

Vermessung des frequenzabhängigen Verhaltens von Niederspannungsnetzen im Inselnetzbetrieb und Nachbildung mit Daten des Marktstammdatenregisters

Sebastian Seifried¹⁽¹⁾, Tobias Lechner⁽¹⁾, Dominik J. Storch⁽¹⁾, Simon Fischer⁽¹⁾,
Claudia Bernecker-Castro⁽²⁾, Johanna Timmermann⁽²⁾, Kathrin Schaarschmidt⁽³⁾,
Ingo Fischer⁽⁴⁾, Michael Finkel⁽¹⁾, Rolf Witzmann⁽²⁾

⁽¹⁾ Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,
Tel.: +49 821 5586-3639, sebastian.seifried@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

⁽¹⁾ TU München, Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland,
Tel.: +49 089 2890, www.een.ei.tum.de

⁽³⁾ LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, Deutschland,
Tel.: +49 821 328-0, www.lew-verteilnetz.de

⁽⁴⁾ AVS Aggregatebau GmbH, Salemstraße 43, 89584 Ehingen-Stetten, Deutschland,
Tel.: +49 7393 9507-0, www.avs-aggregatebau.de

Kurzfassung:

Im Forschungsprojekt LINDA wurde ein Konzept zur Notstromversorgung Kritischer Infrastrukturen mit Hilfe von Inselnetzen entwickelt. Ein Führungskraftwerk bildet in einem vom Verbundnetz abgetrennten Netzgebiet ein Inselnetz, in dem alle Erzeugungsanlagen und Verbraucher am Netz verbleiben. Der Wirkleistungsausgleich geschieht über das frequenzabhängige Erzeugerverhalten, welches in den Netzanschlussrichtlinien definiert ist, am Netz ohne zusätzliche Kommunikationsverbindung. Hierfür ist es notwendig, das Verhalten von Erzeugungsanlagen im Netz bei sich ändernder Frequenz zu kennen. Während der letzten Jahre, wurden die Netzanschlussrichtlinien fortlaufend weiterentwickelt, um einen stabilen Netzbetrieb garantieren zu können. Dies bedeutet, dass das Verhalten im erweiterten Frequenzbereich jeder Erzeugungsanlage im Netz vom jeweiligen Inbetriebnahmedatum abhängt. Während des Folgeprojekts LINDA 2.0 [1] wird eine Methodik entwickelt um das Verhalten von Erzeugungsanlagen (hauptsächlich PV-Anlagen) in einem bestimmten Netzbereich zu prognostizieren. Diese Erkenntnisse sind für den Netzwiederaufbau von großer Relevanz. Mit einer Netzersatzanlage wird die Frequenz im erweiterten Frequenzbereich variiert, um das Verhalten von verschiedenen Niederspannungsnetzen zu ermitteln. Anschließend wird dieses Verhalten mit einer Abschätzung auf Basis des Marktstammdatenregisters verglichen.

Keywords: Inselnetzbetrieb, Photovoltaikanlagen, Netzanschlussrichtlinien, Frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung, Feldversuch, LINDA 2.0

¹ Jungautor

1 Einleitung

Mit einer Netzersatzanlage wird während Netzersatzversorgungseinsätzen die Frequenz im versorgten Netz zwischen 50 Hz und 51,7 Hz variiert und gleichzeitig die Leistungsänderung am Verknüpfungspunkt des Niederspannungsnetzes aufgezeichnet. Anhand der aufgenommenen Daten wird analysiert, wie sich die Wirkleistungsaufnahme/-abgabe des Netzes bei unterschiedlicher Inselnetzfrequenz verändert. Es wird angenommen, dass in den untersuchten Netzen die frequenzabhängige Änderung der Wirkleistung durch die Leistungsreduzierung und Netztrennung von PV-Anlagen die Wirkleistungsaufnahme von Lasten dominiert ($k_{pf} < 0.5 \text{ \%/Hz}$ [2]). Daher wird das frequenzabhängige Verhalten von Lasten in dieser Untersuchung vernachlässigt.

Anschließend werden alle PV-Anlagen, die im Marktstammdatenregisters (MaStR) der jeweiligen Verwaltungseinheit zugeordnet sind, anhand des Inbetriebnahmedatums und der Anlagengröße einer Netzanschlussrichtlinie zugeordnet. Es wird analysiert, in wieweit das Verhalten eines Netzbereichs während Überfrequenzsituationen mit öffentlich zugänglichen Daten abgeschätzt werden kann.

2 Netzanschlussrichtlinien in Deutschland im Überblick

Durch die zunehmende Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) während der letzten Jahre wurden die technischen Netzanschlussrichtlinien (TAR) für das Niederspannungsnetz fortlaufend angepasst um einen stabilen Netzbetrieb zu garantieren. In den TAR ist vorgegeben, wie sich Anlagen am Netz zu verhalten haben, wenn die Netzfrequenz von ihrem nominalen Wert von 50 Hz abweicht. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Normen für DEAs im Niederspannungsnetz, die während der Netzvermessungen in den Netzen zu erwarten sind.

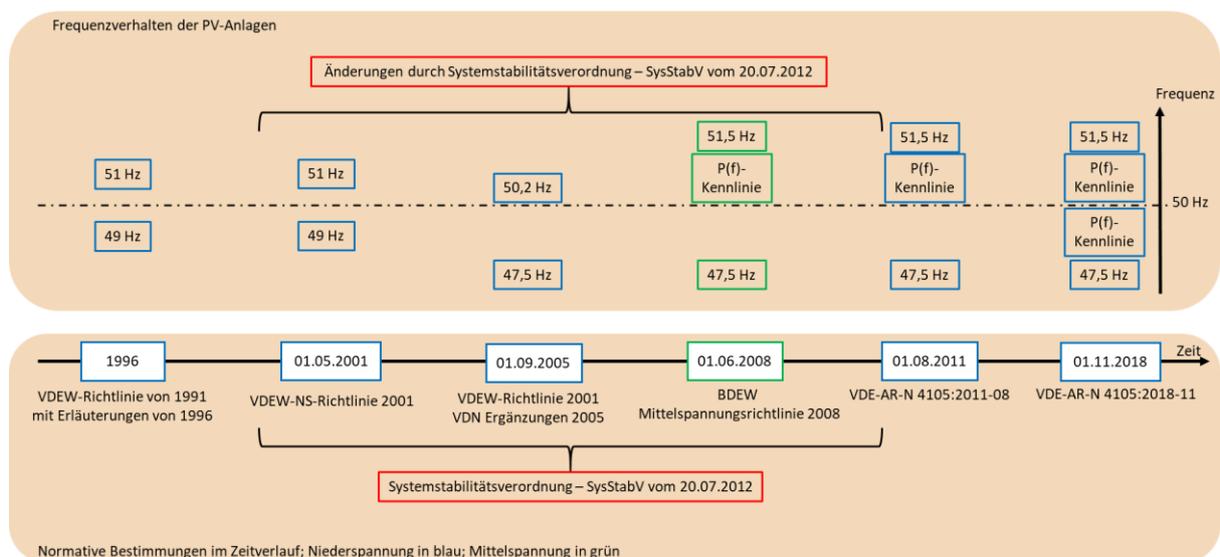


Abbildung 1: Übersicht zu den in Deutschland gültigen technischen Netzanschlussrichtlinien für Erzeugungseinheiten seit 1996 im Überblick

Im unteren Bereich von Abbildung 1 sind die Geltungszeiträume von Normen für DEAs im NS-Netz dargestellt. Der obere Bereich visualisiert das frequenzabhängige Verhalten von DEAs. Hierbei stellen die Zahlen im oberen Bereich der Abbildung die Schaltschwellen dar, bei denen sich die DEAs vom Netz trennen. Ist ein Kasten eingefügt, in dem „ $P(f)$ -Kennlinie“ notiert ist, bedeutet dies, dass die DEAs ihre Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Frequenz anpassen müssen. Eine blaue Umrahmung stellt eine Norm für die Niederspannung dar, eine grüne Umrahmung gilt für die Mittelspannung. Anlagen, die zwischen 2001 und 2011 in Betrieb genommen wurden, fallen bei einer bestimmten Anlagengröße unter die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), die 2012 in Kraft getreten ist, um dem 50,2 Hz Problem ([3]) entgegenzuwirken. Bei der Nachrüstung der PV-Wechselrichter wurden verschiedene Möglichkeiten vorgegeben, wie diese durchzuführen ist. Wenn es nicht möglich war, ein Rampenverhalten zu hinterlegen, musste eine Schaltschwelle zwischen 50,2 Hz und 51,0 Hz bei Wechselrichtern in der Niederspannung eingestellt werden. War auch dies nicht möglich, musste keine Anpassung durchgeführt werden. Zusätzlich konnte auf eine Anpassung nach der SysStabV verzichtet werden, wenn die „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ [4] eingehalten wurden. Entsprechend dieser Übergangsregelung wird ebenfalls eine Überfrequenzabschaltung an einer Schaltschwelle zwischen 50,3 Hz und 51,5 Hz vorgeschrieben. Alternativ war auch die Implementierung einer frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion entsprechend der BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ zulässig. [5]

3 Vermessung eines realen Netzes und Ableitung des aggregierten PV-Anlagenverhaltens

In diesem Abschnitt wird erklärt, wie die Messdaten bei der Frequenzanhebung und anschließenden Frequenzabsenkung aufbereitet werden, um das aggregierte PV-Anlagenverhalten zu ermitteln. Die verwendeten Messdaten zur Vorstellung des Vorgehens in diesem Abschnitt beziehen sich auf den Datensatz eines Feldeinsatzes. In Abschnitt 4 wird erklärt, wie das aggregierte Netzverhalten auf Basis des MaStR ermittelt wird. Anschließend werden in Abschnitt 5 die Ergebnisse der Messungen und der MaStR-Schätzung gegenübergestellt.

3.1 Netztrennung von PV-Anlagen bei steigender Frequenz

Während des Netzersatzbetriebs wird die Inselnetzfrequenz wiederholt von 50,0 Hz auf 51,7 Hz erhöht und gleichzeitig die Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt aufgezeichnet. Die Netzersatzanlage ist mit einer Lastbank ausgestattet, die automatisch die Last erhöht, sobald die im Netz erzeugte Leistung die Last übersteigt. Die Messstelle des Netzverknüpfungspunktes befindet sich zwischen Netz und Netzersatzanlage, folglich hat die Lastbank für diese Arbeit keine weitere Bedeutung. Das Ersatzschaltbild mit Zählpfeilen und dem Messpunkt sind in Abbildung 2 dargestellt.

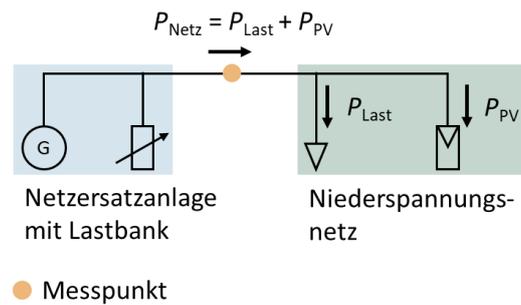


Abbildung 2: Ersatzschaltbild mit Zählpfeilen

Der Median der violett eingekreisten Messpunkte im linken Diagramm von Abbildung 3 wird verwendet, um die Summenleistung ($P_{\text{Last}} + P_{\text{PV}}$) des Netzes zu ermitteln. Gleichermaßen wird der Median der grün markierten Messpunkte als Last verwendet. Die Änderung der Residuallast während der Frequenzanhebung entspricht der Leistungsreduktion der im Netz befindlichen PV-Anlagen.

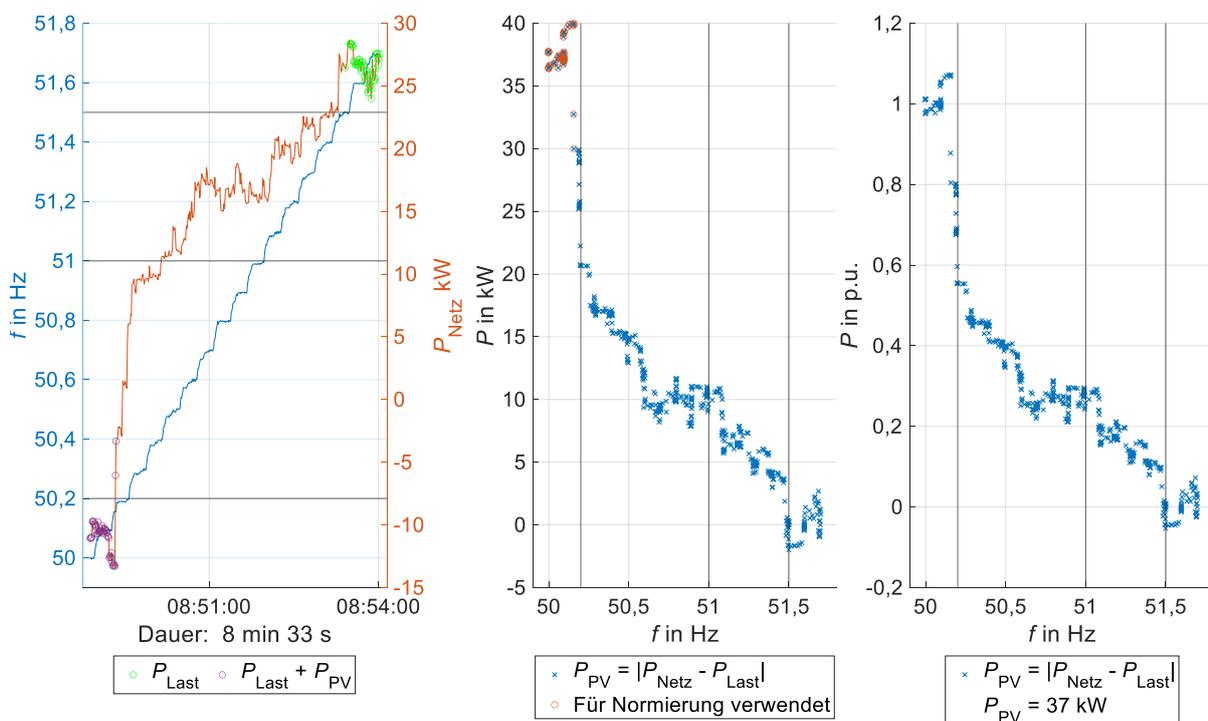


Abbildung 3: Links: Frequenzanhebung mit markierten Werten zur Normierung und PV-Leistungsberechnung; Mitte: Betrag der berechneten PV-Leistung; Rechts: normierte PV-Leistung

Sind während der Frequenzanhebung die Laständerungen im Netz deutlich kleiner als die im eingespeiste PV-Leistung, kann die Annahme getroffen werden, dass sich die Last des Netzes während der Frequenzanhebung nicht ändert. Somit kann mit dem berechneten Wert für die Last des Netzes ($P(f > 51,5 \text{ Hz})$) der Betrag der eingespeisten PV-Leistung errechnet und anschließend über der Frequenz dargestellt werden.

$$P_{\text{PV}}(f) = |P_{\text{Netz}} - P_{\text{Last}}|$$

Das mittlere Diagramm in Abbildung 3 zeigt, wie die im Netz befindlichen PV-Anlagen bei steigender Frequenz ihre Leistung verringern bzw. bei welcher Frequenz eine Netztrennung stattfindet. Dieses mittlere Diagramm wird anschließend auf den Wert der berechneten PV-Leistung normiert ($P_{PV}(f < 50,2 \text{ Hz})$), wodurch das rechte Diagramm resultiert. Die Normierung hat den Vorteil, dass mehrere Frequenzanhebungen zu verschiedenen Tageszeiten miteinander verglichen werden können und keine Abhängigkeit zur Sonneneinstrahlung besteht. Für die Dauer einer Frequenzanhebung wird die Sonneneinstrahlung als konstant angenommen.

Je größer die PV-Leistung im Verhältnis zur Laständerung im Netz während der Frequenzanhebung ist, desto stärker wird das normierte Diagramm zur Netztrennung von PV-Anlagen beeinflusst. Daher wird für jede Frequenzanhebung zusätzlich in der Legende angegeben, wie viel PV-Leistung 1 p.u. entspricht.

3.2 Rücksynchronisierung von PV-Anlagen nach einer Frequenzabsenkung

Für die Rücksynchronisierung von DEA gibt es aufgrund der unterschiedlichen Netzanschlussrichtlinien verschiedene Vorgaben. Normen für Schaltschwellenanlagen schreiben vor, dass bereits unmittelbar nach Unterschreiten der Frequenz von 50,5 Hz bzw. 20 s nach Unterschreiten von 50,2 Hz eine Rücksynchronisierung stattfinden darf. Die aktuell gültige Norm VDE AR-N 4105:2018-11 schreibt vor, dass die Netzfrequenz für 60 s 50,1 Hz nicht überschreiten darf, bevor die PV-Anlagen rücksynchronisieren und ihre Wirkleistung steigern. Der Unterschied zur vorherigen Norm VDE AR-N 4105:2011-08 ist, dass die Netzfrequenz bei dieser mindestens 60 s unter 50,05 Hz sein muss, bevor eine Rücksynchronisierung und Leistungssteigerung zulässig ist. Während der Leistungssteigerung darf bei beiden Normen die Frequenz von 50,2 Hz nicht überschritten werden. Der maximale Leistungsgradient, bei den „4105-Normen“ ist 10 %/min. Anlagen, welche entsprechend der SysStabV und der Übergangsregelung nach [4] mit neuen Überfrequenzschaltschwellen parametrisiert wurden, verbinden sich wieder mit dem Netz, sobald die Frequenz die Abschaltswelle der Anlage oder 50,2 Hz für mindestens 30 s unterschreitet.

Der Prozess zur Aufbereitung der Messdaten zur Analyse der Rücksynchronisierung ist in Abbildung 4 dargestellt.

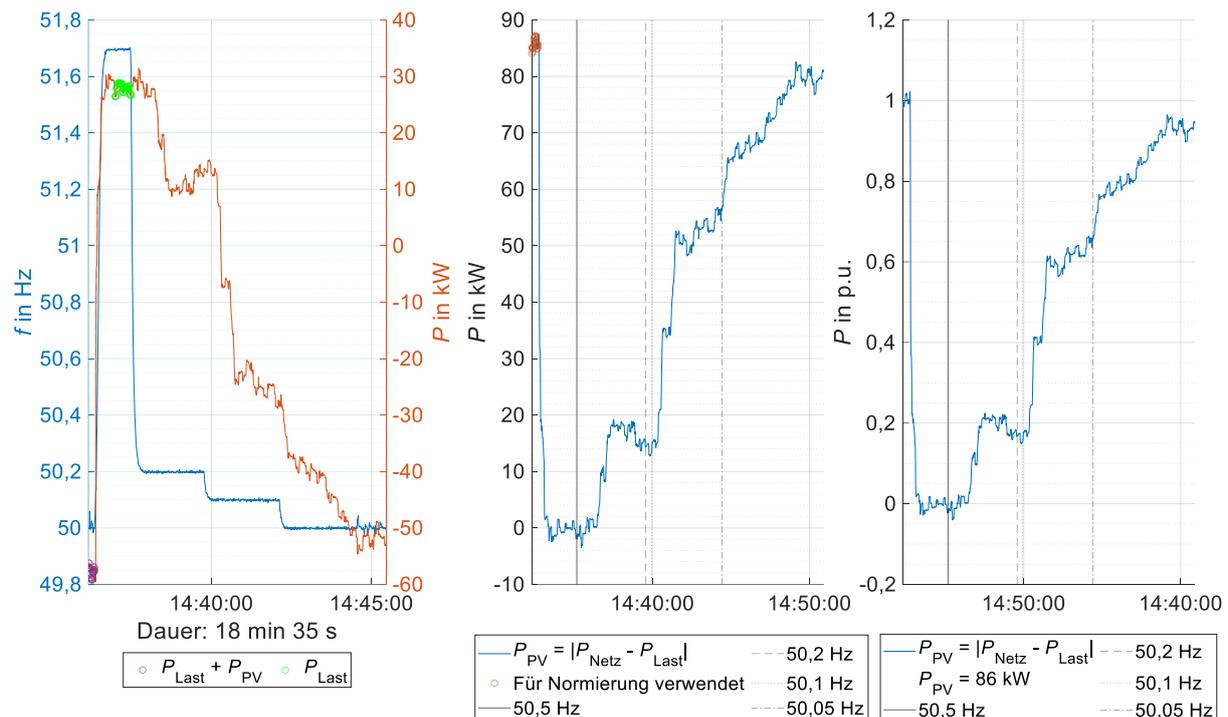


Abbildung 4: Links: linke Achse zeigt die Frequenzanhebung und anschließende -absenkung, rechte Achse: Residuallast während der Frequenzanhebung und -absenkung; Mitte: abgeschätzte PV-Leistung; Rechts: Abgeschätzte PV-Leistung in p.u.

In der mittleren Darstellung von Abbildung 4 ist erkennbar, wie sich verschiedene PV-Anlagen in diesem Netz nach Unterschreiten bestimmter Frequenzschwellen rücksynchronisieren. Die Zeitpunkte, an welchen bestimmte Frequenzschwellen unterschritten werden, sind mit vertikalen Linien gekennzeichnet. Die Unterschreitung von 50,1 Hz und 50,05 Hz findet in der dargestellten Stichprobe kurz nacheinander statt.

Da die Rücksynchronisation der PV-Anlagen bei der Frequenzabsenkung davon abhängt, wie lange verschiedene Frequenzschwellen unterschritten sind, muss zusätzlich zur Frequenz auch die Zeit berücksichtigt werden. Deshalb unterscheidet sich die Darstellungsweise der Rücksynchronisierung von PV-Anlagen von der Darstellung der Netztrennung.

4 Aufbereitung der MaStR-Daten

Das MaStR beinhaltet Daten von neuen und bestehenden Strom- und Gaserzeugungsanlagen [6]. Die Daten sind öffentlich zugänglich und werden im Rahmen dieser Arbeit verwendet. Bei Anlagen die nicht eindeutig der Niederspannung zugeordnet werden können, wird eine maximale Größe von 125 kW angenommen. Für die gesamte Auswertung wird ein Auszug des MaStR vom Stand Oktober 2022 verwendet und wie folgt vorgegangen. Der analysierte Datensatz zur Demonstration der Vorgehensweise entspricht der gesamten lokalen Verwaltungseinheit in dem sich das Netz in Abschnitt 3 befindet.

Im ersten Schritt werden die Daten nach dem „Energieträger Solare Strahlungsenergie“, Niederspannungsanschluss oder „Bruttoleistung der Einheit < 125 kW“, „Betriebs-Status In Betrieb“ und der „Postleitzahl“ gefiltert. Im nächsten Schritt werden die Anlagen anhand ihres Inbetriebnahmedatums den jeweiligen Netzanschlussrichtlinien zugeordnet. Wie in Abschnitt 2

beschrieben, ist für Anlagen, die unter die SysStabV fallen, keine genaue Zuordnung möglich. Für die Netztrennung von PV-Anlagen stellt der Extremfall jenen dar, wenn keine der Anlagen nachgerüstet ist oder alle Anlagen auf die maximale Schaltschwelle von 51,5 Hz eingestellt sind. Bei der Rücksynchronisierung wird der Extremfall durch sofortiges Zuschalten nach Unterschreiten eines Schwellwerts oder durch eine Rampenkennlinie mit Verzögerungszeit abgebildet. Daher resultiert für das PV-Verhalten, die der SysStabV zugeordnet werden können, ein Toleranzbereich. Dies wird mit dem grauen Bereich in den Diagrammen „Netztrennung“ und „Rücksynchronisierung“ in Abbildung 5 gekennzeichnet.

Das beschriebene Vorgehen basierend auf MaStR-Daten und die daraus resultierenden Kennlinien für die Netztrennung und Wiederzuschaltung von PV-Anlagen eines Netzgebiets ist in Abbildung 5 dargestellt. Die PV-Anlagenleistung ist in den Diagrammen normiert dargestellt um das gemessene Verhalten (Abschnitt 3) mit dem abgeschätzten Verhalten vergleichen zu können. Zusätzlich wird für jedes Netzgebiet ein Kreisdiagramm der prozentualen Aufteilung über die Zuordnung der im Netz installierten PV-Leistung zu der jeweiligen Norm erstellt.

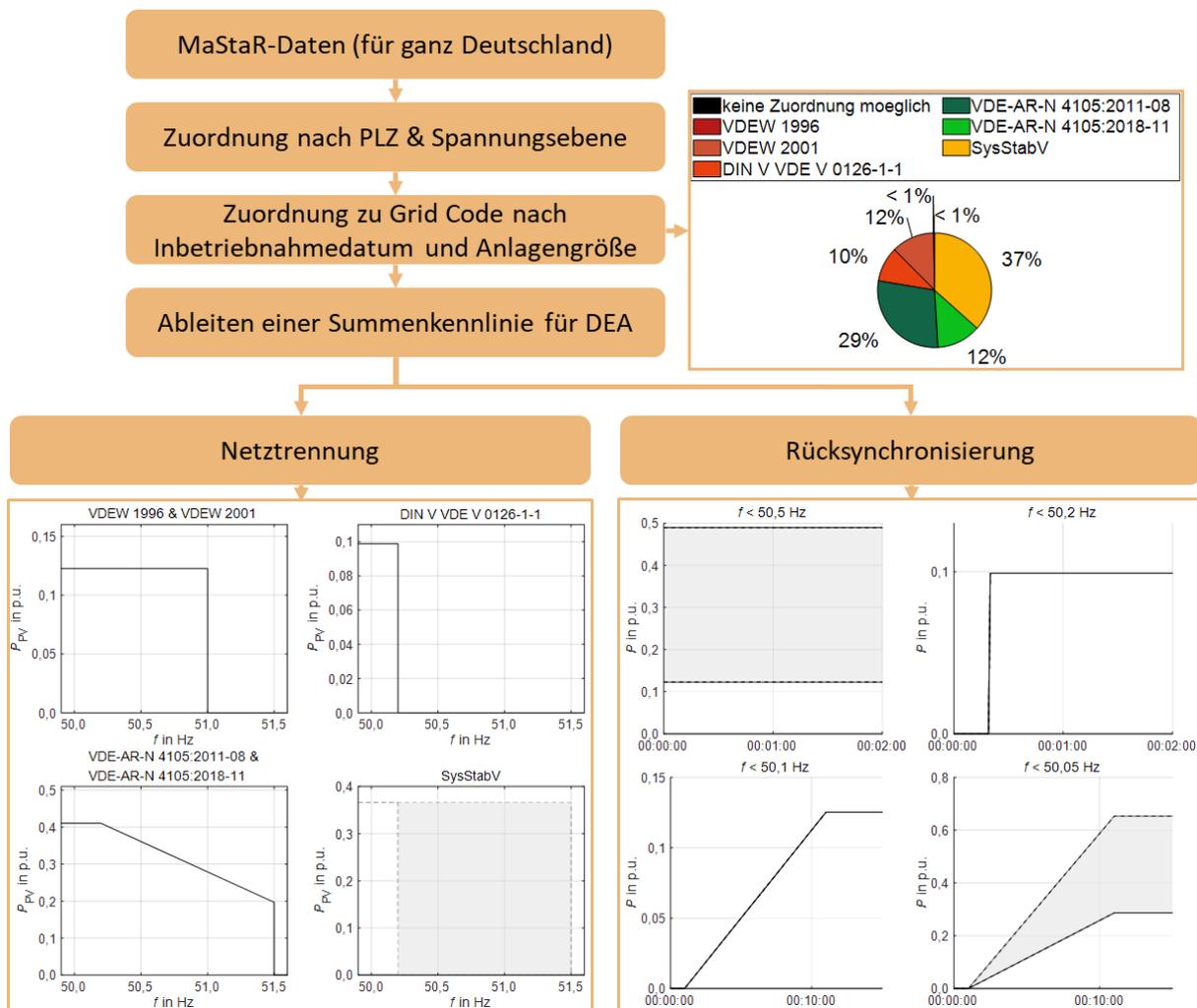


Abbildung 5: Vorgehen zur Auswertung von MaStR-Daten und resultierende Diagramme für Netztrennung und Rücksynchronisierung sowie die prozentuale Zuordnung zu den Normen

Bei steigender Frequenz ist in allen Normen spezifiziert, dass PV-Anlagen ihre Einspeiseleistung schnellstmöglich anpassen bzw. sich vom Netz trennen müssen. Daher kann bei der Untersuchung der Netztrennung für jeden Frequenzwert analysiert werden, wie sich die eingespeiste Leistung aus PV-Anlagen reduziert. Das Diagramm „Netztrennung“ in Abbildung 5 zeigt das Verhalten der einzelnen Normen bei steigender Frequenz. Steigt die Frequenz von 50,0 Hz über 51,5 Hz, können die Kennlinien der einzelnen Normen aus Diagramm „Netztrennung“ in Abbildung 5 addiert werden. Die daraus resultierende Kennlinie ist in Abbildung 6 dargestellt.

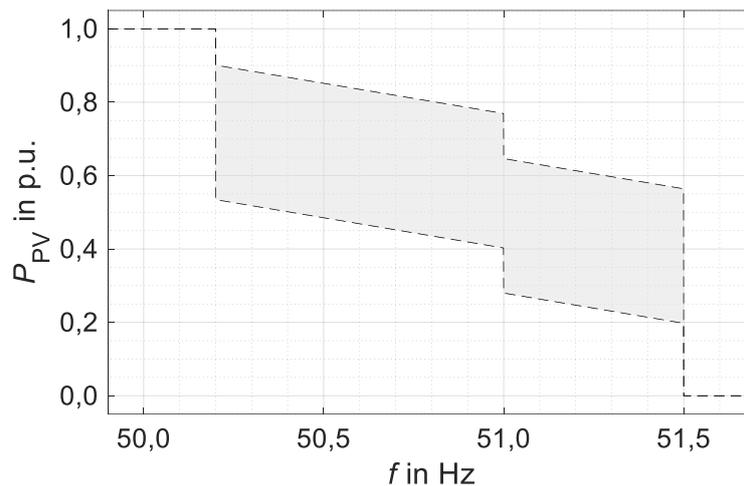


Abbildung 6: Summenkennlinie für PV-Anlagen eines Netzes bei steigender Frequenz

Die Rücksynchronisierung wird nicht anhand der Zuordnung zu verschiedenen Normen dargestellt, sondern für das Unterschreiten einer bestimmten Schaltschwelle (siehe Diagramm „Rücksynchronisierung“ in Abbildung 5), da diese zusätzlich von der Zeit abhängig ist.

Wird die Frequenz in einem Schritt 51,7 Hz auf 50,0 Hz abgesenkt, können alle Kennlinien zur Rücksynchronisierung aus Abbildung 5 kombiniert werden. Die resultierende Kennlinie ist in Abbildung 7 dargestellt. Für PV-Anlagen, deren Wiedereinschaltung nach [4] bereits bei 51,5 Hz erlaubt wäre, wird angenommen, dass deren Zuschaltsschwelle bei maximal 50,5 Hz liegt. In den bisherigen Feldeinsätzen konnte bisher keine sofortige Wiedereinschaltung bei einem Unterschreiten von 51,5 Hz beobachtet werden. Des Weiteren ist in den Normen VDEW 1996 und VDEW 2001 keine genaue Latenzzeit spezifiziert. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit der Extremfall von 0 s verwendet, wodurch eine Zuschaltung unmittelbar nach unterschreiten der Zuschaltsschwelle stattfinden würde. Unter dieser Annahme beginnt die Kennlinie für die Wiedereinschaltung in Abbildung 7 nicht bei $P_{PV} = 0$ p.u., sondern $P_{PV} = 0,12 - 0,5$ p.u..

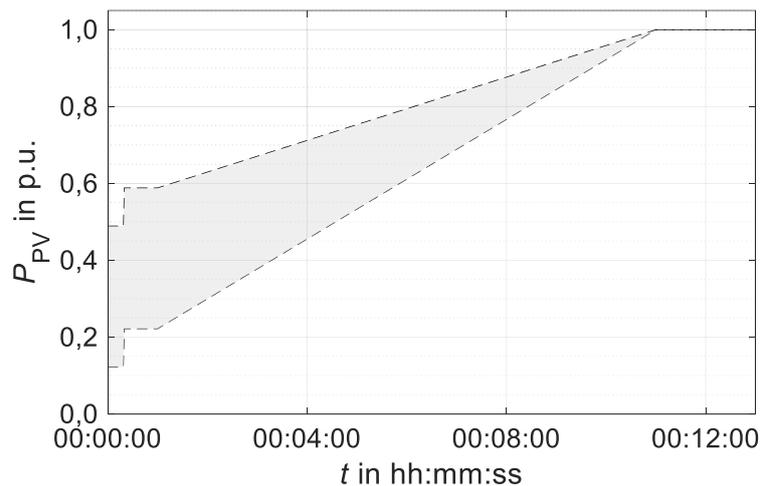


Abbildung 7: Summenkennlinie der Rücksynchronisierung für die PV-Anlagen eines Netzes, wenn zum Zeitpunkt 00:00:00 die Frequenz von 51,7 Hz auf 50,0 Hz abgesenkt wird

5 Vergleich der Abschätzung und Netzvermessung – Ergebnisse für ausgewählte Netze

Bisher konnten drei Niederspannungsnetze während Netzersatzeneinsätzen vermessen werden. Die Ergebnisse für die Netztrennung und Rücksynchronisierung von PV-Anlagen sind in Tabelle 5-1 dargestellt. In den Zeilen „Anzahl PV“ und „ P_{PV} in kW“ werden die tatsächlichen Werte des Netzes (Angabe des Netzbetreibers NB), den Daten des MaStR für die untersuchte lokale Verwaltungseinheit gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass der im untersuchten Netz vorhandene Anteil an PV-Leistung in jedem untersuchten Netzgebiet < 10 % der installierten PV-Leistung der lokalen Verwaltungseinheit ist.

Bei der Analyse der Netztrennung zeigen die die Stichproben in den untersuchten Netzen ein eindeutiges Verhalten bei Frequenzanhebungen. Die vereinzelt Ausreißer lassen sich durch Zu- oder Abschalten größerer Verbraucher erklären. Sind für einen Frequenzwert (x-Achse) mehrere Leistungswerte für die PV-Leistung angegeben, veränderte sich bei dieser Frequenz die Last im Netz. Für Netz 1 liegen alle dargestellten Stichproben unterhalb der vom MaStR ermittelten Toleranzgrenze. Hieraus lässt sich schließen, dass sich in diesem Teilnetz der Großteil der Anlagen bei einer Frequenz von 50,2 Hz vom Netz trennt. Somit ist der Anteil der „4105-Anlagen“ geringer als abgeschätzt und die Nachrüstung nach SysStabV war nicht bzw. nur teilweise möglich. Für Netz 2 und Netz 3 kann das aggregierte Netzverhalten mit der Schätzung auf Basis der MaStR-Daten gut nachgebildet werden. Der Ausreißer der lila dargestellten Stichprobe in Netz 2 ist durch die niedrige PV-Leistung zum Zeitpunkt der Frequenzanhebung im untersuchten Niederspannungsnetz und gleichzeitiger Laständerungen in gleicher Größenordnung bedingt und der Vollständigkeit halber dargestellt. Für Netz 1 und Netz 2 ist zu erkennen, dass eine Leistungsreduktion (besonders deutlich bei Netz 1) bereits vor überschreiten der 50,2 Hz stattfindet. Dieses Verhalten konnte bereits in [7] beobachtet werden, wird aber in dieser Veröffentlichung nicht weiter analysiert.

Tabelle 5-1: Ergebnisse der ersten drei Feldversuche in Gegenüberstellung mit der MaStR-Schätzung

	Netz 1		Netz 2		Netz 3	
Netztrennung						
	<p>--- MaSt-Schätzung</p> <p>— Dauer: 8 min 33 s ; $P_{PV} = 37$ kW</p> <p>— Dauer: 1 min 57 s ; $P_{PV} = 64$ kW</p> <p>— Dauer: 0 min 55 s ; $P_{PV} = 85$ kW</p> <p>— Dauer: 0 min 43 s ; $P_{PV} = 81$ kW</p>		<p>--- MaSt-Schätzung</p> <p>— Dauer: 0 min 53 s ; $P_{PV} = 7$ kW</p> <p>— Dauer: 1 min 8 s ; $P_{PV} = 17$ kW</p> <p>— Dauer: 1 min 23 s ; $P_{PV} = 43$ kW</p> <p>— Dauer: 1 min 49 s ; $P_{PV} = 46$ kW</p> <p>— Dauer: 1 min 34 s ; $P_{PV} = 68$ kW</p>		<p>--- MaSt-Schätzung</p> <p>— Dauer: 1 min 44 s ; $P_{PV} = 41$ kW</p> <p>— Dauer: 3 min 9 s ; $P_{PV} = 53$ kW</p> <p>— Dauer: 2 min 55 s ; $P_{PV} = 41$ kW</p> <p>— Dauer: 2 min 0 s ; $P_{PV} = 67$ kW</p> <p>— Dauer: 1 min 12 s ; $P_{PV} = 54$ kW</p> <p>— Dauer: 0 min 15 s ; $P_{PV} = 31$ kW</p>	
Rücksynchronisierung						
	<p>Dauer: 18 min 35 s $P_{PV} = 86$ kW</p>		<p>Dauer: 32 min 50 s $P_{PV} = 46$ kW</p>		<p>Dauer: 29 min 40 s $P_{PV} = 33$ kW</p>	
	<p>— 50,5 Hz — 50,1 Hz - - - MaStR-Schätzung</p> <p>— 50,2 Hz — 50,05 Hz</p>					
	NB	MaStR	NB	MaStR	NB	MaStR
Anzahl PV	12	217	14	241	15	370
P_{PV} in kW	123	2796	246	3294	541	8220
Zuordnung zu Normen nach MaStR						
	<p>keine Zuordnung moeglich</p> <p>VDE-AR-N 4105:2011-08</p> <p>VDEW 1996</p> <p>VDEW 2001</p> <p>DIN V VDE V 0126-1-1</p> <p>VDE-AR-N 4105:2018-11</p> <p>SysStabV</p>					

Die Rücksynchronisation von PV-Anlagen ist in Abhängigkeit von der Zeit dargestellt. Da für die Rücksynchronisation größere Zeiträume betrachtet werden und die Frequenzabsenkung über verschiedene Zeiträume durchgeführt wird, können die einzelnen Stichproben aufgrund der Zeit- und Frequenzabhängigkeit nicht übereinandergelegt werden. Durch die länger betrachteten Zeiträume ändert sich die Last im Netz auch deutlicher, wodurch nicht jede Stichprobe ohne Manipulation der Daten (z.B. durch nachträgliche Anpassung von offensichtlichen Lastsprüngen) zur Analyse herangezogen werden können. Daher ist hier nur eine Stichprobe für jedes untersuchte Netz dargestellt. Am Ende der Rücksynchronisation von Netz 3 steigt die PV-Leistung deutlich über 1 p.u., woraus sich schließen lässt, dass vermutlich eine große Last abgeschaltet wurde.

Die Betrachtung der Einstrahlungswerte während der Rücksynchronisation zeigt, dass auch bei niedriger Einstrahlungsleistung das PV-Anlagenverhalten analysiert werden kann.

6 Fazit und Ausblick auf weitere Untersuchungen

In zwei von drei gezeigten Fällen ist das frequenzabhängige Verhalten von PV-Anlagen bei steigender Frequenz in einzelnen Niederspannungsnetzen auf Basis von öffentlich zugänglichen MaStR-Daten nachbildbar. Für diese Fälle gilt, dass der Anteil der Anlagenleistung im untersuchten Niederspannungsnetz eine ähnliche Aufteilung zu den gültigen Netzanschlussrichtlinien aufweist, im Vergleich zur gesamten lokalen Verwaltungseinheit. Die Rücksynchronisation der Anlagen ist aufgrund des notwendigen längeren Untersuchungszeitraums für eine Stichprobe schwieriger nachzubilden, da sich die Grundlast des Netzes in diesem Zeitraum ändert. Eine allgemeine Kennlinie für das jeweilige Niederspannungsnetz kann nur mit einem entsprechenden Toleranzbereich basierend auf Stichprobenmessungen und nicht auf Basis der verwendeten MaStR-Daten erzeugt werden. Die untersuchten Netze stellen nur Stichproben für einzelne Niederspannungsstationen dar und können daher bei einer anderen Aufteilung der PV-Anlagen zu den Normen stark davon abweichen.

Im nächsten Schritt ist eine stationsscharfe Analyse auf Basis von Daten des Netzbetreibers notwendig, um zu beurteilen, in welchem Maß die Methodik zur Abschätzung des Summenverhaltens der PV-Anlagen anwendbar ist. Das MaStR verfügt über eine genaue Lokation der Anlagen. Diese Informationen sind aufgrund von Datenschutzgründen nicht öffentlich zugänglich. Mithilfe der standortgenauen Daten des MaStR, könnte ein Algorithmus entwickelt werden, der auf Basis des Stationsstandorts, der Trafogröße und einem festgelegten maximalen Radius zur untersuchten Station alle PV-Anlagen ermittelt und das Verhalten des entsprechenden Niederspannungsnetzes prognostiziert. Dieser Algorithmus kann im nächsten Schritt anhand von Daten des Netzbetreibers und den Stichproben untersuchter Netze validiert werden.

Darüber hinaus fließen die beschriebenen Erkenntnisse in die Entwicklung des Regelalgorithmus einer hybriden Netzersatzanlage ein. Kann das Verhalten für eine größere Anzahl von Niederspannungsverteilsystemen vermessen und mit Daten zu den PV-Anlagen nachgebildet werden, können Extremfälle hinsichtlich des Anlagenverhaltens identifiziert und zur Weiterentwicklung des Regelalgorithmus genutzt werden.

Sofern die Anwendbarkeit der vorgestellten Methodik stationsscharf bewiesen wird, kann für Stabilitätsuntersuchungen von lokalen Inselnetzen auf eine aufwändige Netzvermessung und Datensichtung (wie beispielsweise während der Feldversuchsvorbereitung während LINDA [8]) verzichtet und auf die Auswertung der MaStR-Daten zurückgegriffen werden. Außerdem kann für Ausnahmesituationen im Verbundnetz prognostiziert werden, wie sich PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen verhalten und ob die derzeitigen Maßnahmen zur Systemstabilisierung im Konflikt zum realen PV-Anlagenverhalten stehen.

7 Literatur

- [1] T. Lechner *et al.*, „Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen (LINDA 2.0): Poster“ in *Innovationen im Verteilnetz*, München, 2021.
- [2] S. Palm, P. Schegner und T. Schnelle, „Measurement and modeling of voltage and frequency dependences of low-voltage loads“ in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, USA, 2017.
- [3] BDEW, *50,2-Hertz-Problem: Allgemeine Informationen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/systemstabilitaetsverordnung/502-hertz-problem/> (Zugriff am: 26. Januar 2023).
- [4] *Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz*, VDE-FNN, Mrz. 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/937702/6f3f298c0cc7f63fa402ba78247fa79d/rahmenbedingungen-fuer-eine-uebergangsregelung-zur-frequenzabhaengigen-wirkleistungssteuerung-von-pv-anlagen-am-ns-netz-data.pdf>
- [5] *Systemstabilitätsverordnung - SysStabV*, Bundesrat, 2012.
- [6] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht> (Zugriff am: 15. August 2021).
- [7] C. J. Steinhart, M. Gratzka, S. Baumgartner, M. Finkel, R. Witzmann und G. Kerber, „Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs“ in *15. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2018.
- [8] C. Steinhart *et al.*, „Abschlussbericht zum Verbundvorhaben LINDA: Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen“, 2019.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

