

1 Einleitung

Deutschland gilt als Vorreiter der Energiewende und treibende Kraft im internationalen Klimaschutz. Das im Dezember 2019 erlassene und in Kraft getretene Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) (zuletzt novelliert im Jahr 2024) legt dabei unter anderem verbindliche Absichten zur drastischen Reduzierung der Treibhausgasemissionen fest, um die Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen. Um dies durchzusetzen sind Zwischenziele formuliert: Im Vergleich zum Referenzjahr 1990 sind die Emissionen bis 2030 bereits um wenigstens 65 % und bis 2040 um mindestens 88 % zu reduzieren. Darüber hinaus sollen nach 2050 negative Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Der Energiesektor gilt als einer der größten Verursacher von Treibhausgasemissionen in Deutschland, weshalb auf diesen ein besonderer Fokus gesetzt wird. Daher sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), im Interesse des Klima- und Umweltschutzes, eine Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasemissionsneutralen Stromversorgung vor. Hierin ist ein Ausbauziel der erneuerbaren Energien verankert, welches bis 2030 einen Mindestanteil von 80 % am Bruttostromverbrauch vorsieht. Zugleich muss der Ausbau nicht nur stetig und kosteneffizient, sondern auch umwelt- und netzverträglich erfolgen. Darüber hinaus sieht das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) eine schrittweise Reduzierung der am Netz befindlichen Kohlekraftwerke vor. Folglich ist spätestens bis zum Ablauf des Kalenderjahres 2038 der vollständige Ausstieg aus der Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Kohle vorgesehen.

Der fortschreitende Wandel des elektrischen Energiesystems, losgelöst von den fossilen Kraftwerken hin zu den erneuerbaren Energien, bedingt zudem eine strukturelle Transformation des Versorgungsnetzes. Das ehemals zentralistisch aufgebauten Energiesystem mit unidirektionalem Leistungsfluss aus den höheren Netzebenen mit den großen Kraftwerken in die niedrigen Netzebenen hin zu den Endverbrauchern geht stetig in ein dezentralisiertes System über. Infolgedessen werden zunehmend stromrichter gespeiste Erzeugungseinheiten unterschiedlichster Leistungsklassen, vor allem in den unteren Netzebenen, integriert, die bidirektionale Leistungsflüsse induzieren.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem, vor allem der Rückbau der systemdienstleistungserbringenden Kraftwerke, erfordert, dass die notwendigen netzstabilisierenden Maßnahmen zunehmend auch von den dezentralen Einheiten erbracht werden müssen. Hierzu ist nicht nur die von den Kraftwerken mit rotierender Masse vorgehaltene Momentanreserve adäquat zu ersetzen, sondern auch die Maßnahmen zur kurz- und langzeitigen Frequenz-, Spannungs- und Winkelstabilität [1]. In [2] ist gezeigt worden, dass sich Phasenwinkelsprünge im gesamten Netz in unter einer Millisekunde ausbreiten und somit die notwendige Bedingung für die hinreichend schnelle Bereitstellung von Momentanreserve über alle Netzebenen erfüllt ist, auch dem Verteilnetz, der untersten Ebene. Mit einer Länge von rund 1,2 Mio. km, das entspricht etwa 66 % aller deutschen Stromnetze, dominiert das Niederspannungsnetz [3] und bietet demzufolge ein großes Potenzial, Systemdienstleistungen dezentral zu erbringen.

1.1 Motivation

Die im dezentralisierten Verteilnetz betriebenen (regenerativen) Erzeugungseinheiten werden fast ausnahmslos mittels selbstgeführter Wechselrichter mit stromeinprägender Regelung (auch als netzfolgende Regelung bezeichnet) angebunden. In der Regel wird hier mit Hilfe einer Phasenregelschleife der Phasenwinkel der Netzspannung bestimmt und auf Basis der geforderten Wirk- und Blindleistungsvorgaben sowie der Spannungsamplitude ein Stromsollwert berechnet, der durch die interne Regelung eingeprägt wird. Somit verhält sich der Wechselrichter dem Netz gegenüber wie eine Stromquelle und kann ohne eine Anpassung der eingespeisten Leistung dem Netz folgen. Das Regelungsverfahren zeichnet sich vor allem durch seine hohe Dynamik aus, weshalb sich dieses bei nahezu allen Wechselrichtern im Netzparallelbetrieb etabliert hat. Dem gegenüber steht der Nachteil, dass immer ein vorgelagertes Netz vorhanden sein muss, auf welches sich der Stromrichter synchronisieren kann. Ein stabiler und dauerhafter Inselnetzbetrieb ist folglich nicht möglich. Zudem führt der zunehmende Anteil leistungselektronisch gekoppelter Anlagen mit Stromquellenverhalten bei gleichzeitigem Rückgang rotierender Maschinen zu Instabilitäten im Netzbetrieb. [4, 5]

Ein typisch dezentralisiertes Verteilnetz bestehend aus räumlich verteilten Verbrauchereinheiten, mehreren regenerativen Einspeisern (mit netzfolgender Regelung) und einem Anschluss zu einem vorgelagerten Netz, wie bspw. Abbildung 1.1 zeigt. Dieses Beispielnetz kann aus Sicht des vorgelagerten Netzes auf Basis der Residuallast am Netzanschlusspunkt (NAP) entweder als Verbraucher oder als Erzeuger fungieren, je nach Richtung des Leistungsflusses.

Die Photovoltaikanlagen der Haushalte an den einzelnen Netzknotenpunkten werden mittels selbstgeführter Wechselrichter mit stromeinprägender

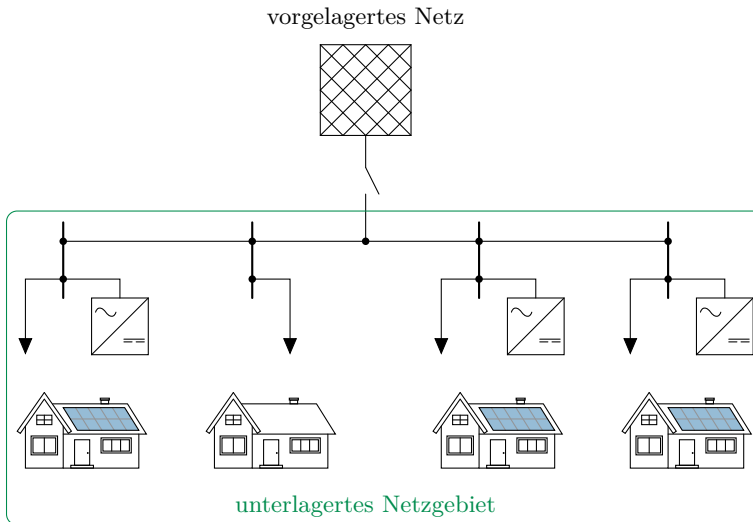


Abbildung 1.1 – Prinzipdarstellung eines dezentralisierten Verteilnetzes. Dargestellt ist ein dezentralisiertes Verteilnetz bestehend aus mehreren Verbrauchereinheiten, hier Haushalten, wobei einige dieser eine Photovoltaikanlage auf dem Dach haben und somit auch zum Erzeuger werden können. Dieses Beispielnetz kann aus Sicht des vorgelagerten Netzes entweder als Verbraucher oder als Erzeuger fungieren. Im Falle eines Leistungsgleichgewichts zwischen den Haushaltslasten und den Einspeisern kann das Netz auch neutral gegenüber dem vorgelagerten Netz wirken. Die netzfolgende Regelung der Einspeisewechselrichter erfordert die stetige Kopplung mit dem vorgelagerten Netz.

Regelung (Stromquellenverhalten) an das Netz angebunden. Diese besitzen nur grundlegende netzstützende Eigenschaften im Sinne der VDE-AR-N 4105 [6], sind auf das vorgelagerte Netz angewiesen und speisen den Strom auf Basis der geforderten Wirk- und Blindleistung ein. Folglich kann der Versorgungsbetrieb des unterlagerten Verteilnetzes unter keinen Umständen nach einer Trennung vom Verbundnetz aufrechterhalten werden.

Zur Demonstration dieses Verhaltens wird aus der Prinzipdarstellung eines dezentralisierten Verteilnetzes (s. Abbildung 1.1) mit räumlich ausgedehnten Erzeuger- und Verbrauchereinheiten ein Labornetz mit einer konzentrierten Last und einer konzentrierten Erzeugereinheit abgeleitet. Das zu diesem Versuch zugehörige Einliniendiagramm ist in Abbildung 1.2 dargestellt. Da die räumliche Anordnung im Versuch eine untergeordnete Rolle zugetragen wird, werden Leitungselemente zwischen den konzentrierten Komponenten vernachlässigt, sodass die Betrachtung an einer Sammelschiene erfolgt.

Das vorgelagerte Netz wird durch einen Netzemulator nachgebildet, der

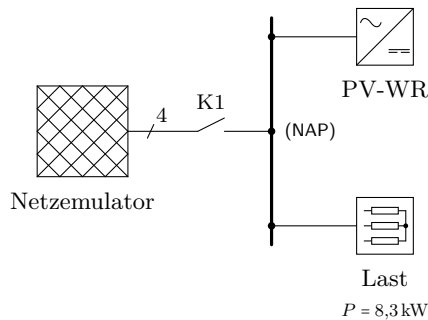


Abbildung 1.2 – Einliniendiagramm der Ersatzschaltung zu einem Versuch mit emuliertem Netzausfall im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter. Das vorgelagerte Netz wird durch einen Netzemulator nachgebildet, der Wechselrichter ist ein 2-Level-Solarwechselrichter mit Stromquellenverhalten (netzfolgende Regelung), der nach der VDE-AR-N 4105 Wirk- und Blindleistung einspeist. Als Last wird ein dreiphasiger symmetrischer ohmscher Widerstand verwendet. Netzersatzelemente zwischen den einzelnen Komponenten wurden nicht berücksichtigt, die Komponenten sind direkt an einer Sammelschiene angeschlossen. Das Versuchsnetz wird durch Öffnen des Kuppelschalters K1 am Netzanschlusspunkt (NAP) vom Netzemulator getrennt und in ein Inselnetz überführt.

alle vier Leistungsquadranten abdecken kann und somit einen bidirektionalen Wirk- und Blindleistungsfluss ermöglicht. Als konzentrierte Erzeugereinheit wird ein 2-Level-Solarwechselrichter mit Stromquellenverhalten (netzfolgende Regelung), der nach der VDE-AR-N 4105 [6] Wirk- und Blindleistung einspeist, verwendet, der aus einer steuerbaren Gleichstromquelle mit PV-Generator-Nachbildung gespeist wird. Als Last wird ein dreiphasiger symmetrischer ohmscher Widerstand verwendet. Eine detailliertere Vorstellung der Komponenten erfolgt in Kapitel 3. Während des Versuches wird der Kuppelschalter K1 am Netzanschlusspunkt geöffnet, sodass das Versuchsnetz vom emulierten vorgelagerten Netz getrennt wird und aus dem Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb überführt wird.

Die eingespeiste Leistung des Solarwechselrichters ist so festgelegt, dass diese gerade der Verbraucherlast von 8,3kW entspricht und über dem Netzanschlusspunkt nahezu kein Leistungsfluss aus dem emulierten vorgelagerten Netz in das Versuchsnetz stattfindet. Die Netzspannung, der Strom über den NAP und der vom Solarwechselrichter eingeprägte Strom sind in Abbildung 1.3 dargestellt.

Die Trennung des emulierten vorgelagerten Netzes vom Versuchsnetz erfolgt zum Zeitpunkt 100 ms, erkennbar an dem geringen Strom über dem Netzanschlusspunkt, der im Augenblick der Netztrennung schlagartig null wird. Das Netz bricht jedoch nicht sofort zusammen. Für weitere 150 ms hält der Einspeisewechselrichter die Versorgung aufrecht, bevor die Netzspannung und der durch den Wechselrichter eingespeiste Strom schrittweise abnehmen und bei etwa 270 ms das Netz letztlich zusammenbricht. Folglich ist zu diesem Zeitpunkt mindestens ein Netzparameter außerhalb der zulässigen Grenzen, wodurch ein Abschaltkriterium erfüllt ist und der Stromrichter vom Netz getrennt wird.

Eine detailliertere Auswertung der Spannung in Abbildung 1.4 zeigt, dass

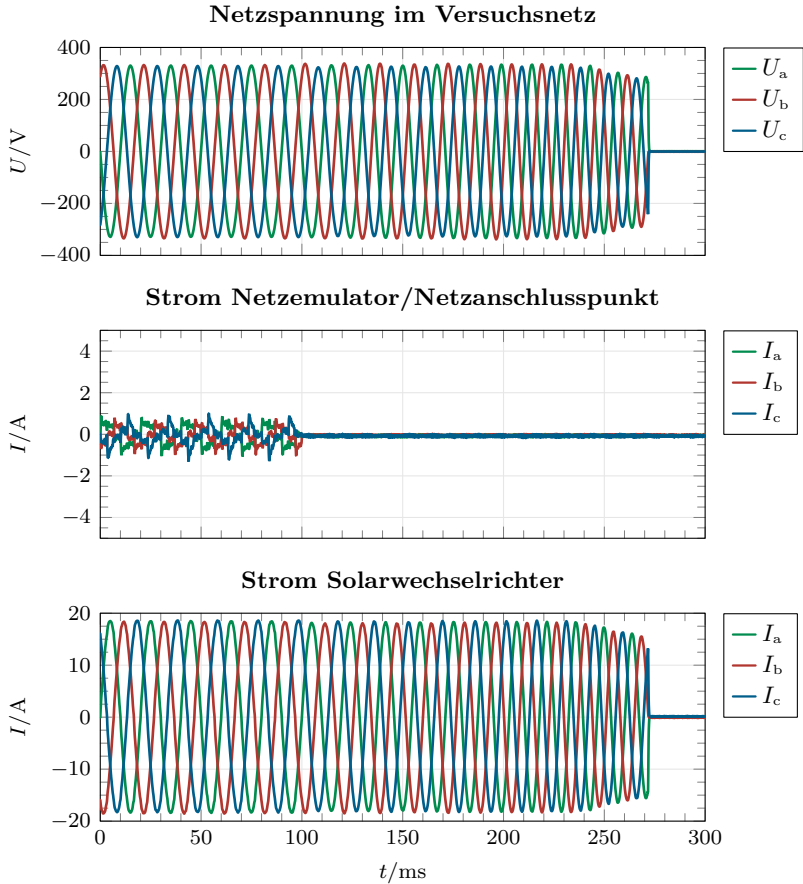


Abbildung 1.3 – Netzgrößen zum Versuch des emulierten Netzausfalls im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter. Bei 100 ms wird der Kuppelschalter K1 geöffnet, das vorgelagerte Netz von der Sammelschiene getrennt und der Übergang ins Inselnetz vorgenommen. Die Gleichstromquelle des Einspeisewechselrichters ist so eingestellt, dass dieser die Last alleine versorgt und nahezu kein Leistungsfluss über dem NAP stattfindet. 170 ms nach der Netztrennung geht der Wechselrichter in Störung und das Netz bricht zusammen.

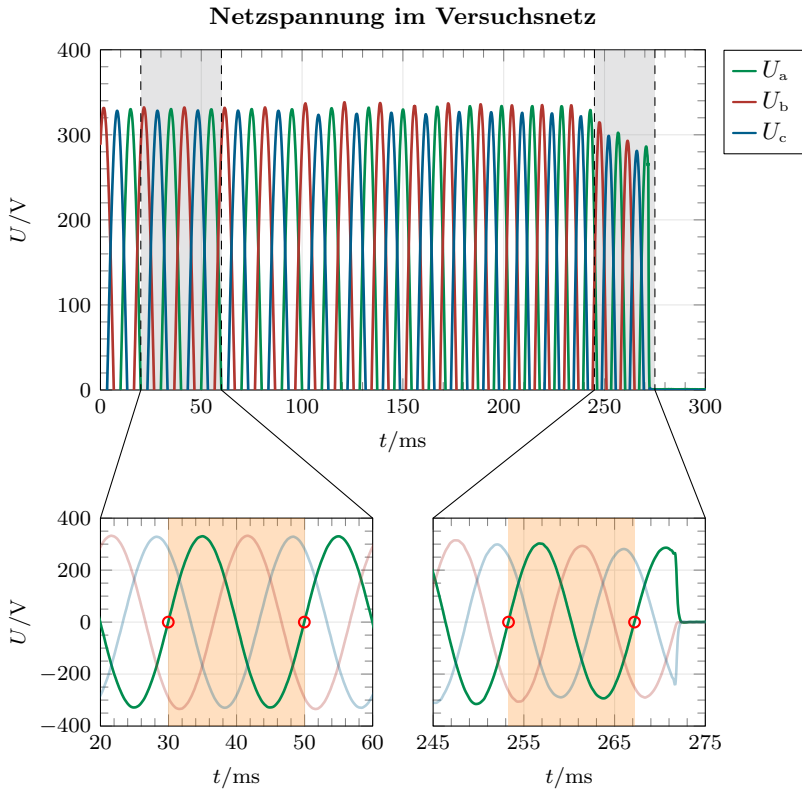


Abbildung 1.4 – Netzgrößen im Detail zum Versuch des emulierten Netzausfalls im dezentralisierten Verteilnetz mit einem Einspeisewechselrichter. Die Detailaufnahme der Netzspannung zeigt sehr deutlich, dass durch die fehlende Spannungsregelung des Wechselrichters die Netzspannung in der Amplitude zu schwanken beginnt und sich die Frequenz ändert. Ein stabiler Netzbetrieb ist nach der Trennung nicht mehr möglich.

mit der Netztrennung zum Zeitpunkt 100 ms die Spannung aufgrund der fehlenden netzstabilisierenden Regelungen des Einspeisewechselrichters zu schwanken beginnt. Zum einen nehmen die Phasen ungleichmäßige Amplitudenwerte an und zum anderen zeigt sich eine Erhöhung der Netzfrequenz, wie der Detailplot um 250 ms zeigt. An dieser Stelle werden die Nachteile bzw. die unzureichenden netzstabilisierenden Eigenschaften der netzfolgenden Regelung unterstrichen: Es zeigt sich nicht nur die Notwendigkeit eines vorgelagerten Netzes, sondern auch die Instabilität des Netzbetriebes, die durch das Stromquellenverhalten hervorgerufen wird und weitere Untersuchungen, wie bspw. Laständerungen, ausschließt.

Eine Möglichkeit, stromrichtergekoppelte Erzeugungseinheiten mit stabilisierenden Eigenschaften in einem dezentralisierten Netz zu integrieren, stellt die virtuelle Synchronmaschine (VISMA) dar [7]. Die VISMA beschreibt ein Verfahren, die elektromechanische Synchronmaschine mathematisch zu modellieren und das elektrische sowie mechanische Verhalten mit Hilfe eines Umrichters am Netz abzubilden. Die Nachbildung des virtuell rotierenden Rotors mit seiner virtuellen Schwungmasse bringt die gleichen inhärenten und stabilisierenden Eigenschaften wie eine Synchronmaschine im Kraftwerk mit sich. Somit stellt die VISMA eine Unterklasse der netzbildenden Umrichter dar.

1.2 Forschungsfragen

Nach dem aktuellen Stand der Technik sind Wechselrichterregelungen entweder für den Netzparallelbetrieb (netzfolgende Regelung) oder den Inselnetzbetrieb (netzbildende Regelung) ausgelegt. Somit ist der Netzbetriebswechsel, also der Übergang vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb und umgekehrt, im Wesentlichen mit einer Spannungsunterbrechung und einer

Reglerumschaltung verbunden. Zudem ist im Inselnetzbetrieb die Sicherstellung der Trennung vom Verbundnetz erforderlich, da netzbildende Regelungen im Allgemeinen nicht im Netzparallelbetrieb Anwendung finden bzw. nur wenige Millisekunden zum Zweck einer Synchronisierung parallel betrieben werden dürfen. [8, 9]

Der zunehmende Ausbau stromrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz bedingt, dass abhängig von den im Netz befindlichen Anlagen und der Residuallast am NAP, auch ein stabiler Netzbetrieb ohne ein vorgelagertes Netz möglich ist, sofern ein stetiger Ausgleich zwischen Erzeuger- und Verbraucherleistung sichergestellt ist. Wie bereits angerissen stellt die VISMA eine geeignete Möglichkeit dar, netzdienlich und stabilisierend in einem Verteilnetz integriert zu werden. Im Rahmen dieser Arbeit ist eine netz- und kraftwerkbetriebsorientierte Steuer- und Regelungsstruktur der virtuellen Synchronmaschine zu entwickeln, welches das dezentralisierte Verteilnetz zu einem Microgrid transformiert und somit sowohl den Netzparallel- als auch den Inselnetzbetrieb sowie den unterbrechungsfreien Übergang zwischen den beiden Netzbetriebsarten ermöglicht. Hierbei sind die folgenden Forschungsfragen zu beantworten:

- (1) Kann eine Reglerstruktur für die VISMA entwickelt werden, die sowohl den Netzparallelbetrieb als auch den stabilen Inselnetzbetrieb sicherstellen kann? Zudem soll das entwickelte Regelsystem im Inselnetzbetrieb in der Lage sein, ohne Adaption der Regler sowohl den Alleinbetrieb als auch den Verbundbetrieb mehrerer VISMA-Systeme sowie die Integration weiterer Erzeugereinheiten mit netzfolgender Regelung zu ermöglichen.
- (2) Nachdem das Microgrid im Inselnetzbetrieb gefahren wurde und ein vorgelagertes Netz wieder am NAP vorhanden ist, wird der Netzparallelbetrieb angestrebt. Hierfür ist eine Synchronisierung beider Net-