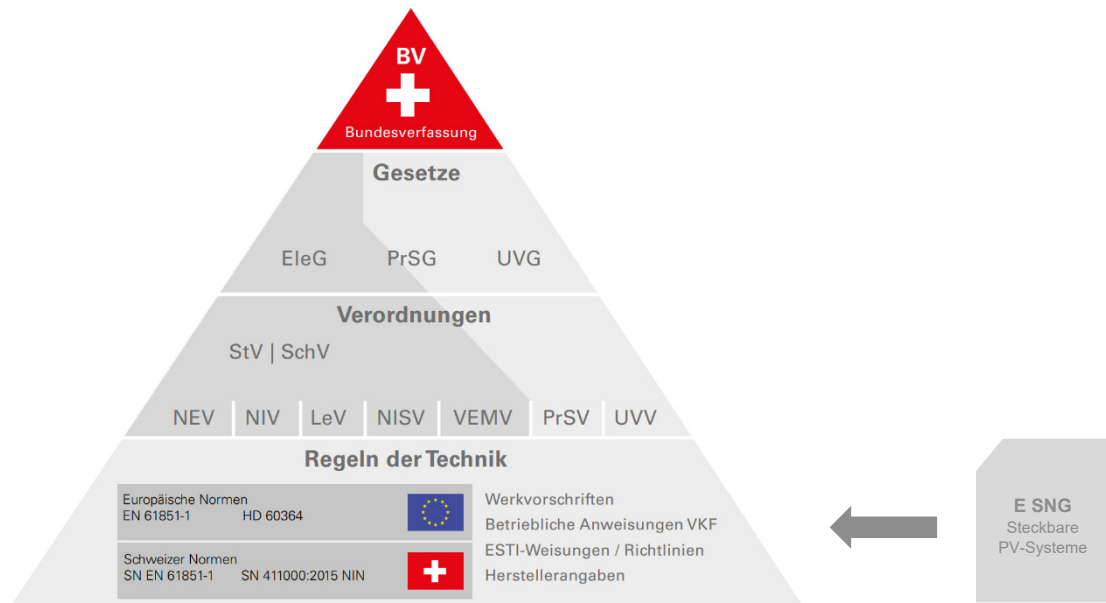


Abbildung 12: Gesetzespyramide mit Visualisierung der Eingliederung der SNG für Steckbare PV-Systeme (Quelle Ausgangsgraphik: [https://www.electrosuisse.ch/wp-content/uploads/2019/01/Electrosuisse\\_Mit\\_Normen\\_Zum\\_Erfolg\\_Broschuere.pdf](https://www.electrosuisse.ch/wp-content/uploads/2019/01/Electrosuisse_Mit_Normen_Zum_Erfolg_Broschuere.pdf))

Die gesamte Projektgruppe<sup>5</sup> beschloss an der Projektabschlussitzung vom 18. Dezember 2025 einstimmig, dieser Empfehlung zu folgen. Erste Schritte wurden initiiert und das CES-Sekretariat zur Bildung einer Arbeitsgruppe involviert. Die Arbeitsgruppe als Teil der zuständigen TK 82 soll ab Frühling 2026 ihre Arbeit aufnehmen.

### Inhalts- und Entwicklungsempfehlung

Als möglicher Name für den SNG schlägt das Konsortium «Steckbare PV-Systeme» vor (Titel freibleibend). Das Konsortium schlägt ferner vor, erste im Projekt gesammelte Inhaltsbausteine im SNG zu verwenden. Diese Inhaltsbausteine werden im vorliegenden Bericht nicht veröffentlicht, sondern wurden direkt der Arbeitsgruppe zur Weiterbearbeitung übergeben. Sinngemäss gliedern sie sich in folgende mögliche Kapitel:

- Anwendungsbereich
- Systemkategorien
- Schutz gegen elektrischen Schlag
- Schutz vor Überstrom
- Auswahl Betriebsmittel
- Installation
- Prüfung
- Prozesse
- Informativer Anhang

<sup>5</sup> Massgeblich waren die anwesenden Konsortiums- und Advisory Group – Mitglieder vor Ort  
36/128



Die ESTI-Mitteilung 7/2014 «Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen - Begrenzung der Leistung freizügig steckbarer Photovoltaikanlagen» soll inhaltlich die Grundlage bilden für die neue Regelung. Wo notwendig sind die Aussagen aus dem Jahr 2014 zu aktualisieren oder zu revidieren. Es soll möglich bleiben, über freizügig verwendbare Steckdosen in Endstromkreise einzuspeisen. Neue Systemkategorien, wie nachfolgend beschrieben, sollen zugelassen werden. Diese beinhalten elektrische Speicher, die Teil eines Plug & Play PV-Systems sind.

Mit der im Dezember 2025 veröffentlichten Vornorm VDE V 0126-95:2025-12 [6] ist europaweit eine Produktnorm für die Typenprüfung von Steckersolargeräten als gesamtes Erzeugnis entstanden, die voraussichtlich über Deutschland hinweg als Orientierung dienen dürfte. So empfehlen die Autoren der bearbeitenden Schweizer SNG Arbeitsgruppe, sich wenn immer möglich an der Vornorm zu orientieren. Da jedes Land andere Installationsgewohnheiten hat (Vorsicherung von Stromkreisen, Einsatz von Schutzgeräten) bleiben auch mit dieser Produktnorm Lücken die es für den Schweizer Fall zu schliessen gilt.

Dass ein Standard auf internationaler Ebene erarbeitet wird, ist aus Sicht der Autoren zurzeit kaum vorstellbar, da die Eigenheiten des Aufbaus von Stromkreisen in verschiedenen Ländern zu unterschiedlich sind und sich kein sicherheitstechnisch vertretbarer grösster gemeinsamer Nenner bestimmen lässt, der die einzelnen Länder weiterbringt. Auch aus diesen Gründen empfiehlt das Projektteam die Erarbeitung des SNG.

Es ist klar, dass Laien, die solche Anlagen schliesslich installieren nicht der primäre Leserkreis einer SNG sind. Wenn sich die Branche (Lieferanten, Installations- und Kontrollwesen) bewusst ist, dass es eine SNG gibt und wie die Systeminformationen dokumentiert werden müssen, wird die Sensibilisierung der Endnutzer dennoch gelingen können. Optional schlägt das Konsortium vor, als Ergänzung zur SNG eine Informations-Broschüre (andere Formen möglich) für die breite Bevölkerung zu entwickeln. Diese soll die Sachverhalte laientauglich aufarbeiten und so durch Information und Prävention zum sicheren Betrieb von Plug & Play PV-Systemen beizutragen.

Als wichtig erachtet es das Konsortium, dass möglichst viele Anspruchsgruppen via die Arbeitsgruppe in die Erstellung der SNG involviert werden und damit ein breit abgestütztes Dokument entsteht.

Die SNG soll gemäss Vorschlag in einem ordentlichen Verfahren für Normendokumente im TK 82 entworfen, vernehmlasst und publiziert werden. Raumplanerische und baurechtliche Aspekte von Plug & Play PV-Systemen sind aus den übergeordneten Gesetzen und Verordnungen abzuleiten und nicht in der SNG zu behandeln.

## **Systemkategorien**

Ein zentraler Teil des Vorschlags vom Konsortium ist die Ausweitung/ Präzisierung der Systemgrenzen gegenüber der aktuellen Regelung. Konkret werden folgende Änderungen zur Umsetzung in der SNG empfohlen:

- Einphasige Systeme: Anhebung der maximalen AC-seitigen Nennleistung von  $P_{AC} = 600 \text{ W}$  auf die maximale Scheinleistung  $S_{AC} = 800 \text{ VA}$
- Dreiphasige Systeme: Zulassung ermöglichen, Anschlussbedingungen definieren, Festlegung der maximalen AC-seitigen Nennleistung auf  $S_{AC} = 2'400 \text{ VA}$
- Elektrische Speicher: Batteriespeicher als Teil von Plug & Play PV-Systemen explizit regeln

Die obigen Vorgaben sollen konsistent pro Bezügerleitung und gemäss den im Anhang 7.4 dokumentierten Details für die Systemkategorien gelten. Als erste Übersicht über die vorgeschlagenen Systemkategorien dienen die Tabelle 5 und die Tabelle 6.



Tabelle 5: Übersicht Systemkategorien für einphasige Steckersolargeräte mit  $P_{AC} = 800 \text{ W}$

Einphasige Steckersolargeräte	
Ohne Speicher	V1
DC-gekoppelter Speicher	V2
AC-gekoppelter Speicher	V3
Separater AC-gekoppelter Speicher	V4

Tabelle 6: Übersicht Systemkategorien für dreiphasige Steckersolargeräte mit  $P_{AC} = 2'400 \text{ W}$

Dreiphasige Steckersolargeräte	
Ohne Speicher	V5
DC-gekoppelter Speicher	V6
AC-gekoppelter Speicher	V7
Separater AC-gekoppelter Speicher	V8

Für die rechtlich korrekte Zulassung der Varianten V5, V6, V7 und V8 müssten die Werkvorschriften und ggf. weitere Branchendokumenten angepasst werden. Dies insofern, als dass diese Systemkategorien von der Meldung via technisches Anschlussgesuch befreit werden müssten. Eine schriftliche Meldung des Systems an die Verteilnetzbetreiberin hat aus Sicht der Autoren aber stets zu erfolgen, damit die Rückwirkungen auf das Verteilnetz berücksichtigt werden können. Detailfragen zu weiteren Prozessen oder technischen Aspekten sind durch Arbeitsgruppe zu beantworten oder parallel zur SNG-Entwicklung mit der Branche zu regeln.



### 3 Schlussfolgerungen und Ausblick

In der Schweiz gibt es seit 2014 mit der ESTI-Mitteilung im Bulletin 7/2014 [1] eine klare elektrotechnische Regelung für den Betrieb von Plug & Play PV-Systemen. Vom ESTI wurden keine öffentlich bekannten Schäden oder gar Personenunfälle mit Plug & Play PV-Systemen registriert, was zeigt, dass die Regelung grundsätzlich robust ist. Das Branchensegment der Balkonsolargeräte und Plug & Play PV-Systeme ist sehr dynamisch und es kommen viele Neuerungen auf den Markt. Allen voran werden vermehrt Batteriesysteme mit nicht vernachlässigbaren Speicherkapazitäten und Leistungen<sup>6</sup> verkauft. Stets ist in der Schweiz die Situation um die Definition und Eingrenzung derartiger Systeme als Produkt nicht eindeutig. Die neu erschienene deutsche Produktevornorm VDE 0126-95 definiert zwar Anforderungen an die Typenprüfung und Konformitätserklärung für Steckersolargeräte – also den Wechselrichter, das PV-Modul und die Verkabelung –, unterlässt es aber, die Batteriesysteme mitzudenken.

Die im Projekt durchgeführten Analysen und Simulationen für die Lastflussszenarien in Schweizer Installationen zeigen, dass in den allermeisten Fällen die bestehenden Endstromkreise auch mit angeschlossenem Plug & Play PV-System nicht überlastet werden, sofern das Verbrauchsniveau im betroffenen Stromkreis unverändert bleibt, wovon man ausgehen kann. Diese Aussage ist auch zutreffend, wenn anstelle der bisherigen 600 W AC-seitigen Systemleistungsgrenze 800 W Wechselrichterleistung zugelassen werden.

Es wurde im Projekt hinterfragt und untersucht, ob auch andere Systemkonfigurationen möglich und sinnvoll wären, als die bisherigen 600 W einphasig. Es zeigt sich, dass eine einphasige Leistungserhöhung von 600 W auf 800 W bei den allermeisten Installationen möglich sein dürfte, ohne das grundlegende Sicherheitsniveau respektive den Brandschutz zu reduzieren. Bei alten Installationen z.B. vor 1970 mit Leiterquerschnitten von 1 mm<sup>2</sup> und einer Absicherung von 6 A braucht es aber beispielsweise Sonderregelungen für den adäquaten Überlastschutz, die aus Sicht des Konsortiums aber vermittelbar sind. Grundsätzlich sind die Hausinstallationen in der Schweiz im Vergleich zu den anderen europäischen Ländern gut geeignet für Plug & Play PV-Systeme, weil z.B. nur bidirektionale RCDs verbaut wurden und – bis auf wenige, zeitlich begrenzt zugelassene – Ausnahmen, die Leiterquerschnitte auch ausreichend hoch dimensioniert wurden, damit von den Leitungen kein Risiko aufgrund Überlast ausgeht.

Diskutiert wurde die Erhöhung der AC-seitigen einphasigen Leistungsgrenze von 800 W, die Vervielfachung dieser Leistungsgrenze auf alle drei Aussenleiter sowie die Einführung von neuartigen Installationskategorien, welche wie bisher in Deutschland eine dedizierte Einspeisesteckdose nutzt, um höhere Systemleistungen zu fahren. Letzteres – der Fall mit der dedizierten Einspeisesteckdose – wurde innerhalb des Konsortiums verworfen, weil es einen ungewollten Schritt weg von der bewährten Laientauglichkeit und vom Produkt nach NEV darstellt. Mit der Notwendigkeit der Installation dieser Einspeisesteckdose sowie deren bürokratischen Mehraufwänden (Meldewesen, Materialaufwand, Stundenaufwand) gegenüber dem simplen, steckerfertigen Plug & Play PV-System würde man sich in Richtung mehr als weniger «Bürokratie» bewegen, wovon das Konsortium abrät.

Stattdessen verfiel die Idee, das einphasig gut funktionierende Konzept auf alle drei Aussenleiter und somit auf die bestehenden Drehstromsteckdosen (T15, T25 und CEE 16) auszuweiten. So wurden Systemkonfigurationen von 3x 800 W<sub>AC</sub> entworfen und zur Diskussion innerhalb der Advisory Group vorgestellt.

Aus der Diskussion kam heraus, dass rein elektrotechnisch nichts dagegen spricht, diesen Ansatz weiterzuverfolgen. Kritische Stimmen weisen darauf hin, dass die Systemgrösse eine Dimension annehmen kann, bei welcher die Abgrenzung eines Plug & Play PV-Systems als Produkt als räumliche Einheit zunehmend schwierig ist. Der Anspruch ist es, dass das Sicherheitsniveau von allen Plug & Play PV-Systemen dem einer fest installierten PV-Anlage entspricht oder als gleichwertig anerkannt wird – auch wenn es ein steckerfertiges Produkt ist.

---

<sup>6</sup> Energieinhalt: 2-5 kWh, AC-Leistung: 2-3 kW



Es ist das Ziel des Projektes, die Grundüberlegungen für eine zukunftsfähige Schweizer Regelung als Ablösung der bewährten ESTI-Mitteilung 7/2014 [1] liefern zu können. Erste Schritte dazu wurden unternommen und in diesem Schlussbericht dokumentiert. Es sind dies zusammenfassend:

- Fehlerszenarienanalyse von Plug & Play PV-Systemen
- Überlastsitationsanalyse mit Bestimmung von Installationen mit besonderer Regelung
- Definition neuer Systemkategorien (inkl. 3-phasigen Systemen und mit Batteriespeichern)
- Eintrag in NIN 2025 mit Einspeisung in Endstromkreise
- Entwurf eines möglichen Inhaltsverzeichnisses und erster Inhaltsbausteine einer neuen Schweizer Guideline (z.H. Arbeitsgruppe TK82, nicht öffentlich)
- Erhebung und Formulierung minimal sinnvoller Prozessschritte rund um Plug & Play PV-Systeme (z.H. Arbeitsgruppe TK82, nicht öffentlich)

Offen bleiben nach Abschluss des Projektes folgende Themen, die sich für weitere Forschungsprojekte anbieten und die für künftige Auseinandersetzung mit Plug & Play PV-Systemen notwendig werden dürften:

- Komplette Simulation der Lastflüsse und Überlastsitionen von Plug & Play PV-Systemen mit Speichern
- Simulation der Lastflüsse und Überlastsitionen im Dreiphasen-System (Herausforderung: Lastprofile vergleichbar mit «normalen» Haushaltslastprofilen)
- Zuverlässigkeit und Sicherheit von Steckdosen und Steckern bei Verwendung von Plug & Play PV-Systemen; mit und ohne Speicher
- Abstimmung im europäischen und internationalen Kontext; Schaffung von Anforderungen mit dem kleinsten allgemeinen Vielfachen als Basis vor Länderspezifischen Lösungen
- Publikation zu den Simulationen der Überlastsitionen

Die Arbeitsgruppe der TK 82 erarbeitet ab Frühling 2026 auf Basis der ihr überreichten Informationen die Schweizer Guideline (SNG) und legt darin die Basis für das künftige Regelwerk in der Schweiz.

### **Wichtig**

**Bis auf weiteres gelten die Bestimmungen von der ESTI-Mitteilung im Bulletin 7/2014 [1] unverändert.**

Sämtliche hier in diesem Dokument verfasste Informationen dienen als mögliche Grundlage für künftige schweizweite Regelungen, sind aber zurzeit völlig unverbindlich.



## 4 Nationale und internationale Zusammenarbeit

### Nationale Aktivitäten

Die nationale Zusammenarbeit im Projekt beschränkt sich vorwiegend auf die Kollaboration innerhalb des Konsortiums und der Advisory Group. Bewusst wurden alle relevanten Anspruchsgruppen zur aktiven Mitarbeit im Projekt involviert, um eine breit abgestützte Lösung anstreben zu können.

Das Konsortium steht im aktiven Austausch mit folgenden nationalen Organisationen:

- BFE (Bundesamt für Energie)
- ESTI (Eidgenössisches Starkstrominspektorat)
- Swissolar (Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie)
- TK 82 (Technische Kommission 82, Photovoltaik der Schweiz)
- VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen)

Folgende Verteilnetzbetreiber wurden zu Ihren aktuellen Prozessen und Optimierungsvorschlägen im Zusammenhang mit Plug & Play Systemen befragt und gaben Antwort:

- BKW (BKW Energie AG)
- AEW (AEW Energie AG)
- AIL (Aziende Industriali di Lugano)
- CKW (Centralschweizerische Kraftwerke AG)
- EKZ (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich)
- ESB (Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen)
- Ewz (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich)
- Groupe e (Groupe e SA)
- IWB (Industrielle Werke Basel)
- OIKEN (Walliser Stromanbieter)
- Primeo Energie (Energieversorger in der Nordwestschweiz)
- Repower (Bündner Energieunternehmen)
- Romande Energie (Energiedienstleister in der Westschweiz)
- SAK (St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke)

### Internationale Aktivitäten

Die internationalen Kontakte dienen dem Konsortium zur Sicherung von Wissen, der Plausibilisierung von Methoden und der Antizipierung von Trends im Umfeld von Plug & Play PV-Systemen.

Das Konsortium stand im aktiven Austausch mit folgenden internationalen Organisationen:

- IEC (International Electrotechnical Commission)
- CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique / Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung)
- VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik), DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik)

Das Konsortium steht im sporadischen Austausch mit folgenden internationalen Organisationen:



- AIT (Austrian Institute of Technology)
- BG-ETEM (Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse, Deutschland)
- TU Graz (Technische Universität Graz)
- ZEBAU (Zentrum für Energie, Bauen, Architektur und Umwelt, Deutschland)



## 5 Publikationen und andere Kommunikation

### Publikationen:

- Remund, J., Weber, A., Meyer, L., Joss, D., Bucher, C., Zwahlen, T. 2024. „The Potential of Balcony Plug & Play PV Systems in Switzerland“, EU PVSEC 2024, Vienna, 4BV.4.30 [Visual Presentation; <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC2024/4BV.4.30>]
- Joss, D. , Zwahlen, T., Erber, A., Remund, J., Keller, B., Providoli, S. 2024 „Plug & Play Photovoltaik-Anlagen - Potenzial, Prozesse und Technik“, Aramis 2024, Bern/ Burgdorf, [Zwischenbericht; <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=72963>]
- Joss, D., Bucher, C., Remund, J., Weber, A. 2025 „Potential von Plug & Play PV in der Schweiz“, PV-Symposium 2025, Bad Staffelstein, [Poster; <https://www.pv-symposium.de/fileadmin/data/PVSYM/2025/PV-Sym-Posterdateien.zip>]
- Erber, A., Joss, D., Bucher, C. 2025 „Sicherheit von Plug & Play PV-Systemen: Analyse der Restspannung am Gerätestecker“, Schweizer PV-Tagung 2025, Bern, [Poster; [https://www.pv-tagung.ch/10\\_pv-tagung/pvt25/poster/11\\_poster\\_sicherheit-von-plug-play-pv-systemen\\_pvt25.pdf](https://www.pv-tagung.ch/10_pv-tagung/pvt25/poster/11_poster_sicherheit-von-plug-play-pv-systemen_pvt25.pdf)]
- Erber, A., Joss, D., Bucher, C. 2025. „Assessment of Personal Safety Concerns of Plug & Play Photovoltaic Inverters Using a Black Box Approach and Laboratory Measurements“. Solar RRL: e202500539. <https://doi.org/10.1002/solr.202500539>.
- Erber, A., Joss, D., Bucher, C. 2025. „Assessment of Personal Safety Concerns of Plug & Play Photovoltaic Inverters Using a Black Box Approach and Laboratory Measurements“. EU PVSEC 2025, Bilbao, 4DO.3.6 [Oral Presentation; <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC2025/4DO.3.6>]
- Erber, A., Joss, D., Bucher, C. 2025 „Bewertung von persönlichen Sicherheits-aspekten von Plug & Play-PV-Wechselrichtern“, Österreichische Fachtagung für Photovoltaik und Stromspeicherung 2025 [Poster; <https://pvaustria.at/fachtagung-pv-speicher/#Archiv>]

### Webseite:

- [Projektwebseite BFH: «Plug & Play PV Anlagen»](#)
- [Projektwebseite «Aramis» BFE: «Plug & Play PV – Plug & Play Photovoltaik-Anlagen»](#)

### Übrige Kommunikationskanäle:

- LinkedIn:  
[BFH Zentrum für Energiespeicherung](#), div. Posts



## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI, «Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen», 2014, [Online]. Verfügbar unter: [https://www.esti.admin.ch/inhalte/pdf/MUB/Deutsch/Mitteilungen/2014\\_2013/2014-07\\_plug-play\\_d.pdf](https://www.esti.admin.ch/inhalte/pdf/MUB/Deutsch/Mitteilungen/2014_2013/2014-07_plug-play_d.pdf)
- [2] E DIN VDE V 0126-95, *Steckersolargeräte für Netzparallelbetrieb - Sicherheitsanforderungen und Prüfungen*, Berlin., 2024.
- [3] «BFE Energieperspektiven 2050+ Szenario | Viewer». Zugegriffen: 27. Februar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://powerswitcher.axpo.com/de/scenarios/bfe-energy-perspectives-2050>
- [4] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, «Infoblatt Plug&Play Photovoltaikanlagen : Geltende und zukünftig mögliche Rechtsgrundlagen». Bern, 15. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strom.ch/de/media/14619/download>
- [5] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, «Plug&Play-Photovoltaikanlagen / Pauschale Vergütung bei fehlendem Smart Meter». 15. März 2024.
- [6] VDE Verlag GmbH, «DIN VDE V 0126-95 VDE V 0126-95:2025-12 - Normen - VDE VERLAG». Zugegriffen: 22. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/normen/0100923/din-vde-v-0126-95-vde-v-0126-95-2025-12.html>
- [7] Marcus Vietzke, «Untersuchung der Beeinflussung der Schutzkonzepte von Stromkreisen durch Stecker-Solar-Geräte», Jan. 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pvplug.de/wp-content/uploads/2017/05/pi-berlin.testreport.20170520.pdf>
- [8] J. Bergner, «Kurzbericht: Steckersolar 800 W», 2025. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/publikationen/kurzbericht-steckersolar-800-w/>
- [9] Thomas Erge, Hermann Laukamp, Miguel Diazgranados, Alfons Armbruster, und David Fischer, «Steckerfertige, Netzgekoppelte Kleinst-Pv-Anlagen: Studie Für E-Control Austria». 13. Juni 2019.
- [10] D. Joss, «Plug & Play Photovoltaik-Anlagen Potenzial, Prozesse und Technik», Burgdorf, Feb. 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=72963&Load=true>
- [11] J. Remund, S. Albrecht, und D. Stickelberger, «Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude», gehalten auf der PV-Symposium Bad Staffelstein 2019, Staffelstein, Deutschland, März 2019.
- [12] Swiss Federal Office of Energy, Media communication, «Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren». Zugegriffen: 29. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html#:~:text=Auf%20Basis%20dieser%20Daten%20sch%C3%A4tzt,Terawattstunden%20\(TWh\)%20pro%20Jahr.](https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html#:~:text=Auf%20Basis%20dieser%20Daten%20sch%C3%A4tzt,Terawattstunden%20(TWh)%20pro%20Jahr.)
- [13] D. L. Gerber, A. Ginsberg-Klemmt, L. Stoler, J. Shackelford, und A. Meier, «Barriers to Balcony Solar and Plug-In Distributed Energy Resources in the United States», *Energies*, Bd. 18, Nr. 8, S. 2132, Jan. 2025, doi: 10.3390/en18082132.
- [14] M.-H. Kim und T.-H. T. Gim, «Spatial Characteristics of the Diffusion of Residential Solar Photovoltaics in Urban Areas: A Case of Seoul, South Korea», *International Journal of Environmental Research and Public Health*, Bd. 18, Nr. 2, S. 644, Jan. 2021, doi: 10.3390/ijerph18020644.
- [15] «Ab dem 17.04.2025 dürfen in Belgien zugelassene Plug & Play-Geräte angeschlossen werden – Synergrid». Zugegriffen: 18. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.synergrid.be/nl/news-centre/press-room/vanaf-17-04-2025-mogen-gehomologeerde-plug-play-toestellen-aangesloten-wordsen-in-belgie>
- [16] «Balkonsolaranlagen in Belgien - Verbraucherschutzzentrale». Zugegriffen: 4. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://verbraucherschutzzentrale.be/balkonsolaranlagen-in-belgien/>
- [17] «c10\_26\_list\_of\_pgu\_compliant\_with\_c10\_11\_ed2\_1\_12\_2019.xlsx». Zugegriffen: 4. März 2026. [Online]. Verfügbar unter: [https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.synergrid.be%2Fimages%2Fdownloads%2Fc10\\_26\\_list\\_of\\_pgu\\_compliant\\_with\\_c10\\_11\\_ed2\\_1\\_12\\_2019.xlsx%3F1742281133582&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.synergrid.be%2Fimages%2Fdownloads%2Fc10_26_list_of_pgu_compliant_with_c10_11_ed2_1_12_2019.xlsx%3F1742281133582&wdOrigin=BROWSELINK)
- [18] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz): EEG 2023*. 2014. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/BJNR106610014.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html)



- [19] VDE, «Steckerfertige PV-Anlagen (Steckersolargeräte)». [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung/erzeugungsanlagen-steckdose>
- [20] VDE, «Produktnorm für Balkonkraftwerke: VDE veröffentlicht zweiten Entwurf». [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/2024-05-07-balkonkraftwerke-produktnorm-konsens-anschlussregeln>
- [21] DGS, «DGS-Sicherheitsstandard – DGS Infoportal zu steckbaren Solar-Geräten». [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pvplug.de/standard/>
- [22] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 145/2023. 2010. [Online]. Verfügbar unter: <https://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>
- [23] E-Control, *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen*. 2024.
- [24] Bernhard Spalt, «Normen und Richtlinien für Photovoltaik-Anlagen». [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ove.at/ove-news/details/normen-und-richtlinien-fuer-photovoltaik-anlagen/>
- [25] ETV 2020, *Verordnung der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort über Sicherheit, Normalisierung und Typisierung elektrischer Betriebsmittel und elektrischer Anlagen (Elektrotechnikverordnung 2020 – ETV 2020)*, BGBl. II Nr. 308/2020 idF BGBl. II Nr. 329/2024. Zugegriffen: 20. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011222>
- [26] ETG 1992, *Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992)* BGBl. Nr. 106/1993 idF BGBl. I Nr. 204/2022. Zugegriffen: 20. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10012241>
- [27] PV4All, «Atlas on options for small-scale photovoltaics», Bd. 30. März 2023, Jan. 2023, [Online]. Verfügbar unter: [https://interreg-baltic.eu/wp-content/uploads/2023/04/IBSR\\_Atlas\\_PV4All\\_Template\\_final.pdf](https://interreg-baltic.eu/wp-content/uploads/2023/04/IBSR_Atlas_PV4All_Template_final.pdf)
- [28] Agentur für Sicherheit und Chemikalien (Tukes), «Älä käytä pistorasiaan kytkettävää aurinkopaneelia», Turvallisuus- ja kemikaalivirasto (Tukes). Zugegriffen: 30. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://tukes.fi/-/ala-kayta-pistorasiaan-kytkettavaa-aurinkopaneelia>
- [29] «Guide kit photovoltaïque autoconsommation plug & play», La librairie ADEME. Zugegriffen: 14. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/6258-guide-kit-photovoltaïque-autoconsommation-plug-play.html>
- [30] SolarPower Europe, «Plug-In Solar PV», 2025. Zugegriffen: 12. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarpowereurope.org/press-releases/new-report-a-deep-dive-on-plug-in-solar-pv-a-fast-emerging-solar-segment>
- [31] Stadtwerke Bruneck, «Plug & Play - Fragen und Antworten». Zugegriffen: 26. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke.it/de/stromversorgung/plug-play-angebot/fragen-und-antworten.html>
- [32] B. Long, M. Zhang, Y. Liao, L. Huang, und K. T. Chong, «An Overview of DC Component Generation, Detection and Suppression for Grid-Connected Converter Systems», *IEEE Access*, Bd. 7, S. 110426–110438, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2934175.
- [33] Md. A. Rahman, Md. R. Islam, A. M. Mahfuz-Ur-Rahman, K. M. Muttaqi, und D. Sutanto, «Investigation of the Effects of DC Current Injected by Transformer-Less PV Inverters on Distribution Transformers», *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, Bd. 29, Nr. 2, S. 1–4, März 2019, doi: 10.1109/TASC.2019.2895580.
- [34] A. Schmitz, «MikroWR Liste», Mikrowechselrichter Liste. Zugegriffen: 16. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://docs.google.com/spreadsheets/d/e/2PACX-1vQZbPSGsl\\_\\_Sfdkdjt2fSoDppl5yz1VesheEyltqtzDGhsdQw9LPbS\\_Wk8BErt5vDXHxQZg8E-xUqJBo/pubhtml?widget=true&headers=false&usp=embed\\_facebook](https://docs.google.com/spreadsheets/d/e/2PACX-1vQZbPSGsl__Sfdkdjt2fSoDppl5yz1VesheEyltqtzDGhsdQw9LPbS_Wk8BErt5vDXHxQZg8E-xUqJBo/pubhtml?widget=true&headers=false&usp=embed_facebook)
- [35] European Commission, *Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 Establishing a Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators*, Bd. 112. 2016. Zugegriffen: 30. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj/deu>
- [36] IEC 60335-1, *Household and similar electrical appliances - Safety - Part 1: General requirements*, 2020.



- [37] DIN VDE V 0124-100, *Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz*, 2020.
- [38] IEC 62109-1, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements*, 2010.
- [39] EN 50530:2010, *Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters*, 2010.
- [40] Dewetron, «Datasheet TRION(3)-18xx-POWER-4». Zugegriffen: 24. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ccc.dewetron.com/dl/5a8ac9b7-091c-4011-8803-5c5fd9c49a3c>
- [41] C. Brugger, *Evaluierung und Charakterisierung von Gleichstromemissionen hervorgerufen durch Wechselrichter in den Verteilernetzen / ausgeführt von: Christoph Brugger*. 2024. Zugegriffen: 16. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <http://epub.technikum-wien.at/obvft-whsm/11220271>
- [42] seplugs Stecker, «seplugs GmbH», seplugs GmbH. Zugegriffen: 26. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://shop.seplugs.com/>
- [43] Intertek Testing Services Ltd, «NEO 600-1000MX Unit Certificate». 2023. Zugegriffen: 2. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://de.growatt.com/upload/file/NEO\\_600\\_1000M-X\\_WiFi\\_Einheitenzertifikat\\_DE\\_202309.pdf](https://de.growatt.com/upload/file/NEO_600_1000M-X_WiFi_Einheitenzertifikat_DE_202309.pdf)
- [44] Intertek Testing Services Ltd, «NEO 600-1000MX Certificate of the Network and System Protection». 2023. Zugegriffen: 2. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: [https://de.growatt.com/upload/file/NEO\\_600\\_1000M-X\\_WiFi\\_Zertifikat\\_Netz\\_Anlagenschutz\\_202309.pdf](https://de.growatt.com/upload/file/NEO_600_1000M-X_WiFi_Zertifikat_Netz_Anlagenschutz_202309.pdf)
- [45] IEC 62116, *Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures*, 2014.
- [46] VDE-AR-N 4105, *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2018.
- [47] Pronovo AG, «Richtlinie zur Energieförderungsverordnung (EnFV) Photovoltaik». 31. Januar 2025.



## 7 Anhang

### 7.1 Potenzial von Plug & Play PV-Systemen

#### 7.1.1. Vorgehen und Methode

##### **Potenzialstudie für Balkonsolaranlagen**

Basierend auf dem bekannten Potenzial für Fassaden-PV-Anlagen wurde das Balkon-PV-Potenzial untersucht. Da die vorhandenen Daten keine Informationen über die Existenz von Balkonen enthalten, wurde dieser essenzielle Faktor für die Potenzialabschätzung zuerst anhand einer Stichprobe für verschiedene Gebäudekategorien manuell (visuell anhand von Bildern) erhoben. Anschliessend wurde das resultierende Balkon-PV-Potenzial auf den relevanten Gebäudebestand der Schweiz hochgerechnet.

Als Grundlage für diese Auswertung wurde die bestehende Solardatenbank Sonnenfassade.ch verwendet. Zunächst wurde die Grundgesamtheit für die Analyse durch die Anwendung von vier Filtern definiert (vgl. ). Diese Filter dienten der Eingrenzung auf jene Mehrfamilien- und Mehrzweck-Wohngebäude, die für die Untersuchung des Balkonpotenzials am relevantesten sind:

- **Einstrahlung:** >600 kWh/m<sup>2</sup>y
- **Nutzung:** Wohngebäude
- **Fläche:** >50 m<sup>2</sup>
- **Anzahl der Stockwerke:** >1

Für ein Beispiel vergleiche Abbildung 13. Aus dieser definierten Grundgesamtheit wurde anschliessend eine gewichtete Stichprobe von 1000 zufällig ausgewählten Fassaden gezogen. Um die Repräsentativität *innerhalb* dieser begrenzten Grundgesamtheit zu gewährleisten, wurde die Stichprobe basierend auf der empirischen Verteilung der folgenden sieben Schlüsselmerkmale gewichtet: Nutzung (reines Wohnen, hauptsächlich oder gemischtes Wohnen), **Anzahl der Stockwerke**, **Baujahr**, **Fassadenfläche**, **Einstrahlung**, **Region (Kanton)** und **Bevölkerungsdichte**. Dieser Prozess stellt sicher, dass die Stichprobe die Vielfalt der Grundgesamtheit akkurat widerspiegelt und somit eine verlässliche Basis für die Hochrechnung liefert.

Die Fassaden wurden manuell mit Hilfe von Schweizer topografischen Karten, Google Street View, Google Earth und Apple Maps analysiert, um ihre Eignung für die potenziellen Balkonanlagen zu beurteilen.

Nach der ersten Analyse musste die Stichprobe auf 1300 Fassaden vergrössert werden. Der Grund dafür war, dass nicht alle zuvor ausgewählten Gebäude analysiert werden konnten, da nicht von allen Fassaden Bildmaterial zur Verfügung stand. Damit die Parameter einer Fassade bestimmbar sind, muss ein Bild online verfügbar sein. Schliesslich konnten 950 von 1300 Fassaden (73 %) untersucht werden. Es ist nicht bekannt, ob sich die nicht untersuchten Gebäude in Bezug auf die analysierten Merkmale systematisch von den untersuchten Gebäuden unterscheiden. Ungefähr 60 % der Fassaden haben keine Balkone - ein höherer Prozentsatz als ursprünglich angenommen.

Die folgenden drei Parameter wurden für jede der 950 Musterfassaden bewertet. Die beiden letzteren wurden für die fünf berechneten Optionen ausgewertet:

- Anzahl der Balkone, Summe der Länge der Balkone (unter der Annahme, dass ein Balkon immer hoch genug ist, um ein PV-Modul zu platzieren (1 m x 2 m Fläche));
- Anzahl der Wohnungen (minimale und maximale Schätzung);
- mögliche Anzahl der Module auf allen Balkonen (minimale und maximale Schätzung, basierend auf Anzahl Wohnungen).



Abbildung 13: Beispielfassade eines Gebäudes mit 20 Balkonen, einer summierten Balkonlänge von 100m und einem Maximum von 40 Modulen (max. 2-3 Module pro Wohnung). Quelle: Google Maps.

Für jede Fassade ist die Produktion pro Fläche [ $\text{kWh}/\text{m}^2\text{y}$ ] ( $PV_{\text{rel}}$ ) basierend auf Sonnenfassade.ch bekannt. Dieses Potenzial beinhaltet die Verschattung der Umgebung (Bäume, Gebäude und Topographie) sowie die Verschattung des Gebäudes selbst. Abbildung 13 zeigt ein Beispiel für eine Fassade mit vielen Balkonen.

Auf der Grundlage der oben genannten Zahlen wurde die potenzielle PV-Produktion der Module auf den Balkonen geschätzt. Dabei wurden die für Plug & Play-PV-Systeme auf Balkonen nutzbaren Flächen auf der Grundlage der aktuellen Vorschriften [1] und der typischen Grösse von Modulen, wie sie zum Einsatz kommen könnten, definiert. Für die Module wurde eine DC-Nennleistung von 400 W bei STC mit einem Modulwirkungsgrad von 20% und bei einem benötigten Platzbedarf von 1 m x 2 m pro Modul angenommen. Ausser der Grenze von 600  $W_{AC}$  pro Zählerstromkreis wurden bei dieser Analyse keine weiteren Anforderungen an die Elektroinstallation berücksichtigt. Ebenfalls blieben die raumplanerischen Aspekte unberücksichtigt.

Es wurden nur Module in Querformatausrichtung (Modul liegend) berücksichtigt, welche senkrecht an der Aussenseite von Balkonen anliegen. Dies geschah mit der Upscaling-Methode, die auf dem bekannten Potenzial des zugrunde liegenden Fassadendatensatzes basiert.

Es wurden die folgenden fünf Optionen modelliert:

1. 800 W  $P_{DC\_STC}$ -System (2 Module) mit Begrenzung auf 600  $W_{AC}$ -Wechselrichter-Nennleistung
2. 1200 W  $P_{DC\_STC}$ -System (3 Module) mit Begrenzung auf 600  $W_{AC}$ -Wechselrichter-Nennleistung
3. 800 W  $P_{DC\_STC}$ -System (2 Module) mit Begrenzung auf 800  $W_{AC}$ -Wechselrichter-Nennleistung
4. 1200 W  $P_{DC\_STC}$ -System (3 Module) mit Begrenzung auf 800  $W_{AC}$ -Wechselrichter-Nennleistung
5. 1200 W  $P_{DC\_STC}$ -System (3 Module) ohne AC-Begrenzung



Die PV-Produktion der Plug & Play-Module ( $PV_{pp}$ ) wurde wie folgt berechnet:

$$PV_{pp} = PV_{rel} \cdot Area_{pp}$$

Wobei

$$Area_{pp} = 2m^2 \cdot \frac{N_{Module,max} + N_{Module,min}}{2}$$

Es wurde die durchschnittliche Anzahl der potenziell montierbaren Module zugrunde gelegt, mit  $N_{Module,max}$  und  $N_{Module,min}$  der maximal resp. minimal möglicher Anzahl an PV-Modulen am Balkon. Die auf ganze Module angegebene minimale bzw. maximale Anzahl der PV-Module ist dabei abhängig von der Anzahl Balkonen und der Gesamtbreite aller Balkone auf der jeweiligen Fassade und der minimalen bzw. maximalen Anzahl der Wohnungen (maximal 2 bzw. 3 PV-Module pro Wohnung, je nach Option).

Abbildung 14 zeigt die Fassade eines typischen kleinen Hauses in der Schweiz, für welches das Potenzial für die Installation von Plug & Play PV-Systemen analysiert wurde.



Abbildung 14: Beispiel einer Gebäudefassade mit 1 Balkon, einer summierten Balkonlänge von 7 m und maximal 2 bzw. 3 Modulen. Quelle: Google Maps. Für Option 1 wurde ein Produktionspotenzial von 593kWh/Jahr berechnet, für Option 2 von 605 kWh/Jahr, für Option 3 von 794 kWh/Jahr, für Option 4 von 875kWh/Jahr und für Option 5 908 kWh/Jahr. Quelle: Google Street View.

Zusätzlich wurde für jede der fünf Optionen der Anteil der Energie berechnet, welcher aufgrund einer Unterdimensionierung des Wechselrichters verloren geht. Dafür wurden hochauflösende Sonneneinstrahlungsdaten der Stadt Bern auf Grundlage der Software Meteonorm genutzt. Um typische Fassadenausrichtungen des gefilterten Fassadendatensatzes zu berücksichtigen, wurde der Mittelwert zweier repräsentativer Azimute, 180° (Süd) und 120° (60° Abweichung von Süd), verwendet. Diese widerspiegeln die reale Gebäudeverteilung gut, wie Abbildung 14 zeigt.

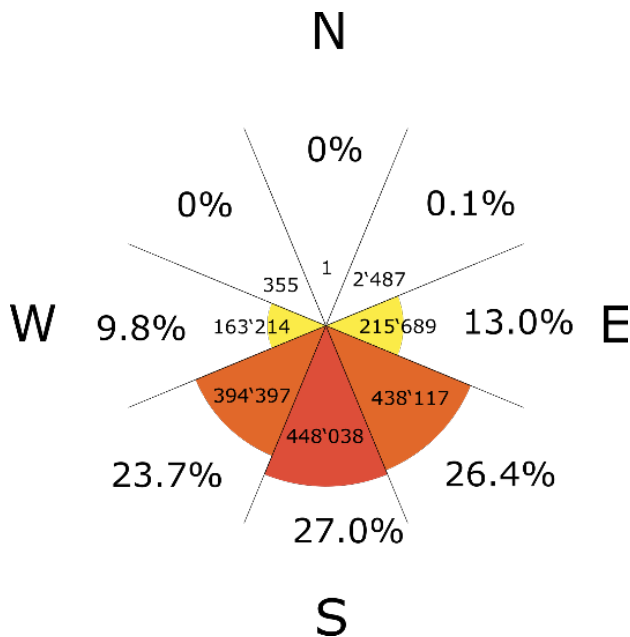


Abbildung 15: Verteilung der Fassadenazimute aller Fassaden.

Daraus ergaben sich die folgenden Anteile der abgeregelten Energie für die fünf Optionen:

1.  $800 \text{ W } P_{DC\_STC} / 600 \text{ W}_{AC}$  Grenzwert: 2.06% der jährlichen Energie wird abgeregelt
2.  $800 \text{ W } P_{DC\_STC} / 800 \text{ W}_{AC}$  Grenzwert: keine Abregelung
3.  $1200 \text{ W } P_{DC\_STC} / 600 \text{ W}_{AC}$  Grenzwert: 12.7% der jährlichen Energie wird abgeregelt
4.  $1200 \text{ W } P_{DC\_STC} / 800 \text{ W}_{AC}$  Grenzwert: 3.65% der Jahresenergie wird abgeregelt
5.  $1200 \text{ W } P_{DC\_STC} / \text{keine AC-Begrenzung}$ : keine Abregelung

Die durchschnittlichen monatlichen Abregelungsanteile wurden auf die ursprünglichen - nicht abgeregelten - Daten angewandt, um die endgültige Produktion zu modellieren.

Um die Robustheit der Extrapolation zu testen, wurden die Stichproben nicht einfach gemittelt, sondern in verschiedene Gruppen unterteilt und anschliessend gewichtet betrachtet. Die Gruppierung erfolgte auf Basis folgender Merkmale:

1. Nutzung und Baujahr
2. Nutzung und Anzahl der Stockwerke
3. Nutzung, Anzahl der Stockwerke und Baujahr
4. Nur Kanton

Dabei wurden numerische Merkmale in Kategorien eingeteilt:

- Stockwerke (GASTW) in 3 Klassen: 2, 3–6,  $\geq 7$  Stockwerke
- Baujahr (GBAUJ) in 3 Klassen:  $\leq 1949$ , 1950–1980,  $\geq 1981$

Für jede Gruppierung wurden die *Summe der Modul-Erträge* und *Summe der Stromerträge* berechnet. Daraus entstand ein *gewichteter Mittelwert der Anteile*.

Diese gewichteten Mittelwerte zeigen, wie sich unterschiedliche Gruppierungen auf das Gesamtergebnis auswirken. Alle getesteten Gruppierungen führten zu vergleichbaren Resultaten. Besonders die Gruppierung nach **Nutzung und Baujahr** lieferte Ergebnisse, die sehr nah am ungewichteten Mittelwert lagen. Deshalb wurde diese Gruppierung für die weitere Analyse verwendet.



### Potenzialstudie für neue Systemkategorien z.B. auf Kleinstdächern

Ergänzend zur Potenzialstudie von Balkon Plug & Play-PV-Systemen wurde in einem zweiten Schritt das Potenzial von Plug & Play-PV-Systemen für Kleinstdächer geschätzt. Als Grundlage dieser Auswertung wurden die Einstrahlungspotenziale der Dächer von der bestehenden Solardatenbank Sonnendach.ch verwendet. Dieser Datensatz basiert auf dem swissBUILDINGS3D Datensatz von Swisstopo, wobei dieser nicht sämtliche für diese Potenzialanalyse geeignete Flächen abdeckt. Im Folgenden eine kurze nicht abschliessende Auflistung von Flächen, welche in die Analyse einbezogen resp. nicht einbezogen wurden, inklusive einer groben Einschätzung wie hoch das zusätzliche Potenzial für diese Objektgruppen ist:

Tabelle 7 Übersicht über potenzielle Gebäudeobjekte für Plug & Play-Anlagen

Objektgruppe	Enthalten im Sonnendach.ch Datensatz	Ergänzt / Korrigiert durch Sample Korrektur	Einschätzung Potenzial Plug & Play
Wohngebäude	x*	x	hoch**
Industriegebäude	x*	x	hoch**
Gebäude für anderweitige Nutzung: Ställe, Sakrale Gebäude, Silos, ...	x*	x	hoch**
Anbauten	x*	x	hoch
Nebengebäude	x*	x	hoch
Carports	x*	x	mittel
Velounterstände	x*	x	klein-mittel
Gartenhäuser	x*	x	mittel-hoch
Bushaltestellen	/	/	klein
Tiny House	x*	x	mittel
Kleintierställe	/	x	klein
Imkerhäuser	/	/	klein
Solarmöbel, Spielhäuser	/	/	klein
Zäune	/	/	mittel
Sicht- /Lärmschutzwände	/	/	mittel-hoch
Böschungen	/	/	hoch
Stützwände	/	/	hoch



\*Nachstehend sind die wichtigsten Erfassungskriterien aus der Produktion von swissBUILDINGS3D 2.0 zusammengefasst. [...]

- Hauptgebäude mit einer Mindestfläche von 24m<sup>2</sup> werden erfasst, sobald eine Seite mindestens 8m lang ist.
- Anbauten gleich gross oder grösser als das Hauptgebäude werden erfasst - kleinere Anbauten (z.B. Garagen) werden nicht zwingend erfasst.
- Alle Gebäude in engen Dachlandschaften wie z.B. Tessiner-, Walliser- oder Bündner Bergdörfer werden erfasst.
- Mehrere dicht beieinander liegende kleine Bauten (z.B. Garagen, Carports, Silos) werden erfasst, wenn ihre Fläche zusammen mindestens gleich gross wie das Hauptgebäude ist.
- Mehrgeschossige kleine Gebäude (< 24m<sup>2</sup>) werden erfasst.
- Isolierte kleine Gebäude < 24m<sup>2</sup> (z.B. kleiner Turm auf einem Hügel, Waldhütte, Alphütte) werden erfasst, wenn diese kartenrelevant sind.
- Weitere Bauten, die grösser als 24m<sup>2</sup> sind und keine Gebäude im eigentlichen Sinn darstellen, werden erfasst: z.B. gedeckte Eisenbahnperrens, gedeckte Bus- oder Tramperrons, Flugdächer bei Tankstellen oder in Industriegebieten.
- Für diverse Bauwerke sind andere Erfassungskriterien als die Mindestfläche von 24m<sup>2</sup> massgebend: gedeckte Brücken, Hochkamine, Kühltürme, Reservoirs, Lüftungsschächte, Kapellen, Kirchtürme, Türme, Unterirdische Gebäude. eine Mindestgrösse von 24m<sup>2</sup>, ausser es handelt sich um isolierte Einzelgebäude

\*\* viele in diese Kategorie fallenden Dächer überschreiten die max. Grösse für die in dieser Analyse definierten Plug & Play PV-Anlage von Kleinstdächern und wurden aufgrund ihrer Dachfläche von dieser Potenzialstudie ausgeschlossen

Anlagenkategorien

Für diese erweiterte Potenzialanalyse von Plug & Play-PV-Systemen werden zwei Anlagenkategorien betrachtet. Dabei wurde wiederum pro Modul eine DC-Nennleistung von 400 W bei STC mit einem Modulwirkungsgrad von 20%, bei einem benötigten Platzbedarf von 1 m x 2 m angenommen. Bei der ersten Kategorie (im folgenden Kat 1 genannt) handelt es sich um eine typische, etwas überdimensionierte Plug & Play-PV-Anlage, die in eine normale 1-phasige Steckdose gesteckt werden kann. Die je nach Platz bis zu 5 Modul grosse Anlage wird in dieser Analyse auf 800 W abgeregelt. Bei der zweiten Kategorie (im folgenden Kat 2 genannt) handelt es sich je nach Dachgrösse um eine bis zu 15 Modulen grosse Plug & Play-PV-Anlage, welche eine 3-phasige Steckdose benötigt und in dieser Analyse auf 2400 W abgeregelt wird. Eine Übersicht der Kategorien ist in Tabelle 3 zu finden.

Tabelle 8 Übersicht der Kategorien für die ergänzende Potenzialstudie der Kleinstdächer.

Kategorie	Anzahl Module	Benötigte Dachfläche	DC	Max. AC	Stromanschluss
Kat 1	1 – 5	2 – < 12 m <sup>2</sup>	400 – 2000 W	800 W	1-phasig
Kat 2	6 – 15	12 – < 32 m <sup>2</sup>	2400 – 6000 W	2400 W	3-phasig

Auswahl der potenziellen Dächer

Die Auswahl der Dächer für die Potenzialanalyse erfolgte vollautomatisiert nach folgenden Auswahlkriterien:



- **Dachflächengrösse:**  $2 - < 32 \text{ m}^2$ ,
- **Einstrahlung:**  $> 500 \text{ kWh/m}^2\text{y}$ ,
- **mittlere Dachhöhe:** max. 5 m über Grund (aus Gründen der Zugänglichkeit des Daches)
- **Mittlere Gebäudehöhe ü.M.:**  $< 2150 \text{ m ü.M.}$  aus Gründen des potenziell nicht vorhandenen Stromanschlusses (ausgehend von der am höchsten gelegenen ganzjährig bewohnten Gemeinde der Schweiz).
- **keine zu schmalen und verwinkelten Dachformen** (Als Grundlage dafür wurde eine Kompaktheitsanalyse mit dem Polsby-Popper-Index (PP) berechnet:

$$PP = \frac{(4\pi A)}{U^2}$$

Wobei:

- A die **Dachfläche**
- U der **Umfang**

Der Schwellwert wurde gesetzt bei:

- Kat1:  $PP < 0.45$
- Kat2: Anzahl Module \*  $PP < 2$

Die gefilterten Dächer wurden anschliessend noch auf ihre Gebäudezugehörigkeit untersucht. Bei einer gesamten Gebäudedachfläche grösser  $32 \text{ m}^2$  wurde nur das Dach mit dem höchsten Ertrag ausgewählt.

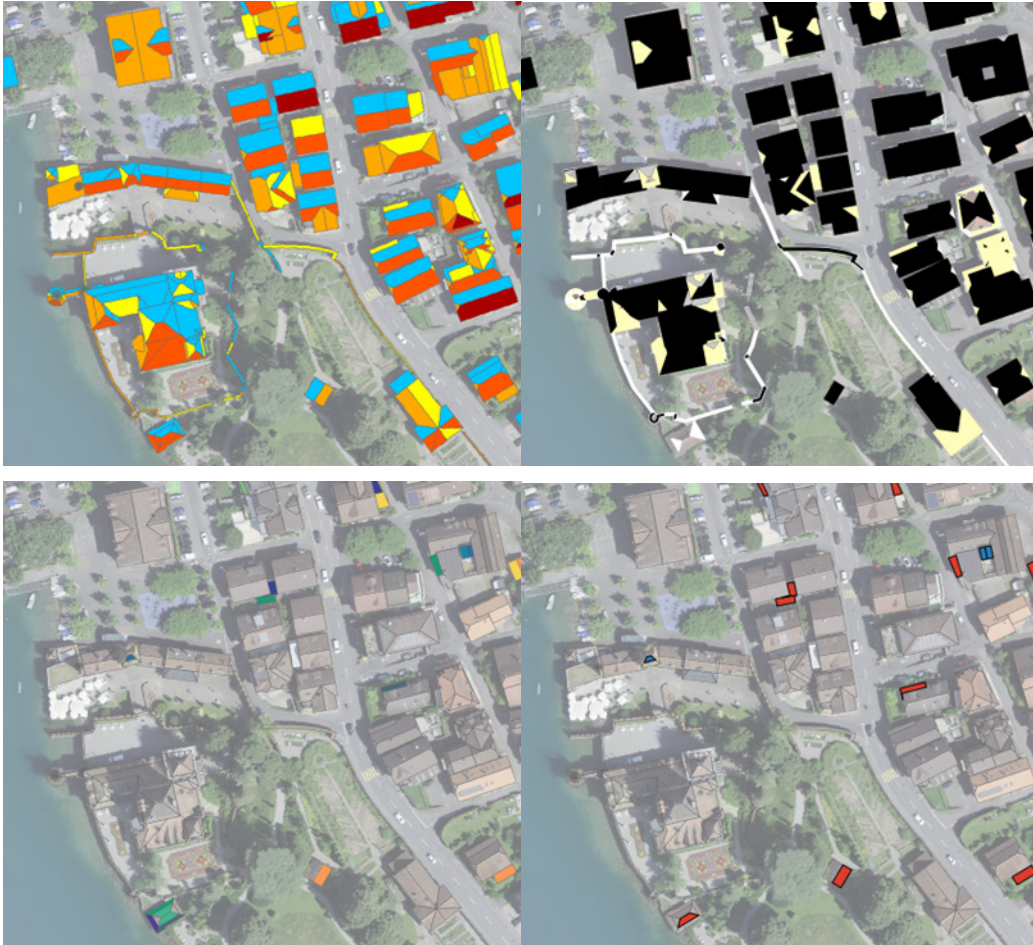


Abbildung 16: Verteilung der Fassadenazimute aller Fassaden.

- (1) **Ausgangsdatensatz:** Solarenergie-Dächer (sonnendach.ch) mit Eignungskategorien
- (2) **Ausschlusskriterien** (können sich auch überlappen):  
schwarz: Dachfläche, gelb: mittlere Dachflächenhöhe, grau: Einstrahlung, weiss: Kompaktheitsanalyse
- (3) **Vorauswahl** Kleinstdächer, Anlagengrösse aufsteigend der Regenbogenfarben von blau – rot
- (4) **Endgültige Auswahl** nach Betrachtung Gebäudezugehörigkeit  
blau: Kat1, rot: Kat2

Nicht berücksichtigt wurden Schutzgebiete (ISOS), unterschiedliche Objektarten (historische Gebäude, Türme, etc.) Statik, Neigung bzw. konkurrenzierende Dachnutzungen.

Manuelle Stichprobenanalyse und Korrekturfaktor

Da im Ausgangsdatensatz einerseits kleinere Dächer fehlen und nicht alle Arten von Bauten enthalten sind, für welche das Potenzial aufgezeigt werden soll, und andererseits der automatische Filteralgorithmus aus verschiedenen Gründen nicht immer optimale Ergebnisse erzielt, wurde eine manuelle Stichprobenanalyse durchgeführt. Ziel ist es einen Korrekturfaktor zur Adjustierung der ermittelten Potenziale auf die gewünschten Dachflächen zu bestimmen.

Dafür wurden 100 Dächer aus der endgültigen Auswahl ausgewählt, diese sind statistisch gleichmässig verteilt über relevante Parameter wie Einwohner/m<sup>2</sup>, Eignungsklasse der Einstrahlung, Anzahl Module



und Bezirke. Innerhalb eines Radius von 50m um das Stichprobendach wurde das Flächendelta ermittelt, welches sich wie folgt berechnet:

$$\Delta F^i = F_{\text{zusätzlich}}^i - F_{\text{ungeeignet}}^i$$

Wobei:

- $\Delta F^i$  **(Flächendelta)**: Dies stellt die **Nettoänderung der Fläche** innerhalb des 50m-Radius um den Samplepunkt  $i$  dar ( $i$ : 1 bis 100). Ein positives  $\Delta F$  bedeutet netto mehr Potenzial, ein negatives  $\Delta F$  netto weniger Potenzial als mit dem automatischen Filteralgorithmus errechnet.
- $F_{\text{zusätzlich}}^i$  **(Zusätzliche Dachfläche)**: Dies ist die Fläche, die in der manuellen Stichprobe als "zusätzliche Dachfläche" identifiziert wurde, d.h. im Datensatz fälschlicherweise nicht als Dachfläche erkannt, und somit addiert wird.
- $F_{\text{ungeeignet}}^i$  **(Ungeeignete Dachfläche)**: Dies ist die Fläche, die als "ungeeignete Dachfläche" identifiziert wurde, d.h. im Datensatz fälschlicherweise als Dachfläche erkannt, und somit abgezogen wird.

In der Annahme, alle ergänzten Flächen haben die gleiche Einstrahlung kann der Korrekturfaktor wie folgt berechnet werden:

$$\text{Korrekturfaktor} = \frac{\sum_i F_{\text{korrigiert}}^i}{\sum_i F_{\text{ist}}^i}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, 100$$

Wobei:

$$F_{\text{korrigiert}}^i = F_{\text{ist}}^i + \Delta F^i$$

- $F_{\text{korrigiert}}^i$  **(Korrigierte Fläche)**: Dies ist die mithilfe der manuellen Stichprobenanalyse korrigierte Fläche innerhalb des 50m-Radius um den Samplepunkt  $i$ . Dabei wird der aktuellen vorhandenen Fläche das zuvor berechnete Flächendelta (Nettoänderung der Fläche) hinzugefügt.
- $\Delta F_{\text{ist}}^i$  **(Ist-Fläche)**: Dies ist die aktuell vorhandene summierte Fläche aller ausgewählten Kleinstdächer innerhalb des 50m-Radius um den Samplepunkt  $i$ , wie sie vom automatischen Filteralgorithmus berechnet wurde.

Somit wird zur Berechnung des Korrekturfaktors das Verhältnis der Summe aller manuell korrigierter Dachflächen zu der Summe der bereits zuvor berechneten Dachflächen benutzt. Dabei sind drei Fälle möglich:

- Korrekturfaktor kleiner als Eins: Aufgrund der manuellen Stichprobenanalyse kann darauf geschlossen werden, dass weniger Potenzial vorhanden ist als zuvor berechnet.
- Korrekturfaktor gleich Eins: Das Potenzial wurde korrekt berechnet.
- Korrekturfaktor grösser als Eins: Aufgrund der manuellen Stichprobenanalyse kann darauf geschlossen werden, dass mehr Potenzial vorhanden ist als zuvor berechnet.

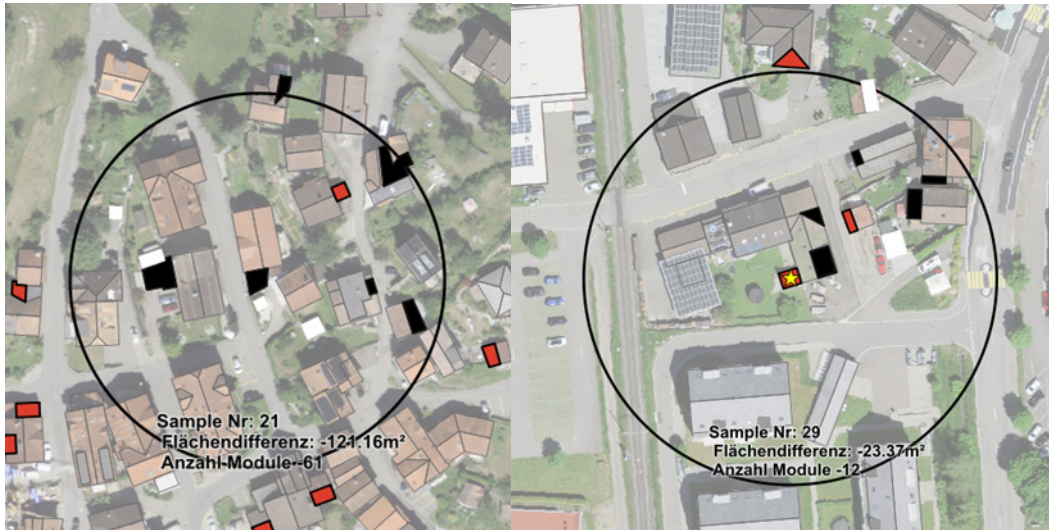


Abbildung 17 Beispiele aus der manuellen Stichprobenanalyse: Digitalisierung zusätzlicher Dächer (weiss) und ungeeigneter Dächer (schwarz) in einem Radius von 50m um den Samplepunkt.

Der Korrekturfaktor, welcher mit den Sampledaten ermittelt wurde, liegt bei 0.624 und wird direkt auf die potenziellen Einstrahlungserträge Monats- bzw. Jahreserträge angewendet.

Entgegen der Annahme, dass viele Dächer nicht im Datensatz sind und das Potenzial unterschätzt werden wird, ist der Korrekturfaktor mit 0.624 negativ ausgefallen. Dies liegt daran, dass im Verhältnis nur kleine Dachflächen ergänzt wurden, welche im Ausgangsdatsatz fehlten, während vor allem grössere Flächen entfernt wurden, da sie zum Beispiel als unzugänglich, als unüberdachte Terrassen oder als ungeeignete Teilfläche eines grösseren Daches identifiziert wurden.

#### Abregelung

Die Abregelung wird auf der Grundlage eines typischen Jahres für die Einstrahlung auf ein Normdach in der Stadt Bern, (Azimut Süd, 30° Neigung) mit einer Auflösung von 1 Minute auf der Grundlage der Software Meteonorm vorgenommen. Die jeweiligen Abregelungsfaktoren wurden auf die Dachflächen-grösse bzw. Anzahl der Module angewendet und variieren im Laufe des Jahres wie in der folgenden Abbildung zu sehen. Demzufolge wurde beispielsweise der Ertrag für Dächer, welche Platz für 4 Module (Kat1) haben zu 50% abgeregelt, ebenso der Ertrag für Dächer welche mit 12 Module (Kat2) belegt werden können.

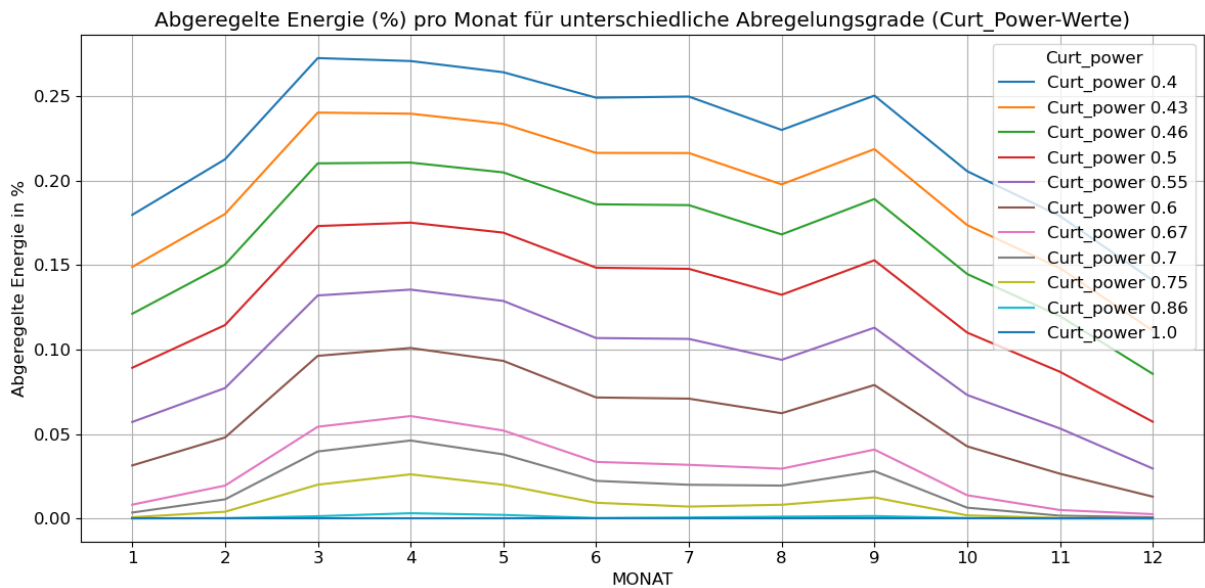


Abbildung 18: Abregelungsfaktoren, welche je nach Anzahl Module angewendet wurden, mit der abgeregelter Energie über die Monate. Beispiel: in der Anlagenkategorie 1, welche 1-phasig ist, muss bei 4 Modulen 50% abgeregelt werden (rote Kurve, Curt\_power 0.5). Bei der Anlagenkategorie 2, welche 3-phasig ist, muss bei 12 Modulen auch auf 50% abgeregelt werden (rote Kurve, Curt\_power 0.5). Im Monat September geht dabei circa 15% der Energie verloren.

### Berechnung Potenzial

Das PV-Potenzial wurde anschliessend für die Anzahl Module, welche rein rechnerisch auf ein Dach passen berechnet, nicht für die Gesamtdachfläche.

$$\text{Stromertrag}_{\text{Module}} = M_{\text{Strahlung}} \cdot N_{\text{Module}} \cdot A_{\text{Modul}} \cdot \eta \cdot PR_{\text{PV}}$$

Wobei:

- $M_{\text{Strahlung}}$  **(Mittlere jährliche Einstrahlung pro m<sup>2</sup>):** Unter Berücksichtigung der Verschattung, berechnet für die Jahre 2011 – 2020.
- $N_{\text{Module}}$  **(Anzahl Module):** rechnerische Anzahl Module pro Dach ohne Berücksichtigung der Dachform oder Aufbauten.
- $A_{\text{Modul}}$  **(Modulfläche):** Für die Fläche wurde 2 m<sup>2</sup> angenommen.
- $\eta$  **(Wirkungsgrad):** Wirkungsgrad der PV-Module, hier 20%.
- $PR_{\text{PV}}$  **(Performance Ratio):** Performance Ratio der PV-Module. Dies beschreibt das Verhältnis vom tatsächlichen Ertrag zum theoretisch möglichen Ertrag, hier 80%.

Die Abregelung wurde anschliessend in Abhängigkeit der Modulanzahl vorgenommen, je nach Monat bzw. mit dem Jahreswert. Schliesslich wurde der Korrekturfaktor angewendet.

### 7.1.2. Ergebnisse und Diskussion

#### Potenzialstudie für Balkonsolaranlagen

Das Potenzial aller Fassaden in der nach den Faktoren Einstrahlung, Nutzung, Fläche und Anzahl der Stockwerke ausgewählten Teilmenge summiert sich im nationalen Massstab auf 21.611 TWh/Jahr (Abbildung 19) [1, 2].

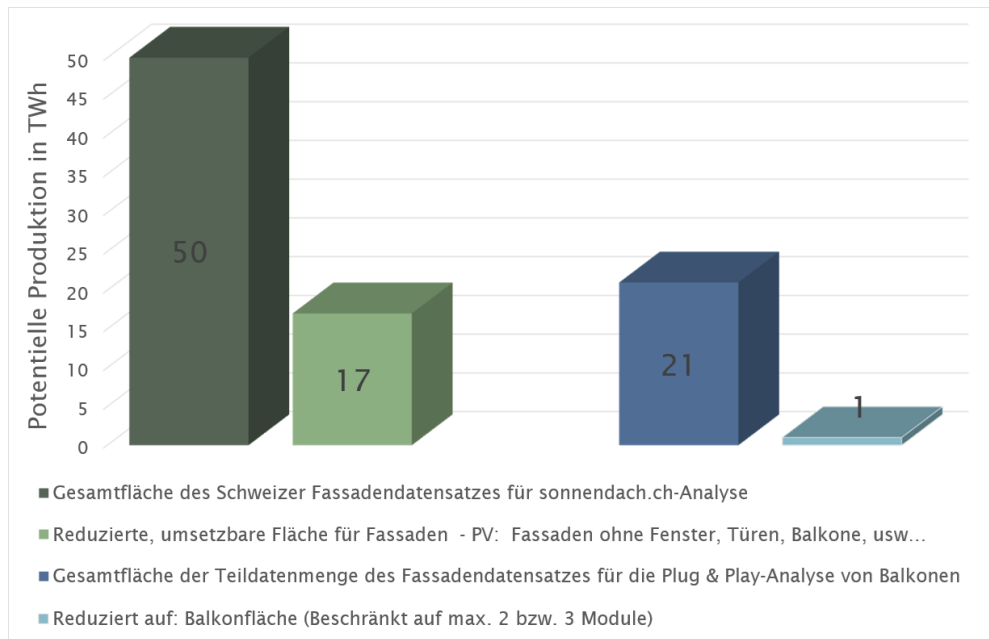


Abbildung 19: Überblick über die Datengrundlage und die daraus resultierenden Potenziale. Für die Plug & Play-Analyse wurde eine Teilmenge der Fassaden (1'700'000 Fassaden) des gesamten Schweizer Fassadendatensatzes (15'500'000 Fassaden) verwendet und auf den prozentualen Anteil der Balkonflächen unter Berücksichtigung der Einschränkungen der Plug & Play-Vorschriften angewendet.

Der Anteil der summierten Produktion der Plug & Play Systeme dividiert durch die summierte Produktion der gesamten Fassadenuntergruppe beträgt je nach Option zwischen 4.1% und 4,8%. Wendet man diesen Prozentsatz auf das Schweizer Fassadenpotenzial an, ergibt sich ein optionenabhängiges Gesamtvolumen von rund 900 bis 1050 GWh. Die Unterschiede der Optionen sind in Tabelle 9 ersichtlich.



Tabelle 9 Ergebnisse der Schätzung der potenziellen Jahresproduktion in der Schweiz für die fünf gewählten Optionen.

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4	Option 5
<b>Maximale Anzahl Module</b>	2	3	2	3	3
<b>DC</b>	800 W	1200 W	800 W	1200 W	1200 W
<b>Max. AC</b>	600 W	600 W	800 W	800 W	no limit
<b>Anteil der abgeregelten Energie</b>	2,06%	12,7%	0%	3,65%	0%
<b>Potentielle Produktion</b>	882 GWh	1013 GWh	894 GWh	1040 GWh	1040 GWh
<b>Produktion im Winterhalbjahr (Anteil)</b>	331,1 GWh (37,5 %)	364,3 GWh (36 %)	337,7 GWh (37,8 %)	385,7 GWh (37,1%)	392,6 GWh (37,5 %)
<b>Produktion im Sommerhalbjahr (Anteil)</b>	551,1 GWh (62,5 %)	648,2 GWh (64 %)	556,5 GWh (62,2 %)	654,7 GWh (62,9%)	647,2 GWh (62,5 %)

Die Optionen 2 und 4 mit bis zu 3 Modulen pro Balkon ergaben eine höhere Produktion als ihre AC-seitigen Leistungspendants mit nur 2 Modulen, die Gesamterträge liegen jedoch unter den Erwartungen. Auch Option 5 ergab einen vergleichbaren Wert für die potenzielle Produktion. Der Hauptgrund ist, dass auf vielen Balkonen aus Platzgründen nur maximal 2 Module angebracht werden können. Lediglich 10 % der untersuchten Fassaden konnten mit 3 Panels belegt werden, was etwa einem Drittel der Fassaden mit Balkonen im Samedatensatz entspricht. Bei den Optionen 1, 2 und 4 wurde eine Abregelung vorgenommen, welche saisonal korrigiert wurde. Der wichtige Winterstromanteil beläuft sich auf rund 37 %.

Der Direktvergleich von Option 2 mit der Option 4 verdeutlicht, dass sich eine Erhöhung der AC-seitigen Einspeiseschwelle auf 800 W<sub>AC</sub> auch auf das Produktionspotenzial auswirkt. Wie die Abbildung 9 zeigt, können bei Option 4 rund 27 GWh/a mehr produziert werden. Dies entspricht einer Steigerung des Potenzials von rund 2.6 % auf Jahresbasis. Da im Winter für senkrecht montierte Anlagen durch die flachere Sonneneinstrahlung eine höhere Abregelung resultiert, verschiebt sich die Halbjahresproduktion bei einer Abregelung auf nur 800 W<sub>AC</sub> im Vergleich zu 600 W<sub>AC</sub> zugunsten der Winterproduktion.

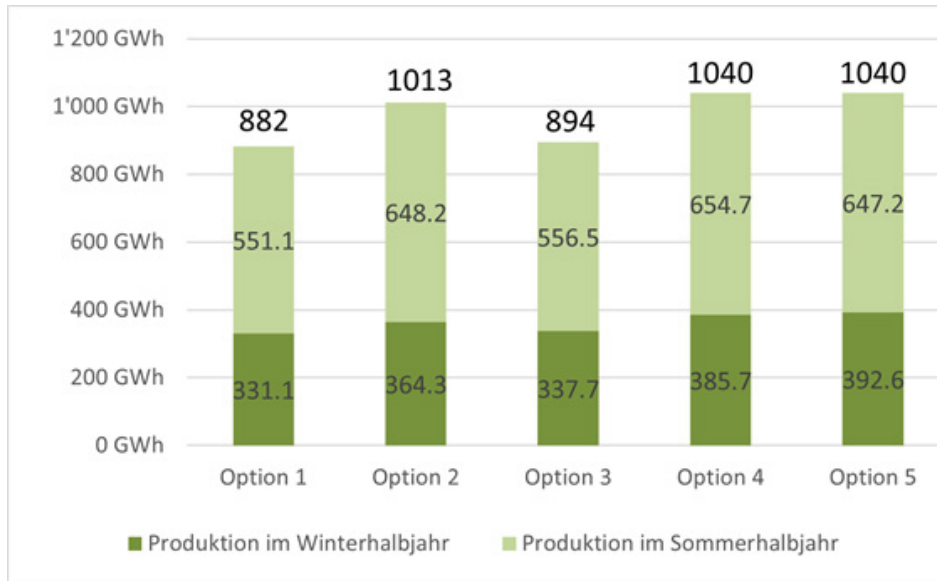


Abbildung 20: Direktvergleich der fünf Optionen punkto Produktionspotenzial auf Jahresbasis und für das Sommer- und Winterhalbjahr, mit gerundetem Total auf den einzelnen Säulen.

Die Optionen mit 3 Modulen ergaben absolut eine höhere Produktion als Option 1 - aber nicht so viel, wie aufgrund der Anzahl der Module allein angenommen. Der Hauptgrund ist wieder, dass auf vielen Balkonen aus Platzgründen nur 2 Module angebracht werden können. So hat der theoretische, mittlere Abregelungsanteil von 12,7% einen relativ geringen Einfluss auf das effektive Potenzial, weil es nicht sehr viele Anlagen gibt, welche überhaupt abgeregelt werden.

Abbildung 21 zeigt die monatliche Verteilung der PV-Produktion für die Optionen 1,2 und 4. Hier sieht man noch einmal deutlich den Zuwachs der Winterstromanteils im Vergleich zum Sommerstromanteil.

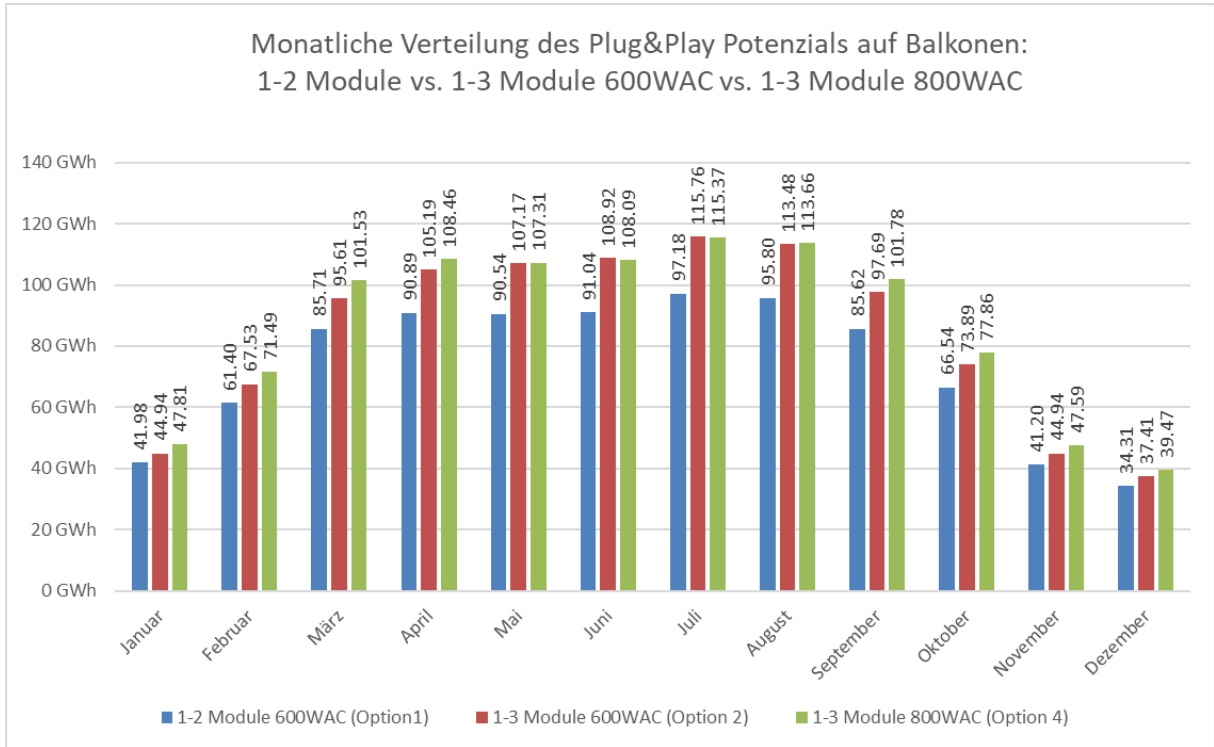


Abbildung 21 Monatliche Verteilung der potenziellen Stromproduktion mit PV Plug & Play Anlagen der Optionen 1, 2 und 4.



## Potenzialstudie für neue Systemkategorien z.B. auf Kleinstdächern

In den folgenden Tabellen werden die Ergebnisse beider Kategorien zusammengefasst. Im Verhältnis zum Ausgangsdatensatz, welcher ca. 670 km<sup>2</sup> Dachfläche beinhaltet, wurden ca. 3% der Dachflächen für das Potential der Kleinstdächer analysiert. Mit dem Korrekturfaktor, der Abregelung und der Reduzierung der Dachfläche auf Modulfläche kann ein PV-Potential von knapp **2 TWh** ausgewiesen werden.

Tabelle 10 Ergebnisse der beiden Anlagenkategorien der potenziellen Jahresproduktion in der Schweiz

Kategorie	1	2
Anzahl Dachflächen	121'581	1'041'546
Dachfläche in m <sup>2</sup>	1'054'442	21'094'788
<b>Anzahl Module</b>	<b>466'093</b>	<b>10'031'326</b>
Stromertrag gesamte Dachfläche in GWh	180	3650
Stromertrag Module nicht abgeregelt in GWh	160	3470
Stromertrag Module abgeregelt in GWh	130	3030
Stromertrag Module nicht abgeregelt mit Korrekturfaktor in GWh	100	2170
<b>Stromertrag Module mit Korrekturfaktor und abgeregelt in GWh</b>	<b>80</b>	<b>1890</b>

Dabei ist für Kategorie 1, die Anlagen mit 1 bis 5 Modulen umfasst, ein **Gesamtpotenzial von 80 GWh** zu verzeichnen. Davon entfallen etwa 20 GWh (25%) auf das Winterhalbjahr und 60 GWh (75%) auf das Sommerhalbjahr, was die erwartete saisonale Verteilung der Solareinstrahlung widerspiegelt.

Kategorie 2, mit Anlagen von 6 bis 15 Modulen, weist ein **Gesamtpotenzial von 1890 GWh** auf. Das Sommerhalbjahr fällt dabei mit 1390 GWh (74%) gegenüber dem Winterhalbjahr mit 490 GWh (26%) ins Gewicht.

Tabelle 11 Zusammenfassung der Ergebnisse und der beiden Anlagenkategorien mit den Abregelungsanteilen im Jahr

Kategorie	1				
	1	2	3	4	5
Anzahl Module					
DC-Leistung	400 W	800 W	1200 W	1600 W	2000 W
Max. AC-Leistung	800 W	800 W	800 W	800 W	800 W
Anteil Abregelung	0.00%	0.00%	3.47%	14.11%	23.82%
Potenzieller Stromertrag	0 GWh	6.7 GWh	8.2 GWh	27.8 GWh	37.8 GWh
Potenzieller Stromertrag pro Kategorie	80 GWh				
Anteil Winterstrom	20 GWh (25%)				
Anteil Sommerstrom	60 GWh (75%)				



Kategorie	2									
Anzahl Module	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
DC	2400 W	2800 W	3200 W	3600 W	4000 W	4400 W	4800 W	5200 W	5600 W	6000 W
Max. AC	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W	2400 W
Anteil Abregelung	0.00%	0.11%	1.12%	3.47%	6.97%	10.23%	14.11%	17.69%	20.63%	23.82%
Potenzieller Stromertrag	75.6 GWh	97.6 GWh	154.7 GWh	180.3 GWh	206.3 GWh	215 GWh	234.6 GWh	231 GWh	247.8 GWh	247 GWh
Potenzieller Stromertrag pro Kategorie	1890 GWh									
Anteil Winterstrom	490 (26%)									
Anteil Sommerstrom	1390 (74%)									

Die folgenden Graphiken zeigen die Ergebnisse im Jahresverlauf mit der Abregelung (Abbildung 22), differenziert nach Kategorie 1 und 2 inklusive den Modulanzahl-Unterkategorien (Abbildung 23).

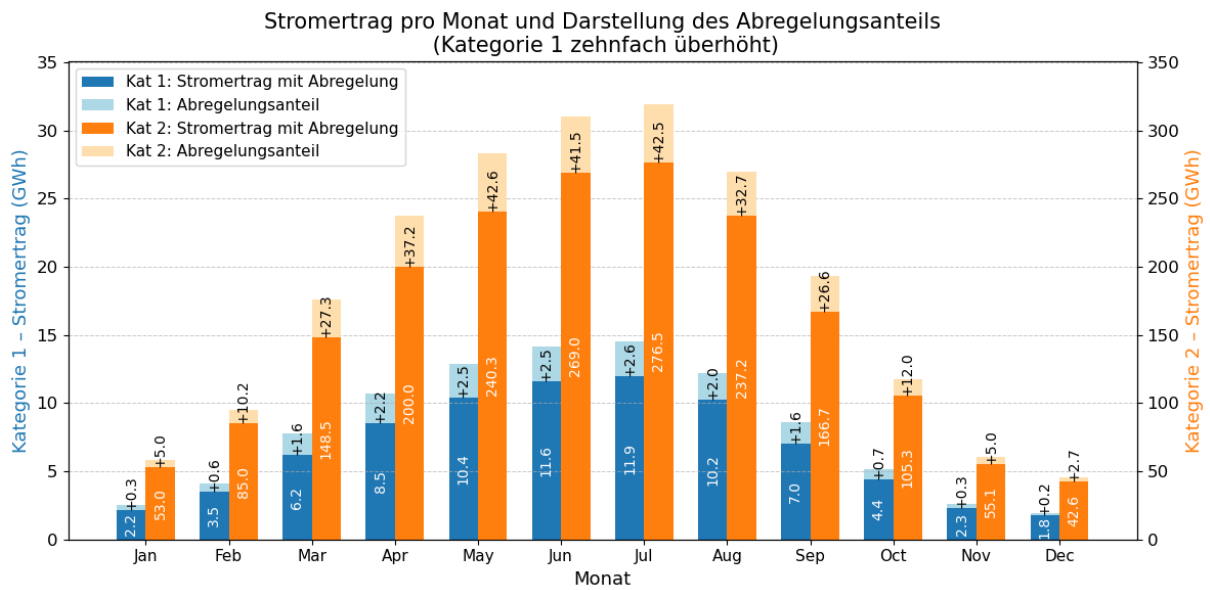


Abbildung 22 PV-Potenzial im Jahresverlauf mit der Abregelung

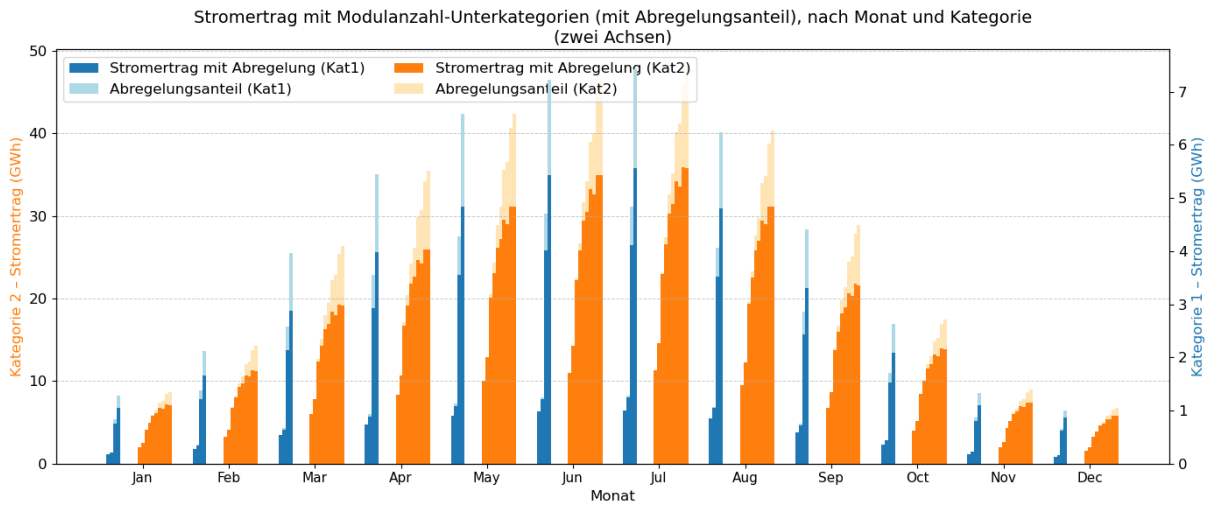


Abbildung 23: PV-Potenzial im Jahresverlauf mit den Modulanzahl-Unterkategorien

Wieviel Potential auf die einzelnen Unterkategorien zurückzuführen sind zeigt zusammenfassend Abbildung 24.

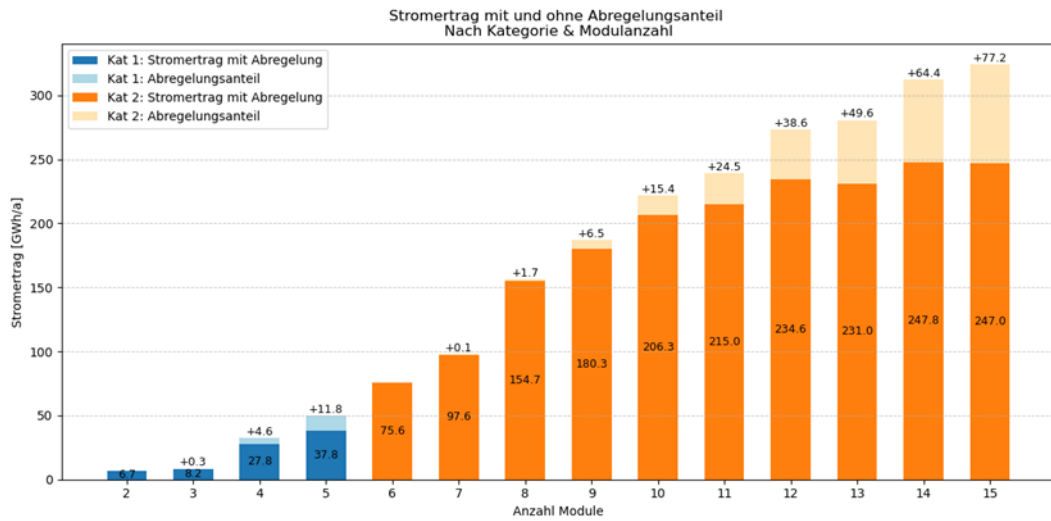


Abbildung 24: PV-Potenzial mit Abregelungsanteil der beiden Anlagenkategorien und ihre Unterkategorien.



Nachfolgende Graphiken zeigen die Jahresproduktionspotenziale über alle 3 Systemkategorien für das Winter- und das Sommerhalbjahr.

### Potenzial Balkonsolar- und Kleinstdächersolarsysteme in TWh/s (Winterhalbjahr) (Total: 0.897 TWh/s)

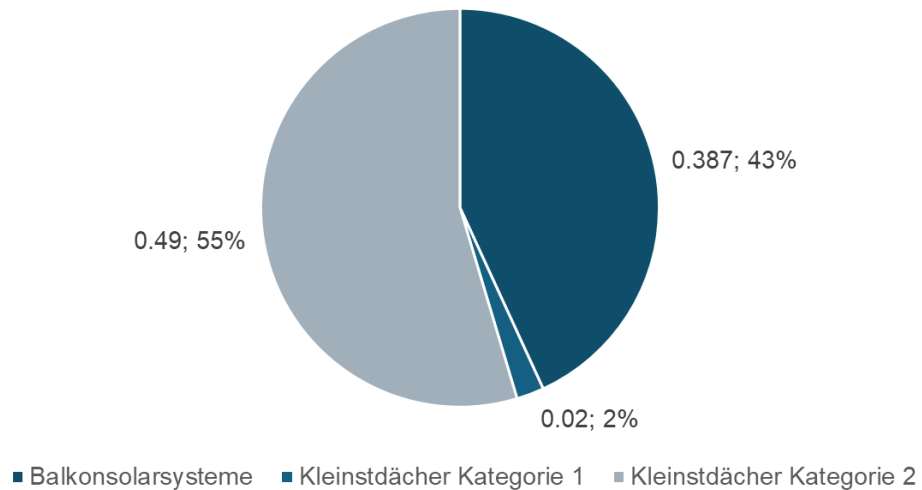


Abbildung 25: Potenzial Balkonsolar- und Kleinstdächersolarsysteme im Winterhalbjahr in TWh

### Potenzial Balkonsolar- und Kleinstdächersolarsysteme in TWh/s (Sommerhalbjahr) (Total: 2.113 TWh/s)

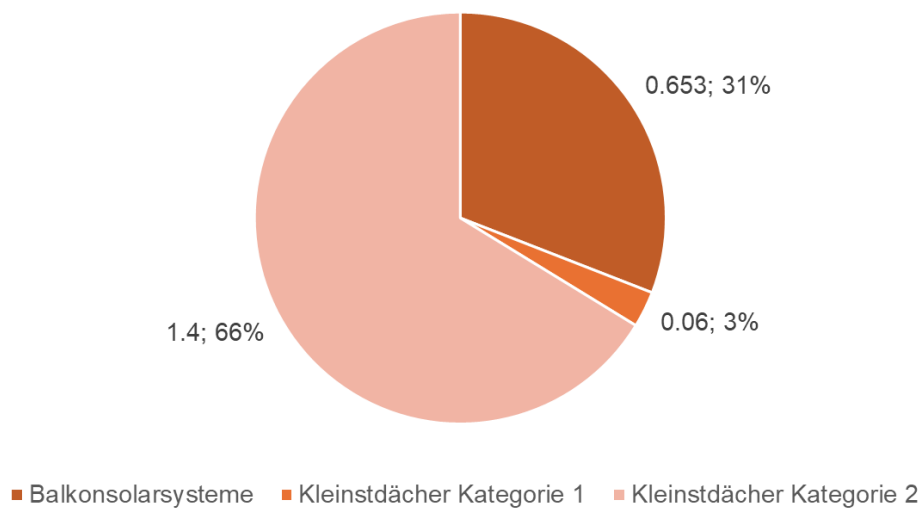


Abbildung 26: Potenzial Balkonsolar- und Kleinstdächersolarsysteme im Sommerhalbjahr in TWh



## 7.2 Normative Grundlagen und aktuelle Prozesse

### 7.2.1. Internationales Umfeld (Stand: Dezember 2024)

#### **Einzelländerbetrachtung**

##### USA

Im Mai 2025 verabschiedete der US-Bundesstaat Utah den Gesetzentwurf HB340, der eine Rückspeisung von bis zu 1200 W über eine standardmässige 120-V-Wechselstromsteckdose erlaubt [13]. Er definiert nicht über welche Erzeugungstechnologie diese Rückspeisung erfolgen kann, wodurch neben Plug & Play PV Systemen auch Kleinwindanlagen erlaubt wären. Darüber hinaus befreit er diese Kleinsysteme von den Genehmigungen, die grössere PV-Anlagen einholen müssen. Das Erzeugungsanlage muss den Standards der neuesten Version des National Electrical Code (NEC) entsprechen und von Underwriters Laboratories (UL) oder einem gleichwertigen, national anerkannten Prüflabor zertifiziert sein.

##### Korea

Im Jahr 2017 erklärte die südkoreanische Hauptstadt Seoul, dass sie bis 2022 PV-Module an eine Million Haushalte verteilen werde [14]. Die Leistungen der Anlagen liegen zwischen 260 und 300 W, und der Kauf solcher Anlagen wurde von der Stadtverwaltung Seoul subventioniert. Der aktuelle Stand der Plug & Play-Anlagen in Seoul ist den Autoren nicht bekannt.

##### Belgien (Stand: 28.02.2026)

Der Verband der belgischen Strom- und Gasnetzbetreiber (Synergrid) erlaubt den Einsatz von Plug & Play-Solarmodulen und Batteriesystemen, die wie gewöhnliche Haushaltsgeräte an die Steckdose angeschlossen werden können [15], [16]. Diese Regelung gilt seit dem 17. April 2025 und basiert auf Vorschrift C10/11, die bis dato Plug & Play PV Systeme verbot. Erlaubt sind nur Geräte, die auf der offiziellen Synergrid-Liste (C10/26) [17] homologiert sind - nicht gelistete Anlagen dürfen nicht betrieben werden. Die Hersteller können ihre mobilen Geräte von Synergrid zertifizieren lassen, um sicherzustellen, dass sie den belgischen Vorschriften entsprechen. Welche Normen für die Zertifizierung erfüllt werden müssen konnte bislang noch nicht eindeutig erkundet werden.

##### Deutschland

In Deutschland sind Plug & Play PV-Anlagen (als Steckersolargeräte bezeichnet) mit einer installierten DC-Leistung von 2 kWp sowie einer maximalen AC-Leistung von 800 VA pro Zählpunkt erlaubt [18]. Die Anlage ist binnen einem Monat nach Inbetriebnahme im Marktstammdatenregister zu registrieren [19]. Eine Anmeldung beim Netzbetreiber entfällt, wenn für die ins Netz eingespeiste Energie keine Einspeisevergütung gewünscht wird. Es sei darauf verwiesen, dass in diesem Kontext noch ein Widerspruch zwischen der gesetzlichen Regelung (Solarpaket I) und dem normativen Rahmen (VDE-AR-N 4105) besteht. Die aktuell gültige VDE-AR-N 4105 fordert eine Anmeldung beim Netzbetreiber, unabhängig vom Wunsch nach Einspeisevergütung. Dieser Widerspruch sollte mit der Überarbeitung der VDE-AR-N 4105 behoben werden.

Der Netzanschluss der Plug & Play PV-Anlagen ist nur mit einer speziellen Energiesteckvorrichtung unter Berücksichtigung der Anforderungen nach DIN VDE 0100-551 und DIN VDE V 0100-551-1 oder einem festen Anschluss zulässig [19]. Ein Anschluss an eine Schutzkontaktsteckdose mit einem handelsüblichen Schutzkontaktstecker ist, ohne zusätzlichen Adapter bzw. Vorrichtungen am Stecker, entsprechend dem normativen Rahmen nicht zulässig.

Es befindet sich jedoch derzeit eine deutsche Produktnorm (DIN VDE V 0126-95 [20]) für Plug & Play PV-Anlagen in Ausarbeitung, in welcher Lösungen für die Nutzung an einer Schutzkontaktsteckdose mit einem Schutzkontaktstecker festgelegt werden sollen. Weiter gibt es von der deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) einen Sicherheitsstandard, der den sicheren Betrieb von Plug & Play PV-Systemen in normalen Haushaltsstromkreisen zulässt [21].

##### Österreich



In Österreich sind Plug & Play PV-Anlagen (auch als Kleinsterzeugungsanlagen und Balkonkraftwerk genannt) mit einer Engpassleistung (AC) von 800 W pro Zählpunkt erlaubt [22]. Gemäss den technischen organisatorischen Regeln für Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen ist der Netzbetreiber zwei Wochen vor Inbetriebnahme der Anlage zu verständigen [23]. Weiter darf die korrekte Erfassung des Energiebezuges nicht beeinträchtigt werden, was einen Smart Meter oder Stromzähler mit einer Rücklaufsperrung bedingt. Es ist kein separater Einspeisepunkt gemäss §66a EIWOG 2010 [22] erforderlich, somit ist auch keine Vergütung der eingespeisten Energie möglich.

In Bezug auf den Netzanschluss der Plug & Play PV-Anlagen kann dieser über eine fest installierte Schutzkontaktsteckdose erfolgen, wenn «der Hersteller und die „Inverkehrbringer“ über die Risikoanalyse und -bewertung die „Freigabe“ erteilen» [24]. Somit ist, wie in der Schweiz, keine dedizierte Energiesteckvorrichtung notwendig, jedoch sind im Vergleich zur Schweiz die normativen elektrotechnischen Rahmenbedingungen komplizierter. Der österreichische Verband für Elektrotechnik (OVE) weist darauf hin, dass es derzeit keine harmonisierte Produktnorm für Plug & Play PV-Anlagen gibt, auf welche zurückgegriffen werden könnte<sup>7</sup>. Das Statement der technischen Komitees für elektrische Niederspannungsanlagen lautet (in einfachen Worten):

*«Eine Mini-PV-Anlage ist wie andere elektrische Betriebsmittel zu behandeln. Der Hersteller muss sie nach den Produktnormen bauen und prüfen sowie eine Bedienungsanleitung mit Sicherheitsinformationen erstellen und beilegen (dazu gehören auch die technischen Unterlagen mit einer geeigneten Risikoanalyse und -bewertung). Nur wenn das sichergestellt ist, kann die Anlage „rechtmässig in Verkehr gebracht“ werden.»* [24] (Anmerkung: Mini-PV-Anlage = Plug & Play PV-Anlage)

Der Verweis auf die Risikoanalyse und -bewertung seitens OVE beruht darauf, dass zwar in der österreichischen Elektrotechnikinstallationsnorm OVE E 8101 (nationale Umsetzung der HD 60364 Reihe) unter 551.7.2 ii) eine Stromerzeugungsanlage nicht mittels Stecker mit dem Endstromkreis verbunden werden darf. Jedoch ist die OVE E 8101 in der österreichischen Elektrotechnikverordnung (ETV) [25] im Anhang II unter den kundgemachten elektrotechnischen Normen gelistet und nicht im Anhang I als verbindliche rein österreichische elektrotechnische Norm. Dies bedeutet, dass die OVE E 8101 nicht verbindlich bei der Installation von elektrotechnischen Anlagen anzuwenden ist. Wird sie jedoch angewendet, ist das Schutzziel des österreichischen Elektrotechnikgesetzes (ETG) [26] gewährleistet. Werden kundgemachte Normen nicht oder nicht vollständig angewendet, ist durch eine Risikobeurteilung (umfasst eine Risikoanalyse und -bewertung) festzustellen, ob das Schutzziel des ETG gewährleistet ist.

#### Schweden

In Schweden ist der Anschluss von Plug & Play PV-Systemen an einer Haushaltsteckdose nicht gestattet, da es Bedenken zur Überlastung von Leitungen und Steckdosen gibt und der Stecker des Plug & Play Systems nicht berührungssicher ist [27].

#### Finnland

In Finnland sind Plug & Play PV Systeme nicht erlaubt, da es Bedenken hinsichtlich der Überlastung von Steckdosenstromkreisen gibt [28].

#### Frankreich

In Frankreich gibt es kein offizielles nationales Gesetz bezüglich Plug & Play PV-Anlagen. Es existiert jedoch ein Leitfaden (Guide kit photovoltaïque [29]), um diese Lücke im normativen Referenzrahmen zu schliessen, welcher von Branchenexperten entwickelt und von SGS (Société générale de surveillance) France validiert worden ist. Der Leitfaden verweist auf diverse Normen und das französische Energiegesetz. Ausserdem wurde dieser Leitfaden von der nationalen Umweltagentur ADEME unterstützt. Die Plug & Play PV-Anlagen sind als "Kits photovoltaïques «Plug & Play» sans injection sur le réseau" (Photovoltaik-Kits "Plug & Play" ohne Einspeisung in das Netz) definiert, was bedeutet, dass die

---

<sup>7</sup> In Österreich werden Plug & Play PV-Anlagen normativ als Geräte und nicht als elektrische Anlagen betrachtet. Dadurch ist anstelle der Installationsnorm eine Produktnorm für die Gerätesicherheit anzuwenden, diese gibt es jedoch in Österreich noch nicht.



Anlagen einen Teil des permanenten Grundverbrauchs tagsüber (z.B. Kühlschrank, Wohnraumlüftung) decken sollen, jedoch dabei keine Einspeisung ins öffentliche Netz erfolgt – und somit erfolgt auch keine Vergütung.

Der Mikrowechselrichter muss einen integrierten Anti-Islanding-Schutz besitzen, welcher der Norm DIN VDE 0126-1-1 entspricht. Er muss eine galvanische Trennung zwischen AC- und DC-Seite aufweisen. Die Gleichspannung der Module darf 120V DC nicht überschreiten. Der Anschluss muss über eine feste 230V AC 16A 2P+T Wandsteckdose (mobile Mehrfachsteckdosen sind nicht erlaubt) erfolgen, welche an einem im Verteilerkasten vorgeschalteten 30mA-Fehlerstrom-Schutzschalter angeschlossen ist.

Die maximale Einspeiseleistung pro Standard-Stromkreis hängt von der Kabeldimensionierung ab, wie in Tabelle 12 ersichtlich.

Tabelle 12 Maximal zulässige Strom- und Einspeiseleistungswerte pro Stromkreis von Plug & Play PV-Anlagen in Frankreich in Abhängigkeit der Kabeldimensionierung. Quelle: Guide Kit Photovoltaïque [29].

Kabeltyp Stromkreis (230V)	Nennstrom vorgeschalteter Schutzschalter $I_n$	Max. zulässiger Nennstrom im Leiter $I_z$	Max. zulässiger PV-Strom $I_g$	Max. zulässige PV-Leistung pro Stromkreis
Kupferleiter 1,5mm <sup>2</sup>	16 A	17.5 A	1.5 A	350 VA
Kupferleiter 2,5mm <sup>2</sup>	20 A	24 A	4 A	900 VA

Es ist notwendig, den Anschluss als Selbstversorgungsanlage ohne Netzeinspeisung beim Netzbetreiber zu deklarieren und eine entsprechende Konvention abzuschliessen. Da keine Änderung des Stromkreises erfolgt, ist keine offizielle Konformitätsbescheinigung erforderlich. Genehmigungen der Stadtverwaltung (Urbanisme) sind ab 1,8 Metern Montagehöhe oder in geschützten Bereichen erforderlich.

Es dürfen mehrere Anlagen an mehreren Steckdosen angeschlossen werden, solange die in Tabelle 12 beschriebenen Maximalwerte pro Stromkreis eingehalten werden und der maximale Solarstrom folgende Begrenzung einhält:

$$I_g + I_n \leq I_z$$

Ein in Skizzenform dargestelltes, erlaubtes Beispiel ist in Abbildung 27 ersichtlich.

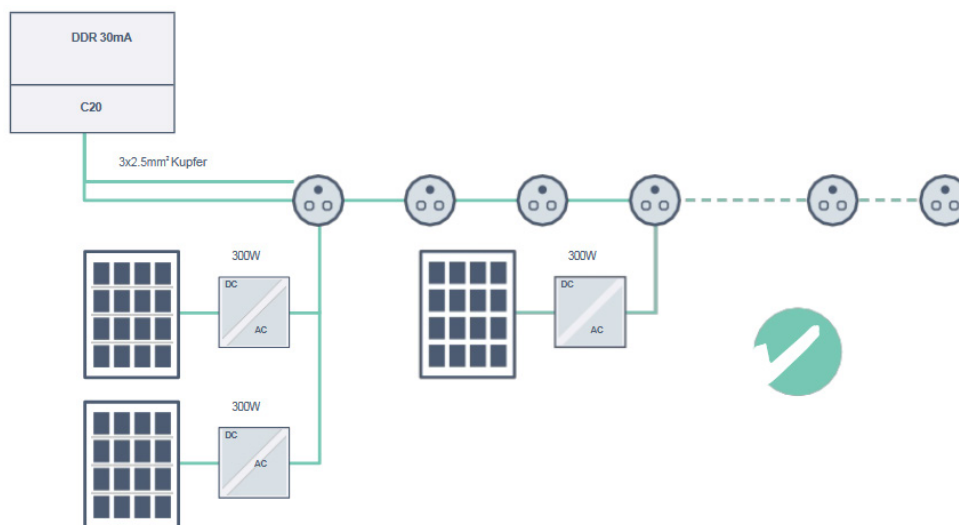


Abbildung 27 Beispiel eines in Frankreich erlaubten Anschlusses mehrerer PV-Module über mehrere Steckdosen (in einem Stromkreis). Quelle: Guide Kit Photovoltaïque [29].



Zusätzlich dieser Sicherheitsregeln soll die Gesamtdimensionierung der Solarleistung mit dem Verbrauchsabsatz des Haushalts übereinstimmen, um den Eigenverbrauch zu maximieren. Ein Deklaration als Eigenverbrauchsanlage ohne Netzeinspeisung verringert auch den administrativen Aufwand (Anzahl der vorzulegenden Dokumente) bei der Meldung beim Netzbetreiber [29].

#### Polen

In Polen ist die Situation für PV-Kleinanlagen unter 800 W noch nicht national geregelt [27]. Dies ist möglicherweise auf die im Vergleich zu anderen EU-Ländern (beispielsweise Deutschland und Österreich) noch geringe Verbreitung von Plug & Play Anlagen zurückzuführen.

#### Litauen

Plug & Play PV System mit bis zu 800 VA sind in Litauen erlaubt [30]. Der Verteilnetzbetreiber ist über die Installation des Systems in Kenntnis zu setzen. Zudem gibt es eine Förderung von 203 € pro 0,8 kW und die eingespeiste Energie wird vergütet.

#### Griechenland

Plug & Play PV Systeme mit einer Leistung von 800 VA sind in Griechenland zulässig. Es ist eine Genehmigung von den Anwohnern und dem Netzbetreiber einzuholen [30].

#### Slowenien

In Slowenien sind Plug & Play PV Systeme mit 800 VA nur für den Eigenverbrauch erlaubt, es ist keine Netzeinspeisung zulässig [30]. Trotzdem müssen die Systeme beim Netzbetreiber gemeldet werden.

#### Portugal

In Portugal ist ein Plug & Play PV System mit einer AC-Leistung von 800 VA zulässig [30]. Ein System unter 700 VA muss nicht gemeldet werden. Grössere Systeme erfordern eine Meldung beim Netzbetreiber. Auf den portugiesischen Inseln gilt eine reduzierte Mehrwertsteuer von 4 % für diese Systeme.

#### Italien

Plug & Play PV Systeme sind nach [30] mit einer Leistung von 800 VA erlaubt und beim Netzbetreiber zu melden. Dem gegenüber sind nach [31] nur kleinere Plug & Play PV Systeme für die Endkundenmontage erlaubt:

*«Laut der Definition des "Comitato Elettrotecnico Italiano" (CEI; CEI 0-21) und den Angaben der Regulierungsbehörde für Energie, Netze und Umwelt (ARERA) sind „Plug & Play“-Photovoltaikanlagen mit einer Nennwirkleistung kleiner oder gleich 350 W, die keine Installation erfordern und selbst vom Kunden einfach mit einem Stecker an eine eigens dafür bestimmte Steckdose angeschlossen werden können, zugelassen. Die Steckdose für die Plug & Play Photovoltaikanlagen, ist in Bezug auf die anderen Steckdosen innerhalb der Elektroanlage des Kunden visuell identifizierbar (wo der qualifizierte Installateur einen eigenen Stromkreis bereitgestellt hat, beginnend vom Strom-Verteilerkasten).»*

#### Ungarn

In Ungarn sind Plug & Play PV Systeme nicht erlaubt [30].



## 7.3 Sicherheitsbetrachtungen

### 7.3.1. Fehlerszenarien

Die nachfolgende Tabelle 13 zeigt die erhobenen Fehlerszenarien. (Liste nicht abschliessend)

Tabelle 13: Fehlerszenarien/ Risiken von Plug & Play PV-Systemen (Abgrenzung: Elektrisches System)

Nummer	Beschrieb Fehlerszenario/ Risiko
1	Elektrisierung bei Netztrennung Stecker mit berührbaren, spannungsführenden Kontakten an Erzeugungseinheit → elektrischer Schlag
2	Nicht funktionierender unidirektionaler RCD → nicht wirksamer Fehlerschutz durch automatische Abschaltung mittels RCD → elektrischer Schlag
3	Überlastung Haushaltsstromkreis Einspeisung in Endstromkreis → Überlastbarkeit von Endstromkreisen, Versagen des Überlastschutzes
4	Überhitzung/Brandgefahr durch Überhitzung Einspeisung in Endstromkreis → Brandgefahr durch überhitzte Leitungen je nach Verlegeart
5	Abbrand AC-Adapter Einsatz von Adaptern, Mehrfachsteckern, etc. → Brandgefahr durch Wärmeentwicklung infolge nicht geeigneter Adapter oder nicht zugelassener Mehrfachstecker
6	Erblicdung RCD Typ A durch glatte DC-Ströme aus dem WR → Erblinden in der Installation vorhandener RCDs ≠ Typ B → elektrischer Schlag
7	Berührung elektrisch aktiver Teile am PV-Modul Panel sind Laien zugänglich und werden von Laien montiert → Wichtigkeit des Basisschutz wird unterschätzt, mechanisch Gefahren bei unzureichender Befestigung → elektrischer Schlag
8	DC-Fehlerstrom auf AC-Seite → Erblinden in der Installation vorhandener RCDs ≠ Typ B → elektrischer Schlag
9	Unbegrenzter Einspeisestrom → Überlastbarkeit von Endstromkreisen, Versagen des Überlastschutzes
10	Wechselrichter-Überhitzung → Verbrennungsgefahr
11	Umprogrammierung AC-Limite → diverse Risiken
12	Lichtbogenbildung → Verbrennungsgefahr → Brandgefahr
13	Schlechte Krimpung DC-Stecker → Brandgefahr



### 7.3.2. Testplan Sicherheitstests im Labor (Übersicht)

Initial wurde eine Liste mit möglichen systematischen Tests im Labor erstellt. Für jeden Test wurde eine Methodik entwickelt. Im Zuge des Projektes musste sich die BFH auf einige ausgewählte Tests beschränken. Der Vollständigkeit halber und für weiterführende Forschung seien nachfolgend dennoch alle Tests inkl. deren Beschreibungen wiedergegeben.

#### **1. Restspannung nach der Netztrennung**

##### Hintergrund:

Dieser Aspekt ist vor allem relevant für den Netzanschluss von Plug & Play PV-Systemen mit einem Endgerätestecker (T13 oder Schuko/Typ F). Plug & Play Wechselrichter enthalten ähnlich wie andere Haushaltsgeräte leistungselektronische Schaltungen mit eingebauten Kondensatoren, die nach dem Trennen vom Netz eine Restspannung aufweisen können. Durch die Varianz der verfügbaren Systeme und der unterschiedlichen Designmöglichkeiten, besteht die Möglichkeit nach der Netztrennung und dem Öffnen des Netz- und Anlagenschutzes, dass nicht abschaltbare Kondensatoren eine Restspannung aufweisen können die durch Berühren der Steckerpins einen elektrischen Schlag verursachen können. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Testplanes gab es keine Informationen und systemische Messungen zu diesem Thema, daher wurde dieser als erstes im Testplan gereiht.

In zwei Studien [7], [13] wurde der Sicherheitsaspekt der Restspannung angesprochen und argumentieren, dass die Anti-Islanding-Funktion und/oder das Relais des Netz- und Anlagenschutzes (NA) das Restspannungsrisiken mindern oder ein sicheres Verhalten gewährleisten. Diese Argumentation ist irreführend, da die Anti-Islanding-Funktion und das NA-Relais in erster Linie dazu dienen das System und das Netz zu schützen (einschliesslich des Schutzes von Netztechnikern im Falle einer unvorhergesehenen Inselbildung) und nicht der persönlichen Sicherheit. Diese Funktionen sorgen zwar für eine galvanische Trennung zwischen der Leistungselektronik des Wechselrichters und dem Netzstecker, es ist jedoch zu beachten, dass das Restspannungsverhalten aufgrund des Vorhandenseins von nicht abschaltbaren Kondensatoren weiterhin nicht konform sein kann.

In dem zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Testplans offiziell vorliegenden Entwurfes der VDE-Sicherheitsnorm für Plug & Play PV-Systeme (deutsche Bezeichnung: Steckersolargeräte) E DIN VDE V 0126-95:2024[2] wird im Kapitel „Schutz vor elektrischen Schlag“ auf die Restspannung bei Verwendung eines Endgerätesteckers eingegangen.

##### Durchführung und Testbedingungen:

Dieser Test wurde für alle 25 Plug & Play Wechselrichter durchgeführt.

#### **2. Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung**

##### Hintergrund:

Die mögliche Überlastung von Abschnitten eines Steckdosenstromkreises durch ein Plug & Play PV-System wurde in der Vergangenheit bereits mehrfach in Abhängigkeit der lokalen Bedingungen (Nennstrom der Leitungsschutzabsicherung und geforderter Kabelquerschnitt) untersucht [7], [8], [9] und dessen Eintrittswahrscheinlichkeit beziffert. Diese Untersuchungen sind davon ausgegangen, dass der Nennstrom konstant bleibt. Jedoch könnte sich auch der Einspeisestrom über Wert den Nennstrom erhöhen, wenn man davon ausgeht, dass ein Plug & Play Wechselrichter bei einer niedrigeren Netzspannung als der Nennspannung, die Leistung konstant halten möchte und damit den Strom erhöhen könnte. Dieser Testaspekt wurde aus dem zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Testplans offiziell vorliegenden Entwurfes der VDE-Sicherheitsnorm für Plug & Play Systeme E DIN VDE V 0126-95:2024[2] abgeleitet, da hier gefordert wird, dass der Nennstrom nicht überschritten wird.

##### Durchführung und Testbedingungen:

Dieser Test wurde für alle 25 Plug & Play Wechselrichter durchgeführt.



### **3. Maximale stationäre Berührungstemperatur**

#### Hintergrund:

Plug & Play PV Wechselrichter nutzen Konvektionskühlung um die in Wärme umgewandelten Verluste abzuleiten. Dieses Kühlkonzept hat den Nachteil, dass es von externen Faktoren wie der Umgebungstemperatur oder der Montagesituation abhängig ist. Daher kann die Oberfläche des Wechselrichters Temperaturen erreichen, die bei Berührung ein Sicherheitsrisiko für Personen darstellen. Da die für Plug & Play Systeme verwendeten Wechselrichter auch als Mikrowechselrichter verwendet werden, ist nicht klar (ohne die nichtoffiziellen Prüfberichte im Detail analysieren), ob eine Bewertung der maximalen Berührttemperatur in der Prüfung nach IEC 62109-1:2010 stattgefunden hat. Weiters konnten keine zu diesem Aspekt durchgeführten Messungen im Zuge der Recherche gefunden werden.

#### Durchführung und Testbedingungen:

Dieser Test wurde für alle 25 Plug & Play Wechselrichter durchgeführt.

### **4. Übertemperaturschutz (gemäss IEC 62109-1:2010 14.3)**

#### Hintergrund:

In diesem Test soll ermittelt werden, ob und bei welcher Temperatur die Plug & Play Wechselrichter ihre Einspeisung beenden. Damit soll ermittelt werden, ob diese Wechselrichter über ein ausreichendes Temperaturmanagement verfügen.

#### Durchführung und Testbedingungen:

Aus Zeitgründen wurden keine Tests durchgeführt. In der Konzeptionierung war angedacht, dass die Wechselrichter in einer Klimakammer getestet werden. Dazu sollte ein Temperaturprofile durchfahren werden und das Verhalten der Wechselrichter (Abschaltemperatur, Einschalttemperatur nach der Abkühlung) analysiert werden. Die Ergebnisse der Berührttemperaturtests (3) geben für einen Teil der getesteten Wechselrichter einen indikative Hinweis zu deren Temperaturmanagement, allerdings nur für die erreichten Temperaturen.

### **5. DC-Emissionen (auf der AC-Seite)**

#### Hintergrund:

In Wechselrichtern mit aktiver Leistungselektronik entstehen Gleichströme meist durch asymmetrische Schaltvorgänge, verursacht etwa durch Unterschiede in den Transistoreigenschaften oder leicht variierende Ansteuerströme [32]. Weitere Ursachen sind Gleichstromanteile im Referenzstrom, Nullpunkt-drifts, Mess- und Skalierungsfehler von Strom- und Spannungssensoren, Gleichanteile in der Netzspannung oder Abtastfehler bei der ADC-Wandlung.

Die von der Leistungselektronik erzeugten Gleichströme können das öffentliche Netz beeinträchtigen, elektronische Geräte schädigen und Verteilertransformatoren belasten [33]. Sie bewirken eine vorzeitige Sättigung des Transformators, verschieben dessen Arbeitspunkt und erhöhen die thermische Belastung, führen zu Vibrationen sowie Geräuschentwicklung. Dadurch sinkt die Lebensdauer der Transformatoren. Zusätzlich steigt mit zunehmendem Gleichstrom der Magnetisierungsstrom. Neben der Leistungselektronik können auch geomagnetisch induzierte Ströme Gleichstromanteile im Netz verursachen.

Weiters sind DC-Emissionen im Kontext der Sicherheit relevant, da getaktete oder glatte Gleichströme über eine Erdschleife (L-PE oder N-PE) einen Typ A Fehlerstromschutzschalter „blenden“ können (es wird der Kern des AC-Wandlers in die Sättigung gebracht), was dessen Sicherheitsfunktion nicht mehr garantieren kann.

#### Durchführung und Testbedingungen:



Es wurden indikative Tests an drei Wechselrichtern für DC-Emissionen durchgeführt.

## **6a. Berührung eines Gleichstromkabels und Funktionalität der RCMU**

### Hintergrund:

Im Zuge der Auswertung der Wechselrichterdatenbank [10] wurde festgestellt, dass für 28 % der in der Datenbank erfassten Wechselrichter im Datenblatt nicht angeführt wird, ob die Wechselrichter über eine galvanische Trennung zwischen DC und AC verfügen. Bei galvanisch nicht getrennten Wechselrichtern müssen DC-Fehlerströme durch eine integrierte RCMU (Residual Current Monitoring Unit) erkannt werden und der "Fehlerstrompfad" durch Öffnen eines Relais unterbrochen werden. Gemäss IEC 62109-2:2011 ist auch bei galvanisch getrennten Wechselrichtern ein maximaler Fehlerstrom von 30 mA zwischen den Polen und Erde (PE) einzuhalten (Punkt 4.8.3.2). Dies gilt jedoch nur für Spannungen über 60 V (bei Spannungen von unter 60 V wird von keinem Risiko ausgegangen). In diesem Test soll für Wechselrichter, welche über keine Angabe zur galvanische Trennung im Datenblatt aufweisen, analysiert werden, wie sich diese Geräte bei einem simulierten Erschluss mit Körperwiderstand verhalten.

### Durchführung und Testbedingungen:

Es wurden indikative Tests an einem Mikrowechselrichter durchgeführt, zu welchen kein Hinweis zu einer galvanischen Trennung im Datenblatt zu finden war.

## **6b. Berühren einer beschädigten Rückseitenfolie eines PV-Moduls/ Beschädigten Kabels (nur zu Demonstrationszwecken)**

### Hintergrund:

In diesem Test sollte der Messaufbau von 6a an einem realen Modul, an dem einer oder beide Pole elektrisch abgreifbar sind, gezeigt werden, welche Auswirkungen das Berühren eines beschädigten Moduls oder Kabels auf eine Person haben. Dafür sind nur jene Wechselrichter vorgesehen, bei welchen in 6a kein Sicherheitsrisiko festgestellt wurde.

### Durchführung und Testbedingungen:

Dieser Test wurde im Zuge des Projektes nicht durchgeführt, allerdings können Messkonzept und Komponenten, bis auf ein «präpariertes» PV-Module (Zugang zu einem DC-Pol) von den exemplarischen Messungen von 6a übernommen werden.

## **7. Nichtbeeinträchtigung des externen FI-Schutzschalters A (angewandte Prüfung)**

### Hintergrund:

In diesem Test soll aufbauend auf den Messungen der DC-Emissionen ermittelt werden, falls Wechselrichter mit hohen (interne Festlegung: >20 mA) DC-Ströme detektiert werden konnten, ob diese einen FI-Schutzschalter Typ A beeinträchtigen können. Damit soll exemplarisch die Notwendigkeit des Typ B FIs [1] im Kontext von möglichen auftretenden DC-Strömen analysiert werden.

### Durchführung und Testbedingungen:

Dieser Test wurde mit einem Wechselrichter durchgeführt, welcher im Vergleich zu den anderen Wechselrichtern hohe DC-Emissionen (Werte über 20 mA) aufwies. Es wurde dazu der Wechselrichter mit einem Typ A FI bei Nennleistung betrieben. Weiters wurde ein verstellbarer Widerstand (Culatti) zwischen L und PE geschaltet. Nach einem Betrieb von etwa 15 min wurde ein Fehlerstrom durch den verstellbaren Widerstand simuliert. Weiters wurde dieser Messung mit einem Installationsprüfgerät (Gossen-Metrawatt Typ Profitest 0100S II M520A) validiert.

## **8. Funktionalität des NA-Schutzes**



#### Hintergrund:

Wie alle anderen PV-Wechselrichter in der Schweiz müssen Plug & Play Wechselrichter über ein NA-Relais verfügen. Im Jahr 2023 wurde bekannt, dass einige Hersteller von Plug & Play Wechselrichtern keine galvanischen Relais in ihren Geräten verbaut haben. Mit diesem Test, soll überprüft werden, ob ein galvanisches NA-Relais vorhanden und funktionsfähig ist.

#### Durchführung und Testbedingungen:

Aus Zeitgründen und des Vorhandenseins von Informationen zu diesem Aspekt [34] wurde dieser Test im Projekt nicht, weder vollständig noch auszugsweise, durchgeführt. Weiters haben die Restspannungstests (Punkt 1) gezeigt, dass auch eine hohe Restspannung vorhanden sein kann, wenn nach dem NA-Relais noch nicht abschaltbare Kondensatoren verbaut sind.

### **9. Anti-Islanding gemäss IEC EN 62116**

#### Hintergrund:

Mit diesem Test soll untersucht werden, ob Plug & Play PV Wechselrichter nach der Netztrennung die Einspeisung beenden und kein «Inselnetz» am Netzstecker fortführen.

#### Durchführung und Testbedingungen:

Aus Zeitgründen wurde dieser Test nicht durchgeführt. Grund dafür ist, dass die Zeit für eine konforme Anti-Islanding Funktion 2 s (IEC EN 62116) oder länger betragen kann (bspw. bei Erbringung von netzstützenden Massnahmen), was aus sicherheitstechnischer Sicht (Thema Restspannung) zu lange ist. Weiters haben die Restspannungstests gezeigt, dass kein Wechselrichter nach der Netztrennung eine konstante AC-Spannung fortgeführt hat.



### 7.3.3. Sicherheitstests im Labor (Methodik im Detail)

#### **Systematische Messungen**

##### *Getestete Geräte*

Um die Sicherheitsbedenken hinsichtlich Plug & Play-Wechselrichtern zu bewerten, wurden 25 verschiedene Mikro-Wechselrichter von 11 Herstellern analysiert. Die Wechselrichter und ihre wichtigsten Parameter sind im Anhang 7.3.5 aufgeführt. Die getesteten Geräte repräsentierten eine marktrelevante Auswahl zum Zeitpunkt der Beschaffungen (Anfang 2024). Die Nennleistungen reichen von 300 VA bis 2000 VA. Nicht alle Wechselrichter liegen im Leistungsbereich der nationalen Plug & Play-Systemgrenzen (600 VA für die Schweiz, 800 VA für die meisten EU-Länder [35] – z. B. Deutschland, Österreich), aber ihre Leistung kann per Software auf die entsprechenden Grenzwerte begrenzt werden. Neben 23 einphasigen Wechselrichtern standen auch zwei dreiphasige Wechselrichter zur Auswahl, wodurch ein Szenario dargestellt wird, in dem die Plug & Play-Grenze auf dreiphasige Systeme (600 oder 800 VA pro Phase) erweitert wird. Basierend auf den nationalen Grenzwerten für Plug & Play PV-Anlagen (A:  $\leq 600$  VA, B:  $\leq 800$  VA &  $> 600$  VA und C:  $> 800$  VA) können 16 der getesteten Geräte der Kategorie A, 5 der Kategorie B und 4 der Kategorie C zugeordnet werden, wobei ausser Acht gelassen wurde, dass zwei oder mehr Wechselrichter für eine einzelne Plug & Play PV-Anlage verwendet werden können. Aus Platzgründen in den Diagrammen werden die langen Wechselrichterbezeichnungen gekürzt (z. B. NEO-800M-X zu NEO-800).

Alle Wechselrichter, mit Ausnahme der Enphase®-Mikrowechselrichter, wurden mit den im Lieferumfang enthaltenen Komponenten betrieben. Die Enphase®-Wechselrichter wurden zunächst mit einem IQ-Gateway initialisiert und dann ohne Gateway und Q-Relay verwendet. Dies entspricht nicht der vom Hersteller vorgesehenen Verwendungskonfiguration, ist jedoch realisierbar und in der Praxis zu beobachten, was es aus Sicherheitsüberlegungen relevant macht, weil praxisnah.

##### *Sicherheitstests*

Auf der Grundlage der derzeit diskutierten Sicherheitsrisiken von Plug & Play-PV-Wechselrichtern und einer Überprüfung potenziell anwendbarer Normen wurden drei hauptsächlich relevante Tests für die Labormessungen definiert. Die Testbedingungen wurden gemäss dem vorgeschlagenen Black-Box-Testansatz definiert, bei dem nur Teile und Anschlüsse verwendet werden, die während des normalen Betriebs zugänglich sind. Darüber hinaus wurden keine zusätzlichen Kommunikationsgateways oder Überwachungsgeräte verwendet und keine Firmware-Updates durchgeführt. Dies spiegelt eine typische Verbrauchersituation wider, in der Nutzer ihre Geräte aufgrund mangelnden Bewusstseins, fehlender technischer Kenntnisse oder einfach aus Nachlässigkeit oft nicht regelmässig aktualisieren. Die folgende Aufzählung gibt einen Überblick über die Tests, ihren Ursprung und die vorgenommenen Anpassungen bestehender normativer Tests:

##### Restspannung nach der Trennung vom Stromnetz

Plug & Play-Wechselrichter enthalten ähnlich wie andere Haushaltsgeräte leistungselektronische Schaltungen mit eingebauten Kondensatoren, die nach dem Trennen vom Netz eine Restspannung aufweisen können. Darüber hinaus müssen diese Wechselrichter als Teil ihrer Funktion als Erzeugungssysteme bei einer Netztrennung oder bei Netzausfällen die Einspeisung von Strom einstellen und das Sicherheitsrelais öffnen.

Der angewandte Restspannungstest leitet sich aus dem Entwurf der deutschen Produktnorm für Plug & Play-PV-Anlagen (E DIN VDE V 0126-95:2024-6 [2] ) ab, wo er angewendet wird, wenn für die Netzanschlüsse ein Standard-Netzstecker (T13 oder Schukostecker – Typ F in der EU) verwendet wird. Da das entsprechende Normenkapitel derzeit diskutiert wird, können vor der endgültigen Veröffentlichung noch Änderungen vorgenommen werden. Die Prüfung wird gemäss dem Black-Box-Ansatz angepasst, da die Spannungsmessungen laut Normentwurf direkt an den Kondensatoren zu erfolgen hat. Der Grenzwert für die Restspannung (die maximale Berührungsspannung muss innerhalb einer Sekunde unter 34 V liegen) bleibt unverändert und stammt aus IEC 60335-1[36] . Der Entwurf der Produktnorm schreibt ausserdem vor, dass die Restspannungsprüfung bei Nennleistung, 50 % der Nennleistung und



bei der niedrigstmöglichen Nennleistung durchzuführen ist. Aufgrund der Anzahl der zu prüfenden Wechselrichter wird die Restspannungsprüfung in diesem Dokument nur bei Nennleistung durchgeführt, da davon ausgegangen wird, dass diese Bedingung die ungünstigste sicherheitstechnische Bedingung darstellt.

#### Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung

Um eine Überlastung nicht dedizierter Verteilerstromkreise zu verhindern, sollten Plug & Play-Wechselrichter den Einspeisestrom bei jeder Spannung auf den Nenneinspeisestrom begrenzen. Diese Prüfung leitet sich ebenfalls aus dem aktuellen Entwurf der Produktnorm für Plug & Play-PV-Anlagen (E DIN VDE V 0126-95:2024-6[2] ) ab. Die Prüfung ist gemäss DIN VDE V 0124-100[37] mit einem zusätzlichen Spannungsschritt bei  $0,85 V_{(n)}$  (n für Nennwert) durchzuführen, wobei der Einspeisestrom in dieser Prüfung 3,5 A mit einer Toleranz von 2 % nicht überschreiten darf. Die DIN VDE V 0124-100 schreibt vor, dass der Arbeitspunkt für jede Spannung nach der Stabilisierung 10 Minuten lang gehalten werden muss. Aufgrund der Anzahl der Wechselrichter in dieser Kampagne wird die Verweilzeit pro Spannung reduziert und das Spannungsprofil um zusätzliche Spannungen erweitert (Details dazu sind in dem nachfolgenden Methodenkapitel zu diesem Test zu finden), um weitere Erkenntnisse über das Verhalten der Wechselrichter bei niedrigen Spannungswerten zu gewinnen.

#### Maximale Berührungstemperatur

Plug & Play-Wechselrichter nutzen die Konvektionskühlung, um Wärmeverluste abzuleiten. Dieses Kühlkonzept hat den Nachteil, dass es von externen Faktoren wie der Umgebungstemperatur oder der Montagesituation abhängig ist. Daher kann die Oberfläche des Wechselrichters Temperaturen erreichen, die bei Berührung ein Sicherheitsrisiko für Personen darstellen. In diesem Test werden die maximalen Berührungstemperaturen unter zwei unterschiedlichen Betriebsbedingungen gemessen und mit den in IEC 62109-1 [38] definierten Grenzwerten für Berührungstemperaturen verglichen.

Das Ziel der Tests und der Bewertung besteht nicht darin, Geräte im Rahmen der Messungen für unsicher zu erklären, sondern vielmehr darin, Situationen für Plug & Play-Systeme zu identifizieren, in denen klare Anforderungen für die Sicherheit erforderlich sind. Eine Erklärung würde erstens (1) bestehende Grenzwerte erfordern, welche aufgrund des Entwurfsstatus der E DIN VDE V 0126-95 noch nicht in Kraft sind. Zweitens (2) führt die Verwendung von Mikro-Wechselrichtern als Plug & Play-Wechselrichter zu zusätzlichen Anforderungen im Entwicklungsprozess der Geräte, die in der Vergangenheit nicht erforderlich waren. So können für Mikro-Wechselrichter, die für die Installation auf Dächern vorgesehen sind und gemäss den bestehenden Sicherheits- und Leistungsstandards konstruiert wurden, zusätzliche Spezifikationen oder Tests erforderlich sein, wenn sie in Plug & Play-Systemen eingesetzt werden. Kondensatoren beispielsweise, die ursprünglich zur Erfüllung von Anforderungen wie der elektromagnetischen Verträglichkeit eingesetzt wurden, können nun das Restspannungsverhalten beeinflussen und Anpassungen am System erforderlich machen.

Alle Tests werden im Labor für Photovoltaikanlagen (PV-Labor) der Berner Fachhochschule in Burgdorf (BFH) durchgeführt, wo speziell für den Test „Restspannung nach Trennung“ ein eigener Prüfstand entwickelt wurde. Der Testaufbau und die Bedingungen der drei Tests werden in den folgenden Unterkapiteln erläutert.

#### *Testaufbau und Testbedingungen*

##### Restspannung nach der Trennung vom Stromnetz

Das Schema des Messaufbaus für die Restspannungsprüfung ist in Abbildung 28 für die Prüfung eines Wechselrichters dargestellt. Der zu prüfende Plug & Play-Wechselrichter (DUT) wird auf der Gleichstromseite an den/die PV-Modul-Simulator(en) (Modul Sim) und auf der Wechselstromseite an die Steckerseite der Steckdosen-Steckerverbindung angeschlossen. Der Leistungsanalysator wird, wie abgebildet, an den Aufbau angeschlossen (detaillierte Gerätenamen und Einstellungen sind in Tabelle 14 aufgeführt). Um für jede Messung die gleichen Netzbedingungen zu gewährleisten und Störungen durch andere am Stromnetz angeschlossene Geräte zu vermeiden, wird im Aufbau ein Netzsimulator verwendet. Abbildung 29a zeigt den physikalischen Messaufbau, aus Platzgründen ohne den Netzsimulator.



Abbildung 29b veranschaulicht die Funktion der automatischen mechanischen Trennung (mechanical AC disconnection) durch den Linearmotor. Durch die parallele Verbindung von drei T13-Buchsen auf der Netzseite und drei Messkarten am Leistungsanalysator ist es möglich, drei Wechselrichter gleichzeitig zu messen. Mit diesem Aufbau sind auch Messungen an dreiphasigen Wechselrichtern möglich, da eine T15-Buchse (dreiphasig) den gleichen Platzbedarf hat wie eine einphasige T13-Buchse.

Die Wechselrichter oder deren Gehäuse sind bewusst nicht mit der Schutzterde der Anlage verbunden, obwohl dies möglich wäre, da diese Konfiguration mit erhöhten Sicherheitsrisiken verbunden ist.

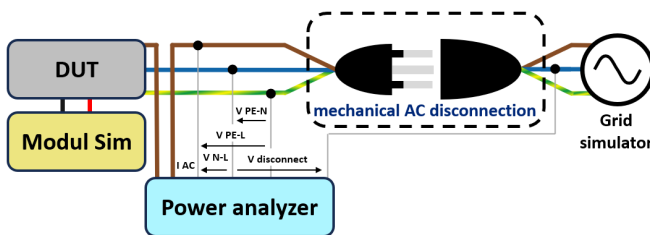


Abbildung 28: Messschema der Restspan-

nungsprüfung für einen Wechselrichter

Aufgrund der Anzahl der Wechselrichter wird die Restspannungsprüfung nur bei Nennleistung durchgeführt und je nach Startzeit des Wechselrichters 30 bis 50 Mal wiederholt, um Messungen bei verschiedenen Phasenwinkeln zu gewährleisten. Die erforderliche Gleichstromleistung wird nicht iterativ ermittelt, und die I-U-Kurvenparameter werden mit folgenden Bedingungen festgelegt: Die MPP-Leistung für jeden Gleichstromeingang ist die um 10 % erhöhte Nennwechselstromleistung (Berücksichtigung von Verlusten) geteilt durch die Anzahl der Gleichstromeingänge. Die I-U-Kurvenparameter werden gemäss den in Abbildung 30 angegebenen Bedingungen berechnet, wobei das Verhältnis  $V_{MPP}/V_{OC}$  aus der EN 50530 [39] an die aktuellen Modulparameter angepasst wird.

Die Restspannungsprüfung wird nach folgendem Verfahren durchgeführt: Zunächst wird die Wechselstromverbindung zum Netz mit dem Linearmotor geschlossen und die entsprechenden I-U-Kurven auf dem/den Modulsimulator(en) aktiviert. Wenn der Wechselrichter die Nennleistung erreicht hat, wird die Wechselstromverbindung über den Linearmotor geöffnet und die Messung durch den Leistungsanalysator ausgelöst. Es wird eine Trigger-Vor- und Nachlaufzeit von 1 s verwendet. Der Vorgang wird automatisch mit denselben Aussteckbedingungen in Bezug auf Geschwindigkeit und Beschleunigung wiederholt.

Zusätzlich zu Plug & Play-Wechselrichtern werden andere elektrische Haushaltsgeräte mit dem gleichen Testverfahren analysiert, um das Restspannungsverhalten zu vergleichen.

Um den Einfluss des Messgeräts auf die Messung zu minimieren, sollte die Eingangsimpedanz so hoch wie möglich sein. Obwohl die Spannungskanäle des verwendeten Leistungsanalysators (Dewetron) eine Eingangsimpedanz von  $5\text{ M}\Omega \parallel 2\text{ pF}$  haben[40], wird der Eingangswiderstand im Restspannungstest aufgrund der Messung der drei möglichen Berührungsspannungskombinationen (z. B. L-N||N-PE+L-PE) auf  $3,3\text{ M}\Omega$  reduziert. Für die Restspannungsprüfung von Dreiphasen-Wechselrichtern beträgt die Anzahl der Kombinationen von Berührungsspannungen 10, sodass der Eingangswiderstand pro Spannungskanal auf  $2\text{ M}\Omega$  reduziert wird.

Im Vergleich zu einer Anordnung mit einem (Halbleiter-)Relais entspricht die gewählte Anordnung realistischen Bedingungen, und die Messung wird nicht durch Schalterprellen oder parasitäre kapazitive Effekte beeinflusst. Der Nachteil der gewählten Anordnung besteht darin, dass kein definierter Phasenwinkel für die Netzfreeschaltung eingestellt werden kann.



Tabelle 14: Simulatoren und Messgeräte für die Restspannungsprüfung und deren Einstellungen

Gerät	Produktname	Einstellungen
<i>Simulatoren und Aktoren</i>		
PV-Modul-Simulatoren	Delta Elektronika SM330-AR-22 Delta Elektronika SM100-AR-75	-
Netzsimulator	Regatron TC.ACS.50.528.4WR.HC.LC	1-phasiges oder 3-phasiges Netz mit 230 V <sub>RMS</sub> (Phase- Neutral)
Mechanische Netzfrei- schalt oder	ETEL-Linearmotor	Geschwindigkeit: 50 mm/s Beschleunigung: 50 mm/s <sup>2</sup>
<i>Messgeräte</i>		
Leistungsanalysator	Dewetron DEWE3-PA8-RM mit 3x TRION3-1810M-Power-4-Messkar- ten	Abtastrate: 50 kHz

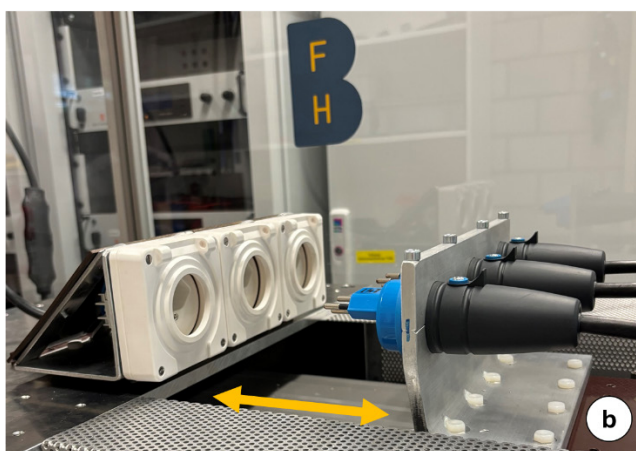
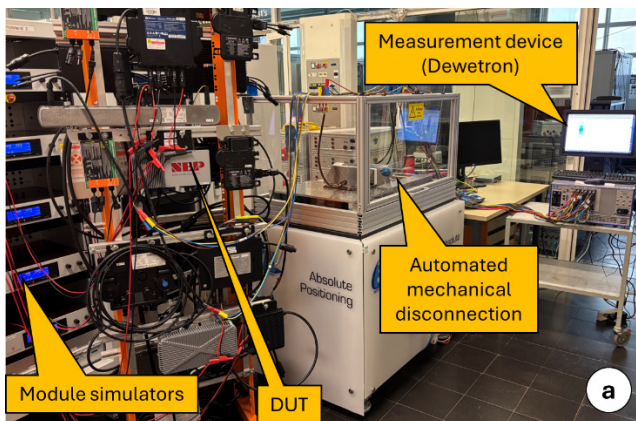


Abbildung 29: Testaufbau für die Restspannungsprüfung (a) und Detailansicht der automatischen mechanischen Netzfreeschaltung (b)

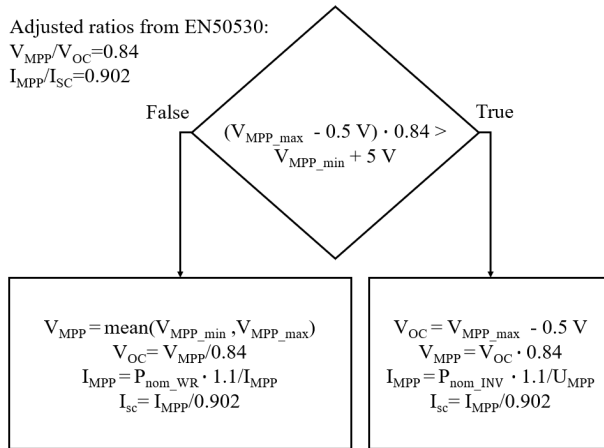


Abbildung 30: Berechnung der I-V-Kurvenparameter für jeden Plug & Play-Wechselrichter

Die Messdateien werden nach den Messungen in Python verarbeitet. Da die Messung am mittleren Steckdosenanschluss ausgelöst wird (siehe Abbildung 29), ist es möglich, dass die Trennung an den beiden anderen Steckdosen früher oder später erfolgte. Aus diesem Grund wird für jede Steckdose eine individuelle Trennzeit berechnet. Der Trennzeitpunkt ist definiert als der Zeitpunkt wenn die Spannung  $V_{PE-N}$  das 1,35-fache der Mittelwerte der ersten 0,5 s im Vorzeitfenster überschreitet. Im zweiten Schritt wird der Zeitpunkt bestimmt, wo die maximale Berührungsspannung unter 34 V fällt, und die Zeit für den Spannungsabfall berechnet. Im letzten Schritt wird die Spannung zum Zeitpunkt der Netztrennung für die weitere Analyse ermittelt. Abbildung 31 zeigt die Strom- und Spannungskurven eines Plug & Play-Wechselrichters nach der Trennung vom Netz. Der Strom fällt nach der Trennung auf 0 A ab, da der Stecker nicht unter Last steht (kein Körperwiderstand), und die Spannungen zeigen die typische Spannungskurve einer Kondensatorentladung. Bei  $t=130$  ms deutet die Änderung des Spannungsgradienten auf eine Schaltaktivität hin. Die maximale Berührungsspannung fällt nach 793 ms unter die Spannungsgrenze von 34 V und entspricht damit der 1 s-Grenze der E DIN VDE V 0126-95:2024-6.

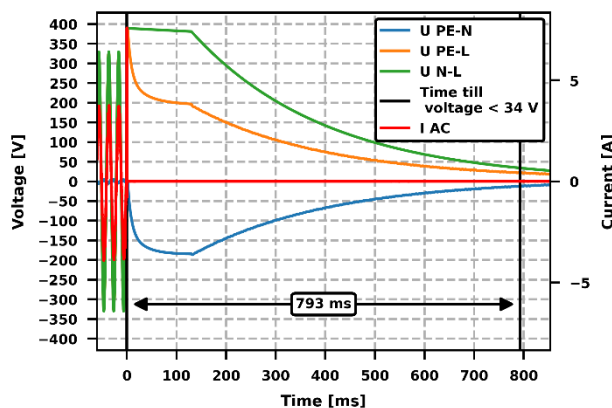


Abbildung 31: Strom und Spannung nach Trennung vom Netz eines Plug & Play-Wechselrichters (600 W)

### Maximale Berührungstemperatur

Das Messschema für den Test der maximalen Berührungstemperatur ist in Abbildung 32 für einen Wechselrichter dargestellt. Aus Zeitgründen werden drei Wechselrichter parallel getestet. Die Wechselrichter werden auf der Gleichstromseite von den Modulsimulatoren (Modul Sim) versorgt und sind an



das Labornetz angeschlossen – es wird kein Netzsimulator verwendet. An jedem Wechselrichter wird die Temperatur auf beiden Seiten in der Mitte gemessen (siehe Abbildung 33). Die verwendeten Messgeräte und Simulatoren sind in Tabelle 15 mit ihren Haupteinstellungen dargestellt.

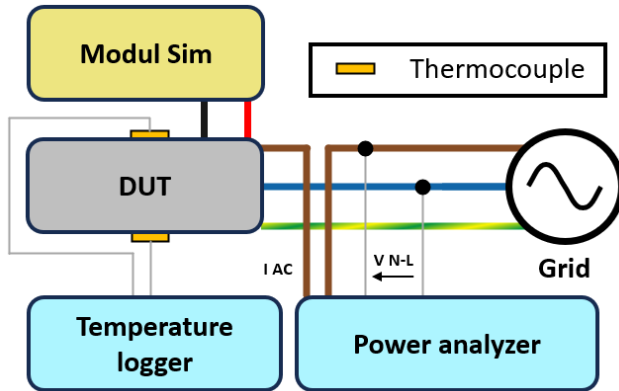


Abbildung 32: Messschema für den Test der maximalen Berührungstemperatur

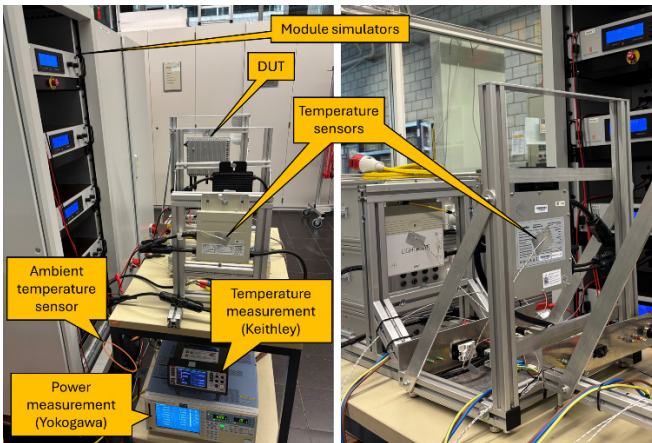


Abbildung 33: Versuchsaufbau für den Test der maximalen Berührungstemperatur

Tabelle 15: Simulatoren und Messgeräte für den Test der maximalen Berührungstemperatur und ihre Einstellungen

Gerät	Produktname	Einstellungen
<i>Simulatoren</i>		
PV-Modul-Simulatoren	Delta Elektronika SM330-AR-22 Delta Elektronika SM100-AR-75	Strahlungsintensitätsrampe gemäss Abbildung 34
<i>Messgeräte</i>		
Temperaturmessung	Keithley DAQ6510 mit 7700-Messkarte	Thermoelemente: - Wechselrichter-Temperatur: Typ T - Umgebungstemperatur: Typ K Datenerfassung alle 10 s
Leistungsanalysator	Yokogawa WT3000	Datenerfassung alle 10 s



IEC 62109-1[38] schreibt vor, dass die maximale Temperatur unter den kritischsten Nennbetriebsbedingungen die festgelegten Grenzwerte nicht überschreiten darf. In diesem Test werden die Grenzwerte für „Gehäuseteile, die für den Benutzer durch zufälligen Kontakt zugänglich sind“ aus Tabelle 3 der IEC 62109-1 verwendet. Der Grenzwert für Metallteile beträgt 70 °C und für Kunststoff- und Gummiteile 95 °C. Alle getesteten Plug & Play-Wechselrichter haben Metallgehäuse, mit Ausnahme der beiden Enphase®-Wechselrichter, die über Polymergehäuse verfügen.

Da Mikro-Wechselrichter konvektive Kühlung verwenden, kann die Formel für den konvektiven Wärmefluss umgeschrieben werden, um die Abhängigkeiten der Oberflächentemperatur des Wechselrichters darzustellen. Die in (1) angegebene Formel geht von einem konstanten Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha$  aus, wobei die Oberflächentemperatur  $T_{Inv\_Surface}$  die Summe aus der erforderlichen Temperaturdifferenz  $\Delta T$  zur Ableitung der Wechselrichterverluste, die eine Funktion der Eingangsleistung  $P_{In}$  und des entsprechenden Wirkungsgrads  $\eta(P)$  ist, und der Umgebungstemperatur  $T_{Amb}$  ist.

$$T_{Inv\_Surface} = \frac{\dot{Q}_{Conv}}{A \cdot \alpha} + T_{Amb} = \Delta T(P_{In}, \eta(P)) + T_{Amb} \quad (1)$$

Die kritischsten Betriebsbedingungen liegen somit bei hohen Umgebungstemperaturen, kleinen Kühlrippenflächen, hohen Eingangsleistungen, niedrigen Wirkungsgraden und begrenzter Konvektion (d. h. niedrigem Wärmeübergangskoeffizienten) vor. Für den Test wird angenommen, dass die Mikro-Wechselrichter unter Montagebedingungen mit ausreichender Konvektion betrieben werden. In diesem Aufbau ist die Eingangsleistung – definiert als Funktion der Bestrahlungsstärke – die einzige Variable, die aktiv verändert wird. Die Auswirkungen der Umgebungstemperatur können nachträglich durch Berechnung gemäss (1) berücksichtigt werden. Abbildung 34 zeigt das für den Test verwendete Bestrahlungsstärkeprofil, das als Grundlage für die Anpassung der in Kapitel „Restspannung nach der Trennung vom Stromnetz“ definierten I-U-Kurven dient. Das Profil hat eine Rampenzeit von zwei Minuten und eine Schrittzeit von 3,5 Stunden, um stationäre Bedingungen zu erreichen. Eine Bestrahlungsstärke von 1000 W/m<sup>2</sup>, die den Standardtestbedingungen (STC) entspricht, stellt den Betriebspunkt bei Nennleistung dar, während 1500 W/m<sup>2</sup> verwendet werden, um erhöhte Eingangsleistungswerte zu simulieren, die dem Wechselrichter zur Verfügung stehen (d.h. Overpanelling). Es kann ausgeschlossen werden, dass der maximale Spannungsbereich aufgrund der erhöhten Bestrahlungsstärke überschritten wird, da die PV-Simulatoren die Leerlaufspannung bei einer Bestrahlungsstärke von über 1000 W/m<sup>2</sup> leicht reduzieren – im Gegensatz zum physikalischen Verhalten von PV-Zellen bei konstanter Temperatur.

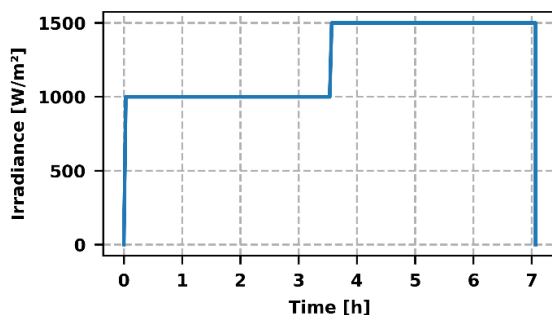


Abbildung 34: Bestrahlungsprofil für den Test der maximalen Berührungstemperatur

Die Messdateien werden auf die maximale Berührungstemperatur und den entsprechenden Zeitstempel jedes Wechselrichters analysiert, um festzustellen, ob eine höhere Eingangsleistung einen Einfluss auf das Temperaturverhalten hat. Anhand der ermittelten maximalen Berührungstemperatur und der



Umgebungstemperatur zu diesem Zeitstempel wird bestimmt, bei welcher Umgebungstemperatur die maximal zulässige Berührungstemperatur überschritten wird.

#### Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung

Das Messschema für den Test „Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung“ ist in Abbildung 35 dargestellt. Bei diesem Test werden mit Ausnahme der mechanischen Wechselstromtrennung dieselben Komponenten und Geräte wie beim Restspannungstest verwendet. Um für jeden Wechselrichter die gleiche Spannung am Netzanschlusspunkt sicherzustellen, wird die Spannung über ein Messkabel geregelt. Bei diesem Test wird pro Messdurchlauf nur ein Wechselrichter vermessen.

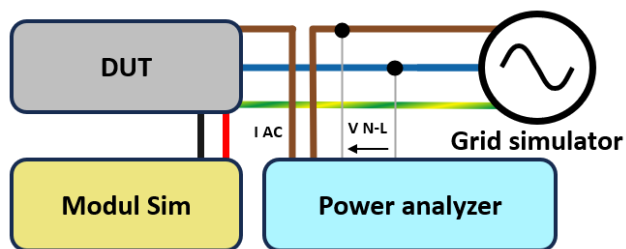


Abbildung 35: Messschema des Tests „Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung“ für Wechselrichter

Das für den Test verwendete Spannungsprofil ist in Abbildung 36a dargestellt, mit einer Rampenzeit von fünf Sekunden und einer Schrittdauer von 30 s. Dieses Profil weicht von den Anforderungen der DIN VDE V 0124-100 ab. Daher wird ein zweites, konformes Profil (siehe Abbildung 36b) verwendet, um das Verhalten der Wechselrichter (z. B. Stabilisierungszeit) zu validieren. Für die Validierung werden drei Wechselrichter aus dem verfügbaren Geräten ausgewählt. Dieses Profil hat eine Rampenzeit von 1 Minute und eine Schrittdauer von 15 Minuten.

Für die Analyse wird ermittelt, ob der Wechselrichter während des Tests den Einspeisestrom (gemessen als 20 ms True-RMS-Wert) im Vergleich zum Startstrom erhöht und bei welcher Spannung der Wechselrichter abschaltet. Darüber hinaus wird analysiert, ob es Unterschiede im Verhalten des Wechselrichters zwischen den beiden Spannungsprofilen von Abbildung 36 gibt.

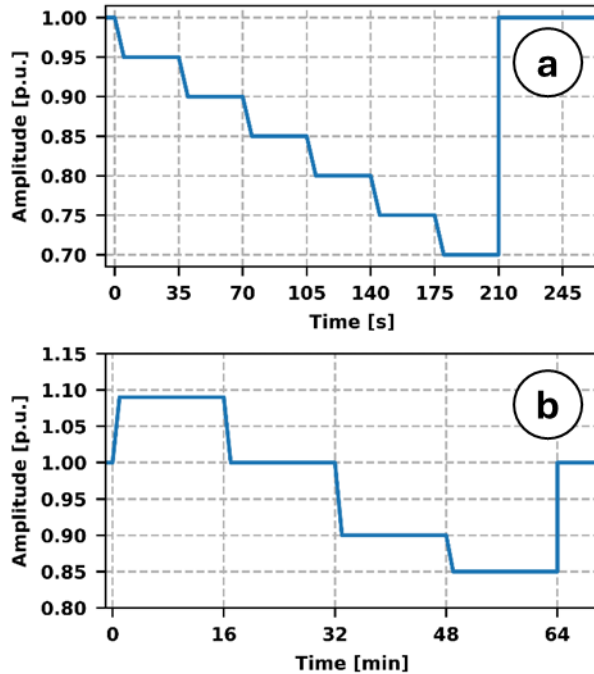


Abbildung 36: Spannungsprofil zur Prüfung der Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung (a) und Profil gemäss DIN VDE V 0124-100[37] und E DIN VDE V 0126-95:2024-6[2] (b)

## Exemplarische Wechselrichter-Tests

### DC-Emission

Die Messung der DC-Emissionen erfolgt wie in Abbildung 37 dargestellt. Der zu testende Plug & Play Wechselrichter, es wird immer nur ein Wechselrichter pro Messung verwendet, wird DC-seitig von einem PV-Modulsimulator (Modul Sim) versorgt und ist AC-seitig an einem Netzsimulator angeschlossen. Das Messgerät Dewetron (Measurement) ist zwischen Wechselrichter und Netzsimulator angeschlossen. Es werden die gleichen Simulatoren und Messgeräte verwendet wie bei den systematischen Tests, daher wird auf deren Nennung verzichtet. Die im Ergebniskapitel dargestellten Messungen der DC-Emissionen an auszugswisen Geräten wurden ohne Transformator zwischen Wechselrichter und Netzsimulator durchgeführt. Der Transformator wird jedoch für zukünftige Messungen empfohlen, da bei getakteten Netzsimulatoren nicht ausgeschlossen werden kann, dass diese auch DC-Emissionen verursachen, welche die des zu testenden Wechselrichters verstärken oder abschwächen können.

Die Messung erfolgt mit einer Abtastrate von 500 kHz. Zur Ermittlung der DC-Emissionen wurde der gemessene Strom mit einem Butterworth Filter sechster Ordnung und einer Grenzfrequenz von 5 Hz gefiltert [41]. Anschliessend wird der gefilterte Wert über einen Zeitintervall von 200 ms gemittelt (nach DIN VDE V 0124-100).

Um die DC-Emissionen bei unterschiedlichen Betriebspunkten zu messen, werden die Wechselrichter im Zuge eines Rampenprofils bei 10%, 50% und 100% der Nennleistung betrieben. Dazu werden die zuvor beschriebenen Modulkennlinien verwendet. Nach dem Hochfahren der Wechselrichter werden die ersten beiden Betriebspunkte für 5 min und der letzte Betriebspunkt für 45 gehalten (Unterscheidung Einzelereignisse vs periodische Ereignisse).

Für die Analyse wird der ermittelte DC-Strom und die gemessene Wechselrichterleistung verwendet.

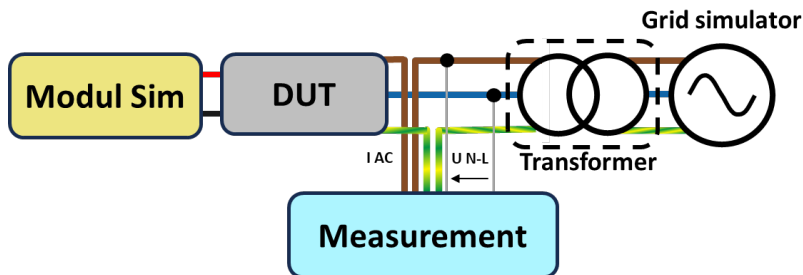


Abbildung 37: Testaufbau der Messung der DC-Emissionen

### *Berührung eines Gleichstromkabels und Funktionalität der RCMU*

In diesem Test wird analysiert wie sich Plug & Play Wechselrichter verhalten, wenn DC-seitig ein Erdschluss mit einem Körperwiderstand (1 kOhm) erfolgt und einen DC-Fehlerstrom hervorruft. Dazu wird der Wechselrichter AC-seitig mit dem Labornetz verbunden. Für die DC-Versorgung des Wechselrichters wird bei zwei verschiedenen Varianten getestet. In der ersten Variante wird der Wechselrichter mit einem linearen PV-Modulsimulator versorgt und in der zweiten Variante erfolgt die DC-Versorgung durch ein PV-Modul welches sich in einem Steady-State LED-Sonnensimulator befindetet. Gemessen wird AC-seitig die eingespeiste Leistung (Strom und Spannung), um zu erkennen, wenn sich der Wechselrichter vom Netz trennt oder interne AC-Relais öffnen. Auf der DC-Seite wird die MPP-Spannung der MPP-Strom und der Fehlerstrom gemessen.

Der Wechselrichter wird bei der Versorgung über den linearen Modulsimulator im MPP mit etwa 450 W versorgt. Im Kontext der Versorgung über das Modul im LED-Simulator, ist zu erwähnen, dass zum Zeitpunkt der Messdurchführung ein Netzteil für die LEDs im niedrigen Wellenlängenbereich (UV-Bereich) für andere Messungen benötigt wurde. Daher wird der Wechselrichter hier mit reduziertem Strom (1,5 A) und reduzierter Spannung (~35 -40V) versorgt. Vor den Anschluss des Körperwiderstandes wird gemessen, ob ein DC-Pol aufgrund der Wechselrichtertopologie ein geringeres Potenzial gegenüber Erde (PE) aufweist. Wird dies festgestellt, wird die Relaisbox und der Körperwiderstand an jenem mit höheren Erdpotenzial angeschlossen. Bei nicht feststellbarem Potenzialunterschied der Pole gegenüber Erde wird der Pluspol verwendet. Die Erde des Körperwiderstandes ist mit der Erde (PE) des Labornetzes verbunden. Es werden die gleichen Simulatoren und Messgeräte wie in den vorherigen Kapiteln verwendet, daher wird auf deren Nennung verzichtet.

Für die Messdurchführung wird gewartet, bis sich eine konstante Einspeiseleistung einstellt. Anschließend wird über die Relais der Körperwiderstand mit dem gewählten DC-Pol verbunden. Die Messdatenerfassung wird so eingestellt, dass die Messung bei einem Körperstrom von über 6 mA (iterativ festgelegt) gestartet wird (inkl. Pre-trigger Fenster von einer Sekunde). Die Messung wird pro DC-seitiger Versorgungsvariante und Wechselrichter einmal durchgeführt.

In der Auswertung der Messungen wird der maximal gemessene Fehlerstrom und dessen Charakteristik (pulsartig oder konstant) analysiert. Zusätzlich erfolgt die Analyse der Einspeiseleistung, um festzustellen, ob sich der Wechselrichter durch den simulierten Fehlerstrom vom Netz getrennt hat.

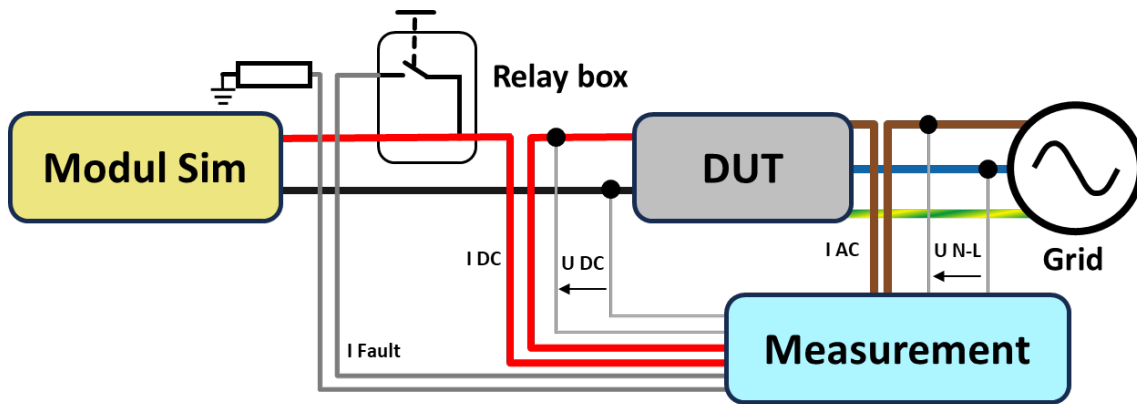


Abbildung 38: Testaufbau für den Test «Berührung eines Gleichstromkabels und Funktionalität der RCMU»



### 7.3.4. Sicherheitstests im Labor (Ergebnisse)

#### **Eintreten auf Fehlerszenarien/ Risiken**

##### *Risiko Nummer 2*

In vielen Ländern werden RCDs eingesetzt, die bei einer Auslösung den Neutralleiter nicht trennen. Solche Schutzgeräte können nur für Stromkreise, bei denen der Strom immer in die gleiche Richtung fließt, eingesetzt werden. Die Rückspeisung aus der Plug & Play PV-Anlage könnte dazu führen, dass die Abschaltzeit nicht eingehalten werden kann, resp. die Abschaltzeit würde einzig durch die Anti-Islanding Funktion des Wechselrichters wahrgenommen. Zusätzlich besteht die Gefahr der Zerstörung der Auslösespule am RCD, falls eine Rückspeisung stattfindet. In der Schweiz wurden nach Hausinstallationsvorschriften (HV) und den späteren NIN nie solche RCDs zugelassen, die den Neutralleiter nicht mittrennen.

##### *Risiko Nummer 5*

Adapter, Übergangsstecker und dergleichen sind nicht geeignet, um Plug & Play PV-Anlagen mit der Installation zu verbinden. Insbesondere dann, wenn z.B. an einem Mehrfachstecker gleichzeitig noch eine Last eingesteckt wird, kann der Mehrfachstecker überlastet werden. In den Herstellerangaben soll auf dies hingewiesen werden. Ebenfalls wird es in eine allfällig zu entwickelnde SNG übernommen werden.

##### *Risiko Nummer 6*

Die Notwendigkeit, einen RCD in die flexible Leitung zwischen Wechselrichter und der AC-Steckdose oder einen steckbaren RCD in der AC-Steckdose zu verwenden, ist ebenfalls untersucht worden. Die Norm für Wechselrichter IEC EN 62109-1 fordert eine im Wechselrichter eingebauten Komponente, die einen glatten DC-Fehlerstrom auf 6mA begrenzt. Damit wird der Wechselrichter automatisch tauglich für einen vorgeschalteten RCD Typ A, ohne dass die Gefahr besteht, dass dieser immunisiert werden kann. Wichtig dabei ist, dass die Plug & Play PV-Anlage nur einen Stecker zur Verbindung an das AC-Netz besitzt und nicht mehrere Einzelanlagen über Steckverbindungen ins Gebäude einspeisen. Die zwischenzeitlich entstandene Norm VDE 0126-95 in Deutschland, die erstmalig das gesamte Produkt normiert, bezieht sich ebenfalls auf die oben zitierte Wechselrichternorm und fordert, dass der Hersteller in seinen Unterlagen erwähnen muss welcher RCD vorhanden sein muss.

##### *Risiko Nummer 7*

Die Tatsache, dass die Plug & Play PV-Anlage in den meisten Fällen durch Laien angebracht wird und daher einerseits keine elektrischen Risiken bei der Montage und dem Anschluss, aber auch keine mechanischen Gefahren bei der Montage oder aufgrund nicht für die Umgebung geeigneter Montagesysteme (Schneelast, Wind, Korrosion) entstehen dürfen, sind die Hersteller gefordert, klare Anweisungen zu schreiben wie das Erzeugnis zu montieren ist. Auch müssen klare Anweisungen zu Pflege und Wartung gemacht werden, falls solche notwendig sind. Diese Anforderungen gehen ebenfalls grösstenteils aus der VDE 0126-95 hervor.

#### **Systematische Tests**

##### *Sicherheitstests*

Die Ergebnisse der Labormessungen werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt. Zwei Wechselrichter desselben Herstellers konnten nach dem Restspannungstest (WVC-300) und dem maximalen Berührungstemperaturtest (WVC-600) nicht neu gestartet werden. Die Wechselrichter zeigten über die LED-Anzeige Fehlerzustände an, waren jedoch über die App nicht erreichbar. Daher konnten nicht alle drei Tests an diesen beiden Wechselrichtern durchgeführt werden.



### Restspannung nach der Netztrennung

Die Ergebnisse des Restspannungstests sind in Abbildung 39 für die 25 getesteten Mikro-Wechselrichter bei Nennleistung und für fünf elektrische Verbrauchergeräte unter verschiedenen Lastbedingungen dargestellt. Die Dauer der gesamten Spannungsentladung reicht von hundert Millisekunden bis zu mehr als 12 Sekunden. Keine Messung ergab, dass ein Wechselrichter nach der Netztrennung eine konstante Wechselstromausgangsspannung von  $230 V_{RMS}$  aufrechterhält. Von den getesteten Wechselrichtern erfüllen 14 (56 %) die Restspannungsgrenze der E DIN VDE V 0126-95:2024-6, während die anderen 11 Wechselrichter die Grenze bei mindestens einer Messung überschreiten. Zwei Wechselrichter (DS3-S und EZ1-M) weisen eine Messung ausserhalb des Grenzwerts auf, was einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 2,5 % bzw. 2,3 % entspricht. Weitere sieben Wechselrichter haben Entladezeiten unter und über dem Grenzwert von 1 s, wobei 39,5% bis 95,7% der Werte über dem Grenzwert liegen. Alle Messungen der dreiphasigen Wechselrichter (YC1000-EU und HMT-2000) überschreiten den Grenzwert, obwohl die Entladezeiten um mehr als das Vierfache voneinander abweichen. Die Kategorisierung der Wechselrichter nach ihrer Leistung (A:  $\leq 600$  VA, B:  $\leq 800$  VA &  $> 600$  VA und C:  $> 800$  VA)<sup>8</sup> zeigt, dass 44 % der Wechselrichter der Kategorie A (n=16), 20 % der Wechselrichter der Kategorie B (n=5) und 75 % der Wechselrichter der Kategorie C (n=4) den Grenzwert überschreiten. Die Kategorisierung nach Wechselrichterherstellern hat nur geringe Auswirkungen auf die Ergebnisse, da 40 % (A), 20 % (B) und 67 % (C) mindestens eines Wechselrichters eines Herstellers Entladezeiten von mehr als 1 s aufweisen.

Aufgrund der unterschiedlichen Grundgesamtheit der Kategorien sind die zuvor genannten relativen Werte mit Vorsicht zu verwenden, da eine Veränderung in einer kleineren Grundgesamtheit eine höhere relative Wertveränderung verursacht als in einer grösseren Grundgesamtheit. Auf der Grundlage des analysierten Wechselrichtersatzes lässt sich kein Zusammenhang zwischen der Wechselrichterleistung und der Anzahl der Grenzwerte überschreitenden Wechselrichter feststellen. Folglich konnte kein steigendes Restspannungsrisiko mit steigender Wechselrichterleistung (Wechselrichter über 800 VA ausgenommen) festgestellt werden.

Die Ergebnisse der Restspannungstests für die fünf elektrischen Haushaltsgeräte zeigen, dass ein Gerät bei mindestens einer Messung den Grenzwert überschreitet. Darüber hinaus lassen sich ähnliche Zeitbereiche für die konformen Plug & Play-Wechselrichter und die konformen elektrischen Geräte beobachten.

---

<sup>8</sup> Der Wechselrichter EZ1-M ist in Kategorie B eingestuft, obwohl er auf 600 VA reduziert ist.

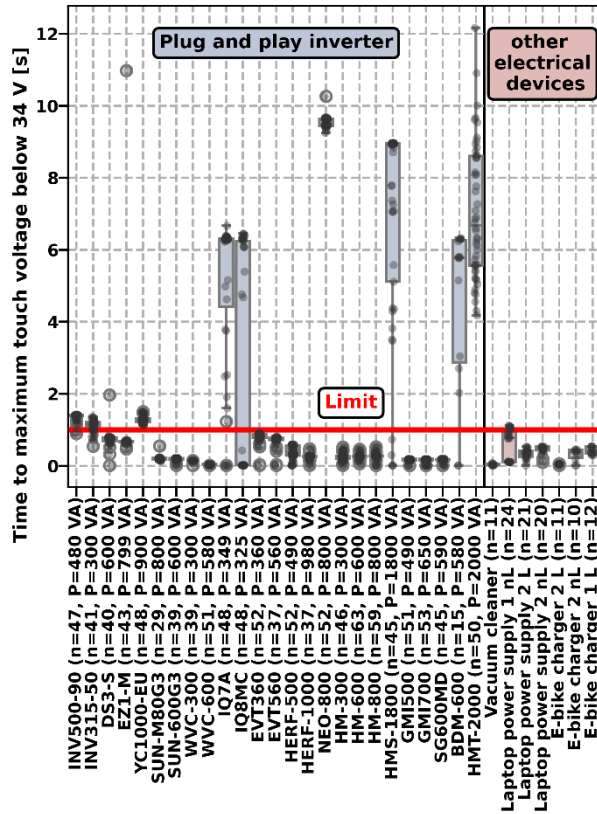


Abbildung 39: Ergebnisse der Restspannungsprüfung (Zeit bis die maximale Berührungsspannung unter 34 V liegt) für Plug & Play-Wechselrichter und andere typische elektrische Geräte. (nL = ohne Last; L = mit Last). Die rote „Grenzwert“-Linie ist der Restspannungsgrenzwert gemäss E DIN VDE V 0126-95:2024-6.

Aufgrund der unterschiedlichen Entladezeiten bestimmter Wechselrichter zeigt Abbildung 40 den Zusammenhang zwischen der Zeit, die benötigt wird, bis die maximale Berührungsspannung unter 34 V fällt, und der Spannung zum Zeitpunkt der Netztrennung. Aufgrund der hohen Streuung der Entladezeiten werden die Werte normalisiert. Während bestimmte Wechselrichter (EVT360, BDM-600, IQ7A) eine klare Abhängigkeit der Entladezeit von der Abschaltspannung (d. h. dem Phasenwinkel) aufweisen, lässt sich für die Mehrheit der getesteten Wechselrichter aus der Abbildung keine konsistente Korrelation ableiten. Zwei Faktoren beeinflussen die grafische Analyse. Erstens (1) könnten Wechselrichter mit sehr konstanten Entladezeiten (z. B. HM-800, WVC-300 und YC1000-EU) über einen speziellen Entladekreis für z.B. nicht trennbare Kondensatoren verfügen, der nicht bei allen Geräten auf die 1-Sekunden-Grenze abgestimmt ist. Dies kann, als Nachteil des Black-Box-Ansatzes, ohne Informationen vom Hersteller oder durch Analyse der internen Schaltung nicht eindeutig festgestellt werden. Zweitens (2) wurde festgestellt, dass die definierte Bedingung für den Trennzeitpunkt nicht geeignet ist, um bei jeder Messung die Spannung am korrekten Trennzeitpunkt genau zu ermitteln. Dies ist ein marginales Problem für die Berechnung der Restspannungszeit mit einem maximalen Fehler von 10 ms, aber suboptimal für die Analyse der Trennschaltung. Ein Beweis für die Inkonsistenz bei der Ermittlung der Trennschaltung ist das Vorhandensein von Datenpunkten bei Spannungen über 325 V (Spitze der 230 V<sub>RMS</sub> Sinuswelle), bei denen es sich um Überspannungswerte nach der Netztrennung handelt.

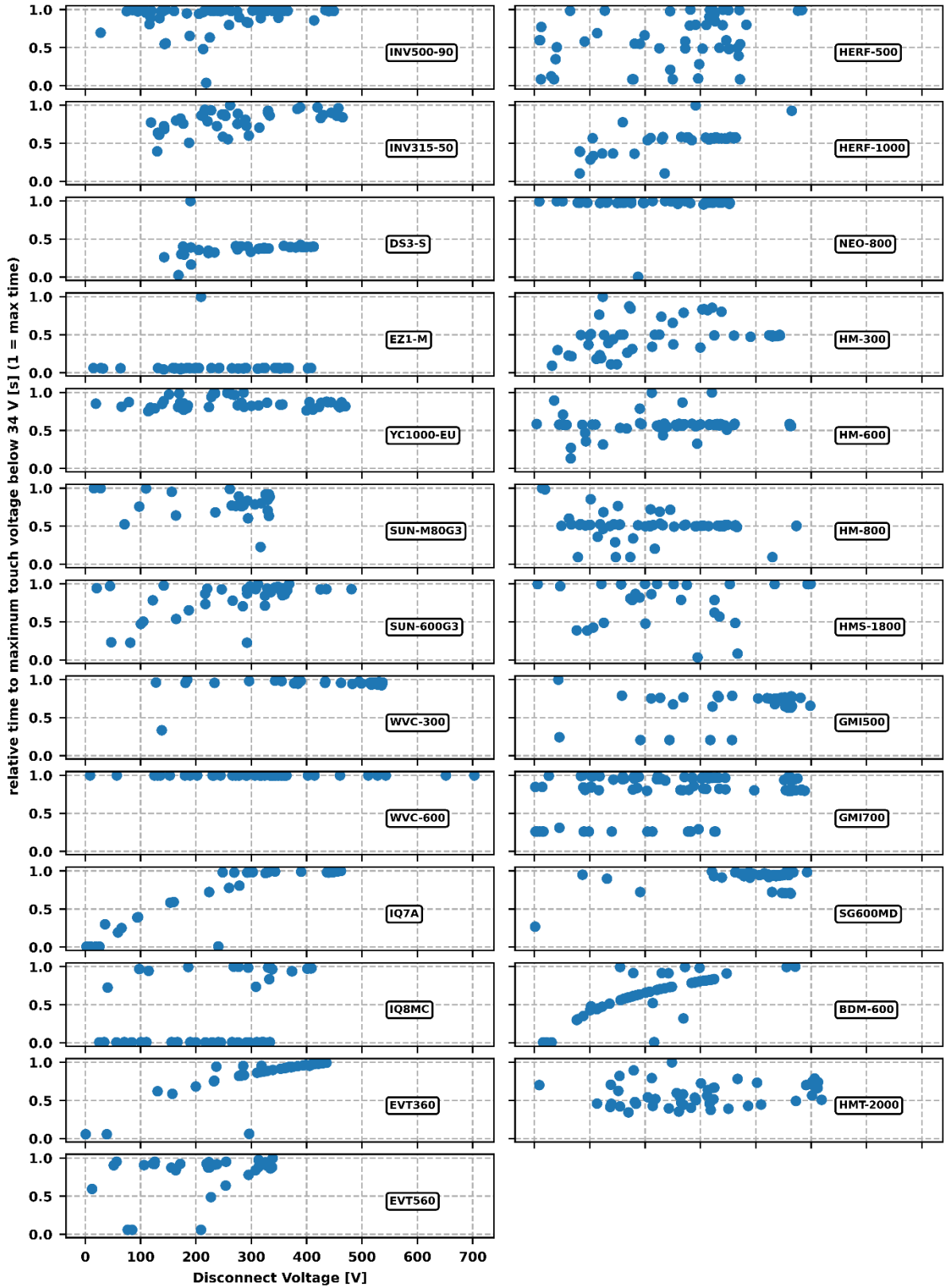




Abbildung 40: Abhängigkeit der Trennspannung und der Entladezeit für jeden Wechselrichter

Da kein Wechselrichter nach dem Trennen der Verbindung eine stabile  $230\text{ V}_{\text{RMS}}$  Wechselstromausgangsspannung aufrechterhalten konnte und bei den meisten Messungen eine typische Entladungsspannungskurve beobachtet wurde, wurden der Widerstand und die Kapazität zwischen L und N im ausgesteckten Zustand mit einem Philips PM6304 RCL-Messgerät bewertet. Es ist zu beachten, dass die gemessene Kapazität nicht direkt der zwischen L und N in den Geräten installierten X-Kapazität entspricht, da aus EMV-Gründen zusätzliche Y-Kapazitäten zur Erde (PE) vorhanden sein können, die die Gesamtmesswerte beeinflussen können. Unter der Annahme, dass die Y-Kapazitäten zwei Größenordnungen kleiner sind als die X-Kapazität, wird ihr Einfluss auf die Messung jedoch als vernachlässigbar angesehen.

Tabelle 16 zeigt die Ergebnisse dieser Messung mit dem Anteil der Messungen, die den Grenzwert im Restspannungstest überschreiten. Wechselrichter, die sich durch eine messbare Kapazität und einen nicht messbaren Widerstand auszeichnen, überschreiten aufgrund der verlängerten Entladungsdauer der Kapazität in allen bzw. den meisten Restspannungsmessungen den 1 s-Grenzwert. Daher wirkt der gemessene Widerstand im grenzwertkonformen Wechselrichter als Entladungswiderstand für die Kapazität. Der Grund für die langen Entladezeiten der beiden Enphase®-Wechselrichter mit niedrigen Widerstandswerten ist höchstwahrscheinlich das Fehlen des Q-Relais, das das NA-Relais enthält. Obwohl die Wechselrichter (DS3-S und EZ1-M) keinen messbaren Widerstand aufweisen, überschreitet jeweils eine Messung den Grenzwert. Dies deutet darauf hin, dass die Kapazität niedrig genug ist, um in fast allen Messungen eine Entladezeit bis 34 V zu gewährleisten. Die beiden überschrittenen Entladezeiten, die mehr als doppelt so lang sind als die übrigen Restspannungszeiten sind (siehe Abbildung 39), zeigen, dass unter bestimmten Bedingungen (z. B. Phasenzeitabhängigkeit) längere Entladezeiten möglich sind, wenn auch mit geringer Wahrscheinlichkeit. Im Gegensatz zu der zuvor genannten Erkenntnis überschreiten bei den beiden Wechselrichtern INV500-90 und INV315-50 mehr als 50 % der Messungen den Grenzwert, obwohl sich ihr Widerstand um den Faktor 10 unterscheidet. Sowohl der Widerstand als auch die Kapazität des INV500-90 liegen im Bereich der Wechselrichter, die den Grenzwert einhalten. Aufgrund des Black-Box-Ansatzes können keine anderen Gründe als das wechselrichter- oder herstellerspezifische Verhalten angegeben werden.



Tabelle 16: Widerstand und Kapazität zwischen L und N für alle getesteten Wechselrichter mit Anteil der Werte, die den Grenzwert für die Restspannung überschreiten. Gemessen im ausgesteckten Zustand (OL = open Load, kein Wert messbar)

Wechselrichter	R <sub>L-N</sub> [kOhm]	C <sub>L-N</sub> [nF]	Anteil der Werte, die den VDE-Grenzwert überschreiten
INV500-90	140	380	95,7
INV315-50	1300	416	73,2
DS3-S	OL	98	2,5
EZ1-M	OL	100	2,3
YC1000-EU	OL	400	100
SUN-M80G3	900	90	-
SUN600G3	950	89	-
WVC-300	OL	OL	-
WVC-600	OL	OL	-
IQ7A	120	924	89,6 %
IQ8MC	55	980	39,6
EVT360	810	587	-
EVT560	712	487	-
HERF-500	198	433	-
HERF-1000	194	440	-
NEO-800	OL	1455	100 %
HM-300	200	435	-
HM-600	196	424	-
HM-800	197	438	-
HMS-1800	OL	1100	88,9 %
GMI500	OL	OL	-
GMI700	OL	OL	-
SG600MD	OL	OL	-
BDM-600	OL	1800	86,7
HMT-2000	OL	1872	100

Einige der Wechselrichter der Kategorie A (<= 600 VA) haben Leistungswerte, die nahe bei 50 % der Kategoriegrenze liegen, sodass zwei Wechselrichter für ein Plug & Play-System verwendet werden



könnten. Abbildung 41 zeigt die Ergebnisse von Restspannungstests, bei denen zwei Wechselrichter parallel am Netz betrieben wurden, im Vergleich zu den Ergebnissen der Tests mit einem einzelnen Wechselrichter. Zwei der drei getesteten Wechselrichter zeigen keinen Unterschied zwischen Einzel- und Parallelbetrieb. Dies lässt sich mit der Zeitkonstante eines R-C-Kreises erklären, da Abbildung 42 zeigt, dass der Spannungsabfall auf eine Kondensatorentladung hindeutet, wobei zusätzlich ein Entladungswiderstand angenommen wird, um anhaltende Restspannungen zu beseitigen. Wenn zwei R-C-Kreise mit gleichen Widerstands- und Kapazitätswerten parallel geschaltet werden, halbiert sich der Gesamtwiderstand und die Kapazität verdoppelt sich, was zu derselben Zeitkonstante wie bei einem einzelnen R-C-Kreis führt. Im Gegensatz dazu verdoppelt sich die Zeit der beiden Wechselrichter INV315-50 im Vergleich zum Einzelbetrieb. Dieses Verhalten lässt sich nicht erklären und scheint ein wechselrichterspezifisches Verhalten zu sein. Dieser beispielhafte Test zeigt, dass der Restspannungstest auf das gesamte System angewendet werden sollte, wenn es mit mehr als einem Wechselrichter aufgebaut ist, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

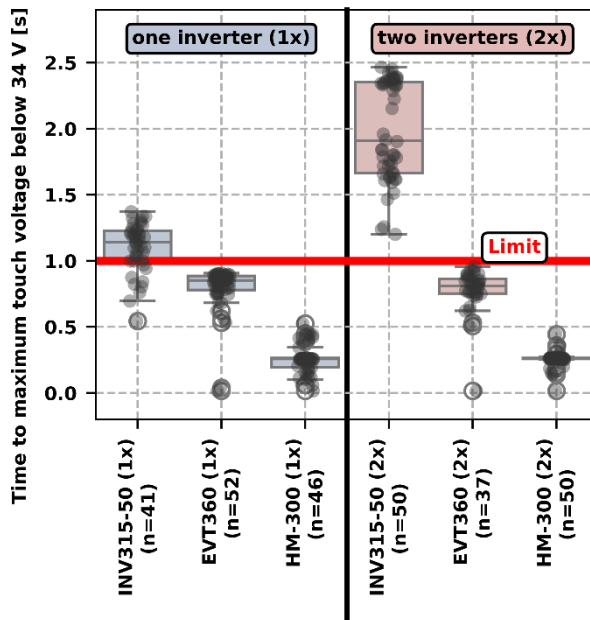


Abbildung 41: Restspannungsverhalten, wenn zwei Plug & Play-Wechselrichter parallel zum Netz betrieben und getrennt werden (rechte Hälfte der Abbildung mit der Kennzeichnung (2x)), im Vergleich zu einem einzelnen getrennten Zustand (linke Hälfte der Abbildung mit der Kennzeichnung (1x)). Die rote „Grenzwert“-Linie ist der Restspannungsgrenzwert der E DIN VDE V 0126-95:2024-6.

Die beispielhafte Messung in Abbildung 42 zeigt, welcher Körperstrom fließen würde, wenn die T13-Steckerstife von L und N 1 s nach dem Herausziehen berührt werden. Für diese Messung wurde ein Widerstand mit 1 kOhm verwendet. Wenn beide Stifte berührt werden, wird eine geladene Energie von etwa 52 mJ über 3,2 ms mit einem Spitzenstrom von 465 mA entladen. Da nur ein einziger Test durchgeführt wurde, kann in diesem Zusammenhang keine endgültige Schlussfolgerung gezogen werden. Eine zukünftige Analyse dieses Aspekts, bei der Berührungskombinationen und Strompfade unter Einbeziehung von Sekundäreffekten bewertet werden, könnte jedoch Aufschluss darüber geben, ob zusätzlich zum Spannungsgrenzwert ein zeitabhängiger Ladungsgrenzwert eingeführt werden könnte.

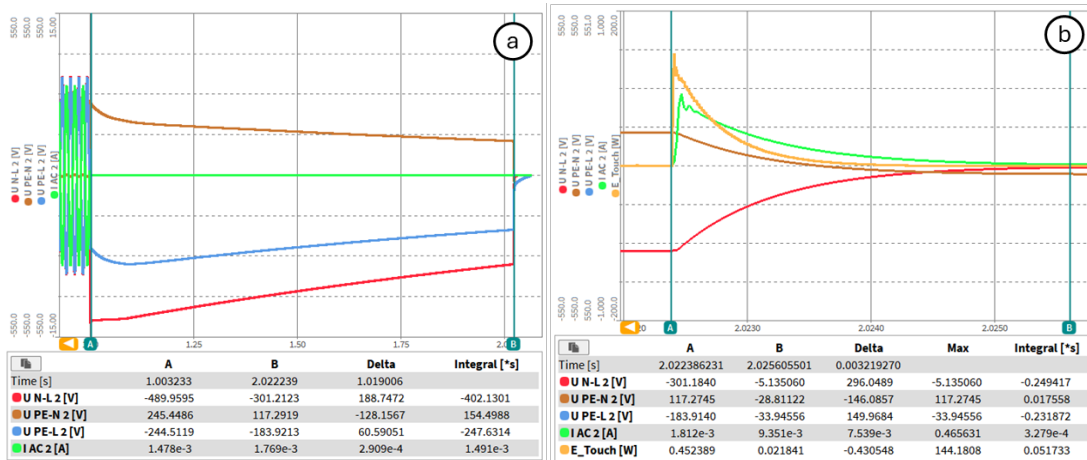


Abbildung 42: Messergebnisse (HMS-1800), wenn L und N nach 1 s nach dem Herausziehen des Steckers an einen Körperwiderstand von 1 kOhm angeschlossen sind (a). Details zu Berührungstrom und Energie sind in (b) dargestellt.

Da 44 % der getesteten Wechselrichter den vorgeschlagenen Grenzwert der E DIN VDE V 0126-95:2024-6 bei mindestens einer Messung überschreiten, wird weiter analysiert, ob ein Sicherheitsadapter verwendet werden könnte, um die Norm zu erfüllen. Die Grundfunktion eines Sicherheitsadapters besteht darin, nach 1 s einen normkonformen Restspannungswert sicherzustellen und im ausgesteckten Zustand Berührungssicherheit zu gewährleisten. Dies könnte mit einem zweipoligen Relais realisiert werden, das den Phasen- und Neutralleiter des Wechselrichters vom Netzstecker trennt, sodass an den Steckerstiften keine Spannung anliegt. Eine weitere Realisierung des Sicherheitsadapters könnte einen mechanischen Berührungsschutzmechanismus in Kombination mit einem Entladewiderstand verwenden, der nach der Netzfreischaltung zwischen Phase und Neutralleiter geschaltet wird, um alle Kondensatoren zu entladen und somit konforme Restspannungspegel zu erreichen. Aufgrund der Neuheit dieser Sicherheitsanwendung ist davon auszugehen, dass weitere Umsetzungskonzepte für die erforderliche Sicherheitsfunktion entwickelt werden und die oben genannten Umsetzungsvarianten als Beispiele dienen. Die oben aufgeführten möglichen Realisierungen wurden zusammengestellt, ohne zu prüfen, ob diese Ideen patentrechtlich geschützt sind. Für die Analyse wird ein beispielhafter Test an einem Wechselrichter (HMS-1800) durchgeführt. Als Beispiel für einen Sicherheitsadapter wird ein SEP 1.16-Adapter[42] der Firma „Seplugs“ verwendet. Dieser Adapter nutzt die zuletzt beschriebene Methode zur Verringerung der Restspannung. Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse der Restspannungstests ohne und mit Sicherheitsadapter. Mit dem Sicherheitsadapter erfüllt der getestete Wechselrichter die Restspannungsgrenze. Dies untermauert die zuvor getroffene Schlussfolgerung, dass das System in seiner Gesamtheit bewertet werden sollte, anstatt nur den Wechselrichter zu testen. Plug & Play-Wechselrichter, die ohne zusätzliche Systemkomponenten auf der Wechselstromseite die Grenzwerte überschreiten, können mit einem Sicherheitsadapter zu einem konformen System kombiniert werden. Darüber hinaus kann der Wechselrichterhersteller bei einer Produktüberarbeitung in Betracht ziehen, die Sicherheitsfunktion eines Sicherheitsadapters in die interne Schaltung zu integrieren.

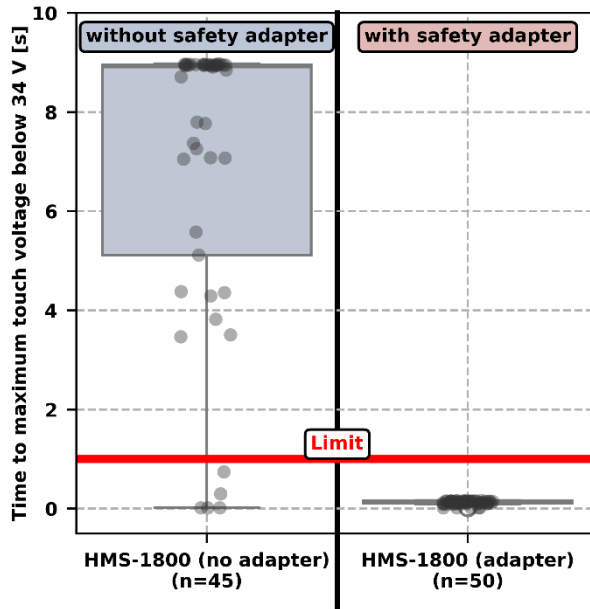


Abbildung 43: Restspannungsverhalten des Wechselrichters HMS-1600 mit und ohne Sicherheitsadapter. Die rote Linie „Limit“ ist der Restspannungsgrenzwert der E DIN VDE V 0126-95:2024-6.

Basierend auf den Ergebnissen der Restspannungsprüfung kann die Einhaltung des Restspannungsgrenzwertes gemäss E DIN VDE V 0126-95:2024-6 mit verschiedenen Systemkonfigurationen erreicht werden. Abbildung 44 zeigt drei Beispiele für Systemkonfigurationen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. In der ersten Konfiguration (a) sind keine zusätzlichen Komponenten erforderlich, da der Wechselrichter die Anforderungen erfüllt. In den beiden anderen Konfigurationen sind zusätzliche Komponenten erforderlich. Die zweite Konfiguration verwendet einen Sicherheitsadapter mit einer Restspannungssicherheitsfunktion (SF). In der dritten Konfiguration wird die Sicherheitsfunktion vom Wechselrichterhersteller (dargestellt durch die Nähe der Funktion zum Wechselrichter) durch zusätzliche Hardware oder eine funktionale Sicherheitsfunktion im vorhandenen Wechselrichter bereitgestellt.

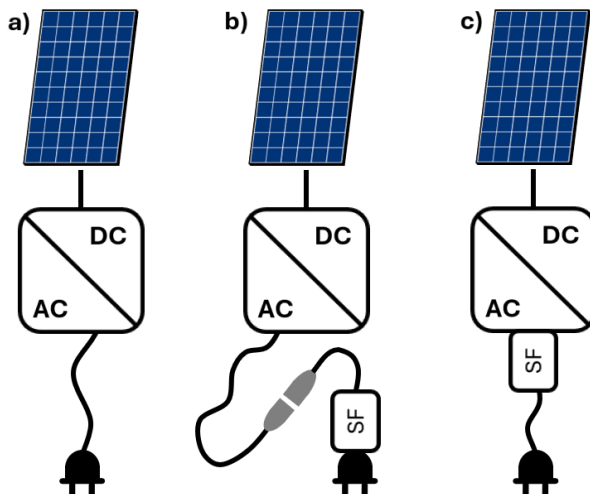




Abbildung 44: Versionen konformer Systemkonfigurationen im Zusammenhang mit dem Restspannungsverhalten. (SF = Sicherheitsfunktion). Beispiele ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

Da die Restspannungen in den Messungen nach dem Herausziehen des Steckers immer abnahmen, jedoch über unterschiedliche Zeiträume, könnte ein mechanischer Berührungsschutz als grundlegender Schutz verwendet werden, um eine direkte Berührung der Stifte nach dem Herausziehen zu verhindern, wie in Abbildung 45 dargestellt. Inwieweit eine solche Lösung ohne weitere Sicherheitsmechanismen eine ausreichende Sicherheitsfunktion bietet, z.B. nur bis zu einer bestimmten Restspannungszeit, muss in einer zukünftigen Bewertung evaluiert und diskutiert werden.

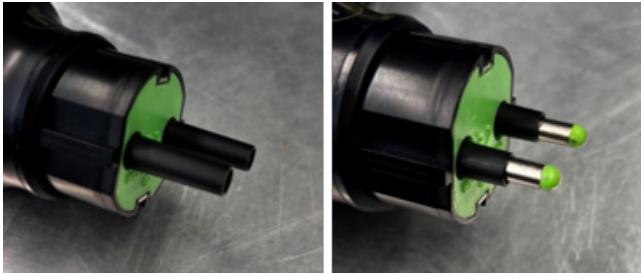


Abbildung 45: Beispiel für einen Berührungsschutz am verwendeten SEP 1.16-Adapter, der die Steckerstifte im ausgesteckten Zustand abdeckt.

Basierend auf dem getesteten Wechselrichter NEO-800, der über das Konformitätszertifikat der VDE-AR-N 4105[43] und ein Zertifikat für den Netz- und Systemschutz [44] verfügt, kann beispielhaft festgestellt werden, dass diese Konformitäten kein konformes Restspannungsverhalten im Hinblick auf die Personensicherheit gewährleisten. Das Netz- und Systemschutzrelais kann zwar das Restspannungsverhalten durch galvanische Trennung von Kondensatoren reduzieren, aber die Konformitätsbedingung der Anti-Islanding-Prüfung gemäss IEC 62116[45] (vorgeschrieben in VDE-AR-N 4105[46] ) ist mit 2 s zu lang und wird im Zusammenhang mit der Restspannung nicht bewertet. Die deutsche Netzregelung VDE-AR-N 4105 erlaubt sogar eine längere Einhaltungsbewingung von bis zu 9 s. Dies unterstreicht einmal mehr die Notwendigkeit einer Norm für Plug & Play-PV-Wechselrichter und -Systeme.

Bei der visuellen Überprüfung der angewandten Bedingung für den Zeitpunkt der Netztrennung wurde das in Abbildung 46 dargestellte Verhalten festgestellt. Bei den 52 an diesem Wechselrichter durchgeführten Messungen wurde dieses Verhalten nur ein einziges Mal beobachtet. Der Wechselrichter beginnt 5 ms nach dem Herausziehen des Netzsteckers, eine 50-Hz-Spannung von ca.  $173 V_{RMS}$  ( $0,75 V_N$ ) am Wechselstromausgang zu erzeugen. Dieses Verhalten ist höchstwahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass der Wechselrichter davon ausgeht, dass ein Netzfehler aufgetreten ist und er sich während des Fault-Ride-Through-Zeitraums nicht vom Netz trennen darf. Die Spannungsabgabe dauert 3 s, bis das NA-Relais den Wechselrichter aufgrund der in VDE-AR-N 4105[46] vorgeschriebenen Spannungsabfallschutzzeit ( $<0,8 V_N$  für 3 s) vom Netz trennt. Ein solches Verhalten entspricht der VDE-AR-N 4105, da die Inselbildungserkennung und die Netzfreischaltung im Rahmen dynamischer Netzstützungsmassnahmen innerhalb von 9 s (normalerweise 2 s) erfolgen müssen. Bei dem zuvor erwähnten Sicherheitsadapter könnte es schwierig sein, ein solches Verhalten im Zusammenhang mit dem Restspannungsverhalten von einem normalen Netzzustand zu unterscheiden. Einerseits könnte argumentiert werden, dass, wenn der Sicherheitsadapter einen Berührungsschutz aufrechterhält, obwohl die Entladefunktion nicht aktiviert ist, aufgrund der Berührungssicherheit dennoch eine zusätzliche Sicherheitsebene vorhanden ist. Andererseits sollte diskutiert werden, ob Plug &



Play-Wechselrichter angesichts der geringen Systemleistung keine Fault-Ride-Through-Funktion aufweisen müssen. Das letztere Argument würde zu einem separaten Netzprofil mit reduzierten Anforderungen für Plug & Play-Wechselrichter führen. Da Plug & Play-Wechselrichter auch in grösseren PV-Anlagen eingesetzt werden können, müsste der Inverkehrbringer sicherstellen, dass der Plug & Play-Wechselrichter mit dem richtigen Netzprofil konfiguriert ist.

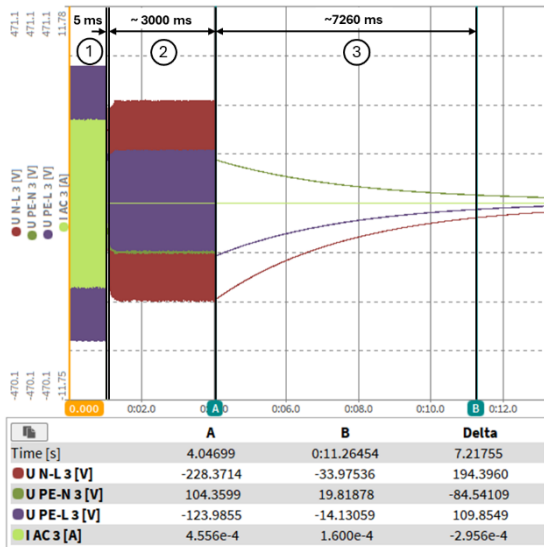


Abbildung 46: Messergebnisse eines Wechselrichters (NEO-800) nach dem Herausziehen des Steckers (1) mit Inselbildung und Fehlerüberbrückungsverhalten (2). Das Schnittstellenschutzrelais stoppt dieses Verhalten nach 3 s und die normale Entladephase beginnt (3). Dieses Verhalten wurde bei einer der 52 Restspannungsmessungen an diesem Wechselrichter beobachtet.

### Maximale Berührungstemperatur

Die maximal gemessenen Temperaturen des Tests zur maximalen Berührungstemperatur sind in Tabelle 17 dargestellt. Die maximal gemessenen Berührungstemperaturen reichen von 43,40 °C bis 80,33 °C. Von den 24 getesteten Wechselrichtern erfüllen 18 (75 %) die Temperaturgrenzwerte der IEC 62109-1. Da die Berührungstemperatur von der Umgebungstemperatur abhängt, sind in Tabelle 17 auch die errechneten, maximalen Umgebungstemperaturwerte für die Einhaltung der IEC 62109-1 angegeben. Diese Werte reichen von 13,80 °C bis 50,48 °C. Bei einer angenommenen Umgebungstemperatur von 35 °C erfüllen 11 der 24 Wechselrichter (46 %) die Temperaturgrenzwerte nicht.



Tabelle 17: Maximal gemessene Temperaturen des Tests zur maximalen Berührungstemperatur, Überprüfung der Konformität mit IEC 62109-1 und maximale Umgebungstemperatur zur Einhaltung der genannten Norm für jeden getesteten Wechselrichter.

Wechselrichter	Testdauer [hh:mm:ss]	Tmax [°C]	Zeitstempel von Tmax [hh:mm:ss]	Konformität mit IEC 62109-1	$\Delta T_{max}$ (Tmax-Tamb) [°C]	Max. Tamb für die Einhaltung von IEC 62109-1 [°C]
HM-300	07:15:00	43,40	06:54:20	ja	19,52	50,48
IQ8MC	07:15:00	49,09	07:06:00	ja	26,43	68,57
INV500-90	07:15:00	49,11	07:01:50	ja	25,41	44,59
INV315-50	07:15:00	49,37	04:21:00	ja	27,27	42,73
DS3-S	07:15:00	50,31	04:05:40	ja	27,14	42,86
HM-600	07:15:00	50,53	06:56:20	ja	27,89	42,11
EVT360	07:15:00	51,70	06:16:10	ja	27,71	42,29
IQ7A	07:15:00	53,06	02:32:10	ja	28,82	66,18
SUN-600G3	07:15:00	53,39	07:01:20	ja	29,70	40,30
NEO-800	07:15:00	55,96	02:54:50	ja	33,59	36,41
EVT560	07:15:00	56,58	02:52:00	ja	33,99	36,01
HERF-500	07:15:00	56,90	03:31:10	ja	32,97	37,03
BDM-600	07:15:00	57,90	07:00:50	ja	33,86	36,14
HM-800	07:15:00	58,30	06:54:40	ja	35,65	34,35
EZ1-M	07:15:00	61,99	04:49:40	ja	38,79	31,21
SUN-M80G3	07:15:00	62,39	04:55:50	ja	39,38	30,62
HERF-1000	07:15:00	63,80	03:24:00	ja	40,74	29,26
SG600MD	07:15:00	65,76	07:00:50	ja	41,55	28,45
WVC-600	04:08:20	70,08	03:38:20	nein	45,84	24,16
HMS-1800	07:15:00	73,45	05:15:50	nein	49,17	20,83
GMI700	07:15:00	76,58	00:40:30	nein	52,50	17,50
YC1000-EU	07:15:00	77,07	06:05:00	nein	51,94	18,06
GMI500	07:15:00	77,63	06:07:20	nein	52,91	17,09
HMT-2000	07:15:00	80,33	06:56:40	nein	56,20	13,80

Abbildung 47 zeigt die Temperatur- (Vorder- und Rückseite sowie Umgebung) und die Leistungskurven (dargestellt als relative Leistung) der gemessenen Wechselrichter während der Testdauer. Die meisten der bewerteten Wechselrichter zeigten ein stabiles thermisches Verhalten. In diesen Fällen



lag die Temperatur an der Vorderseite über der Temperatur an der Rückseite, da die Kühlrippen auf der Vorderseite angebracht sind. Mehrere Wechselrichter, wie beispielsweise der IQ7A, der IQ8MC und der INV500-90, weisen moderate Oberflächentemperaturen auf und liefern eine konstante Leistungsabgabe, was auf ein effizientes Wärmemanagement hindeutet. Im Gegensatz dazu zeigten bestimmte Modelle – insbesondere der GMI500, der GMI700 und der SG600MD – erhebliche zyklische Schwankungen sowohl bei der Temperatur als auch bei der relativen Leistung. Dieses Muster deutet auf aktives thermisches Derating hin, das wahrscheinlich durch interne Temperaturgrenzen ausgelöst wird. Darüber hinaus zeigte der Wechselrichter WVC-600 einen frühen Leistungsabfall, der möglicherweise auf eine Schutzabschaltung zurückzuführen ist. Diese Beobachtungen machen deutlich, dass zwar viele Wechselrichter unter thermischer Belastung zuverlässig arbeiten, einige Geräte jedoch Einschränkungen aufgrund von unzureichenden Kühlmöglichkeiten aufweisen. Aus Sicht der Systemleistung würde dieses thermische Derating-Verhalten zu einer Verringerung des Systemertrags führen.

Die beiden Wechselrichter INV315-50 und YC1000-EU zeigen einen Leistungsanstieg, wenn die Einstrahlungsprofile die 1500 W/m<sup>2</sup>-Testphase erreichen (siehe Abbildung 47). Da der INV315-50 in der ersten Testphase nie die Nennleistung erreicht, kann davon ausgegangen werden, dass die in der 1000 W/m<sup>2</sup>-Phase gelieferte Gleichstromleistung nicht ausreicht, damit der Wechselrichter die Nennleistung erreicht. Der Wechselrichter YC1000-EU, der in der ersten Phase die Nennleistung erreichte, erhöhte die Ausgangsleistung auf einen stabilen Wert und hielt diesen bis zum Ende der Messung. Dies zeigt, dass der maximale Spitzenleistungswert im Datenblatt nicht nur für einen kurzen Zeitraum, sondern über einen gesamten Messzeitraum konstant gehalten werden kann. Bei einer Systemkonfiguration mit einer im Vergleich zur Wechselstromleistung beträchtlich höheren Modulleistung (d. h. Überpaneling) konnten bei den anderen Wechselrichtern keine Temperaturanstiege beobachtet werden.

Der Grund, warum Mikro-Wechselrichter mit gültigen IEC 62109-1-Zertifikaten (z. B. SUN-M80G3) in einer Konfiguration mit ausreichender verfügbarer Gleichstromleistung und bei bestimmten Umgebungstemperaturen dennoch die Berührungstemperaturgrenze überschreiten, liegt höchstwahrscheinlich an der besonderen Montagesituation im Zertifizierungstest. Die übliche Montagesituation für die meisten Systeme, die nicht ausschliesslich für Plug & Play-Systeme ausgelegt sind, ist hinter dem Modul. Daher sind während des Betriebs keine Wechselrichteroberflächen zugänglich, und hohe Temperaturen sind nur für die Lebensdauer der Komponenten von Bedeutung, nicht jedoch für die Sicherheit. Weiters sind die Temperaturen der Norm dort anzuwenden, wo die Wechselrichterteile während des Betriebs berührbar sind, was bei Mikro-Wechselrichtern bei Aufdachanlagen nicht der Fall ist. Dieser Aspekt sollte in zukünftigen Sicherheitsnormen/-richtlinien für Plug & Play-PV-Anlagen berücksichtigt werden.

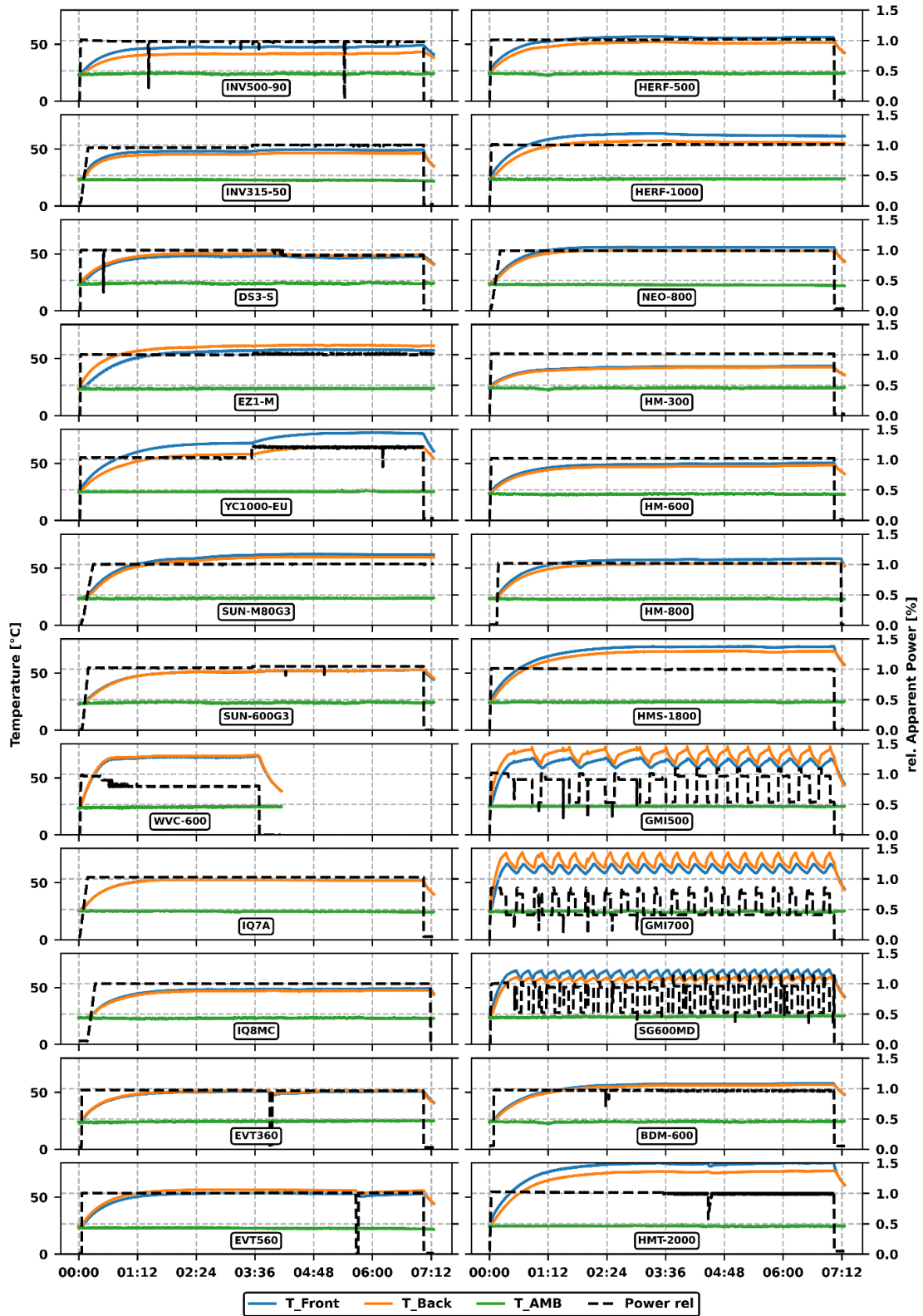


Abbildung 47: Gemessene Temperaturen (an der Vorder- und Rückseite des Wechselrichters), Umgebungstemperatur und relative Leistung (gemessene Scheinleistung geteilt durch die Nennscheinleistung) während des



Tests zur maximalen Berührungstemperatur. Die Vorderseite der Temperaturmessung ist definiert als die Oberfläche des Wechselrichters, die in der Tiefe am weitesten vom Befestigungspunkt entfernt ist.

Abbildung 48 zeigt die Korrelation zwischen dem maximalen leistungsabhängigen Temperaturanstieg (maximale Berührungstemperatur minus Umgebungstemperatur) und der Leistungsdichte der getesteten Wechselrichter, wobei eine positive Korrelation zu beobachten ist. Wechselrichter mit einer geringeren Leistung (z. B. in Kategorie A) haben eine geringere Leistungsdichte und damit einen geringeren leistungsabhängigen Temperaturanstieg. Die Streuung der Datenpunkte wird dadurch beeinflusst, dass die Leistungsdichte mit den Abmessungen aus dem Datenblatt berechnet wurde, die die Abmessungen der Befestigungspunkte enthalten können oder nicht enthalten. Weitere Einflussfaktoren sind der Wirkungsgrad des Wechselrichters und die Wärmeübertragungsfläche (d.h. Kühlrippenfläche). Mit Ausnahme der beiden Ausreisser der Kategorie A zeigt die Abbildung, dass es hinsichtlich der maximalen Berührungstemperatur besser ist, zwei oder mehrere kleinere Wechselrichter mit geringerer Leistungsdichte zu verwenden als einen Wechselrichter mit höherer Leistungsdichte. Dies würde nicht nur das Risiko erhöhter Kontakttemperaturen verringern, sondern könnte auch die Lebensdauer der Wechselrichter verlängern, da die Alterung von Bauteilen (z. B. Kondensatoren, Relais) temperaturabhängig ist.

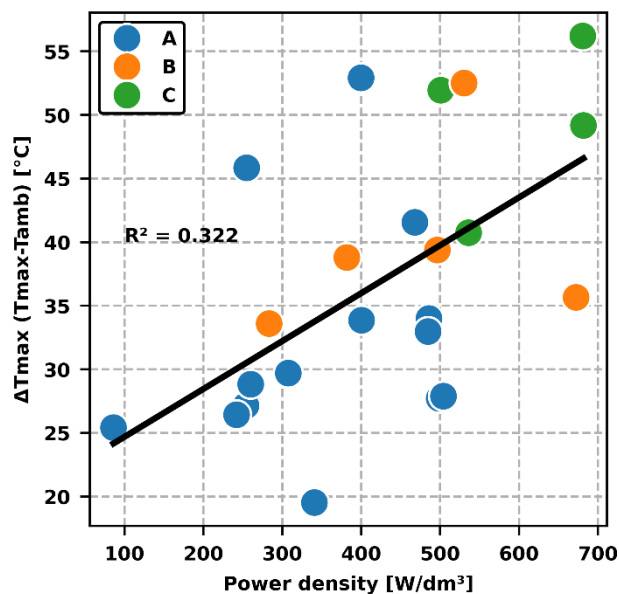


Abbildung 48: Korrelation zwischen der maximalen Temperaturdifferenz (maximale Berührungstemperatur minus Umgebungstemperatur) und der Leistungsdichte (Nennleistung des Wechselrichters/Datenblattvolumen). Die Kategorien A, B und C sind die zuvor genannten Leistungskategorien (A:  $\leq 600$  VA, B:  $\leq 800$  VA &  $> 600$  VA und C:  $> 800$  VA).

#### Begrenzung des Einspeisestroms bei niedriger Netzspannung

Die Ergebnisse des Tests, mit dem ermittelt wurde, ob die Wechselrichter bei niedriger Netzspannung ihren Einspeisestrom erhöhen, sind in Tabelle 18 dargestellt. Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, sind die Werte zum Zeitpunkt der Abschaltung des Wechselrichters als relative Werte bezogen auf die RMS-Nennwerte am Messungsbeginn angegeben. Zusätzlich werden auch die maximalen absoluten Stromwerte angezeigt. Die Stromerhöhung der getesteten Wechselrichter reicht von 1,7 % bis 26,3 % bezogen auf den Nennstrom. Zwei der drei Wechselrichter (HM- 800, NEO-800, SUN-M80G3) mit einer Nennleistung von 800 VA überschritten den Grenzwert von 3,5 A (einschliesslich der



Toleranz von 2 %) und würden somit nicht der Norm E DIN VDE V 0126-95:2024-6 entsprechen. Auch wenn die anderen Wechselrichter der Kategorien A und B ihren Einspeisestrom erhöhten, überschreiten sie nicht die absolute Stromgrenze. Um die Einspeisestromregelung für Plug & Play-Systeme zu vereinheitlichen, könnte anstelle der absoluten Grenze eine relative Stromgrenze angewendet werden, z. B. „Der maximale Einspeisestrom darf 2 % des Nenn-Einspeisestroms nicht überschreiten“. Dies würde einfachere Systemkonfigurationen ermöglichen, bei denen zwei oder mehr Wechselrichter desselben Typs zu einem Plug & Play-System mit einem einzigen Netzstecker kombiniert werden, wenn bekannt ist, dass die Wechselrichter die 2 %-Grenze einhalten. Eine absolute Grenze ist in dieser Hinsicht eine komplexere Lösung. Bei einer relativen Grenze würde nur einer der getesteten Wechselrichter die Anforderungen erfüllen. Tabelle 18: Strom-, Leistungs- und Spannungswerte für jeden gemessenen einphasigen Wechselrichter vor dem Abschalten in relativen Werten sowie Strom und Leistung zu Beginn des Tests (30-Sekunden-Schritte und 15-Minuten-Schritte)

Wechselrichter	Strom zu Beginn [A]	Scheinleistung zu Beginn [VA]	Werte bei Abschaltung bezogen auf die Startwerte in Prozent		
			Spannung [-]	Strom [-]	Scheinleistung [-]
<i>30-Sekunden-Schritte</i>					
VVC-600	2,4	558,0	-24,0	26,3 % (3,06 A)	-3,8
GMI700	2,2	505,5	-23,7	25,7 % (2,76 A)	-3,9
DS3-S	2,6	596,1	-21,5	25,7 % (3,25 A)	-0,8
EZ1-M	2,7	616,8	-15,6	15,8 % (3,1A)	-1,7
HM-600	2,7	612,5	-16,9	15,8 % (3,08 A)	-3,6
HM-300	1,3	305,4	-16,8	15,6 % (1,53 A)	-3,5
HM-800	3,5	815,3	-17,2	15,3 % (4,08 A)	-4,0
SG600MD	2,5	565,2	-18,2	15 % (2,82 A)	-5,5
INV315-50	1,3	290,9	-20,0	10,8 % (1,4A)	-11,3
GMI500	2,1	485,3	-20,8	10,3 % (2,33A)	-12,5
HERF-1000	4,3	988,3	-17,5	9,5 % (4,7 A)	-8,9
SUN-600G3	2,7	615,8	-20,9	9 % (2,95 A)	-13,6
HMS-1800	7,9	1819,1	-17,7	8,8 % (8,58A)	-10,3
IQ7A	1,6	359,2	-22,8	8,8 % (1,7A)	-15,9
HERF-500	2,2	498,7	-20,0	8,7 % (2,35 A)	-12,9
EVT560	2,6	593,5	-16,6	8 % (2,78 A)	-9,8
INV500-90	2,1	480,2	-20,0	7,8 % (2,25 A)	-13,8
IQ8MC	1,4	325,1	-20,4	7,4 % (1,52 A)	-14,4
BDM-600	2,5	566,6	-20,1	6,1 % (2,61 A)	-14,9
NEO-800	3,4	792,3	-21,0	5,9 % (3,64 A)	-16,2
EVT360	1,5	347,7	-15,4	2,9 % (1,55 A)	-12,8
SUN-M80G3	3,5	794,3	-21,8	1,7 % (3,55 A)	-20,0
<i>15-Minuten-Schritte</i>					
EZ1-M	2,7	606,3	-15,1	16,2 % (3,09 A)	-1,2
SUN-M80G3	3,5	796,4	8,7	-7,6 % (3,21A)	0,6
HM-800	3,5	813,4	-	-	-

Der Vergleich der Ergebnisse der 30-Sekunden-Schritte und der 15-Minuten-Schritte (siehe Tabelle 18) zeigt, dass der EZ1-M-Mikrowechselrichter bei derselben Spannung abschaltet. Der SUN-M80G3-



Mikrowechselrichter schaltete bei Überspannung ab, und der HM-800 schaltete nicht ab, da die Abschaltspannung unter der 15-prozentigen Spannungsreduzierung liegt.

Abbildung 49 und Abbildung 50 veranschaulichen die Strom-, Spannungs- und Leistungskurven über die Testdauer für die 30-Sekunden- und 15-Minuten-Stufentests jedes Wechselrichters. Die Abbildungen enthalten aufgrund der relativen Wertdarstellung und der vorherigen Diskussion über absolute vs. relative Grenzwerte keine Grenzwertangaben. Das identische Verhalten und das Fehlen einer Stabilisierungsphase bei den drei Beispielwechselrichtern bestätigen die Gültigkeit der angewandten verkürzten Zeit pro Spannungsstufe. Die Abbildungen zeigen weiters, dass einige Wechselrichter aufgrund der Rückkehr der Spannung zum Nominalwert nach dem Ausschalten im Zeitfenster der Messung wieder anlaufen. In Abbildung 50 nimmt der SUN-M80G3 nach dem Abschalten bei Überspannung die Einspeisung bei Nennspannung wieder auf, und der EZ1-M nimmt die Einspeisung wieder auf, nachdem die Spannung auf den Nennwert zurückgekehrt ist. Fünf Wechselrichter starten innerhalb der Messzeit der 30-Sekunden-Schritt-Tests neu (siehe Abbildung 49). Die Wechselrichter EVT360 und GMI500 erreichen kurz nach der Rückkehr der Spannungen auf den Nennwert die Nennleistung, während sich die Wechselrichter EVT560 und GMI 700 noch in der Hochlaufphase befinden (aufgrund der Achsenskalierung in der Abbildung nicht zu sehen). Ein Wechselrichter (SG600MD) startet bei der niedrigsten Spannungsebene neu und erreicht denselben Stromwert wie vor der Abschaltung, was darauf hindeutet, dass die Systemsteuerung für diesen Betriebszustand angepasst werden muss.

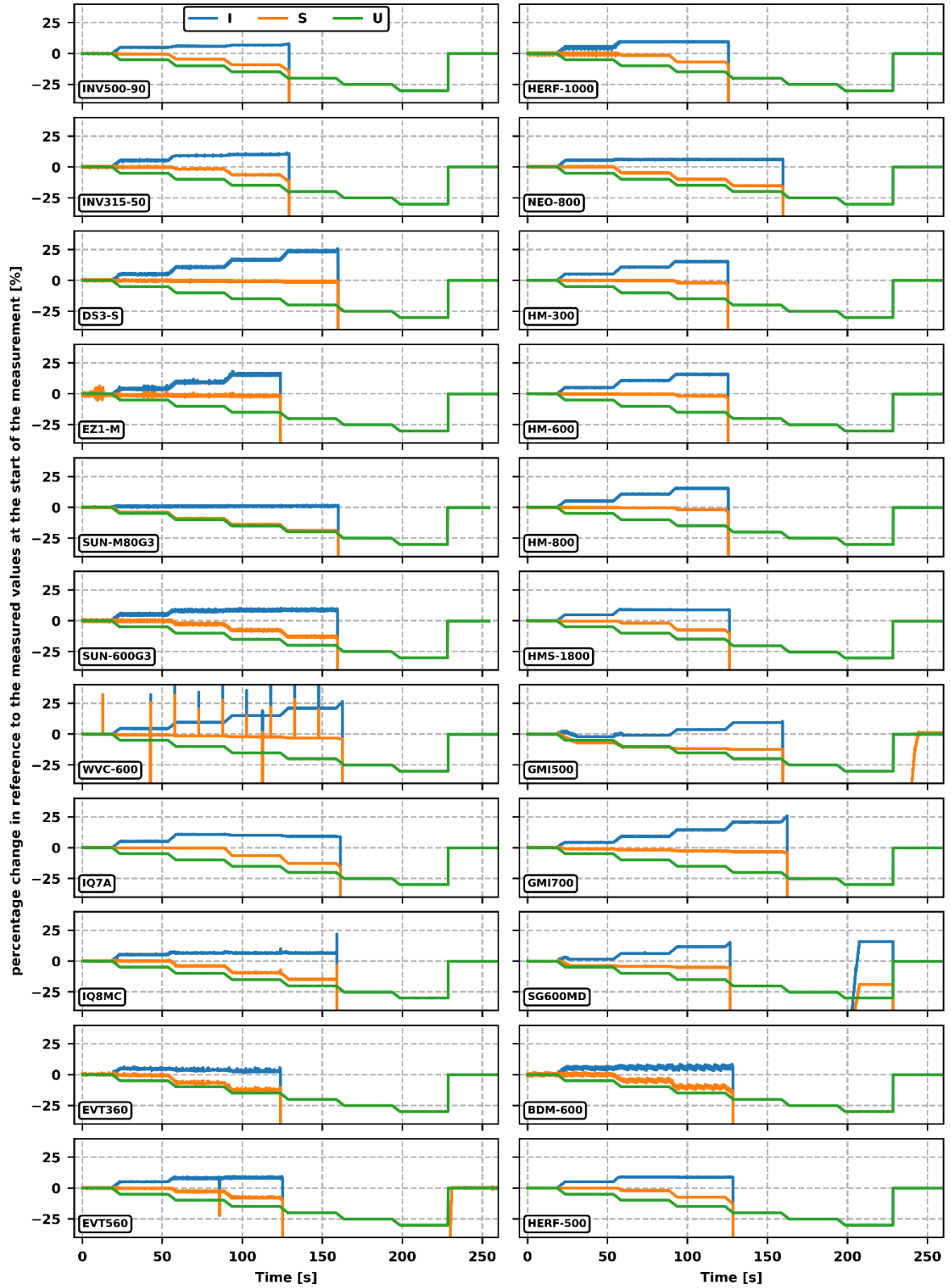




Abbildung 49: Einspeisestrom und Einspeiseleistung (Schein- und Wirkleistung) während der Spannungsschritte (30-Sekunden-Schritte) aller gemessenen einphasigen Wechselrichter

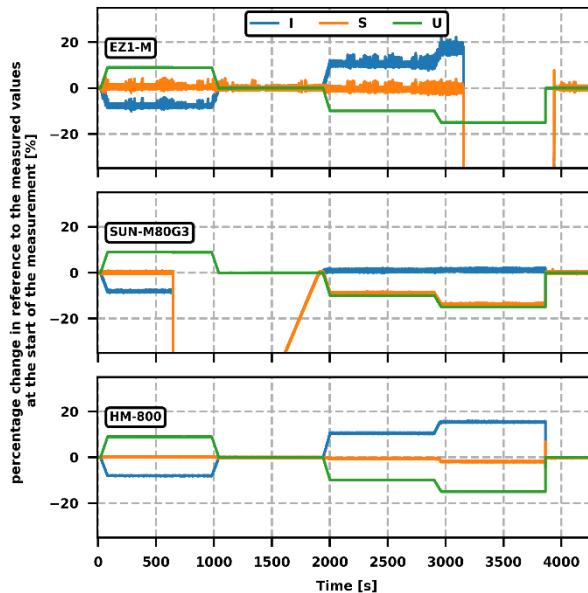


Abbildung 50: Einspeisestrom und Einspeiseleistung (Schein- und Wirkleistung) während der Spannungsschritte gemäss DIN VDE V 0124-100 (15-Minuten-Schritte) von drei einphasigen Wechselrichtern

Tabelle 18 und Abbildung 51 zeigen die Ergebnisse der Einspeisestromtests für die beiden getesteten dreiphasigen Wechselrichter. Pro Wechselrichter werden zwei Tests durchgeführt, um zu analysieren, ob sich der Wechselrichter anders verhält, wenn das Spannungsprofil nur auf eine Phase angewendet wird (die anderen beiden bleiben auf dem Nennwert). Die Stromanstiege aller dreiphasigen Messungen liegen zwischen 3,4 % und 27,2 % und entsprechen somit nicht dem Normentwurf, wenn der oben genannte relative Grenzwert angewendet wird. Wenn der absolute Grenzwert von 3,5 A herangezogen und auf alle drei Phasen angewendet wird, liegen die Wechselrichter innerhalb des Grenzwerts.

Die Ergebnisse zeigen ausserdem, dass die Wechselrichter bei gleichen Spannungen abschalten, auch wenn das Spannungsprofil nur auf eine Phase angewendet wird. Bei den Phasenströmen ist ein anderes Verhalten festzustellen. Der Wechselrichter YC1000-EU weist im Vergleich zum Test an allen Phasen einen geringeren Stromanstieg an L3 auf, aber der Strom steigt auch an L1 und L2 an. Im Gegensatz zu diesem Verhalten erhöht der Wechselrichter HMT-2000 den Strom auf L3 um denselben Wert, um den er die Ströme auf L1 und L2 reduziert. Die Leistungswerte bei Abschaltung liegen bei beiden Wechselrichtern in beiden Tests auf dem gleichen Niveau, was darauf hindeutet, dass der Regler auf eine konstante Ausgangsleistung regelt.



Tabelle 19: Phasenstrom, Phasenspannung und Leistungswerte für jeden gemessenen Dreiphasen-Wechselrichter vor dem Abschalten.

Wechselrichter	Strom bei Start [A]	Scheinleistung beim Start [VA]	Werte bei Abschaltung bezogen auf Startwerte [%]			
			Spannung [-]	Strom [-]	Scheinleistung [-]	
Spannungsprofil auf allen Phasen						
YC1000-EU	L1	1,41	-21,2	26,4 % (1,78 A)	0,3	
	L2	1,37	935,6	-21,2		27,2 % (1,75 A)
	L3	1,36		-21,2		27 % (1,72 A)
HMT-2000-4T	L1	2,96	-16,9	8,4 % (3,2 A)	-9,6	
	L2	2,96	2043,9	-16,9		8,4 % (3,21 A)
	L3	2,96		-16,9		8,3 % (3,2 A)
Spannungsprofil nur auf L3						
YC1000-EU	L1	1,38	-0,1	3,7 % (1,44 A)	-0,2	
	L2	1,35	936,8	-0,1		3,4 % (1,4 A)
	L3	1,33		-21,1		16,5 % (1,55 A)
HMT-2000-4T	L1	2,96	-0,1	-9,5 % (2,68 A)	-9,3	
	L2	2,96	2046,8	-0,1		-9,4 % (2,68 A)
	L3	2,96		-17,1		9,5 % (3,24 A)

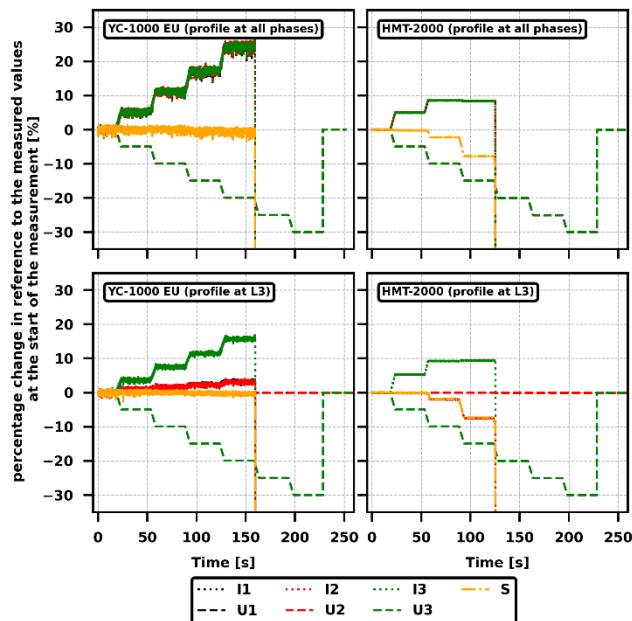


Abbildung 51: Einspeisestrom pro Phase und Gesamteinspeiseleistung während der Spannungsschritte (30-Sekunden-Schritte) von zwei Dreiphasen-Wechselrichtern für Spannungsschritte an allen drei Phasen und nur einer Phase.



## Exemplarische Tests

### Ergebnisse DC-Emission

In Abbildung 52 sind die Ergebnisse der Messung der DC-Emissionen ersichtlich. Ein Plug & Play Wechselrichter (AE Conversion 315) emittiert über den gesamten getesteten Leistungsbereich sehr geringe bis keine DC-Emissionen ( $< 2 \text{ mA}$ ). Im Vergleich dazu erreichen die beiden anderen Wechselrichter DC-Emissionen über  $20 \text{ mA}$ . Der GMI500 Wechselrichter erreicht geringfügig über  $20 \text{ mA}$  liegende DC-Stromwerte bei Nennleistung. Weiters ist zu erkennen, dass bei diesem Gerät die DC-Emissionen leistungsabhängig sind, da bei 50% der Nennleistung eine geringere Emission als bei Nennleistung gemessen wurden. Die Gleichstromemission des dritten Wechselrichters (EZ1-M) liegt über den Testzeitraum im Bereich zwischen  $30$  und  $40 \text{ mA}$ , wobei auch ein Ausreisser bis  $65 \text{ mA}$  ersichtlich ist. Es ist hierbei anzumerken, dass diese Messungen noch ohne Transformator zwischen Wechselrichter und Netzsimulator durchgeführt wurden, wodurch der Ausreisser und die feststellbaren Änderungen im DC-Strom auch vom Netzsimulator stammen können. In einer anschliessenden Messung mit Transformator wurden für den EZ1-M um etwa  $5 \text{ mA}$  tiefer liegende Werte gemessen.

Aufgrund der gemessenen Gleichstromemissionen des EZ1-M Mikrowechselrichters wurde der angewandte Test «Nichtbeeinträchtigung des externen FI-Schutzschalters Typ A» an diesem durchgeführt. Es konnte keine Beeinflussung des Typ A Fehlerstromschutzschalters durch den Wechselrichter festgestellt werden. Erklärt kann dies damit werden, dass der DC-Strom in der Schleife zwischen N und L fließt und sich somit beim Eisenkern des FIs aufhebt. Ein Stromfluss über eine Schleife über PE könnte zu einer «Blendung» des FIs führen. Es müsste jedoch weiter im Detail analysiert werden, ob eine solche bei Plug & Play Wechselrichtern auftreten kann.

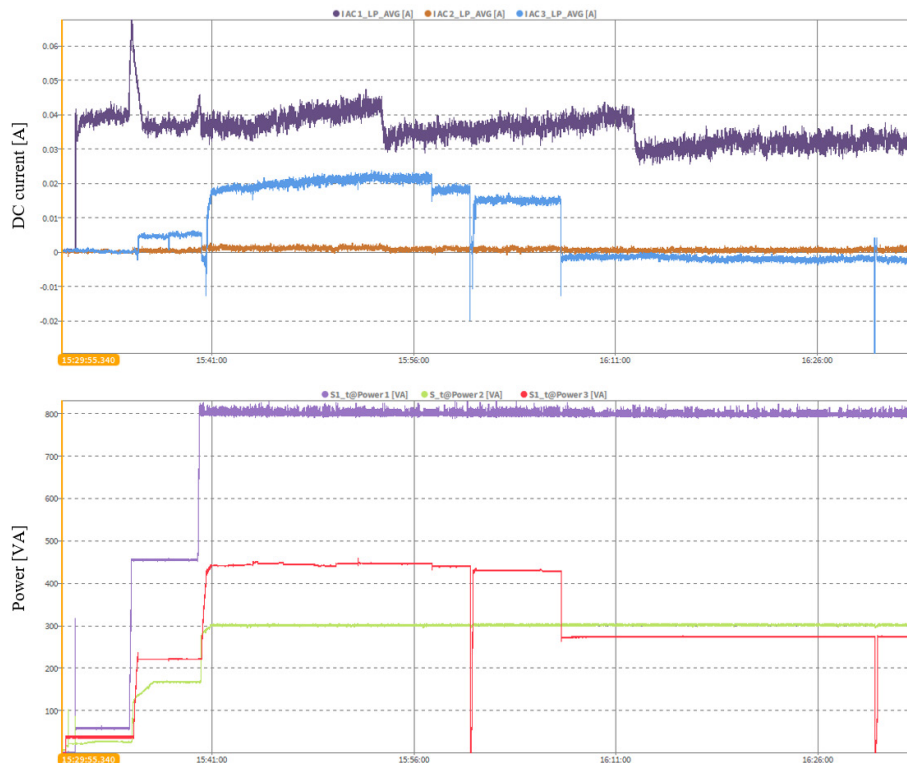


Abbildung 52: Ergebnisse der Messung der DC-Emissionen an drei Plug& Play Wechselrichtern (1: APSystems EZ1-M, 2: AE Conversion 315, 3: GMI500). Diese Messungen wurde ohne Transformator durchgeführt.

### Ergebnisse Berührung eines Gleichstromkabels und Funktionalität der RCMU



Für die Messungen des Tests „Berührung eines Gleichstromkabels und Funktionalität der RCMU“ wurde der Wechselrichter SUN600G3-EU-230 gewählt, da dieser keine Angaben zur galvanischen Trennung im Datenblatt aufweist. Die Ergebnisse für die Messung mit Modulsimulator und mit Modul im LED-Sonnensimulator sind in Abbildung 53 und Abbildung 54 dargestellt. Bei der Messung mit Modulsimulator ist ein pulsartiger Fehlerstrom mit einem Höchstwert von 52 mA und einer Dauer von etwa 0,6 ms erkennbar. Bei der Messung mit Modul im LED-Sonnensimulator ist der Fehlerstrom ebenfalls pulsartig und weist einen Höchstwert von 18 mA und eine Dauer von 0,2 ms auf. Der Unterschied zwischen den Maximalwerten des Stromes und der Dauer, kann dadurch erklärt werden, dass der Modulsimulator ebenfalls mit der Erde (PE) des Labornetzes verbunden war und damit die im Simulator verbauten «Erdkondensator» Einfluss auf die Messung hatten. Dadurch ist davon auszugehen, dass der Fehlerstrom bei einer realen Messung (Modul im Sonnensimulator bei 1000 W/m<sup>2</sup>) im Bereich von 20-30 mA liegen wird. Aufgrund des pulsartigen Stromverlaufes kann daraus geschlossen werden, dass dieser durch die Entladung der Erdkondensatoren (Y-Kondensatoren) hervorgerufen wird und kein konstanter Fehlerstrom bei dem getesteten Gerät möglich ist. Generelle Aussagen über die Möglichkeit von konstanten DC-Fehlerströmen bei Plug & Play PV Wechselrichtern lassen sich daraus nicht ableiten.

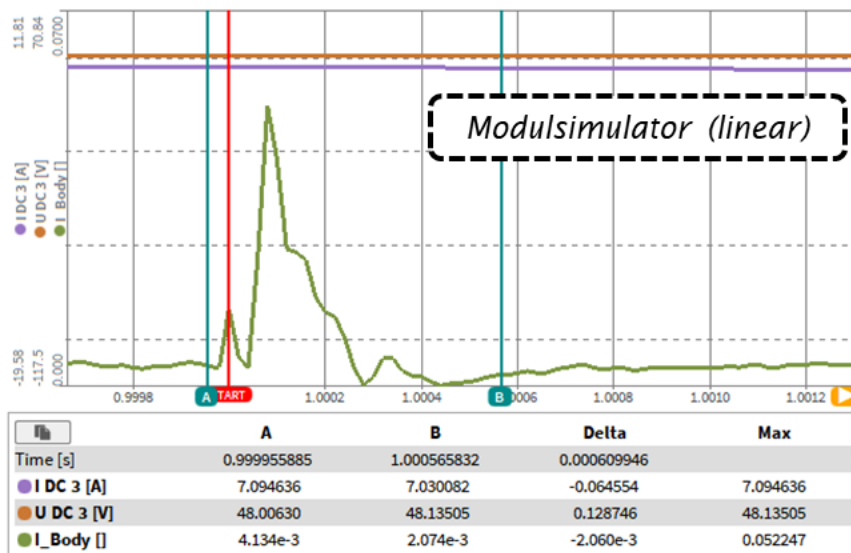


Abbildung 53: Ergebnisse der Messung des Fehler-/Körperstromes bei Versorgung über linearen Modulsimulator

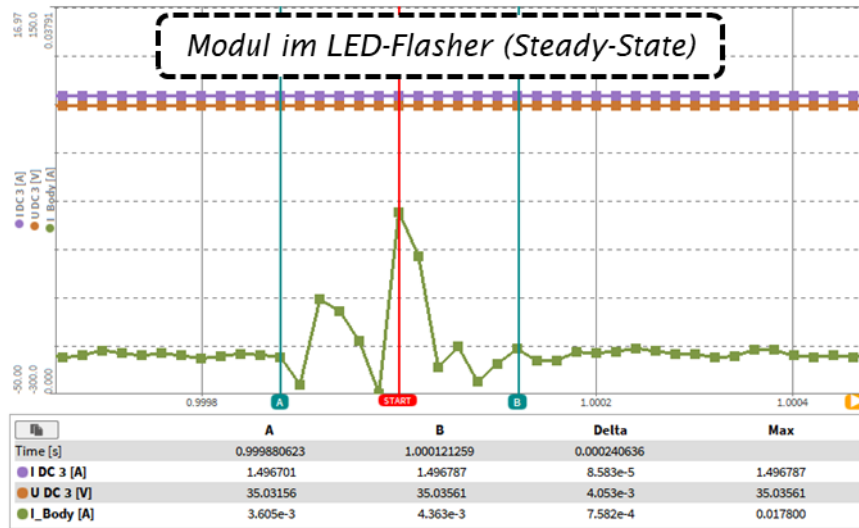


Abbildung 54: Ergebnisse der Messung des Fehler-/Körperstromes bei Versorgung über einen LED-Sonnensimulator



### 7.3.5. Liste der getesteten Wechselrichter

Tabelle 20: Liste der getesteten Wechselrichter, ihrer wichtigsten Parameter (MPPT-Bereich, DC-Eingangsparameter, Dauerstrom und Nennleistung sowie Spitzenwerte für Strom und Leistung) und wichtige zusätzliche Anmerkungen.

Hersteller	Wechselrichter	min. MPPT-Spannung [V]	max. MPPT-Spannung [V]	Max. Eingangsspannung [V]	Max. Eingangsstrom [A]	Anzahl der Eingänge [-]	Max. Dauer-Wechselstromleistung [VA]	Max. Spitzen-Wechselstromleistung [VA]	Max. Dauer-Wechselstrom [A]	Kommentare
<b>1-Phasen-Wechselrichter</b>										
<b>Aeconversion</b>	INV500-90	40	80	90	11	1	480	-	-	-
<b>Aeconversion</b>	INV315-50	24	40	50	9,5	1	300	-	-	-
<b>Altenergy-Stromversorgungssystem</b>	DS3-S	28	45	60	18	2	600	-	-	-
<b>Altenergy System</b>	<b>Power</b> EZ1-M	28	45	60	20	2	799	-	-	Ausgangsleistung vom Verkäufer per Software auf 600 VA reduziert
<b>Deye-Wechselrichtertechnologie</b>	SUN-M80G3-EU-Q0	25	55	60	13	2	800	-	3,7	
<b>Deye-Wechselrichtertechnologie</b>	SUN600G3-EU-230	25	55	60	13	2	600	-		mit externem Relais SUN-MI-RELAY-01
<b>Dongguan Kaideng Energy Technology</b>	WVC-300	25	45	60	13,7	1	300	310		
<b>Dongguan Kaideng Energy Technology</b>	WVC-600	22	60	60	12	2	580	600		
<b>Enphase Energy</b>	IQ7A	38	43	58	10,2	1	349	-		Kein Q-Relais verwendet
<b>Enphase Energy</b>	IQ8MC	25	45	60	14	1	325	-		Kein Q-Relais verwendet
<b>Envertech</b>	EVT360	22	48	60	12	1	360	-	1,64	
<b>Envertech</b>	EVT560	24	45	54	12	2	560	-	2,72	
<b>Estar Energy</b>	HERF-500	16	48	60	14,5	1	490	-		
<b>Estar Energy</b>	HERF-1000	16	48	60	14,5	2	980	-		
<b>Growatt New Energy</b>	NEO-800M-X	28	60	60	18	2	800	-		Angaben auf dem Typenschild NEO 1000M-X, daher muss die Ausgangsleistung auf 800 VA reduziert werden



<b>Hoymiles Power Electronics</b>	HM-300	16	60	60	11,5	1	300	-		
<b>Hoymiles Leistungselektronik</b>	HM-600	16	60	60	11,5	2	600	-		
<b>Hoymiles Leistungselektronik</b>	HM-800	16	60	60	12,5	2	800	-		
<b>Hoymiles Leistungselektronik</b>	HMS-1800-4T	16	60	65	15	4	1800	-		
<b>Neue Energietechnologie</b>	GMI500	24	40	50	20	1	490	-		
<b>Neue Energietechnologie</b>	GMI700	24	40	50	28	1	650	-		
<b>Neue Energietechnologie</b>	SG600MD	24	40	50	12	2	590	600		
<b>Northern Electric Power Technology</b>	BDM-600	22	55	60	18	2	580	600	2,52	
<b>3-Phasen-Wechselrichter</b>										
<b>Altenergy Power System</b>	YC1000-EU	16	55	60	14,8	4	900	1130	1,64	
<b>Hoymiles Leistungselektronik</b>	HMT-2000-4T	16	60	65	16	4	2000	-	2,9	



### 7.3.6. Simulationen von Maximal-Überlastsituationen (Methodik im Detail)

#### **Standort PV-Produktionsprofil**

Es wurde eine Liste mit Potenzialeinschätzungen verschiedener realer Standorte hinsichtlich Plug & Play PV-Balkonanlagen zur Verfügung gestellt. Diese Einschätzungen wurden durch Meteotest und BFH durchgeführt. Die Liste enthielt die Längen- und Breitengrade der Standorte, die Ausrichtung der Balkone (Azimut) sowie die Anzahl der Module, die an jedem Standort auf dem Balkon installiert werden könnten.

Mithilfe der Batch-Funktion von Meteonorm wurden für alle 374 Standorte, für die eine finale Einschätzung der Anzahl Module vorlag, die Global- und Diffusstrahlung auf eine 90° geneigte Fläche simuliert. Die Simulation erfolgte für ein Referenzjahr von Meteonorm mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Minute.

Anschliessend wurde mithilfe eines an der BFH entwickelten Algorithmus die PV-Leistung für alle Standorte simuliert — vom idealen Energieertrag bis hin zur generierten AC-Leistung nach dem Wechselrichter. Dabei wurden verschiedene Verluste berücksichtigt, wie IAM-Verluste (Incidence Angle Modifier), Einstrahlungseffizienz sowie Wechselrichterverluste, um ein realistisches PV-Ertragsprofil bis zur erzeugten AC-Leistung zu erstellen.

Für die unterschiedlichen Standorte wurden folgende Annahmen getroffen:

- Jedes Modul besitzt eine Nennleistung von 400 W.
- Pro Standort können maximal fünf Module installiert werden, entsprechend einer maximalen DC-Nennleistung von 2 kW.
- Bei Angaben von mehr als fünf Modulen wurde die Zahl auf fünf begrenzt.
- Die Wechselrichterleistung wurde auf 400 W für ein installiertes Modul und auf 800 W für zwei bis fünf installierte Module ausgelegt.
- Daraus ergibt sich eine maximal erreichbare AC-Leistung von 784 W ( $0,98 \times 800$  W), wobei die 98 % der angenommenen maximalen Wechselrichtereffizienz entsprechen.

Aus der simulierten AC-Leistung wurde anschliessend der Strom berechnet, der hinter der Steckdose anliegt, an die der Plug & Play-Balkonwechselrichter angeschlossen wird. Dabei wurde eine konstante Netzspannung von 230 V angenommen. Der Strom errechnet sich zu:

$$I = P/V$$

Bei einer maximalen Wechselrichterleistung von 784 W ergibt sich somit ein maximaler Strom von 3,409 A. Unten ist ein Histogramm, welches die relative Auftretenshäufigkeit der verschiedenen observierten Ströme aufzeigt für alle 374 Standorte.

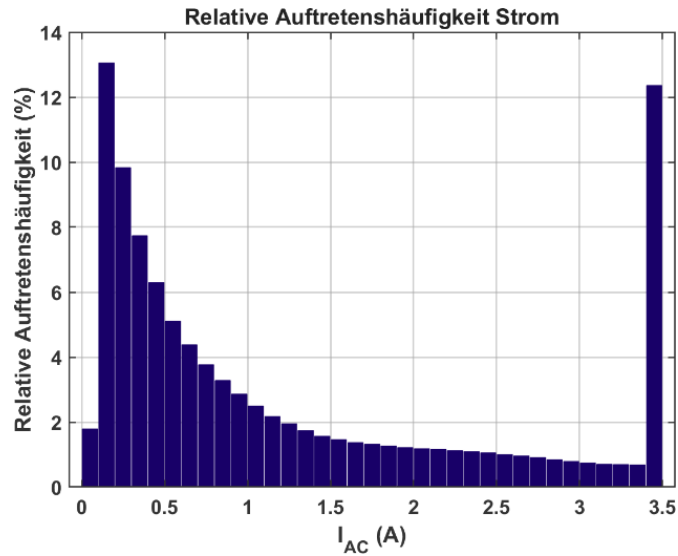


Abbildung 55 Relative Auftretenshäufigkeit berechnet über alle Standorte.

Die relative Auftretenshäufigkeit ist definiert als die Anzahl der beobachteten Ströme grösser als 0 A innerhalb eines 0,1-Ampere-Intervalls ("Bin"), geteilt durch die Gesamtzahl aller über alle Standorte erfassten Stromwerte.

Zum Beispiel: Wurde ein Stromwert im Bereich von 1,0 A bis 1,0999 A insgesamt n-mal beobachtet und beträgt die Gesamtzahl aller registrierten Stromwerte x, so ergibt sich die relative Auftretenswahrscheinlichkeit wie folgt:

$$\text{Auftretenshäufigkeit} = 100 * n/x$$

Tabelle 21 Anzahl Standorte mit entsprechender Anzahl Module welche simuliert wurden

#Module	1	2	3	4	5
# Standorte	43	71	82	44	134

### Strombelastbarkeit

Die aus der AC-seitigen PV-Generierung resultierenden Ströme werden genutzt, um die Belastung der Hausinstallationsleitungen hinter der Steckdose zu untersuchen. Dafür wurde eine Strombelastbarkeitstabelle von Electrosuisse zur Verfügung gestellt. Diese Tabelle enthält Angaben zu den zulässigen Sicherungen sowie den maximalen Belastungsströmen bei einer Umgebungstemperatur von 70 °C, differenziert nach verschiedenen Verlegearten und Kabelquerschnitten (1,5 mm<sup>2</sup> und 2,5 mm<sup>2</sup>). Die Angaben beziehen sich auf die Steckdosentypen T13 und T23 und sind entsprechend den NIN-Bestimmungen (Niederspannungs-Installationsnormen) von 1985 bis 2025 sortiert. Da die NIN-Bestimmungen – mit Ausnahme der Ausgabe von 1997 – bei gleicher Verlegeart und gleichem Kabelquerschnitt dieselben maximalen Belastungsströme vorsehen, kann im Allgemeinen von diesen Belastungswerten ausgegangen werden.

Tabelle 22 Max Belastung bei 70°C nach Verlegart und Steckdosentyp (T13/ T23)

	VA1	VA2	VB1	VB2
T13	14.5 A	14 A	17.5 A	16.5 A
T23	19.5 A	18.5 A	24 A	23 A

Um abzuschätzen, ob durch die von der PV-Anlage erzeugten Ströme eine erhöhte Belastung der Leitungen nahe an den zulässigen Grenzwerten auftritt, wurden zwei verschiedene Szenarien



angenommen. Die dabei auftretenden Ströme wurden anschliessend mit den Grenzwerten aus Tabelle 2 verglichen.

### Maximale Belastung

Zunächst wurde eine maximale Strombelastung angenommen, wie sie durch verschiedene Typen von «LS-Vorsicherungen» theoretisch für eine gewisse Zeit zugelassen wird. Diese maximale Belastung entspricht etwa dem 1,13-fachen des jeweiligen Nennstroms der Sicherung. Die betrachteten Nennströme der Sicherungen sind 6 A, 10 A, 13 A und 16 A, was einer kurzzeitigen zulässigen Belastung der Kabel von 6,78 A, 11,3 A, 14,69 A bzw. 18,08 A entspricht.

Diese konstanten Zusatzströme wurden zu den PV-Profilen addiert, und die resultierenden Gesamtströme wurden anschliessend mit den Grenzwerten aus Tabelle 2 verglichen. Die Definition der relativen Auftretenswahrscheinlichkeit bei einem Histogramm entspricht der zuvor beschriebenen: Sie wird als die Anzahl der Beobachtungen innerhalb eines bestimmten Bereichs (z. B. Überschreitungen) geteilt durch die Gesamtanzahl der relevanten Messpunkte angegeben. Bei der Auswertung in Tabellenform oder bei Anzahlangaben wird die Überschreitungs- oder Auftretenshäufigkeit definiert als der prozentuale Anteil der beobachteten Überschreitungen im Verhältnis zu allen Zeitpunkten, an denen die PV-Leistung grösser als null war. Für die Darstellung als Heatmap wurde die zeitliche Auflösung beibehalten. Dabei wird für jeden Zeitpunkt (jede Minute des Jahres) über alle betrachteten Profile hinweg ausgewertet. Eine Auftretenswahrscheinlichkeit von 100 % bedeutet hier, dass zum betreffenden Zeitpunkt (Minute x an Tag y in Monat z) bei allen betrachteten Profilen das jeweilige Belastungslimit überschritten wurde. Die Heatmap gibt also die Häufigkeit von Überschreitungen zu spezifischen Zeitpunkten im Jahresverlauf wieder.

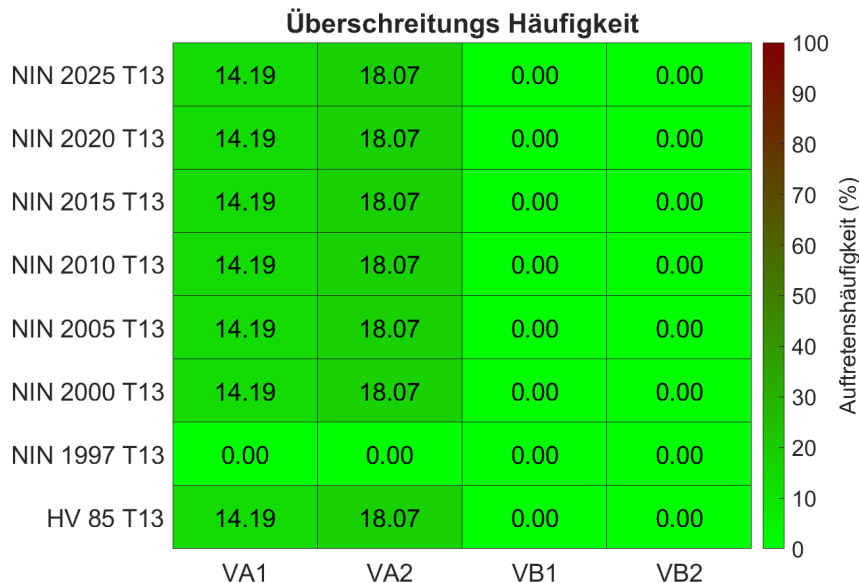


Abbildung 56 Auftretenshäufigkeit nach NIN und Verlegeart für eine maximale Vorbelastung von 11.3 A (10 A LS) und T13 Steckdose.

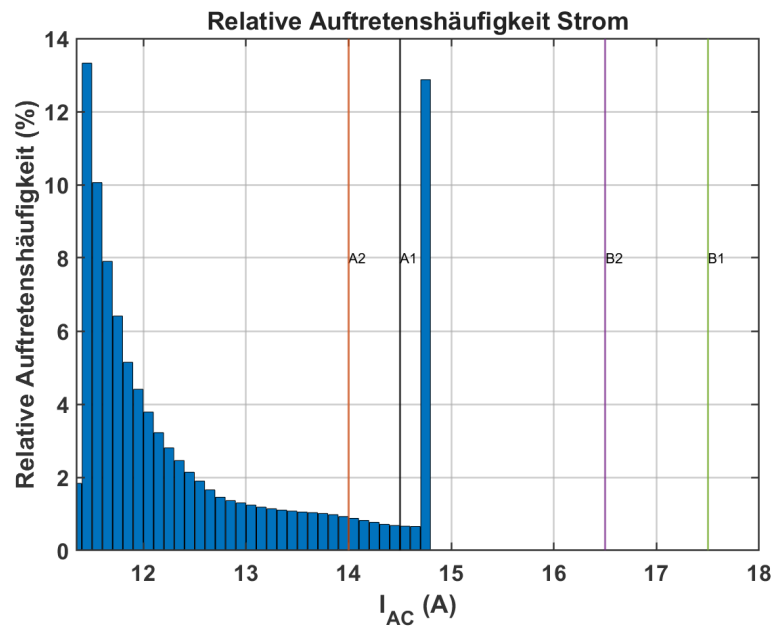


Abbildung 57 Stromverteilung bei Vorbelastung von 11.3 A (10 LS) und T13 Steckdose. Die Linien entsprechen den Limits für T13 aus Tabelle 2.

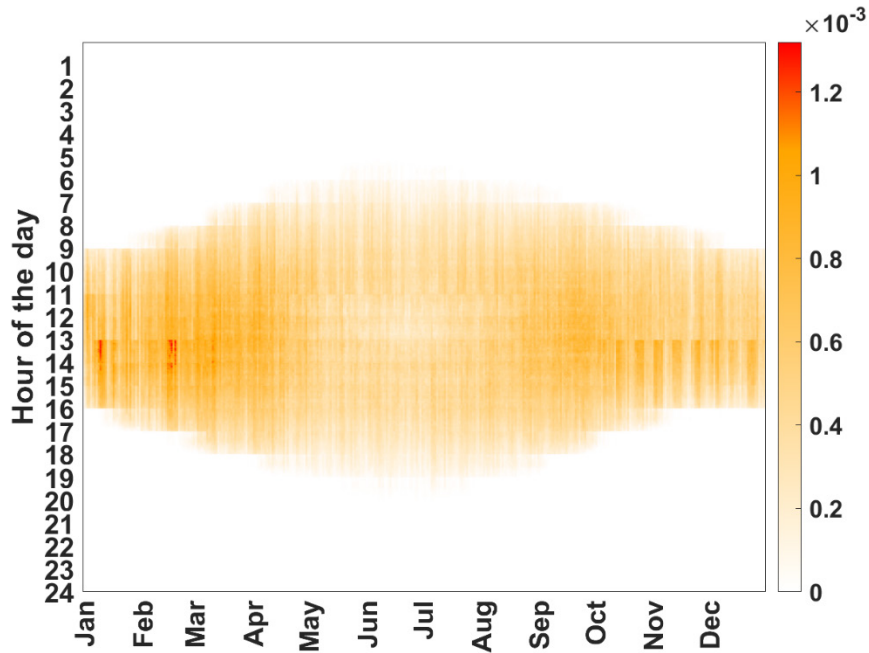


Abbildung 58 Auftretenswahrscheinlichkeit Belastung bei 11.3 A Dauerbelastung (10 A LS), für T13 Steckdose und einen 14 A Belastbarkeits-Limit für die Installation (VA2).

Diese sehr theoretische und nicht realistische Betrachtung dient dazu, zu sehen, welche Vorsicherung überhaupt eine Überlastung Leitung zulassen könnte. Oder besser gesagt: Welche Vorsicherung ausreicht, um eine Überbelastung zu minimieren oder diese gar nie Auftreten zu lassen für alle Verlegeararten.



### Belastung nach Lastprofilen

Für eine realistischere Betrachtung wurden mithilfe des Load Profile Generators (zitiert als: *Pflugradt et al., (2022). LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles. Journal of Open Source Software, 7(71), 3574, <https://doi.org/10.21105/joss.03574>*) drei Lastprofile für unterschiedliche Haushaltstypen erstellt. Die Zusammensetzung der Haushalte sowie deren jeweiliger jährlicher Energieverbrauch sind in Tabelle 23 zusammengefasst:

Tabelle 23 Für Simulationen verwendete, agentenbasierte Realitätsnahe Lastprofile

	CHR44	CHR27	CHR
Jahresenergieverbrauch	5346 kWh/y	4762 kWh/y	3488 kWh/y
	Familie 2 Kinder 1x Arbeit 1x zuhause	Familie 2 Kinder	

Die erstellten Profile enthalten die gesamte dreiphasige elektrische Leistung. Es wurde angenommen, dass die Last symmetrisch auf alle drei Phasen verteilt ist. Daher wurde aus den Leistungswerten der Lastprofile der Strom pro Phase berechnet.

Anschliessend wurden dieselben Vergleichs- und Auftretenswahrscheinlichkeitsberechnungen wie zuvor beschrieben angewendet – jedoch mit folgendem Unterschied: Es wurden nur die Zeitpunkte gezählt, an denen ausschliesslich durch den zusätzlich eingespeisten PV-Strom eine Grenzwertüberschreitung verursacht wurde, nicht solche, bei denen das Lastprofil allein bereits zu einer Überschreitung geführt hatte.

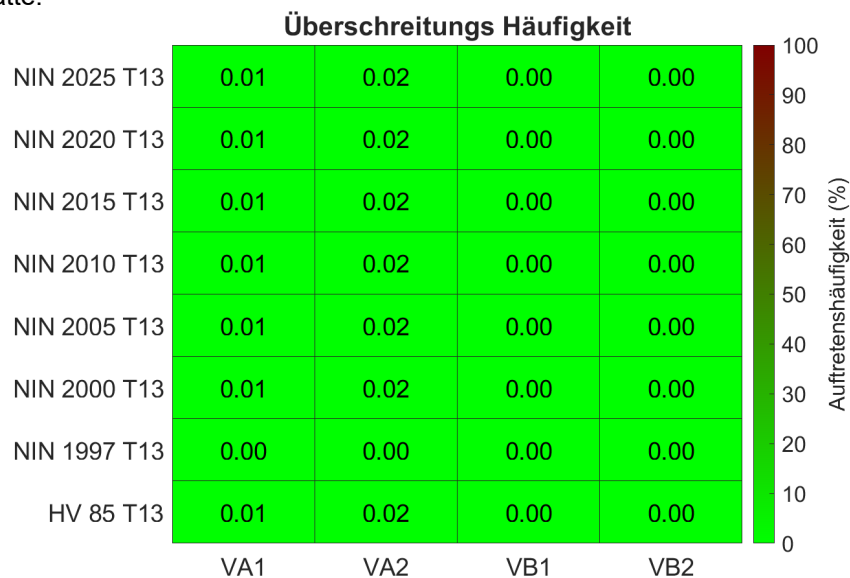


Abbildung 59 CHR27 T13 Überschreitungen alle PV Profile.

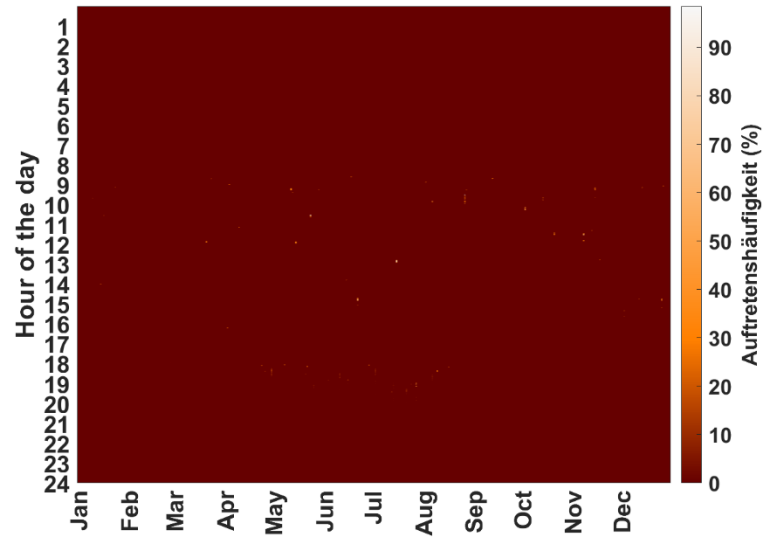


Abbildung 60 CHR27 T13 Überschreitungen alle PV Profile bei einem Limit von 14 A (VA2).

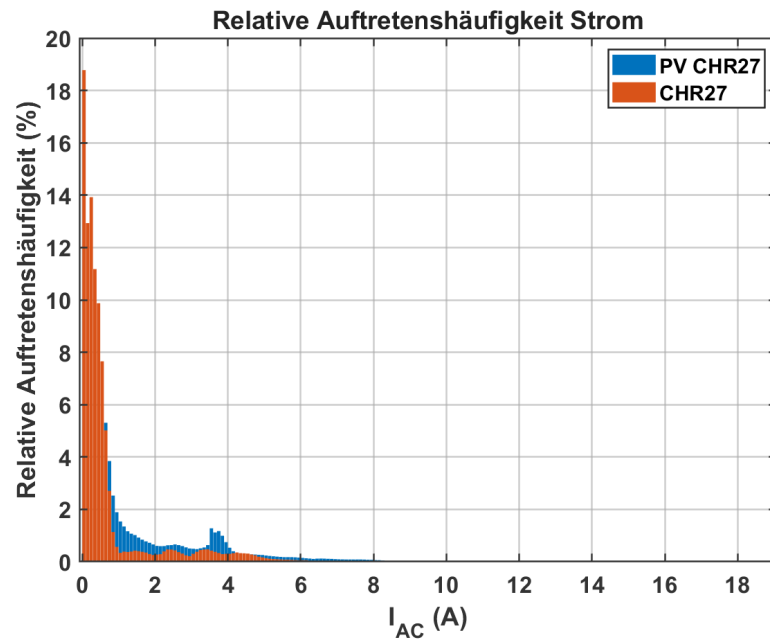


Abbildung 61 Relative Auftretenshäufigkeit CHR 27 mit und ohne Beitrag von PV



### 7.3.7. Simulationen von Maximal-Überlastsituationen (Ergebnisse)

Um zu verhindern, dass elektrische Leitungen aufgrund zu hohem Stromfluss so stark erwärmt werden, dass das Isolationsmaterial der Leitung eine Brandgefahr für Gebäudeteile, in denen sie geführt werden, darstellen, sind in der NIN den Nennstromstärken der Überstromschutzeinrichtungen (LS, Schmelzsicherung) minimal zu verwendende Leitungsquerschnitte zugeordnet. Dabei ist dem Umstand Rechnung getragen, dass eine vorgeschaltete Schutzeinrichtung immer früher auslösen muss, als dass eine Überhitzung der Leiter eintreffen würde. Die max. Grenztemperatur für elektrische Leitungen auf PVC-Basis liegt bei 70°C. Auf dieser Basis wurden die Simulationen vorgenommen, da im Wohnbereich früher ausschliesslich und auch heute noch zum Teil PVC isolierte Kabel verlegt werden. Die PVC-Isolation entspricht der schwächsten Kategorie in Bezug auf Grenztemperaturen. Alle anderen Isolationsmaterialien weisen höhere Grenztemperaturen auf. Nachfolgende Tabelle zeigt in Zusammenhang mit Querschnitt, Nennstromstärke des Endstromkreises und der Rückspeisung der in der Potenzialanalyse verwendeten AC-Leistung von 800 W (ca. 3.5A), dass theoretisch Situationen der Überlastung eintreten könnten. Die Betrachtung wurde zeitlich so weit in die Vergangenheit betrachtet, als Endstromkreise üblicherweise mit 6A abgesichert und lediglich mit Leitern von 1mm<sup>2</sup> Querschnitt ausgeführt wurden (bis ca. Anfang 1980er Jahre).





Unter Berücksichtigung, dass in der Potentialanalyse eine Beschränkung der DC-Leistung nicht vorgesehen ist und dass künftig allenfalls auch Systeme mit Batteriespeicher vorkommen werden, ist diese theoretische Überlastbarkeit einer tieferen Analyse unterzogen worden. Nachfolgende Grafiken zeigen, dass die Auftretenswahrscheinlichkeit von theoretischen Überlastsituationen mit steigender Anzahl Module zunimmt.

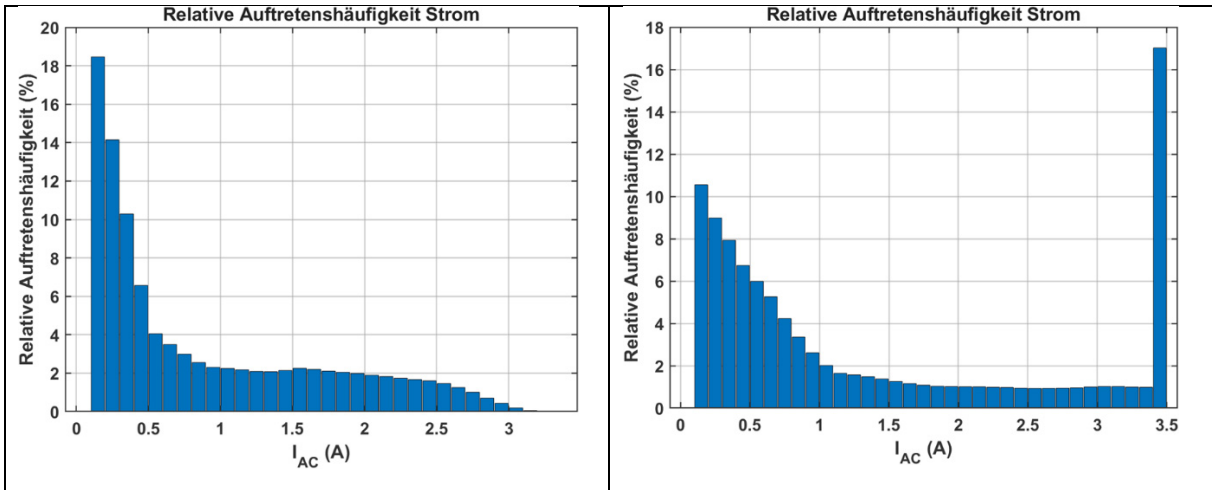


Abbildung 62: Gegenüberstellung PV-Strom und relative Auftretenswahrscheinlichkeit in % links mit 2 Modulen rechts mit 4 Modulen. Werte über 3.5 A wurden dem 3.5 A Bin zugeordnet.

Über alle in der Potentialanalyse betrachteten Situationen ergibt sich nachfolgendes Bild.

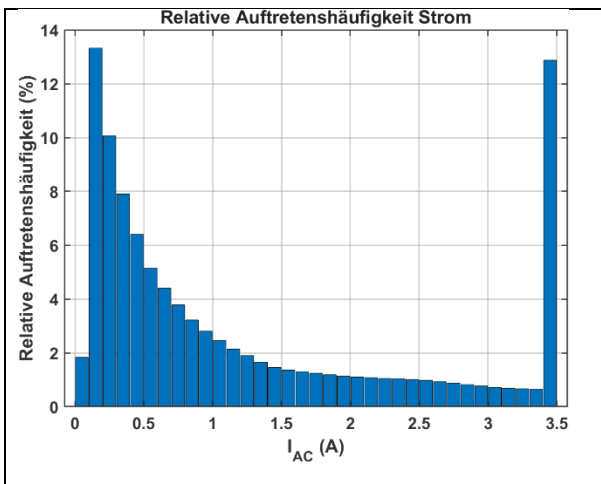


Abbildung 63: Gegenüberstellung PV-Strom und relative Auftretenswahrscheinlichkeit in % für alle in der Potentialanalyse betrachteten Situationen

Vergleicht man die Grafik mit den Grenzen der Strombelastbarkeit der Leiter kann es je nach Verlegeart, Versicherung und Querschnitt theoretisch zu Überschreitungen der Stromtragfähigkeit von Leitern kommen.

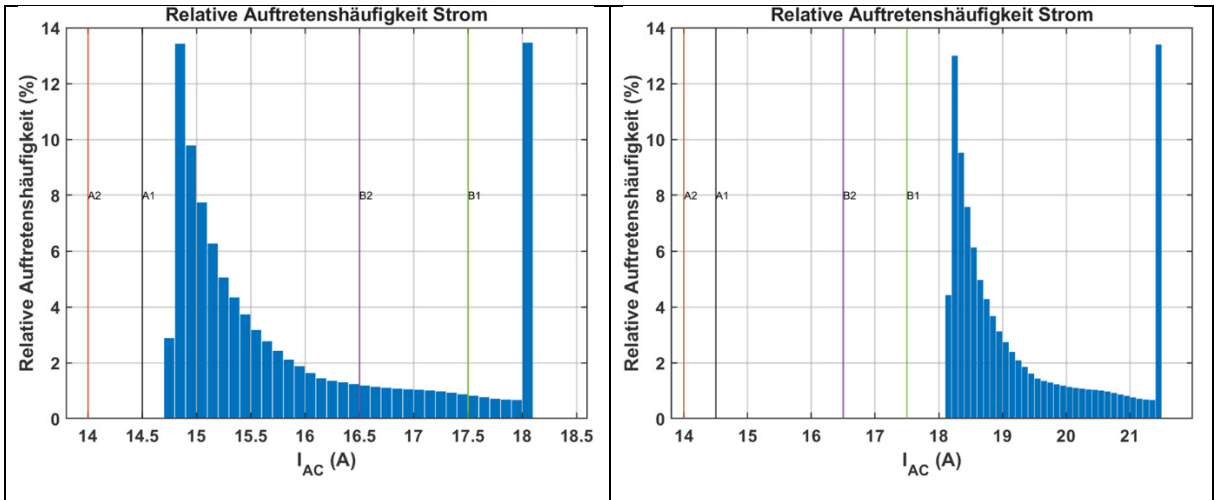


Abbildung 64 Beispiele Theoretische Überlastungshäufigkeit mit Verlegearten. Links LS 13A Querschnitt 1.5mm<sup>2</sup> rechts LS 16A Querschnitt 1.5mm<sup>2</sup>

Obige Situationen würden dann zutreffen, wenn die Belastung der Endstromkreise bereits am Limit laufen würde, also die Leiter schon den Nennstrom der vorgeschalteten Überstromsicherheit ziehen würden. Dieser Umstand ist als unrealistisch zu betrachten, da z.B. eine Wohnung aus mehreren Endstromkreisen für Steckdosen, Beleuchtung... besteht und ein beträchtlicher Teil der verbrauchten elektrischen Energie sich nicht auf diese Stromkreise verteilt, sondern zum Kochen, Waschen... genutzt wird was sich wiederum in anderen Stromkreisen niederschlägt. Um die Situation genauer zu untersuchen ist ausgehend von 4 typischen Lastprofilen (CHR44, CHR27, CHR3, CHR20) mit einem Jahresenergieverbrauch zwischen 3'488 kWh/a und knapp 7'000 kWh/a die nachfolgende Simulation erstellt worden. Die rot dargestellten Balken stellen Energieflüsse dar wie sie insgesamt in allen in der Wohnung/EFH vorhandenen Endstromkreisen vorkommen. Die blauen Balken stellen die Energie dar, die nicht in den betroffenen Stromkreisen fließt (Kochen, Waschen ..) und damit für die Betrachtung relevant sind.

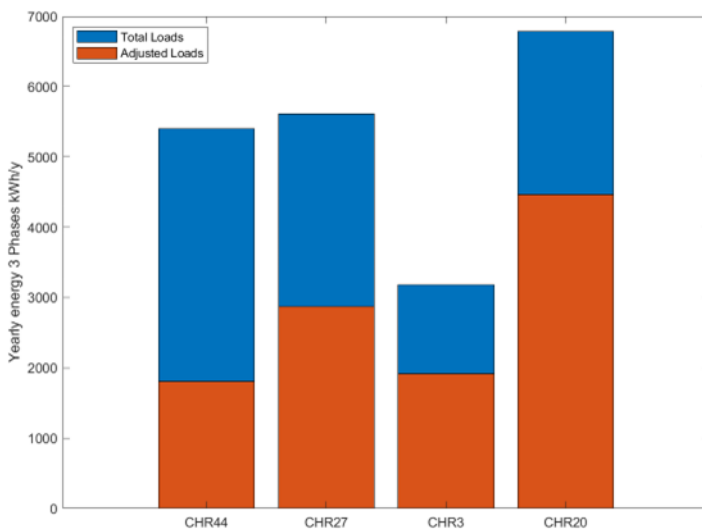


Abbildung 65. Typische Lastprofile (rote Balken stellen den Verbrauch in den relevanten Endstromkreisen dar)

Über alle Lastprofile hinweg betrachtet ergeben sich folgende Histogramme:

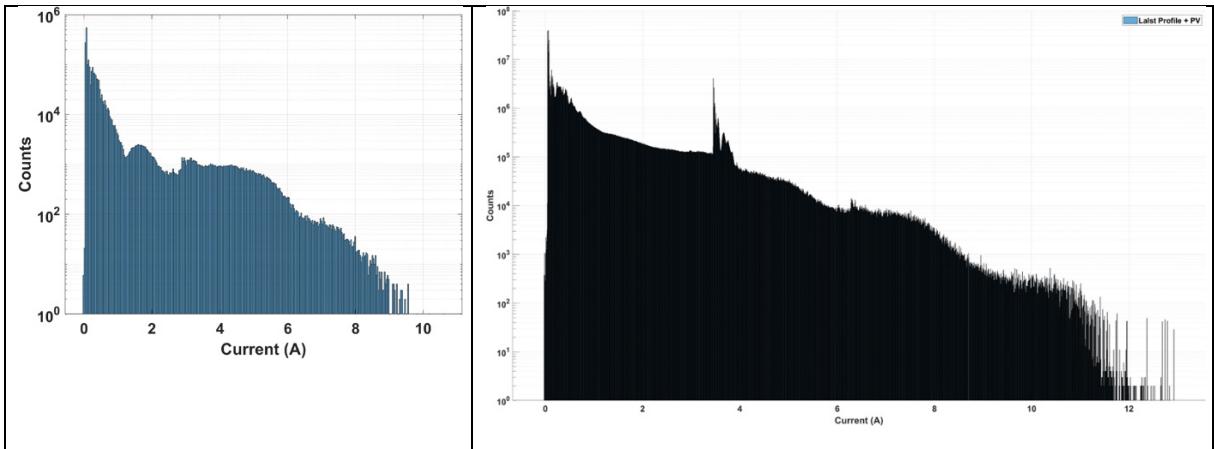


Abbildung 66: Darstellung der Ströme links aus Lastprofil rechts aus Lastprofil plus PV-Einspeisung

Nachfolgende Heat Map zeigt die Gesamtsimulation des Lastprofils CHR 20. Allfällig vorhandene Überlastsituationen wären als rote Punkte erkennbar.

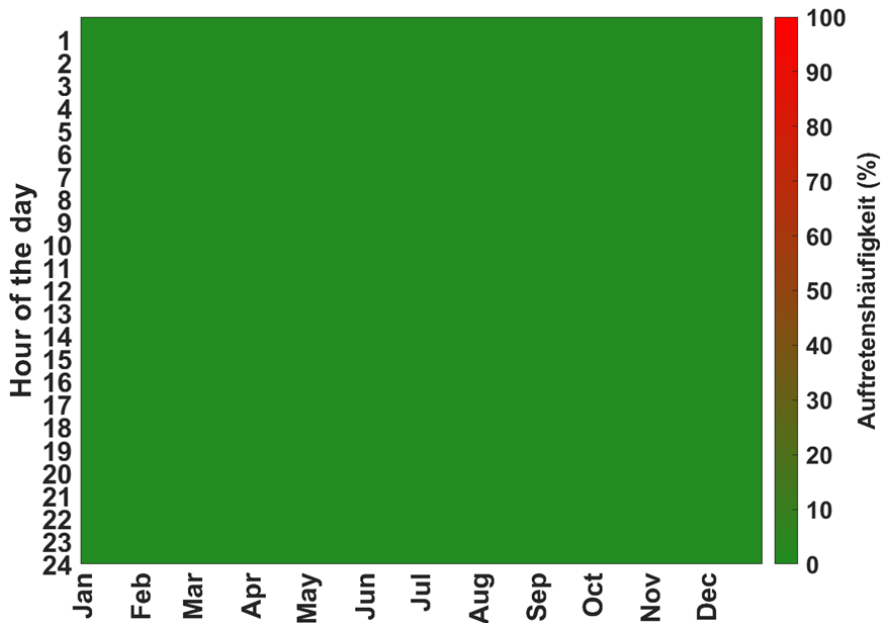


Abbildung 67: Heatmap für Lastprofil CHR20 mit LS 13A und einem Stromlimit von 14A (VA2A)

Damit ist der Nachweis erbracht, dass es höchst unwahrscheinlich ist Leitungen zu überlasten; für Querschnitte  $\geq 1.5\text{mm}^2$ . Bei alten Installationen mit  $1\text{mm}^2$  Querschnitten trifft diese Aussage nicht vollumfänglich zu. Diese Situation soll in der SNG abgebildet werden und Hersteller sollen die Herstellerangaben mit Rahmenbedingungen versehen, um den Kunden zu informieren in welchen Fällen sie eine Fachperson beiziehen sollten.

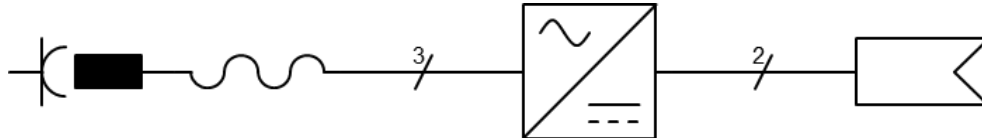


## 7.4 Vorschlag künftiges Regelwerk

### 7.4.1. Systemkategorien

#### Einphasige Steckersolargeräte

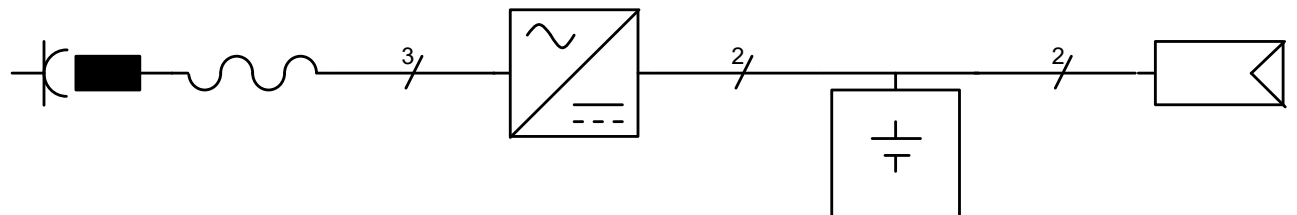
##### Einphasige Steckersolargeräte ohne Speicher (V1)



Typ	Einphasige Steckersolargeräte ohne Speicher
Einspeisung	Einphasig
Speicher	ohne
Zulässige Steckverbindungen	T13, T23
$P_{DC\_STC\ max}$	2000 W
$S_{AC\_nom\ max}$	800 VA
$I_{AC, rms\ max}$	3.5 A

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.

##### Einphasige Steckersolargeräte mit DC-gekoppeltem Speicher (V2)

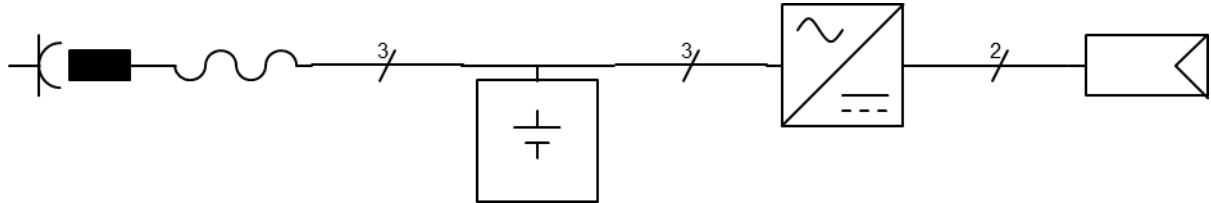


Typ	Einphasige Steckersolargeräte mit DC-gekoppeltem Speicher
Einspeisung	Einphasig
Speicher	DC-gekoppelt
Zulässige Steckverbindungen	T13, T23
$P_{DC\_STC\ max}$	2000 W
$S_{AC\_nom\ max}$	800 VA
$I_{AC, rms\ max}$	3.5 A

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.



Einphasige Steckersolargeräte mit AC-gekoppeltem Speicher (V3)

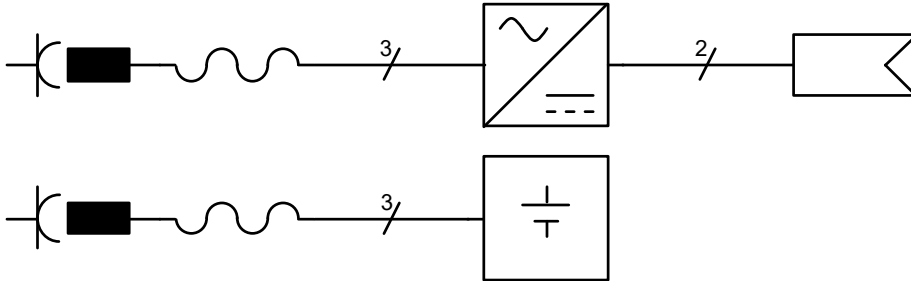


Typ	Einphasige Steckersolargeräte mit AC-gekoppeltem Speicher
Einspeisung	Einphasig
Speicher	AC-gekoppelt
Zulässige Steckverbindungen	T13, T23
$P_{DC\_STC\ max}$	2000 W
$S_{AC\_nom\ max}^a$	800 VA
$I_{AC,\ rms\ max}$	3.5 A
ANMERKUNG Das Steckersolargerät und der Speicher sind als eine Einheit konzipiert. Es gibt nur eine Anschlussleitung.	
<sup>a</sup> Die AC-seitige maximale Systemleistung gilt für die Einheit aus Steckersolargerät und Speicher.	

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.



Einphasige Steckersolargeräte mit separatem AC-gekoppeltem Speicher (V4)



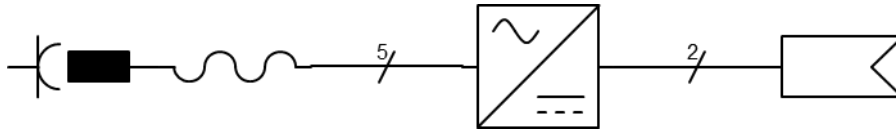
Typ	Einphasige Steckersolargeräte mit separatem AC-gekoppeltem Speicher
Einspeisung	Einphasig
Speicher	AC-gekoppelt
Zulässige Steckverbindungen	T13, T23
$P_{DC\_STC\ max}$	2000 W
$S_{AC\_nom\ max}^a$	800 VA
$I_{AC,\ rms\ max}^b$	3.5 A
ANMERKUNG Das Steckersolargerät und der Speicher sind kommunikativ und regelungstechnisch als Einzelsystem zu behandeln. Es muss sichergestellt werden, dass die Maximalwerte zu keiner Zeit überschritten werden.	
<sup>a</sup> Die AC-seitige maximale Systemleistung gilt als Summe über beide Komponenten; Steckersolargerät und Speicher	
<sup>b</sup> Der AC-seitige maximale Systemstrom gilt als Summe über beide Komponenten; Steckersolargerät und Speicher	

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.



### Dreiphasige Steckersolargeräte

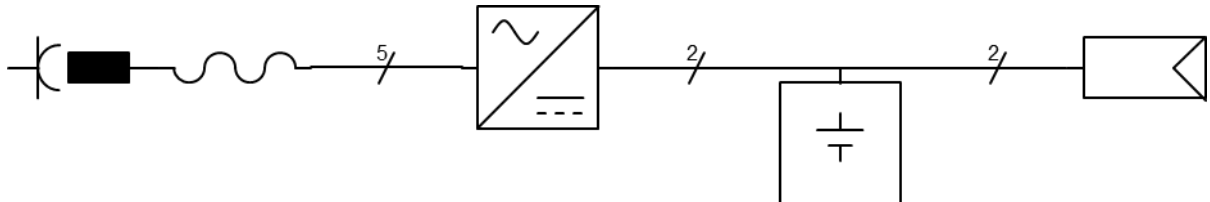
*Dreiphasige Steckersolargeräte ohne Speicher (V5)*



Typ	Dreiphasige Steckersolargeräte ohne Speicher
Einspeisung	Dreiphasig; symmetrisch
Speicher	ohne
Zulässige Steckverbindungen	T15, T25, CEE16
$P_{DC\_STC\ max}$	6000 W
$S_{AC\_nom\ max}$	2400 VA
$I_{AC,\ rms\ max}^a$	3.5 A
<sup>a</sup> Der maximale Strom gilt je Aussenleiter	

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.

*Dreiphasige Steckersolargeräte mit DC-gekoppeltem Speicher (V6)*

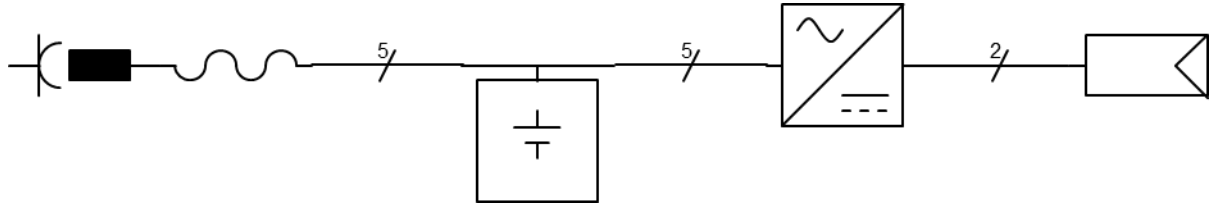


Typ	Dreiphasige Steckersolargeräte mit DC-gekoppeltem Speicher
Einspeisung	Dreiphasig; symmetrisch
Speicher	DC-gekoppelt
Zulässige Steckverbindungen	T15, T25, CEE16
$P_{DC\_STC\ max}$	6000 W
$S_{AC\_nom\ max}$	2400 VA
$I_{AC,\ rms\ max}^a$	3.5 A
<sup>a</sup> Der maximale Strom gilt je Aussenleiter	

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.



Dreiphasige Steckersolargeräte mit AC-gekoppeltem Speicher (V7)

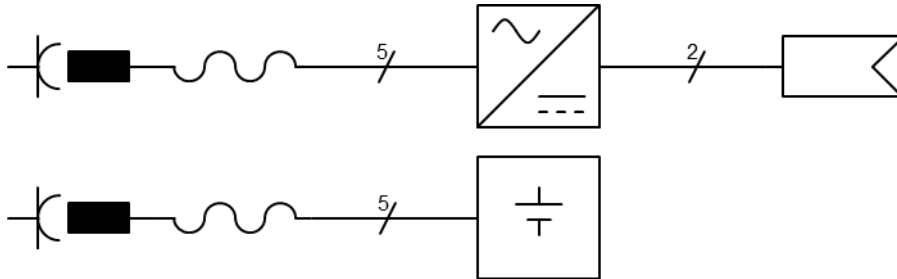


Typ	Dreiphasige Steckersolargeräte mit AC-gekoppeltem Speicher
Einspeisung	Dreiphasig; symmetrisch
Speicher	AC-gekoppelt
Zulässige Steckverbindungen	T15, T25, CEE16
$P_{DC\_STC\ max}$	6000 W
$S_{AC\_nom\ max}^a$	2400 VA
$I_{AC,\ rms\ max}^b$	3.5 A
ANMERKUNG Das Steckersolargerät und der Speicher sind als eine Einheit konzipiert. Es gibt nur eine Anschlussleitung.	
<sup>a</sup> Die AC-seitige maximale Systemleistung gilt für die Einheit aus Steckersolargerät und Speicher.	
<sup>b</sup> Der maximale Strom gilt je Aussenleiter.	

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.



*Dreiphasige Steckersolargeräte mit separatem AC-gekoppeltem Speicher (V8)*



Typ	Dreiphasige Steckersolargeräte mit separatem AC-gekoppeltem Speicher
Einspeisung	Dreiphasig; symmetrisch
Speicher	AC-gekoppelt
Zulässige Steckverbindungen	T15, T25, CEE16
$P_{DC\_STC\ max}$	6000 W
$S_{AC\_nom\ max}^a$	2400 VA
$I_{AC,\ rms\ max}^b$	3.5 A
ANMERKUNG Das Steckersolargerät und der Speicher sind kommunikativ und regelungstechnisch als Einzelsystem zu behandeln. Es muss sichergestellt werden, dass die Maximalwerte zu keiner Zeit überschritten werden.	
<sup>a</sup> Die AC-seitige maximale Systemleistung gilt als Summe über beide Komponenten; Steckersolargerät und Speicher	
<sup>b</sup> Der AC-seitige maximale Systemstrom gilt als Summe über beide Komponenten; Steckersolargerät und Speicher	

Alle Schutzkonzepte analog «normalen» PV-Anlagen gemäss NIN zulässig.



## 7.5 Förderung von Plug & Play PV-Systemen

Uneinig blieb man sich bis Projektende bezüglich Förderung von Plug & Play PV-Systemen. Die aktuellen Förderbestimmungen sehen vor, dass fest installierte Plug & Play PV-Systeme ab einer Leistung von 2 kW [47] eine Förderung in Form einer EIV erhalten können. Es gab Stimmen in der Projektgruppe, die Plug & Play PV-Systeme auch künftig gerne gefördert sähen, während andere sich v.a. aus Gründen der Einfachheit systematisch gegen eine Förderung aussprachen.