15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

ENTWICKLUNG EINER STRATEGIE ZUR DEZENTRALEN NETZREGELUNG EINGEBETTETER INSELNETZE

Lennard WILKENING, Günter ACKERMANN, Thanh Trung DO

Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation der TUHH, Eißendorfer Str.38,
Tel.: 040428784210, Fax: 040428783967, lennard.wilkening@tuhh.de, www.tuhh.de/ha

Kurzfassung: In diesem Beitrag wird anhand des Inselbetriebs eines modellierten Niederspannungsnetzes mit hoher Photovoltaik (PV) - Einspeisung die Strategie einer weitestgehend kommunikationslosen dezentralen Netzregelung vorgestellt. Hierfür wurden geeignete dynamische Systemmodelle entwickelt, welche die Simulationen dynamischer Ereignisse in sehr kleinen Zeitbereichen und der Betriebsführung über längere Zeiträume ermöglichen. Mit Hilfe dieser Simulationen konnten geeignete Regelparameter identifiziert und deren Auswirkungen auf die Netzsituation analysiert werden.

Keywords: Inselnetz, Batteriehybridspeicher, Photovoltaik, Spannungsregelung, dezentrale Netzregelung, Niederspannungsnetz

1 Einleitung

Die Umsetzung der politischen Ziele der Energiewende sorgt in Deutschland für einen steigenden Anteil von dezentralen fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) an der Stromerzeugung und führt zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb elektrischer Netze. Können diese Anforderungen nicht erfüllt werden, kann es zu Stromausfällen kommen. Die Folgen eines langanhaltenden Stromausfalls werden in [1] aufgezeigt. Die bedarfsgerechte Versorgung der Bevölkerung mit notwendigen Gütern und Dienstleistungen kann in einem solchen Fall nicht mehr gewährleistet werden. Außerdem kann es bei einem Schwarzstart durch unkontrolliertes automatisches Zuschalten der FEE zur Destabilisierung des Verbundnetzes kommen [2]. Teilnetze mit hohem Anteil dezentraler Erzeugeranlagen bieten im Störfall durch geeignete Regelung prinzipiell die Möglichkeit das Verbundnetz zu stützen, einer sicheren Entkopplung vom Verbundnetz sowie einer stabilen Versorgung im Inselbetrieb [3,4]. Das als eingebettetes Inselnetz (EIN) agierende Teilnetz verhält sich im Bezug zum Verbundnetz wie eine regelbare netzstützende Einheit, wodurch die Versorgungssicherheit erhöht und ungewollte Inselnetzbildung vermieden wird. Der notwendige Umfang eines weiteren Netzausbaus wird reduziert. Außerdem wird eine kontinuierliche Transformation vom bestehenden zentral geregelten in ein neues dezentral geregeltes Energieversorgungs-system ermöglicht. Eine Umstellung der heutigen zentralen auf eine flächendeckend dezentrale Regelung erfordert vorher den Nachweis der technischen Machbarkeit. Dies soll mit der Untersuchung einer Systematik zur stabilen Betriebsführung von Teilnetzen im Insel- und Verbundnetzbetrieb erzielt werden.

Im Rahmen dieses Beitrags wird gezeigt, dass es mit einem nahe am Ortsnetztransformator installierten Batteriehybridsystem (BHS) ohne die Verwendung zusätzlicher Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und ohne Eingriff in die bestehenden Betriebsmittel möglich ist, ein Niederspannungsnetz stabil als Inselnetz zu betreiben. Durch Simulation kritischer Tage im Jahr lassen sich geeignete Regelparameter für den stabilen Inselnetz-betrieb bestimmen und Sollwertvorgaben für verschiedene Regelungsstrategien definieren. Untersuchungsgegenstand sind eingebettete Niederspannungs-Inselnetze, da anhand dieser Struktur die technischen Anforderungen vom heutigen Stand der Technik bis hin zu einer dezentralen Netzregelung der Stromnetze entwickelt werden können.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

2 Konzept

Zur Vermeidung zusätzlicher IKT werden die Netzfrequenz und die Netzspannung als Stellgrößen zur Regelung im Inselbetrieb verwendet. Eine möglichst einfache Umsetzung ergibt sich, wenn alle Betriebsmittel, außer dem BHS, keinen Unterschied zwischen Inselbetrieb und Verbundbetrieb erfahren. Zur Bewertung des Netzzustandes bei Last- und Erzeugungsänderung werden die Kriterien des ENTSO-E Operation Handbook [5] und die VDE-Anwendungsregel 4105 [6] angewendet. Dies ermöglicht jederzeit den Wechsel in den Verbundbetrieb. Zur Überprüfung dieser Kriterien im Inselbetrieb werden die verschiedenen Erzeuger, Verbraucher und Speicher im Netz bezüglich ihrer dynamischen Eigenschaften charakterisiert und modelliert.

Das hier betrachtete Niederspannungsnetz (Abbildung 1) ist ein synthetisches Musternetz der Netzkategorie Dorf zur Untersuchung von Spannungsproblemen, welches im Rahmen des Projekts „U-Control“ entwickelt wurde [7].

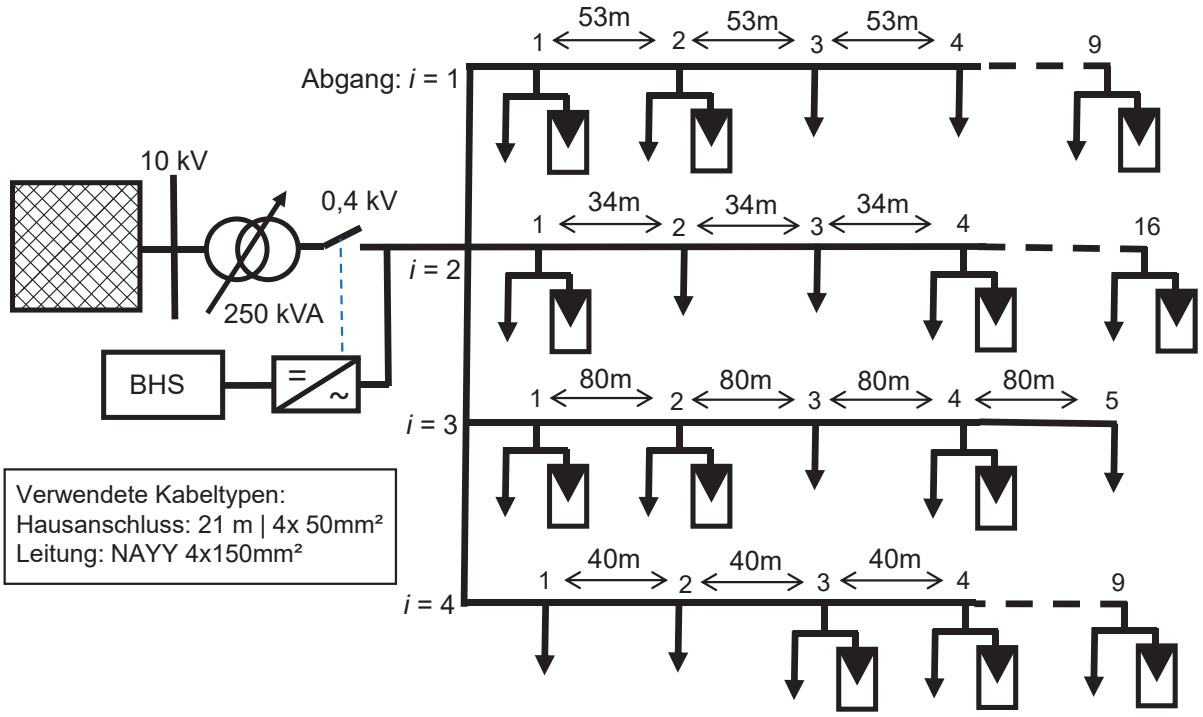


Abbildung 1: Schematische Darstellung der ausgewählten Niederspannungsnetzstruktur (Dorf)

Außerdem zeichnet es sich durch eine sehr geringe Trägheit und einen hohen Anteil installierter PV-Leistung aus. Dieser Beitrag befasst sich weitestgehend mit Regelstrategien für den Inselbetrieb, jedoch wird zum besseren Verständnis der Funktion von EIN das Konzept der gesamten Betriebsstrategie vorgestellt und ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt.

Die Aufgabe des BHS ist es, die verfügbaren Ressourcen so einzusetzen, dass die Versorgungssicherheit des Niederspannungsnetzes jederzeit gewährleistet ist und das Verbundnetz unterstützt wird. Durch eine entsprechende Regelung soll während einer kritischen Netzsituation (Kapitel 2.3) ein nahtloser Übergang vom netzgekoppelten Betrieb zum Inselbetrieb durchgeführt und die Auslösung von Schutzgeräten verhindert werden. Das EIN muss in der Lage sein, im Falle eines unerwarteten Fehlers im Verbundnetz oder eines Fehlers beim Übergang in den Inselbetrieb, einen Schwarzstart durchzuführen. Steht das Verbundnetz wieder zur Verfügung, koppelt sich das EIN mit dem Verbundnetz nach Synchronisation der Spannungen und Ströme.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

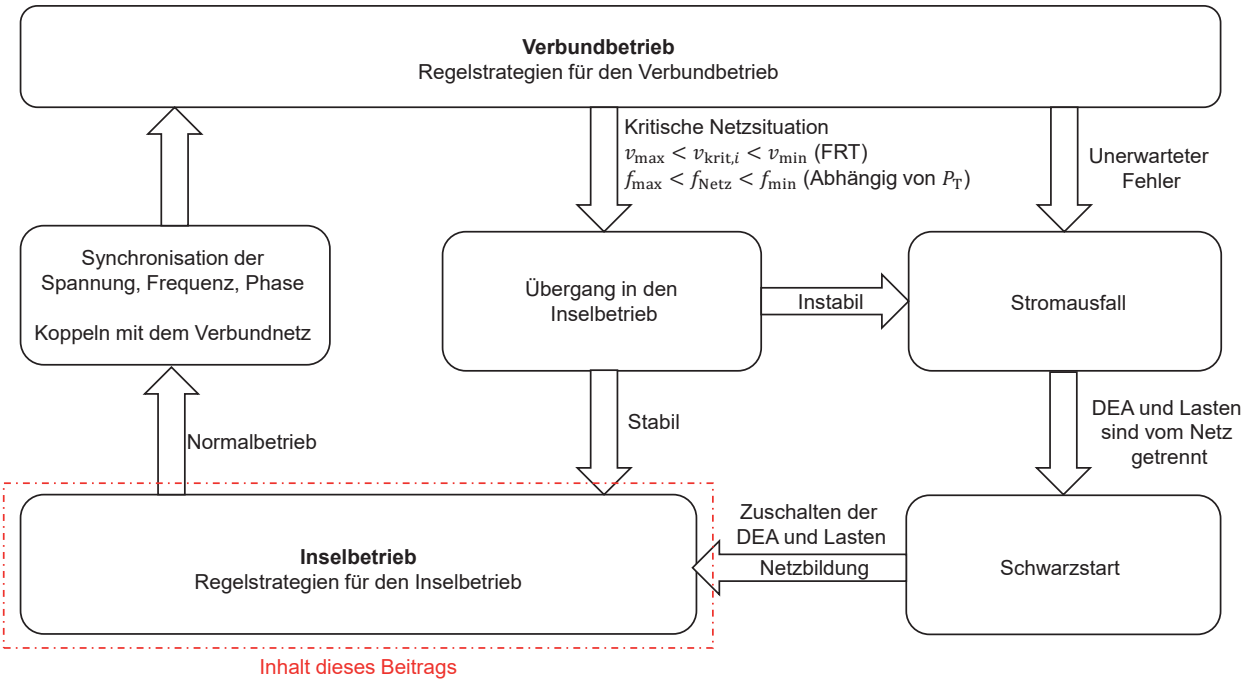


Abbildung 2: Gesamtbetriebsstrategie eines eingebetteten Inselnetzes

Bisherige Schutzkonzepte sind so ausgelegt, dass eine Bildung von ungewollten Inselnetzen vermieden wird [8]. Dabei wird üblicherweise als Abschaltkriterium die Fehlerstromhöhe oder die Auswertung eines Spannungskriteriums genutzt (Inselnetzerkennung). Durch die vermehrt dezentrale Einspeisestruktur steigt die Systemrelevanz von Erzeugungsanlagen in der Niederspannung. In der VDE-Studie „Verhalten von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall“ [9] wurde festgestellt, dass in Zukunft eine dynamische Spannungsstützung von Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene zwingend erforderlich ist. Dezentrale Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz sind aktuell so eingestellt, dass sie sich bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen (bis ca. 150 ms) automatisch vom Netz trennen, dieses Verhalten könnte schon heute in ungünstigen Konstellationen die Systemstabilität gefährden. Das Problem wird sich verstärken, wenn in den nächsten Jahren noch deutlich mehr Anlagen in der Niederspannung dazukommen. Die Anforderungen, die in Zukunft an solche Erzeugungsanlagen zu stellen sind, müssen daher vorausschauend geklärt werden. Dies hat Auswirkungen auf die Erkennung von ungewollten Inselnetzen in Niederspannungsnetzen, denn mit den heutigen Verfahren werden Inselnetze von den Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der dynamischen Netzstützung nicht mehr zu detektieren sein [9].

Im Verbundbetrieb übernimmt das EIN als regelbare Einheit die dynamische Spannungsstützung. Das BHS regelt das Durchfahren des Fehlers (Fault Ride Through (FRT)) und speist währenddessen kapazitive Blindleistung ein, um das Verbundnetz zu unterstützen. Die Erzeugungs-anlagen können somit im Fehlerfall am Netz bleiben und einen Beitrag zum Kurzschlussstrom und zur Spannungshaltung liefern. Eine Inselnetz-erkennung der dezentralen Erzeuger-anlagen wird unnötig, da das BHS über den Systemzustand Inselbetrieb oder Verbund-

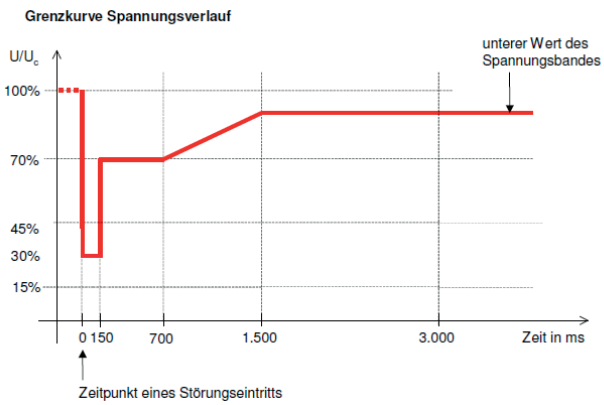


Abbildung 3:Grenzkurve des Spannungsverlaufs für den FRT Fall, [6]

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

betrieb entscheidet und eine ungewollte, unkontrollierte Inselnetzbildung somit ausgeschlossen wird. Genauer gesagt darf sich das EIN bei einem Kurzschluss im Verbundnetz erst vom Netz trennen, wenn die Spannung am kritischen Netzanschlusspunkt unterhalb der roten Grenzkurve des in Abbildung 3 gezeigten Spannungsverlaufs liegt. So kann z. B. eine Trennung vom Verbundnetz bei einem Spannungseinbruch unter 30 % sofort und bei einem Einbruch unter 70 % nach 150 ms erfolgen. Es ergeben sich die folgenden Regelstrategien für den Insel- und Verbundbetrieb:

2.1 Regelstrategie für den Inselbetrieb mit einem Batteriehybridsystem als netzbildende Spannungsquelle

Die Erzeugung durch FEE lässt sich nicht bedarfsgerecht steuern. Die Verbrauchs- und Erzeugungsmaxima treten im Tages- und Jahresverlauf häufig gegenläufig auf. Besonders in Niederspannungsnetzen mit ihrer niedrigen Anzahl an Erzeugern und geringen geografischen Ausdehnung sind die Ausgleichsmöglichkeiten innerhalb des Netzes begrenzt. Um den Versatz zu überbrücken und die erneuerbaren Energien möglichst umfassend zu nutzen, muss die elektrische Energie daher zwischengespeichert werden.

Während heute im Verbundnetzbetrieb die Netzfrequenz und -spannung durch Synchrongeneratoren vorgegeben ist, muss diese Aufgabe bei einem Wechsel eines stromrichterdominierten Niederspannungsnetzes in den Inselbetrieb von einem Stromrichter übernommen werden. Batteriespeicher mit selbstgeführten Stromrichtern bieten sich aufgrund ihrer Reaktionszeiten und der Bereitstellung von positiver wie auch negativer Regelleistung an, als netzbildende Spannungsquelle betrieben zu werden. Durch die gute Dynamik ist der Stromrichter in der Lage, einen Ausfall des Versorgungsnetzes auszugleichen und im Rahmen seiner Leistungsfähigkeit ein entstandenes Inselnetz zu speisen.

Die Versorgung des Niederspannungsnetzes im Inselbetrieb über ein ausreichend großen Batteriespeicher wäre prinzipiell möglich, wird aber aus Kostengründen auch in naher Zukunft für sich alleine keine Alternative darstellen. Deshalb muss für den Inselbetrieb zusätzlich eine regelbare nicht fluktuierende Erzeugereinheit eingesetzt werden, zum Beispiel in Form einer Brennstoffzelle oder eines Gasgenerators, mit den Aufgaben die Entladedauer und Leistungsabgabe des Batteriespeichers zu erhöhen. Für diesen Beitrag wird ein BHS bestehend aus einem Batteriespeicher und einer Brennstoffzelle verwendet.

2.1.1 Frequenzregelung

Im Inselbetrieb gibt das BHS die Netzspannung und Netzfrequenz für das Inselnetz vor. Abhängig von der Einspeise- und Lastsituation stellen sich der Wirk- und Blindleistungsfluss ($P_\mathrm{R}, Q_\mathrm{R}$) durch das BHS ein (vergleiche mit Abbildung 5). Ein stabiler Netzbetrieb ist solange gewährleistet, wie das BHS den vom Niederspannungsnetz geforderten Betrag an Wirk- und Blindleistung bereitstellen kann. Im Falle, dass der Ladezustand (engl.: State Of Charge) (SOC) oder die zulässige Ladeleistung der Batterie an ihre Grenzen kommt, müssen die PV-Anlagen abgeregelt bzw. die Last reduziert werden. Reicht die Lastreduktion nicht aus, wird das Inselnetz abgeschaltet. Die Abregelung der PV-Anlagen und die Lastreduktion in Folge der Grenzen des Ladezustandes erfolgt durch die Änderung der Netzfrequenz entsprechend der Statik aus Abbildung 4. Ein niedriger Ladezustand führt zur Absenkung der Frequenz und damit zur Reduktion der Last, ein hoher Ladezustand hat eine höhere Frequenz und somit eine Abregelung der PV-Anlagen zur Folge. Die genaue Reaktion der

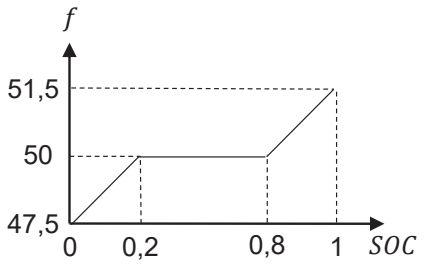


Abbildung 4: Netzfrequenzanpassung in Abhängigkeit des Ladezustands der Batterie

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Erzeuger und Verbraucher auf die Änderung der Netzfrequenz wird im Kapitel 3 beschrieben.

2.1.2 Spannungsregelung

Die zulässigen Spannungsgrenzen stellen eine wesentliche Einflussgröße für die Aufnahmegrenzen dezentraler Einspeiseleistung in Niederspannungsnetzen dar. Kritische Netze mit hoher Einspeisung werden heute bereits mit regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) ausgestattet. Diese sind in der Lage, die Spannung der Lastsituation anzupassen und dadurch die Ausnutzung der Netzkapazität zu erhöhen. Da kritische Netze aufgrund der hohen PV-Einspeisung eine hohe Systemrelevanz haben, kommen sie für den Betrieb als eingebettetes Inselnetz besonders in Frage und somit muss das BHS in der Lage sein, die Spannung entsprechend zu regeln.

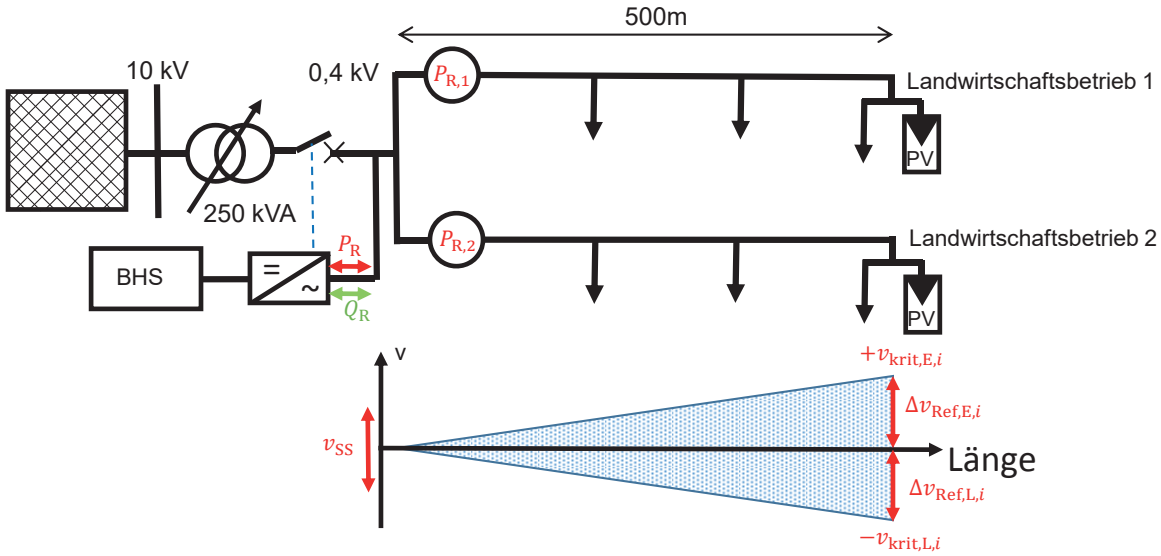


Abbildung 5: Schema eines Referenzszenarios zur Spannungsabschätzung

Die hier verwendete Methode zur Abschätzung kritischer Spannungen basiert auf einer Lastflussmessung an den Netzabgängen und den durch eine Simulation bestimmten kritischen Spannungsanhebungen in den Netzabgängen in Abhängigkeit des Leistungsflusses durch diese Abgänge [10]. Mittels Simulation der Worst-Case-Szenarien des nachgebildeten Niederspannungsnetzes (Starklast- und Einspeisefall), lässt sich für jeden Strang der Netzanschlusspunkt mit der maximalen Spannungsänderung ($\Delta v_{\mathrm{Ref},i}$) bei einem zugehörigen Leistungsfluss $P_{\mathrm{Ref},i}$ bestimmen (Abbildung 5). Diese Referenzwerte dienen zur Parametrierung der Regelung. Während des Betriebs kann durch lokale Messung des Leistungsflusses ($P_{\mathrm{R},i}$) die Spannung am kritischen Netzknoten ($v_{\mathrm{krit},i}$) mittels der Bedingung (1) abgeschätzt und durch Änderung der Sammelschienenspannung (v_{SS}) die Spannung am kritischen Netzanschlusspunkt auf einen Sollwert geregelt werden.

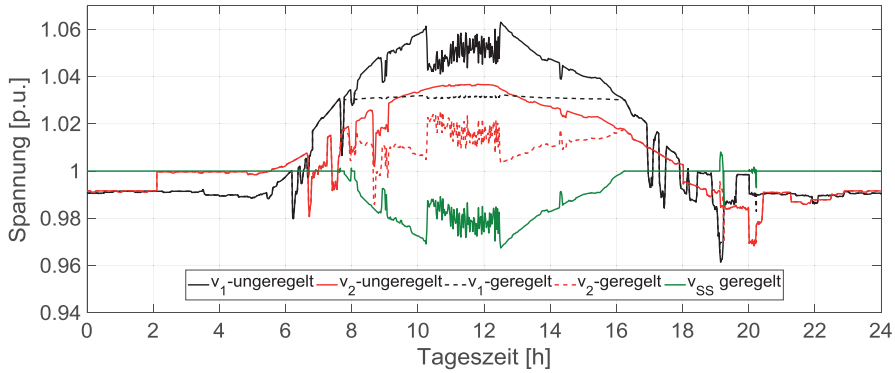
$$v_{\mathrm{krit},i} = v_{\mathrm{SS}} + \Delta v_{\mathrm{Ref},i} \frac{P_{\mathrm{R},i}}{P_{\mathrm{Ref},i}} \qquad (1)$$

Durch die Abschätzung der Spannung ($v_{\mathrm{krit},i}$) in jedem Abgang ist sichergestellt, dass immer nach der größten Spannungsdifferenz geregelt wird. Unerwartete Spannungsänderungen an den Netzanschlusspunkten der einzelnen Abgänge durch den Zubau von PV-Leistung oder von Ladestationen für E-Autos, werden mittels dieser Methode erkannt und die Sammelschienenspannung entsprechend geregelt.

Der in Abbildung 6 dargestellte Zeitverlauf zeigt die Spannungsänderung des Netzanschlusspunktes zweier Landwirtschaftsbetriebe (LB) an einem sonnigen Sommertag in Folge von PV-Einspeisung und Verbrauch. Die Leitung zu den Betrieben ist 500 m lang (Abbildung 5) und die installierte PV-Leistung beträgt im LB 1 $P_{\mathrm{PV},1} = 30\ \mathrm{kW_P}$ und im LB 2 $P_{\mathrm{PV},2} = 18\ \mathrm{kW_P}$.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Im ungeregelten Fall (v_1,v_2) wird die erlaubte maximale Spannungsänderung von $3\,\%$ in Niederspannungsnetzen in Folge von PV-Einspeisung deutlich überschritten [6]. Eine Ausnutzung des PV-Zubau-Potenzials von maximal $P_{\mathrm{PV}} = 53\,\mathrm{kW_P}$ ist ohne eine Spannungsregelung nicht möglich. Im geregelten Fall wird die Spannung an der Sammelschiene (v_{SS}) dynamisch geregelt, so dass die Spannung am Netzanschlusspunkt des Betriebs 1 die maximale Spannungsänderung von $3\,\%$ nicht überschreitet.



35

Abbildung 6: Geregelter und ungeregelter Spannungsverlauf bei LB 1 und LB 2

Beim Einsatz eines rONT zur Spannungsregelung im Verbundbetrieb darf nach der VDE-AR-N 4105 Anwedungsregel von den ($\Delta v \pm 3\,\%$) abgewichen werden. Dies wird auch für den Inselbetrieb angenommen, da keine Verbindung mit der höheren Spannungsebene besteht und eine maximal erlaubte Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt von ($\Delta v \pm 10\,\%$) gewählt [11]. Um Abschätzungsfehler zu kompensieren, wird nach einer maximalen Spannungsänderung von ($\Delta v \pm 8\,\%$) geregelt.

Im nächsten Schritt wird im LB 2 die installierte PV-Leistung auf $P_{\mathrm{PV},1} = 53\,\mathrm{kW_P}$ erhöht. An der Regelung wird nichts verändert. Die maximale Spannungsänderung erfolgt jetzt durch die PV-Einspeisung des LB 2 im Abgang 2 des Niederspannungsnetzes. Die Sammelschienenspannung wird entsprechend v_2 geregelt (Abbildung 7).

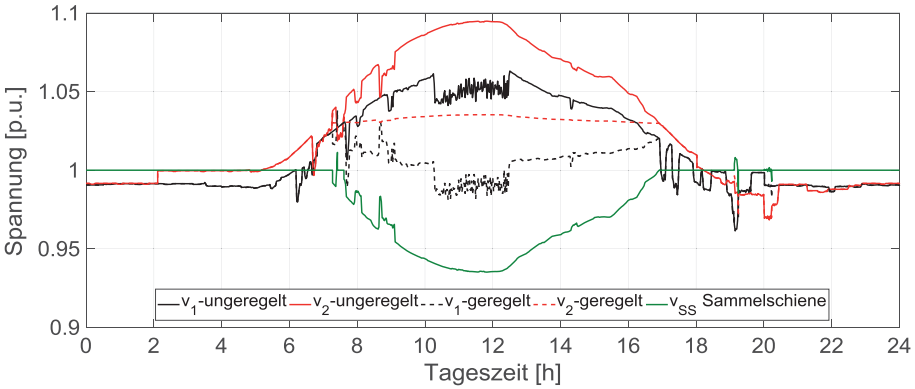


Abbildung 7:Geregelter und ungeregelter Spannungsverlauf nach Zubau von PV-Leistung bei LB 2

Hardwareseitig müssen hierfür Stromsensoren eingebaut werden. Jedoch liegen die Regeleinrichtung (BHS) und die Sensoren örtlich beieinander, so dass keine bzw. nur sehr geringe IKT benötigt wird. Für die Regelung ist keine Kommunikation des BHS mit den Erzeugern und Verbrauchern notwendig. Mit dem Verfahren können bei dreiphasiger Messung durch entsprechende Erweiterung der Berechnungsvorschrift auch unsymmetrische Verhältnisse berücksichtigt werden [10].

In Abbildung 8 wird die Umsetzung des aufgeführten Regelprinzips in Form eines Blockschaltbildes gezeigt. Die notwendigen Signale zur beschriebenen Lastreduktion, PV-Abregelung oder Spannungsregelung, werden nicht über Kommunikationswege an die

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

zugehörigen Anlagen und Verbraucher weitergeleitet, sondern über eine Beeinflussung der Sollfrequenz und der Sammelschienenspannung. Die Regelstrategie basiert auf lokalen Messwerten und dem Ladezustand des Batteriespeichers. Die Brennstoffzelle dient zur Regelung des Sollladezustands der Batterie und wird wegen ihrer Trägheit durch einen PI-Regler geregelt.

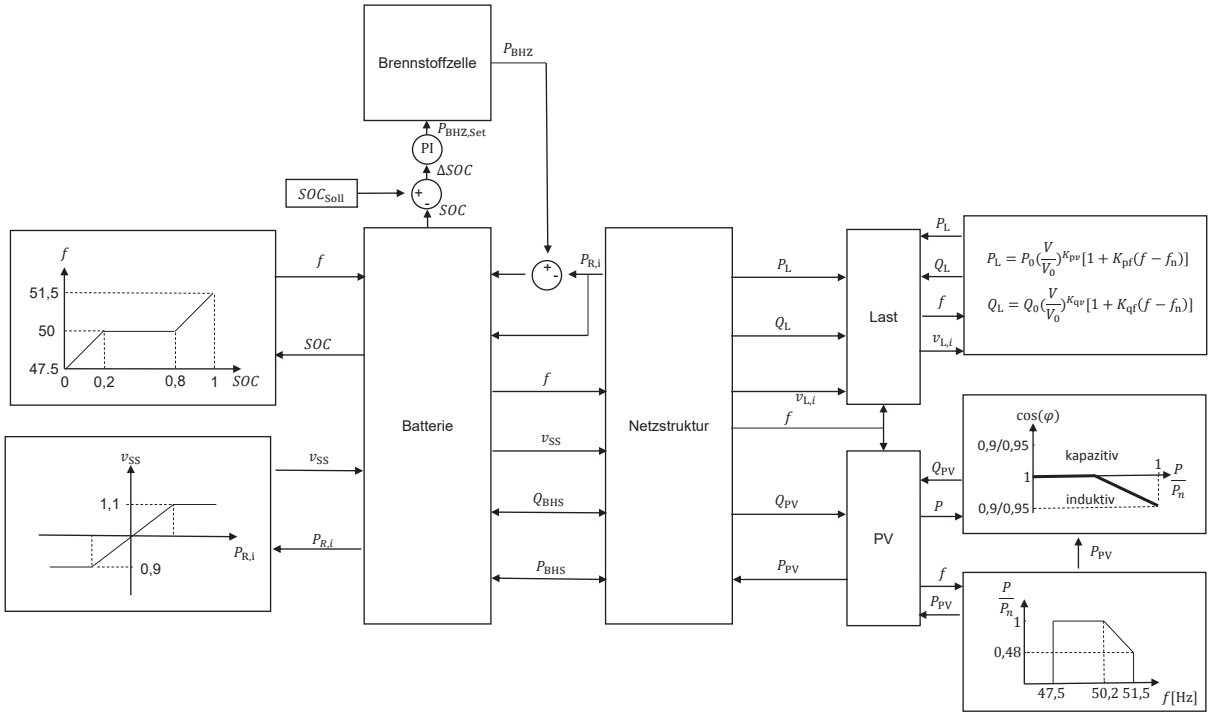


Abbildung 8: Regelprinzip für den Inselbetrieb

2.2 Regelstrategie Verbundnetzbetrieb

Im Verbundnetzbetrieb wird die Spannung und Frequenz vom Verbundnetz vorgegeben. Das BHS dient in diesem Fall zur Bereitstellung von Primärregelleistung und Blindleistung sowie zur Abdeckung von Leistungsspitzen.

2.2.1 Primärregelleistung

Kommt es im Verbundnetz zu einem Ungleichgewicht zwischen der Bereitstellung von Wirkleistung auf der Erzeugerseite und dem Verbrauch auf der Lastseite, führt dies zu einer Schwankung der Netzfrequenz. Bei den elektrische Energie erzeugenden Maschinen übersteigt bzw. unterliegt das vom Ankerdrehfeld auf den Läufer magnetisch übertragene Bremsmoment in einem solchen Fall das mechanische Antriebsmoment. Die Drehzahl und dementsprechend die Netzfrequenz verändern sich. Die erste aktive Maßnahme zur Frequenzhaltung besteht in einer dezentralen Regelung mit Proportionalverhalten. Jedem Erzeuger wird über die Statik

$$k_{\mathrm{Pf}} = \frac{\Delta P / P_{\mathrm{n}}}{\Delta f / f_{\mathrm{n}}} \tag{2}$$

ein Verhältnis zwischen Leistungs- und Frequenzänderung vorgegeben. Das BHS kann so im Rahmen seiner Leistungsfähigkeit einen Beitrag zur Frequenzstabilisierung im Verbundnetz leisten.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

2.2.2 Blindleistungsbereitstellung

Analog zur Wirkleistungs-Frequenzstabilisierung dient im Verbundnetz die Blindleistung zur Spannungshaltung:

$$k_{\mathrm{Qv}} = \frac{\Delta Q / Q_{\mathrm{n}}}{\Delta v / v_{\mathrm{n}}}. \tag{3}$$

Im Falle, dass die Spannung fällt, gibt der Batteriewechselrichter kapazitive Blindleistung ab, im Falle, dass die Spannung steigt nimmt der Batteriewechselrichter induktive Blindleistung auf.

2.2.3 Leistungsspitzenabdeckung

Um das Verbundnetz zu entlasten wird der Wirkleistungsaustausch P_{R} mit dem Verbundnetz auf einen Betrag begrenzt. Wird der Betrag überschritten, übernimmt die Batterie die Bereitstellung der notwendigen Energiedifferenz (ΔE_{Batt}) (Abbildung 9).

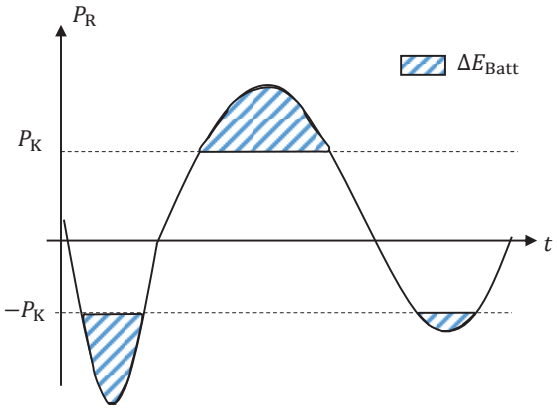


Abbildung 9:Schema der Leistungsspitzenabdeckung durch den Batteriespeicher

2.3 Bedingung für den Betriebswechsel

Um die Versorgungssicherheit des Niederspannungsnetzes zu gewährleisten und das Verbundnetz zu unterstützen, wechselt das EIN bei Erfüllung der folgenden Bedingungen in den Inselbetrieb:

- Inselbetrieb aufgrund von Spannungsänderung wenn
$$v_{\max} < v_{\mathrm{krit},i} < v_{\min}\ (\mathrm{FRT}), \tag{4}$$
ist. Wobei $v_{\mathrm{krit},i}$ die Netzspannung am kritischen Punkt des EIN ist. Im Falle eines Spannungseinbruchs durchläuft das EIN die FRT-Bedingungen bevor es in den Inselbetrieb wechselt.

- Inselbetrieb aufgrund von Frequenzabweichung wenn
$$f_{\max} < f < f_{\min}\ (P_{\mathrm{T}}), \tag{5}$$
Ist. Abhängig vom Leistungsfluss durch den Transformator wechselt das EIN bei einer kritischen Frequenzabweichung in den Inselbetrieb.

3 Modellbildung

Damit ein stabiler Inselbetrieb im Niederspannungsnetz möglich ist, muss zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Bilanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern sowie Spannungsstabilität gewährleistet sein. Für die Analyse der Regelstrategien müssen geeignete dynamische Systemmodelle entwickelt werden, welche die Simulationen dynamischer Ereignisse in sehr kleinen Zeitbereichen und der Betriebsführung über längere Zeiträume ermöglichen. Die Grundlegenden Modelle hierfür sind:

- Stromrichter gekoppelte Energieeinheiten (Verbraucher, Batterie, Brennstoffzelle und PV)
- Direkt gekoppelte rotierende Energieeinheiten (Motoren, Generatoren)
- Leitungen

Die Systemsimulation erfolgt mit der auf der objektorientierten Programmiersprache Modelica basierenden Software Dymola. Außerdem wird auf die im Rahmen des

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

gleichnamigen Projektes an der Technischen Universität Hamburg-Harburg (TUHH) entwickelten Bibliothek TransiEnt.EE zurückgegriffen [12]. Ein Vorteil der Nutzung von Dymola und insbesondere der TransiEnt.EE-Bibliothek liegt in der Austauschbarkeit von Modellen. So lässt sich aufgrund der objektorientierten Strukturierung der Komponenten innerhalb von Systemmodellen verschiedene Detaillierungsgrade einer Komponente auswählen. Komplexe Systemmodelle können entsprechend der Fragestellung vereinfacht werden. Innerhalb eines Systemmodells können zum Beispiel verschiedene Kabelmodelle ausgewählt werden um schrittweise die Komplexität des Gesamtmodells zu erhöhen und mehr Information über das untersuchte Problem zu erhalten. Ein weiterer Vorteil gegenüber kommerziell verfügbarer Netzsimulationsprogramme ist die Möglichkeit der Sektorenkopplung. In weiteren Betrachtungen zu Teilnetzen im Inselbetrieb, kann die Kopplung von Strom, Wärme und Gas untersucht werden. Im wissenschaftlichen Kontext bietet eine objektorientierte Modellierung die Möglichkeit einer fortschreitenden Weiterentwicklung der Bibliothek durch die Nutzer.

Im Folgenden werden die entwickelten Modelle vorgestellt:

Batteriespeicher: Das Modell des Batteriespeichers bildet die relevanten Vorgänge von Leistungsfluss und Energiespeicherung ab. Berücksichtigt werden eine begrenzte Kapazität, die als Menge der speicherbaren Energie E_B angegeben werden kann, der Ladezustand SOC, sowie ein maximaler Leistungsfluss. Die gespeicherte Energie ergibt sich zu

$$E_\mathrm{B} = E_\mathrm{B,start} + \int P_B(t)\mathrm{d}t. \tag{6}$$

Zur Beschreibung des Betriebszustands einer Batterie dient der SOC. Dieser stellt ein Maß für die Menge der gespeicherten Energie und die verbleibende Aufnahmekapazität dar:

$$SOC = \frac{E_\mathrm{B} - E_\mathrm{B,min}}{E_\mathrm{B,max} - E_\mathrm{B,min}}, \tag{7}$$

wobei $E_\mathrm{B,max}$ und $E_\mathrm{B,min}$ die Kapazitätsgrenzen der Batterie zum Schutz vor Tiefenentladung und Überladung sind. Der für die Batterie unschädliche Betriebsbereich wird zwischen 0 % und 100 % angenommen. Die Schaltzeiten der Leistungselektronik und die Reaktionsgeschwindigkeiten im Speicher betragen wenige Millisekunden und liegen damit im Bereich einer Periode der Netzfrequenz [13]. Dies wird als ausreichend niedrig angesehen, um die Regelung der Batterie ohne Totzeit zu modellieren.

Brennstoffzelle: Im dynamischen Betrieb wird der Brennstoffzelle ein Leistungssollwert vorgegeben, welcher sich durch den Ladezustand der Batterie ergibt. Dieser wird aufgrund der begrenzten Dynamik der Brennstoffzelle jedoch erst verzögert erreicht und wird über eine lineare Übertragungsfunktion ersten Grades modelliert:

$$G(s) = \frac{\kappa}{\tau s + 1}. \tag{8}$$

Für die Simulation wird das Modell der Brennstoffzelle mit Werten parametriert, die auf Daten des TriGeneration Moduls von Fuji Electric basieren [14].

PV: Die PV-Einspeisung wird auf der Basis von Messprofilen H(t) simuliert. In der TransiEnt Bibliothek liegt für das Jahr 2015 die von den Übertragungsnetzbetreibern viertelstündlich gemessene durchschnittliche Auslastung der PV-Anlagen vor [12]. Die Auslastung A ist ein geläufiger Kennwert für den dynamischen Betrieb von Energieerzeugungsanlagen und ist definiert als das Verhältnis zwischen der Nennleistung und der tatsächlichen Leistung

$$A(t) = \frac{P(t)}{P_\mathrm{n}}. \tag{9}$$

Durch die Skalierung mit einer entsprechenden Nennleistung lässt sich auf Grundlage der Auslastung die Einspeisung von PV-Anlagen im Tages- und Jahresverlauf simulieren.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Frequenzregelung und Blindleistungsbereitstellung: PV-Anlagen sind verpflichtet, während der Einspeisung einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung zu leisten. Die Abregelung der Photovoltaik in Folge von Unter- oder Überfrequenz wird gemäß der Statik in Abbildung 10 simuliert. Durch die Aufnahme induktiver Blindleistung gleichzeitig zur Einspeisung können Wechselrichter die Spannung am Netzanschlusspunkt senken. Der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ ist entweder fest vorgegeben oder ergibt sich in Abhängigkeit von der momentan abgegebenen Wirkleistung gemäß einer standardisierten Kennlinie (Abbildung 11). Diese Regelkurven entsprechen den Vorgaben der VDE-AR-N 4105, welche den regulatorischen Rahmen für den Betrieb von Erzeugeranlagen im Niederspannungsnetz darstellen.

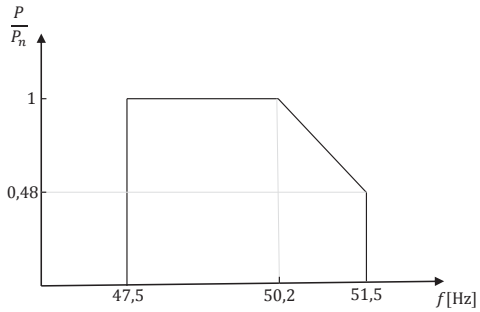


Abbildung 10: Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie, [6]

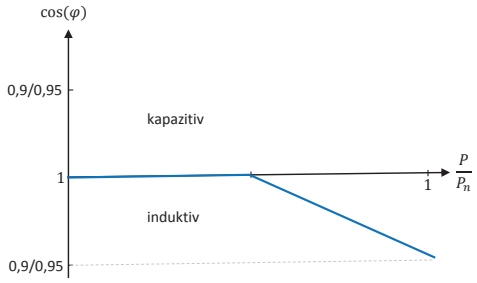


Abbildung 11: Blindleistungskennlinie, [6]

Installierte Nennleistung: In diesem Vortrag wird ein Niederspannungsnetz betrachtet, in dem die Spannungsänderung durch die eingespeiste PV-Leistung die erlaubte Spannungsabweichung von 10 % am Netzanschlusspunkt überschreitet. Als mögliches Zubaupotenzial von PV-Leistung wird das in [15] bestimmte PV-Potenzial pro Hausanschluss in Deutschland für die Siedlungskategorie Dorf verwendet.

Haushalte: Eine detaillierte Prognose des dynamischen Verbraucherlastverhaltens eines Netzgebietes erfordert die genaue Kenntnis vieler Parameter und ist damit einzelfallabhängig. Grundsätzlich führt eine höhere Anzahl an betrachteten Verbrauchern zu einer geringeren statistischen Gleichzeitigkeit und damit zu einem geringeren Spitzenlastanteil der einzelnen Einheiten, bis sich dieser ab einer Anzahl von etwa 100 bis 150 Wohneinheiten einem Grenzwert annähert [16]. Aufgrund der Grenzwert Annäherung lassen sich für Netzstrukturen mit mehr als 100 Wohneinheiten sogenannte Standardlastprofile zur Lastgangprognostizierung des Energieverbrauchers ohne Leistungsmessung verwenden. Das hier betrachtete Netz weist jedoch nur eine Anzahl von 39 Wohneinheiten auf. Standardlastprofile können daher für eine hinreichend genaue Repräsentation des Lastverhaltens der einzelnen Wohneinheiten nicht verwendet werden. Aufgrund mangelnder zur Verfügung stehenden Messdaten, werden in dieser Arbeit Lastprofile verwendet, die mithilfe eines Lastprofilgenerators erzeugt wurden.

Es wird der in [17] entwickelte Lastprofilgenerator verwendet. Dieser erzeugt auf Basis von zufälligen Bewohnerverhalten individuelle Lastprofile für Wohneinheiten. Das Verhalten der Bewohner wird mittels psychologischer Modelle simuliert [18]. Abhängig von diesem Verhalten bestimmt der Lastprofilgenerator die Benutzung der implementierten Haushaltsgeräte und berechnet ein zeitlich aufgelöstes Lastprofil. Der verhaltensbasierte Lastprofilgenerator wurde durch Messdaten validiert [19] und erwies sich als eine gute Möglichkeit, das Lastverhalten einzelner Wohneinheiten zu repräsentieren. Abbildung 12 zeigt den Vergleich eines Standardlastprofils H0 mit einem generierten Lastprofil und einem

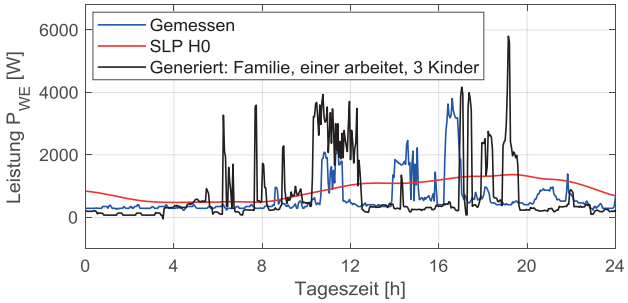


Abbildung 12: Standartlastprofil und generiertes Lastprofil

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

realen Lastprofil für einen Haushalt über einen Zeitraum von einem Tag und veranschaulicht den starken Unterschied der Leistungsspitzen und -gradienten und die Notwendigkeit der Nutzung repräsentativer Lastprofile für Netzstrukturen mit geringer Anzahl an Haushalten.

E-Mobilität: 2050 soll ca. jede vierte Person in Deutschland ein Elektroauto nutzen [20]. Der Einfluss von E-Autos auf das Lastverhalten im Niederspannungsnetz ist aufgrund der hohen Ladeleistung erheblich und soll in dieser Arbeit durch einfache Lademodelle betrachtet werden. Zur Generierung eines Referenzladelastgangs für Elektrostraßenfahrzeuge muss bekannt sein, wann die Fahrzeuge geladen werden. Wie in der Studie „Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen“ [21] gezeigt wurde, wird das Fahrzeug nach Erreichen der Arbeitsstelle morgens geladen, falls der Arbeitgeber den Strom bereitstellt. Kauft der Fahrer (Halter) den Strom selbst, wird meistens am späten Nachmittag bzw. Abend, nach dem Heimkommen, geladen. Ein freiwilliges Verschieben des Ladevorgangs in die späte Nacht ist eher unwahrscheinlich. Auf Basis dieses Nutzerverhaltens, der maximalen Ladeleistung und der Kapazität aktueller Modelle von E-Autos [22] wurden acht verschiedene Typen mit unterschiedlichen Ladeverhalten erstellt. Drei Gewerbetypen, die morgens bis vormittags laden und fünf Haushaltstypen, die abends laden.

Die Abhängigkeit der Wirk- und Blindleistungsaufnahme der Verbraucher von der Frequenz und Spannung wird mittels der in [23] entwickelten Funktionen

$$P_{\mathrm{Load}} = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{k_{\mathrm{Pv}}} [1 + k_{\mathrm{Pf}}(f - f_{\mathrm{n}})] \tag{10}$$

$$Q_{\mathrm{Load}} = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{k_{\mathrm{Qv}}} [1 + k_{\mathrm{Qf}}(f - f_{\mathrm{n}})] \tag{11}$$

bestimmt. Die vier Konstanten $k_{\mathrm{Pv}}, k_{\mathrm{Pf}}, k_{\mathrm{Qv}}$ und k_{Qf} repräsentieren die dynamische Sensitivität der Verbraucher auf Veränderung der Spannung und Frequenz. Es wird davon ausgegangen, dass die E-Autos im Jahre 2050 einen Beitrag zur Netzstabilität leisten und wurden daher so modelliert, dass sie bei Überfrequenz die Ladeleistung erhöhen und bei Unterfrequenz reduzieren.

Stromleitungen: Die Stromleitungen werden durch das sogenannte PI-Ersatzschaltbild modelliert. Die längenspezifischen Parameter werden entsprechend des installierten Kabeltyps (Abbildung 1) gewählt.

4 Ergebnisse

Im Rahmen dieses Beitrags wurde das in Abbildung 1 gezeigte Niederspannungsnetz mit den beschriebenen Modellen nachgebildet und soll zur Überprüfung der vorgestellten Strategie zum Betrieb des eingebetteten Inselnetzes genutzt werden. Die Untersuchung wurde nach dem folgenden Schema durchgeführt:

Zunächst wurden durch Simulation der Worst-Case-Szenarien (Starklast- und Einspeisefall) die maximalen Spannungsänderungen der einzelnen Abgänge identifiziert. Dafür wurden solange PV-Anlagen mit unterschiedlichen, symmetrischen Einspeiseleistungen stochastisch angeordnet, bis sich an einer Netzanschlussstelle im ansonsten unbelasteten Netz eine Spannungsänderung von ca. + 10 % einstellte. Folgend wurde beliebig ca. jedem vierten Haushalt ein E-Auto zugewiesen und mittels einer Jahressimulation die maximale Spannungsänderung aufgrund von Starklast ohne Einspeisung identifiziert. Die identifizierten maximalen Spannungsanhebungen $\Delta v_{\mathrm{krit},i}$ und die zugehörigen Leistungsflüsse $P_{\mathrm{Ref},i}$ der einzelnen Abgänge wurden als Referenzwerte gespeichert und zum Parametrieren des Spannungsreglers verwendet. Anschließend wurden drei Tage mit der höchsten Last und geringsten PV-Einspeiseleistung (Wintertage) sowie drei Tage mit der höchsten PV-Einspeiseleistung (Sommertage) simuliert.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Die spezifischen Installationskosten von stationären Batteriespeichern (ca. 500 €/kWh) betragen ca. 10 % der Installationskosten von stationären SOFC-Brennstoffzellen (ca. 5000 €/kWh) [24, 25, 26]. Ein Kostenoptimum ergibt demnach durch die Wahl eines minimalen Brennstoffzellensystems. Der Großteil der Last soll deshalb durch den Batteriespeicher und die PV-Anlagen gedeckt werden. Die Brennstoffzelle wird nur die benötigte Grundlast bereitstellen. Am Tag mit der höchsten Last beträgt der Gesamtenergieverbrauch des Niederspannungsnetzes 740 kWh und der maximale Leistungsbedarf 100 kW. Um die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten wird das BHS so ausgelegt, dass es das Niederspannungsnetz ohne PV-Einspeisung versorgen kann. Zur Grundlastdeckung muss das Brennstoffzellensystem daher ein Leistung von

$$P_{\mathrm{BZ}} = \frac{740\ \mathrm{kWh}}{24\ \mathrm{h}} = 31{,}25\ \mathrm{kW} \tag{7}$$

bereitstellen können. Unter Berücksichtigung des Zubaus von Verbrauchen wird ein Brennstoffzellensystem mit $P_{\mathrm{BZ}} = 50\ \mathrm{kW}$ gewählt. In etwa 8 Stunden des Tages liegt der Leistungsbedarf über 50 kW. Unter Berücksichtigung einer Reserve wird der Batteriespeicher so dimensioniert, dass über einen Zeitraum von 10 Stunden eine Leistung von 50 kW abgegeben werden kann. Die Kapazität ergibt sich zu

$$E_{\mathrm{BS}} = 10\ \mathrm{h}\ \cdot 50\ \mathrm{kW}\ = 500\ \mathrm{kWh} \tag{7}$$

Die Wahl einer relativ großen Batteriekapazität und einer Brennstoffzelle mit geringer Leistung hat einerseits den Kostenvorteil und erhöht andererseits die Ausnutzung des PV-Potenzials. Im Verbundbetrieb kann eine größere Batterie mehr Regelleistung bereitstellen und größere Leistungsspitzen reduzieren.

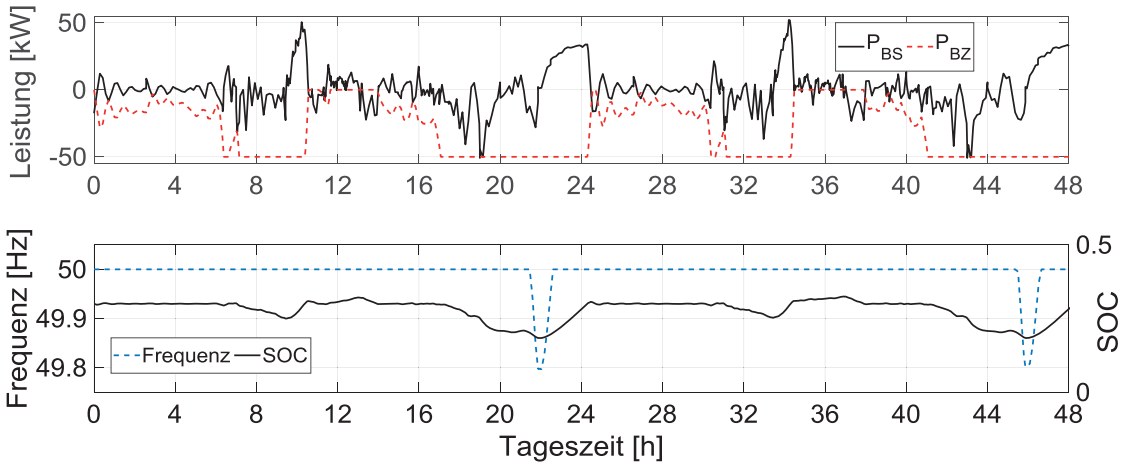


Abbildung 13: Simulation über zwei Tage im Winter

Abbildung 13 zeigt den Verlauf der Leistung der Batterie (BS) und der Brennstoffzelle (BZ), des SOC und der Frequenz während der Wintertage. Hier wird erkenntlich, dass der Betrieb mittels des gewählten Brennstoffzellensystems und Batteriespeichers möglich ist. Die Brennstoffzelle wird während der Morgen- und Abendstunden unter Volllast betrieben und hält den Ladezustand die meiste Zeit über 0,2. Jedoch wird der SOC von 0,2 zweimal unterschritten und die Netzfrequenz entsprechend reduziert. Dies liegt daran, dass ein Sollladezustand von $SOC_{\mathrm{Soll}} = 0{,}3$ gewählt wurde, um an Tagen mit hoher PV-Einspeisung möglichst viel der Kapazität auszunutzen. Ein von der PV-Einspeiseleistung abhängiger dynamischer Sollladezustand würde eine bessere Ausnutzung der Batteriekapazität übers ganze Jahr ermöglichen. Verfahren zur Optimierung der Regelung des Ladezustandes auf Basis von Wetterprognosen werden in diesem Kontext untersucht. Abbildung 14 zeigt die gleichen Verläufe während der drei Sommertage. Trotz einer relativ großen Batteriekapazität, müssen hier zur Vermeidung einer Überladung der Batterie die PV-

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Anlagen durch Erhöhung der Netzfrequenz abgeregelt werden. Während der Nacht stellt die Batterie die benötige Leistung der Verbraucher bereit. Die Brennstoffzelle wird während dieser Tage nicht benötigt.

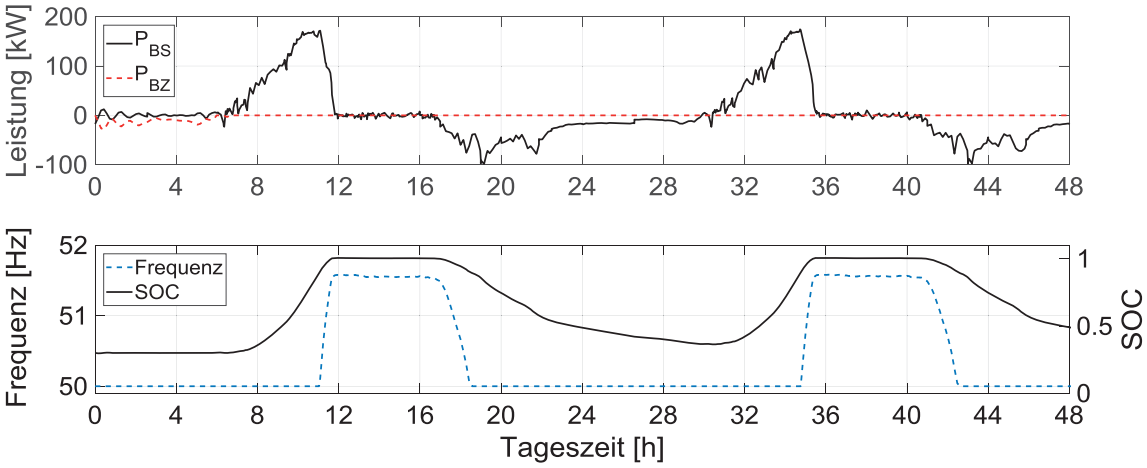


Abbildung 14: Simulation über zwei Tage im Sommer

Anschließend wird die Empfindlichkeit der Spannungsregelung auf einen weiteren willkürlichen Zubau von PV-Anlagenleistung (+ 35 %) und E-Autos (+ 35 %) untersucht. Dazu werden die mittels der Systemsimulation berechneten Spannungsänderungen und die mit dem beschriebenen Verfahren abgeschätzten kritischen Spannungen für einen Wintertag und Sommertag dargestellt (Abbildung 15). Die orangen Balken beschreiben das gesamte Spannungsband eines Tages im untersuchten Niederspannungsnetz, die roten Striche die abgeschätzten kritischsten Spannungen am untersuchten Tag und der blaue Balken zeigt das Spannungsband der Sammelschienenspannung. Der maximale Fehler von 0,9 % bei der Abschätzung der kritischen Spannung ergibt sich nach dem Zubau von weiteren E-Autos an einem Wintertag.

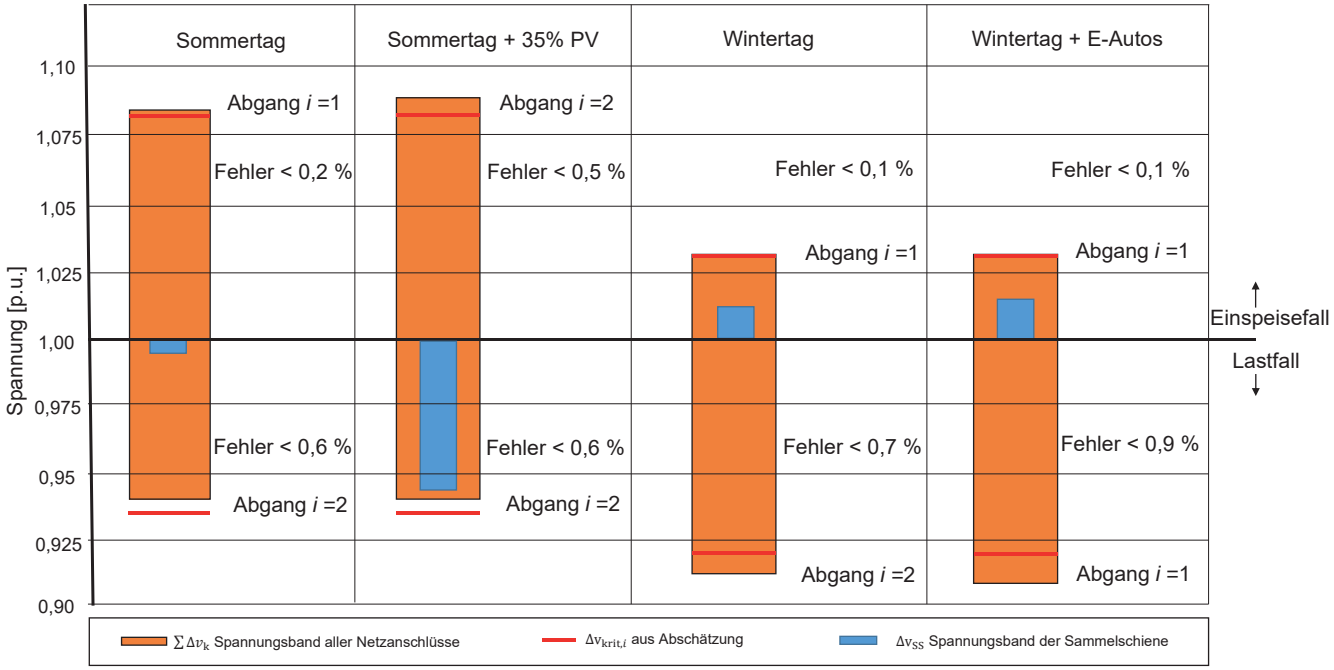


Abbildung 15: Spannungsbänder des geregelten 0,4 kV-Netzes

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Die untersuchten Regelstrategien erwiesen sich für das ausgewählte Musternetz für den Betrieb des Niederspannungsnetzes über mehrere Tage im stabilen Inselnetzbetrieb als geeignet.

5 Fazit und Ausblick

Die vorgestellten Simulationsergebnisse zeigen, dass das BHS in der Lage ist, das angestrebte Ziel ein Niederspannungsnetz stabil als Inselnetz zu betreiben und dadurch die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Außerdem konnte nachgewiesen werden, dass durch die gewählten Regelstrategien die erlaubten Spannungsgrenzen trotz hoher PV-Einspeisung und ohne Verwendung aufwändiger IKT eingehalten werden. Durch den Verzicht auf eine IKT-Infrastruktur ergibt sich eine möglichst einfache und robuste Umsetzung der Betriebsstrategie. Durch den Betrieb von EIN im Verbundnetz ließe sich die Versorgungsicherheit beim Übergang von einem zentral geregelten Energiesystem in ein dezentral geregeltes Energiesystem erhöhen. Ohne, dass dafür Änderungen an den bestehenden Betriebsmittel, Verbrauchen und Erzeugern durchgeführt werden müssen. Die entwickelten Modelle und die Ergebnisse der Systemsimulation bilden die Basis für weiterführende Untersuchungen zur dezentralen Netzregelung. Wobei die Wechselwirkung von Inselnetz und Verbundnetz bei den Zustandsübergängen – gekoppelt und getrennt – von besonderem Interesse sind. Die Regelstrategien werden zukünftig mit Hilfe von Experimenten an einer bestehenden realitätsnahen Netznachbildung validiert werden. In diesem Kontext soll ebenfalls untersucht werden, welchen Einfluss eine Veränderung der Netzimpedanz auf die Regelstabilität des Batteriewechselrichters hat.

6 Literaturverzeichnis

[1] T. Petermann, H. Bradke, M. Poetzsch, and U. Riehm, “Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung,” no. 141, 2010.

[2] T. Kapetanovic, “Übertragungsnetzsicherheit bei steigender Volatilität: Herausforderungen und Ausblick,” 2013.

[3] G. Kerber *et al.*, “Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen,” *14. Symp. Energieinnovation*, pp. 1–14, 2016.

[4] T. Buehler, “Mikronetze,” *ABB Rev.*, pp. 8–10, 2016.

[5] ENTSO-E, “P1: Load-Frequency Control and Performance,” *Cont. Eur. Oper. Handb.*, no. Cc, pp. P1-1-P1-32, 2009.

[6] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE - FNN, “E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2017-07, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,” 2017.

[7] M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, F. Wirtz, M. Gödde, and R. Frings, “Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung,” *14. Symp. Energieinnovation*, pp. 1–12, 2016.

[8] V. V. der E. E. I. E.V, “Inselnetzerkennung,” *FNN-Studie*, 2014.

[9] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., “Verhalten von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall,” *VDE FFN Stud.*, 2014.

[10] A. Slupinski, U. Prause, M. Maximini, S. Kämpfer, and T. Abay, “Neue Werkzeuge zur Abschätzung der maximalen Spannung im Niederspannungsnetz,” *Int. ETG-Kongress*, pp. 1–4, 2013.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

[11] SMA Solar Technology AG, “Die neue VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105),” 2012.

[12] G. Ackermann, A. Kather, and G. Schmitz, “Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien,” no. August, pp. 1–63, 2012.

[13] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.

[14] Fuji Electric Europe, “Fuji Electric Europe: Fuel Cells.” [Online]. Available: http://www.fujielectric-europe.com/en/fuel_cells. [Accessed: 10-Jan-2018].

[15] M. Lödl, G. Kerber, P. R. Witzmann, C. Hoffmann, and M. Metzger, “Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland,” *11. Symp. Energieinnovation*, pp. 1–14, 2010.

[16] H. Agel, “Systematische Netzplanung,” *VDE-Verlag*, p. 155, 2008.

[17] B. Quaschning, “Modellierung von Wasser- und Energieverbräuchen in Haushalten,” Technischen Universität Chemnitz, 2016.

[18] D. Dörner, *Bauplan für eine Seele*. RowohltTaschenbuch-Verl, 2008.

[19] N. Pflugradt, J. Teucher, B. Platzer, and W. Schufft, “Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 11, pp. 361–365, 2013.

[20] B. U. S. Bundesministerium für Verkehr, “Elektromobilität – Deutschland als Leitmarkt und Leitanbieter,” 2011.

[21] D. Response, “Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen,” 2007.

[22] “Liste von Elektroautos in Serienproduktion,” *Wikipedia*, 2018. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Elektroautos_in_Serienproduktion. [Accessed: 10-Jan-2018].

[23] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “Load representation for dynamic performance analysis (of power systems),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, 1993.

[24] H. Wendt, “Stationäre Brennstoffzellen,” *BWK*, vol. 58, no. 10, 2006.

[25] Statista, “Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Batterien von 2013 bis 2020 (in Euro/kWh) 500,” vol. 2020, p. 2020, 2016.