

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

# **STECKERFERTIGE, NETZGEKOPPELTE KLEINST-PV-ANLAGEN**

## **STUDIE FÜR E-CONTROL AUSTRIA**

**VERSION: 1.4b**

**Redaktionsschluss dieses Berichtes für technisch-wissenschaftliche Inhalte war der 24.7.2016.**

**Gegenüber der früheren Version wurden kleine Anpassungen bei der Benennung von österreichischen Normen durchgeführt.**

**Dr. Thomas Erge**

**Dipl.-Ing. Hermann Laukamp**

**Luis Miguel Diazgranados**

**Alfons Armbruster**

**David Fischer**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE  
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany  
Telefon:+49 (0) 761 / 4588 5275  
E-Mail: hermann.laukamp@ise.fraunhofer.de

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Aufgabenstellung.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Technische Beschreibung des Systems und Marktübersicht .....</b>	<b>7</b>
2.1	Fragestellung .....	7
2.2	Systemdefinition.....	7
2.3	Abgrenzung zur „normalen“ PV-Anlage.....	8
2.4	Klassifikation von Kleinst-PV-Anlagen im Sinne des ETG .....	9
2.5	Verbindung von Kleinst-PV-Anlagen mit elektrischen Anlagen .....	11
2.6	Komponenten.....	12
2.6.1	Module .....	13
2.6.2	Wechselrichter .....	13
2.7	Anzuwendende Normen .....	17
2.7.1	Module .....	17
2.7.2	Wechselrichter .....	17
2.7.3	Systeme .....	19
2.7.4	Erläuterungen .....	19
2.7.5	Anforderungen Konformitätserklärung.....	23
2.8	Kritische Aspekte mit Sicherheitsrelevanz.....	24
2.8.1	Allgemeine Bedenken .....	25
2.8.2	Überlastung von Teilen der Hausinstallation .....	25
2.8.3	„Blendung“ von Fehlerstrom-Schutzschaltern (RCD) .....	26
2.8.4	Gefahr bei Missbrauch und Kombination per Mehrfachsteckdose.....	27
2.9	Aktuelle Entwicklungen.....	28
2.9.1	Stecker Norm bei TC 23H.....	28
2.9.2	Diskussion zu Erweiterung der VDE 0100-551 .....	28
2.9.3	Neue PV Errichtungsnorm bei CENELEC .....	28
2.10	Marktübersicht aktueller Geräte.....	29
<b>3</b>	<b>Rechtlich/organisatorische Behandlung in anderen Ländern .....</b>	<b>32</b>
3.1	Deutschland .....	32
3.2	Schweiz.....	33
3.2.1	Spezielle Bestimmungen .....	33
3.2.2	Standardinstallation .....	34
3.2.3	Aufstellung, Ausrichtung .....	35
3.2.4	Diskussion und Fazit Schweiz .....	35
3.3	Niederlande.....	36
3.3.1	Standardinstallation .....	36
3.3.2	Anforderungen nach der neuen NEN 1010 .....	37
3.3.3	Marktdaten .....	38
3.3.4	Fazit Niederlande.....	38
3.4	Portugal.....	38
3.4.1	Rechtlich/Organisatorische Regeln .....	38
3.4.2	Allgemeine Anforderungen an die Installation in Portugal:.....	39
3.5	Fazit .....	39
<b>4</b>	<b>Elektrotechnische Sicherheit in der Hausinstallation.....</b>	<b>41</b>
4.1	Grundlagen zu Komponenten und Materialien .....	41
4.1.1	Leitungen .....	41
4.1.2	Schuko-Steckdose.....	41
4.1.3	Standardhausinstallation .....	43
4.1.4	Leitungsschutz und Leitungsschutzschalter (LS-Schalter).....	43
4.1.5	RCD-Schutzschalter .....	45

4.2	Brandauslösung durch elektrische Anlagen .....	45
4.2.1	Grundlagen .....	45
4.2.2	Isolationsfehler .....	45
4.2.3	Kontaktfehler, Übergangswiderstand .....	46
4.2.4	Statistische Daten zu Brandfällen durch Elektrizität .....	46
4.3	Anforderungen an elektrische Anlagen in Wohngebäuden .....	47
4.3.1	Allgemeine Aspekte .....	47
4.3.2	Schutz von Leitungen vor Überlastung .....	49
4.3.3	Altanlagen .....	52
4.3.4	Gerätezureitungen .....	52
4.3.5	Anschluss von Erzeugungsanlagen .....	53
4.3.6	Überspannungsschutz/Spannungsanhebung .....	54
4.3.7	Ungewollte Inselnetzbildung .....	55
4.3.8	Diskussion und Fazit .....	55
<b>5</b>	<b>Potentialabschätzung und Szenarien .....</b>	<b>58</b>
5.1	Modellierung PV-System .....	58
5.2	Einstrahlungsprofile .....	59
5.3	Lastprofile .....	62
5.3.1	Standardlastprofile .....	62
5.3.2	Synthetische Profile für Kundentypen .....	63
5.3.3	Residuallastprofile .....	63
5.4	Absatzzahlen und Szenarien .....	64
5.5	Gebäude- und Verbrauchertypen .....	65
5.6	Annahmen zum Strompreis .....	66
<b>6</b>	<b>Systembetrachtung .....</b>	<b>68</b>
6.1	Einführung .....	68
6.2	Ebene Einzelhaushalte .....	68
6.2.1	Auswirkung auf den Haushaltsverbrauch .....	68
6.2.2	Vergleich synthetische Lastprofile vs. Standardlastprofile .....	72
6.2.3	Auswirkung der Energiezählung .....	74
6.2.4	Extremwerte .....	78
6.2.5	Amortisationszeiten .....	80
6.3	Ebene Ortsnetztransformator .....	82
6.4	Ebene Österreich .....	85
<b>7</b>	<b>Bewertung und Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>92</b>
7.1	Stromwirtschaft Österreich .....	92
7.2	Sicherheit der Hausinstallation .....	93
7.3	Allgemeinere Empfehlungen .....	96
7.4	Empfehlungen für Käufer .....	97
7.5	Zusammenfassende Fazits .....	98
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>101</b>
<b>9</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>104</b>
9.1	Datenblatt PV Modul BLD M31PCS-150W .....	104
9.2	Liste von Produkten .....	106
9.3	Eigenverbrauch und Autarkie .....	108
9.4	Details Stromtarif .....	110
9.5	Begriffe und Abkürzungen .....	111

Motivation für die Studie ist das öffentliche Interesse an steckerfertigen netzgekoppelten Kleinst-PV-Anlagen und das Agieren verschiedener Anbieter am Markt, welche in Österreich und auch international verschiedene Produkte anbieten und bewerben. Hervorzuheben ist hier die Crowdfunding-Initiative „simon ®“ des Anbieters oekostrom AG, welche am 8. Mai 2015 auf der Crowdfunding-Plattform 1000x1000 vorgestellt wurde. Nach Angaben der oekostrom AG wurde allein in den ersten sechs Wochen nach Start des Projektes die Schwelle von 1.000 Bestellungen bzw. 567.000 Euro erreicht (oekostrom AG, 2015). Es ist durchaus nicht unwahrscheinlich, dass gerade im Zuge dieser und weiterer Kampagnen in den nächsten Jahren eine größere Zahl von Einzelsystemen in Österreich installiert wird, deren summarische Erzeugungsleistung im Gesamtportfolio von Österreich relevant werden könnte.

Auf Grund ihrer Größe und Gebrauchseigenschaften stehen Kleinst-PV-Anlagen aus Sicht der sicherheitstechnischen Anforderungen zwischen „Geräten“ und „Anlagen“ und bedürfen noch einer umfänglichen technischen und formaljuristischen Einordnung. Diese ist nicht einfach durchzuführen, da die Kleinst-PV-Anlagen in sehr unterschiedlichen technischen Varianten in Verkehr gebracht werden. Diese reichen von betriebsfertigen Modulen mit integriertem Wechselrichter bis hin zu Bausätzen mit einem großen Freiheitsgrad, Konfiguration und Betriebsbedingungen zu beeinflussen).

Diese sicherheitstechnischen Aspekte werden in den Ende Januar finalisierten „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – Teil D4 (TOR-D4)“ zwar nicht vorrangig adressiert werden, jedoch setzt die österreichische Regulierungsbehörde E-Control mit gesonderten Regelungen für „Kleinsterzeugungsanlagen“ ein wichtiges Signal, welches die zukünftig erwartete höhere Durchdringung am Markt reflektiert.

Für die vorliegende Studie sind sicherheitstechnische Aspekte ein wichtiger Aspekt, der neben den zu erwarteten zahlenmäßigen Durchdringungsgraden sowie den energetischen und finanziellen Folgen einer forcierten Installation solcher Systeme steht.

Zusammenfassend sollen im Rahmen der Studie die folgenden Sachverhalte erarbeitet bzw. diskutiert werden:

- Technische Beschreibung des Produktes
- Übersicht über am Markt angebotene Geräte
- Elektrische Sicherheit in der Hausinstallation
- Potentialabschätzung für die Marktdurchdringung
- Systembetrachtung mit Implikationen für Netzbetrieb, Bilanzierung und Verrechnung
- Rechtliche/organisatorische Behandlung solcher PV-Anlagen in anderen Ländern.

Basierend auf den Untersuchungsergebnissen sollen Empfehlungen zum Umgang mit Kleinst-PV-Anlagen gegeben werden.

Ziel der Studie ist es, eine Abschätzung über die zu erwartenden Auswirkungen dieser Technologie zu geben. Damit sollen eventuell sensitive Auswirkungen auf die

Sicherheit von Hausinstallationen und den Netzbetrieb inklusive Stromhandel erkannt und entsprechende Maßnahmen zur ihrer Vermeidung entwickelt werden.

Aufgabenstellung  
-----

Methodisch werden in der Studie zunächst Ausführungen zu Definition und Beschreibung der Kleinst-PV-Anlagen vorgenommen, wobei in diesem Zusammenhang für die Anlagenkomponenten anzuwendende Normvorschriften aufgeführt werden. Dem schließt sich die Marktübersicht an, welche letztendlich in Form einer Excel-Tabelle an den Auftraggeber übermittelt wird und deren wesentliche Kennzahlen und Erkenntnis hier im Studientext diskutiert werden. Die folgende rechtlich/organisatorische Behandlung solcher Systeme in anderen Ländern zeichnet schwerpunktmäßig ein Bild von der Situation in Europa.

Ein getrennter wichtiger Abschnitt adressiert die elektrotechnische Sicherheit in der Hausinstallation und verwertet hierbei einerseits direkt produktbezogene Informationen, andererseits allgemeinere Erfahrungen in Bezug auf die Kopplung von Photovoltaiksystemen mit elektrischen Systemen im Gebäudebereich. Dabei wird insbesondere dem Aspekt des Brandschutzes große Aufmerksamkeit gewidmet.

Dem umfänglichen Abschnitt der Systembetrachtung voraus geht zunächst die Erstellung von Simulationsszenarien, welche einerseits unterschiedliche Pfade hinsichtlich der Verbreitung von Kleinst-PV-Systemen und andererseits unterschiedliche technische Rahmenbedingungen für die Implementierung widerspiegeln. Dabei werden hinsichtlich der Lastprofile unterschiedliche Kundengruppen behandelt, für die zeitlich hochaufgelöste Lastprofile verwendet werden. Eine zusätzlich vorgenommene Bewertung der Bedeutung der zeitlichen Auflösung der Lastprofile für die Ermittlung entsprechender Kenngrößen hat gezeigt, dass das ursprünglich geplante Vorgehen unter Verwendung von Viertelstundenwerten zu fehlerbehaftet ist und Minutenwerte für eine sachgerechte Beurteilung notwendig sind.

Mit der Systembetrachtung werden dann für unterschiedliche Aggregationsebenen (Haushalte, Netzknoten Verteilnetz, Gesamtnetz Österreich) verschiedene energetische und finanzielle Kenngrößen ermittelt, welche Antworten auf die oben genannten Zielsetzungen geben können.

Zum Ende der Untersuchung schließen sich Diskussionen und Schlussfolgerungen der Gutachter an.

Hinsichtlich der Fehlertoleranz der getroffenen Aussagen ist zu bemerken, dass auf Grund des begrenzten Umfangs der Studienarbeiten für verschiedene Untersuchungen und Simulationsberechnungen exemplarische Szenarien verwendet wurden und über Parametervariation allgemeingültigere Schlussfolgerungen gezogen wurden. Spezielle geographisch oder technisch definierte Sonderfälle konnten hier nicht mit betrachtet werden.

## 2 Technische Beschreibung des Systems und Marktübersicht

### 2.1 Fragestellung

Anliegen dieses Kapitels ist die technische Beschreibung des Produktes „Steckerfertige, netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlage“. Es werden die zugehörigen Komponenten dargestellt, sowie die anzuwendenden Normen und Regeln aufgelistet und diskutiert. Bei der Bewertung der Normen werden Gerätenormen für PV-Module und Wechselrichter betrachtet. Ebenfalls werden relevante Festlegungen betreffend Netzanschluss-Bestimmungen und PV-Installationsanforderungen berücksichtigt.

### 2.2 Systemdefinition

Unter „steckerfertigen, netzgekoppelten Kleinst-PV-Anlagen“ sollen im vorliegenden Kontext grundsätzlich handelsübliche oder handelsfähige Produkte verstanden werden, bei denen die Hauptkomponenten „Photovoltaikmodule“ und „Wechselrichter“ zu einer technisch kompakten Gesamtlösung „Kleinst-PV-Anlage“ kombiniert sind, welche als Gesamtpaket vertrieben wird und wo üblicherweise die komplette Systemauslegung unabhängig vom geplanten Installationsort fest durch den Systemanbieter vordefiniert wurde. Damit verbunden ist im Gegensatz zu konventionellen Photovoltaiksystemen der Anspruch, dass die für die Installation der Systeme Verantwortlichen keine wesentlichen technischen Veränderungen an den Komponenten, sowie ihrer Verschaltung vornehmen, bzw. vornehmen lassen müssen (ausgenommen Anforderungen hinsichtlich der mechanischen Befestigung und Leitungsverlegung), und die Systemkonfiguration als unveränderbar zu betrachten ist.

Im einfachsten Fall handelt es sich um ein PV-Modul mit mechanisch fest verbundenem Wechselrichter, wobei die DC-Verkabelung fest mit dem Wechselrichter verbunden ist – also ohne die üblichen PV-Steckverbinder – und der Wechselrichterabgang schon mit einem entsprechenden Kabel vorkonfektioniert ist. Im anglo-amerikanischen Sprachgebrauch wird dafür auch der Ausdruck „AC-Module“ verwendet.

Die Anforderung „steckerfertig“ bedeutet zunächst, dass die Kleinst-PV-Anlagen ohne aktive technische Zwischengeräte unmittelbar mit elektrischen Endstromkreisen von Gebäuden (Wohnhäuser, Gewerbebauten usw.) verbunden und betrieben werden können. Anbieter/Nutzer der Systeme assoziieren in der Regel weiterhin mit der Bezeichnung „steckerfertig“ Lösungen, bei denen die Einspeisung über Schuko-Stecker in (beliebige) Steckdosen erfolgt und keine Änderungen in der Hausinstallation hierfür notwendig sind. Ob dieser Anspruch realistisch ist, wird in späteren Untersuchungsteilen der Studie diskutiert.

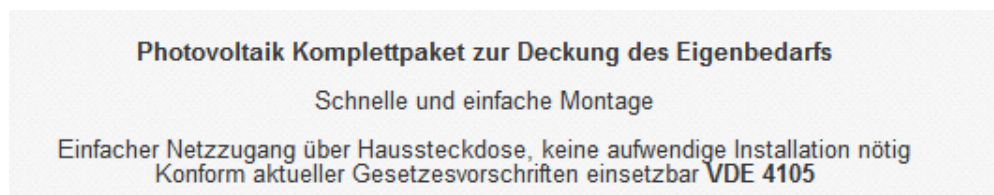


Abbildung 1: Auszug aus der Produktbeschreibung eines eBay-Verkäufers für ein kleines PV-Komplettpaket (Quelle: eBay)

Die Anforderung „netzgekoppelt“ wird in der vorliegenden Studie dahingehend definiert, dass Systeme betrachtet werden, welche zum Anschluss an 230V Netzspannung (einphasig) und für Netzparallelbetrieb ausgelegt sind. Systeme, die entsprechend ihres Schaltungskonzeptes grundsätzlich einen zeitweisen Inselbetrieb (Notstromoption) unterstützen könnten, werden nur dann einbezogen, wenn die konkret vertriebene Produktversion ohne technische Veränderung keinen realen Inselbetrieb erlaubt (beispielsweise durch das Fehlen eines Stromspeichers). Nicht betrachtet werden sollen lokale Gleichstromnetze sowie lokale Netze mit Spannungen unter 230 V (beispielsweise Hausnetze mit 24 V Versorgungsspannung)<sup>1</sup>.

Hinsichtlich der Einordnung bezogen auf die elektrische Installationsleistung wird der Leistungsbereich auf eine maximale Größenordnung 600 .. 800 W<sub>p</sub><sup>2</sup> begrenzt, wodurch die Mehrzahl der am Markt verfügbaren Kleinst-PV-Anlagen erfasst wird. Von Händlern angebotene Anlagen sind fast ausnahmslos einfache Kombinationen mehrerer kleinerer Einheiten.

Typisch (aber nicht notwendig) ist, dass sich die Anlagen in privater Hand befinden und i.d.R. nicht mit kommerzieller Gewinnerzielungsabsicht betrieben werden.

Häufigster Fall ist der Einsatz nur einer dieser Kleinst-PV-Anlagen bei einem privaten Netzbenutzer. Anbieter solcher Systeme geben aber gelegentlich eine Obergrenze von drei Anlagen an.

### 2.3 Abgrenzung zur „normalen“ PV-Anlage

Der wesentliche Unterschied zu konventionellen PV-Anlagen ist, dass diese (mehr oder weniger) individuell geplant und vor Ort als elektrische Anlage errichtet werden. Die Errichtung hat dabei durch Fachkräfte, in der Regel durch ein beim Netzbetreiber registriertes, befugtes Elekrounternehmen, nach den einschlägigen Normen der IEC 60364 Reihe und speziell nach den Vorgaben des Teils IEC 60364-712 für Photovoltaikanlagen zu erfolgen. In Österreich ist die korrespondierende Norm die ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, die gegenüber der IEC-Version erweiterte Anforderungen enthält. Darüber hinaus gibt es von seitens der Netzbetreiber / der Regulierungsbehörde weitere Anforderungen, die Zählerplatzgestaltung, Anmeldung, Inbetriebnahmeprozedur und Dokumentation betreffen können.

Eine wesentliche Anforderung für diese „normalen“ Anlagen ist, dass sie in einen eigenen Stromkreis einspeisen, der keine Verbraucher oder Steckdosen enthalten darf. Die Einspeisung erfolgt also netzseitig, „oberhalb“, der Schutzeinrichtungen der Endstromkreise. Je nach Vergütungsmodell / Geschäftsmodell wird für diesen Stromkreis meistens ein eigener Erzeugungszähler installiert.

Hingegen werden die hier behandelten Kleinstanlagen nicht individuell geplant und errichtet, sondern als mehr oder weniger anschlussfertige Zusammenstellung angeboten. Selbst im Falle von Anlagen, bei denen zwei Module an einen Wechselrichter angeschlossen werden, also eine gewisse Errichtungsarbeit nötig ist, sind dafür keine besonderen Fachkenntnisse erforderlich. Dank vorkon-

---

<sup>1</sup> Bemerkung der Autoren: die dezentrale Bereitstellung von sehr niedrigen Spannungen in Gebäuden stellt eine technologisch interessante Option dar, da zunehmend Verbraucher mit Spannungen von beispielsweise 12 V oder 24 V betrieben werden.

<sup>2</sup> Summarische Nennleistung der Photovoltaik-Module unter Standard-Testbedingungen



fektionierter Anschlüsse und Verbindungsleitungen können die Komponenten problemlos zusammengesteckt werden. Die Komplexität und der Arbeitsaufwand für diese Aufgabe sind nicht größer, als beispielsweise der Einbau einer Halogen-Beleuchtung mit einem Stromschienensystem.

Eine eindeutige, normativ verankerte Grenzleistung für diese Anlagen gibt es bisher nicht. Am ehesten kann man sich an der Klassifizierung im kürzlich verabschiedeten ENTSOE „Network Code on Requirements for Generators (NC RfG)“ orientieren. Dessen Anwendungsbereich beginnt bei Anlagen von 800 W Nennleistung. Von daher lässt sich als maximale Obergrenze für die fraglichen Kleinst-PV-Anlagen eine Leistung von 800 W definieren.

Bei der normativen Bewertung der Kleinst-PV-Anlagen stellt man fest, dass sie nicht genau in die gewohnten Begriffe und Denkschemata von ETG und Normen (ÖVE/ÖNORM genau wie VDE und IEC) passen.

Einerseits sind sie Elektrotechnikprodukte, die gefahrlos von Laien montiert und an das Haus-/Wohnungsnetz angeschlossen werden können. Andererseits verhalten sie sich technisch wie PV-Anlagen, die nach ÖVE/ÖNORM 8001-712 errichtet wurden. Von daher kann man sie als „PV-Anlage“ beschreiben. Einerseits sind sie Endgeräte, die per Steckdose angeschlossen werden, und gelten daher als mobile Geräte mit dem entsprechenden Bedarf an „Zusatzschutz“ durch Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD). Andererseits werden sie typischerweise auf Dauer montiert und sind faktisch eher stationär installiert.

Wegen dieser technologie-inhärenten Ungereimtheiten dieser neuartigen Produkte ist es sinnvoll, auf sie zugeschnittene, eindeutige Regelungen zu schaffen, die in ihrer Ausgestaltung die „Zwitter“-Eigenschaften berücksichtigen.

In einem ersten Schritt zur Klärung der Frage der Anwendbarkeit von Normen und Vorschriften zu Errichtung/Installation und zum Betrieb von Kleinst-PV-Anlagen ist deren Zuordnung zu klassifizierenden Begriffen notwendig, auf welche die einschlägigen Rechtsvorschriften verweisen. Eine solche Klassifikation betrifft insbesondere die Unterscheidung zwischen „elektrischen Betriebsmitteln“ und „elektrischen Anlagen“, da deutliche Unterschiede in den Rechtsanforderungen zwischen diesen zwei Klassen bestehen. Hierzu sollen im Folgenden Diskussionen geführt werden.

## 2.4 Klassifikation von Kleinst-PV-Anlagen im Sinne des ETG

Aus der Praxisperspektive der Elektrotechnik aus betrachtet liegt zunächst die Vermutung nahe, dass es sich bei den in der Studie betrachteten Kleinst-PV-Anlagen eher um elektrische Betriebsmittel handelt. Diese instinktive Zuordnung resultiert zunächst aus dem Umstand, dass der von den Herstellern/Vertriebern dieser Anlagen propagierte Umgang der Kunden mit diesen Systemen aus elektrischer Sicht identisch mit dem Gebrauch standardisierter Haushaltgeräte ist: die Systeme können vom Kunden, ohne Einbeziehung von Fachpersonal, an (im Prinzip) jeder Haussteckdose mit dem Hausnetz verbunden werden und erfordern im Betrieb keine speziellen Fachkenntnisse der Betreiber oder Vorkehrungen, welche die restliche Hausinstallation betreffen. Bei Einhaltung entsprechender Leistungsobergrenzen ist keine Überlastung der Hausinstallation zu erwarten und mögliche Fehlersituationen entsprechen Fehlerbildern konventioneller Haushaltgeräte.

Ohne hierdurch den Anspruch einer formaljuristischen Bewertung erheben zu wollen kann hinsichtlich der rechtlichen Situation die Frage der Zuordnung zu den Klassen „elektrische Betriebsmittel“ oder „elektrische Anlagen“ durch Bewertung der in den Gesetzen vorgenommenen Definitionen und Kriterien diskutiert werden. Zentrale

Gesetzesvorgabe ist in diesem Zusammenhang das „Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992)“, welches für die vorliegende Diskussion in der Fassung der Novelle 2015 (BGBl. I Nr. 129/2015) analysiert wurde.

Nach den Begriffsbestimmungen in §1 (1) werden für elektrische Betriebsmittel verschiedene notwendige und hinreichende Kriterien definiert, von denen folgende auf Kleinst-PV-Anlagen anwendbar sind:

- Bestimmungszweck: Gewinnung / Fortleitung / Gebrauch elektrischer Energie
- Auch (...) Kombinationen von Geräten (Apparaten), die für den Endnutzer bestimmt sind und elektromagnetische Störungen verursachen können (...) sind elektrische Betriebsmittel
- Betriebsmäßige Zusammenfassung mehrerer elektrischer Betriebsmittel, die als bauliche Einheit in Verkehr gebracht werden und zu diesem Zeitpunkt als bauliche Einheit ortveränderlich sind, gelten ebenfalls als Betriebsmittel.

Das erste Kriterium trifft zweifelsfrei auf Kleinst-PV-Anlagen zu. Das dritte Kriterium ist hinsichtlich der Formulierung „bauliche Einheit“ interpretationsfähig, wenn die Einzelkomponenten der Kleinst-PV-Anlagen in keiner festen mechanischen Verbindung miteinander stehen bzw. diese Verbindung Variationsmöglichkeiten durch den Kunden vorsieht. Steckerfertige Module mit im Modul integriertem Wechselrichter erfüllen jedoch dieses Kriterium zweifelsfrei. Trotz des Verweises auf „elektromagnetische Störungen“ deutet das in der jüngsten Fassung des ETG neu aufgenommene zweite Kriterium auf die Intention des Gesetzgebers, auch Kombinationen von Geräten (Apparaten) als Betriebsmittel einzustufen, selbst wenn diese keine bauliche Einheit bilden. Wichtig ist hier die Gebrauchsbestimmung durch den Endnutzer. Aus dieser Perspektive wären auch Bausätze mit baulich nicht verbundenen Einzelkomponenten, die in dieser Zusammensetzung als Funktionseinheit auf dem Markt bereitgestellt werden, als elektrische Betriebsmittel einzustufen.

Die Kriterien für die Klasse „elektrische Anlage“ finden sich in §1 (2), §1 (2a) und §1 (2b) des ETG. Entscheidend ist dabei die folgende Festlegung in Absatz (2): „Eine elektrische Anlage im Sinne dieses Bundesgesetzes ist eine ortsfeste betriebsmäßige Zusammenfassung elektrischer Betriebsmittel, soweit diese Zusammenfassung nicht nach Abs. 1 als Betriebsmittel zu betrachten ist.“

Sollte also entsprechend der obigen Argumentation eine Kleinst-PV-Anlage als Betriebsmittel einstuftbar sein, erübrigt sich eine weitere Erörterung einer möglichen Eigenschaft als Anlage. Bei einer Abwägung des Begriffes „Anlage“ ist sicherlich das Kriterium der „ortsfesten betriebsmäßigen Zusammenfassung“ ein wichtiger Aspekt. Unbestreitbar sind Kleinst-PV-Anlagen zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens als bauliche Einheit „ortsveränderlich“, so dass die entsprechende Bewertung nach §1 (1) Satz 3 gegenüber der Bezugnahme auf die Ortsunveränderlichkeit während des tatsächlichen Anlagenbetriebes Vorrang hat. Eine Anwendbarkeit nach §1 (2a) käme nur in Frage, wenn der Aufstellort der Anlage selbst beweglich ist. So könnte die Montage einer Kleinst-PV-Anlage auf einem Wohnwagen nach §1 (2a) als „bewegliche Anlage“ eingeordnet werden, sofern eine Einordnung als Betriebsmittel nicht möglich wäre.

#### **Fazit:**

**Aus Sicht der Gutachter sprechen die Festlegungen bzw. Intentionen des Gesetzgebers nach Elektrotechnikgesetz klar für eine Einordnung von Kleinst-PV-Anlagen als „elektrische Betriebsmittel“.**

## 2.5 Verbindung von Kleinst-PV-Anlagen mit elektrischen Anlagen

Konkret stellt sich die Frage, ob aus juristischer Sicht die Kopplung einer Kleinst-PV-Anlage mit dem Stromnetz eines Gebäudes zu einer formalen Änderung der „elektrischen Hausanlage“ führt.

Aus der Praxisperspektive heraus sollte sich diese Frage nicht stellen, wenn Kleinst-PV-Anlagen als zugelassene elektrische Betriebsmittel eingestuft werden und damit analoge Anforderungen wie andere Betriebsmittel (Beleuchtungsgeräte, Verbrauchsgeräte, ...) erfüllen.

Auf Grund der Besonderheit der Rückspeisung von Strom lohnt trotzdem eine formaljuristische Bewertung der Beeinflussung der Hausinstallation durch den Betrieb der Kleinst-PV-Anlagen. Hierzu sollen zunächst die Kriterien für eine „wesentliche Änderung einer elektrischen Anlage“ nach ETG §1 (3) bewertet werden.

Da weder Stromart noch Nennspannungen beeinflusst werden, sind die in §1, Absatz (3) unter 1. und 2. formulierten Kriterien gegenstandslos. Drittes und viertes Kriterium adressieren Änderungen von Schutzmaßnahmen, die die Wirksamkeit bei direktem oder indirektem Berühren betreffen. Hierzu ist zunächst grundsätzlich festzustellen, dass die bestehenden Schutzmaßnahmen (in Bezug auf direktes oder indirektes Berühren) im Hausnetz durch die Kleinst-PV-Systeme nicht verändert werden. Eine besondere Situation kann jedoch entstehen, wenn für die Anwendungsumgebung der elektrischen Betriebsmittel die Erfassung von Fehlerströmen über RCD-Schutzschalter vorgeschrieben ist. Kleinst-PV-Systeme sehen in der Regel keine Erfassung von Fehlerströmen vor und können ein vorhandenes RCD-Schutzsystem u.U. kompromittieren.

Allerdings handelt es sich beim Einsatz von RCD-Schutzschaltern per Definition um einen „Zusatzschutz“. Dieser Schutz ergänzt die Schutzmaßnahmen gegen direktes oder bei indirektem Berühren wie sie in der ÖVE/ÖNORM E 8001-1 definiert sind. Selbst wenn eine Kleinst-PV-Anlage im Fehlerfall den Zusatzschutz beeinträchtigen kann, so sind davon die Schutzmaßnahmen gegen direktes oder bei indirektem Berühren nicht berührt. Weder wird der Schutz gegen direktes Berühren, die Basisisolierung, beeinträchtigt, noch der Schutz bei indirektem Berühren, in Falle von Kleinst-PV-Anlagen der Schutz durch Abschalten.

ETG §1 (4) definiert Kriterien für eine „wesentliche Erweiterung einer elektrischen Anlage“. Das erste Kriterium der örtlichen Erweiterung in Bereiche, „in denen bisher keine elektrische Anlage bestanden hat“ dürfte für den vorliegenden Zusammenhang gegenstandslos sein, da aus örtlicher Sicht die Kleinst-PV-Anlage der vorhandenen Hausinstallation zuzuordnen ist. Das zweite Kriterium lautet, dass eine wesentliche Erweiterung vorliegt, wenn „die Leistung, die der Zuleitung maximal entnommen werden soll, sich so sehr erhöht, dass eine Verstärkung der Zuleitung notwendig ist“. Abgesehen vom generellen Aspekt, dass es durch Kleinst-PV-Anlagen i.d.R. zu einer Leistungsabsenkung auf den Leitungen der Hausinstallation kommt, sollte gerade ein notwendiges Kriterium für die Zulässigkeit des Inverkehrbringens von Steckerfertigen Kleinst-PV-Anlagen sein, dass diese gerade keine baulichen Veränderungen an der vorhandenen Hausinstallation erfordern. Damit wäre eine Anwendbarkeit des Kriteriums nach §1 (4) 2. per se ausgeschlossen.

### Fazit:

**Aus Sicht der Gutachter führt die Verknüpfung von Kleinst-PV-Anlagen als elektrische Betriebsmittel mit der Hausinstallation weder zu einer wesentlichen Änderung der elektrischen Anlage noch zu einer wesentlichen**

**Erweiterung. Selbst wenn ein KPV im Fehlerfall den Zusatzschutz beeinträchtigen kann, so sind davon die Schutzmaßnahmen gegen direktes oder bei indirektem Berühren nicht beeinträchtigt.**

## 2.6 Komponenten

„Steckerfertige, netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlagen“ bestehen aus den folgenden Komponenten:

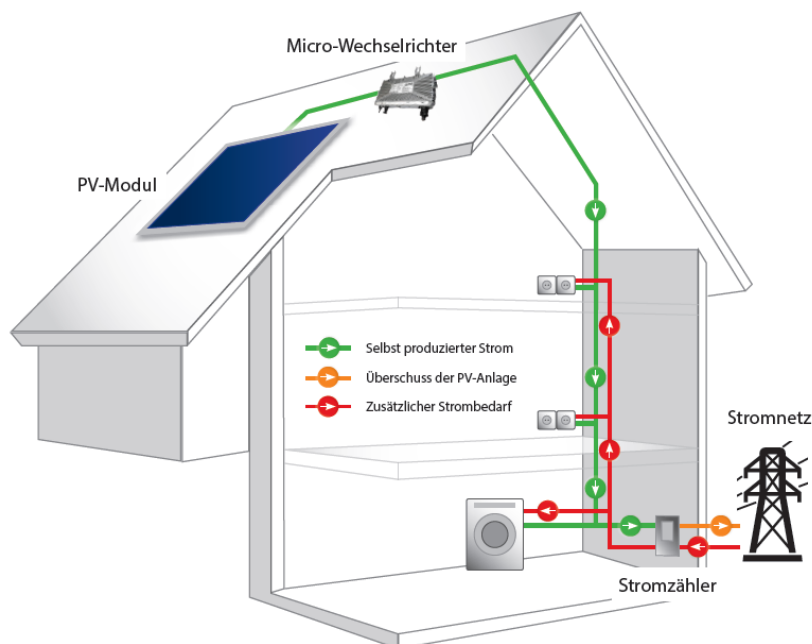
Hauptkomponenten:

- Photovoltaische Module (Einzelmodul oder mehrere Module, die mechanisch miteinander verbunden sein können) mit Anschlussdose bzw. vorkonfektionierten Kabelverbindern
- PV-Wechselrichter, in der Regel mit Netzinterface

weitere BOS<sup>1</sup>-Komponenten:

- Montagesysteme / Unterkonstruktionen
- Netzzuleitung
- Stecker
- evtl. separate Netzanschlussbox (Netzinterface, N/A-Schutz<sup>2</sup>)
- ggf. Batterien

Die folgende Abbildung 2 visualisiert die Grundidee des Einsatzes von Kleinst-PV-Anlagen:



**Abbildung 2: Integration von Kleinst-PV-Anlagen in das Hausnetz**  
Quelle: (AEconversion GmbH & Co. KG, 2016)

<sup>1</sup> BOS = Balance of System („Alles was man sonst noch braucht“)

<sup>2</sup> N/A –Schutz = Netz- und Anlagenschutz, in Österreich durch selbsttätig wirkende Freischaltstelle nach ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 realisiert

Danach werden die Systeme unmittelbar mit der Hausinstallation verbunden und der erzeugte Strom wird entweder direkt durch die lokalen Verbraucher konsumiert („Eigenverbrauch“) oder als Überschusserzeugung über den Hausstromzähler an das Stromnetz zurückgespeist.

Hinsichtlich der Wechselrichter ist grundsätzlich zwischen modulintegrierten Wechselrichtern („AC-Module“) und getrennt installierten Wechselrichtern zu unterscheiden. Im ersten Fall sind Module und Wechselrichter fest miteinander verbunden und eine vom Käufer zu realisierende DC-Verkabelung entfällt. Die Wechselrichter müssen dann für eine Montage im Freien ausgelegt sein. Überwiegend werden Wechselrichter aber getrennt mitgeliefert und der Kunde muss Modul(e) und Wechselrichter mit vorkonfektionierten DC-Leitungen mit integrierten PV-Steckverbindern verbinden.

Diese Wechselrichter werden manchmal auch räumlich getrennt montiert und befinden sich dann nicht selten innerhalb des Gebäudes.

Im Fall von modulintegrierten Wechselrichtern kommen bei Installation mehrerer Kleinst-PV-Systeme zwangsläufig mehrere Wechselrichter zum Einsatz, die über die AC-Verkabelung gekoppelt sind. Hingegen wäre bei getrennten Wechselrichtern auch eine DC-Verkabelung mehrerer Module mit einem größeren Wechselrichter möglich.

### 2.6.1 Module

Bei den eingesetzten Modulen dominieren bei Kleinst-PV-Anlagen poly- und monokristalline Siliziummodule auf Grund ihres ausgewogenen Preis-/Leistungsverhältnisses sowie der umfangreichen Herstellerangebote. Aus Sicht der Standardisierung bzw. Sicherheitsanforderungen an Kleinst-PV-Anlagen sind Zelltyp und Modultechnologie ohne Belang, da diese aus Sicht der Sicherheitsanforderungen keine wesentlichen Unterschiede in ihren elektrischen Eigenschaften aufweisen.

Die verwendeten PV-Module weisen in der Regel Nenn(Leerlauf)-Spannungen von 30 V bis 40 V auf. Die Nenn-Kurzschlussströme liegen im Bereich von 6 -10 A. Die Nennleistungen (spezifiziert unter Standard Test Bedingungen (STC)) liegen im Bereich von etwa 150 W bis 250 W. Die Abmessungen dieser Module reichen von etwa 0,7 m x 1 m bis zu 1 m x 1,6 m. Die DC-Verkabelung wird, sofern vorhanden, mit normativ geforderten doppeltisolierten Standardsolarleitungen vorgenommen.

### 2.6.2 Wechselrichter

Da die Wechselrichter eine Schlüsselkomponente sind, sollen sie hier etwas detaillierter betrachtet werden.

Wechselrichter für Kleinst-PV-Anlagen beinhalten die in Abbildung 3 dargestellten Funktionen. Bei kommerziellen Produkten kann ein Teil der Schutzfunktionen in ein externes Gerät ausgelagert sein.

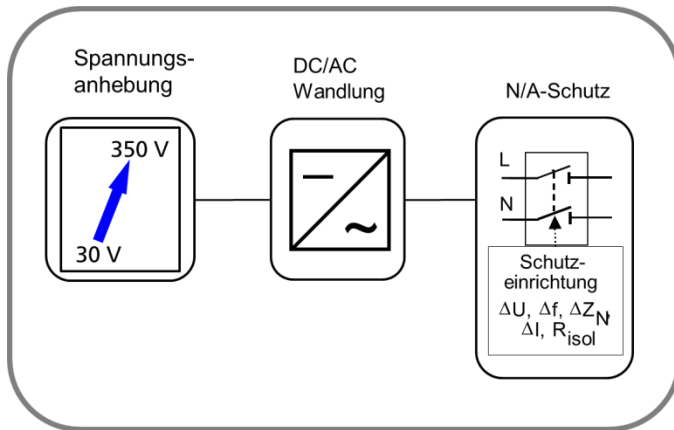


Abbildung 3: Funktionen in Kleinwechselrichtern. Die Reihenfolge von Spannungsanhebung und DC/AC Wandlung kann variieren.

Die Erzeugung eines sinusförmigen Stromes erfolgt in allen Fällen über getaktete Halbleiterbauelemente mit Pulsweitenmodulation. Teilweise wird auch in einer ersten Stufe ein sinushalbwellenförmiger Strom erzeugt, der in einer weiteren Schalterbrücke zu einem vollen Sinusstrom „entfaltet“ wird. Der Netz- und Anlagenschutz (N/A- Schutz) sorgt dafür, dass sich der Wechselrichter bei Störungen im Gerät oder im versorgenden Netz vom Netz trennt. Der innere Aufbau dieser Wechselrichter kann nach verschiedenen Funktionsprinzipien erfolgen, eine Auswahl gängiger Strukturen wird in den folgenden Bildern dargestellt. Dabei wird der N/A- Schutz nicht mehr dargestellt, da er in allen WR enthalten sein muss.

Folgendes Bild zeigt die historisch älteste und einfachste Bauform, eine getaktete Halbleiterbrücke mit Transformator zur Spannungsanhebung. Wegen des Materialaufwandes für den Transformator und das Gewicht von mehreren Kilogramm wurde dies Prinzip weitgehend durch andere Strukturen verdrängt.

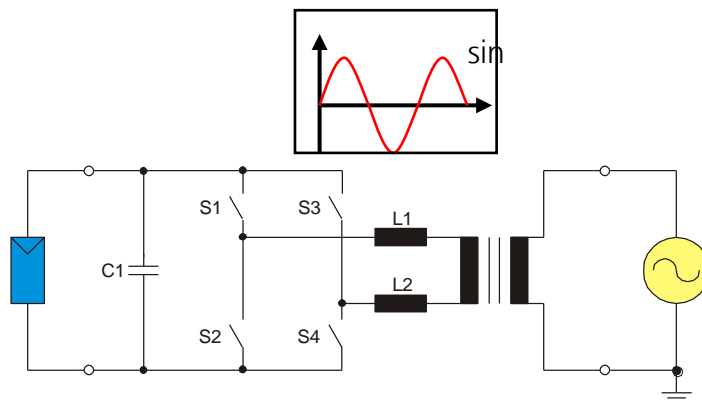


Abbildung 4: Prinzipschaltbild eines Wechselrichters mit 50 Hz Transformator; das kleine Bild oberhalb zeigt die Funktion der Halbleiterstufe an.

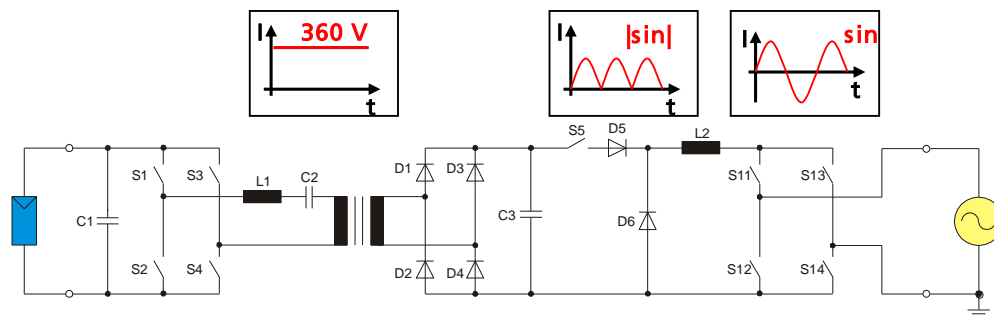
Stromformung in 50 Hz Wechselstrom findet durch die Halbleiterschalter S1- S4 in Verbindung mit den Serieninduktivitäten L1 und L2 statt. Der Transformator transformiert die Wechselspannung hinter den Drosseln (etwa 10 V Effektivwert bei einem 60-Zellen Modul) auf die 230 V Netzspannung.



**Abbildung 5: Blick in ein geöffnetes Gerät (Dorfmueller DMI 250); rechts der Ringkern-Niederspannungstransformator**

Geräte dieser Bauart sind mittlerweile technisch überholt, da sie aufgrund des Niederfrequenztransformators relativ schlechte Wirkungsgrade erreichen und schwer sind.

Um leichtere Geräten bauen zu können, wird die Spannungserhöhung in einen Hochfrequenztransformator mit nachgelagerter Gleichrichtung verlagert, der deutlich kleiner und leichter realisiert werden kann. Abbildung 6 zeigt beispielhaft eine verwendete Topologie.



**Abbildung 6: Blockschaltbild für ein Gerät mit HF-Transformator, Sinusformung und Entfaltungsstufe (enecsys)**

Bei dieser Topologie dient die erste Schaltbrücke zusammen mit dem Transformator und der Diodenbrücke zur Erzeugung einer Gleichspannung von etwa 360 V. Aus dieser Gleichspannung formt ein Tiefsetzsteller mit dem Schalter S5 einen sinushalbwellenförmigen Strom mit einer Grundfrequenz von 100 Hz. Dieser wird in der Ausgangsbrücke mit den Schaltern S11 – S14 in einen 50 Hz Wechselstrom entfaltet. Abbildung 7 zeigt den Aufbau eines Wechselrichters mit einer ähnlichen Topologie.



Abbildung 7: Wechselrichter mit HF-Transformator (die beiden grauen Klötzchen in der Platinenmitte), hier aufgeteilt in zwei parallele Zweige (enphase)

Durch den Transformator gibt es bei den genannten Topologien eine galvanische Trennung zwischen dem Wechselrichter Eingang, also dem PV-Modul, und dem Wechselrichter-Ausgang, also dem Netz.

Mechanisch sind diese Wechselrichter in ein Metallgehäuse eingebaut, das eine robuste Montage erlaubt und als Kühlkörper zur Ableitung der Verlustwärme fungiert (siehe Abbildung 8). Daher sind diese Geräte alle als „Schutzklasse I“ Geräte anzusehen und brauchen einen „PE“ Anschluss. Bei einigen Geräten/Anbietern findet sich eine entsprechende Angabe in den Unterlagen (siehe Marktrecherche), bei den meisten Geräten wird die „Schutzklasse I“ implizit vorausgesetzt, indem der Anschluss per „Schuko-Stecker“ propagiert wird.



Abbildung 8: beispielhafter Kleinwechselrichter im Metallgehäuse (AEConversion)



## 2.7 Anzuwendende Normen

Im Folgenden sollen verschiedene Normen aufgeführt werden, bei denen zunächst eine Anwendbarkeit auf Kleinst-PV-Anlagen zu vermuten wäre. In der Diskussion wird ein Teil dieser Normen als nicht anwendbar eingestuft, da diese für die hier diskutierten Systeme nicht relevant sind.

### 2.7.1 Module

Für Photovoltaik (PV) - Module<sup>1</sup> gibt es zwei wesentliche Produktnormen. Die IEC 61215; „Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-) Module - Bauarteignung und Bauartzulassung“ ist eine grundlegende Qualitätsnorm. Module, die ihre Prüfanforderungen erfüllen, erreichen mit hoher Wahrscheinlichkeit eine technische Lebensdauer von mindestens 20 Jahren.

Die IEC 61730-1 und -2; „Photovoltaik(PV)-Module - Sicherheitsqualifikation - Teil 1: Anforderungen an den Aufbau“ und „Photovoltaik(PV)-Module - Sicherheitsqualifikation - Teil 2: Anforderungen an die Prüfung“ behandeln vor allem Fragen der elektrischen Sicherheit dieser Module.

Teil 1 beschreibt Anforderungen an den Aufbau von PV-Modulen, um deren sicheren elektrischen und mechanischen Betrieb für die vorgesehene Lebensdauer zu gewährleisten. Teil 2 beschreibt Prüfanforderungen an Photovoltaik-Module, mit denen die Eigenschaften nach Teil 1 abgeprüft werden.

Eine für diese Untersuchung wesentliche Festlegung der Norm stellt fest, dass Module, die die Prüfungen der Anwendungsklasse A bestehen, damit auch die Anforderungen der Schutzklasse II für den Schutz bei indirektem Berühren erfüllen. Praktisch alle heute für PV-Anlagen vermarkteten PV-Module sind Betriebsmittel der Schutzklasse II.

### 2.7.2 Wechselrichter

PV-Wechselrichter müssen Normen verschiedener Kategorien erfüllen. Die wichtigsten Normen samt Kategorien sind im Folgenden aufgeführt. Da Wechselrichter weltweit, bzw. europaweit vertrieben werden, müssen sie den einschlägigen europäischen Normen genügen, die deswegen hier aufgeführt werden<sup>2</sup>. Teilweise werden auch spezielle deutsche Regeln aufgeführt, da manche Wechselrichter-Hersteller sich in ihren Produktdatenblättern auf diese Normen beziehen.

#### Gerätesicherheit

V VDE V 0126-1-1 - Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz

EN 62109-1:2010 - Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen

EN 62109-2:2011 - Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter

---

<sup>1</sup> Hier werden nur kristalline Module betrachtet und keine Dünnschichtmodule, da diese bei keinem der Produkte eingesetzt werden.

<sup>2</sup> Die Gutachter gehen davon aus, dass es in Österreich keine wesentlichen nationalen Änderungen der relevanten Produktnormen gibt. Spezielle Anforderungen an PV-Wechselrichter und PV-Systeme werden in der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 getroffen. Diese wird weiter unten angeführt.

- (EN 62477-1:2012) – Sicherheitsanforderungen an Leistungshalbleiter-Umrichtersysteme und -betriebsmittel, nicht spezifisch für PV. Sie berücksichtigt aber auch Geräte mit Steckeranschluss und mögliche Beeinflussung von RCD-Schutzschaltern Typ A und kann von daher auch für Kleinwechselrichter interessant werden.
- EN 50178:1997 ..- allgemeine Sicherheitsnorm für elektronische Geräte in Niederspannungsanlagen

## **Elektromagnetische Verträglichkeit**

### Störaussendung

- EN 61000-6-3 – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Teil 6-3:  
Fachgrundnormen: Störaussendung für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe
- EN 61000-6-4 - Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 6-4:  
Fachgrundnormen - Störaussendung für Industriebereiche

### Störfestigkeit

- EN 61000-6-1 – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Teil 6-1:  
Fachgrundnormen: Störfestigkeit für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe
- EN 61000-6-2 – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 6-2:  
Fachgrundnormen - Störfestigkeit für Industriebereiche

### Netzurückwirkungen

- EN 61000-3-2 - Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2:  
Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom  $\leq 16$  A)
- EN 61000-3-3 – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV),: Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker für Geräte mit einem Bemessungsstrom  $\leq 16$  A

## **Netzkopplung**

- Anwendungsregel AR 4105 (in Deutschland) - „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- VDE V 0124-100 – Entwurf - Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz
- EN 50438:2014 - „Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz“
- ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, - Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen
- ÖVE/ÖNORM EN 61727 – Photovoltaische (PV) Systeme – Eigenschaften der Netz-Schnittstelle
- ÖVE/ÖNORM EN 62116, - Photovoltaik-Wechselrichter für den Anschluss an das Stromversorgungsnetz - Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung
- TOR D4 Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen
- ENTSOE, Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators

### 2.7.3 Systeme

Teil 551 Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen

ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, - Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V – Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen  
Die Photovoltaiknorm ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 enthält sowohl Anforderungen an die Errichtung als auch Anforderungen an das Netzverhalten von Wechselrichtern.  
U.A. verweist die „Änderung A1 zu ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009-12-01“ auf die Richtlinie TOR D4:2013, Tabelle 8-1 was die Einstellwerte für den Entkuppelschutz angeht.

HD 60364-7-712:2016-04 Elektrische Anlagen von Gebäuden -- Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Solar-Photovoltaik(PV)-Versorgungssysteme

Weiterhin gibt es eine Reihe von grundlegenden Normen und Regeln für die Elektroinstallation. Diese sind für das Produkt „Kleinst-PV-Anlage“ nicht unmittelbar anwendbar, aber für das Verständnis des Einsatz-Umfeldes wichtig.  
Zu diesen Normen gehört besonders die ÖVE/ÖNORM E 8001, bzw. die frühere ÖVE-E 1, mit allen ihren Teilen. Auf die jeweils gültige Version dieser Norm wird auch in den Technischen Anschlussbedingungen TAEV<sup>1</sup>, herausgegeben von „Österreichs E-Wirtschaft“, verwiesen. Diese werden über den Benutzungsvertrag privatrechtlich verbindlich.  
Für die Erstellung dieses Gutachtens beziehen wir uns auf die Ausgabe 2012.

### 2.7.4 Erläuterungen

Zu den oben aufgeführten Normen sollen hier kurze weitergehende Erläuterungen gegeben werden, sofern diese für den Untersuchungsgegenstand dieser Studie relevant sind.

**V VDE V 0126-1-1: 2013-08**, Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz

Diese Norm ist zwar veraltet, wird aber immer noch verwendet, da sie am Markt gut eingeführt ist und auch in anderen Ländern als Referenz benutzt wird.  
Sie enthält Gerätesicherheitsanforderungen und Festlegungen zum Netz- und Anlagenschutz (siehe Abbildung 9).  
Die wesentlichen Anforderungen wurden in die EN 62109 übernommen.

---

<sup>1</sup> Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt

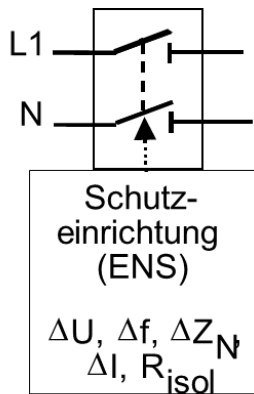


Abbildung 9: Schematische Darstellung der selbsttätigen Schaltstelle nach VDE 126-1-1

**EN 62109-1**, Sicherheit von Stromrichtern – allgemeine Anforderungen

**EN 62109-2**, Sicherheit von Stromrichtern – besondere Anforderungen an Wechselrichter

Diese Normen stellen unter anderem folgende Anforderungen an Wechselrichter:

- Tägliche Prüfung des Isolationswiderstandes des PV-Generators vor dem Aufschalten. Bei Unterschreiten des Schwellwertes bleibt der WR vom Netz getrennt.
- Fehlerstromüberwachung mit Ein-Fehler-Sicherheit
- Im Betrieb: Überwachung des Fehlerstroms mit Abschalten bei Grenzwertüberschreitung; Grenze liegt bei 300 mA bzw. 10 mA pro kVA Nennleistung bei WR > 30 kVA
- Überwachung des Fehlerstrom und Abschalten bei plötzlichen Änderungen von mindestens 30 mA
- Selbsttätige Trenneinrichtung zum Netz mit Ein-Fehler-Sicherheit, Selbstüberwachung und Selbsthemmung im Fehlerfall

**EN 62477-1**, Sicherheitsanforderungen an Leistungshalbleiter-Umrichtersysteme und –betriebsmittel – Teil 1: Allgemeines

Diese Norm gilt für Stromrichter allgemein, nicht spezifisch für PV-Wechselrichter. Sie berücksichtigt auch Geräte mit Steckeranschluss und mögliche Beeinflussung von RCD-Schutzschaltern vom Typ A und kann daher auch für Kleinst-PV-Anlagen interessant werden.

Die Inhaltsbeschreibung gibt u.a. an:

*Diese Norm ....*

- legt Anforderungen zur Verringerung der Risiken von Brand, elektrischem Schlag, thermischen, energetischen und mechanischen Gefährdungen während des Gebrauchs und Betriebes fest, die, wenn speziell angegeben, auch für Wartung und Instandhaltung gelten;
- legt Mindestanforderungen zur Verringerung von Risiken hinsichtlich steckbarer und fest angeschlossener Betriebsmittel fest, die aus einem System zusammenschalteter Einheiten oder unabhängiger Einheiten bestehen und von Installation, Betrieb und Instandhaltung des Betriebsmittels in der vom Hersteller vorgeschriebenen Weise abhängig sind.

## **Anwendungsregel AR 4105**

„Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Technische Beschreibung des  
Systems und Marktübersicht  
-----

Diese Norm ist der EN 50438:2014 ähnlich. Sie ist aber ausführlicher, konkreter und behandelt zusätzlich die Inselnetzerkennung. Sie gilt allerdings nur in Deutschland.

## **VDE V 0124-100**

Entwurf – „Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz“

Die VDE V 0124-100 beschreibt die Prüfungen, mit der die Anforderungen der AR 4105 verifiziert werden.

## **EN 50438:2014**

„Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz“

Da diese Norm auch in Österreich gilt und im Prinzip ähnliche Anforderungen wie die AR 4105 stellt und die Anforderungen des ENTSOE RfG berücksichtigt, wird sie hier ausführlicher dargestellt. Allen neueren Netzanschlussnormen ist gemeinsam, dass sich auch kleine, dezentrale Generatoren im Rahmen der technischen Möglichkeiten systemstützend und in erster Näherung nach den gleichen Regeln wie Großkraftwerke verhalten müssen. Bei der EN 50438:2014 sieht das so aus:

- unabhängig von der verwendeten Primärenergiequelle
- Nennströme bis maximal 16 A je Phase
- kein Abschalten, solange Spannung zwischen 0,85 Un und 1,1 Un
- kein Abschalten, solange Frequenz zwischen 49 Hz und 51 Hz
- (jeweils am Netzanschlusspunkt)
- Kontrollierte Leistungsabregelung bei Überfrequenz
- Wirkfaktoren  $\cos \phi = 0,90$  untererregt bis 0,90 übererregt
- Blindleistungs-Regelfunktionen:
  - $Q(U)$ ;
  - $\cos \phi$  fest;
  - $\cos \phi(P)$ .
- Schutzsystem darf integriert sein
- Schutzparameter müssen vor Ort einstellbar UND manipulationssicher sein
- Einstellwerte des Schnittstellenschutzes werden vom VNB vorgegeben; andernfalls Standardwerte lt. Tabelle im nationalen Anhang
- Aktuelle Einstellwerte des Schnittstellenschutzes gemäß österreichischem Anhang (aus ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, mit Verweis auf TOR D4) finden sich in folgender Tabelle.

**Tabelle 1: Schutzeinstellwerte für Wechselrichter im Parallelbetrieb (Tabelle 8-1, TOR D4 von Juli 2016)**

Funktion	Einstellwerte	
	Einstellwert	Auslöseverzögerung
Überspannungsschutz $U_{eff} >>$	1,15 Un	≤ 0,1 s
Überspannungsschutz $U_{eff} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min Mittelwertes (Überwachung der Spannungsqualität)	1,11Un <sup>1)</sup>	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz $U_{eff} <$	0,80 Un	0,2 s <sup>5)</sup>
Überfrequenzschutz $f >$	51,5 Hz <sup>3)</sup>	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz $f <$	47,5 Hz <sup>4)</sup>	≤ 0,1 s
Netzausfall <sup>2)</sup>		≤ 5 s

1) einzustellen zwischen 1,10 Un und 1,15 Un um den Spannungsfall zwischen dem Einbauort und dem Verknüpfungspunkt zu berücksichtigen. Der Auslieferungszustand ist eine Auslöseschwelle 1,11 Un. Ist eine Einstellung der Auslöseschwelle nicht möglich, so ist ein Einstellwert von 1,10 UN bei der Auslieferung vorzusehen. Am Verknüpfungspunkt sind die Vorgaben der ÖVE/ÖNORM EN 50160 einzuhalten.

2) Bei Netzausfall (auch bei gleichzeitig angepasster Erzeugung und Verbrauch von Wirk- und Blindleistung) muss der Wechselrichter den Einspeisebetrieb innerhalb von 5 s beenden. Diese Anforderungen gelten unabhängig von der Einspeiseleistung des Wechselrichters.

3), 4) Abweichung zur ÖVE/ E 8001-4-712 auf Basis der ENTSO-E Vorgaben.

5) Bei aktiviertem LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) kann ein höherer Einstellwert erforderlich sein

Der **ENTSOE “Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators”** definiert als untere Leistungsgrenze für seinen Anwendungsbereich Generatoren mit 800 W Nennleistung. Diesen Wert kann man als quasi natürliche Höchstgrenze für steckerfertige Kleinst-PV-Anlagen annehmen.

Die **ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 samt Änderung (2014)** gilt laut ihrem Anwendungsbereich „für die Planung, für die Errichtung ... photovoltaischer Energieerzeugungsanlagen“. Dem Wortlaut nach sind also die fraglichen Kleinstanlagen nicht eingeschlossen, da diese als Fertigprodukt nicht geplant und nicht errichtet werden.

Besonderheit: Die ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009 enthält kombinierte Anforderungen an die Errichtung, an Sicherheitsfunktionen und an den Netzparallelbetrieb in einem Dokument. Einige Anforderungen der IEC 62109 Normen sind hier übernommen worden.

U.A. verweist die „Änderung A1 zu ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009-12-01“ auf die Richtlinie TOR D4:2013, Tabelle 8-1 hinsichtlich der Einstellwerte für den Entkuppelschutz.

Besonders erwähnt werden soll die Anforderung des schnellen Abschaltens bei Unterspannung: „Spannungen an den Außenleitern, ... von höchstens 80% der Nennspannung ... müssen eine Ausschaltung innerhalb von 0,2 s bewirken.“ Damit wäre auch der Schutz bei Berührung des gerade gezogenen Steckers gewährleistet.

Diese Norm enthält also systemische Anforderungen, die auch Kleinst-PV-Anlagen erfüllen sollten. Dazu gehören Anforderungen, die die elektrische Sicherheit und Anforderungen, die die Systemsicherheit des Stromsystems betreffen. Durch die

potentiell riesige Zahl von Geräten, die sich gleich verhalten, können diese Kleinstanlagen in Summe einen spürbaren Effekt im europäischen Verbundnetz verursachen. Dieses Phänomen ist beim „50,2 Hz“<sup>1</sup> Problem sehr deutlich aufgetreten, wenngleich für reguläre PV-Anlagen.

Auf Haushaltsebene können diese Kleinstanlagen, wenn sie an einer Steckdose massiv gehäuft angeschlossen werden, wie oben erläutert zu Sicherheitsrisiken führen.

**HD 60364-7-712:2016-04** Elektrische Anlagen von Gebäuden -- Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Solar-Photovoltaik(PV)-Versorgungssysteme ersetzt zukünftig die „alte“ HD von 2005.

### 2.7.5 Anforderungen Konformitätserklärung

Die folgende Tabelle fasst die Normen zusammen, die für eine Konformitätserklärung mit den einschlägigen europäischen Richtlinien relevant sind. Die angegebenen Normen enthalten zum Teil identische Anforderungen, sind also teilweise alternativ zu verstehen.

---

<sup>1</sup> PV-Anlagen mussten sich früher bei einer Netzfrequenz von 50,2 Hz automatisch vom Netz trennen. Im Extremfall wären bei einer entsprechenden Großstörung nach der rasanten Ausbauphase schlagartig mehrere Gigawatt an Leistung abrupt weggefallen. Der auftretende Leistungssprung hätte die europaweit vorgehaltene Primärregelleistung überfordern können, so dass es zu flächendeckenden Stromausfällen hätte kommen können. (siehe: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tab/seiten/50-2-hz.aspx>)

**Tabelle 2: Normen und Standards für eine Konformitätserklärung**

Technische Beschreibung des Systems und Marktübersicht

<b>Module</b>	
EN 61730-1 + A1	Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau – (IEC 61730-1:2004)
EN 61730-2	Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 2: Anforderungen an die Prüfung – (IEC 61730-2:2004)
<b>Wechselrichter</b>	
V VDE V 0126-1-1 + A1	Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz
EN 62116	Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung für Versorgungsunternehmen in Wechselwirkung mit Photovoltaik- Wechselrichtern – (IEC 62116:2008)
EN 62109-1	Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen – (IEC 62109-1:2010)
EN 62109-2	Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen – Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter – (IEC 62109-2:2011)
VDE AR 4105	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
V VDE V 124-100	Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz (Prüfungen zu AR4105)
EN 50178	Ausrüstung von Starkstromanlagen mit elektronischen Betriebsmitteln – Deutsche Fassung EN 50178:1997

Für Österreich würde die Konformität mit der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 genügen, denn darin sind Verweise auf andere Normen und Anforderungen, besonders TOR D4, enthalten.

Um eine klare Grundlage zur Prüfung von Kleinst-PV-Anlagen zu haben, sollten die system- und sicherheitsrelevanten Anforderungen der Norm ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 in geeigneter Form auch für das Produkt „Kleinst-PV-Anlage“ verpflichtend gemacht werden. Dies könnte z.B. über eine Produktnorm oder einen entsprechenden Passus samt Erweiterung des Anwendungsbereiches in der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 erfolgen.

## 2.8 Kritische Aspekte mit Sicherheitsrelevanz

An dieser Stelle sollen die technischen Herausforderungen, die die neue Technologie an die Installationstechnik stellt, kurz vorgestellt werden. Thematisch gehört dieser Abschnitt in das Kapitel 4. Um das Verständnis des folgenden Kapitels zu den Erfahrungen in anderen Ländern zu erleichtern, wird er hier eingefügt. Anforderungen an die elektrotechnische Installation werden in Kapitel 4 noch ausführlicher dargestellt.



### 2.8.1 Allgemeine Bedenken

Die wesentlichen Befürchtungen und Argumente gegen den Anschluss von Kleinsterzeugern an Steckdosen sind in einer Stellungnahme der deutschen elektrotechnischen Kommission DKE zusammengefasst. Diese besagt zusammengefasst:

- Eine Einspeisung in Endstromkreise ist normativ an mehreren Stellen (VDE 0100-551:2011-06, VDE-AR-N 4105:2011-08) ausgeschlossen, oder zumindest „vorläufig in keinem Falle zulässig“ (VDE-AR-N 4105:2011-08).

Eine solche Festlegung findet sich in der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 zu Photovoltaikanlagen und TAEV 2012 zu Eigenerzeugungsanlagen interessanterweise nicht. Dort wird nur ein Festanschluss gefordert. Der entsprechende Passus der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 lautet: „*Photovoltaik-Eigenerzeugungsanlagen dürfen in die Betreiberanlage ... einspeisen und müssen dafür fest angeschlossen sein.*“ (Vergleiche Abschnitt 4.3.4)

- Der Schutz von Leitungen bei Überstrom ist nicht mehr sichergestellt, wenn eine zweite Stromquelle am Leitungsschutzorgan vorbei Strom liefert (siehe Abbildung 10).
- Die Steckerstifte sind im ungesteckten Zustand berührbar und somit besteht hypothetisch die Gefahr eines elektrischen Schlages, wenn der Wechselrichter fehlerhaft Spannung erzeugt und ein Mensch die Steckerstifte berührt.

Weitere Anforderungen betreffen das Verhalten in Richtung Versorgungsnetz. Folgende Anforderungen stammen aus der deutschen AR 4105, finden sich aber in ähnlicher Form in nahezu allen Netzanschlussnormen.

- Es müssen Mittel zur automatischen Trennung der Stromerzeuger vom öffentlichen Stromverteilungsnetz unter vorgegebenen Bedingungen vorgesehen werden.
- Es sind Mittel vorzusehen, um die Verbindung von Stromerzeugern mit dem öffentlichen Stromverteilungsnetz zu verhindern, wenn die Versorgung unterbrochen ist oder die Spannung oder die Frequenz an den Anschlussklemmen von den zulässigen Werten, die für einen Normalbetrieb erforderlich sind, abweicht.
- Es muss ein Trennen der Stromerzeuger vom öffentlichen Stromverteilungsnetz möglich sein. Die Zugänglichkeit dieser Trenneinrichtungen muss den Anforderungen des Netzbetreibers entsprechen.

### 2.8.2 Überlastung von Teilen der Hausinstallation

Folgende Abbildung zeigt beispielhaft eine Hausinstallation mit einem Elektroheizkörper, der über eine Steckdose angeschlossen ist. Wenn dieser Heizkörper durch einen elektrischen Fehler eine überhöhte Stromaufnahme hat, die den Nennwert der Absicherung übersteigt, löst nach entsprechender Zeit der Leitungsschutz aus.

Durch eine Einspeisung aus einer Kleinst-PV-Anlage in diesen Stromkreis fließt ein zusätzlicher Strom in den Heizkörper, der vom Überstromschutz nicht erfasst wird. Ist dieser Strom groß genug, werden Leitungsabschnitte, die von beiden Strömen durchflossen werden, überlastet.

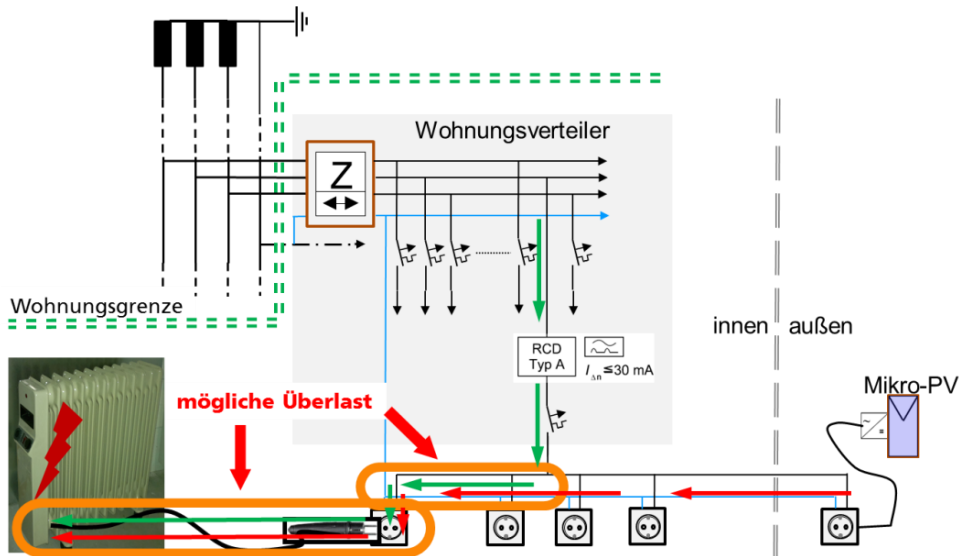


Abbildung 10: prinzipieller Aufbau einer Wohnungsinstallation mit Schutzorganen und Einspeisung in einen Endstromkreis. Bei einer Häufung von Einzellasten oder einem Defekt in einem Verbraucher (hier das Heizgerät) kann ein Teil der Installation (orange markiert) überlastet werden. Hier addieren sich der „normale“ Strom aus dem Netz (grüner Pfeil) und der Strom aus der PV-Anlage (roter Pfeil).

### 2.8.3 „Blendung“ von Fehlerstrom-Schutzschaltern (RCD)

In Haushalten werden in der Regel Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) vom Typ A für den Zusatzschutz an Steckdosen eingesetzt. Diese funktionieren mit Wechselfehlerströmen, pulsierenden Fehlerströmen (welche zwischendurch periodisch zurück auf 0 mA gehen) und pulsierenden Fehlerströmen mit einem konstanten Gleichanteil von bis zu 6 mA.

Teilweise wird kritisiert, dass ein Isolationsfehler auf der Gleichstromseite einer PV-Anlage unter ungünstigen Randbedingungen einen Gleichfehlerstrom verursachen kann und dieser Gleichfehlerstrom einen vorgeschalteten Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) unwirksam machen („blenden“) kann. Tritt ein Fehlerstrom mit einem Gleichanteil von mehr als 6 mA auf, kann der RCD-Schutzschalter einen größeren Fehlerstrom nicht mehr detektieren, er wird unwirksam.

Ob ein bestimmter Wechselrichtertyp einen solchen Fehlerstrom erzeugen kann, hängt von der internen Topologie des Gerätes ab (näheres dazu im Kapitel 4). Da für Außensteckdosen im Wohnbereich seit über 20 Jahren ein Zusatzschutz per RCD-Schutzschalter gefordert ist, sind Kleinst-PV-Anlagen davon betroffen. Fairerweise muss man sagen, dass auch andere Geräte, die mit internen Gleichspannungen arbeiten und als Gerät der Schutzklasse I konstruiert sind, solche Fehlerströme verursachen können. Der Fehlerstrompfad ist in Abbildung 11 veranschaulicht.

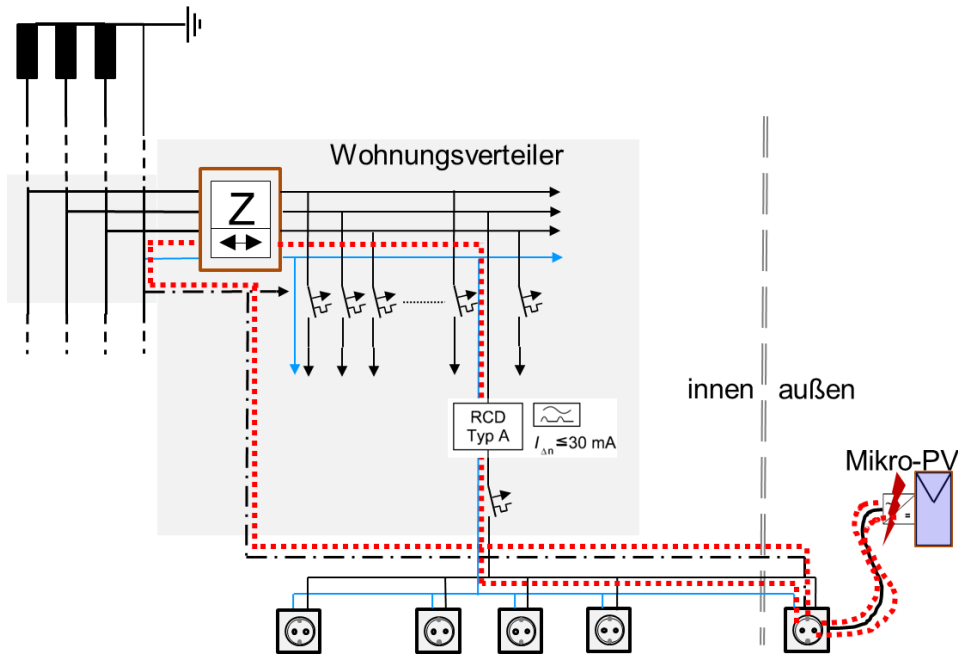


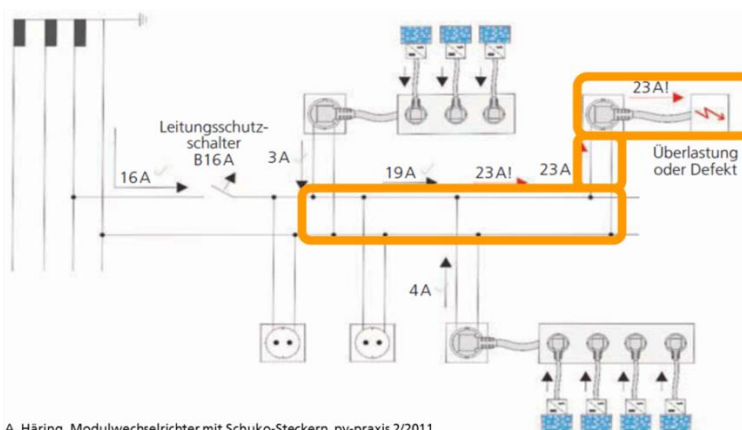
Abbildung 11: Pfad eines Fehlerstroms bei Isolationsdefekt im Mikrowechselrichter. Der Strom fließt über den in neueren Installationen vorhandene RCD-Schalter.

### 2.8.4 Gefahr bei Missbrauch und Kombination per Mehrfachsteckdose

Eine mehrfach beschriebene Befürchtung wird im folgenden Bild skizziert. Es handelt sich um einen Sonderfall zur oben skizzierten Leitungsüberlastung: Unvorsichtige Anwender koppeln mehrere Kleinst-PV-Systeme über Mehrfachsteckdosen, so dass in Summe Einspeiseströme von mehreren Ampere entstehen.

Wie in Abbildung 12 dargestellt summiert sich die eingespeiste Leistung auf etwa 1600 W. Liegt dann ein Überlastfehler in einem Endgerät oder eine entsprechende Verbrauchshäufung über Steckdosenleisten vor, kann ein Teil der Leitungen und speziell die Zuleitung dieses Gerätes massiv überlastet werden.

Anmerkung: Wie in Abschnitt 4.2.4 gezeigt wird, sind die Kontaktstellen in der Installation in der Regel anfälliger für Überhitzungen als die Leitung selber.



Quelle: Dipl.-Ing. A. Häring, „Modulwechselrichter mit Schuko-Steckern, pv-praxis 2/2011“

Abbildung 12: Eine Kombination mehrerer Kleinst-PV-Anlagen über eine oder gar mehrere Mehrfachsteckdosen verschärft die Überlastungsproblematik erheblich. Hier: sieben Anlagen a 250 Wp speisen jeweils mit Nennleistung ein. (Quelle: Dipl.-Ing. A. Häring, Modulwechselrichter mit Schuko-Steckern, pv-praxis 2/2011)

## 2.9 Aktuelle Entwicklungen

Im Folgenden sollen stichpunktartig aktuelle Entwicklungsarbeiten im Bereich der Normung erwähnt werden, welche zukünftig für Kleinst-PV-Anlagen Relevanz erhalten könnten.

### 2.9.1 Stecker Norm bei TC 23H

- Betrifft Einspeisestecker für beliebige Stromquellen inklusive Speicher
- 23H (IEC 23H/316/NP) / IEC/TS 60309-6 Ed. 1
- IEC/TS 60309-6 Ed. 1: Plugs, socket-outlets and couplers for industrial purposes - Part 6: Low-voltage docking connectors with pins and contact-tubes for mobile energy storage units.
- Derzeit in CD Stufe (committee draft –Entwurf).
- Nennströme: 16 A -1000 A

Der Strombereich macht deutlich, dass man eher an leistungsstarke Systeme denkt, nicht an Kleinst-PV-Anlagen.

Diese Norm dürfte frühestens in 2-3 Jahren zur Verfügung stehen.

Ergänzend wird in einem DKE-Komitee an einem Normentwurf für ein Stecksystem für kleinere Leistungen gearbeitet. Dieser Entwurf soll nach Fertigstellung bei IEC eingereicht werden.

### 2.9.2 Diskussion zu Erweiterung der VDE 0100-551

Die VDE 0100-551 betrifft Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen.

- VDE 0100-551 VDE 0100-551:2011-06, Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen
- Im deutschen Gremium DKE K221.5.2 kursiert ein Thesenpapier zur Ergänzung dieser Norm: „551.8 Zusätzliche Anforderungen für elektrische Anlagen, bei denen ein Parallelbetrieb einer Stromerzeugungseinrichtung mit einem Stromverteilungsnetz zulässig ist“.

Die Diskussion geht in die Richtung, einen eigenen Einspeisestromkreis zu fordern, an den über einen neuartigen Steckverbinder auch PV-Systeme angeschlossen werden können.

Wenn die interne Diskussion abgeschlossen ist, sollen die Inhalte auf IEC- und CENELEC- Ebene vorgestellt werden.

### 2.9.3 Neue PV Errichtungsnorm bei CENELEC

- Es gibt eine neue, stark überarbeitete Version der CENELEC PV-Installationsnorm: HD 60364-7-712:2016-04 Elektrische Anlagen von Gebäuden -- Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Solar-Photovoltaik(PV)-Versorgungssysteme.
- Vermutlich muss die ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 daraufhin überarbeitet werden.

## 2.10 Marktübersicht aktueller Geräte

Im Rahmen der Studie wurde eine Recherche durchgeführt, welche Kleinst-PV-Anlagen derzeit am Markt verfügbar sind. Dabei wurde speziell nach steckerfertigen PV-Kleinsystemen im Leistungsbereich von ca. 100 W bis ca. 600 W recherchiert, wobei insbesondere ein Kriterium für die Auswahl der verfügbare Plug&Play – Anschluss an das normale Verteilnetz beispielsweise in Privathaushalten war. Prinzipiell ist die Grenze zwischen einer integrierten Gesamtlösung und einem „Bausatz“ mit (willkürlich) zusammengestellten Einzelkomponenten jedoch fließend und erfolgt auch in der Produktdarstellung der Händler nicht immer konsequent.

Anliegen der Marktübersicht war neben einer Auflistung von Anbietern und Produkten auch die Ermittlung der wichtigsten elektrischen und mechanischen Kenngrößen sowie vom Hersteller angewandter (oder zumindest angegebener) Normen. Zusätzliche Informationen betreffen die technische Gestaltung des Interfaces zu Stromnetz sowie Preise für die Endkunden.

### **Anbieter und Produkte:**

Bei der Recherche konnten ca. 22 Anbieter mit ca. 26 Produkten bzw. Produktfamilien identifiziert werden. Diese stammen überwiegend aus Deutschland (12 Anbieter), weitere Anbieter sind in Österreich und den USA beheimatet (jeweils 3 Anbieter), der Schweiz (2 Anbieter) sowie in Italien und dem UK (jeweils 1 Anbieter).

Bei der Recherche hat sich gezeigt, dass in nicht wenigen Fällen insbesondere hinsichtlich der technischen Angaben nur spärliche Angaben gemacht werden, wobei zentraleuropäische Anbieter häufig eine sehr detaillierte Produktspezifikation angeben, außereuropäische Anbieter jedoch eher eine vage Produktbeschreibung liefern. Als ein Grund für diese Zurückhaltung wurde festgestellt, dass nicht selten sich die Hersteller bzw. Händler der Produkte auch technisch nicht auf bestimmte Komponententypen festlegen, sondern faktisch ein und dasselbe Produkt zu unterschiedlichen Zeitpunkten mit unterschiedlichen Komponenten ausliefern.

Gelegentlich ist eine Unterscheidung zwischen „Hersteller“ und „Händler“ schwierig vorzunehmen, da einzelne Händler Komponenten mit neuen Labels ausstatten und dadurch ursprünglicher Produkttyp und Hersteller nicht mehr ohne weiteres feststellbar sind.

Sehr häufig bieten Händler mehrere Versionen einer Grundkonfiguration an, die sich beispielsweise durch die Zahl der Module oder Wechselrichter unterscheiden, bzw. bei denen wahlweise ein Batteriesystem integriert werden kann. In diesen Fällen wurde in der Marktübersicht nur ein typisches Grundsystem als „Produkt“ aufgeführt und um den Hinweis ergänzt, dass mehrere Varianten des Produktes verfügbar sind.

### **Komponenten:**

Hinsichtlich der technischen Ausstattung dominieren Systeme mit einer Grundnennleistung von 250 W (DC) bzw. 240 W (AC), wobei häufig Vielfache dieser Leistungen verfügbar sind. In vielen Fällen kommen Wechselrichter der Typenreihe AE Conversion Microinverter zum Einsatz, insbesondere die Geräte 150-35, 250-45 sowie 500-90. Weitere Wechselrichtertypen sind:

- AE Conversion Microinverter (verschiedene Typen)
- Micro Replus-250
- Mitrino 250-45EU
- SMI-S200W-72
- i-Micro inverter GT 260 - germany

- EnphaseM250
- ABB MICRO-0.25/0.3-I-OUTD
- PowerGrid 310
- Letrika

Bei den Modulen kommen Modultypen unterschiedlicher Hersteller zum Einsatz, wobei chinesische und auch teilweise deutsche Module dominieren.

In der Regel wird in den veröffentlichten Produktbeschreibungen eine „Übereinstimmung mit allen Normen“ suggeriert, wobei dann in der Regel zahlreiche Normen aufgeführt werden, die von den Wechselrichterherstellern und Modulherstellern für ihre Produkte angegeben werden. Abgesehen von einer CE-Konformität wird für das Gesamtprodukt als solches in der Regel keine spezifische Normenkonformität aufgeführt.

### **Elektrischer Anschluss:**

Hinsichtlich der Kopplung mit dem Stromnetz wird ausnahmslos von allen Herstellern ein Anschluss über eine Steckverbindung mit einem beliebigen Verknüpfungspunkt des Hausnetzes aufgeführt. Nur in einem Fall wurden von einem Hersteller ein Austausch der Steckdose (durch den Kunden durchzuführen) und die Kopplung über einen Spezialstecker vorgesehen. In zwei Fällen wird die Montage des Gesamtsystems (und damit implizit auch die Netzkopplung) durch einen Fachbetrieb gefordert. In der Regel ist eine ENS/Trennstelle nach VDE AR-N 4105 in die Kleinst-PV-Anlagen integriert, selten wird ein getrenntes Netzinterface genannt. Vereinzelt wird in der Produktbeschreibung darauf verwiesen, dass mögliche Anforderungen des lokalen Netzbetreibers zu beachten sind und dieser ggf. zu kontaktieren ist.

Am Rande sei erwähnt, dass für eine Reihe von Systemen auch eine Version als „Inselssystem“ verfügbar ist, so dass diese Anlagen folglich prinzipiell auch einen Inselbetrieb aufrechterhalten könnten.

Vereinzelt werden von Anbietern Höchstzahlen für die Anzahl der maximal zu installierenden Systeme genannt. So wird von einem Schweizer Anbieter die Höchstzahl zu installierender Systeme beschränkt in der Form: „Maximal dürfen 600 Watt AC Leistung pro Zählerkreis angeschlossen werden.“ Der gleiche Anbieter gibt noch einen weiteren Hinweis zum elektrischen Anschluss: „Dieser Materialkit enthält keine Fehlerstrom Schutzvorrichtung und entspricht damit nur in Kombination mit der Fehlerstrom Schutzvorrichtung den Vorschriften des Eidgenössischen Starkstrominspektorats“.

### **Montagesystem:**

Hinsichtlich des Montagesystems bietet die Mehrzahl der Händler verschiedene frei konfigurierbare und auf die Kundensituation angepasste Montageoptionen an, wobei in der Regel eine Selbstmontage durch die Kunden vorgesehen ist. Gelegentlich werden Hinweise zur Statik („geeignet zur Aufstellung bis 5° Neigung, die Wannen sind mit entsprechenden Ballasten zu füllen“, „aerodynamische Unterkonstruktion wurde nach DIN 1045-1, 1052 - 1055, 1055 - 100, 18800 - 18808 im Windkanal getestet“) gegeben.

### **Preis:**

Der Preisbereich für typische 250 W – Systeme liegt bei 500 .. 600 Euro für die Grundvariante (bei mehreren Systemen wurde ein Preis von 595 Euro inkl. Steuern + Versand angegeben).

Eine Übersicht der gefundenen Geräte/Bausätze ist im Anhang 9.3 zu finden, die vollständige Datensammlung ist in die elektronische Version des vorliegenden Berichtes eingebettet.

*Anmerkungen zur EXCEL-Tabelle:*

- 1. Der mittlere Wirkungsgrad wird unter unterschiedlichen Bezeichnungen angegeben. Wir gehen davon aus, dass mit „CEC Effizienz“ und „mittlerer Wirkungsgrad“ der standardisierte „europäische Wirkungsgrad“ gemeint ist.*
  
- 2. Sofern in den verfügbaren Daten überhaupt eine Angabe zu finden ist, erfüllen die Wechselrichter die Schutzklasse 1. In mehr als der Hälfte der Produkte gibt es zur Schutzklasse keine Angabe.*

## 3 Rechtlich/organisatorische Behandlung in anderen Ländern

Die Nutzung von Kleinst-PV-Anlagen wird in einigen Ländern durch vereinfachte Regelungen erleichtert. Im Folgenden sollen solche Regelungen beispielhaft vorgestellt werden und mögliche Schlussfolgerungen für Österreich gezogen werden.

### 3.1 Deutschland

In Deutschland ist der Einsatz der fraglichen Geräte nach derzeitiger Normungslage nicht zulässig. In den Normen DIN VDE 0100-551 (VDE 0100-551):2011-06, für Anlagen, bei denen ein Parallelbetrieb der Stromerzeugungseinrichtung mit anderen Stromquellen einschließlich einem Stromverteilungsnetz erfolgt, wird in Abschnitt 551.7.1 gefordert: „... müssen Stromerzeugungseinrichtungen auf der Versorgungsseite aller Schutzeinrichtungen der Endstromkreise angeschlossen werden.“ Die gleiche Forderung findet sich auch in der Norm zur Errichtung von Photovoltaikanlagen, HD 60364-7-712. Eine Einspeisung in Endstromkreise ist also nicht zulässig.

Hinter dieser Regel steht die Sorge, dass – wie im Abschnitt 2.8 erläutert - lastwärts liegende Teile der Installation nicht mehr vor Überlastung geschützt sind, wenn zusätzlich zur Versorgung über den Leitungsschutz eine zweite, parallele Versorgung stattfindet.

Eine gleiche Regelung dürfte sich in nahezu allen Ländern finden, auf jeden Fall in den Ländern, die die entsprechenden IEC Normen IEC 60364-551 oder IEC 60364-712 übernommen haben.

Ungeachtet dieser Regel werden diese Anlagen in Deutschland angeboten, verkauft und aufgestellt. Die deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie DGS propagiert aktiv den Einsatz dieser Anlagen<sup>1</sup>.

#### ***Bedingungen zur Standardinstallation***

Die typische Auslegung von Leitungen und Leitungsschutz sieht 1,5 mm<sup>2</sup> Leiter vor, die mit LS-Schalter 16 A, Charakteristik B, abgesichert werden.

Seit etwa 30 Jahren müssen Steckdosen im Freien, im Badezimmer sowie in speziellen Bereichen über Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD) verfügen, seit etwa 10 Jahren alle Endstromkreise mit von Laien bedienten Steckdosen.

Aktuell gibt es in Deutschland Diskussionen, Kleinstgeneratoren über spezielle Verbinder steckbar anzuschließen. Ein Beispiel für eine solche Steckverbindung sind Stecker der Firma „wieland“ (wieland, 2016), ein Beispiel für einen 3-poligen Stecker ist in Abbildung 13 gezeigt.

---

<sup>1</sup> Durch die DGS wurde 2014 sogar ein Seminar „PV-Guerilla für jedermann angeboten“. Quelle: <http://www.energie-und-baukultur.de/termine/vergangenetermine/13092014-guerilla-pv1/?cat=82>





**Abbildung 13: Rundsteckverbinder Photovoltaik für AC-Installationen vom Wechselrichter zum Netz 230 V / 32 A (wieland, 2016)**

## 3.2 Schweiz

In der Schweiz sind nach Angaben des Eidgenössischen Starkstrominspektorates (ESTI) Kleinst-PV-Anlagen seit 2004 am Markt.

Im Jahr 2014 wurden vereinfachte Regeln für diese Geräte veröffentlicht. Nach Aussage eines ESTI-Mitarbeiters wollte man diese Technologie nicht verhindern, indem sie den Regelungen für konventionelle PV-Anlagen unterworfen wird, andererseits wollte man „Wildwuchs“ verhindern, bei dem mehrere solcher Anlagen über eine Steckdosenleiste parallel geschaltet und dann gemeinsam über eine Steckdose angeschlossen wurden. Ziel dieser Regelung war u.a., Kriterien zur Prüfung von Marktprodukten zu erhalten, mit denen ungenügende Produkte rechtssicher vom Markt genommen werden konnten. Ein generelles Verbot hätte die Unsicherheit erhöht, da die Geräte über diverse Vertriebskanäle angeboten wurden. Man hätte dann gegen alle Anbieter vorgehen müssen.

### 3.2.1 Spezielle Bestimmungen

Daraufhin wurde bei der Aktualisierung des ESTI-Anforderungsdokumentes „Weisung Photovoltaik(PV)-Stromversorgungssysteme“, ESTI Nr. 233, Version 0914 d, ([http://www.esti.admin.ch/files/aktuell/ESTI\\_233\\_0914\\_d.pdf](http://www.esti.admin.ch/files/aktuell/ESTI_233_0914_d.pdf)) der folgende Passus eingefügt:

*„8.1 Ortsveränderliche steckbare Photovoltaikanlagen, Plug-&-Play-PV-Anlagen  
Pro Bezügerleitung dürfen steckerfertige mobile PV-Anlagen bis insgesamt maximal 600 W an einer freizügigen Aussensteckdose (SEV 1011) (typisch Balkon oder Dachterrasse) eingesteckt sein. Es muss eine Konformitätserklärung unter Aufführung aller relevanten Normen gemäss Art. 6 NEV über das gesamte Erzeugnis vorhanden sein. Dieses muss beim Netzbetreiber gemeldet und über einen RCD 30 mA Type B betrieben werden....*

*Grund: Gefahr durch Überlastung der Steckkontakte sowie der Installationen (Brandgefahr durch Überhitzung, Rücklieferung an den VNB).“*

Zusammengefasst werden also folgende Regeln aufgestellt:

- Bis zu einer Leistung von maximal 600 W / 2,6 A ist der Anschluss per Außensteckdose (nach SEV 1011) gestattet.
- Eine Konformitätserklärung unter Aufführung aller relevanten Normen ist für das Produkt erforderlich.

- Der Anschluss muss über PRCD<sup>1</sup> 30 mA, Typ B, oder interne RCMU<sup>2</sup> erfolgen (unabhängig davon, ob Gleichfehlerströme bei der gewählten WR-Topologie auftreten können).
- Eine Meldung der Anlage an Netzbetreiber ist notwendig.

Mit der Veröffentlichung dieser Anforderungen hat man die Möglichkeit geschaffen, Produkte objektiv zu testen und ungenügende, beispielsweise unsichere, Produkte per Marktaufsicht rechtssicher vom Markt zu nehmen. Man war und ist der Ansicht mit dieser Regelung mehr Sicherheit schaffen zu können, als mit einem generellen Verbot, das möglicherweise vom Markt missachtet würde.

Bei der Festlegung der maximalen Einspeiseleistung wurden verschiedene Kriterien berücksichtigt:

- Man setzt als generelle Auslegungstemperatur für die Umgebungstemperatur in Gebäuden 22 °C an. Damit ergibt sich für die Standardleitung ein zulässiger Dauerstrom von 15,3 A, also 2,3 A mehr als der Nennwert des Standard-Überstromschutzes (vergleiche Abschnitt 4.3.2).
- Man hat sich auch an dem holländischen Grenzwert für Einspeisung in Steckdosen, 2,25 A, orientiert.
- Man wollte den Weg für die Verwendung eines Eurosteckers nach EN 50075 offenhalten, da dieser angespritzt und damit gegen Eindringen von Feuchtigkeit gut geschützt ist. Das Eindringen von Feuchtigkeit sieht man an der Balkonsteckdose als kritisch an. Die Strombelastbarkeit dieses Steckers liegt bei 2,5 A. (Dies entspricht bei 230 V Spannung einem Leistungswert von 575 W).  
Den Eurostecker wollte man zulassen, da Produkte mit diesem Stecker in ganz Europa verkauft werden können<sup>3</sup>.
- Die zulässige Zahl der PV-Module für „plug ´n play“ Anlagen sollte auf zwei Standardmodule begrenzt werden.
- Man wollte einen einfachen Leistungswert und hat deswegen den Wert von 575 W aus der Grenze von 2,5 A auf 600 W „aufgerundet“.

### 3.2.2 Standardinstallation

Auswahl und Errichtung von elektrischen Anlagen sind in der Niederspannungs-Installations-Norm (NIN) geregelt, die etwa alle fünf Jahre aktualisiert wird. Danach gilt für Endstromkreise im Wohnungsbau standardmäßig folgende Absicherung:

- Leitung mit 1,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt: Schutz per LS-Schalter von 13 A
- Leitung mit 2,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt: Schutz per LS-Schalter von 16 A
- Die Abschaltcharakteristik ist für Haushalte typischerweise „B“.

Steckdosen im Freien (also z.B. auf dem Balkon) und im Badezimmer müssen seit etwa 1990 über Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD) verfügen.

---

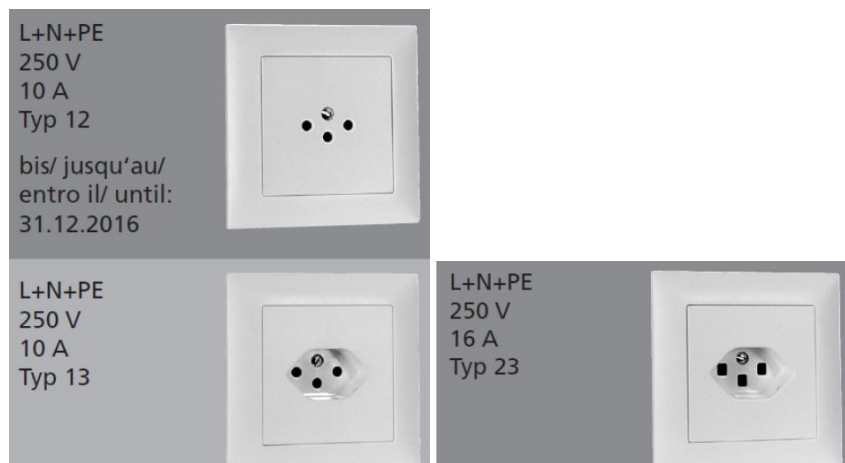
<sup>1</sup> PRCD: Portable Residual Current Device = ortsveränderliche Fehlerstrom-Schutzeinrichtung

<sup>2</sup> RCMU: Residual Current Monitoring Unit = allstromsensitive Fehlerstromüberwachung

<sup>3</sup> Der Eurostecker darf nur an Geräten der Schutzklasse II verwendet werden. Von den Geräten der aktuellen Marktrecherche erfüllt kein Gerät diese Klassifizierung.

In der Schweiz werden keine Schuko-Steckdosen verwendet, sondern Steckdosen nach Schweizer Norm SEV 1011 (siehe Abbildung 14). Die in Wohnungen verwendeten Typen 12, 13 und 23 sind für 10 A bzw. 16 A bemessen.

Rechtlich/organisatorische  
Behandlung in anderen Ländern  
-----



**Abbildung 14:** Bauformen der Steckdose nach SEV 11, in die KPV-Anlagen eingesteckt werden dürfen. Der obere Typ 12 darf zukünftig nicht mehr installiert werden, da bei halb gezogenem Stecker Berührungsgefahr besteht. (Bildquelle: Eidgenössisches Starkstrominspektorat)

### 3.2.3 Aufstellung, Ausrichtung

Bei drei exemplarisch ausgesuchten Schweizer Anbietern dieser Systeme fiel auf, dass sie alle mit Aufstellung „im Garten“ werben und die bildlichen Darstellungen häufig ein flaches Montagegestell mit etwa 30° Anstellwinkel zeigen. Damit lassen sich die Anlagen ideal ausrichten und die jährlich erzeugte Strommenge ist 30% höher als bei Montage am Balkongeländer.

Das legt den Schluss nah, dass die Mehrheit der Anlagen in der Schweiz tatsächlich nicht an Balkongeländern montiert, sondern optimal aufgestellt ist.

### 3.2.4 Diskussion und Fazit Schweiz

Gegenüber dem in Deutschland gültigen Bemessungsstrom von 16 A für den Schutz einer Leitung mit 1,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt ergibt sich durch die konservativere Absicherung der Leitung eine Differenz von 3 A. Eine Einspeisung von 2,6 A in den Endstromkreis führt also selbst im Falle, dass der Leitungsschutz mit Nennstrom betrieben wird, zu einem Gesamtstrom, der geringer als der in Deutschland für dieselbe Leitung bei denselben Randbedingungen zulässige Strom ist.

Die Forderung nach RCD Typ B erfolgt in Anlehnung an Abschnitt 712.413.1 der Norm IEC 60364-712 (Photovoltaikanlagen) aufgrund der Erfahrung, dass eine „einfache Trennung“ zwischen DC-Seite und AC-Seite in Kleinstwechselrichtern nicht immer gewährleistet ist, auch wenn die Datenblattangaben dies behaupten. Mit einem PRCD Typ B ist man da auf der sicheren Seite.

Der Nutzen des geforderten PRCDs vom Typ B ist begrenzt, denn er schützt nur bei einem Erdfehler auf der Verbindung zwischen sich und dem Wechselrichteranschluss und im Wechselrichter bei Unterbrechung der PE-Verbindung. Bei aktuellen Hausinstallationen ist der Zusatzschutz mit einem RCD-Schutzschalter Typ A vorhanden, ein RCD-Schutzschalter Typ B sollte nach Ansicht der Autoren nur gefordert werden, wenn der Wechselrichter tatsächlich Gleichfehlerströme verursachen kann.

Durch die Kombination eines Steckers Typ 12/13, der bis 10 A spezifiziert ist, mit einem LS-Schalters, der einem Nennstrom des von 13 A aufweist, ergibt sich formal eine Lücke im Schutz vor Überstrom bei Lastströmen zwischen 10 A und 13 A. Dadurch, dass dieser Stecker auch in die Steckdose Typ 23 passt, die in der Regel mit 16 A abgesichert wird, vergrößert sich die Schutzlücke auf 10 A bis 16 A. Theoretisch kann hier also bei speziellen Defekten im Endgerät eine Überlastung von Steckern samt Geräteanschlussleitung auftreten. Diese Situation ist ganz analog zu der bei Verwendung von KPV an Steckdosen befürchteten Überlastung von Teilen der Installation bei sehr spezifischen Gerätefehlern.

De facto sind mit dieser Schutzauslegung bisher keine Probleme beobachtet worden.

### 3.3 Niederlande

In den Niederlanden hat man sich schon vor etwa 20 Jahren dafür entschieden, für Kleinst-PV-Anlagen vereinfachte Regeln anzuwenden. Man wollte dadurch die Markteinführung erleichtern.

In den Niederlanden galt bis Ende 2015 eine Norm (Dutch Technical Agreement NTA 8493), die speziell kleine netzgekoppelte PV-Anlagen adressierte.

Seit 1.10.2015 ist eine neue Version der Niederspannungsserrichtungsnorm NEN 1010 in Kraft, die die alte Norm außer Kraft setzt.

Die alte Norm basierte auf der Norm NEN-EN-IEC 60950-1:2006 „Information technology equipment – Safety – Part 1: General requirements“ und ergänzte sie. Ihr Anwendungsbereich bezog sich auf (deutsche Übersetzung der englischen Version) „kleine, netzgekoppelte Photovoltaische Systeme mit Wechselrichter für den Gebrauch im häuslichen Umfeld“. Die Spezifikation bezieht sich auch auf die Einhaltung der Installationsregeln NEN 1010.

Der Standard erlaubte die Einspeisung von bis zu 2,25 A PV Strom pro Endstromkreis unter folgenden Bedingungen:

- Bei Ziehen des Steckers/Wegfall des Netzes muss die Ausgangsspannung des WR innerhalb einer Sekunde auf 50 V (SELV Niveau) fallen.
- Erhaltung der Schutzfunktion von vorhandenen RCD-Schutzschaltern durch
  - Abschalten bei Unter- und Überspannung von 10% innerhalb 0,1 s
  - Bei Gleichfehlerströmen von > 5 mA Netztrennung binnen 10 s
  - tägliche Prüfung der Isolierung gegen „Erde“
- Zusätzlicher Schutz bei traflosen Wechselrichtern durch RCD Typ B oder „äquivalenten Schutz“ .

#### 3.3.1 Standardinstallation

Hintergrund dieser offenen Regelung sind Belastbarkeitsreserven in der Standarddelektroinstallation in den Niederlanden.

Hier galt als Standard die Verwendung von 2,5 mm<sup>2</sup> Leitungen (mit Grenzstrom 18,25 A) und ihre Absicherung mit einem 16 A Leitungsschutz. Die Leitung hat also eine Belastbarkeitsreserve von 2,25 A.

In die neue Version der Installationsnorm NEN 1010 wurden auch 1,5 mm<sup>2</sup> Leitungen als Möglichkeit aufgenommen und daher ist (bei Neuinstallationen) von außen nicht erkennbar, ob die frühere Belastbarkeitsreserve noch besteht. Daraufhin wurden die Regeln dahingehend geändert, dass ein Fachmann die realen

Verhältnisse beurteilen muss. So ist es weiterhin möglich, eine Erzeugungseinheit an einen Endstromkreis anzuschließen, wenn dies „fest“, also über Klemmen statt Stecker, erfolgt.

Die neue Norm wird durch eine „praktijkrichtlijn“ (Praxisrichtlinie) NPR 5310 Blad 65, von Januar 2015, „Aansluiten van PV-systemen“ erläutert, die speziell die Errichtung von PV-Anlagen erklärt.

### 3.3.2 Anforderungen nach der neuen NEN 1010

Um den Aufwand für die nachträgliche Errichtung von konventionellen PV-Anlagen gering zu halten, gibt es die Möglichkeit, einen Endstromkreis mit nur einer Steckdose für einen „Großverbraucher“, z.B. eine Waschmaschine, zur Einspeisung zu nutzen. Laut „NPR 5310 Blad 65“ gelten dabei folgende Regeln:

- PV-Systeme müssen prinzipiell fest installiert sein
- Sonderkreise für eine einzige Last (z.B. Waschmaschine) dürfen um lokale Unterverteilung erweitert werden.
- Dort kann eine PV-Anlage angeschlossen werden.
- Bei Stromkreisen mit höherer Belastbarkeit als ihr Überstromschutz darf die Überkapazität zum Anschluss eines PV-Systems genutzt werden. Dabei muss der Wechselrichter fest verdrahtet sein.

Abbildung 15 illustriert diese Regeln.

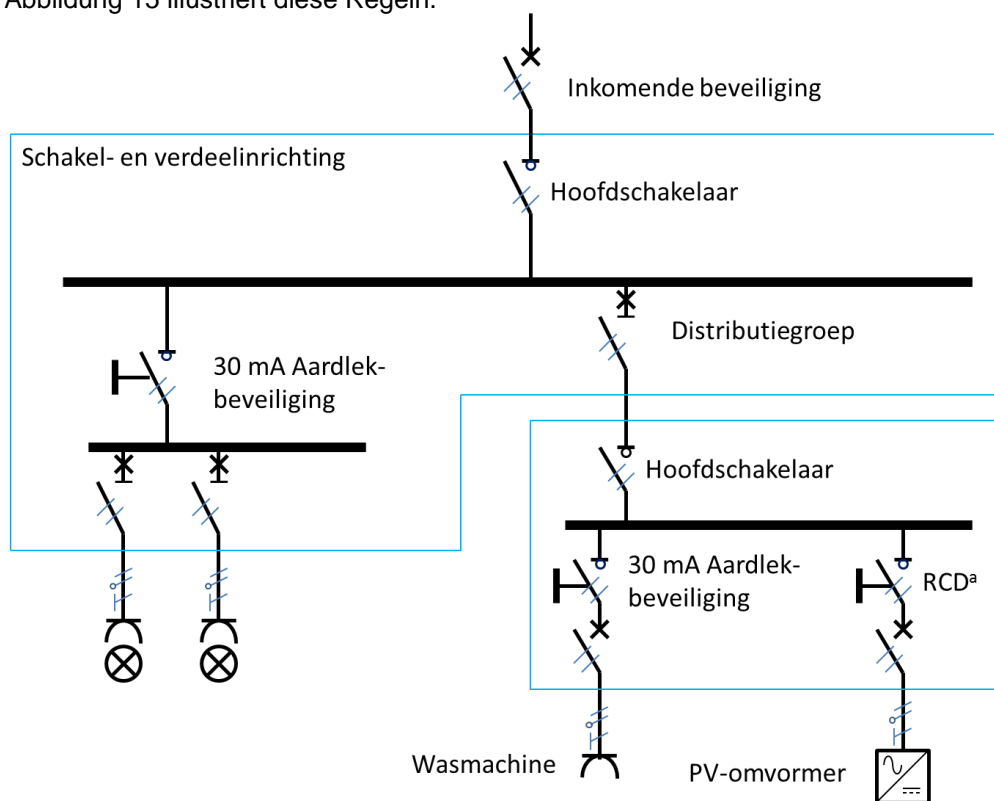


Abbildung 15: Spezielle Endstromkreise (typisch Versorgung Waschmaschine) dürfen lokal mit einer Unterverteilung erweitert werden. Dort darf ein PV-System fest angeschlossen werden.

### 3.3.3 Marktdaten

Auf Grund der langen Historie von Kleinst-PV-Anlagen in den Niederlanden erlaubt die Analyse des dortigen Absatzes und der dortigen Kundengruppen Rückschlüsse auf andere Länder. Diese Aspekte sollen hier näher betrachtet werden.

Die meisten Kleinst-PV-Systeme wurden in den Niederlanden auf den Flachdächern von Ein- und Mehrfamilienhäusern errichtet, da hier Zugang und Montage besonders einfach zu realisieren waren. Die Systeme wurden hier auf einfachen Unterkonstruktionen, welche mit Betonblöcken beschwert wurden, in Südausrichtung installiert. Daneben wurden solche Systeme auch vertikal an Balkonen montiert, ihre Ausrichtung variiert in diesem Fall zwischen Ost und West in einem breiten Bereich. Häufig wurden Systeme mit einer Nennleistung von 500 Wp verwendet, welche teilweise spätere Erweiterungen erfahren haben. Dabei wurden die Erweiterungen auf der AC-Seite gekoppelt (analog AC-Bus des Systems von SMA).

Der geschätzte jährliche Absatz lag bei etwa 5.000 Stück/Jahr, die seit etwa 1995 installierte Gesamtzahl bewegt sich bei 200.000 Stück. Primäre Kundengruppe waren zunächst besonders umweltbewusste Bürger, wobei „Nachbarschaftsanreize“ eine wichtige Rolle gespielt haben.

Aktuell rechnet man mit einer abnehmenden Zahl von verkauften Systemen, weil es derzeit attraktive Bedingungen auch für größere Anlagen gibt:

- Eigenheimbesitzer können „Net-Metering“ in Anspruch nehmen und sich die Mehrwertsteuer vom Kauf der Systeme erstatten lassen.
- Für Bewohner von Mehrfamilienhäusern, sowohl Eigentümer als Mieter, gibt es Vergünstigungen, wenn sie als Genossenschaft Gemeinschaftsanlagen mit mehr als 15 kWp Leistung aufbauen.

Eine zusätzliche Nachfrage könnte aus verschärften Anforderungen an Gebäudeenergiestandards kommen: Eine kleine PV-Anlage kann die kostengünstigste Lösung sein, den Primärenergiefaktor eines Gebäudes unter den geforderten Grenzwert zu drücken.

### 3.3.4 Fazit Niederlande

Förderliche Regelungen in Normen sowie vermutlich eine Neigung zu einer gewissen Unabhängigkeit haben in den Niederlanden zu einer großen Zahl von Kleinst-PV-Systemen geführt. Damit können die Niederlande als Beispiel für die Perspektive der Entwicklung von Kleinst-PV-Anlagen auch in anderen Ländern dienen.

Technisch/normativ werden Reserven in der Belastbarkeit von Leitungen für die Einspeisung in Endstromkreise genutzt. Deswegen darf eine Einspeisung in Steckdosen mit bis zu 2,25 A erfolgen.

Bei mittlerweile etwa 200 000 installierten Systemen und etwa 18 Jahren Betriebserfahrung sind keine sicherheitsrelevanten Zwischenfälle bekannt geworden.

## 3.4 Portugal

### 3.4.1 Rechtlich/Organisatorische Regeln

In Portugal gibt es zwei Arten von Anlagen, denen auch die Systeme der Gruppe der „Kleinst-PV-Anlagen“ zugeordnet werden können: UPP (Unidade de Pequena

Produção = Volleinspeisung) und UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo = Eigenbrauch mit Einspeisung des Überschusses).

Rechtlich/organisatorische  
Behandlung in anderen Ländern  
-----

#### 1.) UPP

Die jährlich installierte Maximalleistung von Anlagen mit Volleinspeisung ist auf 20 MW pro Jahr gedeckelt, wobei diese Leistung auf mehrere Monate aufgeteilt wird. Ein bestehender Energiebezugs-Vertrag mit einem Stromanbieter ist notwendige Voraussetzung. Stromverbraucher und Photovoltaikanlage müssen sich auf dem gleichen Grundstück befinden. Die installierte Anlagenleistung muss kleiner oder gleich der Konsumanschlussleistung sein (max. 250 kW) und es darf pro Jahr nur das Doppelte des Jahresverbrauches eingespeist werden. Die Vergütung erfolgt nach einem Referenztarif abzüglich eines Abschlages, der über ein Gebotsverfahren ermittelt wird. Der Referenztarif für 2016 liegt bei 9 Cent.

#### 2.) UPAC

Bei dieser Variante mit Überschusseinspeisung, die ebenfalls an einen bestehenden Energiebezugs-Vertrag mit einem Stromanbieter gekoppelt ist und bei der hinsichtlich Standort und Verhältnis der Anlagenleistung zur Konsumanschlussleistung analoge Bedingungen wie bei UPP gelten, gibt es kein Begrenzung der insgesamt zu installierenden Leistung. Es werden 4 Kategorien unterschieden: bis 200 Wp, bis 1500 Wp, bis 1 MWp und über 1 MWp. Interessant im vorliegenden Zusammenhang ist die Regelung, dass bis 200 W weder eine Anmeldung noch eine Lizenz notwendig sind, wenn der Überschussstrom nicht vergütet werden soll („Microinverter an Steckdose“). Bis 1500 W ist ebenfalls keine Lizenz notwendig, lediglich eine Anmeldung, sofern der Überschuss nicht vergütet werden soll. Ab 1500 W aufwärts sind eine Lizenz sowie eine monatliche Kompensationsabgabe notwendig, abhängig von der Anlagengröße und der Gesamtleistung der installierten UPACs. Ebenfalls notwendig ist eine Haftpflichtversicherung. Die Vergütung des eingespeisten Überschusses erfolgt mit dem durchschnittlichen Tagespreis der Iberischen Strombörse für den Abrechnungsmonat - 10% (ca. 2-4 Cent/kWh). Basis dieser Regelungen ist ein neues Gesetz DL 153/2014, welches am 18.1.2015 in Kraft getreten ist. Es steht zu erwarten, dass insbesondere die Leistungsklasse bis 1500 Wp auf großes Interesse stoßen wird und in der Version ohne Vergütung des Überschusses lizenzfrei zum Einsatz kommen wird.

### 3.4.2 Allgemeine Anforderungen an die Installation in Portugal:

Die Elektroinstallation wird nach Aussagen von Gewährsleuten standardmäßig mit folgenden Parametern ausgeführt:

Lichtstromkreis: LS-Schalter C 10 A, Leitung 3x1,5mm<sup>2</sup> L,N,PE  
Steckdosenstromkreis: LS-Schalter C 16 A, Leitung 3x2,5mm<sup>2</sup> L,N,PE

Bei Steckdosenkreisen liegt also der gleiche Fall wie in den Niederlanden vor und es besteht eine thermische Reserve der Leitung von 2,3 A, also etwa 530 W. Die Belastbarkeitsreserve wird mit 200 W maximaler Einspeiseleistung also nur teilweise ausgenutzt.

### 3.5 Fazit

Bei der Bewertung der unterschiedlichen Herangehensweisen in den betrachteten Ländern findet man mehrfach den Grundsatz, dieser neuen Technologie angemessene, das heißt, gegenüber „regulären“ PV-Anlagen erleichterte Regeln zu geben. In den meisten Ländern wird nach dem Grundsatz verfahren, dass vorhandene Belastungsreserven der Leitungen für die Einspeisung genutzt werden

dürfen. Im Detail sind diese Regeln jedoch nicht ohne weiteres übertragbar, da teilweise unterschiedliche Installationsstandards implementiert sind.

Rechtlich/organisatorische  
Behandlung in anderen Ländern  
-----

Gut übertragbar ist aber die Regelung der Schweiz, wo bezüglich Leitungsbelastbarkeit und Leitungsschutz mit 1,5 mm<sup>2</sup> Leiterquerschnitt und Absicherung der Leitung mit 13 A Nennstrom die gleichen Verhältnisse wie in Österreich vorliegen.

In der Schweiz wurde die Einspeisegrenze mit 600 W (2,6 A) pragmatisch auf einen glatten Wert festgelegt, der sich am holländischen Wert (2,25 A), an der Belastbarkeitsreserve der Leitungen bei einer angenommenen Wandtemperatur von 22 °C (2,3 A) und an der zulässigen Belastung eines Eurosteckers (2,5 A) orientiert. Verglichen mit der deutschen Bemessung von Leitungen und Leitungsschutz, wo die 1,5 mm<sup>2</sup> Leitung mit 16 A LS-Schaltern geschützt wird, wo dieselbe Leitung also mit 3 A mehr belastet werden darf, ist diese Einspeisegrenze immer noch konservativ.



## 4 Elektrotechnische Sicherheit in der Hausinstallation

### 4.1 Grundlagen zu Komponenten und Materialien

#### 4.1.1 Leitungen

Als Material für die Leiterisolierung wird standardmäßig PVC verwendet. Deswegen sollen dessen Eigenschaften kurz skizziert werden. Folgende Tabelle 3 zeigt einige brandrelevante Eigenschaften von PVC.

Tabelle 3: Brandrelevante Eigenschaften von PVC

Erweichungs- temperatur	Zersetzungs- temperatur	Entflammungs- temperatur	Entzündungs- temperatur
°C	°C	°C	°C
70 - 80	200 - 300	390	455

Quelle: (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.v. (GDV), 2000)

Bei Temperaturen über 150 °C wird das PVC zersetzt und Chlorwasserstoffgas wird freigesetzt. Dies bildet mit vorhandenem Wasser hochkorrosive Salzsäure.

Kritisch bei diesem Werkstoff ist also nicht zuoberst die Brandgefahr durch bei Überlast selbstentzündendes Material, sondern der schon bei niederen Temperaturen auftretende Erweichungsprozess, der die Isolierstoffdicke und damit die Isolationsfestigkeit verringern kann, sowie die Freisetzung von hochkorrosivem Chlorwasserstoffgas, das u.a. die elektrischen Kontaktstellen angreift.

#### 4.1.2 Schuko-Steckdose

Als Schnittstelle zur Hausinstallation ist eine Schuko-Steckdose nach DIN VDE 0620-1 bzw. ÖVE/ÖNORM IEC 60884-1 anzusetzen. Diese ist mit einem Bemessungsstrom von 16 A spezifiziert.

Die Belastung mit einer PV-Einspeisung ist als Dauerlast zu sehen, da sie bei entsprechender Einstrahlung stundenlang ansteht.

##### **Belastbarkeit**

Schuko-Steckdosen werden für „Hausgebrauch“ ausgelegt und darunter werden u.a. wechselnde Lasten mit nur kurzzeitigen Spitzen verstanden. Die Anforderungen an das Stecksystem sind in der Norm *ÖVE/ÖNORM IEC 60884-1 Ausgabe: 2005-09-01; Stecker und Steckdosen für den Hausgebrauch und ähnliche Zwecke, Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 60884-1:2002)* festgelegt.

Dort findet man folgende Prüfanforderungen:

„... Der Stecker wird in die Steckdose gesteckt und ein Wechselstrom gemäß Tabellen 20-1 und 20-2 fließt 1 Stunde. ....“

Die Werte für den Prüfstrom nach Tabellen 20-1 und 20-2 für 16 A/250 V Steckvorrichtungen mit 1,5<sup>2</sup> Anschlussleitungen sind in Tabelle 4 angegeben.

Tabelle 4: Prüfströme nach ÖVE/ÖNORM IEC 60884 für Anschlussquerschnitt 1,5 mm<sup>2</sup>

Art der Verbindung	Prüfstrom A
Wieder anschließbare ortsfeste Steckvorrichtungen und Einbausteckdosen	22
Wieder anschließbare mobile Steckvorrichtungen:	20
Nicht- wieder anschließbare Stecker	16

„Die Temperaturerhöhung der Anschlussklemmen und innere Verbindungen darf 45 K nicht überschreiten. ....“

Einbausteckdosen werden also mit 22 A geprüft und müssen diesen Strom eine Stunde lang tragen, die Temperaturerhöhung darf maximal 45 °C betragen.

Die reale Dauerbelastbarkeit von Steckdosenanschlüssen ist aber häufig geringer. Erfahrungsberichte im Internet und eigene Beobachtungen zeigen, dass Steckverbindungen sich überhitzen und versagen können, wenn sie den Bemessungsstrom über Stunden tragen müssen, zum Beispiel beim Laden von Elektrofahrzeugen. Hier scheinen Herstellerqualität und vor allem Alterung der Kontakte eine Rolle zu spielen, wie der folgende Auszug aus einem Bericht der Zeitschrift „Focus“ mit dem Titel „Garagenbrände durch Elektroautos? Vorsicht beim Laden“ belegt:

„...Schützenhilfe bekommt der E-Mobilitäts-Experte vom TÜV, der ebenfalls eine hohe Gefahrenquelle bei Schuko-Steckdosen sieht. Auf der Internationalen Automobilausstellung (IAA) in Frankfurt am Main warnte TÜV- Vorstandsmitglied Horst Schneider: "Es kann zu Überhitzungen kommen." Wie groß die thermische Belastung werden kann, zeigte ein Versuch, den der Stromanbieter E.on mit einem Ladekabel durchgeführt hat: Innerhalb von 15 Minuten erreichten die Steckdosen eine Temperatur von 81 Grad Celsius.“<sup>1</sup>



Abbildung 16: beschädigte Steckdose. An dieser Steckdose war eine Spülmaschine mit 3 kW Nennleistung etwa sechs Jahre lang problemlos betrieben worden. Wegen unangenehmen Geruchs beim Betrieb der Spülmaschine wurde schließlich der Handwerker gerufen.

<sup>1</sup> [http://www.focus.de/auto/elektroauto/schuko-steckdosen-nicht-immer-geeignet-garagenbraende-bei-elektroautos-vorsicht-beim-laden\\_id\\_3496926.html](http://www.focus.de/auto/elektroauto/schuko-steckdosen-nicht-immer-geeignet-garagenbraende-bei-elektroautos-vorsicht-beim-laden_id_3496926.html)

Als Dauerbelastbarkeit geht man daher für Steckdosen von unbekannter Qualität eher von 10 A aus.

### **Berührungsschutz und Schutzmaßnahme**

Das Schuko-Stecksystem ist vor direktem Berühren der spannungsführenden Kontakte geschützt. Die Abdeckung der Dose ist von einem etwa 19 mm hohen Kragen umgeben. Dadurch können die Kontaktstifte von der Seite her nur so lange berührt werden, solange sie selber die Kontaktbuchsen noch nicht berühren.

Durch den vorausseilenden seitlichen Schutzkontakt sind die mit dem Schutzleiter verbundenen metallischen Gehäuseteile von Geräten der Schutzklasse I geerdet, bevor die Kontaktstifte die spannungsführenden Buchsen erreichen. Die Schutzmaßnahme „Abschalten“ bei indirektem Berühren ist sofort wirksam.

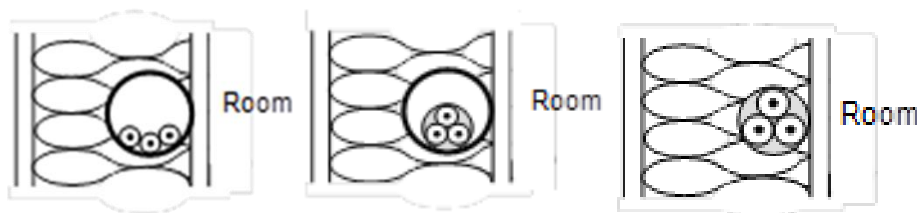
### **4.1.3 Standardhausinstallation**

Typischerweise kommt in Haushalten eine Niederspannungs-Drehstrom-Installation mit direkter Erdung des Sternpunktes und getrennter Verlegung des Schutzleiters (TN-S) zum Einsatz (siehe Abbildung 21). Als Sicherung kommen Leitungsschutzschalter mit 13 A (Deutschland 16 A) Absicherung und einer Auslösecharakteristik vom Typ B zum Einsatz. Die Leitungen werden als 3 x 1,5 mm<sup>2</sup> Einzeladerleistungen im Schutzrohr oder als Mantelleitung im Schutzrohr oder direkt in der Wand verlegt.

Die Leitungsbelastbarkeit hängt unter anderem von der Möglichkeit ab, die Verlustwärme an die Umgebung abzugeben. Dies wird mit den „Verlegearten“ beschrieben.

Die Verlegearten werden mit Buchstabe-Zahl-Kombinationen beschrieben. Die wärmetechnisch ungünstigsten Verlegarten A und A2 sind in der folgenden Abbildung 17 dargestellt. Dabei liegt die Leitung in der Wärmedämmung und kann Verlustwärme nur über die Vorderwand abgeben.

Alle anderen in Wohngebäuden gebräuchlichen Verlegearten zeigen eine bessere Wärmeableitung und damit eine höhere Strombelastbarkeit.



**Abbildung 17: Typische Verlegarten von Leitungen in Wohnungen mit den ungünstigsten Wärmeeigenschaften A (links) und A2 (Mitte und rechts). Es handelt sich um Aderleitungen und Mantelleitungen in Rohren oder direkt verlegte Mantelleitungen.**

### **4.1.4 Leitungsschutz und Leitungsschutzschalter (LS-Schalter)**

Bei der Auswahl von Schutzeinrichtungen zum Schutz bei Überlast gelten folgende Bedingungen:

Bedingung 1:  $I_b \leq I_r \leq I_z$

Bedingung 2:  $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$

mit folgenden Symbolen:

$I_b$  Betriebsstrom des Stromkreises

$I_z$  Zulässige Strombelastbarkeit nach ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41

$I_r$  Bemessungsstrom (Nennstrom) der Schutzeinrichtung,

I2 Strom, der zur Auslösung unter festgelegter Bedingung führt (großer Prüfstrom).

Abbildung 18 zeigt einen typischen LS-Schalter und die zugehörige Auslösekennlinie.

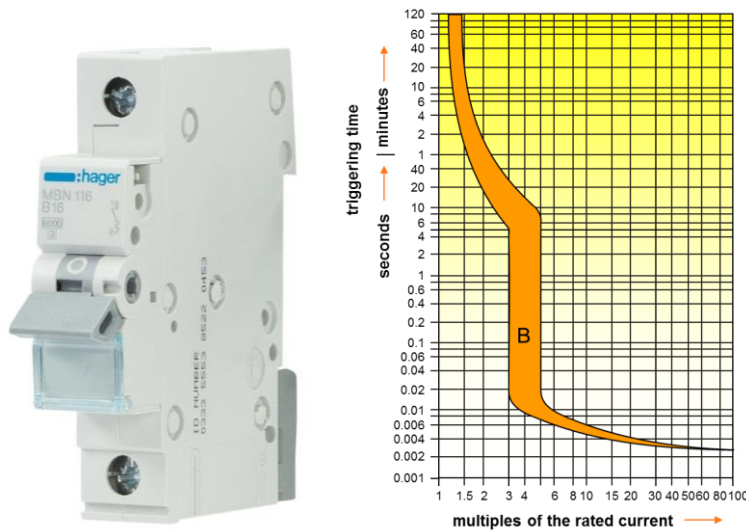


Abbildung 18: Leitungsschutzschalter und zugehöriges Auslösezeitstromdiagramm: Links von der orange markierten Fläche darf der Schalter nicht auslösen, rechts davon muss er auslösen. Der orange Bereich fungiert als Toleranzbereich.

Man erkennt, dass der thermische Auslösestrom von Leitungsschutzschaltern im ungünstigsten Fall maximal das 1,45-fache seines Bemessungsstromes betragen kann und dass dieser Strom max. 60 min fließen darf, bis eine Abschaltung erfolgt. Ferner zeigt die Kurve, dass LS-Schalter das 1,13-fache ihres Nennstroms eine Stunde lang tragen müssen ohne auszulösen. Hier wird den Leitungen also ein mindestens 13% höherer Strom für mindestens eine Stunde normativ zugemutet. Für einen Standard-Leitungsschutzschalter mit 13 A Nennstrom bedeuten diese Toleranzen folgende Strom und Leistungswerte:

Tabelle 5: Konkretisierung der Auslösetoleranzwerte für einen LS-Schalter 13 A

Parameter	Faktor	entsprechender Strom [A]	Differenz zu Nennstrom [A]	Leistung [W]
Nichtauslösung in einer Stunde	1,13	14,7	1,7	390
Auslösung innerhalb einer Stunde	1,45	18,9	5,9	1350

#### 4.1.5 RCD-Schutzschalter

Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD) schützen ergänzend zum „Schutz durch Abschalten“ in Systemen mit „Nullung“ (gemäß E 8001 Teil 1) gegen das Bestehenbleiben eines unzulässig hohen Körperstroms, falls der primäre Schutz versagt. Dazu lösen sie bei Überschreitung eines bestimmten Fehler-/Differenzstroms aus, und schalten den betroffenen Stromkreis allpolig vom vorgelagerten Netz ab.

Es existieren drei Typen von RCD-Schutzschaltern, die sich durch die Art des Fehlerstroms, den sie erfassen können, unterscheiden:

- Typ A: Erfasst sinusförmige Wechselströme und pulsierende Gleichfehlerströme, der kontinuierliche DC-Anteil darf dabei maximal 6 mA betragen
- Typ F: mischfrequenzsensitiver RCD-Schutzschalter, wie Typ A, aber auch für höhere Frequenzen,
- Typ B: allstromsensitiver RCD-Schutzschalter, erfasst neben Wechsel-Fehlerströmen auch glatte Gleich-Fehlerströme.

Üblich sind in Haushalten Fehlerstrom-Schutzschalter vom Typ A für Bemessungsfehlerströme von  $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$  (Personenschutz), 100 mA und 300 mA (Anlagenschutz, Brandschutz).

## 4.2 Brandauslösung durch elektrische Anlagen

Dieses Unterkapitel gibt eine Einführung in die Mechanismen, die zu einem Brand durch eine elektrische Anlage führen können. Sie sind für Geräte und Anlagen gleichermaßen gültig. Die Einführung basiert auf Angaben in dem Standardwerk „VDE 0100 und die Praxis“ (Kiefer & Schmolke, 2011).

### 4.2.1 Grundlagen

Damit ein Brand entstehen kann, braucht es drei Voraussetzungen, die gleichzeitig erfüllt sein müssen (nach (Drews, 2012)):

- einen brennbaren Stoff,
- eine Zündquelle mit genügend Zündenergie,
- Sauerstoff.

Brennbare Stoffe liegen in elektrischen Anlagen in mäßigen Mengen als Isolierung von Leitungen und als Gehäusematerial von Komponenten und Verteilerkästen vor. Häufig gibt es allerdings brennbares Material in naher Umgebung, seien es Wärmedämmstoffe in Wänden oder Geräten, seien es Kunststoffe oder Holz von Bodenbelägen oder Möbeln.

Als Zündquelle können ein offener Lichtbogen und heiße Oberflächen mit Temperaturen oberhalb von 230 °C wirken.

Kommt es zu einem Wärmestau durch Abdeckung, Ablagerungen, Staub oder ähnlichem kann schon die Abwärme von Elektrogeräten von „15 W bis 20 W“ einen Schwelbrand auslösen.

### 4.2.2 Isolationsfehler

Bei Beschädigungen und durch Alterung von Isolierstoffen von elektrischen Komponenten kann es zu Fehlerströmen, auch Kriechströme genannt, über den

Isolierstoff kommen. Dabei verändert sich der Isolierstoff im Lauf der Zeit und es kann zu Verkohlungen kommen, die die Leitfähigkeit erhöhen. Auf Dauer kann dieser Fehlerstrom zu einer Erhitzung des Strompfades bis hin zur Entzündung führen. Bei entsprechend starker Beschädigung kann auch direkt ein Lichtbogen zünden (Institut für Schadensverhütung und Schadenforschung, 2015).

Hohe Überspannungen (Blitzschlag) können einen elektrischen Durchschlag verursachen, der ebenfalls einen Lichtbogen auslösen kann.

#### 4.2.3 Kontaktfehler, Übergangswiderstand

Eine häufige Quelle von hohen Temperaturen sind Übergangswiderstände an schlechten Kontakten.

Elektrische Verbindungen werden in der Regel durch Klemmen, Stecker oder Pressverbindungen realisiert. Diese Verbindung muss mit auf Dauer genügendem Kontaktdruck erstellt werden, so dass sie langfristig gasdicht ist. Dann wird eine Kontaktdegradation vermieden.

Falls eine Verbindung nicht gasdicht ist, gelangt Sauerstoff an die Kontaktstelle, der Werkstoff oxidiert und der Kontaktwiderstand steigt. Damit steigt auch die Erwärmung der Kontaktstelle bei Belastung. Es entsteht eine Mitkopplung mit steigenden Temperaturen. Wenn die Temperatur über die Entzündungstemperatur des umgebenden Werkstoffes ansteigt, entsteht ein Brand. Steigt sie über den Schmelzpunkt des Leiterwerkstoffes, schmilzt das Kontaktmaterial und der Kontakt öffnet sich mit dem Risiko einer Lichtbogenentstehung.

Die dann auftretenden Temperaturen können entflammbare Stoffe in der Nähe entzünden.

#### 4.2.4 Statistische Daten zu Brandfällen durch Elektrizität

Nach einer Veröffentlichung des „Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung der öffentlichen Versicherer e. V.“ (IFS) ist „Elektrizität“ die häufigste Brandursache (Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung, 2015). Die relative Verteilung der Brandursachen ist über die Jahre hinweg relativ stabil. Auf Basis seiner Schadensdatenbank hat das Institut ermittelt, dass durch Elektrizität etwa 33% der Brandfälle verursacht werden (Abbildung 19).

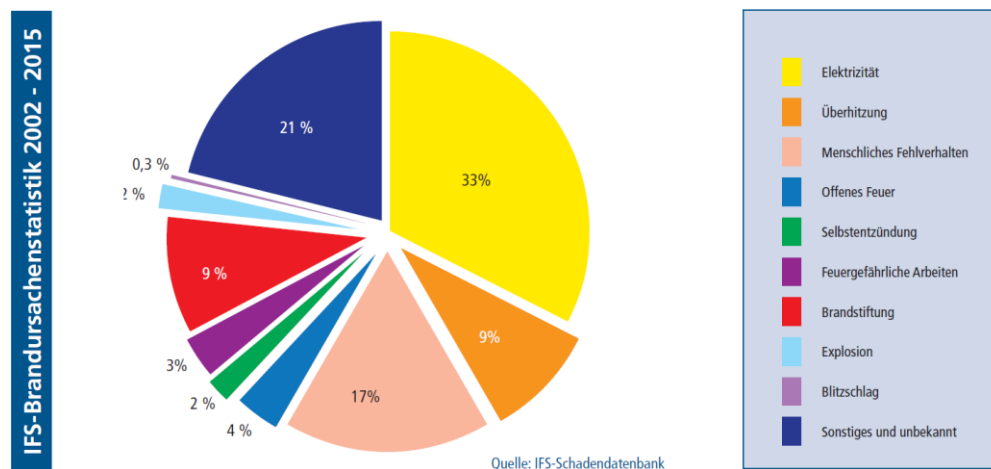


Abbildung 19: langjährige Zusammenstellung der Brandursachen für Deutschland nach der Schadensstatistik des Institutes für Schadenverhütung und Schadenforschung

Davon wiederum entfallen 55% auf Elektrogeräte und knapp 30% auf die Elektroinstallation (Institut für Schadensverhütung und Schadenforschung, 2015).

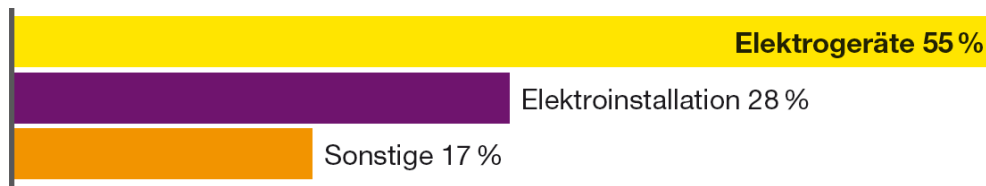


Abbildung 20: Brandursache Elektrizität laut IFS (Drews, 2012)

Bezogen auf die Vielzahl der Elektrogeräte, die in einem Haushalt, also in einer Elektroinstallation zu finden ist, überrascht der relativ hohe Anteil der Elektroinstallation an den Brandschäden.

Aus verschiedenen Veröffentlichungen dieses Institutes zeichnet sich ein Bild ab, wonach schlechte Kontakte mit erhöhten Übergangswiderständen einer der Hauptmechanismen sind, die Brände auslösen. Anwendungen mit erhöhten Strömen, wie sie viele Elektrowärmegeräte mit sich bringen, scheinen besonders prädestiniert für derartige Brände zu sein. Hier einige Zitate:

*„Die Erfahrung bei der Brandursachenforschung in elektrotechnischen Anlagen zeigt, dass ein sehr großer Teil der brandursächlichen Defekte auf fehlerhafte elektrische Verbindungen zurückzuführen ist.“* (Pankrath, 2015).

Eine frühere Veröffentlichung des IFS (Lucks & Voigtländer, 2009) erläutert zu Bränden von Elektrogeräten:

*„Sich während des Betriebes deutlich erwärmende Geräte sind gefährlicher als solche, die keine starke Erwärmung aufweisen. ...“*

Speziell bei Wäschetrocknern wurde dort festgestellt:

*„Als häufigste Fehlerursache bei den Geräten sind mangelhafte Kontakte im Bereich der elektrischen Steuerung zu nennen. Die entstehenden hohen Temperaturen an diesen Fehlerstellen, z. B. durch mangelhafte Stecker, entzünden dann Kunststoffteile im Geräteinneren.“*

Daraus lässt sich schließen, dass schlechte Kontakte eine bedeutendere Brandursache sind als überlastete Leitungen.

Dies spricht sogar für die Einspeisung in Endstromkreise – sofern eine Leitungsüberlastung ausgeschlossen ist – denn dadurch werden Kontakte im Hauptstrompfad etwas entlastet.

## 4.3 Anforderungen an elektrische Anlagen in Wohngebäuden

### 4.3.1 Allgemeine Aspekte

In diesem Abschnitt werden die relevanten in Österreich gültigen Anforderungen an die Errichtung von elektrischen Niederspannungsanlagen vorgestellt und diskutiert. Dabei wird der Schwerpunkt auf Wohnungen gelegt.

Die Grundnorm für elektrische Hausinstallationen ist die ÖVE/ÖNORM E 8001, früher ÖVE-EN 1, mit ihren Teilen. Sie sieht folgende Schutzmaßnahmen vor:

- Schutz gegen elektrischen Schlag
- Schutz gegen thermische Auswirkungen
- Schutz von Kabeln und Leitungen bei Überstrom

- Schutz bei Fehlerströmen
- Schutz bei Überspannungen
- Schutz bei Unterbrechung der Stromversorgung

Dabei ist dieses Regelwerk historisch von der Annahme entwickelt worden, dass die Energie strahlenförmig über entsprechende Schutzeinrichtungen bis zu den Steckdosen für elektrische Verbrauchsgeräte verteilt wird. Die existierenden Schutzkonzepte basieren auf einer eindeutig vorgegebenen Richtung des Energieflusses von der Einspeisung zum Verbraucher.

Die Kleinst-PV-Anlagen mit ihrer Einspeisung in Endstromkreise stehen im Widerspruch zu dieser Grundannahme. Sie stellen damit auch eine Herausforderung für die Weiterentwicklung der bestehenden Regeln dar.

Im Folgenden werden einzelne Schutzanforderungen nach aktuellem Normungsstand näher vorgestellt und diskutiert. Dabei ist zu bemerken, dass sich die Anforderungen im Laufe der Jahrzehnte geändert haben. Die Sicherungskonzepte und -einrichtungen sind besser und aufwändiger geworden. Die Verhältnisse in Altanlagen werden weiter unten kurz diskutiert.

Die folgende Abbildung 21 zeigt den prinzipiellen Aufbau der elektrischen Anlage einer Wohnung nach ÖVE-EN 1 bzw. ÖVE/ÖNORM E 8001.

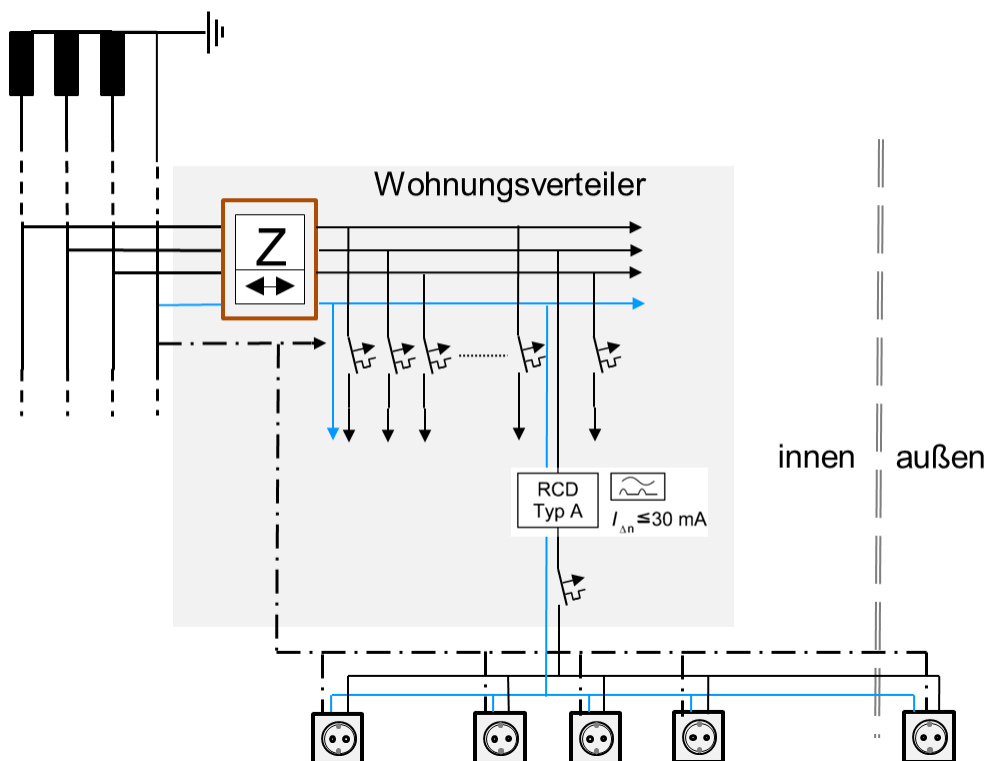


Abbildung 21: prinzipieller Aufbau einer normgerechten Wohnungsinstallation mit Schutzorganen  
Überstromschutz (LS-Schalter) und Zusatzschutz durch RCD.

Vom Netzbetreiber wird in der Regel ein vieradriger Hausanschluss mit drei Außenleitern (Phasen) und einem Mittelpunktsleiter (PEN) bereitgestellt. Im Haus- oder Wohnungshauptverteiler wird der PEN-Leiter aufgeteilt in den N-Leiter, der die betriebsmäßigen Rückströme führt, und den PE- oder Schutzleiter, der nur Fehlerströme (und betriebsmäßige Ableitströme) führt.



Der PE-Leiter gewährleistet den Schutz vor elektrischem Schlag bei elektrischen Geräten der Schutzklasse I. Isolationsfehler in Geräten führen typischerweise zu einem Kurzschluss, der vom zugeordneten Überstromschutzorgan abgeschaltet wird. Dieses Überstromschutzorgan ist heute in der Regel ein Leitungsschutzschalter (LS-Schalter). In älteren Installationen findet man auch noch Sicherungen.

Seit etwa 30 Jahren wird ein „zusätzlicher Schutz“ für besonders exponierte Steckdosen gefordert, nämlich Steckdosen im Außenbereich und im Bad, wo man ein höheres Unfallrisiko sah. Viele der Balkone, die als Aufstellort für Kleinst-PV-Anlagen in Frage kommen, dürften mit diesem Schutz ausgestattet sein. Dieser Schutz wird mit RCD (Residual Current Detection) -Einrichtungen mit 30 mA Nennstrom realisiert. Ein Fehlerstrom, wie er beispielsweise auftritt, wenn ein Mensch einen 230 V Anschluss berührt, wird dadurch erkannt und augenblicklich abgeschaltet. Seit etwa 10 Jahren wird dieser Schutz bei neuen Installationen in Haushalten für nahezu alle Steckdosen gefordert.

### 4.3.2 Schutz von Leitungen vor Überlastung

Bei den Risiken der Steckdoseneinspeisung rangiert die mögliche Überlastung von Stromkreisen ganz vorne. Deswegen wird dieses Thema ausführlicher diskutiert.

Die Anforderungen an die Errichtung von Kabel- und Leitungsanlagen sind in der Norm **ÖVE-EN 1 Teil 3** samt Ergänzungen beschrieben. Darin ist festgelegt, wie die Leiterquerschnitte in Abhängigkeit vom zu erwartenden Betriebsstrom und von der jeweiligen Strombelastbarkeit bestimmt werden müssen. Die Strombelastbarkeit wiederum hängt von den Verlegebedingungen ab. Danach wird die Einrichtung für den Schutz bei Überlast ausgewählt.

Abbildung 22 zeigt die Werte für den Bemessungsstrom  $I_R$  zur Bestimmung des zulässigen Dauerstromes  $I_Z$  für Leitungen und Kabel für die Berechnung bei abweichenden Verlegebedingungen (30°C Umgebungstemperatur).

Umgebungstemperatur	30°C									
Verlegeart	A		A2		B		B2		C	
belastete Adern	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
Nennquerschnitt (mm <sup>2</sup> ) Cu	Bemessungsstrom $I_R$ in Ampere									
1,5	14	13	14	13	17	15	16	15	19	17
2,5	19	18	18	17	24	21	23	20	27	24

**Abbildung 22: Bemessungsstrom  $I_R$  zur Bestimmung des zulässigen Dauerstromes  $I_Z$  für Leitungen und Kabel für die Berechnung bei abweichenden Verlegebedingungen.**

Referenztemperatur ist 30 °C!

Quelle: Tabelle II/2-5, TAEV 2012\_Austauschblätter, April 2014 ; mit Verweis auf ÖVE-EN 1 Teil 3, Tabelle 41-2

Abbildung 23 gibt die Anforderungen an die Auswahl von Überstrom-Schutzeinrichtungen, in diesem Falle LS-Schalter, bei einer Referenztemperatur von 25 °C wieder.

Verlegeart	A		A2		B		B2		C		Haushalts- und Handgeräte
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	
belastete Adern	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2
Nennquerschnitt (mm <sup>2</sup> ) Cu	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung mit der Auslösekennlinie B/C/D in Ampere										
1,5	13	13	13	13	16	16	16	16	16	16	16
2,5	20	16	16	16	25	20	20	20	25	25	20

Abbildung 23: Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtungen zu Leitungen und Kabeln in Hausinstallationen. Die für Endstromkreise in Wohngebäuden typischerweise verwendeten Werte, bzw. Verlegearten, sind farblich markiert. Referenztemperatur ist 25 °C.  
Quelle: Tabelle II/2-4, TAEV 2012\_Austauschblätter, April 2014, mit Verweis auf ÖVE-EN 1 Teil 3, Tabellen 41-4, 41-6 und 41-7

Abbildung 24 listet Umrechnungsfaktoren für abweichende Umgebungstemperaturen, die bei der Berechnung des zulässigen Dauerstroms zu berücksichtigen sind.

Höchste Umgebungstemperatur in °C	Gummi-Isolierung	Polyvinylchlorid-Isolierung
10	1,29	1,22
15	1,22	1,17
20	1,15	1,12
25	1,08	1,06
30	1,00	1,00
35	0,91	0,94
40	0,82	0,87

Abbildung 24: Umrechnungsfaktoren für abweichende Umgebungstemperaturen  
Quelle: Tabelle II/2-8, TAEV 2012, mit Verweis auf ÖVE-EN 1 Teil 3, Tabelle A1-5

Für ein zweiadrig belastetes Kabel, das bei einer Umgebungstemperatur von 25 °C betrieben wird, ergibt sich daher aus der Multiplikation eines Bemessungsstroms von 14 A mit einem Korrekturfaktor für PVC-Isolierung von 1,06 ein realer Bemessungsstrom von 14,8 A und eine entsprechende **Reserve der Strombelastbarkeit von 1,8 A (entspricht 410 W)**.

Der Wert von 25 °C Umgebungstemperatur wird in Österreich (und Deutschland) standardmäßig als Auslegungstemperatur für Wohngebäude benutzt. Die aktuelle ÖVE/ÖNORM E 8001 (von 1995) fordert in Abschnitt 41.11: „Für Elektroinstallationen in Wohngebäuden und in Gebäuden mit vergleichbaren

Anforderungen ist die Zuordnung der Schutzeinrichtungen zu den Leitungen bzw. Kabeln gemäß Tab. 41-6 bzw. Tab. 41-7 zu treffen.“

Diesen Tabellen (siehe Abbildung 23), wurde eine Umgebungstemperatur von 25 °C zugrunde gelegt. Diese Referenztemperatur findet sich auch schon in der Norm ÖVE-E 1 /1962, Ausgabe von 1975, für die Festlegung des „zulässigen Dauerstroms isolierter Leitungen“ in Tabelle 61-1.

Abschließend soll in Tabelle 6 ein Vergleich der Anforderungen in verschiedenen europäischen Ländern bzw. Organisationen aufgeführt werden.

**Tabelle 6: Vergleich der Länderanforderungen an den Leitungsschutz (soweit bekannt)**

Land	AT	CH	DE	NL	Pt	IEC	
<b>Standard Leitungsquerschnitt [mm<sup>2</sup>]</b>	1,5	1,5	1,5	2,5 <sup>1)</sup>	2,5	1,5	2,5
<b>Zulässiger Dauerstrom/25°C [A]</b>	14,8 <sup>2)</sup>	14,8 <sup>2)</sup>	16,5	18,3	?	16,5	19,5 <sup>3)</sup>
<b>Nennstrom Leitungsschutz [A]</b>	13	13	16	16	16	16	20

1) Nach alter Norm bis 2015

2) Umgerechnet vom 30 °C Wert

3) kleinster Wert (bei Verlegeart A2)

4) ? = unbekannt, vermutlich IEC Wert bei 25 °C Umgebungstemperatur

Gegenüber dem in Deutschland gültigen Bemessungsstrom von 16 A für den Schutz einer Leitung mit 1,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt ergibt sich durch die Absicherung der Leitung mit 13 A Nennstrom (Österreich, Schweiz) eine Differenz von 3 A in der nutzbaren Leitungsbelastbarkeit aufgrund von Reserven in der Belastbarkeit der Standardleitungen. Legt man die zulässige Belastbarkeit zugrunde, die in Deutschland 16,5 A beträgt, ergibt sich eine Differenz von 3,5 A zwischen dem Nennstrom des Leitungsschutzes (AT) und dem zulässigen Dauerstrom (DE). Ausgehend von der Vermutung, dass die in Deutschland gültigen Regeln keine grobe Fahrlässigkeit darstellen, sollten also Installationen nach österreichischem Standard eine Belastbarkeitsreserve von 3,5 A aufweisen. Eine Einspeisung von bis zu 3,4 A in den Endstromkreis führt also selbst im Falle, dass der 13 A - Leitungsschutz mit Nennstrom betrieben wird, zu einem Gesamtstrom, der geringer ist, als der in Deutschland für dieselbe Leitung bei denselben Randbedingungen zulässige Strom.

Die folgende Tabelle 7 fasst die möglichen Belastungsreserven für verschiedene Randbedingungen zusammen.

**Tabelle 7: Belastbarkeitsreserven bei unterschiedlichen Auslegungsparametern für 1,5 mm<sup>2</sup> Leitung mit 13 A LS-Schalter (Werte für CH sind entsprechend Standard gesetzt.)**

Parameter	Belastbarkeit [A]	Differenz zu Leitungsschutz in AT [A]	P (230 V) [W] (gerundet)
zulässige Belastung Leitung bei 25 °C, AT	14,8	1,8	410
zulässige Belastung Leitung bei 22 °C, AT	15,3	2,3	530
zulässige Einspeisung, CH	-	2,6	600
Dimensionierung Leitungsschutz bei 25°C, DE	16,0	3,0	690
zulässige Belastung Leitung bei 25°C, DE	16,5	3,5	800

### 4.3.3 Altanlagen

Um auch für Altanlagen eine Einschätzung der Belastbarkeitsreserven geben zu können, wurden ältere Ausgaben der Installationsnorm ÖVE-E 1 herangezogen, und zwar die Ausgabe von 1962 in der Version von 1975 und die ÖVE-EN 1, Ausgabe 1981.

In diesen Dokumenten findet man im Grunde die gleichen Anforderungen wie in der heutigen Norm.

Die ÖVE-EN1 von 1981 fordert in Tab 41-1 einen Mindestquerschnitt von 1,5 mm<sup>2</sup> für fest verlegte Mantelleitungen und Aderleitungen in Rohren.

Als Verlegearten werden unter anderem „in Installationsrohren auf Putz“, „in Installationsrohren unter Putz“ und „in Installationsleisten“ aufgeführt. Diese werden für den typischen Fall von zwei belasteten Adern der „Gruppe“ C zugeordnet und die Leitungen dürfen dauerhaft bei 30 °C Umgebungstemperatur mit 17,5 A belastet werden (Tab. 41-2). Dies entspricht 18,6 A bei 25 °C Umgebungstemperatur.

Für diese Leitungen wird ein Überstrom- und Kurzschlusschutz mit Nennstrom 12 A gefordert (Tabelle 41.6).

Die ÖVE-E 1 Ausgabe von 1975 verlangt ebenfalls einen Mindestquerschnitt von 1,5 mm<sup>2</sup> (Tabelle 61-7). Als zulässiger Dauerstrom war abhängig von der Verlegeart 16 A bzw. 20 A festgelegt. Die Norm forderte für diese Leiter Schmelzsicherungen mit 10 A Nennstrom oder LS-Schalter mit 10 A (Typ L - träge) bzw. mit 16 A (Typ G oder HG –flink, ähnlich dem modernen Typ B) (§ 62,09).

Diese Anforderungen sind den heutigen sehr ähnlich, abgesehen davon, dass die Schutzelemente teilweise andere Auslösekennlinien hatten.

Die Verlegearten A und A2, Leitung in Wärmedämmung, fehlen in den alten Normen. Offenbar war diese Bauweise noch nicht von Bedeutung.

Die Strombelastbarkeit der Leitungen in Altanlagen dürfte daher generell gegenüber den in Wärmedämmung verlegten Leitungen, die in diesem Bericht als „Worst-Case“ betrachtet werden (siehe Abb. 22), höher sein, da sie in und auf Putz verlegt worden sind.

Am heikelsten dürften in Altinstallationen die Kontaktstellen sein, die im Laufe der Jahrzehnte gealtert sind (vergleiche Abschnitt 4.2.4). Diese werden durch eine Steckdosen–Einspeisung tendenziell eher entlastet.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass alte Installationen nicht pauschal kritischer als moderne sind, denn es wurde früher der gleiche Mindest-Leitungsquerschnitt von 1,5 mm<sup>2</sup> gefordert. Auch der Leitungsschutz war ähnlich wie heute dimensioniert: mit 10 A Schmelzsicherungen oder LS-Schalter von 13 A - 16 A (mit teilweise anderen Auslösecharakteristiken als heute).

Die Strombelastbarkeit der Leitungen in Altanlagen dürfte gegenüber den in diesem Bericht als „Worst-Case“ betrachteten in Wärmedämmung verlegten Leitungen sogar höher sein, da sie in und auf Putz verlegt worden sind.

### 4.3.4 Gerätezureitungen

Die obigen Ausführungen gelten für die Festinstallation vom Hausanschluss bis zu den Steckdosen. Geräteanschlussleitungen sind davon nicht berührt. Für diese Leitungen („bewegliche Verbindungen mit isolierten Leitungen“) wird in ÖVE/ÖNORM E 8001-3-41 in Tabelle 41-1 (Mindestquerschnitte für Leitungen und Kabeln hinsichtlich der mechanischen Festigkeit), allgemein ein Leiterquerschnitt von 0,75 mm<sup>2</sup>, unter bestimmten Bedingungen sogar nur 0,5 mm<sup>2</sup>, gefordert.

Damit ist die Möglichkeit einer Überlastung von Leitern in Endstromkreisen bei Fehlern in Endgeräten normativ festgelegt. Die im Zusammenhang mit PV-

Kleinstanlagen diskutierte Fehlerkonstellation mit partieller Leitungsüberlastung kann daher jederzeit in Geräteleitungen auftreten. Sie kann dort von keinem Überstromschutz erkannt werden, da die Leitungsbelastbarkeit geringer ist als der Nennstrom des Schutzorgans.

Aus dieser normativen Festlegung schließen wir, dass die verantwortlichen Normungskomitees die Wahrscheinlichkeit eines solchen Fehlers in Endgeräten für hinreichend gering erachten.

#### 4.3.5 Anschluss von Erzeugungsanlagen

Die Photovoltaik Errichtungsnorm ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 verlangt **nicht** wie die im Abschnitt 2.8 zitierten deutschen Normen einen eigenen Stromkreis mit eigener Absicherung, so dass die Einspeisung auf der Versorgungsseite der Verbraucherstromkreise erfolgt. Der entsprechende Abschnitt aus dem CENELEC Dokument HD 60364-7-712 bzw. dem zugrunde liegenden IEC Dokument wurde für Österreich nicht übernommen. Allerdings wird diese Verschaltung schematisch im Anhang B der Norm in Bild B.1 dargestellt. Dieser Anhang ist aber als „informativ“ gekennzeichnet, also nicht bindend.

Abbildung 25 zeigt das entsprechende Anlagenschema.

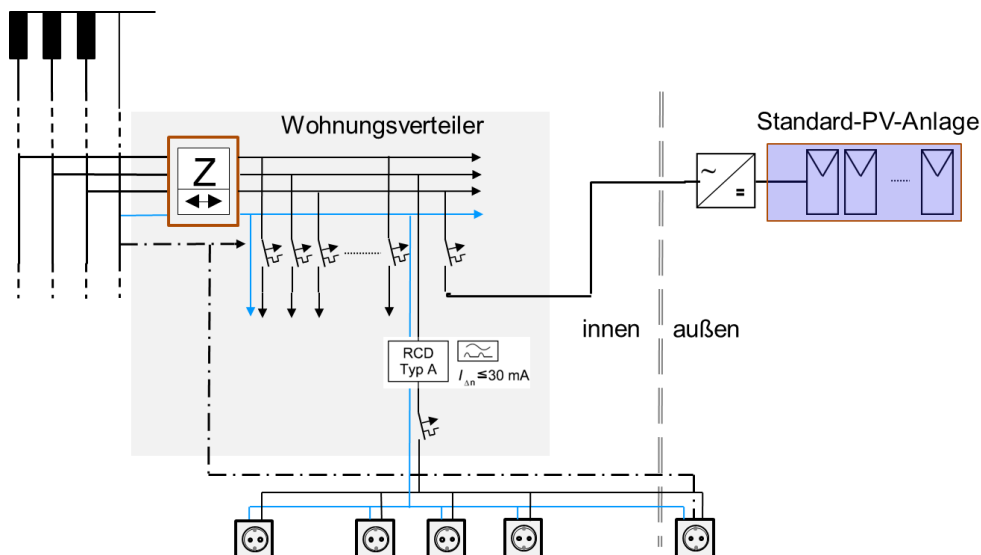


Abbildung 25: Der Anschluss von PV-Anlagen nach der Darstellung in ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 und TAEV 2012 erfolgt über einen eigenen Stromkreis.

Die Norm stellt in Abschnitt 4.5.2.1 dagegen fest: „Photovoltaik-Eigenerzeugungsanlagen dürfen im Netzparallelbetrieb in die Betreiberanlage (Verbraucheranlage) einspeisen und müssen dafür fest angeschlossen sein.“ Diese Festlegung kann man so verstehen, als wäre die Einspeisung in Endstromkreise erlaubt, solange dies per „Festanschluss“, also nicht per Steckverbindung, geschieht.

Nach dieser Norm wäre also der Anschluss von Kleinst-PV-Systemen über Steckdosen in Endstromkreisen nicht normgemäß. Eine Einspeisung in Endstromkreise per Festanschluss scheint dagegen normativ abgedeckt zu sein.

Es bestehen allerdings Zweifel, ob diese Errichtungsnorm für den Anschluss von Geräten greift.

In den technischen Anschlussbedingungen TAEV 2012 wird im Kapitel 6.12 auf Eigenerzeugungsanlagen eingegangen. Es wird ausdrücklich auf die ÖVE/ÖNORM

E 8001-4-712 verwiesen. Eine Forderung nach Anschluss auf der Netzseite von Überstromschutzeinrichtungen der Endstromkreise wird auch hier nicht explizit erhoben, allerdings wird auch hier die entsprechende Verschaltung in dem zugehörigen Anlagenschema in Abbildung II/6-9 dargestellt.

#### 4.3.6 Überspannungsschutz/Spannungsanhebung

Der eingespeiste Strom verursacht auf den Netzleitungen, der Anschlussleitung und im Endstromkreis einen ohmschen Spannungsfall. Dadurch steigt die Spannung in diesen Teilen der Installation gegenüber dem Betrieb ohne Einspeisung an. Diese Spannungsanhebung ist auf zwei Ebenen interessant: auf der Ebene Netztransformator und auf der Ebene Einzelhaushalt.

Studien zu möglichen Einspeisekapazitäten für PV Anlagen auf Wohngebäuden haben ergeben, dass die Spannungsanhebung aufgrund von Einspeisung in aller Regel der begrenzende Mechanismus ist. Eine Studie für deutsche Verhältnisse ergab, dass die schwächsten Netze in Siedlungen mit niedriger Bebauungsdichte (Eigenheimsiedlungen) zu finden sind. Dort wurden 2,4 kWp pro Wohneinheit als Kapazitätsgrenze gefunden (Scheffler, 2002).

Fraunhofer ISE hat Messungen zur Spannungsqualität in einer Solarsiedlung durchgeführt. Dort sind etwa 6 kWp PV Generatorleistung pro Haushalt installiert, ohne dass es zu Spannungsbandverletzungen käme (Laukamp et. al., 2004).

Angesichts der in diesem Bericht betrachteten Leistungen von maximal 800 Wp und Durchdringungsgraden von wenigen Prozent, ist die Spannungsanhebung durch Kleinst-PV-Anlagen vernachlässigbar.

Dies gilt auch auf der Ebene Einzelhaushalt wie folgende Modellrechnung zeigt. Der Spannungsfall auf der Leitung zwischen Kleinst-PV-Anlage und Wohnungsverteiler berechnet sich wie folgt:

$$\Delta U = 2 * \rho * \frac{l}{A} * I$$

wobei  $\rho$  der spezifische Widerstand von Kupfer ( $0,01754 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  bei  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ),  $l$  die Länge der Leitung,  $A$  die Querschnittsfläche des Leiters und  $I$  der Strom ist. Der Faktor 2 berücksichtigt die Hin- und die Rückleitung.

Folgende Tabelle gibt für eine Standardleitung der Länge  $l$  mit  $1,5 \text{ mm}^2$  Querschnitt und  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  Temperatur den Spannungsfall bei beispielhaften Strömen an. Zugrunde liegen Kleinst-PV-Anlagen von  $250 \text{ Wp}$ , die etwa  $1 \text{ A}$  Nennstrom einspeisen können.

**Tabelle 8: Spannungsfall von einer bzw. von sechzehn 250 Wp Anlagen auf einer  $1,5 \text{ mm}^2\text{Cu}$  – Leitung bei Volllast**

Länge [m]	Strom [A]	Spannungsfall [V]
5	1	0,1
5	16	1,9
15	1	0,4
15	16	5,6

Bei diesen Werten wurde der Temperaturkoeffizient von Kupfer ( $3,9 \cdot 10^{-3} \text{ 1/K}$ ), gegenüber der Auslegungstemperatur von  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  vernachlässigt.

Man sieht, dass eine einzelne Kleinstanlage bei Volllast maximal einige hundert Millivolt Spannungsfall in der Hausinstallation verursachen kann. Zusammenfassend kann man sagen, dass das Risiko von Überspannungen durch Kleinst-PV-Anlagen vernachlässigbar ist.

#### 4.3.7 Ungewollte Inselnetzbildung

Eine ungewollte Inselnetzbildung beispielsweise bei Netzausfall wird bei PV-Anlagen durch „anti-islanding“- Vorkehrungen ausgeschlossen. Diese sind in mehreren Normen, zum Beispiel der deutschen VDE-AR-N 4105, die in vielen Datenblättern als Referenznorm aufgeführt wird, beschrieben.

Für Österreich sind die Anforderungen in der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 geregelt. Die ordnungsgemäße Funktion dieser Schutzeinrichtung wird per Typprüfung nachgewiesen oder nach ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 Anhang A geprüft.

Eine solche Inselnetzerkennung muss auch für Kleinst-WR gefordert werden. Mit Erfüllung einer der entsprechenden Normen, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, ÖVE/ÖNORM EN 50 438, VDE AR 4105 oder VDE V0126-1-1 ist dies automatisch miterfüllt.

#### 4.3.8 Diskussion und Fazit

Das tatsächliche Gefährdungsrisiko, das durch Kleinst-PV-Anlagen entsteht, ist quantitativ kaum zu bestimmen. Dazu sind die Unsicherheiten, was den Zustand der jeweiligen Gebäudeinstallation angeht, zu groß. Stattdessen soll hier eine qualitative Diskussion geführt werden.

Die Hauptkritik an Kleinst-PV-Anlagen richtet sich gegen die mögliche Überlastung von Teilen der Installation durch einen erhöhten Strom, der vom Überstromschutz nicht „gesehen“ wird. Dieses Szenario ist berechtigt.

Es relativiert sich allerdings, wenn man bedenkt, dass:

- die Standardleitungen zusammen mit dem Leitungsschutz Belastungsreserven haben.  
Z.B. darf in Deutschland die gleiche Leitung (1,5 mm<sup>2</sup> Cu) um 1,7 A höher belastet werden als in Österreich,
- die Mehrheit der Brände durch Elektroinstallationen vermutlich nicht von überlasteten Leitungen, sondern von schlechten Kontakten ausgelöst wird, die ihren Nennstrom nicht (mehr) tragen können.  
Dieser Mechanismus kann vom Überstromschutz nicht erkannt werden.
- ein spontanes Auftreten eines internen Fehlers in einem Gerät mit einer „passend“ erhöhten Stromaufnahme, die unterhalb des Sicherungsnennwertes bleibt, zeitgleich mit einer hohen Leistung aus einer Kleinst-PV-Anlage sehr unwahrscheinlich ist.
- sich aus Erfahrungen zeigt, dass Schuko-Steckdosen einen Nennstrom von 16 A nicht immer dauerhaft tragen können. Diese Steckdosen versagen auf Grund von Überlastung. Es gibt hier also eine Art natürliche Schwachstelle, die ebenfalls vom Überstromschutz nicht erkannt werden kann, weil sich das Versagen im Bereich des Nennstroms abspielt.
- last, not least, für viele Geräte normativ Anschlussleitungen zugelassen werden, die keinen erhöhten Strom tragen können, wie er durch einen internen Fehler entstehen kann. Eine Überlastung dieses Leiters aufgrund eines internen Fehlers kann vom Überstromschutz ebenfalls nicht erkannt werden.

Speziell der letzte Punkt deutet stark daraufhin, dass das Fehlerszenario *„Ein Gerät ist defekt und nimmt eine Leistung auf, die oberhalb seiner Nennleistung und unterhalb des Überstromschutzes liegt“* sehr unwahrscheinlich ist.

### **Blendung RCD-Schutzschalter**

Die mögliche „Blendungen“ eines RCD-Schutzschalters vom Typ A hängt von der Anwesenheit einer internen Gleichspannung bei Schutzklasse I - Geräten und von der internen Gerät-Topologie ab. Sie hängt nicht von der Art des Gerätes - Verbraucher oder Einspeiser - ab. Daher besteht das Blendungsrisiko vermutlich bei vielen Geräten, ohne dort groß thematisiert zu werden. Daraus schlussfolgern die Gutachter, dass das Risiko nicht so groß ist.

Bei den fraglichen Wechselrichtern gibt es Topologien, die keinen störenden Gleich-Fehlerstrom verursachen können. Eine entsprechende Angabe sollte in das Datenblatt aufgenommen werden.

### **Schutz bei indirektem Berühren**

PV-Module werden heute praktisch alle als Schutzklasse II - Produkte hergestellt. Der Schutz bei indirektem Berühren wird also durch eine verstärkte Isolierung gewährleistet. Moderne Wechselrichter messen heutzutage regelmäßig den Isolationswiderstand auf der DC-Seite und sperren die Netzaufschaltung, wenn der gemessene Widerstand die Mindestschwelle nicht erfüllt (siehe Abschnitt 2.7.2). Dadurch wird die Einhaltung der Schutzklasse II modulseitig überwacht. Der Wechselrichter ist nach den Ergebnissen der Marktrecherche immer als Schutzklasse I - Gerät ausgeführt. Damit wirken der Schutz durch Abschalten, sowie der Zusatzschutz mit RCD. Im Wechselrichter gibt es eine galvanische Trennung zwischen der DC-Seite und der AC-Seite.

Wechselrichter in Schutzklasse II sind denkbar und würden die Gefahr der Blendung eines RCD-Schutzschalters Typ A ausschließen. Sie würden auch den Anschluss mit einem angespritzten Euro-Stecker erlauben.

Bisher ist uns kein solches Produkt bekannt.

### **Schutz bei direktem Berühren**

Das Schuko-Stecksystem ist im gesteckten Zustand wie oben beschrieben durch einen Kragen vor direktem Berühren der spannungsführenden Kontakte geschützt. Denkbar ist eine Gefährdung nur, wenn der Stecker unter Last gezogen wird und der Wechselrichter auf die offenen Steckerstifte arbeitet.

Für diesen Fall sorgt der Unterspannungsschutz der „Selbsttätig wirkenden Freischaltstelle“ nach ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 für sofortiges Abschalten bzw. Trennen des Wechselrichters von der Netzleitung. In Abschnitt A.2.2.1 wird gefordert: *„Spannungen an den Außenleitern, ... von höchstens 80 % der Nennspannung ... müssen eine Ausschaltung innerhalb von 0,2 s bewirken.“* Diese Abschaltzeit ist halb so lang wie die in Abschnitt 10.2.1.3 von ÖVE/ÖNORM E 8001-1/A4:2009 geforderte Ausschaltzeit von 0,4 s für Endstromkreise bis 32 A. Damit wird der Schutz bei Berührung des freiliegenden Steckers und speziell des gerade gezogenen Steckers gewährleistet.

Diese Trennstelle muss hohe Sicherheitsanforderungen erfüllen (siehe Abschnitt 2.7.2) und kann damit dauerhaft als sicherer Schutz bei direktem Berühren der offenen Steckerstifte gelten.

Sie sollte unbedingt auch für Kleinst-PV-Anlagen gefordert werden.

### **Ungewollter Inselbetrieb**

Ungewollter Inselbetrieb wird bei Standard-PV-Anlagen durch die erwähnte, normativ geforderte selbsttätige Schaltstelle verhindert. Für diesen Störfall sind entsprechende Schutzvorkehrungen gefordert, deren Erfüllung mit einer Typprüfung verifiziert wird.

### **Beeinflussung der Netzsicherheit**

PV-Wechselrichter müssen den einschlägigen Normen zu Folge den Netzzustand überwachen und bei Frequenzabweichungen wie Kraftwerke reagieren, so dass das System stabilisiert wird. Zusätzlich enthält die selbsttätige Schaltstelle eine



Überwachung auf irreguläre Netzbedingungen und führt bei entsprechenden Abweichungen vom Normalbetrieb zur Trennung vom Netz.  
Eine Gefährdung des Netzbetriebes ist dadurch ausgeschlossen.

### **Überspannung**

Spannungsanhebungen durch Einspeisung von einzelnen Kleinst-PV-Anlagen liegen maximal bei einigen 100 mV und damit deutlich unterhalb der gewöhnlichen Spannungsschwankungen.

### **Netzleitung**

Die Leitung vom Wechselrichter zum Stecker ist mehr oder weniger der Witterung ausgesetzt. Deshalb sollte sie Feuchte- und UV-beständig sein. Wegen der mechanischen Robustheit sollte sie auch stärker dimensioniert sein, als für den Strom aus der Kleinst-PV-Anlage nötig. Als Netzanschlussleitung wird daher eine UV-beständige Schlauchleitung für schwere Beanspruchung, z. B. H07RN-F, mit mindestens 1,0 mm<sup>2</sup> Querschnitt empfohlen.

## 5 Potentialabschätzung und Szenarien

### 5.1 Modellierung PV-System

Für die Modellierung der Kleinst-PV-Anlagen wurden die im Folgenden beschriebenen Annahmen getroffen bzw. Daten verwendet.

#### Modul:

Für die Simulation der Stromerträge der Kleinst-PV-Anlagen wurden die technischen Daten des „oekostrom AG simon®“ – Systems genutzt, welches auf der Internetseite [simon.energy](http://simon.energy) beschrieben wird. Bei diesem soll ein monokristallines Modul mit einer Nennleistung von 150 Wp (+/-10%) zum Einsatz kommen<sup>1</sup>.

Da die genauen Materialparameter für dieses Modul nicht bekannt sind, wurde für die Systemmodellierung, mit der die ausrichtungsabhängigen Ertragszeitreihen bestimmt werden, folgendes Modell gewählt, das den Datenblattangaben von „Simon“ sehr nahe kommt: **BLD M31PCS-150W** (Datenblatt im Anhang).

Das Gesamtsystem mit einem Modul wurde auf 250 W Nennleistung skaliert, da das dem typischen Wert der Nennleistung der in der Marktübersicht ermittelten Produkte entspricht bzw. Vielfache dieser Leistung angeboten werden.

#### Wechselrichter:

Für das „oekostrom AG simon®“ – System soll ein Wechselrichter der Marke „AEconversion, INV150-35EU“ zum Einsatz kommen. Das Wechselrichtermodell wurde auf die Angaben im Datenblatt für das „oekostrom AG simon®“ – System angepasst. Dabei wird von einem maximalen Wirkungsgrad von 93,50% und einem Europäischen Wirkungsgrad von 91,40% ausgegangen. Abbildung 26 zeigt den Wirkungsgradverlauf des Wechselrichters.

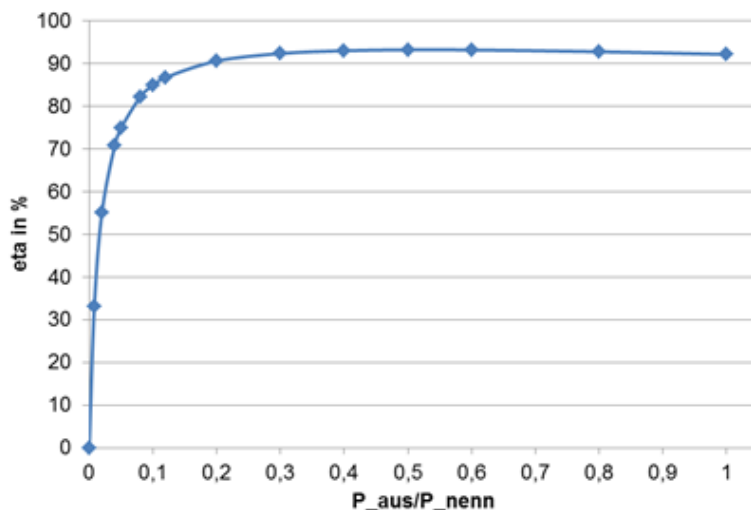


Abbildung 26: Modellierter Wechselrichterwirkungsgradverlauf

---

<sup>1</sup> Weitere technische Daten: 32 Solarzellen, 156 x 156 mm, Abmessungen: ca. 138x69x5 cm +/-10cm, Ausgangsspannung: 230V, 5 Jahre Hersteller-Garantie auf 95% der Leistung, Quelle: Simon-Datenblatt

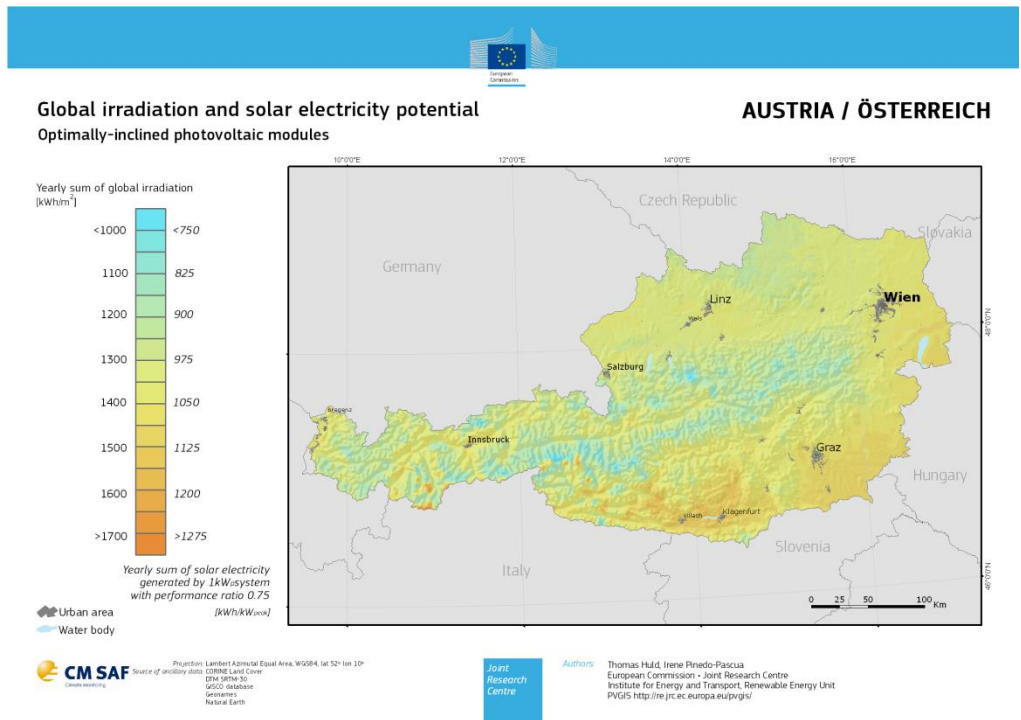
Hinsichtlich der Einordnung von Photovoltaikanlagen zu Vorgaben aus anwendbaren Normen und Vorschriften besteht eine Besonderheit. Häufig wird in diesen Vorschriften die „Engpassleistung“ als Kriterium verwendet. Diese bezeichnet die maximal durch Stromerzeuger bereitstellbare Dauerleistung und wird systemisch durch die leistungsmäßig „schwächste“ Komponente in der Erzeugungsanlage begrenzt. Im Fall von Photovoltaiksystemen kann die maximale Erzeugungsleistung entweder durch die Leistung der photovoltaischen Module oder durch die maximale Ausgangsleistung des Wechselrichters begrenzt werden. In der Praxis bestimmt die individuelle Auslegung des Verhältnisses dieser Komponenten die tatsächliche „Engpassleistung“, wobei erschwerend hinzukommt, dass es für Photovoltaikmodule keine eigentliche maximale „Grenzleistung“ gibt.

Für das Gutachten wird überwiegend die „Peak-Leistung“ der Module zur Beschreibung herangezogen. Dieser Bemessungsparameter ist konservativ gewählt, da diese Leistung nur selten erreicht wird und zum Netz hin durch die Wandlungsverluste im Wechselrichter reduziert wird. Zudem erfolgt die Dimensionierung und Vermarktung von Kleinst-PV-Systemen in der Regel anhand dieser Bemessungsgröße. Für die Behandlung von Situationen, bei denen eine exakte Begrenzung der Wechselspannungs-Ausgangsleistung notwendig ist, kann hingegen die Verwendung der maximalen Wechselrichterausgangsleistung als Engpassleistung sinnvoller sein.

## 5.2 Einstrahlungsprofile

Für die Simulation der Erträge der Kleinst-PV-Anlagen wurden auf Basis von Satellitendaten ortsbezogene Einstrahlungsprofile für den Standort Wien generiert. Die Firma GeoModel Solar s.r.o. stellt solare Einstrahlungsdaten von Europa, Afrika, Südamerika und Teilen Asiens zur Verfügung. Daneben werden noch weitere klimatische Daten gemessen. Diese Werte werden aus Messungen fünf verschieden positionierter Satelliten ermittelt. Die Solarstrahlungsdaten haben eine Auflösung von 250 m x 250 m und liegen in Form von 15-minütigen Zeitintervallen vor. Ermittelt werden die globale und diffuse Einstrahlung auf horizontaler Ebene sowie die Temperatur. Für das vorliegende Gutachten werden Daten der letzten zehn Jahre (2006-2015) verwendet.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die jährlichen Einstrahlungssummen über das Territorium von Österreich verteilt schwanken und vor allem im Bergland teilweise sehr hohe Werte annehmen können. Die urbanen Ballungsgebiete zeichnen sich durch mittlere Einstrahlungssummen im Bereich zwischen 1.300 und 1.500 kWh/kWp aus (10-jährige Mittelwerte), wie in der graphischen Darstellung in Abbildung 27 erkennbar ist. Daher ist die für die Studie getroffene Auswahl des Standortes Wien repräsentativ auch für andere urbane Gebiete in Österreich.



**Abbildung 27: Jährliche Globalstrahlung und elektrischer Solarertrag für das Territorium von Österreich (PV-Anlage: 1 kWp). Berücksichtigt wurden Daten für den Zeitraum 2001 bis 2012. Quelle: PVGIS © European Union, 2001-2012**

Die im Bereich der Ertragsprognose übliche zeitliche Auflösung von 15 Minuten kann allerdings bei der Bewertung von lokalem Eigenverbrauch und kurzfristiger Rückspeisung zu Fehlern führen, wenn sich Einstrahlung und/oder Last in kurzen Zeiträumen schnell ändern. Verschiedene Untersuchungen bewerten die Relevanz dieser Fehler beispielsweise für die Ermittlung von Energieverlusten bei Wechselrichtern (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Systemtechnik, 2012) bzw. hinsichtlich der Beeinflussung des Eigenverbrauchs bei PV Systemen mit Batteriespeichern (eigene Untersuchungen) und kommen zu mittelungsbedingten Energieabweichungen in einer Größenordnung von bis zu 3%.

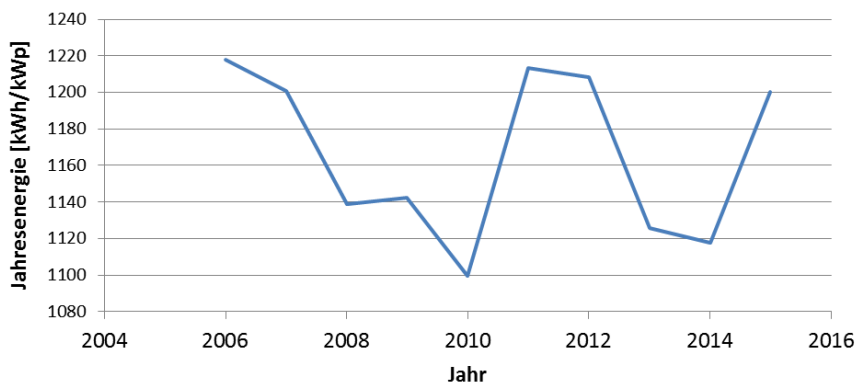
Um für die vorliegende Untersuchung ausreichende Verlässlichkeit diesbezüglich zu erzielen, wurden für in der Studie direkt verwendete Lastprofile Vergleiche hinsichtlich Eigenverbrauch und Energiemengen auf Basis eines selbst gemessenen Einstrahlungsdatensatzes (Freiburg) für das komplette Jahr 2015 mit minütlicher und viertelstündlicher Auflösung vorgenommen.

**Tabelle 9: Vergleich des ermittelten Eigenverbrauches bei Verwendung zeitlich unterschiedlich aufgelöster Einstrahlungsdaten für ausgewählte Lastprofilfälle.**

Lastprofil	Minutenwerte		Viertelstundenwerte	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
Einzelperson Mehrfamilienhaus	50,3	20,0	53,0	21,1
4 Personen Mehrfamilienhaus	79,0	12,3	82,8	12,9
Familie mit einem Kind	73,3	12,0	76,9	12,6

Die Ergebnisse in Tabelle 9 zeigen eine systematische Überschätzung des Eigenverbrauchsanteils bei Verwendung von Viertelstundenwerten um bis zu 4%. Diese erklärt sich aus kurzzeitigen Verbrauchsspitzen, die aus der momentanen Erzeugung nicht mehr gedeckt werden können, jedoch bei 15 min – Mittelung durch eine niedrigere effektive Last repräsentiert werden. Folglich ist hinsichtlich der Auswertungen für den Standort Wien auf Basis von Viertelstundenwerten davon auszugehen, dass die Eigenverbräuche der Haushalte etwas überschätzt werden und mit einem etwa 4% niedrigerem Eigenverbrauchsanteil zu rechnen ist.<sup>1</sup>

Die durchschnittliche Globalstrahlung für Wien für den Zeitraum 2006 -2015 beträgt 1202 kWh/m<sup>2</sup>. Für eine erste Beurteilung der Relevanz des ausgewählten Auswertjahres zeigt Abbildung 28 eine Übersicht der jährlichen Erträge eines 1 kWp – Photovoltaiksystems mit Standort Wien (30° Neigung, Südausrichtung).



**Abbildung 28: Jahresertrag eines 1 kWp – Photovoltaiksystems mit Standort Wien (30° Neigung, Südausrichtung, Anlagenparameter für Kleinst-PV-Anlagen)**

<sup>1</sup> Hinweis: die 4% sind nicht repräsentativ für die jeweiligen absoluten Energiemengen. Bei absolut kleinen Energiemengen ergeben sich prozentual hohe Abweichungen (für beispielsweise das Lastprofil „Familie mit einem Kind“ ist die Rückspeisemenge bei Verwendung von Minutenwerten um 15% höher als bei Verwendung von Viertelstundenwerten), große Energiemengen führen zu kleinen prozentualen Änderungen (die Bezugsmenge im genannten Fall steigt nur um 0,7%).

Die ermittelten Erträge lassen keinen systematischen Trend erkennen, der für die Auswahl des Auswertejahres zu berücksichtigen ist. Auf Grund der hohen Jahresenergie sowie der leicht höheren Anzahl von Datenpaaren Erzeugung – Verbrauch wurde das Schaltjahr 2012 für die vertieften Analysen gewählt. Vergleichend werden für das einstrahlungsschwache Jahr 2010 die charakteristischen Parameter ermittelt und mit denen für 2012 verglichen.

### 5.3 Lastprofile

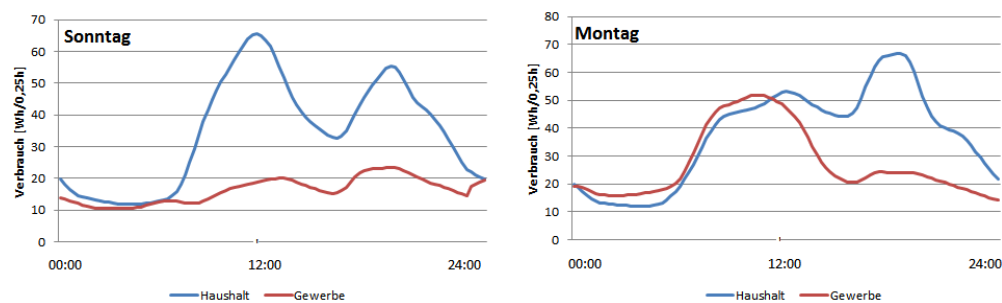
Anliegen der Studie sind einerseits Untersuchungen zu Einspeise- und Lastprofilen einzelner Haushalte mit Kleinst-PV-Anlagen, andererseits aber auch aggregierte Energiemengen, welche durch eine Vielzahl verschiedener Kleinst-PV-Anlagen generiert werden und die Energieflüsse aus Sicht der Netzbetreiber beeinflussen könnten. Während aus Sicht der aggregierten Energiemengen die Verwendung von viertelstündlich aufgelösten Standardlastprofilen in Frage kommt, da diese große Verbrauchergruppen mit individuell unterschiedlichem Lastverhalten repräsentieren, erfordert eine Auswertung für Einzelsysteme bzw. wenige lokal angeordnete Systeme die Verwendung von Lastdaten mit höherer Auflösung und direktem Bezug zum individuellen Verbraucherverhalten.

Ausgehend von dieser Situation wurden in der Studie Untersuchungen sowohl mit Standardlastprofilen als auch mit synthetisch generierten individuellen Lastprofilen vorgenommen, welche im Folgenden beschrieben werden.

#### 5.3.1 Standardlastprofile

Für Untersuchungen auf Basis von Standardlastprofilen wurden aktuelle Datensätze verwendet, welche von der österreichischen APCS Power Clearing & Settlement im Internet zur Verfügung gestellt werden (APCS Power Clearing & Settlement, 2016). Im Rahmen einer von der FfE GmbH im Auftrag der E-Control durchgeführten Studie (Hinterstocker, von Roon, & Rau, 2014) wurde zwar festgestellt, dass sich mit den auf frühere Messungen des VDEW in Deutschland zurückgehenden Standardlastprofilen zum heutigen Tag nur noch bedingt Lastprognosen mit hoher Genauigkeit generieren lassen, aktualisierte repräsentative Lastprofile sind aber erst nach der geplanten flächendeckenden Einführung von Smart Metern in Österreich bis Ende 2019 zu erwarten. Da für die vorliegende Studie neben den Standardlastprofilen auch noch synthetische Einzellastprofile mit hoher Zeitauflösung verwendet werden, können die bestehenden Standardlastprofile für überschlägige Abschätzungen verwendet werden.

Verwendet wurden die Standardlastprofile „Haushalt (H0)“ und „Gewerbe allgemein (G0)“. Zeigt exemplarisch den Verlauf dieser Lastprofile für einen Feiertag und einen Werktag.



**Abbildung 29: Exemplarische Standardlastprofile H0 (Haushalt) und G0 (Gewerbe). Linke Abbildung: Feiertag (1. Januar), rechte Abbildung: Werktag (23. Januar)**

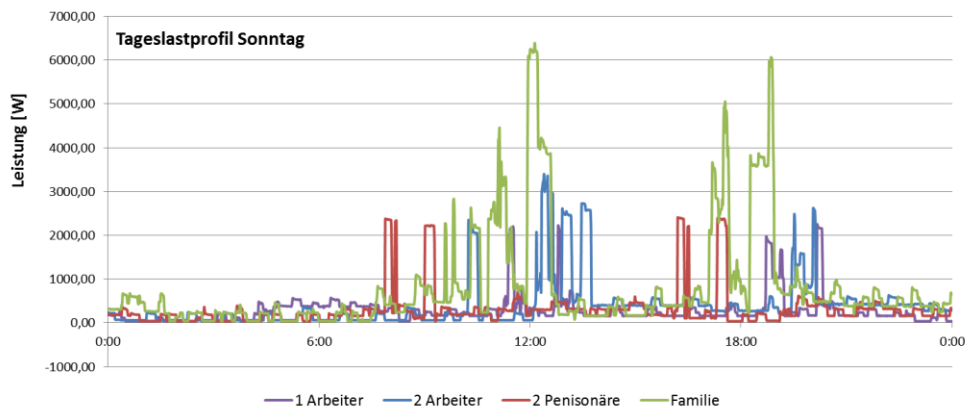
### 5.3.2 Synthetische Profile für Kundentypen

Mit einem in (Fischer, Härtl, & Wille-Haussmann, 2015) beschriebenen Verfahren können für Quartiere und Haushalte individualisierte elektrische und thermische Lastprofile unter Berücksichtigung von Bewohner- und Gebäudeeigenschaften sowie der eingesetzten Haustechnik erzeugt werden. Für die vorliegende Studie wurden charakteristische Verbrauchsverläufe für verschiedene Verbrauchergruppen mit unterschiedlicher Personenzahl im Haushalt sowie unterschiedlichen Beschäftigungsverhältnissen und elektrischen Jahresverbräuchen als minütlich aufgelöste Lastzeitreihen generiert. Dabei wurden jeweils 10 individuelle Lastgänge für teilweise bis zu 10 verschiedene Verbrauchergruppen unter Verwendung statistischer Methoden ermittelt, so dass für die vorliegende Studie ein Sample aus insgesamt bis zu 100 individuellen Lastprofilen Verwendung fand. Dies ermöglicht eine Streuungsanalyse der ermittelten Parameter sowie die Verwendung gemittelter Lastverläufe für die Bewertung einer größeren Zahl von Kleinst-PV-Systemen. Alle Daten wurden als Minutenwerte für das komplette Jahr 2012 erzeugt.

Für im Abschnitt 4.9 diskutierte Detailanalysen werden vorzugsweise vier besonders unterschiedliche Verbrauchergruppen als Beispiel herangezogen:

- Einzelpersonen
- 2-Personen-Haushalte, berufstätig und nicht berufstätig (z.B. Pensionisten oder Erwerbslose)
- Familien mit Kindern.

Abbildung 30 zeigt exemplarisch den Tageslastgang für drei Verbrauchergruppen für einen Feiertag.

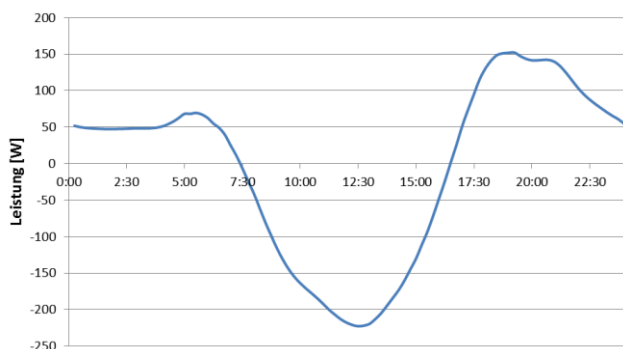


**Abbildung 30: Exemplarisches Tageslastprofil für einen Feiertag für die Verbrauchergruppen „Einzelperson berufstätig (Jahresverbrauch: 1602 kWh)“, „Ehepaar berufstätig (Jahresverbrauch 2467 kWh), „2 Pensionäre (Jahresverbrauch: 3059 kWh)“ und „Familie mit 2 Kindern (Jahresverbrauch: 5057 kWh)“.**

### 5.3.3 Residuallastprofile

Durch Kombination von Erzeugungs- und Lastprofilen lassen sich Residuallastprofile generieren, aus welchen sich die jährlichen Import- und Exportmengen an Strom sowie weitere Kenndaten für die jeweils gewählten Konfigurationen ermitteln lassen. Abbildung 31 zeigt exemplarisch für einen Sommertag das Residuallastprofil für Haushalte mit Standardlastprofil bei

Vorhandensein eines geneigt nach Süden ausgerichteten Kleinst-PV-Systems von 500 Wp Nennleistung.



**Abbildung 31: Residuallast für Haushalte mit Standardlastprofil H0 bei Betrieb einer 30° geneigten südausgerichteten Kleinst-PV-Anlage mit 500 Wp (Haushaltsverbrauch: 1200 kWh/Jahr).**

Für die vorliegende Studie wurden Residuallastprofile für alle Kombinationen zwischen den Lastprofilen der verschiedenen Kundengruppen und den nach Osten, Süden und Westen ausgerichteten PV-Anlagen (jeweils mit 250 Wp und 500 Wp Nennleistung) ermittelt und die entsprechenden Kenngrößen (z.B. Eigenverbrauch) ausgewertet. Zusätzlich wurden analoge Auswertungen für Standardlastprofilkunden (Haushalt und allgemeines Gewerbe) vorgenommen.

#### 5.4 Absatzzahlen und Szenarien

Eine fundierte Marktanalyse war im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geplant und auch nicht möglich, stattdessen sollten Erfahrungen aus den Marktentwicklungen in anderen Europäischen Ländern als Basis für eine grobe Abschätzung hinsichtlich der zu erwartenden Verteilung dienen. Auf Grund der hierdurch hervorgerufenen Unsicherheit ist es sinnvoll, verschiedene Szenarien für die Marktdurchdringung zu betrachten und dadurch die Sensitivität der ermittelten Parameter von unterschiedlichen Marktentwicklungen abzuschätzen.

Für die Simulationen und Rechnungen wurden ein Referenzszenario (wahrscheinlichstes Szenario) und zwei modifizierte Szenarien untersucht, zusätzlich wurde noch ein Extremszenario mit besonders hoher Zahl installierter Kleinst-PV-Anlagen beschrieben. Das Referenzszenario ist dadurch gekennzeichnet, dass Werte zur Durchdringung in den Niederlanden (mit bereits hoher Verbreitung von Kleinst-PV-Anlagen, welche dort seit 20 Jahren vermarktet werden) verwendet wurden, um über eine Skalierung anhand der Bevölkerungszahlen von Österreich und den Niederlanden eine Perspektive auf Sicht der kommenden 20 Jahre für Österreich aufzuzeigen. Die folgende Tabelle 10 zeigt die entsprechenden Zahlen.

**Tabelle 10: Übertragung der Zahl installierter Kleinst-PV-Anlagen aus den Niederlanden auf Österreich**

	Niederlande	Österreich
Bevölkerungszahl	17 Mio.	8,6 Mio.
Verkaufte KPV-Systeme (in 1000)	200	100



Die Zahl der Systeme wird in Abhängigkeit von der Aggregationsebene der Berechnungen auf die entsprechende Zahl der Haushalte skaliert. Das Szenario „kleine Durchdringung“ nimmt 30% Durchdringung des Referenzszenarios an, und das Szenario „große Durchdringung“ geht von 300% der Referenz aus. Zusätzlich wird ein Szenario mit besonders hoher Durchdringung (900% bezogen auf das Referenzszenario) betrachtet. Die Ergebnisse dieses Szenarios sind insbesondere für Situationen relevant, in denen eine größere Zahl von Einzelsystemen in einem geographisch kleinen Areal installiert wird. Dieser Fall ist durchaus vorstellbar, da aus soziologischer Sicht Kommunen oder kleinere Siedlungsteile zu „kollektiven“ Handlungsweisen neigen, bei denen die einzelnen Mitglieder der Kommune ähnliche Entscheidungen treffen bzw. bereits bei der städtebaulichen Planung entsprechende Entscheidungen getroffen werden.

Für die Betrachtung der Situation in Verteilnetzausläufern wurde eine entsprechend skalierte Anzahl zum Betrieb auf der Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators (ONT) angenommen. Auf eine getrennte Untersuchung unterschiedlicher Netztypen wurde (zunächst) verzichtet, da durch die Durchdringungsszenarien eine grundlegende Bewertung der Situation in den Verteilnetzen möglich wurde. Da die in den Simulationsrechnungen ermittelten Ergebnisse eindeutige Schlussfolgerungen für den Verteilnetzbetrieb zuließen, war diese Betrachtungsweise ausreichend.

**Tabelle 11: Anteil von Haushalten mit Kleinst-PV-Anlage sowie absolute Anzahl für die betrachteten Szenarien.**

Szenario	Anteil Haushalte in %	Anzahl Systeme, Ebene Österreich (in 1000)	Anzahl Systeme, Ebene ONT
Referenz	2,6	100	4
kleine Durchdringung	0,8	30	1
große Durchdringung	7,9	300	12
große Durchdringung, lokal stark erhöht	24,0	900*	36

*\*unwahrscheinliches Extremszenario*

## 5.5 Gebäude- und Verbrauchertypen

Eine Bewertung der in Frage kommenden Gebäudetypen ist insofern relevant, als dass Montageart und Ausrichtung der Kleinst-PV-Systeme von den baulichen Gegebenheiten beeinflusst werden. Eine überschlägige Analyse des Gebäudebestandes in Österreich hat gezeigt, dass in vielen Fällen die Möglichkeit besteht, Kleinst-PV-Systeme auf ebenen Dach- und Balkonflächen oder anderen geeigneten Freiflächen zu installieren. Daher wird für eine überwiegende Mehrheit von Systemen analog den Erfahrungen in den Niederlanden eine optimale Ausrichtung angenommen, also Südorientierung mit einer Modulneigung von ca. 30°. Zudem dürfte der vergleichsweise hohe Energieertrag bei Südausrichtung auch zur Installation von Modulen an vertikalen Balkon- und Fassadenflächen motivieren, so dass auch von einem relativ hohen Durchdringungsrad solcher Systeme ausgegangen wird. Daneben werden etwa gleiche Anteile mit Ost- und Westausrichtung erwartet, wobei hier auf Grund der anderen Horizonterhebung der Sonne hier vorzugsweise mit einer schwach geneigten bzw. senkrechten Montage zu rechnen ist.

Tabelle 12 zeigt die auf Basis dieser Annahmen definierten Anteile für Systeme mit einer bestimmter Neigung und Ausrichtung.

**Tabelle 12: Anteile der unterschiedlich geneigten und ausgerichteten Kleinst-PV-Systeme**

Himmelsrichtung Neigung	Ost	Süd	West	Anteil Neigung
Vertikal (90°)	0,15	0,20	0,15	0,50
Geneigt (30°)	0,05	0,40	0,05	0,50
Gesamt	0,20	0,60	0,20	1,00

Hinsichtlich der Verteilung der Systeme auf die in Abschnitt 5.3.2 gewählten Betreibergruppen sowie der für Österreich betrachteten Gesamtzahl von Haushalten wurden Analysen der von Statistik Austria veröffentlichten Zahlen zu demographischen Daten sowie Haushaltszahlen in Abhängigkeit unterschiedlicher Parameter (Familiengröße, Beschäftigungsstand) ausgewertet. Hieraus wurden Anteilsfaktoren ermittelt sowie über Skalierung hinsichtlich der Gesamthaushaltszahl Summen von Haushalten für die jeweiligen Kundengruppen.

Tabelle 13 zeigt die Übersicht der definierten Parameter. Zusätzlich mit aufgenommen ist eine Abschätzung des Anteils von Kleingewerbe. Hier zeigt sich, dass hinsichtlich des Gebäudeanteils Kleingewerbe nur mit einem sehr geringen Teil vertreten ist und der relative Anteil auf bis zu 5% geschätzt wird. Da für die vorliegende Auswertung keine zeitlich hochaufgelösten Daten für „Gewerbe“ zur Verfügung standen, konnte diese Verbrauchergruppe nicht im Detail ausgewertet werden. Der relativ geringe Anteil führt jedoch zu einem vergleichsweise geringen Fehler durch diese Annahme.

**Tabelle 13: Anteile der unterschiedlichen Lastprofilgruppen auf Basis statistischer Daten für Österreich**

Kundengruppen	Absolute Anzahl in 1000 Einheiten	Relativer Anteil
Berufstätige Einzelperson	960	0,32
Berufstätiges Ehepaar	840	0,28
4-köpfige Familie (Eltern + 2 Kinder)	650	0,22
Erwerbslose / Pensionisten	520	0,18
Gewerbe	150	0,05

## 5.6 Annahmen zum Strompreis

Der Strompreis in Österreich setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen, die sich grob in Kosten für die Energielieferung, Kosten für den Netzbetrieb sowie Steuern und Abgaben unterteilen lassen. Dabei betragen Steuern und Abgaben etwa 40% im Strompreis für Endkunden (E-Control Österreich, 2016). Die Strompreise unterschiedlicher Anbieter in Österreich unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der verbrauchsmengenabhängigen Preiskomponenten (u.a. Arbeitspreis für Energie, Arbeitspreis für Netzentgelte) als auch der erhobenen Pauschalen (z.B. Grundpauschale Energie, Leistungspauschale Netzentgelte). Für einen 2-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von etwa 3.000 kWh/Jahr wurden bei der Analyse unterschiedlicher Tarife Unterschiede bei den Netto-Kosten für den Energieanteil von ca. 100 Euro pro Jahr, für die Netzkosten von ca. 60 Euro gefunden. Dabei

variiert auch das Verhältnis zwischen mengenabhängigen und pauschalen Kosten. Bezogen auf die Brutto-Gesamtkosten ergaben sich Unterschiede von über 200 Euro.

Potentialabschätzung und  
Szenarien

---

Für die ökonomischen Abschätzungen in der vorliegenden Studie wurde ein Standardtarif der Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG gewählt, dessen Preiskomponenten zu einem eher durchschnittlichen Gesamtpreis führen, wobei der Energieverbraucher in der Stadt Wien angesiedelt wurde. Details zum Tarif sind in Anhang 9.4 aufgeführt. Bei einem für einen 2-Personen-Haushalt typischen Stromverbrauch von 3.095 kWh/Jahr ergeben sich in diesem Tarif Stromkosten in Höhe von 658 Euro (brutto), die sich in einen verbrauchsabhängigen Anteil von 524 Euro und einen verbrauchsunabhängigen Teil von 134 Euro aufteilen.

Rechnet man im vorliegenden Fall die Kosten auf die betrachtete Strommenge zurück, so erhält man pro kWh einen verbrauchsabhängigen Anteil von 17,12 Cent. Bei Aufteilung der Gesamtkosten von 658 Euro auf 3.095 kWh/Jahr entspräche dies einem effektiven Strompreis von 21,26 Cent/kWh.

### 6.1 Einführung

Basis der Systembetrachtung sind die nach der in Abschnitt 4.8 beschriebenen Methodik ermittelten detaillierten Last- und Residuallastprofile. Für die Mehrzahl der Auswertungen werden die mit minütlicher Auflösung vorliegenden gemittelten synthetischen Lastprofile für verschiedene Haushaltstypen verwendet. Bei der Bewertung der Energiemengen für Gewerbe sowie weitere vergleichende Beurteilungen werden Standardlastprofile verwendet, welche zwar eine geringere zeitliche Auflösung aufweisen, jedoch auf breiter Basis das unterschiedliche Verhalten einer großen Menge von Verbrauchern widerspiegeln sollen.

Vordergründiges Anliegen der Systembetrachtung ist die Bewertung der Änderung hinsichtlich bezogener und eingespeicherter Energiemengen auf Jahresbasis, also des individuellen Haushaltsverbrauches sowie des summarischen Jahresverbrauches über größere Bezugsgebiete hinweg. Zusätzlich sollen Fälle betrachtet werden, bei denen Stromzähler eingespeiste Arbeit unterschiedlich erfassen und die Abweichung zwischen physikalischen Energiemengen und rechnerisch erfassten Strommengen bewertet werden.

### 6.2 Ebene Einzelhaushalte

Mit dem Betrieb von Kleinst-PV-Systemen ändern sich die Energiebilanzen für einzelne Abnehmer. Zu einstrahlungsstarken Zeiten mit schwachem Eigenverbrauch kommt es zu einer Rückspeisung in das Stromnetz, ansonsten zu einer Reduktion des Strombezuges aus dem Netz. Neben der Beeinflussung der Energiebilanz sind auch noch die maximalen momentanen Rückspeiseleistungen für die Bewertung möglicher Netzzrückwirkungen relevant.

#### 6.2.1 Auswirkung auf den Haushaltsverbrauch

Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen exemplarisch für die verschiedenen Verbrauchergruppen den prozentualen Eigenverbrauch sowie den Autarkiegrad bei Betrieb eines 250 Wp bzw. eines 500 Wp – PV-Kleinstsystems mit 30° Neigung und unterschiedlicher Ausrichtung.

**Tabelle 14: Eigenverbrauch und Autarkiegrad für verschiedene Verbrauchergruppen und Ausrichtungen eines 30° geneigten PV-Kleinst-Systems mit 250 Wp Nennleistung.**  
Mittlerer Jahresverbrauch der Personengruppen: 1619 kWh / 2985 kWh / 2518 kWh / 4963 kWh.

PV-System: 250 Wp, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	73,1	10,7	69,8	13,1	74,7	11,0
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	81,9	6,6	82,6	8,6	85,6	7,0
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	79,3	7,5	78,0	9,4	81,6	7,7
<b>Familie (4 Personen)</b>	89,2	4,2	90,3	5,6	92,9	4,5

**Tabelle 15: Eigenverbrauch und Autarkiegrad für verschiedene Verbrauchergruppen und Ausrichtungen eines 30° geneigten PV-Kleinst-Systems mit 500 Wp Nennleistung.**  
Mittlerer Jahresverbrauch der Personengruppen: 1619 kWh / 2985 kWh / 2518 kWh / 4963 kWh.

PV-System: 500 Wp, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	53,9	15,7	49,4	18,5	55,9	16,4
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	68,2	10,9	68,0	14,0	73,4	11,8
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	62,2	11,7	59,3	14,3	65,5	12,3
<b>Familie (4 Personen)</b>	79,4	7,6	80,7	9,9	85,5	8,2

Im Anhang 9.3 sind die vollständigen Tabellen für alle Kombinationen zwischen Lastprofil sowie Größe, Ausrichtung und Neigung der PV-Systeme aufgeführt.

Die folgende Abbildung 32 visualisiert noch einmal den Eigenverbrauch der Haushalte in Abhängigkeit vom spezifischen Lastprofil und der Ausrichtung der Anlagen für den Fall mit 500 Wp – System.

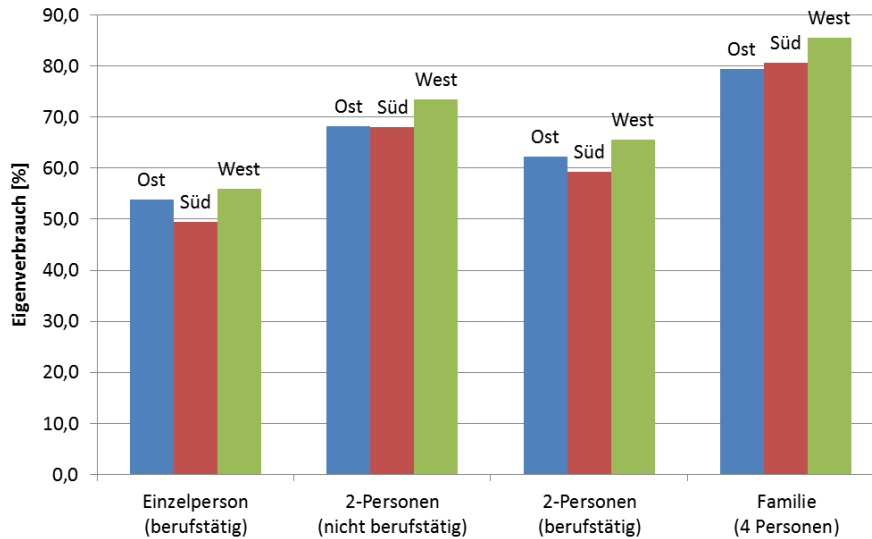


Abbildung 32: Eigenverbrauch der Haushalte in Abhängigkeit vom spezifischen Lastprofil und der Ausrichtung der Anlagen (500 Wp PV-System). Die Parameter entsprechen Tabelle 15.

Erwartungsgemäß steigt der Eigenverbrauch mit zunehmendem Hausverbrauch und sinkt mit zunehmender Anlagengröße bzw. höherem PV-Output. Höchste Werte für den Eigenverbrauch in der Größenordnung von über 96% werden in der Kombination „Familie, 250 W Kleinst-PV-System, Westorientierung, senkrecht“ erreicht, niedrigste Werte von unter 50% in der Kombination „Einzelperson berufstätig, 500 W Kleinst-PV-System, Südorientierung, 30° geneigt“. Parallel ist der Autarkiegrad bei Familien mit teilweise unter 3% am niedrigsten und über 18% bei Einzelpersonen am höchsten.

Abbildung 33 zeigt die Abhängigkeit des Eigenverbrauches von der Anlagenleistung im Leistungsbereich von 0 bis 800 Wp, der oben definierten Leistungsgrenze für Kleinst-PV-Anlagen. Dabei betrachten wir eine Anlagenausrichtung, die auf eine maximale Jahreserzeugung ausgelegt ist. Es ist erkennbar, dass selbst bei größeren Anlagen und zumindest mittlerem Strombezug (2-Personen-Haushalte) in der Regel noch ein Eigenverbrauch von wenigstens 50% erreicht wird.

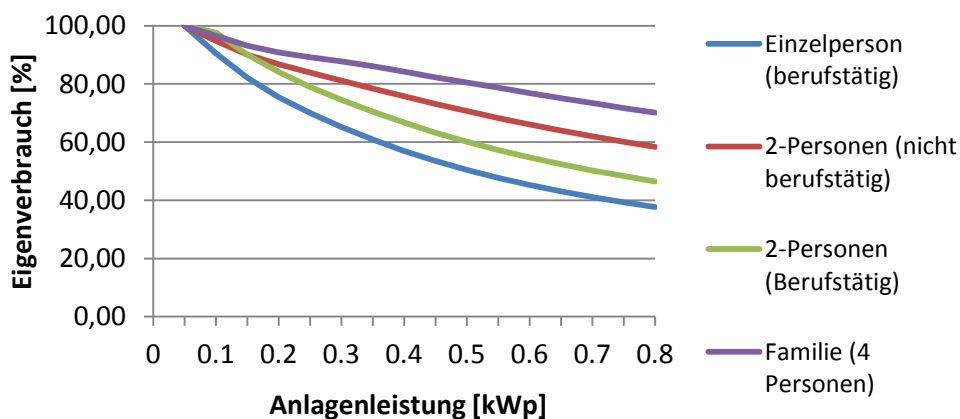


Abbildung 33: Eigenverbrauch der Haushalte in Abhängigkeit der Anlagenleistung (Südausrichtung, 30° Neigung)

Wenn man als Referenz den durchschnittlichen Haushaltstromverbrauch von ca. 4200 kWh (Statistik Austria für 2012) annimmt, der etwa mittig zwischen den mittleren Verbräuchen der modellierten Haushaltstypen „2-Personen (nicht berufstätig)“ mit 3060 kWh und „Familie (4-Personen)“ mit 5060 kWh liegt, lässt sich anhand von Abbildung 33 abschätzen, dass ein Durchschnittshaushalt selbst bei einem 800 W-System einen Eigenverbrauch von etwa 65 % erzielen würde. Legt man einen durchschnittlichen Eigenverbrauch von mindestens 70 % zugrunde, darf die Anlage bei optimaler Ausrichtung etwa 650 W Nennleistung haben.

Zur Bewertung des Einflusses von Streuungen bei den Lastprofilen der Verbrauchertypen wurde eine Analyse von Eigenverbrauch und Autarkiegrad für alle 100 (in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen) Einzellastprofile vorgenommen. Die Ergebnisse in Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen die typische Verteilung von Eigenverbrauch und Autarkie in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs der Haushalte.

Die Analyse der Werte zeigt, dass energiesparende Einzelhaushalte mit hoher Photovoltaikerzeugung weniger als die Hälfte der erzeugten Energie selbst verbrauchen können, trotzdem jedoch einen vergleichsweise hohen Autarkiegrad erreichen. 4-Personen-Haushalte mit kleinerem PV-System verbrauchen die erzeugten Energiemengen fast komplett, erzielen jedoch nur eine geringe Autarkie.

**Zwischenfazit 1:** Bei großzügig dimensionierten PV-Kleinanlagen und kleinen Haushaltsverbrauchern können bis zur Hälfte der jährlichen PV-Erträge in das Stromnetz zurückgespeist werden. Bei der Mehrzahl der Anlagenkonfigurationen ist jedoch mit einem Eigenverbrauch von über 70% zu rechnen.

**Zwischenfazit 2:** Bei kleineren Haushaltsverbrauchern ist damit zu rechnen, dass die jährlichen Strombezüge auf Grund des Eigenverbrauchs um bis zu 20% sinken. In der Mehrzahl der Fälle liegt der Autarkiegrad jedoch eher unter 10%.

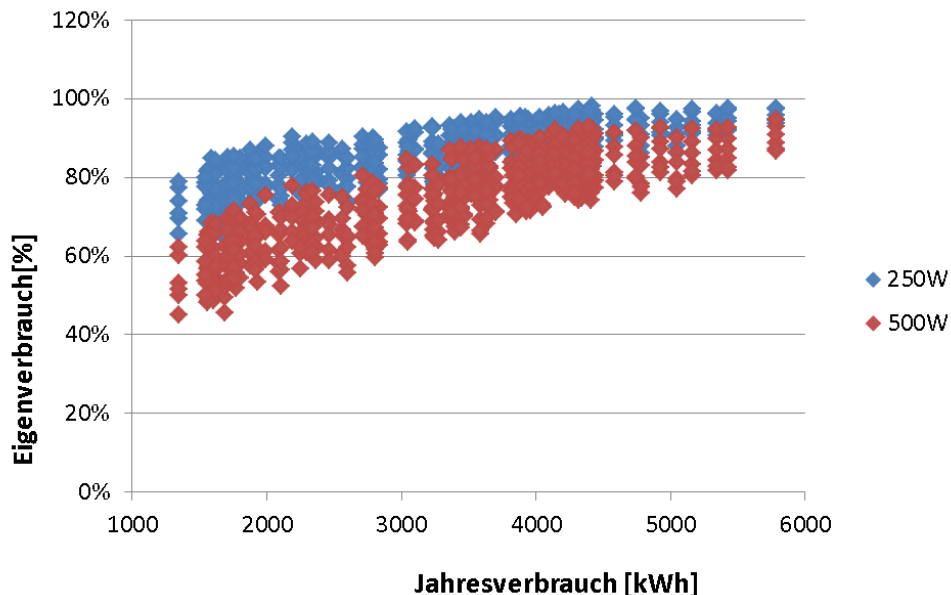


Abbildung 34: Streuung des Eigenverbrauches für alle Lastprofil- und Montagevarianten (50% Systeme 250 W und 50% Systeme 500 W) in Abhängigkeit des Jahresverbrauches.

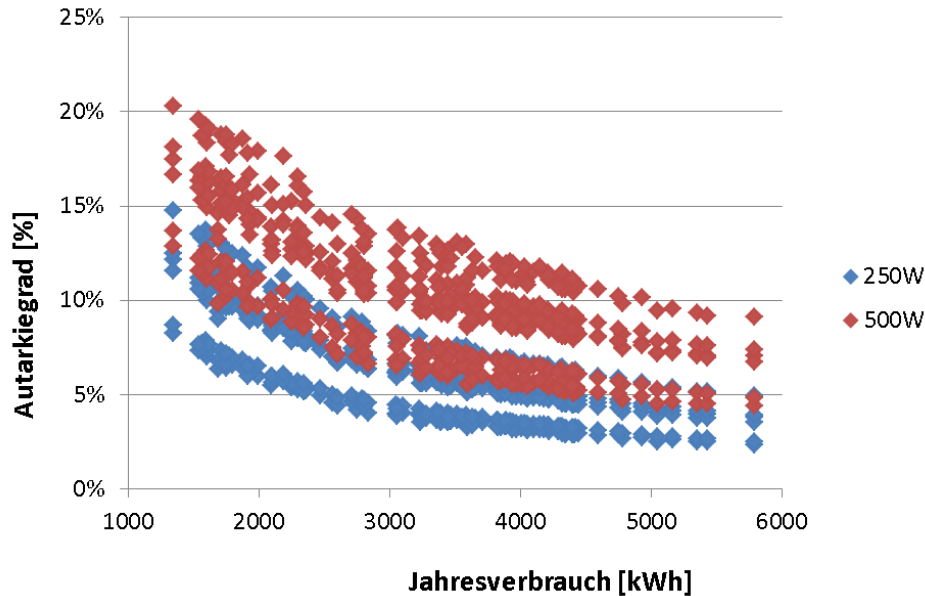


Abbildung 35: Streuung des Autarkiegrades für alle Lastprofil- und Montagevarianten (50% Systeme 250 W und 50% Systeme 500 W) in Abhängigkeit des Jahresverbrauches.

### 6.2.2 Vergleich synthetische Lastprofile vs. Standardlastprofile

Die auf Basis der individuellen synthetischen Lastprofile gewonnenen Thesen sollen mit den Ergebnissen bei einer analogen Analyse unter Verwendung der Standardlastprofile verglichen werden. Hierzu zeigt Tabelle 16 analoge Daten zur Auswertung in Tabelle 15 unter Verwendung des Standardlastprofils für Haushaltskunden, Tabelle 17 unter Verwendung des Standardlastprofils für Gewerbekunden (allgemein).

Tabelle 16: Eigenverbrauch und Autarkiegrad für verschiedene Jahresverbräuche und Ausrichtungen eines 30° geneigten PV-Kleinst-Systems mit 500 Wp Nennleistung auf Basis des Standardlastprofils H0 (Haushalte).

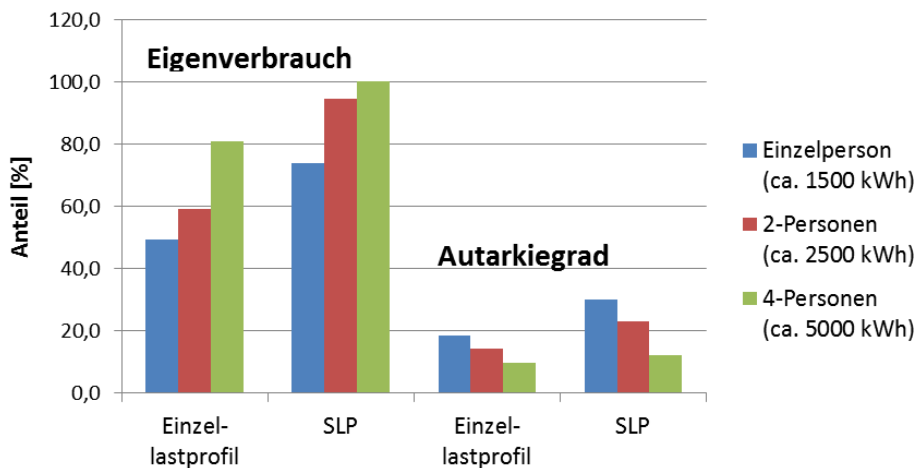
SLP Haushalt, PV-System: 500 Wp, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
Verbrauch [kWh]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
1000	63,6	30,0	56,4	34,4	64,8	30,6
1500	80,7	25,4	74,0	30,1	80,3	25,2
2000	91,8	21,7	86,5	26,4	89,7	21,2
2500	97,7	18,5	94,4	23,0	95,2	18,0
3000	99,7	15,7	98,4	20,0	98,1	15,4
4000	100,0	11,8	100,0	15,2	100,0	11,8
5000	100,0	9,4	100,0	12,2	100,0	9,4



**Tabelle 17: Eigenverbrauch und Autarkiegrad für verschiedene Verbrauchsleistungen und Ausrichtungen eines 30° geneigten PV-Kleinst-Systems mit 500 Wp Nennleistung auf Basis des Standardlastprofils G0 (Gewerbe allgemein).**

SLP Gewerbe, PV-System: 500 Wp, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
Verbrauch [kWh]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
1000	72,3	34,1	64,2	39,1	69,8	32,9
1500	87,9	27,7	81,0	32,9	84,8	26,7
2000	93,9	22,2	90,0	27,4	92,5	21,8
2500	95,8	18,1	93,8	22,9	95,2	18,0
3000	97,2	15,3	95,7	19,5	97,0	15,2
4000	99,2	11,7	98,4	15,0	99,0	11,7
5000	99,9	9,4	99,8	12,2	99,8	9,4

Abbildung 36 visualisiert noch einmal die Unterschiede für Eigenverbrauch und Autarkiegrad, die sich wahlweise aus der Verwendung zeitlich aufgelöster Einzellastprofile und der Verwendung von Standardlastprofilen ergeben. Für diesen Vergleich wurden drei exemplarische Verbrauchergruppen ausgewählt.



**Abbildung 36: Errechneter Eigenverbrauch und Autarkiegrad unter Annahme von hochaufgelösten Lastprofilen im Vergleich zur Annahme von Standardlastprofilen. Angenommen wurde ein südausgerichtetes PV-System mit 500 Wp und 30° Neigung.**

Der Vergleich der Ergebnisse auf Basis synthetischer individueller Lastprofile und der Standardlastprofile zeigt erhebliche Abweichungen beim Eigenverbrauch und Autarkiegrad. Liegt beispielsweise der durch synthetische Lastprofile ermittelte Eigenverbrauch eines berufstätigen 1-Personen-Haushaltes bei 50%, ergibt die Auswertung über Standardlastprofile bei vergleichbarer Jahreslast 75% Eigenverbrauch. Dieser hohe Unterschied lässt sich prinzipiell über den bereits in Abschnitt 5.2 in Verbindung mit den Einstrahlungswerten diskutierten Effekt erklären, dass eine Verwendung von Viertelstunden-Mittelwerten zu einer Überschätzung des lokalen Eigenverbrauches führt. Während bei der mit relativ hoher Trägheit fluktuierenden Einstrahlung Unterschiede im Bereich von 4% festzustellen waren, führt bezogen auf die Einzelverbraucher die sehr dynamisch schwankende Verbrauchsleistung, welche durch das häufige Schalten bzw. Takten

großer Verbraucher gekennzeichnet ist, zu einer deutlich höheren Relevanz der zeitlichen Auflösung der Lastdaten.

### 6.2.3 Auswirkung der Energiezählung

Aus Sicht des Energieversorgers, welcher die Abnehmer mit Strom versorgt, gibt es in Abhängigkeit von den technischen Eigenschaften der Stromzähler verschiedene Fälle, welche zu bilanziell unterschiedlichen Situationen hinsichtlich der Auswirkung von PV-Eigenerzeugung und -Rückspeisung führen können. Diese Fälle sind:

- a) 2-Register-Zähler: getrennte und jeweils korrekte Erfassung von eingespeister und bezogener Arbeit.
- b) Korrekte Erfassung der bezogenen Arbeit, keine Erfassung der eingespeisten Arbeit.
- c) Rücklauf des Zählers bei Energierückspeisung, (ungewolltes) Net-Metering.

Durch den Auftraggeber wurde eine Umfrage bei österreichischen Netzbetreibern hinsichtlich des Einsatzes von Zählern ohne Rücklaufsperrung durchgeführt. Dabei hat sich ergeben, dass der gewichtete Durchschnitt der Zählpunkte ohne Rücklaufsperrung 84% beträgt. In Großstädten wie Wien ist dieser Wert noch deutlich höher (geschätzte 95%). Ursache ist, dass Ferraris-Zähler mit mechanischer Rücklaufsperrung wenig verbreitet sind und elektronische Zähler bisher noch kaum im Einsatz sind. Damit ist aktuell Fall c), das ungewollte Net-Metering, der technisch typischste Fall. Angesichts der gesetzlichen Vorgaben zum Smart-Metering-Rollout (2017: 70%, 2019: 95%) ist diese Situation jedoch zeitlich begrenzt.

Am Beispiel der bereits oben diskutierten typischen Lastprofile mit 500Wp – PV-System soll illustriert werden, wie sich die Zählung auf die bilanziell durch den Energieversorger erfassten Energiemengen auswirken kann.

Tabelle 18 zeigt den jährlichen Bezug und die gemessene jährliche Rückspeisung als Funktion des jeweiligen Zählerkonzeptes.

Bei bis zu knapp 20% Rückspeisung bezogen auf die Jahreslast kann ungewolltes „Net-Metering“ zu einem Rückgang im gemessenen Strombezug um in der Größenordnung bis zu 40% bezogen auf den Jahresverbrauch führen (die Summe physikalisch bezogener Energie ist trotzdem höher). Allerdings wird diese prozentuale Bezugsreduktion nur bei Verbrauchern mit geringerem Jahresverbrauch erzielt, während bei Mehrpersonenhaushalten mit höherer Jahreslast der Rückgang eher in der Größenordnung von 10% liegt.

Naturgemäß fällt die prozentuale Reduktion des Strombezuges bei kleinerer PV-Anlage geringer aus. Im Fall des Betriebes eines 250 Wp – Systems liegt die Reduktion des Strombezuges für berufstätige Einzelpersonen nur noch bei unter 20%.

Tabelle 19: Auswirkung der Zählertechnologie auf die Ermittlung der jährlichen Energiemengen pro Abnehmer.

PV-System: 500 W, 30° geneigt, Süd							
Zählerkonzept	2-Register			Bezug korrekt		Net Metering	
	Bezug [kWh]	Rückspeisung [kWh]	Bezug/Jahreslast [%]	Bezug [kWh]	Änderung Bezug [%]	Bezug [kWh]	Bezug/Jahreslast [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b> Jahreslast: 1602 kWh	1.309	310	82%	1.309	82%	998	62%
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b> Jahreslast: 3059 kWh	2.636	181	86%	2.636	86%	2.455	80%
<b>2-Personen (berufstätig)</b> Jahreslast: 2467 kWh	2.112	249	86%	2.112	86%	1.863	76%
<b>Familie (4 Personen)</b> Jahreslast: 5047 kWh	4.570	127	91%	4.570	91%	4.443	88%

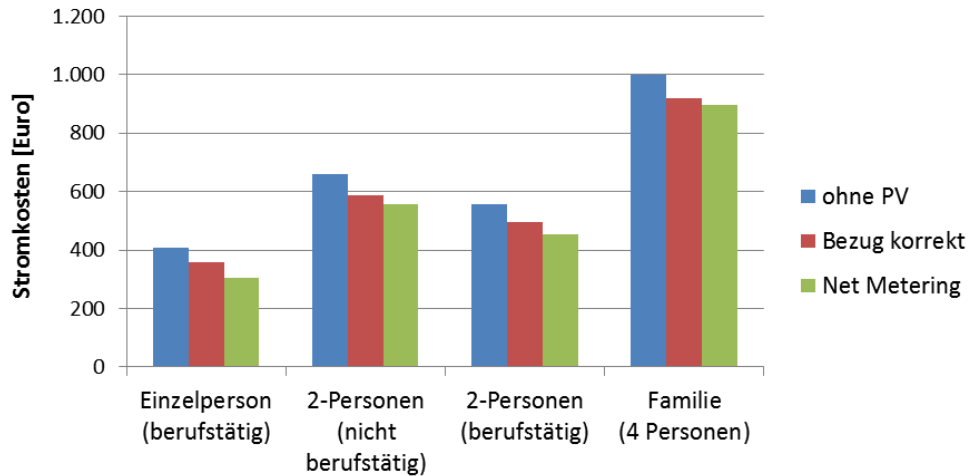
Mit Strompreisannahmen entsprechend der Ausführungen im Abschnitt 5.6 (Tarif OPTIMA für Wien) würden Stromkunden mit Zählern ohne Rücklaufsperrung die in Tabelle 20 gezeigten Kosteneinsparungen erzielen. Die zusätzliche Einsparung gegenüber einem Kunden mit korrekter Erfassung des Energiebezugs (Rücklaufgehemmter Zähler) resultiert aus geringer ausgewiesenem Energiebezug und dementsprechend geringeren vom Lieferanten verrechneten Energiekosten, nicht abgeführten arbeitsbezogenen Netznutzungsentgelten, sowie auf die vorgenannten Komponenten entfallende Steuern und Abgaben.

Daher ist in der TOR D4 auch bestimmt, dass durch Kleinsterzeugungsanlagen die korrekte Erfassung des Energiebezugs nicht beeinträchtigt werden darf. Es ist also mindestens ein Zähler mit Rücklaufsperrung gefordert.

Tabelle 20: Auswirkungen der Zählertechnologie auf die jährlichen Stromkosten pro Einzelhaushalt

PV-System: 500 W, 30° geneigt, Süd						
Zählerkonzept	ohne PV		Bezug korrekt		Net Metering	
	Bezug [kWh]	Kosten [Euro]	Bezug [kWh]	Kosten [Euro]	Bezug [kWh]	Kosten [Euro]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	1.602	409	1.309	358	998	305
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	3.059	658	2.636	586	2.455	555
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	2.467	557	2.112	496	1.863	453
<b>Familie (4 Personen)</b>	5.047	998	4.570	917	4.443	895

Abbildung 37 visualisiert noch einmal die Unterschiede der jährlichen Stromkosten für Situationen ohne PV, korrekter Erfassung der Bezugsleistung (Rücklaufsperr im Zähler), sowie „Net-Metering“ mit Zählerrücklauf bei Rückspeisung.



**Abbildung 37: Unterschiede der jährlichen Stromkosten für Situationen ohne PV, korrekter Erfassung der Bezugsleistung (Rücklaufsperr im Zähler), sowie „Net-Metering“ mit Zählerrücklauf bei Rückspeisung.**

Net-Metering führt bei sparsamen Verbrauchern zu einer Kostensenkung um etwa 15% gegenüber korrekter Bezugserfassung, bei größeren Verbrauchern ergeben sich eher geringe Einsparungen von wenigen Prozent. Auch als Absolutwert sind die finanziellen Differenzen zwischen korrekter Bezugserfassung und „Net-Metering“ bei größeren Verbrauchern deutlich niedriger. Die Kosten für den messtechnisch nicht richtig erfassten Strombezug werden sozialisiert.

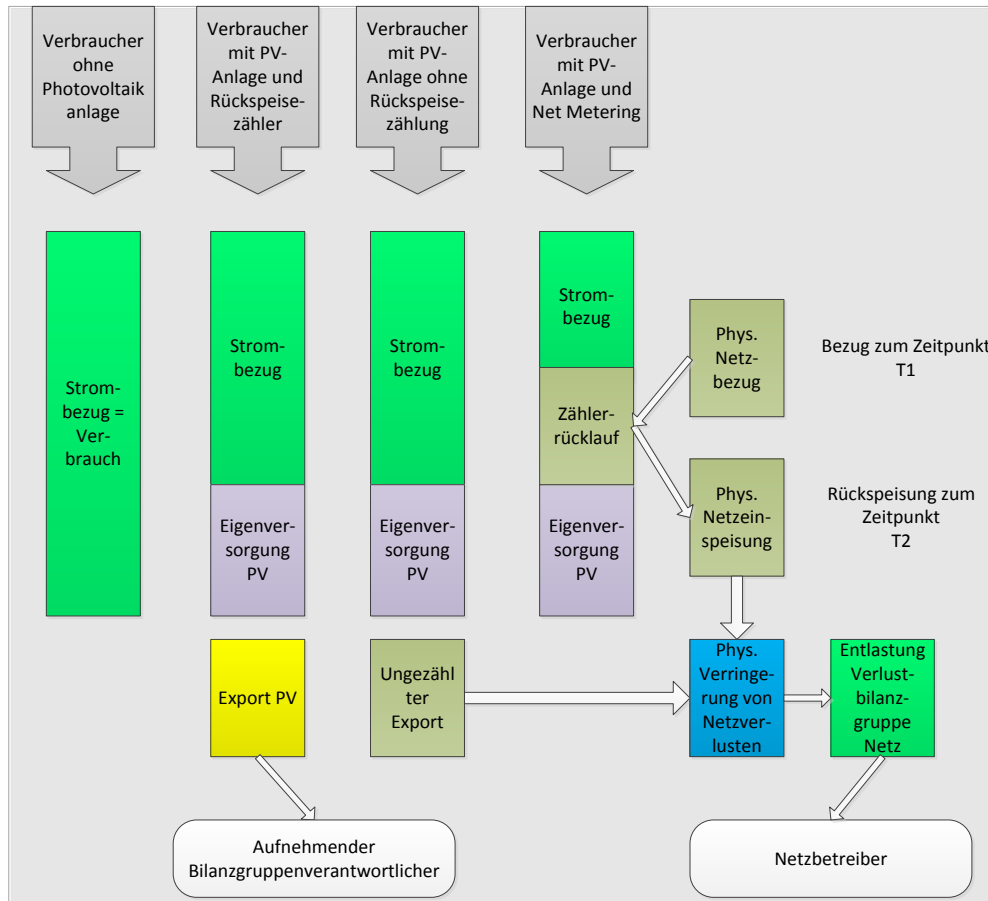
**Zwischenfazit 3:** „Net-Metering“ führt bei den Betreibern der Kleinst-PV-Anlagen zu verringertem Strombezug jenseits des Eigenverbrauches, wobei die Verringerung der vom Zähler erfassten Abnahmemenge bei größeren Verbrauchern absolut sowie bezogen auf die Jahresstromkosten eher niedrig ausfällt (wenige Prozent), hingegen Kleinverbraucher stärker vom Net Monitoring profitieren und ihre Strombezugskosten um bis zu 15% reduzieren können.

Für den Stromhandel sind die über „Net-Metering“ eingespeisten Strommengen hinsichtlich der finanziellen Auswirkung gleichzusetzen mit eigenverbrauchter Erzeugung, da die Rückspeisemengen in der Regel physikalisch in räumlicher Nähe zum Erzeuger verbraucht werden und bei den Verbrauchern über die Bezugszähler erfasst und (scheinbar geliefert durch den Energieversorger) abgerechnet werden. Eine Herausforderung entsteht hier für den Energielieferanten, welcher die rückgespeisten Energiemengen idealerweise prognostizieren und bei der Strombeschaffung berücksichtigen sollte.

Bei korrekter Erfassung des Strombezuges (Rücklaufsperr), jedoch Nichterfassung der eingespeisten Arbeit, kann dem aufnehmenden Netzbetreiber ein geringer Vorteil durch Verringerung der Netzverluste entstehen.

**Zwischenfazit 4:** Zur Beurteilung der finanziellen Auswirkungen von „Net-Metering“ beim Stromlieferanten kann vereinfachend in diesem Fall die komplette durch die Kleinst-PV-Anlage erzeugte Strommenge als „Eigenverbrauch“ behandelt werden.

Die folgende Abbildung 38 skizziert noch einmal Auswirkungen der unterschiedlichen Zählweisen auf die bilanzielle Behandlung der jeweiligen Strommengen. Dabei ist zu erkennen, dass sich grundsätzlich der Strombezug zunächst um den Eigenversorgungsanteil mit lokal erzeugter Photovoltaik reduziert. Im Fall der zählertechnisch erfassten Rückspeisung von Überschüssen in das Netz hängt die bilanzielle Behandlung des exportierten Stroms von den vertraglichen Verhältnissen mit dem aufnehmenden Bilanzgruppenverantwortlichen bzw. Stromhändler ab. Der Eigentümer der PV-Anlage erhält in diesem Fall die vertraglich vereinbarten Vergütungssätze, welche in der Regel deutlich unter den Strombezugskosten für Endkunden liegen.



**Abbildung 38: Beeinflussung des physikalischen und bilanziellen Strombezuges von Verbrauchern mit Kleinst-PV-System in Abhängigkeit von der Art der Energiezählung.**

Im Fall ungezählter Rückspeisung aus der Kleinst-PV-Anlage in das Netz ergeben sich für den Besitzer der PV-Anlage aus dieser Rückspeisung keine Vor- oder Nachteile. Die eingespeisten Mengen haben Auswirkungen auf die beteiligten Bilanzgruppen (local player, Netzverluste) und führen ggf. zur Beanspruchung von Ausgleichsenergie.

Beim „Net-Metering“ wird ebenfalls ein Teil der erzeugten Strommenge physikalisch ins Netz zurückgespeist. Dem Bezug der entsprechenden Energiemenge zu einem bestimmten Zeitpunkt T1 (siehe Abbildung 38) steht ein physikalisch gleich großer Export zu einem Zeitpunkt T2 gegenüber. Der abgerechnete Strombezug des Verbrauchers mit PV-Anlage reduziert sich um die „gewälzte“ Strommenge, so dass in diesem Fall der Lieferant eine Umsatzeinbuße um die Summe aus

„Eigenversorgung“ und „Zählerrücklauf“ erleidet. Diese Einbuße aus dem Zählerrücklauf ist äquivalent zu einem erhöhten Eigenverbrauch.

Aus Sicht des Besitzers der PV-Anlage führt „Net-Metering“ faktisch dazu, dass er zurückgespeisten Strom zum Endkundenbezugspreis (einschließlich aller Steuern und Abgaben) „vergütet“ bekommt. Ein Kunde, der durch einen Zähler ohne Rücklaufsperrung faktisches Net-Metering betreibt, ist somit gegenüber einem Kunden, mit „normaler“ PV-Anlage (Überschusseinspeisung mit separater Erfassung von Bezug und Einspeisung) bevorzugt, da bei diesem nur im Ausmaß der tatsächlich eigenverbrauchten Energie ein wirtschaftlicher Vorteil in dieser Höhe anfällt, während die darüber hinausgehende Energiemenge, die ins Netz eingespeist wird, zu einem deutlich geringeren Tarif vergütet wird.

Dadurch kommt es zu Einnahmeausfällen für den Netzbetrieb sowie im Bereich der Steuern und Abgaben. Hinsichtlich der Netzentgelte summieren sich bei dem in der Studie betrachteten Tariffall für die Stadt Wien die Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte auf etwa 4,3 Cent/kWh (netto). Die Steuern und Abgaben betragen in Österreich etwa 40% im Strompreis für Endkunden (E-Control Österreich, 2016). Bei einem verbrauchsabhängigen Strompreisanteil von etwa 17 Cent pro Kilowattstunde (siehe Abschnitt 5.6) entspräche der Abgabenanteil etwa 6,8 Cent pro kWh.

Für die in Tabelle 20 aufgeführten Beispiele würde dies bedeuten, dass bei einer werktätigen Einzelperson mit 500 Wp Anlage durch „Net-Metering“ die jährlichen gezahlten Netzentgelte etwa 13 Euro pro Jahr niedriger wären und um etwa 21 Euro geringere Abgaben gezahlt würden. Bei einer 4-köpfigen Familie hingegen reduzieren sich die jährlichen Netzentgelte nur um gut 5 Euro, die Abgabenverringerung betrüge etwa 9 Euro pro Jahr.

Ganz allgemein führt ein erhöhter Eigenverbrauch zu einer Reduktion der arbeitsbezogenen Netzentgelte, der kaum tatsächliche Kosteneinsparungen für die Netzbetreiber entgegenstehen. Hier steht für die Zukunft der Tarifgestaltung die Herausforderung, notwendige Netzkosten stärker über Leistungskomponenten abzubilden.

#### 6.2.4 Extremwerte

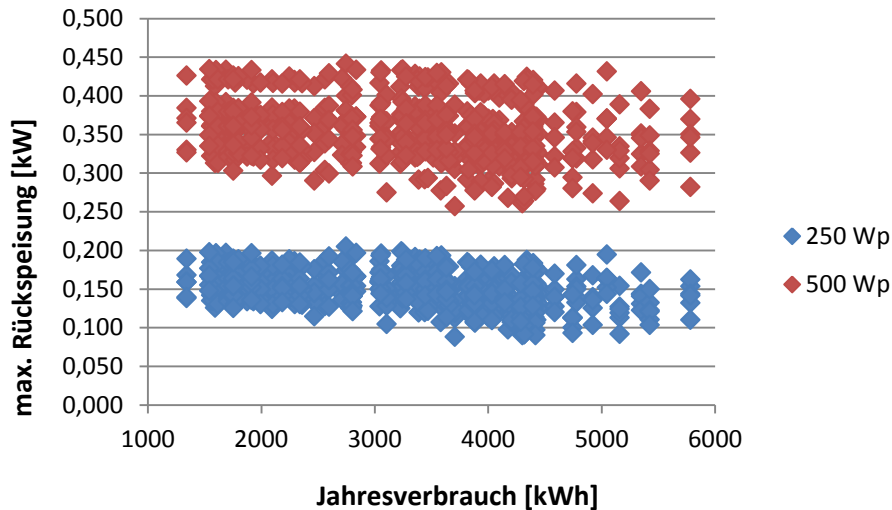
Aus Sicht des Netzbetriebes sowie der elektrischen Sicherheit besonders interessant sind Leistungsspitzen, die am Anschlusspunkt der jeweiligen Haushalte zum Stromnetz entstehen können. Diese werden zwar mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit durch die statistische Verteilung hinsichtlich der momentanen Lastverläufe und auch Einstrahlungsbedingungen schon bei Betrachtung einer mittleren Zahl von Einzelverbrauchern stark geglättet, das Auftreten von synchronisierenden Effekten sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Lastseite<sup>1</sup> ist jedoch nicht auszuschließen. Insofern lohnt die Ermittlung und Bewertung von „worst case Szenarien“, insbesondere im Hinblick auf maximale Rückspeiseleistungen.

---

<sup>1</sup> Bei Vorhandensein variabler Tarifsyste und automatisierter Lastschalter bei den Kunden ist mit erheblichen Lastsprüngen beim Wechsel der Tarifzeiten zu rechnen, sofern diese nicht durch technische Maßnahmen (z.B. Zufallsgrößen bei der Bestimmung der Schaltzeitpunkte) verhindert werden.

Abbildung 39 zeigt für alle Kombinationen zwischen Lastprofiltyp und Anlagenkonfiguration die in einem Jahr aufgetretenen Leistungsspitzen für die Rückspeisung in das Stromnetz.

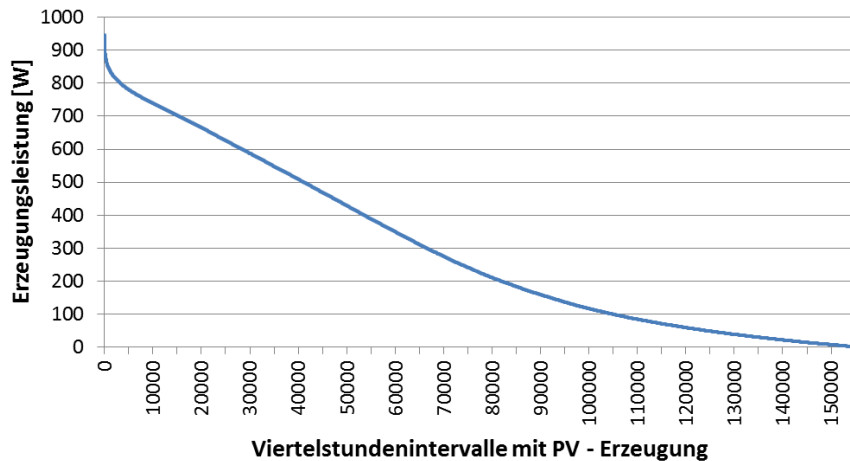
Auffällig ist, dass die maximalen Rückspeisepeaks fast unabhängig vom Jahresverbrauch bei 85% der PV-Nennleistung liegen und die minimalen Rückspeisepeaks eine untere Grenze von ungefähr 40% der PV-Nennleistung nicht unterschreiten.



**Abbildung 39: Verteilung der jährlichen Einspeisespitzen für alle Lastprofile und Systemkonfigurationen in Abhängigkeit des Jahresverbrauches des jeweiligen Haushaltes sowie der PV-Anlagengröße.**

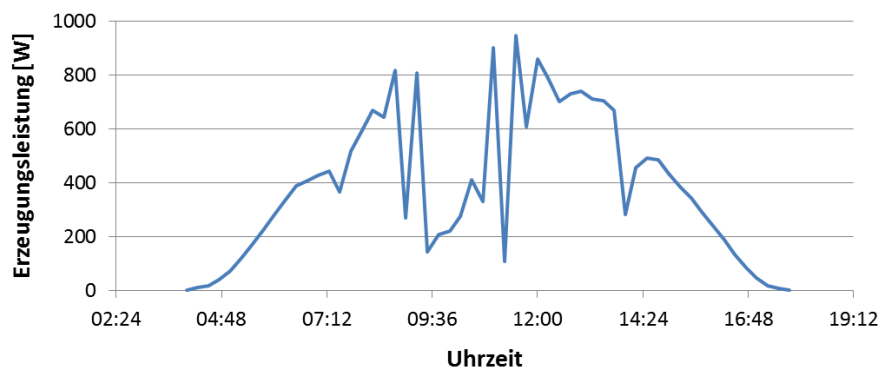
Eine vertiefte Analyse hat gezeigt, dass sich die Zeitpunkte maximaler Rückspeiseleistung für alle Konfigurationen auf wenige Tage des Jahres verteilen, die durch eine hohe Einstrahlung und besonders niedrige Verbräuche gekennzeichnet sind (beispielsweise Ostermontag). Dies führt dazu, dass sich aus Sicht des Netzes die Rückspeiseleistungen aggregieren und bei hohen lokalen Durchdringungsgraden an PV-Kleinst-Systemen diese zu nennenswerten aggregierten Stromrückflüssen führen können, wenn keine adäquaten kompensierenden Verbräuche im jeweiligen Netzabschnitt existieren.

Ein anderer Betrachtungsaspekt der Analyse von Extremsituationen ist die Bewertung der Häufigkeit des Auftretens hoher PV-Erzeugungsleistungen auf Grund von momentanen Einstrahlungsspitzen. Abbildung 40 zeigt die Verteilung der Erzeugungswerte für den Fall einer 1 kWp PV-Anlage mit Südorientierung und Neigung von 30°. Zur Erhöhung der Aussagekraft wurden in diesem Fall alle vorliegenden Erzeugungsdaten für den Zeitraum 2006 bis 2015 einbezogen.



**Abbildung 40: Verteilung der Erzeugungswerte für den Fall einer 1 kWp PV-Anlage mit Südorientierung und Neigung von 30° (2006 bis 2015).**

Dabei wird sichtbar, dass der Leistungsbereich der oberen 10% (850 W bis 950 W) vergleichsweise selten erreicht wird. Um diesen Effekt näher zu untersuchen, wird exemplarisch in Abbildung 41 ein Tag mit Erzeugungsspitze in höherer zeitlicher Auflösung dargestellt.



**Abbildung 41: Zeitlich aufgelöster Verlauf der Erzeugungsleistung für einen Tag mit Erzeugungsspitzen (17.5.2012).**

Zu erkennen ist, dass Maximalleistungen über 800 W jeweils nur kurzzeitig auftreten. Der Leistungsverlauf lässt auf den Durchzug kompakter Einzelwolken schließen, eine Situation, bei der es häufig durch Reflexion an Wolkenkanten zu kurzzeitig sehr hohen Einstrahlungen kommen kann. Ohne diesen Effekt hier systematisch untersuchen zu können besteht doch die Annahme, dass extreme Einstrahlungssituationen zeitlich eher mit kurzer Dauer (unter 1 h) auftreten, was für die Bewertung der Leistungsreserven der Hausverkabelung von Relevanz ist.

### 6.2.5 Amortisationszeiten

In der Marktübersicht wurde ermittelt, dass die Preise für die Kleinst-PV-Anlagen im Bereich von etwa 600 Euro pro Einzelsystem (250 Wp) liegen, wobei 500 Wp Systeme bereits ab etwa 900 Euro angeboten werden. Dies entspricht Systempreisen von 2.400 Euro/kWp bzw. 1.800 Euro/kWp. Verglichen mit in einer durch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie herausgegebenen Studie (Biermayr, Eberl, & al., 2015) veröffentlichten typischen Systempreisen für netzgekoppelte Anlagen in Österreich mit einem dort ermittelten Mittelwert von 2.466 Euro/kWp für 2014 (ohne MwSt.) sowie unter Berücksichtigung



entfallenden Installationskosten konventioneller Anlagen, liegen die Preise für Kleinst-PV-Anlagen durchaus in einem marktüblichen Rahmen. Auf Basis dieser Preisannahmen sowie der ermittelten möglichen jährlichen Ersparnis für die Anlagenbetreiber lässt sich die ungefähre Amortisationszeit abschätzen.

Tabelle 21 zeigt für angenommene Investitionskosten von 1.800 Euro/kWp und 2.400 Euro/kWp für Systeme mit 250 Wp bzw. 500 Wp Nennleistung die zu erwartende Amortisationszeit in Abhängigkeit der jeweiligen Kundengruppe. Zusätzlich wird der Fall des Net-Metering betrachtet, der unabhängig vom tatsächlichen Eigenverbrauchsanteil aus Sicht der finanziellen Bewertung für alle Verbrauchergruppen zu einer 100%-Eigenverbrauchsquote führt. Etwaige Steuererleichterungen oder betriebliche Abschreibungsmöglichkeiten der Investition werden hier nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Fall von Eigenverbrauch (oder einer entsprechenden Vergütung zurückgespeister Strommengen) die Amortisationsdauer bei günstigen Systemen im Bereich von 9 Jahren liegt. Im Fall ausschließlicher Amortisation durch die lokalen Eigenverbrauchsmengen ist bei größeren Verbrauchern mit einer Amortisationszeit ab 10 Jahre zu rechnen. Bei kleineren Verbrauchern ergeben sich sehr hohe Amortisationszeiten von bis zu 24 Jahren.

**Tabelle 21: Amortisationszeiten für Kleinst-PV-Anlagen in Abhängigkeit der Kundengruppen (obere Tabelle: 250 Wp System, untere Tabelle: 500 Wp System)**

PV-System: 250 W, 30° geneigt, Süd					
	maximale Ersparnis [Euro/Jahr]	Kosten Investition [Euro]		Amortisationszeit [Jahre]	
		450 €	600 €	450 €	600 €
<b> Einzelperson (berufstätig)</b>	35,20	450 Euro für das System (entspricht 1800 Euro pro kWp)	600 Euro für das System (entspricht 2400 Euro pro kWp)	12,8	17,0
<b> 2-Personen (nicht berufstätig)</b>	43,13			10,4	13,9
<b> 2-Personen (berufstätig)</b>	40,30			11,2	14,9
<b> Familie (4 Personen)</b>	45,49			9,9	13,2
<b> Alle Gruppen im Fall von Net Metering</b>	51,65			8,7	11,6

PV-System: 500 W, 30° geneigt, Süd					
	maximale Ersparnis [Euro/Jahr]	Kosten Investition [Euro]		Amortisationszeit [Jahre]	
		450 €	600 €	450 €	600 €
<b> Einzelperson (berufstätig)</b>	50,23	900 Euro für das System (entspricht 1800 Euro pro kWp)	1200 Euro für das System (entspricht 2400 Euro pro kWp)	17,9	23,9
<b> 2-Personen (nicht berufstätig)</b>	72,35			12,4	16,6
<b> 2-Personen (berufstätig)</b>	60,72			14,8	19,8
<b> Familie (4 Personen)</b>	81,63			11,0	14,7
<b> Alle Gruppen im Fall von Net-Metering</b>	103,36			8,7	11,6

### 6.3 Ebene Ortsnetztransformator

Um eine überschlägige Einschätzung vorzunehmen, wie sich die Rückspeisungen der Kleinst-PV-Systeme auf die Energiebilanz am Ortsnetztransformator auswirken, soll von einem typischen Niederspannungsknoten ausgegangen werden. Bei den Annahmen für die Häufigkeit von Kleinst-PV-Anlagen in einem Netzbezirk gehen wir von folgenden Annahmen auf Basis von Angaben in der TAEV 2012 aus:

- Wohneinheiten sind vollelektrifiziert,
- Bemessungsanschlussleistung pro Wohneinheit: 18 kW ,
- Gleichzeitigkeitsfaktor 0,15-0,2; gewählt 0,17
- daraus folgt eine mittlere Bemessungsleistung von 3 kW pro Wohneinheit,
- Ortsnetztransformator mit 630 kVA; Auslastung 70%.

Daraus ergibt sich eine mittlere Anschlussnehmerzahl am Ortsnetztransformator von etwa 150 Kunden.

Diese Haushalte repräsentieren hinsichtlich ihrer Verbrauchseigenschaften mit den entsprechenden Wahrscheinlichkeiten das angenommene mittlere Portfolio unterschiedlicher Verbrauchergruppen. Somit sind in die Berechnung alle Einzellastprofile wie in Abschnitt 5.3.2 beschrieben mit eingeflossen.

Um unterschiedliche Durchdringungsgrade der Ortsnetze mit Kleinst-PV-Anlagen abzubilden, werden vier Szenarien mit unterschiedlichen Durchdringungsgraden analysiert:

#### **Szenario 0: „Referenz“**

Anteil der Haushalte mit Kleinst-PV-Systemen zur Gesamtzahl der Haushalte: 3%. Dieser Fall wird auf mittelfristige Sicht als wahrscheinlichster Eintrittsfall erwartet.

#### **Szenario 1 „kleine Durchdringung“:**

Anteil der Haushalte mit Kleinst-PV-Systemen zur Gesamtzahl der Haushalte: 1%

#### **Szenario 2 „große Durchdringung“:**

Anteil der Haushalte mit Kleinst-PV-Systemen zur Gesamtzahl der Haushalte: 10%

#### **Szenario 3 „lokal starke Durchdringung“:**

Anteil der Haushalte mit Kleinst-PV-Systemen zur Gesamtzahl der Haushalte: 30%

Details zu den Annahmen der Szenarien werden in Abschnitt 5.4 diskutiert. Der vergleichsweise sehr hoch angesetzte Prozentsatz im Szenario 3 reflektiert die Erfahrung aus der Praxis der Installation dezentraler PV-Systeme, dass nicht selten soziale Aspekte (beispielsweise ein bildlich gesprochener „Gruppenzwang“) zu hohen lokalen Konzentrationen der Durchdringung führen, selbst wenn der allgemeine Durchdringungsgrad deutlich niedriger liegt. Für die Bewertung der Auswirkungen auf Ortsnetzebene könnten solche Situation zu „Worst Case“ Szenarien führen.

Auf Sicht der Aggregationsebene „Ortsnetztransformator“ sind aus Sicht der vorliegenden Studie weniger die Auswirkungen der Kleinst-PV-Systeme auf Energiemengen und finanzielle Auswirkungen relevant als vielmehr die Frage, ob zu Zeiten hoher Einspeisung aus den Photovoltaiksystemen und niedrigen Haushaltslasten mit einer Richtungsumkehr im Stromfluss und einer nennenswerten Beeinflussung von Spitzenlasten im betreffenden Netzsegment zu rechnen ist. Zu diesem Zweck sollen zwei Extremfälle im Detail betrachtet werden: der Zeitpunkt

der niedrigsten Netzbezugslast sowie der Zeitpunkt der höchsten PV-Netz-Einspeiseleistung.

Tabelle 22 listet für die vier untersuchten Szenarien die Werte der jeweiligen Netzbezüge auf und stellt diese im Vergleich zu den Netzbezügen ohne Vorhandensein von Kleinst-PV-Anlagen dar. Für die Bewertung der Tabelle ist zu beachten, dass die Zeitpunkte niedrigsten Netzbezuges an unterschiedlichen Tagen auftreten und insbesondere nicht mit dem Zeitpunkt höchster Einspeisung zusammenfallen. Beispielsweise ist im Referenzszenario der niedrigste Netzbezug (also der Netzzustand, für den eine hohe Rückspeisung aus Photovoltaik hypothetisch auch zu einer Umkehr der Stromflussrichtung führen könnte) am 26. April, hingegen tritt die höchste Einspeisung aus Photovoltaik am 9. April auf. Folglich werden die Minima des Netzbezuges weniger durch die Rückspeisung der Photovoltaik als vielmehr durch die zeitliche Variation der Netzlasten bestimmt. Der Zeitpunkt höchster Einspeisung ist für alle Szenarien gleich, da die Einspeisung in direktem Zusammenhang zur momentanen Einstrahlung steht.

**Tabelle 22: Netzbezug von der Mittelspannungsebene am Knotenpunkt Ortsnetztransformator zum Zeitpunkt mit niedrigster Bezugsleistung und zum Zeitpunkt mit höchster PV-Einspeisung**

Aggregationsebene Ortsnetztransformator				
Szenario	Referenz	Klein	Groß	Sehr groß
	Netzbezug [kW]	Netzbezug [kW]	Netzbezug [kW]	Netzbezug [MW]
<b>Zeitpunkt niedrigsten Netzbezuges</b>	26. April	26. April	22. April	26. März
<b>Netzbezug mit Kleinst-PV [kW]</b>	11,8	11,8	11,2	7,2
<b>Netzbezug ohne Kleinst-PV [kW]</b>	11,8	11,8	12,5	14,3
<b>Zeitpunkt höchster Einspeisung</b>	9. April	9. April	9. April	9. April
<b>Netzbezug mit Kleinst-PV [kW]</b>	26,9	27,5	25,2	20,1
<b>Netzbezug ohne Kleinst-PV [kW]</b>	27,7	27,7	27,7	27,7

In Abbildung 42 und Abbildung 43 sind zudem die Tagesverläufe von aggregierter Netzlast sowie PV-Erzeugung aus Kleinst-PV-Anlagen für die beiden „Extremtage“ 26. März (Tag niedrigster Netzlast) und 9. April (Tag höchster Rückspeisung aus den PV-Anlagen) für das Szenario „lokal starke Durchdringung (sehr groß)“ dargestellt.

Wichtigstes Ergebnis der Berechnungen ist zunächst die Feststellung, dass zu keinem Zeitpunkt und in keinem Szenario eine Umkehrung des Lastflusses über den

Transformator festzustellen ist. Selbst im als unwahrscheinlich eingestuften Szenario mit einem Durchdringungsgrad von 30% Kleinst-PV-Systemen kommt es im Jahresverlauf zu höchstens einer Halbierung der Bezugslast am Netztransformator und nicht zu einer Rückspeisung.

**Zwischenfazit 5:** Auf Ebene des Ortsnetztransformators ist nicht mit einer Rückspeisung überschüssiger Erzeugungsmengen aus den Kleinst-PV-Systemen zu rechnen.

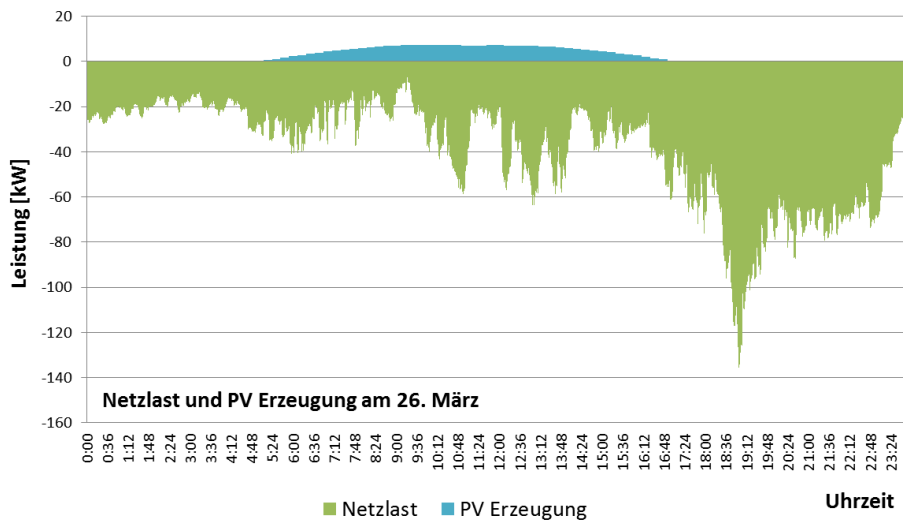


Abbildung 42: Aggregierte Netzlast und PV-Erzeugung am Tag niedrigsten Netzbezuges auf Ebene des Ortsnetztransformators im Szenario „lokal starke Durchdringung“.

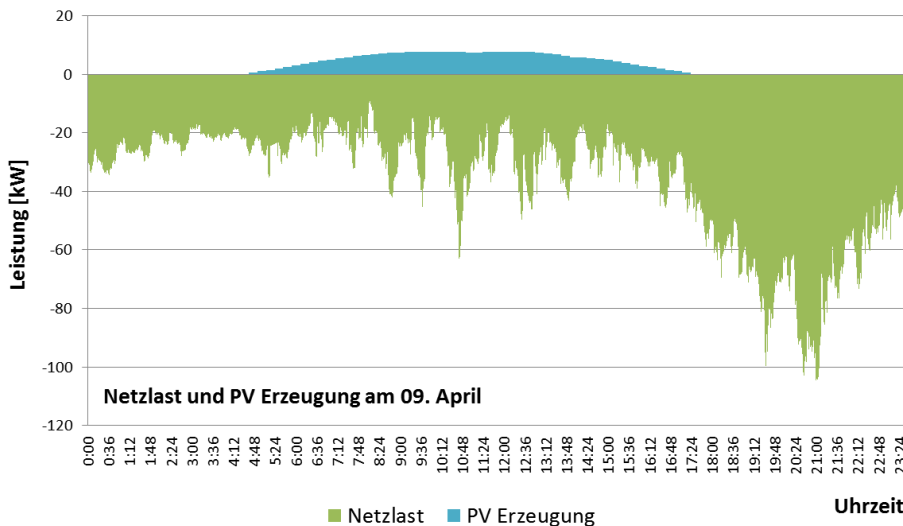


Abbildung 43: Aggregierte Netzlast und PV-Erzeugung am Tag höchster Rückspeisung auf Ebene des Ortsnetztransformators im Szenario „lokal starke Durchdringung“.

Die minimalen Netzlasten liegen hinsichtlich der Leistung in einem Bereich, der zu Schwachlastzeiten (in den frühen Morgenstunden) von der Netzlast überstrichen

wird. Damit stellt diese Situation einen völlig normalen Lastzustand dar und bedarf keiner besonderen Beachtung durch den Netzbetreiber. Folglich sind aus Sicht des technischen Netzbetriebes die aggregierten Rückflüsse aus den Kleinst-PV-Anlagen nicht mehr „sichtbar“. Allerdings muss in diesem Zusammenhang beachtet werden, dass in den betreffenden Netzabschnitten zusätzlich noch weitere herkömmliche Photovoltaikanlagen installiert sein können. In diesem Fall würden sich Rückflüsse aus allen Photovoltaikanlagen summieren und es wäre auch eine Umkehr der Stromflussrichtung über den Transformator möglich. Bei einer solcherart hohen Durchdringung eines Netzausläufers mit Eigenerzeugungsanlagen muss dann der Netzbetreiber im Einzelfall abwägen, welche Gesamtanschlussleistung Photovoltaik zulässig ist bzw. an welche Netzknoten die größeren Anlagen anzuschließen sind.

**Zwischenfazit 6:** *Kleinst-PV-Systeme sind für den Netzbetrieb ab Mittelspannungsebene aufwärts irrelevant, sofern nicht weitere dezentrale Erzeugungsanlagen am gleichen Netzausläufer betrieben werden.*

Interessant ist die Feststellung, dass die Zeitpunkte für die minimale Netzlast und die maximale PV-Einspeisung nicht zusammenfallen und sich (wie in Tabelle 22 zu erkennen) deutlich hinsichtlich der momentanen Netzlast unterscheiden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass eine hypothetische prozentuale Leistungsbegrenzung der Rückspeisung aus den Kleinst-PV-Anlagen häufig unnötig wäre, da keine „Extremsituation“ hinsichtlich der Netzlast zu befürchten ist.

Lässt man in Tabelle 22 das eher unwahrscheinliche Szenario „lokal starke Durchdringung“ außen vor, erkennt man, dass die Beeinflussung der aggregierten Lasten durch die Rückspeisung aus den einzelnen Kleinst-PV-Systemen minimal ist und selbst im Szenario „große Durchdringung“ die Leistungsbeeinflussung bei unter 10% der Leistung ohne PV beträgt.

**Zwischenfazit 7:** *Im Bereich der Niederspannungs-Verteilnetze wird mit einer zeitweisen Reduktion der maximalen Lasten von bis zu 10% durch die Einspeisung der Kleinst-PV-Systeme gerechnet.*

## 6.4 Ebene Österreich

Im Abschnitt 5.4 wurde im Detail erläutert, welche Annahmen für die Anzahl der in Österreich insgesamt betrachteten Haushalte mit Kleinst-PV-Anlagen getroffen wurden und welche Szenarien diskutiert werden sollen. Grundsätzlich wird das Szenario „lokal starke Durchdringung“ nicht als wahrscheinliches Eintrittsszenario erwartet, soll jedoch als synthetischer Extremfall trotzdem betrachtet werden. Dieser Fall würde dann Situationen abdecken, in denen in erheblichem Umfang weitere Einspeisungen aus analogen Photovoltaikanlagen erfolgen, die durch die bisherige Abschätzung nicht erfasst werden (beispielsweise durch eine hohe Zahl von Installationen auf gewerblichen und industriellen Gebäuden oder durch eine höhere Nennleistung der eingesetzten Systeme).

Nichtsdestotrotz wird dieses Extremszenario konsequent als Sonderfall gekennzeichnet und für die Ableitung von Handlungsempfehlungen nicht verwendet.

Aus Sicht der Aggregation auf Österreich sind vor allem Energiemengen (Arbeit) relevant, die durch die Erzeugung von Strom aus Kleinst-PV-Anlagen weniger bezogen werden. Zudem sind die finanziellen Auswirkungen zu bewerten, die der

veränderte Strombezug nach sich zieht. Dabei lohnt auch eine Quantifizierung der durch unterschiedliche Zählungstypen bedingten Unterschiede bei der Abrechnung.

Da die ca. 100 MWp geographisch verteilte Gesamtleistung der „Kleinst-PV-Anlagen“ bei „großer Durchdringung“ gegenüber 24 GW Kraftwerksleistung in Österreich (Stand: 2014, (oesterreichs energie, 2015)) einen selbst im Extremfall eher geringen Anteil darstellen, ist eine detaillierte Analyse der Auswirkungen auf den übergreifenden Netzbetrieb oder die Kraftwerkseinsatzplanung hier nicht relevant. Interessant ist in diesem Zusammenhang ein Vergleich mit der Gesamtleistung in Österreich installierter konventioneller Photovoltaikanlagen. Nach der PV-Marktstatistik von Photovoltaic Austria (Bundesverband Photovoltaic Austria, 2016) betrug 2015 die in Österreich installierte kumulative Photovoltaikleistung etwa 945,3 MW bei aktuellen Zubauraten von etwa 160 MWp. Damit entspricht die erwartete Ausbauprognose für Kleinst-PV-Anlagen in etwa der halben derzeitigen jährlichen Ausbaurrate.

Tabelle 23 zeigt aggregiert für Österreich eine Reihe von Kenngrößen, die für die Beantwortung der genannten Fragestellungen relevant sind.

**Tabelle 23: Kenngrößen des Einflusses von Kleinst-PV-Anlagen auf Energiemengen für die Aggregationsebene „Österreich“.** Für alle Szenarien ergibt sich ein mittlerer Eigenverbrauchsgrad von 73%. Alle Werte beziehen sich auf das einstrahlungsreiche Jahr (2012).

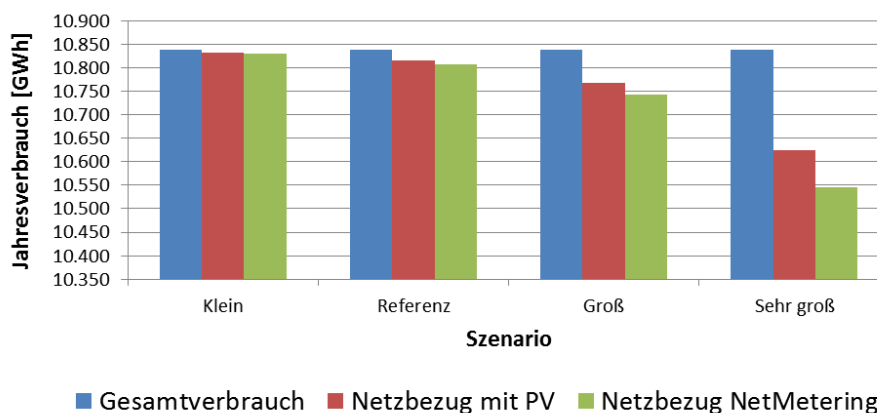
Aggregationsebene Österreich				
Szenario	Referenz	Klein	Groß	Sehr Groß
<b>Gesamtverbrauch Haushalte [GWh]</b>	10.839,0	10.839,0	10.839,0	10.839,0
<b>Gesamterzeugung Kleinst-PV-Anlagen [GWh]</b>	31,8	9,8	96,6	293,6
<i>Anteil [%] bezogen auf Gesamthaushaltsverbrauch</i>	<i>0,3</i>	<i>0,1</i>	<i>0,9</i>	<i>2,7</i>
<b>Eigenverbrauch Kleinst-PV-Anlagen [GWh]</b>	23,3	7,2	70,7	214,7
<i>Anteil [%] bezogen auf Gesamthaushaltsverbrauch</i>	<i>0,2</i>	<i>0,1</i>	<i>0,7</i>	<i>2,0</i>
<b>Rückspeisung Kleinst-PV-Anlagen [GWh]</b>	8,5	2,6	26,0	78,9
<i>Anteil [%] bezogen auf Gesamthaushaltsverbrauch</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,2</i>	<i>0,7</i>
<b>Netzbezug gesamt (Last - Eigenverbrauch) [GWh]</b>	10.815,7	10.831,8	10.768,3	10.624,3
<i>Anteil [%] bezogen auf Gesamthaushaltsverbrauch</i>	<i>99,8</i>	<i>99,9</i>	<i>99,3</i>	<i>98,0</i>
<b>Netzbezug Net-Metering (Last - Eigenverbrauch - Feed-In) [GWh]</b>	10.807,2	10.829,2	10.742,3	10.545,4
<i>Anteil [%] bezogen auf Gesamthaushaltsverbrauch</i>	<i>99,7</i>	<i>99,9</i>	<i>99,1</i>	<i>97,3</i>

Der über die Zahl der Haushalte sowie die statistische Verteilung der Verbrauchergruppen (aufgeschlüsselt auf Basis der demographischen Merkmale) ermittelte Gesamtstromverbrauch ist niedriger als der von Statistik Austria (Statistik Austria, 2015) angegebene Summenwert für den Strombezug aller Haushalte, wobei die Anzahl der angegebenen Haushalte übereinstimmt. Die Ursache dieser Abweichung ist vor allem bei Haushalten mit überdurchschnittlichem Stromverbrauch auf Grund elektrischer Warmwasserbereitung und elektrischer Heizung (v.a. Nachtspeicherheizung) zu suchen. Dies kann im Fall der betroffenen Haushalte zu einer Unterschätzung des Eigenverbrauches und zu einer Überschätzung der Rückspeisung führen, so dass die Ergebnisse dann eher dem Szenario „kleine Durchdringung“ entsprechen. Die aggregierte „Stromerzeugung aus Kleinst-PV-Anlagen“ wird von dieser Abweichung nicht berührt.

Da der Ausstattungsgrad an elektrischen Wärmeerzeugern in Österreich örtlich gesehen sehr inhomogen ist (sehr niedriger Durchdringungsgrad in Gebieten mit traditioneller Gasversorgung bzw. Fernwärmeversorgung, z.B. Wien) und der Strombezug für elektrische Heizungen häufig zu Zeiten ohne wesentliche PV Erzeugung (Nacht, Winter) erfolgt, erscheint im vorliegenden Kontext die Bezugnahme auf typische elektrische Lastprofile ohne Stromheizung als gerechtfertigt, zumal die Betrachtung der unterschiedlichen Szenarien einen breiteren Blick auf die Gesamtsituation erlaubt.

Nach den in Tabelle 23 aufgelisteten Ergebnissen wird bezogen auf das wahrscheinlichste Szenario („Referenz“) mit einer Gesamterzeugung von knapp 32 GWh gerechnet, von denen gut 23 GWh als Eigenverbrauch der Haushalte nicht in das Netz gelangen und knapp 9 GWh zurückgespeist werden. Bezogen auf den Gesamtverbrauch von 11 TWh wird der aggregierte Gesamtverbrauch somit um 0,3% durch die Kleinst-PV-Anlagen reduziert. Die Rückspeisemengen liegen bei 0,1% des Gesamtverbrauches. Der mittlere Eigenverbrauch liegt in allen Szenarien bei 73%. Im Extremszenario würde die zehnfache Menge an PV-Strom erzeugt, entsprechend erhöhen sich Eigenverbrauch und Rückspeisemengen.

Die Tabelle zeigt am Schluss ebenfalls den Einfluss von „Net-Metering“ (Zähler ohne Rücklaufsperr) auf den messtechnisch erfassten Jahresbezug der Haushalte. Die Abbildung 44 illustriert diesen Einflussfaktor noch einmal anschaulich, wobei für die Bewertung die Achsenskalierung zu beachten ist. Im Referenzszenario liegt der Unterschied zwischen Zählung der Strombezüge mit Rücklaufsperr und Zählung ohne Rücklaufsperr bei 0,1% des Gesamtverbrauches.



**Abbildung 44: Beeinflussung des aggregierten Jahresverbrauches der Haushalte durch Kleinst-PV-Systeme (abhängig vom Zählprinzip).**

Insgesamt kann aus energetischer Sicht die Veränderung des jährlichen aggregierten Gesamtstrombezuges der Haushalte durch die Kleinst-PV-Anlagen als gering, im wahrscheinlichsten Szenario als sehr gering eingeschätzt werden.

**Zwischenfazit 8:** Aggregiert über alle betrachteten Verbraucher (Haushalte) werden im wahrscheinlichsten Szenario jährlich knapp 32 GWh durch die Kleinst-PV-Anlagen erzeugt, von denen durchschnittlich 73% als Eigenverbrauch in den Haushalten konsumiert werden. Der Strombezug aller Haushalte insgesamt reduziert sich hierdurch um etwa 23 GWh bzw. 0,2%.

**Zwischenfazit 9:** Kommen Zähler ohne Rücklaufsperrung zum Einsatz (faktisches „Net-Metering“) sinkt der Netzbezug rechnerisch um weitere 0,1%, da bilanziell die 8,5 GWh erwartete Rückspeisung in dieser Konstellation wie ein zusätzlicher Eigenverbrauch wirken.

**Zwischenfazit 10:** Im Szenario großer Durchdringung sinkt der Netzbezug um bis zu knapp 1%, im unwahrscheinlichen Extremszenario um bis zu knapp 3%. Bis auf das Extremszenario ist der bezugssenkende Einfluss von „Net-Metering“ prozentual sehr gering (0,1% bis 0,2%), lediglich im Extremszenario kann mit einer Bezugssenkung im Prozentbereich gerechnet werden.

Wie zu Beginn beschrieben, wurden die bisherigen Auswertungen für das einstrahlungsreiche Jahr 2012 vorgenommen. Um den Einfluss der jährlichen Einstrahlungsschwankungen quantifizieren zu können, soll hier im Vergleich die Auswertung ebenfalls für das einstrahlungsschwache Jahr 2010 vorgenommen werden. Die Jahressummen der PV-Erzeugung pro kWp sind für 2010 etwa 1099,5 kWh und 2012 1208,3 kWh.

Tabelle 24 zeigt die jeweiligen Kenngrößen für beide Jahre sowie den prozentualen Unterschied. Dabei wird erkennbar, dass die Gesamterzeugung PV in 2012 um 10% höher als in 2010 war. Der Eigenverbrauch sinkt leicht unterproportional um 8%, während die Rückspeisung prozentual um 15% ansteigt. Der Netzbezug bleibt relativ betrachtet praktisch unverändert.

**Zwischenfazit 11:** Die PV Erzeugung in einstrahlungsreichen und einstrahlungsarmen Jahren unterscheidet sich in der Größenordnung von 10%. Bei höherer Einstrahlung steigt der Eigenverbrauch leicht unterproportional, während die Rückspeisung überproportional zunimmt.



Tabelle 24: Vergleich der Kenngrößen des Einflusses von Kleinst-PV-Anlagen für die Jahre 2010 (einstrahlungsarm) und 2012 (einstrahlungsreich).  
 Zu beachten ist, dass zum Zweck der Vergleichbarkeit die Energiemengen 2010 auf die Zahl der Tage des Schaltjahres 2012 hochskaliert wurden.

Aggregationsebene Österreich					
Szenario		Referenz	Klein	Groß	Sehr Groß
<b>Gesamtverbrauch Haushalte [TWh]</b>		10,8	10,8	10,8	10,8
<b>Gesamterzeugung Kleinst-PV-Anlagen [GWh]</b>	2010*	29,0	8,9	88,1	267,5
	2012	31,8	9,8	96,6	293,6
<i>Änderung 2012 zu 2010</i>	%	109,7	109,9	109,7	109,8
<b>Eigenverbrauch Kleinst-PV-Anlagen [GWh]</b>	2010*	21,5	6,6	65,5	198,9
	2012	23,3	7,2	70,7	214,7
<i>Änderung 2012 zu 2010</i>	%	108,1	108,6	108,0	108,0
<b>Rückspeisung Kleinst-PV-Anlagen [GWh]</b>	2010*	7,4	2,3	22,6	68,6
	2012	8,5	2,6	26,0	78,9
<i>Änderung 2012 zu 2010</i>	%	114,4	113,7	115,1	115,0
<b>Netzbezug gesamt (Last - Eigenverbrauch) [GWh]</b>	2010*	10.814	10.829	10.770	10.637
	2012	10.816	10.832	10.768	10.624
<i>Änderung 2012 zu 2010</i>	%	100,0	100,0	100,0	99,9
<b>Netzbezug Net-Metering (Last - Eigenv. - Feed-In) [GWh]</b>	2010*	10.807	10.827	10.748	10.568
	2012	10.807	10.829	10.742	10.545
<i>Änderung 2012 zu 2010</i>	%	100,0	100,0	99,9	99,8

\* skaliert auf 366 Tage

Im Folgenden sollen noch die finanziellen Auswirkungen quantifiziert werden. Tabelle 25 stellt hierzu die energetischen Kenngrößen aus Tabelle 23 noch einmal finanziell auf Basis der oben beschriebenen Annahmen zu den Strompreisen (siehe Abschnitt 5.6) dar.

**Tabelle 25: Finanzielle Kenngrößen des Einflusses von Kleinst-PV-Anlagen auf Energiemengen für die Aggregationsebene „Österreich“.**

Aggregationsebene Österreich				
Szenario	Referenz	Klein	Groß	Sehr Groß
<b>Gesamtstromkosten Haushalte (brutto) [Mio. Euro]</b>	2.366,1	2.366,1	2.366,1	2.366,1
<b>Verbrauchsabhängiger Anteil (brutto) [Mio. Euro]</b>	1.855,3	1.855,3	1.855,3	1.855,3
<b>Gesamterzeugung Kleinst-PV-Anlagen [Mio. Euro]</b>	5,4	1,7	16,5	50,3
<b>Eigenverbrauch Kleinst-PV-Anlagen [Mio. Euro]</b>	4,0	1,2	12,1	36,8
<b>Rückspeisung Kleinst-PV-Anlagen [Mio. Euro]</b>	1,5	0,4	4,5	13,5
<b>Stromkosten PV (Last - Eigenverbrauch) [Mio. Euro]</b>	2.362,1	2.364,9	2.354,0	2.329,4
<b>Stromkosten Net-Metering (Last - Eigenv. - Feed-In) [Mio. Euro]</b>	2.360,7	2.364,5	2.349,6	2.315,9

Zunächst ist zu erkennen, dass im wahrscheinlichsten Szenario durch die Kleinst-PV-Anlagen jährlich Strom im „Wert“ von 5,4 Mio. Euro erzeugt wird, welcher in Abhängigkeit vom Zählverfahren dann auch zu einem entsprechend verringertem Stromabsatz, verringerten Netzabgaben, bzw. zur Verringerung prozentual erhobener Steuern und Abgaben führt. Betrachtet anhand der Zusammensetzung des Strompreises in Österreich (E-Control Österreich, 2016) würde das umgerechnet grob 1,70 Mio. Euro für die Stromlieferung, 1,47 Mio. Euro an Netzkosten und 2,24 Mio. Euro an Steuern und Abgaben bedeuten<sup>1</sup>, wobei allerdings bei dieser Abschätzung die unterschiedlichen Gewichtsteile mengenabhängiger und pauschaler Preisbestandteile nicht berücksichtigt wurden.

Würden diese ausfallenden Einnahmen auf die etwa 3,8 Millionen Haushalte in Österreich verteilt, ergäbe dies an individuellen jährlichen Kosten

- a) im Fall des Einsatzes von Zählern mit Rücklaufsperr 0,33 Euro für die Stromlieferung, 0,29 Euro für die Netzkosten und 0,44 Euro für Steuern und Abgaben,

<sup>1</sup> Anteile in Prozent: 31,5% Stromlieferung, 27,3% Netzkosten und 41,4% Steuern und Abgaben (KWK-Pauschale, Ökostromförderkosten, Gebrauchsabgabe, Elektrizitätsabgabe, Umsatzsteuer)

- b) im Fall des Einsatzes von Zählern ohne Rücklaufsperre 0,45 Euro für die Stromlieferung, 0,39 Euro für die Netzkosten und 0,59 Euro für Steuern und Abgaben.

Systembetrachtung  
-----

Dabei wurde davon ausgegangen, dass Stromlieferanten auf Grund der Strombeschaffung auf Basis von Standardlastprofilen keine wesentliche Kostenersparnis aus dem Eigenverbrauch der Haushalte mit Kleinst-PV-Anlagen generieren können.

**Zwischenfazit 12:** Für den wahrscheinlichen Referenzfall für die Erreichung eines Durchdringungsgrades von 3% von Kleinst-PV-Anlagen kommt es zum Eigenverbrauch von Strom im „Wert“ (bezogen auf die verbrauchsabhängigen Preisbestandteile im Endkundenpreis) von etwa 4,0 Mio. Euro (im Fall von „Net-Metering“ etwa 5,4 Mio. Euro), durch den die Einnahmen für den Stromhandel, den Netzbetrieb sowie die abgeführten Steuern und Abgaben reduziert werden. Dies ist im Verhältnis zu sehen zu einem Gesamtumsatz (Brutto-Stromkosten) von knapp 2,4 Mrd. Euro für den hier betrachteten Kundenkreis.

Für eine noch genauere Analyse der finanziellen Implikationen von Rückspeisung über Zähler mit und ohne Rücklaufsperr e wäre eine detailliertere Betrachtung der Bewirtschaftung der Differenzbilanzgruppe beim aufnehmenden Netzbetreiber notwendig, welche jedoch nicht mehr im Fokus der vorliegenden Studie steht.

## 7 Bewertung und Handlungsempfehlungen

### 7.1 Stromwirtschaft Österreich

Steckerfertige netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlagen stellen eine für private und kleingewerbliche Akteure interessante Option dar, kleine Gebäudeflächen und andere geeignete Freiflächen zur Erzeugung elektrischer Energie zu nutzen und diese vor allem zur Deckung des elektrischen Eigenbedarfes zu nutzen. Trotz eines hohen physikalisch möglichen Potenzials zeigen aber bisherige Erfahrungen aus anderen Ländern, dass selbst bei regulatorisch und finanziell attraktiven Randbedingungen nur ein vergleichsweise geringer Teil des Gebäudebestandes zur Errichtung solcher Systeme in der Praxis genutzt wird.

Bei Übertragung der Erfahrungen aus den Niederlanden, in denen kleine PV-Systeme bereits seit 20 Jahren attraktiv vermarktet werden, auf die Bevölkerungszahl in Österreich, kann mit einem Verbreitungsgrad von etwa 100.000 Systemen bzw. einem Anteil der Haushalte in der Größenordnung zwischen zwei und drei Prozent auf Sicht der nächsten Dekade gerechnet werden. Dies entspricht bei Annahme einer Verteilung der typischen Systemgrößen auf 60% Systeme mit 250 Wp und 40% Systeme mit 500 Wp einer aggregierten nominellen Anschlussleistung von 35 MW. In einem Szenario mit hypothetisch „großer Durchdringung“ würden 10% aller Haushalte eine solche Anlage installieren, was zu einer nominellen Anschlussleistung von in der Größenordnung etwa 100 MW führen würde. Diese ist im Verhältnis zu den 2014 in Österreich installierten 24 GW Kraftwerksleistung (oesterreichs energie, 2015) ein eher überschaubarer Anteil. Selbst bei Betrachtung der aktuell in Österreich installierten Photovoltaikleistung von 945 MW bei aktuellen Zubauraten von etwa 160 MWp pro Jahr, stellt die mittel- bis langfristig prognostizierte Leistung aus Kleinst-PV-Anlagen eher einen kleinen Anteil dar.

In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass anders als bei konventionellen Erzeugern bei Photovoltaikanlagen die Nennleistung nur selten und kurzzeitig erreicht wird, wobei je nach Verhältnis zwischen maximaler Wechselrichterleistung und nomineller Leistung der Photovoltaikmodule die maximale Ausgangsleistung („Engpassleistung“) der Gesamtanlage entweder durch Wechselrichter oder Module bestimmt wird.

Entsprechende Verhältnisse ergeben sich bei den jährlichen Energiemengen. In guten Einstrahlungsjahren wird im erwarteten Verbreitungsszenario („Referenzszenario“) eine Erzeugungsmenge von etwa 32 GWh erwartet, im Szenario mit „großer Durchdringung“ eine Erzeugungsmenge von knapp 100 GWh. Dies steht einer Gesamtstromerzeugung in Österreich von 65 TWh (oesterreichs energie, 2015) gegenüber, also weniger als 0,2% selbst im Szenario großer Durchdringung.

Da die Systeme zudem flächig verteilt sind und lokaler Verbrauch eine Rückspeisung in übergeordnete Stromnetzebenen verhindert (siehe Ergebnisse von Abschnitt 6.3), ist die Beeinflussung der Akteursgruppen Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber und Stromhändler als gering einzuschätzen. Nichtsdestotrotz beläuft sich der Gesamtwert des erzeugten Stromes aus Kleinst-PV-Anlagen bezogen auf den Endkundenstrompreis auf 5,4 Mio. Euro im wahrscheinlichen Szenario (siehe Abschnitt 6.4).

Aus dieser Betrachtungsperspektive heraus sehen die Gutachter keinen Handlungsbedarf, aus Sicht der Auswirkungen auf den Gesamtstromverbrauch in

Österreich und der entsprechenden bilanziellen Behandlung der erzeugten Strommengen einschränkende Regelungen zu treffen. Gleichfalls wäre der bis zur flächendeckenden Einführung von Smart-Metering Systemen anzutreffende Betrieb von Zählern ohne Rücklaufsperrung („Net-Metering“) systemisch unkritisch, wie in Abschnitt 6.4 ebenfalls diskutiert wurde. Festzuhalten bleibt aber an der Stelle, dass dies eine explizite Bevorzugung von Kleinst-PV-Anlagen gegenüber anderen PV-Anlagen wäre, die über eine getrennte Erfassung von Einspeisung und Bezug verfügen. In der TOR D4:2016 ist dementsprechend geregelt, dass bei Kleinsterzeugungsanlagen die korrekte Erfassung des Strombezugs nicht beeinträchtigt sein darf.

Aus Sicht der nationalen Energieversorgung in Österreich wäre es vorteilhaft, wenn die Anlagenbetreiber den Netzbetreibern und/oder der Regulierungsbehörde Standort und Anlagenleistung, evtl. auch weitergehende Informationen zu den technischen Daten der Installationen übermitteln. Dies ermöglicht Netzbetreibern und Bilanzverantwortlichen eine Prognose der erzeugten / eingespeisten Strommengen sowie der resultierenden Strombilanzen in den entsprechenden Verteilnetzabschnitten. Vereinzelt wurde in anderen Ländern eine Leitungsgrenze definiert, ab der eine solche Meldung zu erfolgen hat (bspw. in Portugal ab 200 Wp).

Ein Beispiel für ein vergleichsweise einfaches und unkompliziertes Meldeverfahren ist das „PV-Meldeportal der Bundesnetzagentur“ in Deutschland (Bundesnetzagentur, 2016). Alternativ ist auch noch eine Übermittlung mittels Formular möglich. Folgende Daten sind hierbei durch den Betreiber der Anlage zu melden:

#### ***Daten der PV-Anlage***

- Standort der Anlage, gekennzeichnet durch Straße und Hausnummer (oder durch das Flurstück) sowie PLZ, Ort oder Gemarkung und Bundesland
- Neu installierte Nennleistung aller Module in kWp.
- Tag der Inbetriebnahme der Anlage

#### ***Daten des Anlagenbetreibers***

- Name und postalische Anschrift
- E-Mail-Adresse und selbst gewähltes Passwort

Derzeit sind Meldungen in Deutschland jedoch nur dann erforderlich, wenn für die Anlagen eine Vergütung nach dem deutschen Einspeisegesetz (EEG) beantragt werden soll. Die Bundesnetzagentur geht allerdings davon aus, dass es sich bei Anlagen ohne Einspeisevergütung i.d.R. um Inselanlagen handelt.

In Österreich ist in der TOR D4 explizit vorgesehen, dass der Netzbetreiber zwei Wochen vor Inbetriebnahme schriftlich zu verständigen ist. Österreichs Energie (Interessensvertretung der Österreichischen E-Wirtschaft) hat dazu ein Formular erstellt, das sie den einzelnen Netzbetreibern zur Verwendung empfiehlt (weitere Informationen: (oesterreichs energie, 2016)).

## **7.2 Sicherheit der Hausinstallation**

Grundsätzlich ist festzustellen, dass im regulären Betriebsfall Kleinst-PV-Systeme der betrachteten Leistungsklassen die Belastung der Betriebsmittel in der Hausinstallation eher verringern als erhöhen, und vorgeschriebene

Schutzmaßnahmen durch ein einzelnes Kleinst-Photovoltaiksystem nicht außer Funktion gesetzt werden können. Aus Sicht der Leitungsentlastung ist im Gegensatz zu stationär installierten größeren PV-Systemen die elektrische Verbindung über einen getrennten Einspeisekreis (mit eigener Absicherung) nicht zu empfehlen.

Eine besondere Situation kann jedoch entstehen, wenn für die Anwendungsumgebung der elektrischen Betriebsmittel ein Zusatzschutz mit RCD-Schutzschalter vorgeschrieben ist. Kleinst-PV-Systeme können ein vorhandenes RCD-Schutzsystem bei internen Fehlern u.U. kompromittieren (siehe Ausführungen in Abschnitt 2.8.3). Diese Möglichkeit hängt von der internen Wechselrichter-Topologie ab.

Allerdings handelt es sich beim Einsatz von RCD-Schutzschaltern per Definition um einen „Zusatzschutz“. Dieser Schutz ergänzt die Schutzmaßnahmen gegen direktes oder bei indirektem Berühren wie sie in der ÖVE/ÖNORM E 8001-1 definiert sind. Selbst wenn eine Kleinst-PV-Anlage im Fehlerfall den Zusatzschutz beeinträchtigen kann, so sind davon die Schutzmaßnahmen gegen direktes oder bei indirektem Berühren nicht berührt. Weder wird der Schutz gegen direktes Berühren, die Basisisolierung, beeinträchtigt, noch der Schutz bei indirektem Berühren, im Falle von Kleinst-PV-Anlagen der Schutz durch Abschalten.

Fairerweise muss man anmerken, dass dies für viele Geräte der Schutzklasse I gilt, die intern mit Gleichspannung(en) arbeiten. Es hängt im Einzelfall von der Art und Weise ab, wie die Bereitstellung der Gleichspannung erfolgt, ob ein kontinuierlicher Gleich-Fehlerstrom fließen kann.

Wie in Abschnitt 2.8.4 ausgeführt wurde, ergibt sich eine Gefahr der (thermischen) Überlastung der Hausinstallation für den Fall, dass mehrere Kleinst-PV-Anlagen (oder Anlagen höherer Leistung) an einem Anschlussknoten (z.B. Mehrfachsteckdose) mit dem Hausnetz gekoppelt werden und am gleichen Leitungsstrang Verbraucher betrieben werden, bei denen es zu einem Defekt oder einer Überlastung kommt. In diesem Fall ist eine Überlastung eines Leitungsteils möglich, ohne dass Schutzeinrichtungen auslösen, so dass dann die Gefahr der Entstehung von Bränden entstehen kann. Dieser Gefahrenkonstellation kann durch einer Begrenzung der technisch zulässigen Einspeisestromstärke (und damit Anschlussleistung der PV-Systeme) begegnet werden. Grundsätzlich sollte im Beiblatt mit Produktunterlagen (Beipackzettel) eine Warnung vor dem Parallelverbinden von mehreren Kleinstanlagen, z.B. über Steckdosenleisten, erfolgen.

Für die Quantifizierung dieser Leistungsbegrenzung sind (physikalische) Leistungsreserven im Bereich der Hausinstallation relevant. In verschiedenen Abschnitten des Gutachtens, insbesondere aber im Abschnitt 4.3.2, wurden auf der Basis der Auswertungen von Normvorgaben und verschiedener Installationsarten Diskussionen zu Belastbarkeitsreserven geführt. Dabei hat sich gezeigt, dass in unterschiedlichen Ländern (z.B. Österreich und Deutschland) normativ unterschiedlich starke Begrenzungen hinsichtlich der Strombelastung von Leitungen definiert werden, obwohl aus elektrotechnischer Sicht die Leitungsinstallation vergleichbar ist. Dies erlaubt letztendlich den Schluss, dass in Österreich nennenswerte Belastbarkeitsreserven für die Hausinstallation jenseits der normativen Beschränkung durch Überstromschutzeinrichtungen bestehen. Die ermittelte Belastbarkeitsreserve beträgt bis zu 3,5 A (resultierend aus dem Ländervergleich), wenigstens jedoch 1,8 A (bei ausschließlicher Betrachtung österreichischer Normvorgaben). Analog zu den Schweizer Verhältnissen lassen sich 2,6 A vertreten. Höhere Leistungsreserven ließen sich durch eine Verkleinerung des Leitungsschutzes zu niederen Nennströmen erzielen.

Die Analyse von älteren Ausgaben der Installationsnorm OVE-E 1 (von 1981 und von 1975) ergab Hinweise, dass alte Installationen nicht pauschal kritischer als moderne sind. Es wurde früher der gleiche Mindest-Leitungsquerschnitt von 1,5 mm<sup>2</sup> gefordert. Auch der Leitungsschutz war ähnlich wie heute dimensioniert. Die Strombelastbarkeit der Leitungen in Altanlagen ist gegenüber in Wärmedämmung verlegten Leitungen tendenziell höher, da sie überwiegend in und auf Putz verlegt worden sind und daher ihre Verlustwärme besser abgeben können.

**Mit den festgestellten Belastbarkeitsreserven würde für den Anschluss von Kleinst-PV-Anlagen an einem Endstromkreis eine Leistungsbegrenzung von 410 W (1,8 A Reserve) bis 800 W (3,4 A Reserve) resultieren. Die Gutachter empfehlen die Definition einer geeigneten Leistungsbegrenzung und Rückgriff auf diese Werte.**

Neben der Frage der Begrenzung der Leitungsbelastung zeigt die Praxis der Hausinstallation, dass der Verwendung geeigneter Steckdosen höhere Aufmerksamkeit geschenkt werden muss. Auch wenn es hinsichtlich der tatsächlichen Dauerbelastbarkeit handelsüblicher Schuko-Steckdosen keine verlässlichen Angaben gibt, wird trotzdem empfohlen, die Stromstärke zu begrenzen und bei Steckdosen unbekannter Qualität von einer maximalen Belastbarkeit von höchstens 10 A auszugehen.

Aus Sicht der Gutachter ist eine Forderung nach Spezialsteckern / Spezialsteckdosen nicht unbedingt notwendig, da handelsübliche Wechselrichter eine sofortige schnelle Abschaltung gewährleisten, wenn die Anlage vom Stromnetz getrennt wird.

Wichtiger in diesem Zusammenhang ist eher die Verwendung geeigneter Installationsmaterialien insbesondere im Außenbereich, die einen entsprechenden Schutz vor Feuchtigkeit, UV-Einstrahlung und mechanischer Belastung gewährleisten. Als Netzanschlussleitung vom Wechselrichter zum Steckanschluss wird eine flexible, UV-beständige Schlauchleitung für schwere Beanspruchung mit 1,0 mm<sup>2</sup> Querschnitt (wegen mechanischer Robustheit) empfohlen (z. B. H07RN-F).

Die Verwendung von portablen Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (PRCD – Portable Residual Current Device) wie in der Schweiz wird nicht empfohlen, da diese die RCD-Blendung nicht verhindern können, nur die Leitung zwischen PRCD und Wechselrichter schützen und überproportionale Kosten verursachen.

Vom Systemanbieter/Wechselrichterhersteller sollte eine Angabe gefordert werden, ob der Wechselrichter von der Topologie her in der Lage ist, Gleich-Fehlerströme zu verursachen.

Aus Sicht der Gutachter wäre es empfehlenswert, wenn am/im Verteilerkasten für die Hausinstallation ein Hinweis auf die Installation von dezentralen Einspeisern erfolgen würde. Ein entsprechendes Schild bzw. ein entsprechender Aufkleber sollte vom Hersteller der Anlagen den Produktunterlagen beigelegt werden.

Um klare Anforderungen an die Kleinstanlagen zu haben und damit nötigenfalls auch unzulängliche Produkte vom Markt nehmen zu können, sollten analog den Schweizer Regeln die system- und sicherheitsrelevanten Anforderungen der Norm ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 in geeigneter Form auch für das Produkt „Kleinst-PV-Anlage“ verpflichtend gemacht werden. Dies könnte z.B. über eine - idealerweise europäische - Produktnorm, oder - als vermutlich schnellere nationale Lösung – über einen entsprechenden Passus samt Erweiterung des Anwendungsbereiches in der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 erfolgen.

Last not least:

Die Gutachter empfehlen, die in diesem Bericht dargestellten Befunde zur elektrischen Sicherheit mit Fachleuten aus dem entsprechenden Normungskomitee zu diskutieren.

Bewertung und  
Handlungsempfehlungen

Abschließend gibt die folgende Tabelle eine Übersicht zu möglichen Leistungsgrenzen für Kleinst-PV-Anlagen.

**Tabelle 26: Mögliche Leistungsgrenzwerte für steckerfertige Kleinst-PV-Anlagen (für 230 V Netze)**

<b>Auslegungskriterium</b>	<b>P [W]</b>
zulässige Leitungsbelastung bei 25 °C nach ÖVE 8001 Teil3	410
zulässige Einspeisung nach Schweizer Regelung	600
durchschnittlicher Eigenverbrauch > 70 %	650
Dimensionierung Leitungsschutz bei 25°C nach VDE 0100	690
ENTSOE Network Code RFG, Grenze für Klasse A Erzeugungseinheiten	800

### 7.3 Allgemeinere Empfehlungen

Neben den aus Sicht der Sicherheit der Hausinstallation ausgesprochenen Empfehlungen lassen sich weitere Hinweise formulieren, welche zu zusätzlichen Verbesserungen führen können.

In Verbindung mit den oben diskutierten Leistungsreserven kann gegebenenfalls geprüft werden, ob eine Reduktion des entsprechenden Leitungsschutzschalters von 13 A auf 10 A möglich ist. Sofern die an diese Endstromkreise angeschlossenen Verbraucher eine solche Leistungsreduktion erlauben, würde diese Reduktion zu einer größeren Belastungsreserve der Leitung führen. Dies würde wiederum eine entsprechend höhere Einspeisung ermöglichen.

Die Einspeisung sollte per Wandsteckdose erfolgen und nicht mit Verlängerungsleitung / Steckdosenleiste.

Besteht der Wunsch, die „blanken“ Steckkontakte für die Standard-Einspeisestecker zu vermeiden, wäre die Verwendung eines genormten Adapters ein möglicher Weg. Dieser könnte einen (vom Systemhersteller vorzusehenden) Spezialstecker mit isolierten Kontakten auf einen Standard-Schuko-Stecker übersetzen. Unumgänglich ist dann allerdings die Sicherstellung der Anschlussreihenfolge, nach der zunächst der Anschluss an die Standardsteckdose erfolgen muss und erst anschließend die Kopplung mit dem isolierten Stecker der PV-Anlage erfolgen darf.

Aus Sicht der Gutachter besteht aus technischer Sicht kein dringender Handlungsbedarf, im Fall von Kleinst-PV-Anlagen (ungewolltes) „Net-Metering“ zu unterbinden. Allerdings ist eine nicht korrekte Erfassung der Strombezugsmengen und damit in Verbindung eine Bevorzugung eines Teils der Besitzer von Photovoltaikanlagen in dieser Form nicht wünschenswert.

Durch das Smart-Meter-Rollout ist dieses Problem jedoch temporärer Natur. In diesem Zusammenhang sei noch einmal darauf hingewiesen, dass auch die Bilanzierung über die Verlustbilanzgruppen der aufnehmenden Netzbetreiber bei inkorrekt gezählten Strommengen beeinflusst wird.



## 7.4 Empfehlungen für Käufer

Käufer von Kleinst-PV-Systemen sollten vor der Investitionsentscheidung zunächst die technischen Montage- und Betriebsmöglichkeiten für die Anlage sowie ihre persönlichen Erwartungen hinsichtlich Verwendung des produzierten Solarstroms klären. Neben einer elementaren Abschätzung der zu erwartenden Erzeugungsmengen und des Eigenverbrauchsanteils sollte aus Sicht der elektrischen Sicherheit eine kritische Bewertung der eigenen Hausinstallation im Vordergrund stehen.

Nicht selten erfüllen Installationen in Altbauten nicht (mehr) die aktuellen Normen und Sicherheitsanforderungen, einerseits auf Grund sich historisch ändernder Vorschriften, andererseits durch technische Alterungseffekte. Hier sind insbesondere Übergangswiderstände in Klemm- und Steckverbindungen zu nennen. Gerade in Altbauten ist daher die Hinzuziehung fachkundigen Personals zur Bewertung der eigenen Hausinstallation dringend zu empfehlen (und auch ohne anschließende Installation eines Kleinst-PV-Systems eine sinnvolle Maßnahme!). Davon abgesehen sollte in diesen Fällen eine eher kleinere Leistung der angeschlossenen Einzelsysteme geplant werden.

Bei der Auswahl des konkreten Produktes und entsprechenden Händlers sollten Käufer die Angebote gründlich prüfen. Neben generellen Qualitätskriterien für Händler (Erreichbarkeit, Reaktion auf Anfragen, Garantieleistungen, Referenzen) steht dabei die Bereitstellung umfangreicher technischer Angaben (z.B. Datenblätter für Module und Wechselrichter, Anleitungen zur technischen und elektrischen Installation) im Vordergrund, wobei die konkrete Benennung beachteter Normvorschriften besonders wichtig ist. Idealerweise sollten die Erfüllung der österreichischen Normen/Regeln ÖVE/ÖNORM E 8001-712 oder TOR D4 (die sich auf die ÖVE/ÖNORM E 8001-712 beziehen) bestätigt werden. Wichtig ist das Vorhandensein einer „Selbsttätig wirkenden Freischaltstelle“. Auch bereitgestellte Zertifizierungsdokumente unabhängiger Prüfinstitute sind ein gutes Qualitätskriterium.

Für die Installation der Photovoltaikmodule sollten möglichst unverschattete, geneigte oder senkrechte Flächen ausgewählt werden. Dabei kommen neben der klassischen Südausrichtung mit 30 ° Anstellwinkel auch nach Osten oder Westen orientierte Flächen sowie steilere Anstellwinkel bis „senkrecht“ in Frage. Diese führen zwar zu einem geringeren Jahresertrag, jedoch einer gleichmäßigeren Verteilung der Erzeugung über das Jahr und damit tendenziell höherem Eigenverbrauch. Die Ausrichtung ist nach Möglichkeit an die eigenen Lebensgewohnheiten anzupassen (Wann brauche ich den meisten Strom?). Bei Installation von mehreren Systemen (mit mehreren Wechselrichtern) sollten diese an Steckdosen in unterschiedlichen Räumen angeschlossen werden, die getrennt abgesichert sind. Dies vermeidet hohe Leitungsbelastung im Fehlerfall.

Im Fall flexibler Kabelverbindung im Außenbereich sollten UV-beständige Schlauchleitungen für schwere Beanspruchung, z. B. H07RN-F, mit mindestens 1 mm<sup>2</sup> Querschnitt verwendet werden. Keinesfalls sollte man mobile Mehrfachsteckdosen einsetzen, ebenfalls sollten steckergekoppelte Verlängerungsleitungen vermieden werden. Einspeisesteckdose, Stecker und Netzleitung sind vor Regen und sonstigem Spritzwasser zu schützen.

Hinsichtlich der mechanischen Befestigung sollten möglichst Montageteile des Lieferanten verwendet werden, wobei insbesondere Vorgaben zur Statik (z.B. Beschwerung mit Lasten) einzuhalten sind.

Käufer von Kleinst-PV-Anlagen profitieren von den erzeugten Strommengen besonders dann, wenn sie einen großen Anteil im eigenen Haushalt verbrauchen können. Daher ist zu empfehlen, den Betrieb größerer disponibler Lasten (z.B. Waschmaschine, Geschirrspülmaschine usw.) auf einstrahlungsreiche Zeiten zu verlegen. Davon abgesehen sollten sie nach Möglichkeit mit Netzbetreiber oder Stromhändler Vereinbarungen zur Vergütung zurückgespeicherter Strommengen treffen.

## 7.5 Zusammenfassende Fazits

- Aus Sicht der Gutachter sprechen die Festlegungen bzw. Intentionen des Gesetzgebers nach Elektrotechnikgesetz klar für eine Einordnung von Kleinst-PV-Anlagen als „elektrische Betriebsmittel“.
- Aus Sicht der Gutachter führt die Verknüpfung von Kleinst-PV-Anlagen als elektrische Betriebsmittel mit dem Hausnetz weder zu einer wesentlichen Änderung der elektrischen Anlage, noch zu einer wesentlichen Erweiterung dieser.
- Kleinst-PV-Systeme führen typischerweise eher zu einer Entlastung der Hausinstallation als zu einer unzulässigen Belastung.
- Zur Vermeidung von Brandgefahren im Fehlerfall wird eine Leistungsbegrenzung für die Einspeisung auf einer Leitung empfohlen, die sich nach den vorhandenen Kapazitätsreserven der Leitung richtet. Die so motivierte Leistungsbegrenzung liegt im Bereich von 400 W bis 800 W Nennleistung.
- Die Gutachter rechnen auf Sicht der nächsten Dekade mit einem möglichen Ausbau der Kleinst-PV-Systeme in Österreich in der Größenordnung von 100.000 Systemen. Kleinstsysteme mit etwa 250 W Nennleistung werden neben Systemen mit 500 W dominieren. Regulative und finanzielle Rahmenbedingungen können diese Ausbautzahl wesentlich beeinflussen.
- Bei großzügig dimensionierten PV-Kleinanlagen und kleinen Haushaltsverbräuchen kann im Einzelfall bis zur Hälfte der jährlichen PV-Erzeugungsmenge in das Stromnetz zurückgespeist werden. Bei der Mehrzahl der Anlagenkonfigurationen ist jedoch mit einem Eigenverbrauch von über 70% zu rechnen und damit einer Rückspeisung von unter 30%.
- Bei kleineren Haushaltsverbräuchen ist damit zu rechnen, dass die jährlichen Strombezüge auf Grund des Eigenverbrauchs um bis zu 20% sinken. In der Mehrzahl der Fälle liegt die Reduktion des Bezuges (der Autarkiegrad) jedoch eher unter 10%.
- Werden Zähler ohne Rücklaufsperrung eingesetzt, kommt es de facto zu „Net-Metering“. Dies führt bei den Betreibern der Kleinst-PV-Anlagen zu verringertem Strombezug jenseits des Eigenverbrauches. Kleinverbraucher profitieren überdurchschnittlich vom „Net-Metering“ und können so bis zu 13% ihrer Strombezugskosten reduzieren. Systemisch wirkt „Net-Metering“ wie eine Erhöhung des Eigenverbrauches, was eine Ungleichbehandlung gegenüber einem Haushalt mit einer PV-Anlage, bei dem der Energiebezug

korrekt erfasst wird, wäre. Zusätzlich wird die Verlustbilanzgruppe des Netzbetreibers beeinflusst (evtl. kann es zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie kommen).

Bewertung und  
Handlungsempfehlungen

---

- Die Amortisationsdauer liegt im Fall höheren Verbrauches (Familien) sowie Systemkosten von 1.800 Euro pro Kilowatt bei 10 Jahren (250 Wp - System) bzw. 11 Jahren (500 Wp - System). Bei stromsparenden Einzelhaushalten erhöht sich die Amortisationszeit deutlich auf bis zu 13 Jahre bzw. 18 Jahre (250 Wp bzw. 500 Wp). Net-Metering verringert die Amortisationszeit auf etwa 9 Jahre.
- Auf Ebene des Ortsnetztransformators ist nicht mit einer Rückspeisung überschüssiger Erzeugungsmengen aus den Kleinst-PV-Systemen zu rechnen. Kleinst-PV-Systeme sind für den Netzbetrieb ab Mittelspannungsebene aufwärts irrelevant.
- Im Bereich der Niederspannungs-Verteilnetze wird mit einer zeitweisen Reduktion der maximalen Lasten von bis zu 10% durch die Einspeisung der Kleinst-PV-Systeme gerechnet.
- Aggregiert über alle betrachteten Verbraucher (Haushalte) werden im wahrscheinlichsten Szenario jährlich knapp 32 GWh durch die Kleinst-PV-Anlagen erzeugt, von denen durchschnittlich 73% als Eigenverbrauch in den Haushalten konsumiert werden. Der Strombezug aller Haushalte insgesamt reduziert sich hierdurch um etwa 23 GWh bzw. 0,2%.
- Bei Zulassung von „Net-Metering“ (Zähler ohne Rücklaufsperrung) sinkt der Netzbezug um weitere 0,1%, da bilanziell die mit ca. 8,5 GWh erwartete Rückspeisung in dieser Konstellation wie ein zusätzlicher Eigenverbrauch wirkt.
- Im Szenario großer Durchdringung sinkt der Netzbezug um bis zu knapp 1%, im unwahrscheinlichen Extremszenario um bis zu knapp 3%. Bis auf das Extremszenario ist der bezugssenkende Einfluss von „Net-Metering“ prozentual sehr gering (0,1% bis 0,2%), lediglich im Extremszenario kann mit einer Bezugssenkung im Prozentbereich gerechnet werden.
- Die PV-Erzeugung in einstrahlungsreichen und einstrahlungsarmen Jahren unterscheidet sich in der Größenordnung von 10%. Bei höherer Einstrahlung steigt der Eigenverbrauch leicht unterproportional, während die Rückspeisung überproportional zunimmt.
- Im Referenzfall wird in Österreich Strom im „Wert“ von 4,0 Mio. durch die Besitzer von Kleinst-PV-Anlagen als Eigenverbrauch genutzt (bei Net-Metering 5,4 Mio. Euro). Dies ist im Verhältnis zu sehen zu einem Gesamtumsatz (Brutto-Stromkosten) von knapp 2,4 Mrd. Euro für alle Haushaltskunden in Österreich.
- Angesichts der im Vergleich zur österreichischen Kraftwerkskapazität von 24 GW sehr geringen zu erwartenden Summen-Nennleistung von 35 MW für Kleinst-PV-Anlagen im Referenzszenario – auch die 100 MW Summen-Nennleistung im Szenario „große Durchdringung“ sind noch sehr klein – kann man ein Risiko für die Netzstabilität durch Kleinst-PV-Anlagen ausschließen.

- Um das Produkt „Kleinst-PV-Anlage“ aus der technisch-rechtlichen Grauzone zu holen, sollten die system- und sicherheitsrelevanten Anforderungen der Norm ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 in geeigneter Form auch für das Produkt „Kleinst-PV-Anlage“ verpflichtend gemacht werden. Dies könnte vermutlich am schnellsten über eine Erweiterung des Anwendungsbereiches und Einführung eines entsprechenden Abschnitts in der ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 erfolgen.
  
- Die Gutachter sehen zusammenfassend den Betrieb von Kleinst-PV-Anlagen in Österreich als technisch unproblematisch, sofern die entsprechenden Rahmenbedingungen und Empfehlungen eingehalten werden. Eine Gefährdung des Netzbetriebes ist ausgeschlossen, sofern die heute für reguläre Anlagen geltenden Anforderungen an die Netzschutzparameter nach TOR D4 erfüllt werden.

Bewertung und  
Handlungsempfehlungen

---

- ABB. (2010). *Ihre Verantwortung wächst mit der NIN-2010 (Schweiz)*. Baden / Lausanne, Schweiz: ABB.
- ABB. (2014). *Ihre Verantwortung. Mit dieser Broschüre wächst Ihr Wissen über den richtigen Einsatz von Fehlerstrom-Schutzschaltern. ÖVE/ÖNORM E 8001 (Österreich)*. Wien (Österreich): ABB.
- AEconversion GmbH & Co. KG. (2016). *AEconversion Micro-Inverter (Produktüberblick)*.
- APCS Power Clearing & Settlement. (2016). *Synthetische Lastprofile*. Abgerufen am 2016. 04 22 von <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>
- Biermayr, P., Eberl, M., & al., e. (11 2015). Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2014. (I. u. Bundesministerium für Verkehr, Hrsg.) *Berichte aus Energie und Umweltforschung*.
- Bundesnetzagentur. (2016). *Informationen zum PV-Meldeportal der Bundesnetzagentur*. Abgerufen am 25. 05 2016 von <https://app.bundesnetzagentur.de/pv-meldeportal/>
- Bundesverband Photovoltaic Austria. (02. 06 2016). *Photovoltaik: Ausbaumenge 2015 gehalten*. Abgerufen am 20. 06 2016 von [http://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20160602\\_OTS0125/photovoltaik-ausbaumenge-2015-gehalten-bild](http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20160602_OTS0125/photovoltaik-ausbaumenge-2015-gehalten-bild)
- DKE VDE DIN. (23. 04 2013). *Gefahren durch Einspeisung in Endstromkreise*. Abgerufen am 24. 05 2016 von <http://www.dke.de/de/Service/Installationstechnik/Seiten/Verlautbarungzue-fahrendurchEinspeisunginEndstromkreise.aspx>
- Drews, H.-H. (2012). Ein sicheres Zuhause. (IFS, Hrsg.) *schaden prisma*(4/2012), 4-7.
- E-Control Österreich. (2016). *E-Control Tarifkalkulator*. Abgerufen am 04. 06 2016 von <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator>
- E-Control Österreich. (2016). *Lieferanten und Preise*. Abgerufen am 04. 05 2016 von <http://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>
- E-Control Österreich. (28. 01 2016). *Zusammensetzung Strompreis - Haushalt mit Jahresverbrauch von 3.500 kWh Strom, Wien*. Abgerufen am 25. 05 2016 von <http://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>
- Fischer, D., Härtl, A., & Wille-Hausmann, B.-W. (2015). Model for electric load profiles with high time resolution for German households. *Energy and Buildings, Volume 92*, 170-179.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Systemtechnik. (01. 12 2012). *Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte*. Abgerufen am 21. 04 2016 von <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-Infothek/publikationen/uebersicht/2012/leistungsbegrenzung-bei-pv-anlagen---anpassung-der-modellierungs.html>
- Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.v. (GDV). (2000). *Kunststoffe, Eigenschaften, Brandverhalten, Brandgefahren*. Köln: VdS.
- Hinterstocker, M., von Roon, S., & Rau, M. (2014). Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt. *13. Symposium Energieinnovation 12.-14.2.2014*. Graz, Österreich.

- Institut für Schadensverhütung und Schadenforschung. (2015). *IFS-Brandursachenstatistik 2015*. Abgerufen am 24. 05 2016 von <http://www.ifs-ev.org/schadenverhuetung/ursachstatistiken/brandursachenstatistik/>
- Kiefer, G., & Schmolke, H. (2011). *VDE 0100 und die Praxis*. Berlin: VDE Verlag.
- Laukamp, H. E. (2004). Stromüberschüsse aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz – ein technisches Problem? *Tagungsband 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2004.
- Lucks, K., & Voigtländer, D. R. (2009). Brandgefahren durch elektrische Haushaltsgeräte. *IFS Schadenprisma*, 3/2009.
- Marty, D. (2014). *Plug-&-Play-Photovoltaikanlagen, Begrenzung der Leistung freizügig steckbarer Photovoltaikanlagen*. Fehraltorf, Schweiz: Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI.
- oekostrom AG. (01. Oktober 2015). *simon (R)*. Abgerufen am 23. 05 2016 von <http://oekostrom.at/press/oekostrom-ag-simon-ist-erfolgreichstes-crowdfunding-projekt-osterreichs/>
- oesterreichs energie. (2014). *TAEV 2012: Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 V, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften. Austauschblätter 2014*. Wien: oesterreichs energie.
- oesterreichs energie. (2015). *Strom: Der flexible Erzeugungsmix in Österreich*. Abgerufen am 25. 05 2016 von <http://oesterreichsenergie.at/daten-fakten/statistik/stromerzeugung.html>
- oesterreichs energie. (2016). *PV-Kleinstenerzeugungsanlagen - vereinfachtes Verfahren*. Abgerufen am 20. 06 2016 von <http://oesterreichsenergie.at/branche/stromnetze/pv-kleinstenerzeugungsanlagen-vereinfachtes-verfahren.html>
- Österreichischer Verband für Elektrotechnik. (2005). *Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis 51000 V und 41500 V, Teil 3-41: Beschaffenheit, Bemessung und Verlegung von Leitungen und Kabeln – Bemessung von Leitungen und Kabeln in mechanischer und elektrischer Hinsicht – Überstromschutz*. Wien: ÖVE.
- Österreichischer Verband für Elektrotechnik ÖVE. (2005). [17] *ÖVE/ÖNORM IEC 60884-1 Ausgabe: 2005-09-01; Stecker und Steckdosen für den Hausgebrauch und ähnliche Zwecke, Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 60884-1:2002)*. Wien: ÖVE.
- Österreichischer Verband für Elektrotechnik ÖVE. (2005). *ÖVE-EN 1 Teil 3, ÖVE-EN 1 Teil 3 § 41.3, neu ÖVE/ÖNORM E E 8001-3-41, Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis 5 1000 V und 4 1500 V , Teil 3-41: Beschaffenheit, Bemessung und Verlegung von Leitungen und Kabeln*. Wien: ÖVE.
- Österreichischer Verband für Elektrotechnik ÖVE. (2014). *ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 - Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen - Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen*. Wien: ÖVE.
- Österreichisches Elektrotechnisches Komitee. (2013). Überblick über die Anwendung von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen in Niederspannungsanlagen gemäß den in Österreich geltenden anerkannten Regeln der Technik. *Fachinformation des Österreichischen Elektrotechnischen Komitees – OEK, Fachinformation des Technischen Subkomitees TSK IS 23E*.
- Pankrath, V. (2015). Eine „heimtückische“ Brandgefahr: Die fehlerhafte elektrische Verbindung. *IFS Schadenprisma* (3/2015).
- Scheffler, J. (2002). *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. Chemnitz, 2002: Dissertation, TU Chemnitz.

- Statistik Austria. (16. 11 2015). *GESAMTEINSATZ ALLER ENERGIETRÄGER 2013/2014 IN GIGAJOULE*. Abgerufen am 18. 05 2016 von [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobiltaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energieeinsatz\\_der\\_haushalte/022680.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobiltaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/022680.html)
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. VDE. (2011). *VDE 0100-551:2011-06 Errichtung von Niederspannungsanlagen - Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Andere Betriebsmittel - Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen*. VDE.
- wieland. (2016). *Rundsteckverbinder Photovoltaik*. Abgerufen am 25. 05 2016 von <http://www.wieland-electric.com/de/produkte/rundsteckverbinder-photovoltaik>
- Wille-Haussmann, B., Link, J., Sabo, A., & Wittwer, C. (2012). Eigenstromnutzung – Fluktuation von Strahlung und Last. (OTTI, Hrsg.) 27. *Symposium Photovoltaische Solarenergie*.

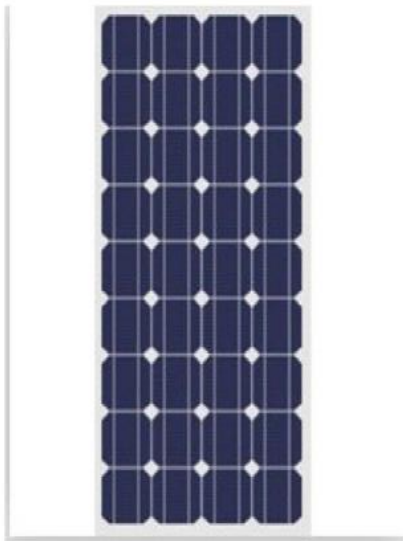
9.1 Datenblatt PV Modul BLD M31PCS-150W



**solar**  
贝立德

**Zhejiang BLD Solar Technology CO.,LTD**  
ADD:Qinggang Industrial Zone,Yuhuan,Zhejiang,317606 China

**M36PCS-165W 160W 155W 150W Product Specification**



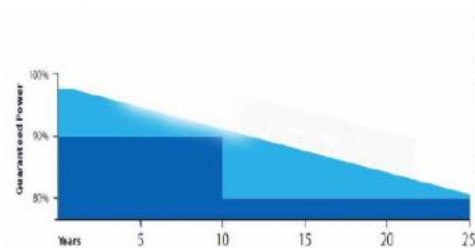
- Industry leading module power output warranty
- International quality, safety and performance certifications
- Manufacturing facility certified to ISO9001 Quality Management System standards
- Beautiful appearance, good durability & easy installation
- Special design in accordance with requirements of customers

**CERTIFICATES**



**WARRANTIES**

- 10 years for product defects in materials&workmanship
- 10 years for 90% of warranted minimum power output
- 25 years for 80% of warranted minimum power output



25 years linear warranty

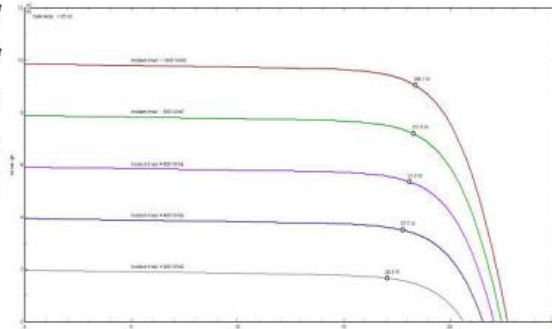




**Electrical parameters at Standard Test Conditions**  
(STC:AM=1.5, 1000W/m<sup>2</sup>, cells Temperature 25 °C)

**I-V CURVE**

Typical Type	165W	160W	155W	150W
Max-Power (Pmax) w	165W	160W	155W	150W
Max-Power Voltage (Vmp)	18.92	18.89	18.66	18.6
Max-Power Current (Imp)	8.72	8.47	8.3	8.06
Open-Circuit Voltage (Voc)	22.71	22.67	22.39	22.3
Short-Circuit Current (Isc)	9.85	9.57	9.37	9.1
Max-System Voltage	DC1000V			
Cell efficiency (%)	19.75	19.16	18.56	18



**MECHANICAL DATA**

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

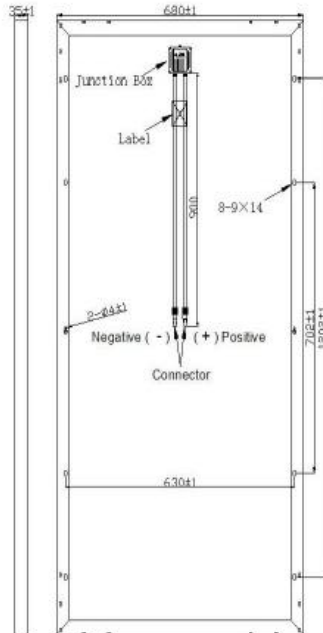
Dimensions	1482*680*35mm
Weight	12kgs
Front Glass	3.2 mm tempered glass
	TUV (2Pfg1169:2007)
Output Cables:	4mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), symmetrical lengths 900mm
Connectors:	MC4 compatible IP67
cell type:	Mono Crystalline silicon, 156mmx156mm
Number of cells:	36cells in series

Temp.Coeff.of Isc(TK Isc)	0.037% / °C
Temp.Coeff.of Voc(TK Voc)	(-0.34%) / °C
Temp.Coeff.of Pmax(TK Pmax)	(-0.48%) / °C
Operating Temperature	(-40~+85)°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

**PACKING CONFIGURATION**

Container	20'GP	40'GP	40'HQ
Pieces per Pallet	64	64	80
Pallets per Container	7	15	15
Pieces per Container	448	960	1200

**DIMENSIONS AND STRUCTURE**



**TESTS, CERTIFICATIONS AND WARRANTIES**

Standard tests	IEC 61215, IEC 61730
System certs	ISO 9001, ISO 14001
Certifications	TUV, CE, MCS, PV CYCLE, CEC, CHUBB
Extreme wind and snow loads testing	withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)
Positive tolerance	0-+3%
Junction Box	≥ IP65 Rated
Warranties	10-year material and workmanship and 25-year output at least 80%.

## 9.2 Liste von Produkten

Anhang

### Marktübersicht – Übersicht über recherchierte Produkttypen

Name/Typ	Hersteller	Nennleistung (AC) [W]	Nennleistung (DC) [W]	Modultyp	Wechselrichtertyp
Balkonkraftwerk Bürger-Guerilla-PV-Anlage	München Solar	480	2x 250	Hanwha HSL 60 Poly Black	AE Conversion MicroInverter INV500-90
Haus-Solaranlage 260 Wp - plug and play	VWA-Deutschland	240	260	VWA-260 WP	AE Conversion MicroInverter INV250-45
Home PV Kompetenzset 250 Wp	RES Renewable Energy Systems GmbH (AT)	k.A.	250	k.A.	vermutlich: AE Conversion MicroInverter INV250-45EU
Mini PV-Anlage	ichStrom.de (Patrick Cousins Autarke StromSysteme)	240	250	EGing EGM 195W	AE Conversion MicroInverter INV250-45EU
miniJOULE Single - ENECSYS195	Minijoule / GP Joule (D)	185	190-205	ZXM5	SMI-S200W-72
miniJOULE Single - IENERGY195	Minijoule / GP Joule (D)	230	190-205	ZXM5	i-Micro inverter GT 260 - germany
miniJOULE Single - LETRIKA195	Minijoule / GP Joule (D)	260	200-275	ZXM5	Letrika Solar Micro Inverter 260
miniJOULE Single XL - ENPHASE250	Minijoule / GP Joule (D)	215	190-270	CS6P	Enphase M215
Plug & Play Stealth 2.0	Plug&PlaySolar (USA)	216	250	k.A.	k.A.
Plug & Save Light System	Sun Invention (UK), vermutlich Tochter von SI Global Innovation	235	195	k.A.	k.A.
==> deutsche Version vom Plug & Save Light System	SI Global Innovation (USA)	235	200	k.A.	k.A.
Plug and Play Solar Komplettanlage 520	swiss Embedded GmbH (Schweiz)	480	2 x 265	Axitec AC-265P/156-60 S poly	AEConversion INV500-90EU RS485
Plug&Play Kit 210 Watt für Netzeinspeisung	go Solar GmbH / solarenergy-shop (Schweiz)	235	210	Ja Solar SECIUM Mono 210	PowerGrid 310 (tatsächlicher WR Typ nicht feststellbar, evtl. StecaGrid 300?)
Plug-In Modul 250 Wp	Casatecnica-Toscana (Italien)	240	250	evtl. SCHOTT PERFORM POLY 245	k.A.
Simon	oekoström AG Wien	150	150	k.A.	AE Conversion MicroInverter INV150-35
Solarfix Plug and Play	BELECTRIC PV-Dachsysteme Thüringen GmbH (firmiert auch als Solarfix)	240	260	REC 260 PE	AE Conversion MicroInverter INV250-45EU
solar-pac 245 Fassade Plug & Play ECO (	Infinitem Energie GmbH Köln	220	250	boviet BVM6610P	Micro Replus-250
solarwachtel	raymann kraft der sonne® (AT)	k.A.	k.A.	k.A.	vermutlich Enphase M250
Solarzweig® 245	Solarzweig® (D)	240	250	Luxen Solar LNSE-245M	AE Conversion MicroInverter INV250-45
Solo Solar Plug and Play	pluggedsolar (USA)	k.A.	240	k.A.	k.A.
Steckdosen PV-Paket	SBVWV GmbH (D)	250	250	Q.PRO-G3 250-265	ABB MICRO-0 25/0.3-OUTD
Steckdosenmodul	Solar Info Zentrum Neustadt/WW	250	240	ASM Compact 250W	vermutlich: AE Conversion MicroInverter INV250-45EU
Steckerfertige Solarmodule	J.v.G. Thoma GmbH (D)	250	250	evtl. eigene Module	k.A.
SUNpay®-Solaranlage	SUNSET Energietechnik GmbH	240	250	PX 250/60	SUNpay 250-45 (verm. Identisch AE Conversion INV250-45)
<b>Vermutlich nicht mehr am Markt</b>					
Mitro compact	Ritter Elektronik GmbH	240	250	Sopray SR-156M	Mitrino 250-45EU
miniJOULE Single - AECONVERSION 195	Minijoule / GP Joule (D)	240	195	ZN 195 Wp	ConversionMicroInverter INV250-45

**Marktübersicht als Excel-Datei:**

Anhang

---



Marktuebersicht\_AC-  
Module\_20160520\_TI

### 9.3 Eigenverbrauch und Autarkie

Die folgenden Tabellen zeigen für verschiedene Kombinationen zwischen Verbraucherprofilen sowie Größe, Ausrichtung und Neigung der PV-Kleinstsystems die jährlichen Eigenverbrauchsanteile sowie Autarkiegrade. Basis der Berechnungen sind die gemittelten synthetischen Lastprofildate (Minutenwerte).

PV-System: 250 W, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	73,1	10,7	69,8	13,1	74,7	11,0
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	81,9	6,6	82,6	8,6	85,6	7,0
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	79,3	7,5	78,0	9,4	81,6	7,7
<b>Familie (4 Personen)</b>	89,2	4,2	90,3	5,6	92,9	4,5

PV-System: 500 W, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	53,9	15,7	49,4	18,5	55,9	16,4
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	68,2	10,9	68,0	14,0	73,4	11,8
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	62,2	11,7	59,3	14,3	65,5	12,3
<b>Familie (4 Personen)</b>	79,4	7,6	80,7	9,9	85,5	8,2

PV-System: 250 W, 90° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	80,2	7,1	78,2	10,2	82,3	7,5
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	84,8	4,2	89,4	6,5	90,2	4,6
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	85,0	4,9	86,2	7,3	87,3	5,2
<b>Familie (4 Personen)</b>	91,2	2,7	95,1	4,1	96,2	2,9

PV-System: 500 W, 90° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>Einzelperson (berufstätig)</b>	63,3	11,3	57,8	15,1	66,4	12,2
<b>2-Personen (nicht berufstätig)</b>	72,2	7,1	76,8	11,0	80,6	8,2
<b>2-Personen (berufstätig)</b>	70,3	8,1	68,6	11,5	75,1	8,9
<b>Familie (4 Personen)</b>	82,3	4,8	87,9	7,5	91,7	5,5

SLP Gewerbe, PV-System: 500 W, 30° geneigt						
Ausrichtung	Ost		Süd		West	
Verbrauch [kWh]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]	Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
<b>1000</b>	72,3	34,1	64,2	39,1	69,8	32,9
<b>1500</b>	87,9	27,7	81,0	32,9	84,8	26,7
<b>2000</b>	93,9	22,2	90,0	27,4	92,5	21,8
<b>2500</b>	95,8	18,1	93,8	22,9	95,2	18,0
<b>3000</b>	97,2	15,3	95,7	19,5	97,0	15,2
<b>4000</b>	99,2	11,7	98,4	15,0	99,0	11,7
<b>5000</b>	99,9	9,4	99,8	12,2	99,8	9,4

## 9.4 Details Stromtarif

Anhang

Für die ökonomischen Rechnungen wurde der Tarif OPTIMA mit den Kostenpositionen zum Stand Juni 2016 verwendet.  
Quelle der Informationen: E-Control Tariffkalkulator.

Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG

Produktname  
OPTIMA (Strom)

Tarifart  
Eine Tarifzeit

Verbrauch  
3.059 kWh/Jahr

Netzbetreiber  
Wiener Netze GmbH

Wien Energie  
Kundendienstzentrum



Spittelauer Lände 45 (U4/U6 Station Spittelau - Ausgang Verkehrsamt), 1090 Wien

Tel: 0800 500 800  
Fax: 0800 500 801  
E-Mail: [info@wienenergie.at](mailto:info@wienenergie.at)  
web: <http://www.wienenergie.at>



### OPTIMA (Strom)

Energiepreis	204,18
Arbeitspreis gesamt	189,18
Grundpauschale	15,00
Netztarif	181,56
Netznutzungsentgelt	
Arbeitspreis	118,69
Leistungspauschale	24,60
Netzverlustentgelt	12,11
Entgelt für Messleistungen	26,16
Steuern und Abgaben	162,76
Elektrizitätsabgabe	45,88
Ökostrompauschale	33,00
Ökostromförderbeitrag	59,48
KWK-Pauschale	1,25
Gebrauchsabgabe Energie	12,25
Gebrauchsabgabe Netz	10,89
<b>Summe</b>	<b>548,50</b>
<b>Nettogesamtpreis</b>	<b>548,50</b>
Umsatzsteuer	109,70
<b>Bruttogesamtpreis</b>	<b>658,20</b>

### Preisdetails

#### OPTIMA (Strom)

##### Arbeitspreis (exkl. USt.) - Staffelmodell

0 - 100.000 kWh                      6,18 Cent/kWh

##### Grundpauschale (exkl. USt.)

0 - 100.000 kWh                      1,25 Euro/Monat

## 9.5 Begriffe und Abkürzungen

Die Verwendung der in der Studie gebrauchten Fachbegriffe orientiert sich im Wesentlichen an den Begriffsbestimmungen gemäß „Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010)“.

Einige in der Studie verwendeten Begriffe und Abkürzungen sollen im Folgenden herausgehoben bzw. ihre spezielle Verwendung im Rahmen des Gutachtens beschrieben werden.

### **Amortisationszeit (Jahre)**

Zeitliche Dauer bis zu dem Zeitpunkt, zu dem anfängliche Aufwendungen für ein Objekt durch dadurch entstehende Erträge gedeckt werden.

In der vorliegenden Studie stand die betriebswirtschaftliche Amortisation nicht im Vordergrund, so dass nur eine grobe Abschätzung durch Vergleich eingesetzter Kosten und erzielter Rückflüsse/Einsparungen vorgenommen wurde. Für eine genauere Kapitalrückflussrechnung wären kalkulatorische Zinsen, jährliche Abschreibungsbeträge und weitere Parameter zu berücksichtigen.

### **Autarkiegrad (%)**

Der in der Regel prozentual angegebene Autarkiegrad bezeichnet den Anteil des lokalen Haushaltsverbrauches, der durch zeitgleiche Eigenerzeugung (bzw. Lieferung aus lokalen Speichersystemen) gedeckt werden kann. Nicht selten wird „Autarkie“ auch als bilanzielle Autarkie verstanden, bei dem Erzeugung und Verbrauch akkumuliert über einen längeren Zeitraum betrachtet werden. Diese Interpretation spielt aber für die vorliegende Studie keine Rolle.

### **Bilanzgruppe, Netzverlustbilanzgruppe**

In einer kommerziellen Bilanzgruppe werden gemäß Begriffsdefinition im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung von elektrischer Energie (Bezugsfahrpläne, Einspeisung) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisung) von elektrischer Energie erfolgt. Des Weiteren ist jeder Verteilnetzbetreiber zur Errichtung einer besonderen Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste (Netzverlustbilanzgruppe) verpflichtet.

(Auszug aus: E-Control: Das österreichische Strommarktmodell, <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/1490db94-6514-4edd-a007-e38f0c33276e>)

### **Eigenverbrauch (kWh oder %):**

Unter dem Eigenverbrauch einer dezentralen Stromerzeugungsanlage wird in der vorliegenden Studie der Erzeugungsanteil verstanden, welcher lokal ohne abrechnungstechnisch relevante Erfassung im Stromzähler verbraucht wird. Typisch ist beispielsweise die Deckung eines Teils des momentanen Haushaltsverbrauches durch die momentane Erzeugung aus einer Photovoltaikanlage. Technische Besonderheiten können bei Rückspeisung auf einer Phase und zeitgleichem Bezug auf einer anderen Phase auftreten, die jedoch im vorliegenden Kontext nicht zu betrachten sind.

### **Engpassleistung (kW):**

Anhang

---

Technisch maximal erreichbare Dauerleistung eines Erzeugers.  
Für die Bezugnahme auf das vorliegende Gutachten siehe ausführliche Darstellung in Kapitel 5.1.

### **ENTSOE**

European Network of Transmission System Operators for Electricity,

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber

ENTSOE repräsentiert 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 europäischen Ländern. Der Verband hat u.A. Anforderungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen erarbeitet, die von den Mitgliedsländern der EU verpflichtend in nationale Regelungen übernommen werden müssen.  
(siehe auch NC RfG)

### **ETG**

Elektrotechnikgesetz  
(Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik)

Österreichisches Gesetz zu elektrotechnischen Anlagen und Geräten  
Die aktuelle Novelle stammt von 2015.

### **NC RfG**

Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators

ein von ENTSOE erarbeitetes Dokument mit Anforderungen für den Netzanschluss und Netzparallelbetrieb für Erzeugungsanlagen

### **Net-Metering**

Technische Variante der Strommengenmessung von Endkunden, bei der rückgespeiste Strommengen aus Eigenerzeugung zu einer entsprechenden Verringerung der erfassten Verbrauchsmengen führen. In der Regel kommt es dann zu (ungewolltem) Net-Metering, wenn die Stromzähler nicht über eine Rücklaufsperrung verfügen, was häufig bei Ferraris-Zählern der Fall ist.

### **ÖVE**

Österreichischer Verband für Elektrotechnik

Der ÖVE arbeitet über die Abteilung „Österreichisches Elektrotechnisches Komitee“ (OEK) als Vertreter der österreichischen Wirtschaft in den europäischen und internationalen Gremien zur elektrotechnischen Normung mit.

### **Peakleistung Photovoltaik (kWp):**

Es handelt sich um die höchstmögliche Leistung, die eine Solarzelle bzw. Solaranlage unter bestimmten Bedingungen erzielt. Zur Bestimmung der Peakleistung werden als Standardtestbedingungen eine Sonneneinstrahlung von 1.000 W/qm, eine Umgebungstemperatur von 25°C und eine Windgeschwindigkeit



von 1m/s angesetzt. Dies soll den idealen Umgebungsbedingungen beim Betrieb einer installierten Solarzelle entsprechen. Die Peakleistung wird in Watt Peak (Wp), Kilowatt-Peak (kWp) oder Mega-Watt-Peak (MWp) angegeben. Einige Hersteller bezeichnen die Peakleistung auch als Nennwert oder Nennleistung.

Anhang  
.....

(Quelle: <http://www.top50-solar.de/de/lexikon/peakleistung.html>)

## **RCD**

Residual Current Device

Fehlerstromschutzeinrichtung oder Fehlerstrom-Schutzschalter, früher auch FI-Schalter

Ein Schutzgerät, das Erdfehlerströme erkennen und abschalten kann wie sie z.B. bei Berühren von defekten Elektrogeräten auftreten können