

Entwurf und Test eines Regelungskonzepts für umrichterbasierte Inselnetze mit der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen – Modellbildung und Validierung anhand von Messdaten

Tobias Lechner⁽¹⁾, Sebastian Seifried⁽¹⁾, Johanna Timmermann⁽²⁾, Claudia Bernecker-Castro⁽²⁾, Georg Kerber⁽³⁾, Steffen Herrmann⁽⁴⁾, Kathrin Schaarschmidt⁽⁵⁾, Michael Finkel⁽¹⁾, Rolf Witzmann⁽²⁾

⁽¹⁾Technische Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821 5586 3596, tobias.lechner@tha.de, <https://www.tha.de/>

⁽²⁾Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 28901, <https://www.tum.de/>

⁽³⁾Hochschule München, Lothstraße 34, 80335 München, +49 89 1265 0, <https://hm.edu/>

⁽⁴⁾AVS Aggregatebau GmbH, Salemstraße 34, 89584 Ehingen Stetten, +49 7393 9507-0, <https://avs-aggregatebau.de/>

⁽⁵⁾LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, +49 821 2222, <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz>

Kurzfassung:

Für den Inselnetzbetrieb mit der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen wurde ein Netzersatzaggregat bestehend aus einem Batteriespeicher und einem netzbildenden Umrichter entworfen und gebaut. Für den Betrieb dieses Aggregats ist ein Regelungskonzept nötig. Dieses Konzept wurde in einem Reallabor erprobt. Mit den dort gewonnenen Messdaten wurde ein Simulationsmodell erstellt und validiert. Mit diesem Modell können andere Last- und Erzeugungsfälle simulativ untersucht werden.

Keywords: Inselnetz, Dezentrale Erzeugungsanlagen, Regelalgorithmus

1 Einleitung

Im Forschungsprojekt LINDA wurde ein Konzept für den Inselnetzbetrieb unter Einbeziehung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) entworfen und erfolgreich im realen Netz erprobt. Die Basis dieses Konzepts sind die normativ geforderten $P(f)$ und $Q(U)$ -Statiken für DEA. Es ist keine zusätzliche Kommunikations- oder Steuerungsinfrastruktur zwischen dem Inselnetzbildner und den DEA nötig [1]. Eine Zielsetzung des Nachfolgeprojekts LINDA 2.0 [2] ist es, dieses Konzept weiterzuentwickeln und auf Netzersatzanlagen (NEA) zu übertragen. NEA werden von Verteilnetzbetreibern während Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten eingesetzt. DEA müssen für die Dauer des Netzersatzbetriebs aus Stabilitätsgründen vom Inselnetz getrennt werden. Es wurde eine hybride NEA, bestehend aus einem netzbildenden Umrichter und einem Batteriespeicher, entwickelt. Für den Betrieb der hybriden NEA in einem Inselnetz mit DEA ist ein Regelungskonzept notwendig.

2 Methodik

Die entwickelte hybride NEA wird in einem Reallabor erprobt, um den späteren Einsatz im realen Netz einschätzen zu können. Zusätzlich wird mit den Messdaten aus dem Reallabor ein Simulationsmodell der hybriden NEA erstellt und validiert, um auch andere Last- und Erzeugungsfälle simulieren zu können. Da die hybride NEA in realen Netzen eingesetzt werden soll, steht bei der Entwicklung der hybriden NEA sowie dem Regelungskonzept die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit an erster Stelle.

2.1 Versuchsaufbau und Regelungskonzept

Abbildung 2-1 zeigt den Versuchsaufbau für Tests mit der hybriden NEA im Reallabor in einer vereinfachten Darstellung.

Der netzbildende Umrichter mit implementierter Synchronmaschine (VSM) ist nicht überlastfähig und hat einen maximalen Ausgangsstrom von 350 A (Effektivwert Außenleiterstrom). Mit der Nennspannung von 400 V (Effektivwert Außenleiterspannung) ergibt dies eine Nennschein- und Wirkleistung von knapp $P_{\text{Nenn}} = 250 \text{ kVA (kW)}$. Der Batteriespeicher hat über den gesamten nutzbaren Kapazitätsbereich eine größere Leistungsfähigkeit als der netzbildende Umrichter. Das begrenzende Element der hybriden NEA ist somit der Umrichter, die Batterie wird in den folgenden Untersuchungen vernachlässigt.

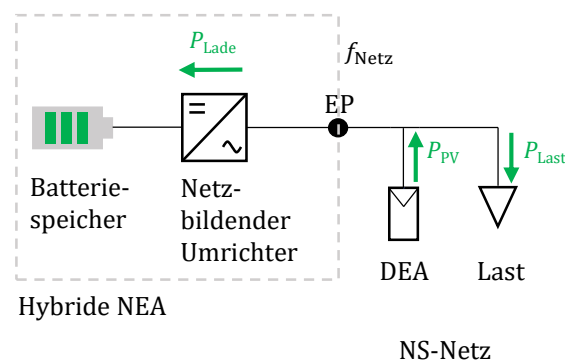


Abbildung 2-1: Vereinfachte Darstellung des Versuchsaufbaus im Reallabor

Als Last im Reallabor dient eine ohmsch-induktive Lastbank mit einer Nennscheinleistung von 694 kVA ($\cos \varphi = 0,8$) bei einer Außenleiterspannung von 400 V. Lastschaltversuche mit der hybriden NEA [3] haben gezeigt, dass die Spannungshaltung im Inselnetzbetrieb unproblematisch ist. Bei den folgenden Untersuchungen werden nur Wirkleistungssprünge betrachtet.

Das frequenzabhängige Wirkleistungsverhalten einer netzfolgenden DEA ist von der bei Inbetriebnahme der Anlage gültigen Anschlussregel (Technische Anschlussbedingungen/ Technische Anschlussregel (TAR)) abhängig. Eine detaillierte Beschreibung dazu gibt [4]. Das Verhalten von PV-Anlagen im deutschen Niederspannungsnetz (NS-Netz) kann hinsichtlich der Wirkleistungsabgabe bei einer erhöhten Netzfrequenz in folgende Kategorien eingeteilt werden:

1. Anlagen, die ihre Wirkleistungsabgabe mit steigender Netzfrequenz in Form einer $P(f)$ -Rampenfunktion reduzieren (z. B. nach [5])
2. Anlagen mit einer fest programmierten Abschaltschwelle (z. B. nach [6])
3. Anlagen, die Ihre Wirkleistungsabgabe mit steigender und sinkender Frequenz außerhalb eines Totbandes von 49,8 – 50,2 Hz mit einer Rampenfunktion anpassen (nach [7])

Im Folgenden wird nur das frequenzabhängige Wirkleistungsverhalten bei Überfrequenzen betrachtet. Bei einem Überschreiten der Netzfrequenz von 50,2 Hz speichern PV-Anlagen mit Rampenfunktion die aktuell eingespeiste Wirkleistung als Wert P_{mPV} und reduzieren ihre eingespeiste Leistung bei weiter steigender Frequenz mit einer Rate von:

$$40 \% P_{mPV}/\text{Hz}$$

PV-Anlagen mit fest programmierter Abschaltschwelle reduzieren die Einspeisung von Wirkleistung beim Überschreiten einer fest definierten Abschaltschwelle auf null. Die definierte Abschaltschwelle liegt im Bereich von 50,2 Hz bis 51,0 Hz (in 0,1 Hz Auflösung). Das frequenzabhängige Wirkleistungsverhalten von PV-Anlagen ist in *Abbildung 2-2* dargestellt.

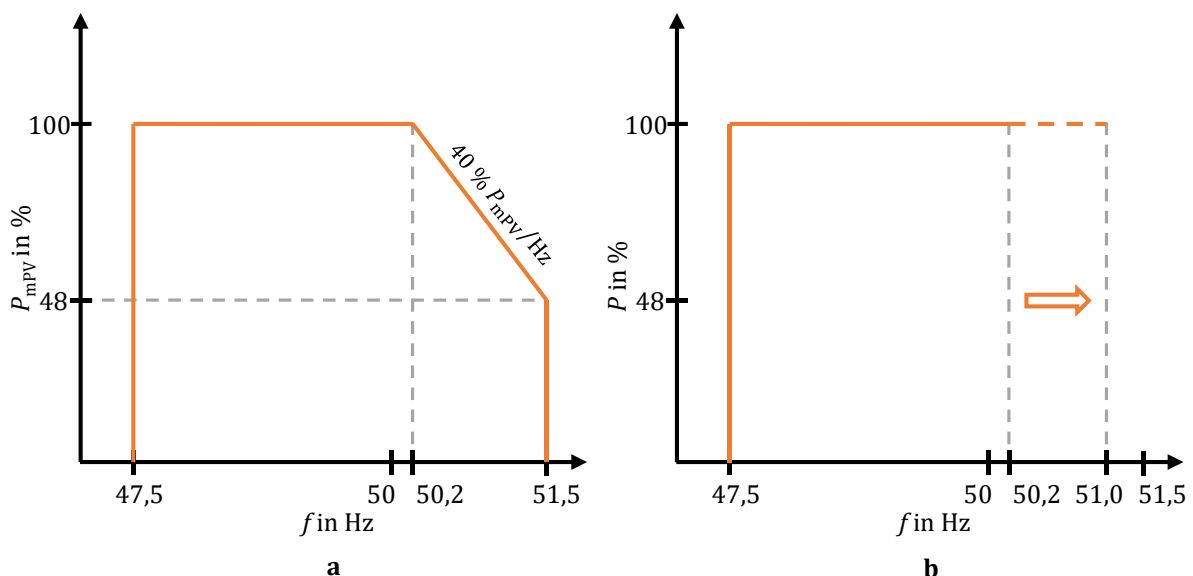


Abbildung 2-2: Frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten ($P(f)$) von PV Anlagen; Rampenfunktion (a; nach [5]) und fest programmierte Abschaltschwelle (b; Eigene Darstellung nach [8])

Die zugrundeliegende TAR der PV-Anlage im Reallabor ist die VDE-AR-N 4105:2011-08 [5], somit weist sie ein frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten in Form einer Rampenfunktion auf (siehe Abbildung 2-2 a). Die Gleichstrom (DC)-Leistung der PV-Anlage beträgt 660 kWp.

Für den Wirkleistungsausgleich im Inselnetz nach dem LINDA-Konzept ist eine Frequenzregelung notwendig. Basis des Regelungskonzepts für die Inselnetzfrequenz f_{Netz} ist die Wirkleistungsbilanz am Einspeisepunkt (EP) der hybriden NEA, genannt Ladeleistung P_{Lade} , diese ergibt aus der Last P_{Last} und der Einspeisung P_{PV} im NS-Netz:

$$P_{\text{Lade}} = P_{\text{PV}} - P_{\text{Last}}$$

Die Regelung gibt anhand der Ladeleistung und der implementierten $f(P)$ -Statik [9] die Sollfrequenz für den Umrichter vor, welche dann in die Inselnetzfrequenz f_{Netz} umgesetzt wird. Die $f(P)$ -Statik für die hybride NEA wurde anhand einer statistischen Untersuchung von Netzdaten und dem Marktstammdatenregister ausgeführt [9].

Die in der hybriden NEA implementierte $f(P)$ -Statik ist in Abbildung 2-3 dargestellt.

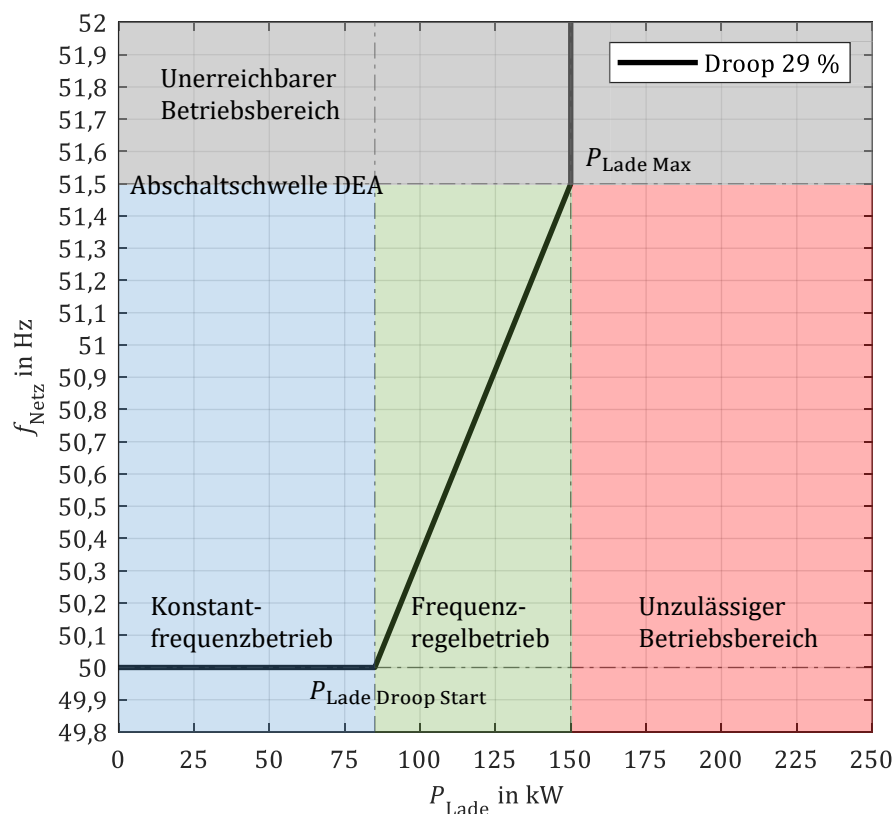


Abbildung 2-3: Im hybriden NEA implementierte $f(P)$ -Statik nach [9]

Ist die Ladeleistung unterhalb von 85 kW ($P_{\text{Lade Droop Start}}$) befindet sich die hybride NEA im Konstantfrequenzbetrieb bei 50 Hz (blauer Bereich). Steigt die Ladeleistung weiter an, wechselt die hybride NEA in den Frequenzregelbetrieb und die Netzfrequenz wird bei steigender Ladeleistung an (grüner Bereich) erhöht. Wird der maximal zulässige Ladeleistungswert von 150 kW ($P_{\text{Lade Max}}$) überschritten, wird die Netzfrequenz auf einen Wert von über 51,5 Hz an (roter Bereich) angehoben. Ein stationärer Betrieb im roten Bereich ist unzulässig. Stationäre Arbeitspunkte bei einer Frequenz größer als 51,5 Hz und einer positiven Ladeleistung sind nicht möglich, da sich an diesem Punkt alle DEA vom Netz getrennt

haben (grauer Bereich). Der Übergang in den grauen Bereich ab einer Frequenz 51,5 Hz in Abbildung 2-3 zeigt diese Abschaltswelle der DEA. Der stationär unzulässige Betriebsbereich (roter Bereich) dient als Sicherheitsabstand zur Nennleistung des Umrichters. Sollte es zu einer schnellen Abschaltung von Last im Netz kommen, bevor die $f(P)$ -Statik die Frequenz erhöht und die DEA Leistung reduziert hat, besteht noch ein Sicherheitsabstand von 100 kW zur Nennleistung des Umrichters und zum Zusammenbruch des Inselnetzes. Eine schlagartige Lastabschaltung von 100 kW und mehr in einem NS-Netz wird als äußerst unwahrscheinlich erachtet. Der Leistungswert, an dem das Aggregat in den Frequenzregelbetrieb ($P_{\text{Lade Droop Start}}$) übergeht, ist davon abhängig, wie viel PV-Einspeisung im Inselnetz ohne Reduzierung zugelassen wird. Je größer dieser Wert ist, desto flacher ist $f(P)$ -Statik und somit führen kleinere Last- und Erzeugungswechsel zu größeren Frequenzänderungen als bei einer steileren $f(P)$ -Statik.

Stationäre Arbeitspunkte können mit der $f(P)$ -Statik, dargestellt in Abbildung 2-3, ermittelt werden; dies gibt jedoch keinen Aufschluss über den dynamischen Betrieb der hybriden NEA. Um dem dynamischen Betrieb zu evaluieren, wurden mit der hybriden NEA im Reallabor Versuche durchgeführt und ein Simulationsmodell erstellt, welches mit den Messdaten validiert wurde. Mit diesem Modell können die dynamischen Parameter für die Regelung abgeleitet und andere Last- und Erzeugungsfälle simulativ untersucht werden.

3 Modellierung

Eine vereinfachte Darstellung des in MATLAB/Simulink erstellten RMS-Simulationsmodells zeigt Abbildung 3-1:

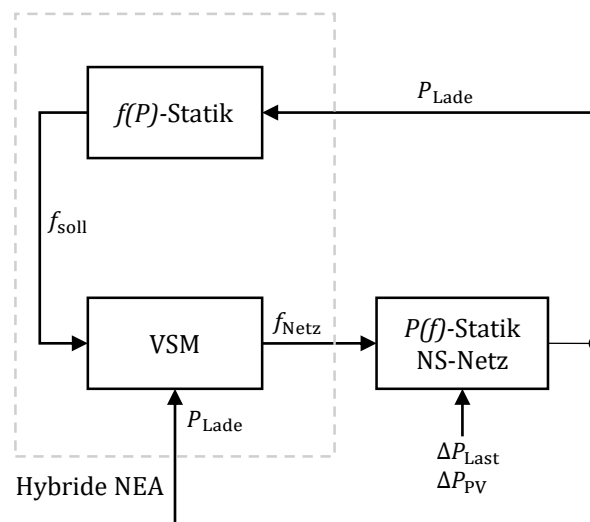


Abbildung 3-1: Vereinfachte Darstellung des Simulationsmodells

Das Simulationsmodell der hybriden NEA besteht aus dem netzbildenden Umrichter mit implementierter virtueller Synchronmaschine (VSM) und der $f(P)$ -Statik. Das NS-Netz weist ein frequenzabhängiges Verhalten auf, welches durch eine aggregierte $P(f)$ -Statik abgebildet wird [9]. Anhand der Ladeleistung, welche sich durch die Netzfrequenz f_{Netz} einstellt, wird dem Umrichter über die $f(P)$ -Statik eine Sollfrequenz f_{soll} vorgegeben.

3.2 Modellierung NS-Netz

Das NS-Netz weist ein frequenzabhängiges Verhalten in Form einer aggregierten $P(f)$ -Statik auf [9]. Das frequenzabhängige Verhalten von Lasten ist dabei nicht berücksichtigt und wird als konstant angenommen, da es nach [13] vernachlässigbar klein ist. PV-Anlagen sind nach dem in [14] beschriebenen $P(f)$ -Verhalten modelliert (siehe Abbildung 3-3). Das frequenzabhängige Wirkleistungsverhalten von PV-Anlagen mit Rampenfunktion beim „Fahren auf der Rampe“ kann nach [14] als PT_1 -Glieder mit Verstärkungsfaktor 1, der Zeitkonstante T_p und einer zusätzlichen Totzeit T_d abgebildet werden. Wird die 51,5 Hz Grenze überschritten, kommt es zu einer Abschaltung bei 48 % P_{mPV} mit einer Verzögerungszeit von T_v . Nach [14] kommt es bei Anlagen mit Abschaltschwelle zu einer Abschaltung mit einer Verzögerungszeit von T_v wenn die Abschaltschwelle überschritten wird.

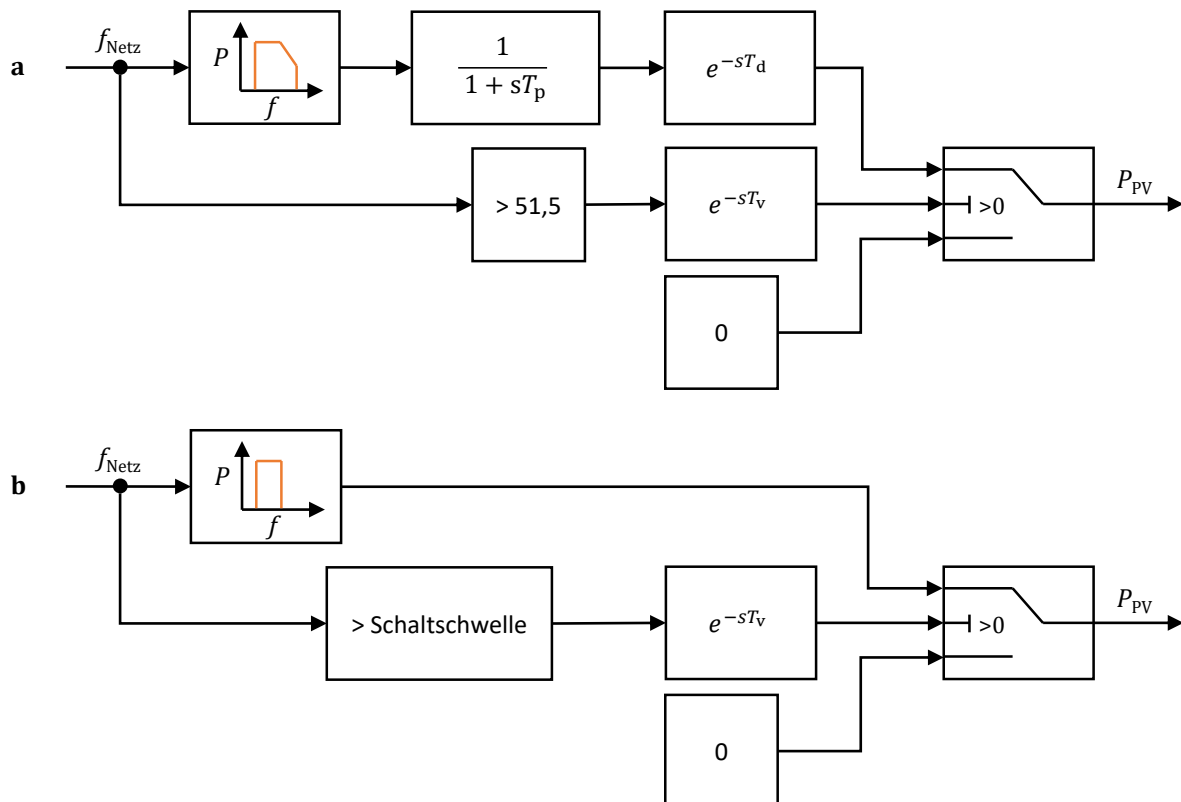


Abbildung 3-3: Frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten von PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen nach [14]; eigene Darstellung

Zusätzlich zu dem in [14] beschriebenen und in Abbildung 3-3 dargestellten Verhalten sind bei den PV-Anlagen in der Modellierung noch folgende Aspekte berücksichtigt:

- Leistungsgradient für die Steigerung der Wirkleistungsabgabe
- Resynchronisation nach Ende des kritischen Netzzustandes [5]

4 Ergebnisse

Das nach Abschnitt 3 erstellte Simulationsmodell wird mit den Messungen aus dem Reallabor validiert, um die Parameter zu ermitteln.

4.1 Vorgehen zur Modellvalidierung mit Messdaten aus dem Reallabor

Bei der Validierung des Simulationsmodells werden die einzelnen Komponenten, VSM und PV-Anlage separat mit Messdaten validiert, um Rückwirkungen der einzelnen Systeme aufeinander zu vermeiden. Bei der VSM wird bei einer Sollfrequenz f_{soll} von 50 Hz die Frequenzantwort auf einen simulierten Lastsprung mit einem gemessenen Lastsprung verglichen. Hierzu wird im Modell eine Last $P_{\text{Last gem}}$ vorgegeben und das simulierte Frequenzverhalten der VSM $f_{\text{Netz sim}}$ mit dem im Reallabor gemessenen Frequenzverhalten $f_{\text{Netz gem}}$ verglichen. Für das PV-Anlagenmodell wird ein gemessener Frequenzverlauf $f_{\text{Netz gem}}$ vorgegeben und der simulierte Wirkleistungsverlauf $P_{\text{PV sim}}$ mit dem gemessenen Wirkleistungsverlauf $P_{\text{PV gem}}$ abgeglichen, um die Modellparameter zu ermitteln. Das beschriebene Vorgehen ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

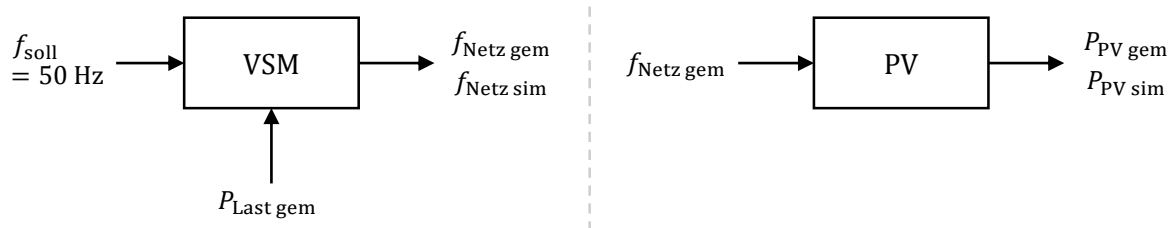


Abbildung 4-1: Vorgehensweise zur Modellvalidierung mit Messdaten

Die beiden separat validierten Modelle werden in ein Gesamtmodell überführt und um die $f(P)$ -Statik ergänzt. Anhand der Messungen aus dem Reallabor werden die Zeitkonstanten $T_{\text{p Droop}}$ und $T_{\text{d Droop}}$ ermittelt. Die Messwerte im Reallabor wurden mit einem Netzanalyse-Messgerät der Klasse A nach IEC 61000-4-30 aufgenommen.

4.2 Validierung VSM-Modell

Abbildung 4-2 zeigt die gemessenen und simulierten Frequenzverläufe eines Lastsprungs von 0 auf 50 kW der VSM bei einer Sollfrequenz f_{soll} von 50 Hz. Vor der Lastzuschaltung liegt die gemessene und simulierte Netzfrequenz f_{Netz} bei 50,01 Hz. Unmittelbar nach der Lastzuschaltung bei ca. 10 s sinkt die Netzfrequenz auf ein Minimum von etwa 49,9 Hz. In Abbildung 4-2 oben ist zu erkennen, dass das VSM Modell in weniger als einer Sekunde auf dem stationären Endwert von 50,0 Hz angekommen ist. Der gemessene Frequenzverlauf zeigt, dass die VSM der hybriden NEA erst bei einer Simulationszeit von ca. 20 s (10 Sekunden nach der Lastzuschaltung) diesen stationären Endwert erreicht. In der Darstellung mit höherer zeitlicher Auflösung (Abbildung 4-2 unten) ist zu erkennen, dass das Frequenzminimum von etwa 49,9 Hz der Simulation und der Messung gut übereinstimmt. Bei etwa 10,4 s erreicht die simulierte Frequenz den stationären Endwert von 50,0 Hz und der Messwert der Frequenz liegt hier bei etwa 49,975 Hz. Diese Abweichung von 25 mHz zwischen dem simulierten und gemessenen Frequenzverlauf, bis der gemessene Wert den stationären Endwert bei ca. 20 s Simulationszeit erreicht hat, kann an einem kaskadierten Frequenzregler der VSM liegen. Dieser gleicht mit einem sehr langsamen I-Anteil die stationäre Frequenzabweichung aus. Aufgrund der geringen Abweichung von 25 mHz vom Modell zum gemessenen Wert, wird das Modell als ausreichend genau angesehen und keine weiteren Anpassungen vorgenommen.

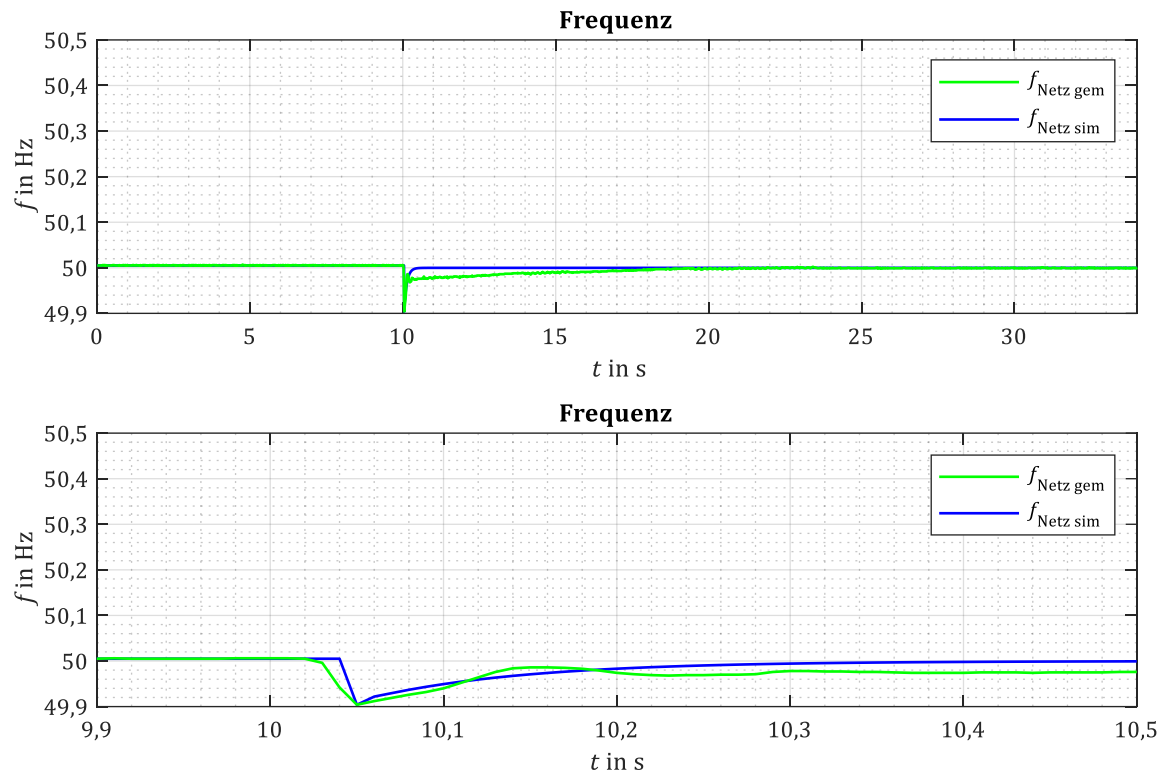


Abbildung 4-2: Validierung der VSM; Gemessene und simulierte Frequenzverläufe bei einem Lastsprung von 0 kW auf 50 kW; oben: Frequenzverlauf bis zum stationären Betriebspunkt, unten: Frequenzverlauf im Zuschaltmoment zwischen 9,9 und 10,5 s;¹

Da für die Lasten keine Frequenzabhängigkeit angenommen wird, kann die Lastdämpfungskonstante D vernachlässigt werden. Der ermittelte leistungsbezogene P-Grad b_{pp} ist so gering, dass er künftig vernachlässigt wird.

Die ermittelten Parameter für die VSM zeigt Tabelle 4-1:

Tabelle 4-1: Ermittelte Parameter für das VSM Modell

K_P	K_I	T_I	b_{pp}	H
120	1	0,8 ms	0,001	0,3125 s

4.3 Validierung PV-Modell

Die gemessene und simulierte Wirkleistungsantwort der PV-Anlage im Reallabor auf den vorgegebenen Frequenzverlauf zeigt Abbildung 4-3. Im stationären Zustand, bei 50,0 Hz vor der Frequenzanhebung, hat die PV-Anlage eine Ausgangsleistung von 234 kW. Bei einer Simulationszeit von ca. 9 s wird die Frequenz angehoben und die PV-Anlage reagiert darauf mit einer Reduktion der abgegebenen Wirkleistung.

¹ Zur besseren Vergleichbarkeit ist die Skalierung der Frequenzachse in den Abbildungen in den Abschnitten zur Modellvalidierung (Abschnitte 4.2, 4.3, und 4.4) gleich gewählt.

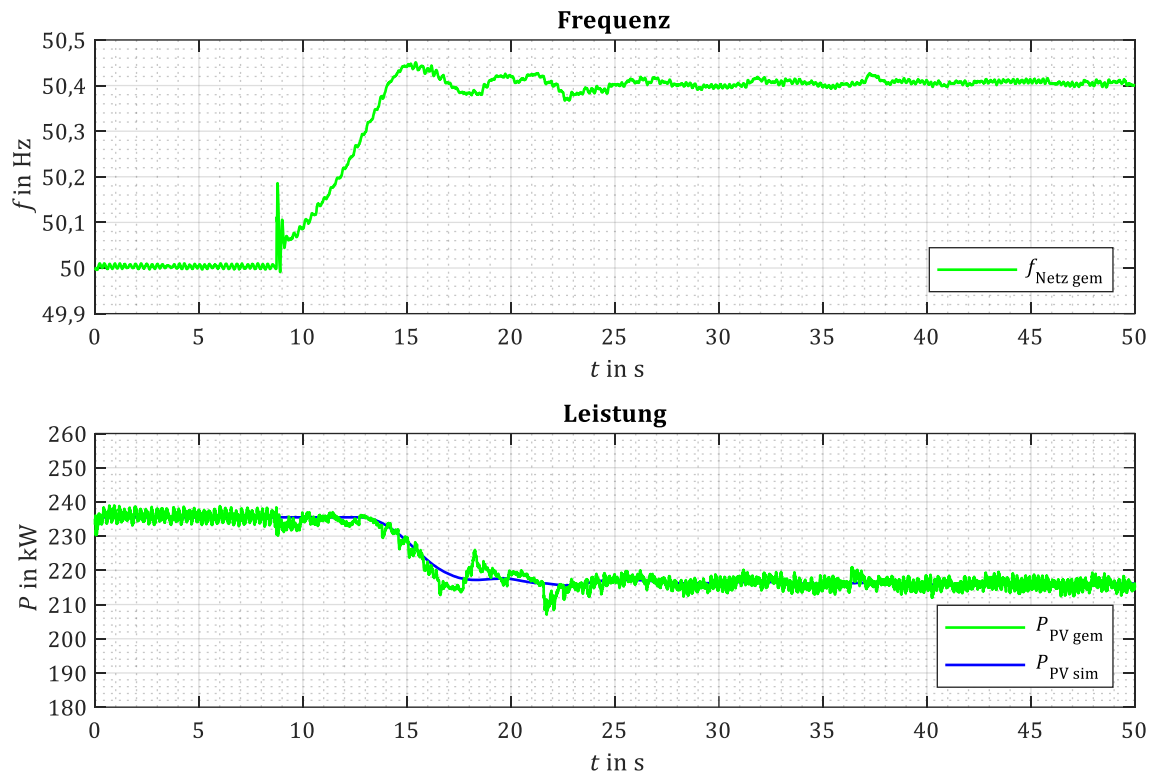


Abbildung 4-3: Validierung PV-Anlage mit Messdaten; oben: gemessene Netzfrequenz als Eingangsparameter, unten: simulierte und gemessene Leistungsverläufe der PV-Anlage

Tabelle 4-2 zeigt die ermittelten Parameter für das PV-Anlagenmodell. Die Verzögerungszeit T_v bei der Abschaltung der Anlage, wenn die Frequenz die 51,5 Hz überschreitet, wurde im Reallabor nicht ermittelt. Hierfür wird die normativ geforderte Zeit von 0,1 s [5] angenommen. Diese Zeitkonstante ist für die untersuchten Einschwingvorgänge im Frequenzbereich bis 51,5 Hz nicht relevant. Das Modell der PV-Anlage spiegelt die gemessenen Verläufe wider.

Tabelle 4-2: Ermittelte Parameter für das PV-Modell

T_p	T_d	T_v
2 s	1 s	0,1 s

4.4 Validierung Gesamtmodell

Abbildung 4-4 zeigt die gemessenen und die simulierten Frequenz- und Wirkleistungsverläufe eines Versuchs aus dem Reallabor. Bei diesem Versuch wurde bei einer Einspeisung von 234 kW der PV-Anlage und einer Last von 210 kW, entspricht einer Ladeleistung von 24 kW, die Last durch eine Abschaltung auf 114 kW reduziert. Im ersten Moment nach der Abschaltung der Last ($t = 10$ s) steigt die Ladeleistung auf 120 kW an. Im ersten Moment nach der Abschaltung gibt es einen kurzen Anstieg der gemessenen und simulierten Frequenz auf einen Wert von ca. 50,2 Hz. Dieser initiale Frequenzanstieg ist auf die virtuelle Trägheit des Umrichters zurückzuführen. Aufgrund der $f(P)$ -Statik der hybriden NEA steigt die Netzfrequenz nach der Abschaltung, pendelt sich aber nach ca. 15 s auf den stationären Wert von 50,4 Hz ein. Die PV-Anlage reagiert auf die erhöhte Netzfrequenz mit einer Reduzierung der eingespeisten Wirkleistung nach der normativ geforderten $P(f)$ -Statik [5]. Demzufolge sinkt die

Ladeleistung auf einen stationären Wert von ca. 102 kW. Wie Abbildung 4-4 zeigt, spiegelt die Simulation die real gemessenen Verläufe wider.

Die abgeschaltete Last von 96 kW aus dem in Abbildung 4-4 gezeigten Versuch wird nun wieder zugeschaltet. Die gemessenen und simulierten Frequenz- und Wirkleistungsverläufe sind in Abbildung 4-5 dargestellt. Nach der Zuschaltung der Last bei einer Zeit von ca. 12 s kommt es aufgrund der virtuellen Trägheit zu einem Frequenzeinbruch gefolgt von einer Frequenzabsenkung aufgrund der $f(P)$ -Statik. Am stationären Arbeitspunkt stellt sich eine Frequenz von 50 Hz und eine Ladeleistung von 24 kW ein. Auch für die Lastzuschaltung und die resultierende Frequenzabsenkung spiegelt die Simulation die gemessenen Verläufe wider.

Für diese Versuche wurde für die $f(P)$ -Statik eine Zeitkonstante $T_{p \text{ Droop}}$ von 7,2 s und eine Verzögerungszeit $T_{d \text{ Droop}}$ von 0,1 s ermittelt (siehe Tabelle 4-3).

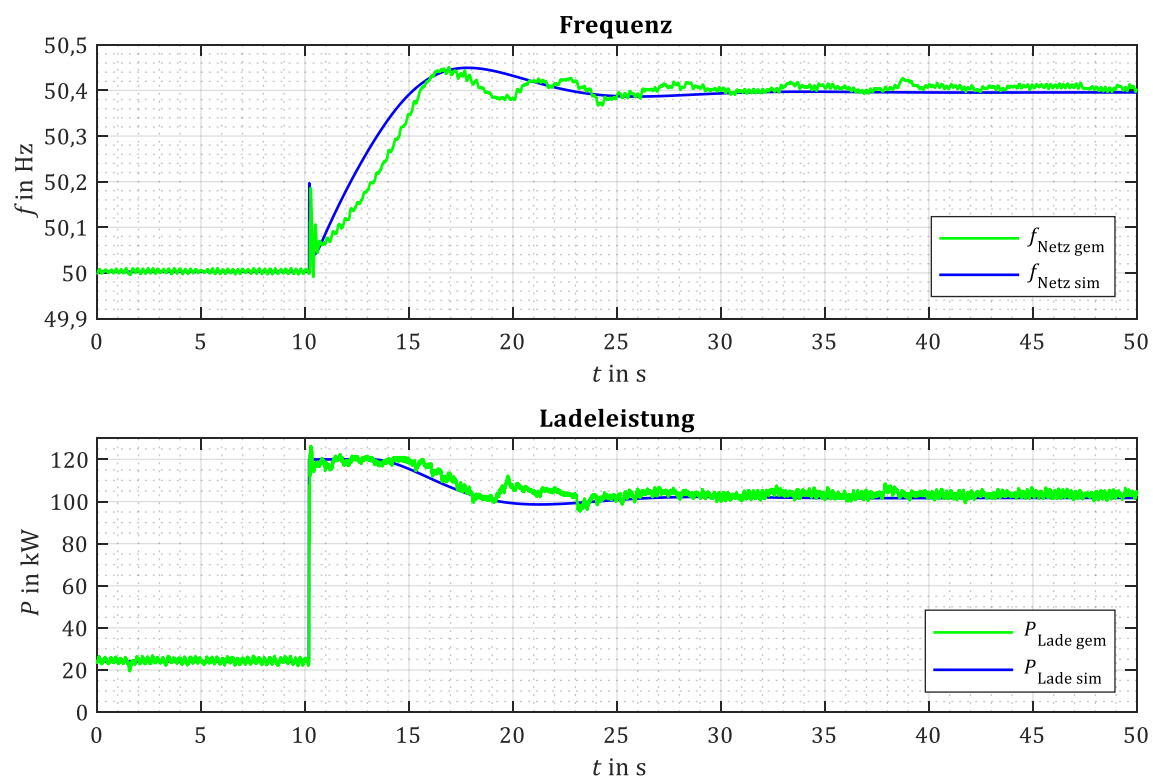


Abbildung 4-4: Validierung Gesamtmodell bei einer Laständerung von 210 kW auf 114 kW und einer initialen PV-Einspeisung von 234 kW; oben: gemessene und simulierte Frequenzverläufe, unten: gemessene und simulierte Ladeleistungsverläufe

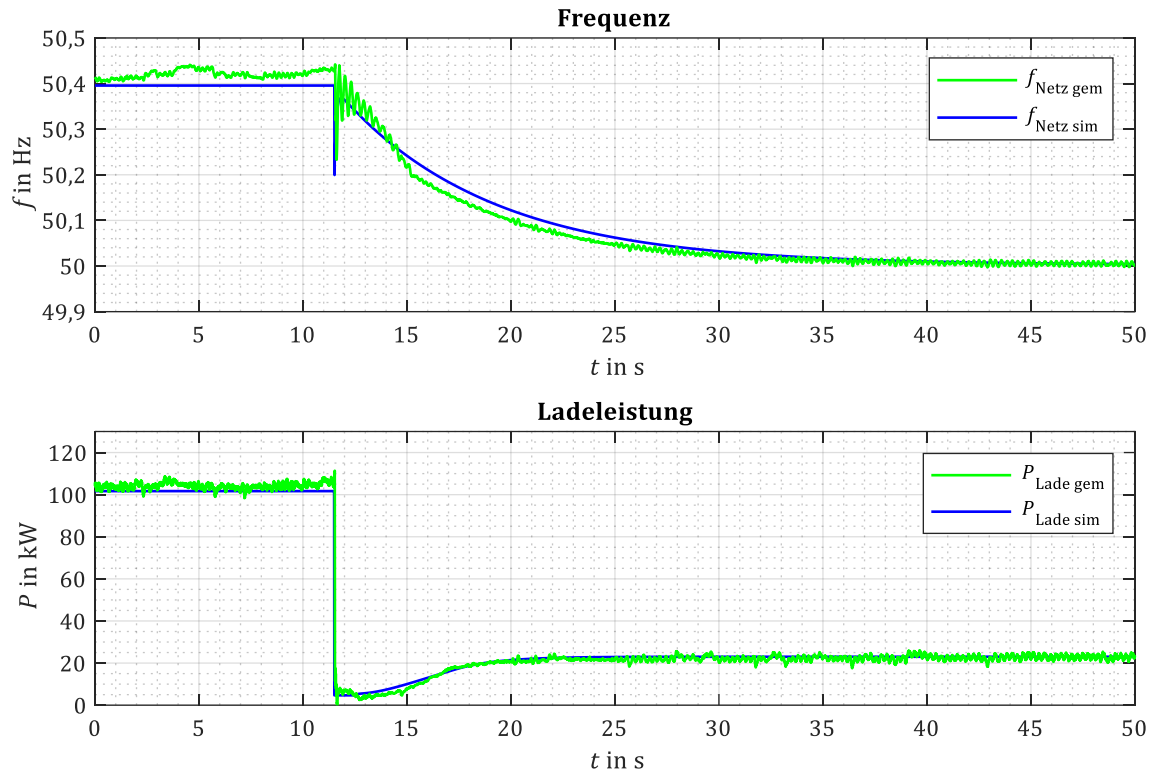


Abbildung 4-5: Validierung Gesamtmodell bei einer Laständerung von 114 kW auf 210 kW und einer momentanen PV-Einspeisung von 216 kW; oben: gemessene und simulierte Frequenzverläufe, unten: gemessene und simulierte Ladeleistungsverläufe

Tabelle 4-3: Ermittelte Parameter für die $f(P)$ -Statik

$T_{\text{p Droop}}$	$T_{\text{d Droop}}$
7,2 s	0,1 s

4.5 Veränderung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit im Gesamtmodell

Bei einer Variation der Zeitkonstante $T_{\text{p Droop}}$ (z. B. 10,5 s) im Reallabor mit der hybriden NEA zeigen sich ähnlich gute Übereinstimmungen für die gemessenen und simulierten Verläufe. Die Verzögerungszeit $T_{\text{d Droop}}$ ist nicht änderbar, da es sich hierbei um eine umrichterinterne Verzögerungszeit handelt. Wird die Zeitkonstante $T_{\text{p Droop}}$ verkleinert und somit die Frequenzänderungsgeschwindigkeit der $f(P)$ -Statik der hybriden NEA vergrößert, zeigt sich bei der Simulation der Frequenz- und Leistungsverläufe ein einschwingendes Verhalten bei der Frequenz und entsprechend bei der Ladeleistung. In diesen Fällen hat die PV-Anlage mit Rampenfunktion nicht genügend Zeit, die Wirkleistungsabgabe an die geänderte Inselnetzfrequenz anzupassen, bis die hybride NEA wieder die Inselnetzfrequenz angepasst hat. Abbildung 4-6 zeigt dieses Einschwingverhalten bei einer weiteren Simulation des Reallaborversuchs aus Abbildung 4-4 mit Zeitkonstante von $T_{\text{d Droop}} = 0,5$ s. Messverläufe vom Reallabor mit dieser hohen Frequenzänderungsgeschwindigkeit sind nicht vorhanden, wären jedoch technisch mit der hybriden NEA umsetzbar. Dieses langsam einschwingende Verhalten wird als nicht wünschenswert eingestuft, da es eine vermeidbare Anregung des Inselnetzbetriebs darstellt.

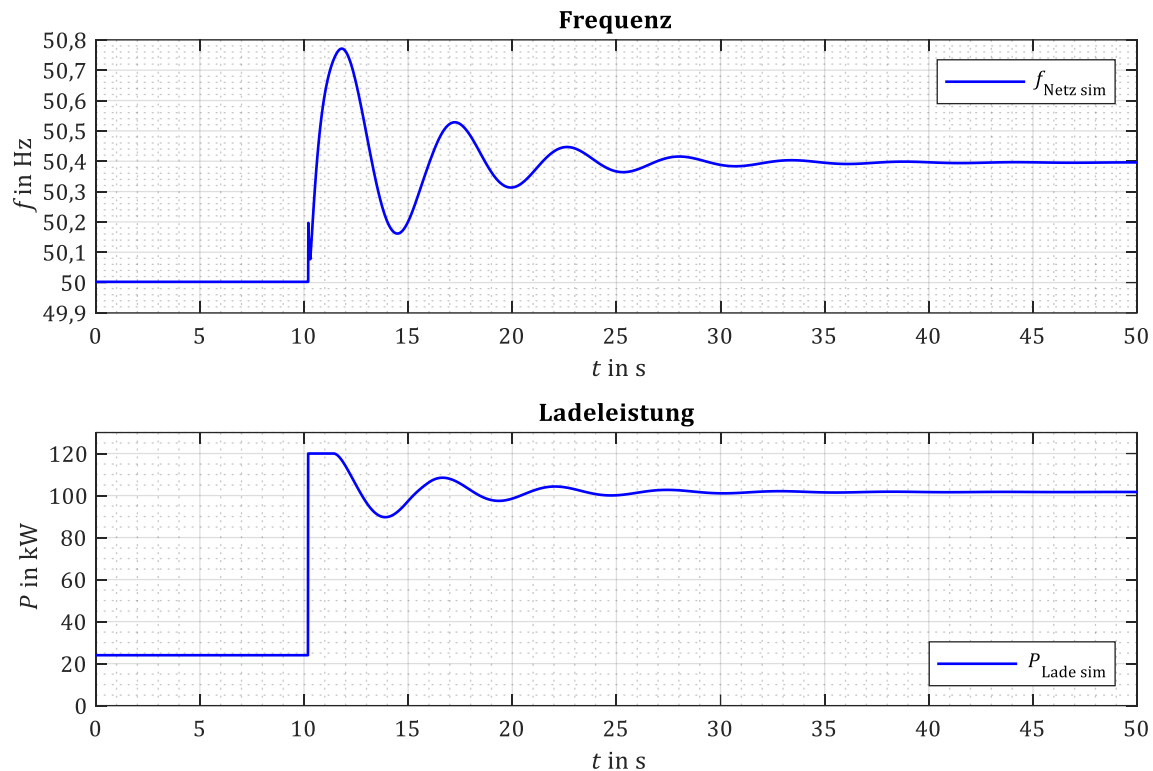
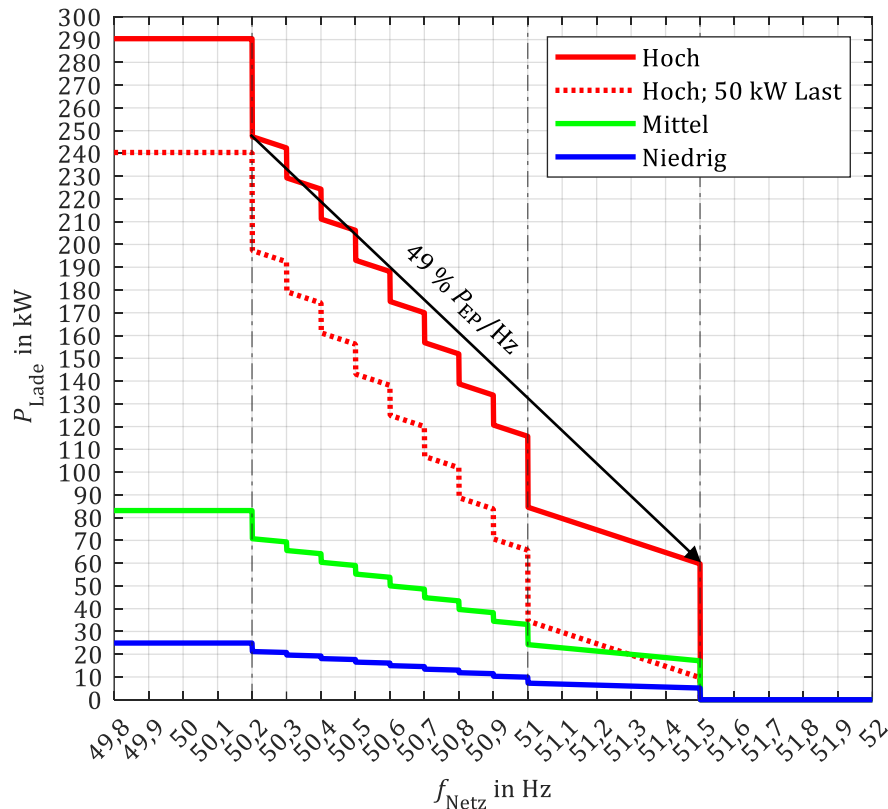


Abbildung 4-6: Simulation Gesamtmodell im Reallabor mit zu hoher Frequenzänderungsgeschwindigkeit ($T_{p\text{ Droop}} = 0,5$)

Je höher die Frequenzänderungsgeschwindigkeit der $f(P)$ -Statik und demnach kleiner die Zeitkonstante $T_{p\text{ Droop}}$, desto größer ist der initiale Überschwinger der Inselnetzfrequenz.

5 Simulation weiterer Last- und Erzeugungsfälle

Mit dem im Reallabor validierten Modell der hybriden NEA werden weitere Untersuchungen in anderen Last- und Erzeugungsfällen durchgeführt. Hierzu wird das Modell der hybriden NEA mit einem Modell eines statistisch ermittelten NS-Netzes kombiniert. Das statistisch ermittelte Netz wurde aus Netzdaten des Verteilnetzbetreibers LVN und Daten des Marktstammdatenregisters generiert. Abbildung 5-1 zeigt das resultierende $P(f)$ -Verhalten des ermittelten Netzes und das Vorgehen zur Ermittlung ist in [9] beschrieben. Das Netz mit hoher Einspeisung (rote $P(f)$ -Statik in Abbildung 5-1) hat eine aggregierte Leistung von ca. 290 kWp am EP und die Leistung nimmt ab der 50,2 Hz Grenze mit 49 % der aggregierten Leistung pro Hertz ab bis zur Trennung aller Anlagen bei 51,5 Hz. Von den 290 kWp fallen 124 kWp auf eine PV-Anlage mit Rampenfunktion und 166 kWp auf PV-Anlagen mit fest programmierten Abschaltschwellen. Die Anlage mit Rampenfunktion hat dieselbe Parametrierung wie die im Reallabor (siehe Tabelle 4-2) und die Anlagen mit Abschaltschwellen sind mit einer Verzögerungszeit T_v von 0,2 s parametrierung. Diese 200 ms sind in den jeweiligen TAR (z. B. [6]) als maximale Abschaltzeit gefordert.

Abbildung 5-1: $P(f)$ -Verhalten der statistisch ermittelten Netze [9]

Ist im Netz keine Last, sondern nur Einspeisung, erhöht die implementierte $f(P)$ -Statik der hybriden NEA bereits beim Hochfahren der PV-Anlagen die Frequenz und limitiert damit die Anlage mit Rampenfunktion und die ersten Anlagen mit fest programmierter Abschaltschwelle mit niedrigen Abschaltfrequenzen. Da die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität bei der Entwicklung eines Regelalgorithmus an erster Stelle steht, wird der Fall betrachtet, dass Last und Erzeugung im Netz so weit ausgeglichen sind, dass die volle PV-Anlagenleistung des Netzes mit hoher Einspeisung (rote $P(f)$ -Statik in Abbildung 5-1) erreicht wird. Hierzu wird eine Last von 200 kW hinzugefügt. Im stationären Zustand ergibt sich dadurch eine Ladeleistung von 90 kW und das hybride NEA ist bereits im Frequenzregelbetrieb (grüner Bereich in Abbildung 2-3) bei einer Frequenz von ca. 50,14 Hz. Abbildung 5-2 zeigt den Frequenz- und Ladeleistungsverlauf der hybriden NEA im Netz mit hoher Einspeisung und mit einer initialen Last von 200 kW.

Mit $T_{p\text{ Droop}} = 7,2\text{ s}$ (durchgezogene Linie in Abbildung 5-2) wird bei einer Simulationszeit von 10 s eine Last von 50 kW abgeschaltet. Die Ladeleistung steigt auf einen Wert von 140 kW an und durch die $f(P)$ -Statik erhöht die hybride NEA die Frequenz. Das gleiche Verhalten zeigt sich bei der Lastabschaltung von je 50 kW bei einer Simulationszeit von 40 und 80 s. Ab ca. 100 s stellt sich ein stationärer Arbeitspunkt bei einer Ladeleistung von 111,1 kW und einer Frequenz von 50,61 Hz ein. Der größte kurzzeitige Frequenzwert bei einer Simulationszeit von 83 s entspricht einem Wert von 50,74 Hz. Somit sind alle Anlagen mit Abschaltschwellen einer Frequenz von $\geq 50,8\text{ Hz}$ und die Anlage mit Rampenfunktion mit einer Abgabeleistung von 103,8 kW, noch in Betrieb.

Erhöht man nun bei selben Startbedingungen die Frequenzänderungsgeschwindigkeit auf einen Wert von $T_{p\text{ Droop}} = 2\text{ s}$ (gestrichelte Linie in Abbildung 5-2) und führt dieselben Schalthandlungen durch, stellt sich bei einer Simulationszeit von 100 s ein stationärer Endarbeitspunkt mit der Ladeleistung von 98,95 kW und einer Frequenz von 50,33 Hz ein. Diese Differenz in der Ladeleistung im Vergleich zu den Ergebnissen mit $T_{p\text{ Droop}} = 7,2\text{ s}$ ergibt sich durch den größeren Überschwinger von 50,96 Hz nach der letzten Lastabschaltung bei 80 s. Dadurch haben sich die Anlagen mit den Abschaltschwellen von 50,8 Hz und 50,9 Hz vom Netz getrennt. Aufgrund der niedrigeren Ladeleistung sinkt die Inselnetzfrequenz, wodurch die Anlage mit Rampenfunktion die Abgabeleistung wieder steigert. Der Unterschwinger in der Ladeleistung bei einer Zeit von 83 s wird dadurch verursacht. Am stationären Endarbeitspunkt ab 100 s beträgt die Wirkleistungsabgabe der Anlage mit Rampenfunktion 117,8 kW.

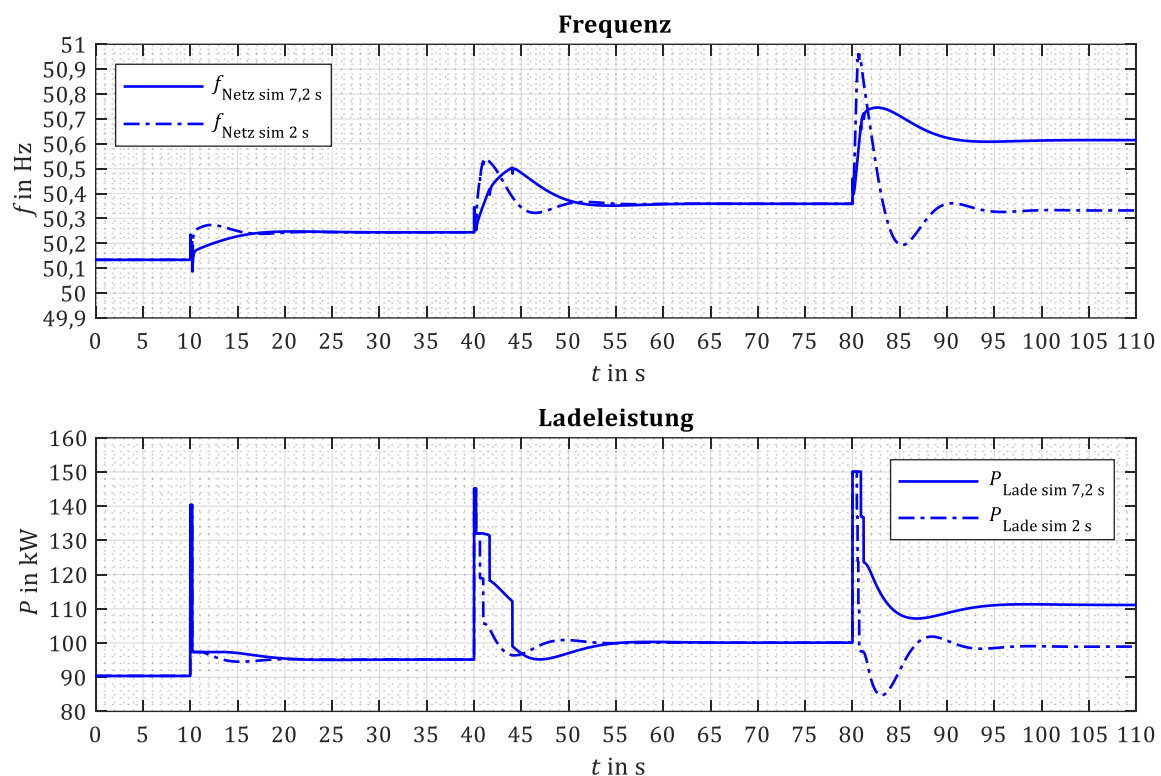


Abbildung 5-2: Hybride NEA im statistisch ermittelten Netz mit $T_{p\text{ Droop}} = 7,2\text{ s}$ (durchgezogene Linie) und $T_{p\text{ Droop}} = 2\text{ s}$ (gestrichelte Linie)

Wie bereits im Reallabor beobachtet, zeigen auch die Simulationen im statistisch ermittelten Netz mit den zusätzlichen Anlagen mit Abschaltschwellen, dass die Zeitkonstante $T_{p\text{ Droop}}$ der $f(P)$ -Statik wichtig ist. Es ist zu beachten, dass die Frequenzänderungsgeschwindigkeit der hybriden NEA langsamer ist, als die Anpassungsgeschwindigkeit der Wirkleistung der PV-Anlage mit Rampenfunktion. Sind nur Anlagen im Netz, die eine Rampenfunktion aufweisen, ist ein Überschwinger in der Frequenz nicht so dramatisch. Sind zusätzlich Anlagen mit Abschaltschwellen im Netz, werden durch den kurzzeitig unnötig hohen Frequenzanstieg Anlagen und somit Erzeugungsleistung vom Inselnetz getrennt. Wird die Zeitkonstante $T_{p\text{ Droop}}$ für dieses Szenario noch kleiner gewählt, werden bei einer Lastabschaltung so viele Anlagen vom Netz getrennt, dass die hybride NEA in den Konstantfrequenzbetrieb bei 50 Hz wechselt.

Im Anschluss resynchronisieren sich die getrennten Anlagen mit Abschaltschwellen wieder und steigern ihre Ausgangsleistung, die Inselnetzfrequenz steigt und dann stellt sich ein stationärer Arbeitspunkt ein. Ist die Zeitkonstante $T_{p\text{ Droop}}$ zu groß und somit die Frequenzänderungsgeschwindigkeit der $f(P)$ -Statik klein, vergeht bis zu einer Frequenz- und somit einer Leistungsänderung im Inselnetz viel Zeit. Dies könnte speziell bei viel Einspeisung im Netz zu ungewollten Betriebszuständen führen und ist zu vermeiden.

In dieser Konstellation mit hoher Einspeisung und Last würden Lastabwürfe von weit über 50 kW zu einem Abwurf aller DEA führen. Lastsprünge von dieser Größenordnung werden in NS-Netzen bis zu einer Transformatorgröße von 400 kVA (geplanter Einsatzbereich der hybriden NEA) als nicht häufig auftretend eingeschätzt. Auch hier resynchronisieren sich die getrennten DEA im Anschluss wieder und steigern ihre Ausgangsleistung. Die Inselnetzfrequenz steigt aufgrund der $f(P)$ -Statik und es stellt sich ein stationärer Arbeitspunkt ein. Abbildung 5-3 zeigt den Lastabwurf von 100 kW bei der Simulationszeit von 10 s, es kommt zu einem Abwurf der DEA und es verbleibenden 100 kW Last im Netz. Um unzulässig hohe Frequenzen zu vermeiden, ist in der $f(P)$ -Statik eine Begrenzung bei 51,7 Hz implementiert. Der Lastwechsel von 190 kW (laden) zu -100 kW (entladen) Ladeleistung stellt in der Frequenz kein Problem für die hybride NEA dar. Der Fall, dass die Last im Netz so groß ist, dass die gesamte Einspeiseleistung im Netz mit hohem Anteil an DEA zur Verfügung und es dann zu einem sukzessiven Lastabwurf kommt, stellt den Grenzfall dar. Auch in diesem Netz war bis zur maximalen Leistungsfähigkeit des Umrichters genug Sicherheitsabstand. Eine Trennung und Resynchronisation der DEA im Inselnetzbetrieb stellen keine Gefahr für die Versorgungssicherheit dar.

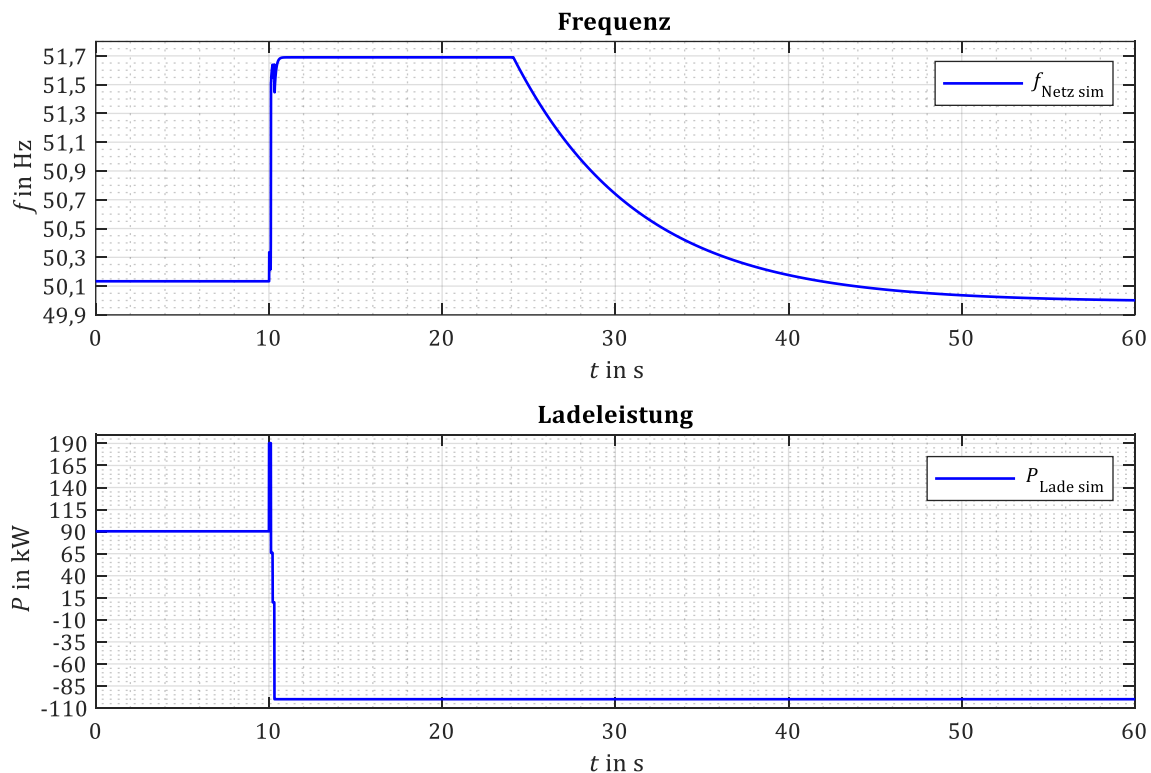


Abbildung 5-3: Hybride NEA im statistisch ermittelten Netz mit $T_{p\text{ Droop}} = 7,2$ s; Lastwechsel von 200 auf 100 kW bei $t = 10$ s

6 Fazit

Wie gezeigt, kann ein ausreichend genaues Simulationsmodell für den Inselnetzbetrieb der hybriden NEA in einem NS-Netz mit DEA erstellt werden. Der entworfene Regelalgorithmus nach dem LINDA-Konzept für die Sollfrequenz konnte im Reallabor mit der hybriden NEA erfolgreich getestet werden. In einer abgewandelten Form konnte der Algorithmus mit einem Lastbankaggregat [15] bereits in zwei realen Niederspannungsnetzen erfolgreich erprobt werden. Der Vorteil des entwickelten Konzepts liegt in der Einfachheit und dass keine zusätzliche Kommunikations- oder Steuerungsinfrastruktur für den Inselnetzbetrieb notwendig ist. Dadurch resultieren eine hohe Übertragbarkeit und Anwendbarkeit in vielen verschiedenen NS-Netzen. Wie mit dem validierten Simulationsmodell der hybriden NEA gezeigt werden konnte, spielt die Frequenzänderungsgeschwindigkeit der $f(P)$ -Statik eine wichtige Rolle. Diese sollte langsamer sein als die Anpassungsgeschwindigkeit der Wirkleistung der Anlagen mit Rampenfunktion im Inselnetz. Als Faustregel kann abgeleitet werden, dass $T_{p \text{ Droop}}$ der $f(P)$ -Statik mindestens das Dreifache von T_p der PV-Anlage betragen sollte. Eine zu langsame Frequenzänderungsgeschwindigkeit sollte jedoch auch vermieden werden.

7 Ausblick

Mit dem entworfenen Modell sind nur Einschätzungen zur Frequenz und somit Wirkleistung im Inselnetz möglich. Ob es zu Verletzungen des Spannungsbandes oder Blindleistungsfähigkeit des Umrichters kommt, kann nicht ermittelt werden. Hierzu muss das Modell um eine Spannungsregelung ergänzt werden. Wie gezeigt, kommt es bei ungünstig eingestellten Regelzeitkonstanten zu Einschwingvorgängen. Die Dämpfung des geschlossenen Regelkreises soll untersucht werden und wie diese verbessert werden kann. Bis jetzt wurden nur netzfolgende Erzeuger mit der hybriden NEA untersucht. Wie sich ein netzbildendes Verhalten von DEA auf den Inselnetzbetrieb mit der hybriden NEA auswirkt, muss noch untersucht werden. Im ersten Schritt kann untersucht werden, wie sich ein netzstützendes Frequenzverhalten, z. B. der frequenzgeführte Leistungsregler nach [10] oder beschrieben in [16], auf den Inselnetzbetrieb auswirkt. Die $f(P)$ -Statik im aktuellen Stand berücksichtigt nur die Frequenzerhöhung bei zu viel Erzeugungsleistung im Inselnetz. Die Leistungsreduktion von steuerbaren Lasten oder der Betriebsartwechsel (von Laden zu Entladen) von Heimspeichern bei Unterfrequenz soll untersucht und anschließend in der $f(P)$ -Statik berücksichtigt werden.

8 Literatur

- [1] C. Steinhart *et al.*, "Abschlussbericht zum Verbundvorhaben LINDA: Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen," 2019.
- [2] T. Lechner *et al.*, "Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen (LINDA 2.0): Posterbeitrag," in *ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz*, München, 2021.
- [3] C. Bernecker-Castro *et al.*, "Replacing Diesel-Drive Generators with Batteries to Power Islanded Grids: Modeling and Performance Comparison," in *18. Symposium*

- Energieinnovation: Europas Energiezukunft; Sicher, leistbar, sauber!?*, Graz, TU Graz, Hg., 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/f560810f-089d-42d8-ae6d-8e82a8454ca9/files/lf/Session_G1/716_LF_BerneckerCastro.pdf
- [4] S. Seifried *et al.*, "Vermessung des frequenzabhängigen Verhaltens von Niederspannungsnetzen im Inselnetzbetrieb und Nachbildung mit Daten des Marktstammdatenregisters," in *13. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2023): Die Zukunft der EnergieMÄRKTE in Europa vor dem Hintergrund neuer geopolitischer Ungleichgewichte*, TU Wien, Hg., 2023.
- [5] VDE-AR-N 4105:2011-08, VDE - Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Aug. 2011.
- [6] DIN V VDE V 0126-1-1:2006-02 - *Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*, VDE - Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, 2006.
- [7] VDE-AR-N 4105:2018-11: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE - Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Nov. 2018.
- [8] C. J. Steinhart, *Lokale Inselnetz-Notversorgung auf Basis dezentraler Erzeugungsanlagen mit Fokus auf die Frequenzstabilität* (Energietechnik). München: Dr. Hut GmbH, 2020.
- [9] T. Lechner *et al.*, "Frequency droop characteristic for grid forming battery inverters - operation in islanded grids with the infeed of distributed generation systems," in *27th International Conference on Electricity Distribution*, Rom, CIRED, Hg., 2023, doi: 10.1049/icp.2023.1015.
- [10] Verein Deutscher Ingenieure / Verein Deutscher Elektrotechniker, "VDI/VDE 3521 Blatt 1," in *VDI/VDE-Richtlinien*, Verein Deutscher Ingenieure / Verein Deutscher Elektrotechniker, Hg.
- [11] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2009.
- [12] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1993. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.elcom-hu.com/Electrical/Power%20System%20Stability/%5Bprabha%20kundur%5D%20power%20system%20stability%20and%20control.pdf>
- [13] 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, IEEE, Hg., 2017.
- [14] S. Seifried *et al.*, "Messwertbasierte Modellbildung von realen Niederspannungsnetzen mit PV-Anlagen während Frequenz- und Spannungsschwankungen," in *Tagung Zukünftige Stromnetze 2024*, Berlin, Conexio-PSE GmbH, Hg., Jan. 2024.
- [15] T. Lechner *et al.*, "Island Grid Operation of a Modified Mobile Generator – Test and Optimization in a Living Lab with High PV Penetration," in *Wind & Solar Integration Workshop*, Institution of Engineering an Technology, Hg., 2022.
- [16] VDE FNN Netztechnik/Netzbetrieb, "Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen: VDE FNN Hinweis," 2021.

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutzaufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages