

EINFLUSS NETZBILDENDER WECHSELRICHTERREGELUNG AUF DIE FREQUENZHALTUNG NACH EINER NETZAUFTRENNUNG

Martin Knechtges*, Markus Geulen, Maik Schönefeld, Albert Moser

IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6 52062 Aachen Deutschland,
+49 241 80 97884, m.knechtges@iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Der anhaltende Strukturwandel innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems charakterisiert durch den Zubau lastferner erneuerbarer Erzeugung und der Abschaltung lastnaher konventioneller Kraftwerke kommt es zu einer Höherauslastung des Übertragungsnetzes, wodurch das Risiko von Netzauftrennungen steigt. Zur Beherrschung der Netzauftrennungen muss auch zukünftig genügend Momentanreserve vorhanden sein. Daher wird die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse mittels leistungselektronisch angebundener Anlagen durch die Verwendung von netzbildender Wechselrichterregelung vermehrt diskutiert. Es zeigt sich, dass die Verwendung der virtuellen Synchronmaschine als netzbildende Wechselrichterregelung einen Einfluss auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung hat, indem der anfängliche Frequenzgradient im Vergleich zur Verwendung netzfolgender Wechselrichterregelung geringer ist.

Keywords: Netzfolgende und netzbildende Wechselrichterregelung, Frequenzhaltung, Netzauftrennung, synthetische Schwungmasse, Modellierung LE-Anlagen, Zeitbereichssimulation

1 Hintergrund und Motivation

Der in den vergangenen Jahren anhaltende Strukturwandel innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems (EVS) durch einen Zubau von lastferner erneuerbarer Energien (EE)-Erzeugung bei gleichzeitiger Abschaltung von lastnahen konventionellen Kraftwerken resultiert in einem stetigen Anstieg der Auslastung des Übertragungsnetzes. Durch diese Höherauslastung des Transportnetzes steigt das Risiko von Netzauftrennungen, welche sich im kontinentaleuropäischen Verbundsystem beispielsweise am 04.11.2006, aber auch kürzlich am 08.01.2021 und am 24.07.2021 ereignet haben [1–3]. Neben dem steigenden Risiko einer Netzauftrennung ist aufgrund der zunehmenden Höherauslastung und einhergehend dem Leistungsaustausch zwischen den sich ergebenden Teilnetzgebieten vor Eintritt der Netzauftrennung die Beherrschbarkeit dieser anspruchsvoller. Diese hohen Leistungsdefizite innerhalb der Teilnetzgebiete, die üblicherweise den auslegungsrelevanten Störfall für die Vorhaltung der Primärregelleistung übersteigen, resultieren in hohen Frequenzgradienten unmittelbar nach Störeintritt und dynamischen Frequenzabweichungen.

Die Frequenzgradienten werden im Wesentlichen durch die vorhandene Momentanreserve und das auftretende Leistungsungleichgewicht innerhalb der Teilnetze bestimmt. Die Netzanlaufzeitkonstante T_{AN} stellt dabei ein Maß für die im Netz vorhandene Momentanreserve dar. Durch die Abschaltung konventioneller, synchron angebundener, Kraftwerke kommt es zur Reduzierung der vorhandenen Momentanreserve innerhalb des EVS. Dies ist auch in Abbildung 1 zu erkennen, wo für zwei zukünftige Szenarien die Netzanlaufzeitkonstante bzw. die

im Netz gespeicherte kinetische Energie über das Jahr für das kontinentaleuropäische Verbundsystem und für Deutschland dargestellt ist. Es zeigt sich, dass sich zukünftig regionale Unterschiede in der zur Verfügung stehenden Momentanreserve ergeben können, welche bei Netzauftrennungen von großer Bedeutung sind.

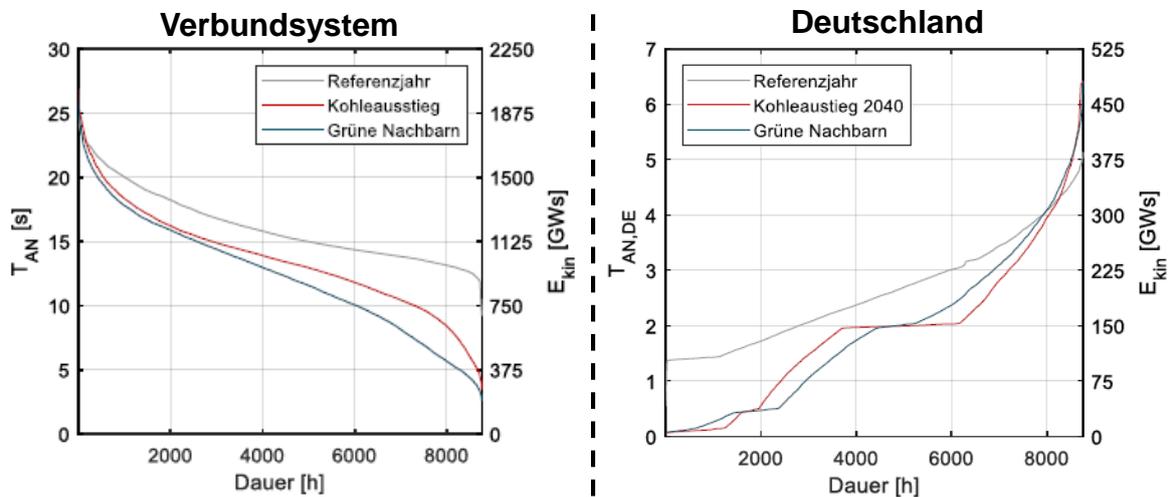


Abbildung 1: prognostizierte Netzanlaufzeitkonstanten für verschiedene zukünftige Szenarien im zentral europäischen Verbundsystem und Deutschland [4]

Um auch zukünftig Netzauftrennungen beherrschen zu können, müssen somit alternative Möglichkeiten zur regionalen Bereitstellung von Momentanreserve geschaffen werden. Ein Konzept ist dabei die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse als äquivalent zur Momentanreserve durch leistungselektronisch angebundene Anlagen (LE-Anlagen).

Dabei ist die Fähigkeit zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse abhängig von der Wechselrichterregelung der Leistungselektronik. Aktuell erfolgt aufgrund der verwendeten netzfolgenden Wechselrichterregelung noch keine Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch die bereits vorhandenen LE-Anlagen. Daher werden in der Forschung vermehrt neue Regelungsalgorithmen, wie beispielsweise netzbildende Wechselrichterregelungen, diskutiert, wodurch LE-Anlagen Momentanreserve bereitstellen können.

Das Ziel dieses Beitrags ist, die Auswirkungen von netzbildenden Wechselrichterregelungen auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung zu untersuchen. Dazu wird im nachfolgenden Kapitel zuerst detailliert auf die Eigenschaften netzfolgender und netzbildender Wechselrichterregelungen eingegangen und der Einfluss der Wechselrichterregelung auf die Frequenzhaltung anschließend anhand eines modifizierten IEEE 39-Netzes [5] untersucht.

2 Modellierung

In diesem Kapitel wird zuerst allgemein die Wirkungsweise von netzfolgenden und netzbildenden LE-Anlagen aus Sicht des EVS dargestellt. Danach wird detailliert auf die Modellierung, Regelung und Funktionsweise von LE-Anlagen eingegangen und der Unterschied zwischen netzfolgender und netzbildender Wechselrichterregelung dargelegt.

2.1 Wirkungsweise leistungselektronisch angebundener Anlagen

Abhängig von der Wechselrichterregelung lassen sich LE-Anlagen strom- oder spannungseinprägend an das Netz anbinden. Stromeinprägende Leistungselektronik verhält sich wie in Abbildung 2 a) dargestellt wie eine Stromquelle und speist auf Basis des Spannungsphasors am Netzanschlussknoten (PCC) mithilfe einer netzfolgenden Wechselrichterregelung einen Strom in das Netz ein. Im Gegensatz dazu weist Leistungselektronik, die mithilfe einer netzbildenden Wechselrichterregelung an das Netz angebunden wird, ein spannungseinprägendes Verhalten auf, wie in Abbildung 2 b) vereinfacht dargestellt.

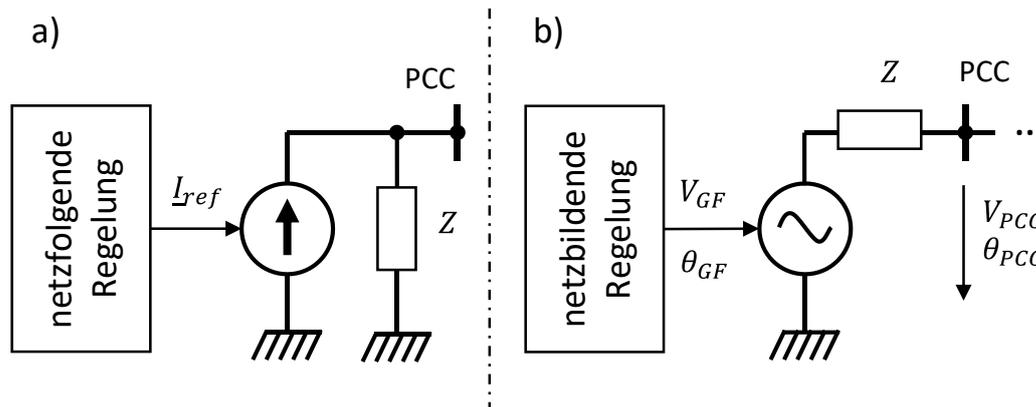


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung von LE-Anlagen mit a) netzfolgender und b) netzbildender Wechselrichterregelung [6]

Auf beide Gruppen von Wechselrichterregelungen wird im nachfolgenden eingegangen. Dazu wird vorab die Regelung von LE-Anlagen und die benötigten Modelle erläutert.

2.2 Regelung leistungselektronisch angebundener Anlagen

Die Regelung leistungselektronisch angebundener Anlagen ist kaskadierend aufgebaut und erfolgt in dq-Komponenten. Dazu werden mithilfe der Park-Transformation [7] die benötigten Ströme und Spannungen in ihre dq-Komponenten zerlegt. Mithilfe einer äußeren Stromregelung werden zumeist Referenzstromwerte über einen PI-Regler in Spannungsreferenzwerte überführt, die dazu genutzt werden Schaltsignale für die Leistungselektronik zu generieren. Dies wird, wie in Abbildung 3 rechts dargestellt, als ein verzögertes PT1-Glied mit der Zeitkonstante T_a modelliert, da vereinfachend angenommen wird, dass mit einer Verzögerung die LE-Anlage der Vorgabe der Referenzströme folgt. Des Weiteren ist das verwendete Modell vereinfacht, indem die Umwandlungsverluste, Filter zur Dämpfung der Oberschwingungen und der DC-Zwischenkreis vernachlässigt werden.

Mithilfe der Outer-Control, welche in Abbildung 3 links dargestellt ist, können Größen wie beispielsweise die abgegebene Wirkleistung und die Spannung am Netzanschlussknoten durch Anpassung der Referenzströme der inneren Stromregelung über einen PI-Regler geregelt werden.

Abschließend werden die resultierenden Ströme I_d und I_q mit der Park-Transformation zurück in ihren Real- und Imaginär-Anteil $I_r + jI_i$ transformiert. Dabei erfolgt bei netzfolgenden Wech-

selrichtern die Transformation mithilfe des Winkels am Netzanschlussknoten, der üblicherweise über eine Phasenregelschleife (Phase-Locked-Loop) [8] bestimmt wird. Bei netzbildenden Wechselrichtern mithilfe des in der Regelung bestimmten Winkels.

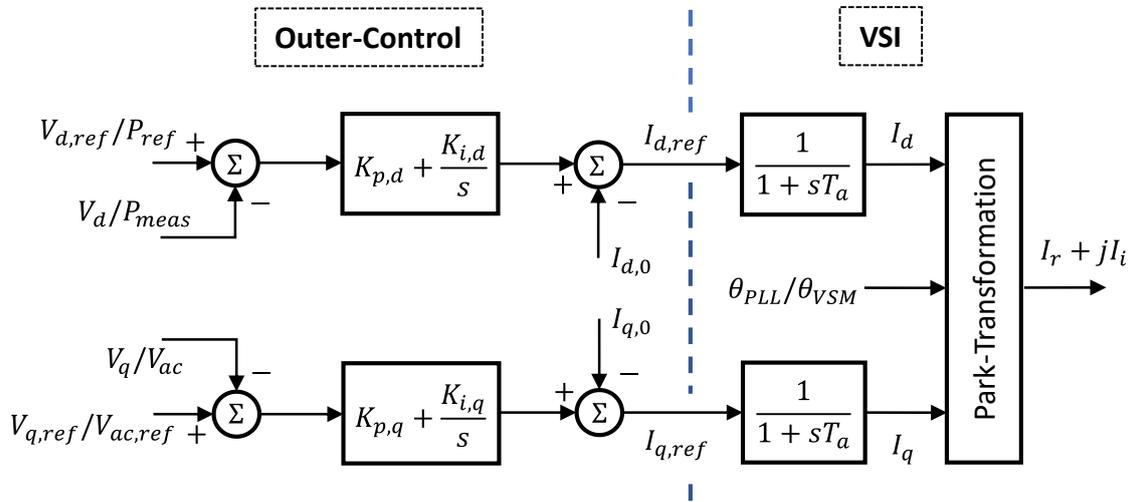


Abbildung 3: Regelung leistungselektronisch angebundener Anlagen [9]

Auf das Prinzip der netzbildenden und deren Unterschiede zur netzfolgenden Wechselrichterregelung wird im nachfolgenden detaillierter eingegangen.

Netzfolgende Wechselrichterregelung

Heutzutage sind LE-Anlagen ausschließlich stromeinprägend an das Elektrizitätsversorgungssystem angebunden. Dabei wird, wie in der obigen Abbildung 3 dargestellt, ein vorgegebener Referenzwert für die Wirkleistung P_{ref} eingestellt, so dass die Anlage die maximal mögliche Leistung (Maximum Power Point) abgibt. Kommt es zu einem Leistungsungleichgewicht innerhalb des Netzes und einhergehend zu einer Frequenzabweichung von der Sollfrequenz, würde die LE-Anlage weiterhin ihre vorgegebene Wirkleistung in das Netz einspeisen.

Damit die LE-Anlage zusätzlich nach einem Leistungsungleichgewicht frequenzstützend wirkt, muss die Regelung der LE-Anlagen erweitert werden. Dazu kann beispielsweise der Regelblock in Abbildung 4 verwendet werden. Analog zu einer Primärregelung durch Drehzahlregler von konventionellen synchron angebundenen Kraftwerken wird der vorgegebene Wirkleistungsreferenzwert P_{ref} der Outer-Control in Abhängigkeit der Frequenzabweichung Δf über ein P-Glied K_{droop} angepasst.

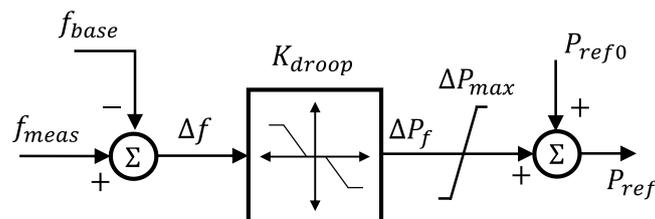


Abbildung 4: Wirkleistungsregelung netzstützender netzfolgender leistungselektronisch angebundener Anlagen

Zusätzlich kann über die q-Komponente der Outer-Control die abgegebene Blindleistung über eine geeignete Statik zur Stützung der Spannung am Netzanschlussknoten geregelt werden. Die Spannungsstützung durch netzfolgende Wechselrichter wird im Weiteren vernachlässigt.

Netzbildende Wechselrichterregelung

Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse sowie die Synchronisation über die Leistungsbilanzierung sind ein wesentlicher Unterschied zwischen netzbildender und netzfolgender Wechselrichterregelung.

In der Literatur werden eine Vielzahl an netzbildenden Wechselrichterregelungen wie beispielsweise die Droop-Control, der Synchronverter oder die virtuelle Synchronmaschine (VSM) diskutiert [6, 10, 11]. In diesem Beitrag sind die netzbildenden LE-Anlagen mit einer Regelung der virtuellen Synchronmaschine ausgestattet. Diese basiert auf den mechanischen Schwingungsgleichungen einer Synchronmaschine. Dabei wird eine hinsichtlich der Winkelgeschwindigkeit linearisierte Schwingungsgleichung, wie in Formel (2.1) beschrieben, verwendet, die auf Basis des Leistungsungleichgewichtes die Änderung der Winkelgeschwindigkeit bestimmt.

$$\frac{d\omega_{VSM}}{dt} = \frac{P_{ref}}{T_{a,VSM}} - \frac{P_{meas}}{T_{a,VSM}} - \frac{P_{damp}}{T_{a,VSM}} \quad (2.1)$$

$$\frac{d\theta_{VSM}}{dt} = \omega_{VSM} \cdot \omega_{base} \quad (2.2)$$

P_{ref} gibt die virtuelle mechanische Leistung, P_{meas} die gemessene abgegebene elektrische Leistung des Wechselrichters, P_{damp} die gedämpfte Leistung und $T_{a,VSM}$ die Anlaufzeitkonstante analog zu einer Synchronmaschine an. Der Leistungsbeitrag durch die Dämpfung ist abhängig von der Winkelgeschwindigkeitsdifferenz zwischen dem rotierenden Bezugssystem und der Netzfrequenz.

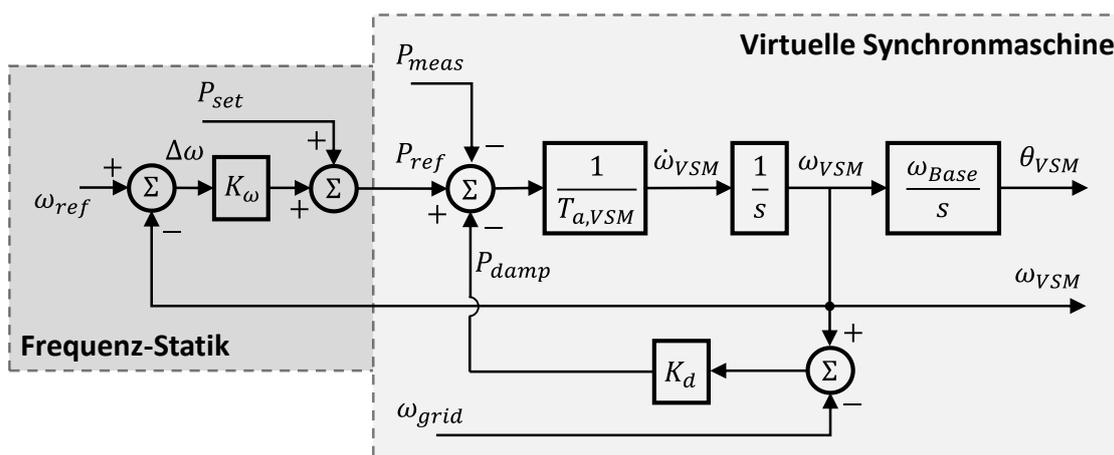


Abbildung 5: Regelung der virtuellen Synchronmaschine zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse inklusive einer Frequenz-Statik [11]

Die Abbildung der mechanischen Schwingungsgleichung innerhalb der Regelung resultiert in einem rotierenden Bezugssystem. Durch die Integration der Winkelgeschwindigkeit ω_{VSM} , wie in Formel (2.2) beschrieben, erhält man den Phasenwinkel θ_{VSM} , der innerhalb der Park-Transformation verwendet wird, um zwischen den dreiphasigen Netzgrößen und dem rotierenden

dq-Bezugssystem zu transformieren. Die Referenzwerte für die Outer-Control sind die aus der Spannung am Netzanschlussknoten resultierenden Größen V_d und V_q in dq-Komponenten.

Durch die Verwendung des Winkels θ_{VSM} bei der Transformation zwischen dem rotierenden Bezugssystem und den dreiphasigen Netzgrößen ermöglicht die Regelung die Bereitstellung von Momentanreserve durch die LE-Anlage. Dies ist in Abbildung 5 anhand der Spannungsphasoren am Netzanschlussknoten und der VSM vor dem Störereignis und unmittelbar nach diesem illustriert.

Im stationären Arbeitspunkt rotiert das Bezugssystem mit derselben Frequenz wie die Spannung am Netzanschlussknoten. Kommt es jetzt zu einem Leistungsdefizit innerhalb des Netzes, ändert sich der Winkel am PCC aufgrund der veränderten Leistungsflüsse innerhalb des Netzes näherungsweise sprunghaft. Das Bezugssystem innerhalb der Regelung rotiert nach Fehlereintritt weiterhin mit der Frequenz vor Fehlereintritt, so dass sich eine Winkeldifferenz zwischen der Regelung und dem Netzanschlussknoten einstellt, wodurch intrinsisch Momentanreserve bereitgestellt wird.

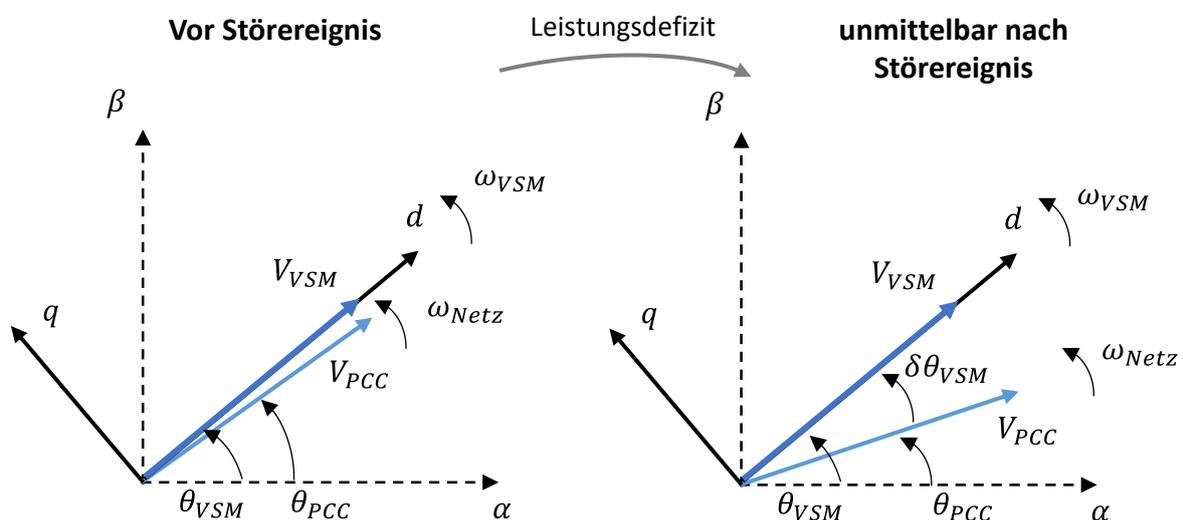


Abbildung 6: Spannungsphasoren des Netzes und der VSM im rotierenden Bezugssystem [11]

Um neben der synthetischen Schwungmasse auch Primärregelleistung bereitzustellen, kann analog zur netzfolgenden Regelung, wie in Abbildung 5 dargestellt, eine Frequenzstatik verwendet werden, die die Wirkleistungsreferenz in Abhängigkeit der Frequenzdifferenz $\Delta\omega$ anpasst [11]. Zudem kann, analog zur netzfolgenden Wechselrichterregelung, über die Verwendung einer Blindleistungsstatik der Referenzwert der q-Komponente der Outer-Control angepasst werden. Die Spannungsstützung durch netzbildende Wechselrichter wird im Weiteren vernachlässigt.

Sowohl die netzfolgende als auch die netzbildende Wechselrichterregelung benötigt als Eingangsgröße eine Netzfrequenz. Dabei gibt es verschiedene Modelle um die Frequenz zu bestimmen. In diesem Beitrag wird ein Modell verwendet, welches mithilfe eines Hoch- und Tiefpass Filters auf Basis des Netzanschlusswinkels die Frequenz schätzt [12].

Nachfolgend wird der Einfluss der netzbildenden Wechselrichterregelung auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauffrennung exemplarisch anhand eines 39-Knotennetzes untersucht.

Dazu werden für die dynamischen Untersuchungen die oben vorgestellten Modelle der LE-Anlagen verwendet.

3 Ergebnisse

Zur Bewertung des Einflusses netzbildender Wechselrichterregelungen müssen einerseits alle relevanten Komponenten im EVS mit Einfluss auf die Frequenz, wie beispielsweise die konventionellen Kraftwerke, die LE-Anlagen und die Lasten sowie alle Regelstrategien zur Frequenzstützung abgebildet werden, so dass die transienten Ausgleichsvorgänge nach der Störung adäquat berücksichtigt werden. Die konventionellen Kraftwerke werden dabei durch in der Literatur weit verbreitete Modelle für den Synchrongenerator, einem Erregermodell und einem Drehzahlreglermodell abgebildet [13]. Die Modellierung der LE-Anlagen erfolgt mit den in Kapitel 2 vorgestellten Modellen und die Lasten mit dem in der Literatur verbreiteten ZIP-Modell [12].

Zur Untersuchung des Einflusses wird eine am Institut vorliegende Zeitbereichssimulation verwendet [13]. Dabei wird in jedem Zeitschritt ein differential-algebraisches Gleichungssystem gelöst. Zur Initialisierung aller Systemzustände wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt. Das Ergebnis sind zeitabhängige Systemzustände, wie beispielsweise die Frequenztrajektorien der Synchrongeneratoren.

Nachfolgend wird das Untersuchungsprogramm sowie das modifizierte 39-Knoten Netz vorgestellt und auf die Parametrierung der LE-Anlagenmodelle eingegangen.

Untersuchungsprogramm

Das modifizierte IEEE 39-Knoten Netz, welches in Abbildung 7 exemplarisch skizziert ist, besteht aus 39 Knoten, 34 Leitungen und 12 Transformatoren an dem 19 Verbraucher, 5 leistungselektronisch angebundene Windkraftanlagen (WEA) und 5 Dampfkraftwerke angeschlossen sind. Zur Untersuchung einer Netzauftrennung werden die in rot markierten Leitungen gleichzeitig zum Zeitpunkt $t = 0,1 \text{ s}$ abgeschaltet. Dabei ist zu erwähnen, dass mögliche Ausgleichsvorgänge während einer kaskadierenden Abschaltung der Leitungen durch Schutzsysteme vernachlässigt werden.

Vor Fehlereintritt im stationären Zustand ergibt sich ein Leistungstransport von rund 745 MW aus Teilnetz 2 nach Teilnetz 1 über die rot markierten Leitungen. Kommt es zu der Netzauftrennung resultiert dieser Leistungstransport in einem Leistungsungleichgewicht, welches in Teilnetz 1 in einem Leistungsdefizit von rund 31,8 % und in Teilnetz 2 in einem Leistungsüberschuss von rund 19,5 % der eingespeisten Wirkleistung der Erzeugungsanlagen resultiert. Diese Leistungsdifferenzen werden durch die Dampfkraftwerke und frequenzstützenden WEA kompensiert. Dabei wird die Annahme getroffen, dass die benötigte Energie für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse und der Primärregelung der WEA im Wechselrichterzwischenkreis, durch zusätzliche Energiespeicher zur Verfügung steht, die Energiespeicher jedoch nicht explizit mit abgebildet werden. Weitere Annahmen sind zum einen, dass die Leistungselektronik überdimensioniert ist und die auftretenden Ströme beherrschbar sind. Des Weiteren wird keine Abschaltung der Erzeugungsanlagen aufgrund von Über- oder Unterfrequenz durchgeführt.

Zur Bewertung des Einflusses netzbildender Wechselrichterregelung auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung werden einerseits die WEA mit einer netzfolgenden frequenzstützenden Regelung und andererseits mit der VSM ausgestattet. Dabei dienen als Vergleichsgrößen die sich ergebenden Frequenzen der Synchrongeneratoren und die abgegebene Leistung der WEA5 und WEA10 nach Eintritt der Netzauftrennung.

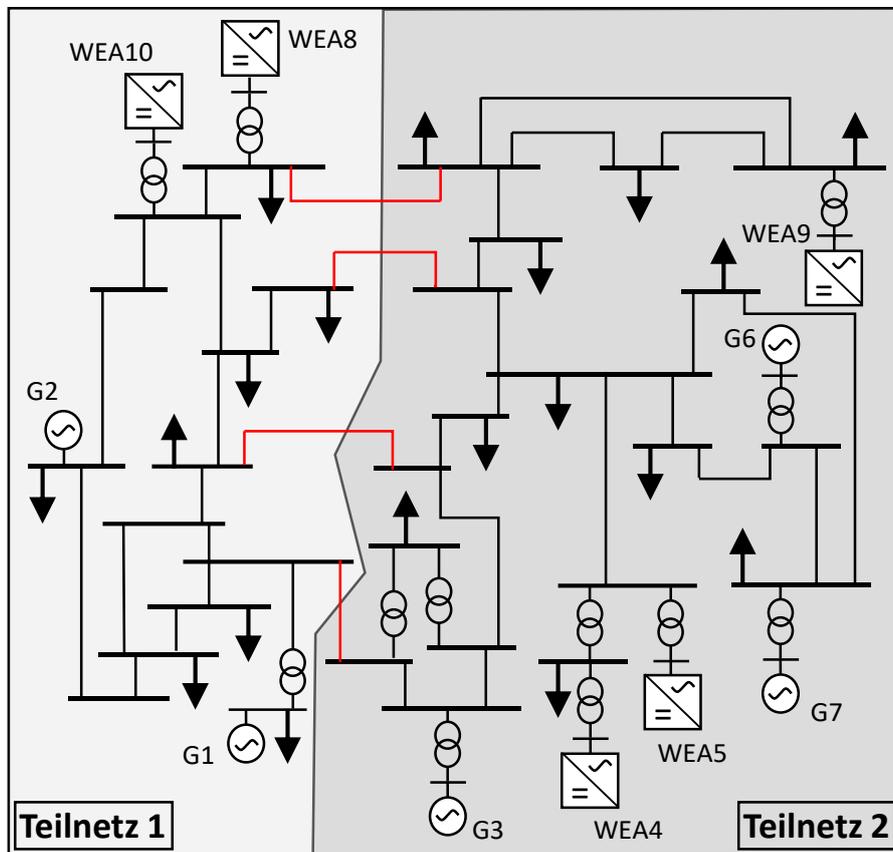


Abbildung 7: modifiziertes 39 Knoten IEEE-Netz [5]

Parametrierung der leistungselektronisch angebotenen Anlagen

Zur Untersuchung des Einflusses der verschiedenen Wechselrichterregelungen auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung wird das in Tabelle 1 gelistete Parameterset für die netzfolgenden und netzbildenden LE-Anlagen verwendet. Jede LE-Anlage wird bis auf die Bemessungsscheinleistung und die abgegebene initiale Wirkleistung mit demselben Parameterset ausgestattet.

| Parameter | Value | Parameter | Value |
|-------------------------|------------|------------------|---------|
| Outer-Control $K_{p,d}$ | 0,5 pu | VSM K_{ω} | 40 pu |
| Outer-Control $K_{i,d}$ | 100 pu | VSM K_d | 400 |
| Outer-Control $K_{p,q}$ | 0,5 pu | VSM $T_{a,VSM}$ | 10 |
| Outer-Control $K_{i,q}$ | 100 pu | ω_{base} | 50 Hz |
| VSI T_a | 10 μs | S_{base} | 100 MVA |
| VSI K_{droop} | 40 pu | | |

Tabelle 1: Parameter der LE-Anlagenmodelle

Die Parametrierung der Dampfkraftwerke erfolgte dabei mit in der Literatur vorhandenen Standardparametern, welche für beide Simulationen unverändert bleibt, so dass lediglich der Unterschied zwischen netzfolgenden und netzbildenden Wechselrichterregelung untersucht werden kann.

Exemplarische Ergebnisse

Die Frequenzverläufe der Generatoren und die eingespeiste Wirkleistung der WEA5 und WEA10 sind in Abbildung 8 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch die Verwendung der netzbildenden Wechselrichterregelung die initiale Frequenzänderungsrate nach der Netzauf-trennung durch die zusätzliche zur Verfügung stehende Momentanreserve innerhalb der Teil-netze geringer ist, als bei der Untersuchung mit netzfolgender Wechselrichterregelung. Zudem ergibt sich eine zeitlich spätere und im Verhältnis zur stationären Frequenzabweichung vernachlässigbare dynamische Frequenzabweichung, durch die Kombination aus der Bereitstellung von Momentanreserve und schneller Primärregelung der LE-Anlagen. Dies ist auch anhand der eingespeisten Wirkleistung der WEA5 und WEA10 zu erkennen. Durch die netzbildende Regelung wird nach Fehlereintritt innerhalb der ersten Sekunden das Leistungsungleichgewicht überwiegend durch die LE-Anlagen kompensiert.

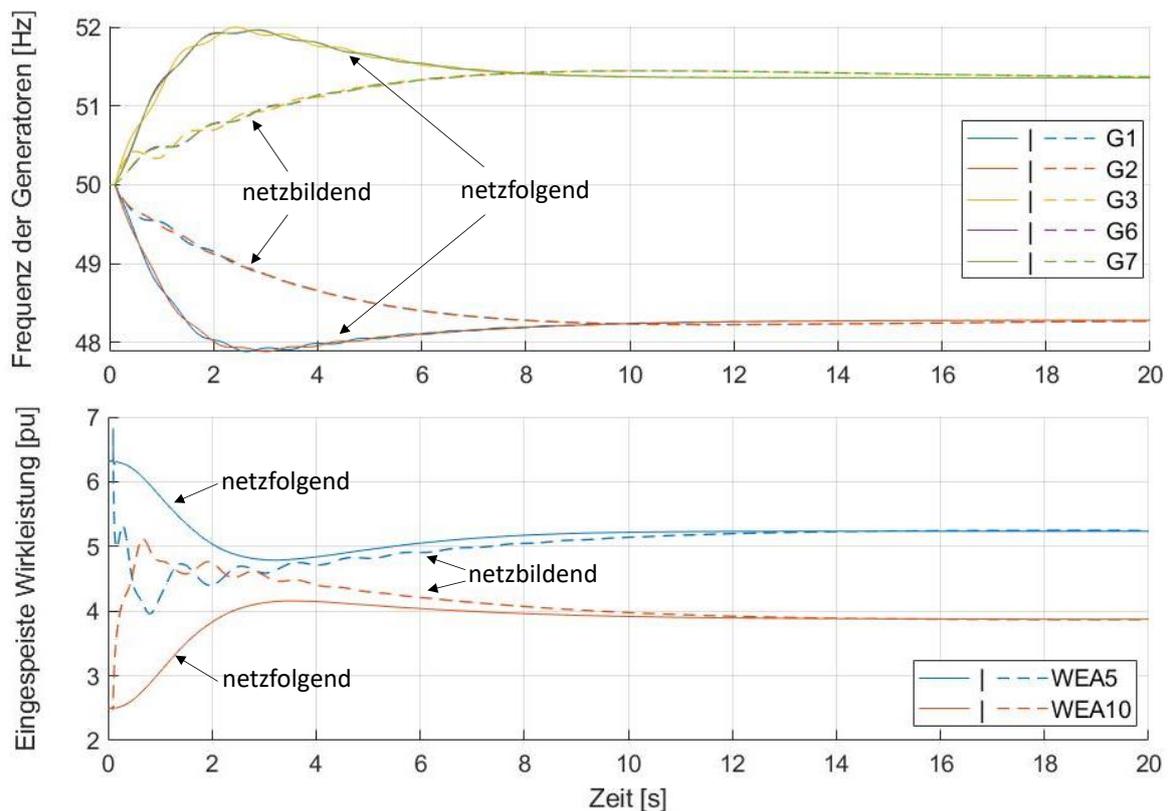


Abbildung 8: Frequenztrajektorien der Synchrongeneratoren und Wirkleistungseinspeisung der WEA5 und WEA10 für die netzfolgende und netzbildende Untersuchung

Da es sich bei einer Netzauftrennung um eine nicht auslegungsrelevante Störung handelt werden die geltenden Frequenzgrenzen von $\Delta f_{dyn} = \pm 800 \text{ mHz}$ und $\Delta f_{stat} = \pm 200 \text{ mHz}$ für einen auslegungsrelevanten Störfall von $\Delta P = 3.000 \text{ MW}$ nicht eingehalten. Dennoch soll auch für außergewöhnliche Störungen die Frequenz innerhalb der Grenzen zwischen $47,5 \text{ Hz}$ und $51,5 \text{ Hz}$ stabilisiert werden, um insbesondere die Trennung der systemstützenden Erzeu-

gungsanlagen zu vermeiden [14, 15]. Betrachtet man den Frequenzverlauf der Synchroneratoren G3, G4 und G7 im Teilnetz 2, so ist zu erkennen, dass bei der Verwendung der netzfolgenden Wechselrichterregelung die Grenze von $51,5 \text{ Hz}$ überschritten wird und Erzeugungsanlagen sich vom Netz trennen können. Demgegenüber zeigt die Untersuchung mit netzbildender Wechselrichterregelung, dass es aufgrund der schnellen Bereitstellung von Wirkleistung zu keiner Grenzwertverletzung kommt.

Unter den gegebenen Vereinfachungen zeigen die Untersuchungen anhand des modifizierten 39-Knoten Netzes, dass die netzbildenden Wechselrichterregelungen einen signifikanten Einfluss auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung haben. Vor allem die Reduzierung des initialen Frequenzgradienten durch die zusätzlich bereitgestellte Momentanreserve, kann zu einer zeitlichen Verzögerung führen, so dass kritische Frequenzgrenzen nicht bzw. später erreicht werden und Gegenmaßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden können.

Des Weiteren ist jedoch noch zu beachten, dass die vorgenommenen Vereinfachungen einen signifikanten Einfluss auf die Frequenzhaltung haben können. Insbesondere ist die Stromlimitierung der Wechselrichter zu nennen, wodurch die abgegebene Leistung der LE-Anlage begrenzt wird. Des Weiteren spielen die Energiereserven der WEA für die Bereitstellung der Momentanreserve und Primärregelung eine Rolle, die ohne die Annahme zusätzlicher Energiespeicher nur in begrenzter Form zur Verfügung steht.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Zuge des Strukturwandels innerhalb des EVS charakterisiert durch den Zubau lastferner Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Abschaltung konventioneller Kraftwerke kommt es zu einem stetigen Anstieg der Auslastung des Übertragungsnetzes und einer Verringerung der vorhandenen Momentanreserve. Durch die Höherauslastung steigt das Risiko von Netzauftrennungen. Zur Beherrschbarkeit dieser Netzauftrennungen muss genügend Momentanreserve innerhalb der Teilnetze vorhanden sein. Um dies auch zukünftig, nach Abschaltung konventioneller Kraftwerke, gewährleisten zu können, ist ein Konzept die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse mittels LE-Anlagen durch Verwendung einer netzbildenden Wechselrichterregelung notwendig.

Die VSM, eine netzbildende Wechselrichterregelung, bildet dabei die mechanischen Schwingungsgleichungen eines Synchrongenerators innerhalb der Regelung ab, so dass sich ein rotierendes Bezugssystem ergibt. Mithilfe des Bezugssystems können die Regelungsgrößen des Wechselrichters in dq-Komponenten transformiert werden, wodurch im Vergleich zur netzfolgenden Wechselrichterregelung die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse möglich ist.

Die Ergebnisse anhand eines modifizierten 39-Knoten Netz zeigen, dass durch Verwendung einer netzbildenden Wechselrichterregelung es zu geringeren Frequenzgradienten nach auftreten der Netzauftrennung kommt, wodurch die dynamische Frequenzabweichung im Vergleich zur Verwendung einer netzfolgenden Wechselrichterregelung geringer ist.

Weitere Untersuchungen hinsichtlich der benötigten Energiereserven innerhalb der LE-Anlagen und die Auswirkungen der Limitierungen dieser auf die Frequenzhaltung nach einer Netzauftrennung sind durchzuführen. Des Weiteren ist der Einfluss der Stromlimitierung der Wechselrichter auf die bereitzustellende Leistung im Weiteren zu berücksichtigen.

5 Literatur

- [1] ENTSO-E, „System Disturbance on 4 November 2006: Final Report“, Jan. 2007. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf.
- [2] ENTSO-E, „Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021: Main Report“, 15. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/>.
- [3] ENTSO-E, *A short outage of French-Spanish interconnection on 24 July 2021*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/24/a-short-outage-of-french-spanish-interconnection-on-24-july-2021/>.
- [4] E. Künle, P. Theile und C. Wagner, „Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem“, Dez. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/entwicklung-der-momentanreserve-und-abschaetzung-des-bedarfes-an-fast-frequency-response-im-europaeischen-verbundsystem/>.
- [5] T. Athay, R. Podmore und S. Virmani, „A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability“, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, PAS-98, Nr. 2, S. 573–584, 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319407.
- [6] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, „Control of Power Converters in AC Microgrids“, *IEEE Trans. Power Electron.*, Jg. 27, Nr. 11, S. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [7] R. H. Park, „Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I“, *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, Jg. 48, Nr. 3, S. 716–727, 1929, doi: 10.1109/T-AIEE.1929.5055275.
- [8] V. Kaura und V. Blasko, „Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions“, *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, Jg. 33, Nr. 1, S. 58–63, 1997, doi: 10.1109/28.567077.
- [9] A. G. Roehder, B. Fuchs, J. Massmann und A. Schnettler, „A Generic VSC HVDC Model for Power System Stability Studies in the Network Planning Process“ in *2015 EPRI HVDC and FACTS Conference*, 20 Aug 2015 - 21 Aug 2015, Palo Alto (USA), 2015, 7 Seiten.
- [10] Q.-C. Zhong und G. Weiss, „Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators“, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, Jg. 58, Nr. 4, S. 1259–1267, 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2048839.
- [11] S. D’Arco, J. A. Suul und O. B. Fosso, „A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 122, S. 180–197, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.01.001.
- [12] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [13] A. G. Roehder, B. Fuchs, J. Massmann und M. A. Quester, „Transmission system stability assessment within an integrated grid development process“, *CIGRE science & engineering : CSE*, Jg. 8, June, S. 67–84, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/691654>
- [14] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, „TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Aug. 2007.
- [15] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“, Apr. 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf>.