

Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher

Johannes Heid¹, Walter Schittek¹, Christian Hachmann^{1,2} und Martin Braun^{1,2}

Wilhelmshöher Allee 73, D-34121 Kassel, Tel. 0561-804-6213

E-Mail: walter.schittek@uni-kassel.de

Internet: <http://www.uni-kassel.de/eecs/e2n>, <http://www.iee.fraunhofer.de>

1) Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik/Informatik, Fachgebiet e²n

2) Fraunhofer IEE, Kassel

Zusammenfassung

Im Zuge der Dekarbonisierung müssen Verbundsysteme auf wiederkehrende Situationen vorbereitet werden, während derer sie vor allem aus Wechselrichtern gespeist werden. Der stabilisierende Einfluss der durch Synchrongeneratoren direkt an das Netz gekoppelten Schwungmassen auf jede Frequenzveränderung ist heute unverzichtbar. Die inhärente Sofortreaktion von Synchronmaschinen auf Spannungswinkeländerungen und Frequenzbewegungen heißt Momentanreserve. Wenn sich Verbrauch oder Erzeugung dynamisch ändern, und besonders während der ersten Sekunde nach einem System Split, muss jedes Wirkleistungsungleichgewicht zunächst durch Momentanreserve kompensiert werden.

Inhärente leistungselektronische Beiträge zur Momentanreserve werden unverzichtbar in zukünftigen Situationen mit viel erneuerbarer Einspeisung. Das generische Konzept einer virtuellen Synchronmaschine (VSM) beinhaltet inhärente Momentanreserve, aber wie bei einer Synchronmaschine ist die Wirkleistungsreaktion einer VSM symmetrisch für positive und negative Frequenzbewegungen. Die spezifischen Eigenschaften und Begrenzungen möglicher VSM-gekoppelter Netzteilnehmer wie Photovoltaik, Speicher, Ladeinfrastruktur und verschiedene Arten von Lasten sind häufig unsymmetrisch in dieser Hinsicht.

Dieser Artikel stellt ein neues Konzept vor, das einen generischen VSM-Regelalgorithmus modifiziert, um unsymmetrische und sogar unidirektionale Beiträge zur inhärenten Momentanreserve zu ermöglichen. Die Modifikation zukünftiger Stromrichter von Erzeugung, Speichern und unterschiedlichen Arten von Lasten, mit Schwerpunkt auf Ladesystemen elektrischer Fahrzeuge, kann bislang ungenutzte Potenziale heben. Erhöhter Aufwand (z.B. zusätzliche Speicher, erhöhte Stromtragfähigkeit der Halbleiter) für die Bereitstellung symmetrischer Beiträge kann damit in erheblichem Umfang eingespart werden.

Schlüsselwörter: unsymmetrische Momentanreserve, unidirektionale Momentanreserve, Ladeinfrastruktur, Elektromobilität, virtuelle Synchronmaschine, Synchronstromrichter.

1 Einführung

Die Trägheit der direkt gekoppelten rotierenden Massen konventioneller Generatoren (Synchronmaschinen) wirkt stabilisierend auf jede Frequenzveränderung. Dieses Verhalten ist inhärent und verzögerungsfrei. In einem Synchrongebiet geht ein momentaner Mangel an Wirkleistung (P) mit abnehmender, ein P -Überschuss dagegen mit steigender Frequenz einher. Passend

zu Richtung und Schnelligkeit der Frequenzänderung speichern Synchronmaschinen kinetische Energie ein bzw. aus und kompensieren damit vorübergehend das P -Ungleichgewicht.

Die Anlaufzeitkonstante T_A , ein Wert in Sekunden als Maß für die Momentanreserve einer Synchronmaschine relativ zu ihrer Nenn-Wirkleistung P_{nenn} ,¹ wird ermittelt aus dem Massenträgheitsmoment J für die Winkelgeschwindigkeit ω_m des Rotors bei Nennfrequenz [1, S. 10]:

$$T_A = \frac{J\omega_m^2}{P_{\text{nenn}}} \quad (1)$$

Nimmt man für ein (Teil-) Netz die T_A und die P_{nenn} aller Synchronmaschinen zusammen, ergibt sich mit der Netzanlaufzeitkonstante T_N ein Maß für die Momentanreserve des (Teils des) Stromversorgungssystems relativ zur gesamten Last $P_{\text{Last,gesamt}}$:

$$T_N = \frac{\sum(T_{A,i} P_{\text{nenn},i})}{P_{\text{Last,gesamt}}} \quad (2)$$

wobei $T_{A,i}$ und $P_{\text{nenn},i}$ die Anlaufzeitkonstante und Nennleistung der i -ten zur Momentanreserve beitragenden Einheit sind [1, S. 10]. Je größer T_N , desto extremere relative Wirkleistungsungleichgewichte nach Ereignissen können aufgefangen werden, ohne dass die RoCoF (Frequenzänderungsrate, rate of change of frequency) einen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgegebenen Bereich verlässt, z.B. $-2 \dots + 2$ Hz/s, vgl. [1, S. 3].

Große Wirkleistungsungleichgewichte entstehen, wenn kaskadierende Leitungsüberlastungen zu einem System Split führen, d.h. das Synchrongebiet zerfällt in zwei oder mehr Teile, zwischen denen alle Drehstromverbindungen getrennt bleiben. Die extremsten RoCoF-Werte treten auf, wenn unterbrochene Leistungsflüsse 1/3 oder mehr der Gesamtlast in einem der verbleibenden Teile ausmachen, vgl. [1]. Erfahrungsgemäß trifft ein System Split im Abstand mehrerer Jahre eines der halbinselförmigen Randgebiete des kontinentaleuropäischen Synchrongebiets, wie Italien oder die Türkei. Darüber hinaus kann es (sehr selten) in großen Teilen des Synchrongebiets zu extremen relativen Wirkleistungsungleichgewichten kommen, wenn ein System Split zentrale Teile des Verbundsystems trennt, wie am 4.11.2006 in Kontinentaleuropa.

Im Zuge der Dekarbonisierung müssen Verbundsysteme auf wiederkehrende Situationen vorbereitet werden, während derer sie überwiegend aus Wechselrichtern gespeist werden. Um einen System Split in solchen Situationen adäquat aufzufangen, muss sichergestellt sein, dass ausreichend Momentanreserve verfügbar ist. Der jüngste Entwurf des Netzentwicklungsplans [3] benennt einen zusätzlichen Bedarf an Momentanreserve von 600 GWs.

Abschnitt 2 benennt beispielhaft ungenutzte Potenziale für unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve und steckt den Kontext für ihre Nutzung ab. Abschnitt 3 beschreibt Bestandteile einer technischen Lösung mit Blick auf den Stand der Technik. Darauf aufbauend stellt Abschnitt 4 vorgeschlagene Modifikationen einer generischen VSM-Regelung dar. In Abschnitt 5 wird die Machbarkeit des Konzepts durch zwei Fallstudien möglicher Implementierungen demonstriert. Der Artikel endet mit Fazit und Ausblick in den Abschnitten 6 und 7.

¹ T_A auf P_{nenn} zu beziehen, ist der pragmatische Ansatz, den, unter anderem, die Übertragungsnetzbetreiber verwenden [1, S. 10]. Ein kleinerer Wert für T_A für eine bestimmte Synchronmaschine ergibt sich, wenn T_A auf die Nennscheinleistung S_{nenn} bezogen wird. Dann ist $T_A = 2H$, wobei die Trägheitskonstante $H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J\omega_m^2}{S_{\text{nenn}}}$ ausdrückt, wie viel kinetische Energie in der rotierenden Masse steckt, relativ zu S_{nenn} [2, S. 13].

2 Ungenutzte Potenziale für schnelle Wirkleistungsvariation

Die Ausführungen in diesem Abschnitt gehen davon aus, dass Regelalgorithmen gefunden werden, die nicht nur die Potenziale für leistungselektronische Beiträge zur Momentanreserve heben, sondern dabei auch die vorhandenen Begrenzungen beachten. Die folgenden Überlegungen stecken Felder für Forschung und Entwicklung ab, die erschließbar erscheinen angesichts des in den nachfolgenden Abschnitten erarbeiteten Ansatzes. Hiermit werden viele in der Forschungsroadmap Systemdienstleistungen mit Bezug auf Momentanreserve benannte Aspekte aufgegriffen [4, S. 14 oben rechts + S. 14f Zeile Momentanreserve].

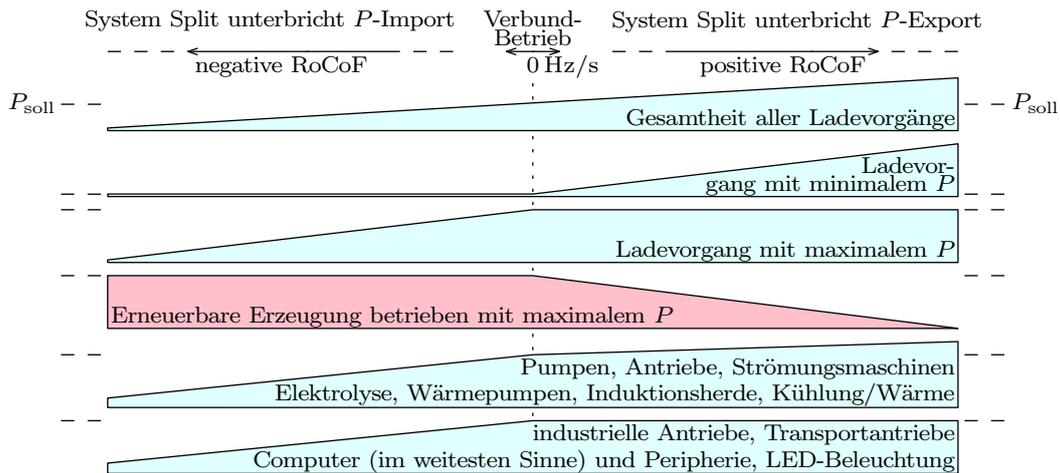


Abbildung 1: Arten nicht-dedizierter Anlagen/Prozesse, die prädestiniert erscheinen für unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve. Leichter erschließbare Potenziale stehen weiter oben.

Abb. 1 stellt das vermutete meist unsymmetrische Potenzial leistungselektronisch gekoppelter Einheiten für Beiträge zur Momentanreserve dar. Die am leichtesten erschließbaren und dabei beachtlich hohen Potenziale liegen in Ladesystemen für E-Mobile, Plug-In-Hybride u.ä., siehe Abschnitt 2.2.

2.1 Hebung der Potenziale für instantane Wirkleistungsreduktion

Die folgenden Betrachtungen beleuchten die nächstliegende Weise der Teilnahme von Anlagen an Momentanreserve: Die *Verringerung* der Wirkleistungsaufnahme (bei Lasten) bzw. -abgabe (bei Erzeugung). Dies betrifft alle in Abb. 1 gezeigten Arten von Anlagen/Prozessen, unabhängig davon, ob sie ihre Wirkleistung auch steigern können – wie beim Laden eines Elektrofahrzeugs unterhalb maximaler Leistung – oder nicht.

Für die Wechselrichter erneuerbarer Erzeugung ist es Stand der Technik, dass sie ihre Wirkleistungsabgabe innerhalb weniger Sekunden um bis zu 100 % verringern können im Zuge von LFSM-O (limited frequency-sensitive mode – over-frequency) [1, S. 15] [5, S. 33]. In seltenen, extremen Fällen z.B. eines Kurzschlusses müssen sie einen beliebigen Anteil der zufließenden Leistung unterbrechen bzw. zunichte machen können, wofür ggf. ein Brems-Chopper verwendet wird [6]. Alles Weitere bezieht sich auf Lasten, aber viele der Erläuterungen sind auf die Umstände abrupter Wirkleistungsreduktionen bei Erzeugungseinheiten übertragbar.

Für leistungselektronisch gekoppelte Lasten ist es keinesfalls Stand der Technik, dass sie bei Netzereignissen selbständig die ihnen zufließenden Wirkleistung für ein paar Sekunden (ggf. stark) reduzieren und danach zum Normalbetrieb zurückkehren. Inhärente Momentanreserve heißt bei Lasten, dass die Regelung der Leistungselektronik den Leistungsfluss in den Spannungszwischenkreis variiert. Eine Beschränkung dabei ist, dass die Steuerkomponenten weiterhin versorgt werden müssen. Und natürlich darf die Zwischenkreis-Spannungsregelung nicht gegen diese Wirkleistungsvariationen arbeiten. Das bedeutet, dass der produktive Teil der Last – der Hauptprozess – mit nicht weniger und nicht mehr als der momentan durch den Regelalgorithmus zugeteilten Leistung versorgt wird. Es muss sichergestellt werden, dass die Variationen innerhalb der Grenzen von minimaler und maximaler Leistung des Hauptprozesses bleiben.

Selbst langlebige elektromechanische Anlagen werden während ihrer Lebensdauer eine extreme Wirkleistungsverringerung nach einem gravierenden System Split nur einzelne Male erfahren, wenn überhaupt. Eine abrupte starke Funktionseinschränkung ist nur für Lasten zulässig, bei denen dadurch nur geringe Kosten entstehen und keine Menschen gefährdet werden. Damit verbietet sich die Teilnahme an Momentanreserve für Lasten wie 3D-Drucker, Fräsmaschinen im Schlichtmodus, Verkehrsampeln und Rolltreppen. Bei genauerer Betrachtung wird jedoch klar, dass im Prinzip sogar Personen-Aufzüge und -Seilbahnen sowie LED-Beleuchtungen mit zeitgesteuerter Abschaltung grundsätzlich für die Teilnahme an inhärenter Momentanreserve geeignet sind. Arten von Lasten, bei denen – anders als bei Ladesystemen, Kühlung und Erwärmung – eine kurze Funktionseinschränkung auffallen könnte, sollten einen Informationskanal (Display, Message App) haben, über den sie sofort informieren, dass kein Defekt vorliegt.

Mehr und mehr Lasten haben einen elektronischen Hauptprozess, d.h. ihre momentane Leistungsaufnahme folgt der Auslastung einer CPU (central processing unit) oder wird in hohem Maße durch eine CPU beeinflusst. Solche Geräte wie Computer ohne unterbrechungsfreie Stromversorgung, Informationsdisplays, Monitore und sonstige Computer-Peripherie nutzen Energiesparmechanismen bei geringer Auslastung oder Inaktivität. Diese Mechanismen könnten erweitert oder neu aufgestellt werden, um den netzseitigen Wirkleistungsverringerungen in Echtzeit zu folgen, koordiniert durch die Netzteilsteuerung.

Während des Verbundbetriebs, z.B. im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet, wird ständig Momentanreserve benötigt, allerdings ist zu erwarten, dass die tatsächlich dafür eingesetzte Wirkleistung jahrelang nur bei sehr geringen Werten bleibt, verglichen mit dem maximalen Hub, den die einzelne Einheit abdecken könnte. Die folgende Zusammenstellung von Effekten hinter dem Spannungszwischenkreis aufgrund von Ereignissen im Netz ist rein qualitativ; tatsächliche Wirkleistungswerte und Zeiten werden abhängen von der Art der gespeisten Last und den Kenngrößen des Stromrichters.

- a) Ständige Frequenzbewegungen (jeden Tag): Zu großen Zeitanteilen abdeckbar durch den Spannungszwischenkreis und ohne die gespeiste Last zu beeinträchtigen. ²
- b) Stärkere Frequenzbewegungen (mehrmals pro Woche): Kurzzeitige geringfügige Reduktionen der zufließenden Leistung werden vermutlich bei den meisten Arten von Haupt-

²Die Energie-Differenz im Spannungszwischenkreis ist proportional zur Frequenzabweichung, wenn der Spannungszwischenkreis die Wirkleistung für Momentanreserve mit konstantem T_A erbringt [7, S. 4], vgl. [8, S. 2f].

prozessen unmerkbar bleiben; Hintergrundaufgaben werden verlangsamt ausgeführt.

c) Gravierende Netzereignisse (ein paarmal pro Jahr): Funktion des gespeisten Hauptprozesses verlangsamt, aber nicht verschlechtert oder abgebrochen; keine Schäden oder Kosten; automatischer Systemprotokoll-Eintrag: "Außergewöhnliche Stromnetzschwankung."

d) System Split mit hohem Prozentsatz an Wirkleistungsungleichgewicht (einmal alle paar Jahre): Kurzzeitiger Funktionsverlust ohne oder mit rechtfertigbarem Kollateralschaden.

Während Ladesysteme und andere mehr oder weniger flexible Lasten ihre Wirkleistungsaufnahme (zumindest geringfügig) erhöhen können (siehe nächsten Abschnitt 2.2), sind viele Arten von Einheiten dazu nicht fähig, können aber trotzdem stark zur Momentanreserve beitragen.

Photovoltaik- (PV) sowie Windkraft-Generatoren speisen oftmals mit technisch höchstmöglicher Momentanleistung ein. Sie können ihre Einspeisung – während eines Frequenzanstiegs – immer auf jeden passenden Wert im Bereich 100...0 % ihrer aktuellen Wirkleistung reduzieren.

Fällt dagegen die Frequenz ab, bilden diejenigen leistungselektronisch gekoppelten Lasten die passende Ergänzung (im Sinne von [4, S. 14 oben rechts, b))), die in der Lage sind, ihre Momentan-Wirkleistung (im Extremfall) stark zu reduzieren.

Beispiele für Arten von Lasten, die für solche unidirektionale Momentanreserve prädestiniert erscheinen, vgl. unterste Einheit in Abb. 1, sind Schnelllader für Elektrofahrzeuge, Oberleitungssysteme für Elektro-LKW, Mahlwerke, Antriebe für Transportsysteme, LED-Beleuchtung (vgl. [8]), Industriantriebe mit Drehzahlregelung wie Bohr-, Schleif-, Fräsmaschinen; Letztere ggf. nur im Schruppmodus. Desweiteren Lasten mit einem elektronischen Hauptprozess, wie Computer (im weitesten Sinne) und ihre Peripherie, wie oben thematisiert. Außerdem kann es für manche der im nächsten Abschnitt 2.2 erwähnten Lasten vorübergehende oder dauerhafte Gründe geben, ihre Wirkleistungsaufnahme nicht zu erhöhen.

2.2 Ladevorgänge

Konzepte, bei denen Speicher genau dann einen Lade- oder Entladevorgang beginnen, wenn Momentanreserve-Leistung benötigt wird, sind nicht im Fokus dieses Artikels. Dies wird betont durch Nutzung des Begriffs (laufende) "Ladevorgänge". Paradebeispiel für diese Art von Beitrag zur Momentanreserve ist das Laden aller Arten von Elektrofahrzeugen [9].

Der Arbeitspunkt bestimmt, wie stark ein Ladevorgang seine Wirkleistungsaufnahme verringern oder erhöhen kann. Die Fähigkeit zur Erhöhung mag mehrfach stärker sein als zur Verringerung, oder umgekehrt. Meist wird es nötig sein, T_A bei Wechsel der Richtung der Frequenzbewegung anzupassen oder in eine Richtung sogar zu Null zu setzen.

Neben dem Laden von Batterien lassen sich Ladevorgänge im weiteren Sinne beschreiben durch eine Art von Speicher, der unter Einhaltung eines mittleren Durchsatzes gefüllt wird. Der Durchsatz darf abrupt verringert oder erhöht werden; wie stark, hängt von Technologie und Arbeitspunkt ab. Das kann für Beiträge zur Momentanreserve genutzt werden.

Beispiele für Anlagen und Geräte, die Ladevorgänge in chemische, potenzielle, kinetische oder thermische "Speicher" durchführen, sind, vgl. vorletzte Einheit in Abb. 1, Elektrolyseure mit selbstgeführtem Stromrichter, Pumpspeicher im Pumpbetrieb, viele Arten Antriebe, Pumpen und Strömungsmaschinen, Wärmepumpen [10], Klimatisierung (vgl. [11]), Kühlgeräte/-

anlagen mit Inverter (vgl. [12]), Induktionsherde (privat/gewerblich), Mikrowellenherde. Die Annahme ist berechtigt, dass die Beiträge aller "Ladevorgänge" zur Momentanreserve in beide Richtungen zwar selten gleich stark, aber meist in ähnlicher Größenordnung ausfallen.

3 Bestandteile einer technischen Lösung

3.1 Momentanreserve durch virtuelle Synchronmaschinen

Ein 4-Quadranten-Wechselrichter, dessen Regelalgorithmus es ihm ermöglicht, sich elektrisch so zu verhalten als besitze er synchron rotierende Masse [13, S. 18f], wird *netzbildend* oder *spannungseinprägend* genannt. In der Forschung werden solche Stromrichter vorgeschlagen für Erzeugung [14] [15], Speicher [16] [9] und spezielle Arten von Lasten mit 4-Quadranten-Betrieb [17] [18] z.B. für Blindleistungsbeiträge. Zusätzlich zur Verwendung der o.g. Adjektive kam in Projektmeetings des Projekts Netzregelung 2.0 (vgl. Abschnitt 8) der Begriff "Synchronstromrichter" (Englisch: synchronous converter) auf als generischer Ausdruck analog zu "Synchronmaschine". Während die o.g. Adjektive die Fähigkeit zum Auftreten als Spannungsquelle festschreiben, könnte ein Synchronstromrichter durchaus auch Gleichrichter-Hardware (z.B. Vienna Rectifier [19] [20] [21]) haben, auf der ein Regelalgorithmus für inhärente Momentanreserve läuft. Ein bedeutender Teil der in Abschnitt 2 betrachteten leistungselektronisch gekoppelten Arten von Einheiten sind drei- oder einphasige [9] Lasten.

Als "virtuelle Synchronmaschine" (VSM) [22, S. 10f] [23] wird eine Kategorie von Regelalgorithmen bezeichnet, die als Software auf gängiger Stromrichter-Hardware für die Herstellung von Synchronstromrichtern geeignet sind. Andere Ansätze wie z.B. "SelfSync" [22, S. 5ff] verfolgen denselben Zweck. VSM-Regelungen machen sowohl Einspeisestromrichter als auch leistungselektronisch gekoppelte Lasten (z.B. mit Vienna Rectifier [21]) und Speicher zu Erbringern inhärenter Momentanreserve.

Die Hauptbestandteile einer VSM-Regelung sind (siehe Abb. 2):

- die Wechselspannungsquelle \underline{U}_{virt} , ausgestattet mit emulierter inhärenter Massenträgheit und den selbstgeführten Größen Frequenz f_{virt} , Spannungswinkel und Amplitude.
- die virtuelle Impedanz $\underline{Z}_{virt} = R_{virt} + jX_{virt}$, die für einen signifikanten Spannungswinkelunterschied zwischen \underline{U}_{virt} und der PWM-Spannung \underline{U}_{PWM} (Pulsweitenmodulation) sorgt.

Das Wirkleistungsungleichgewicht ist
$$\Delta P = P_{soll} - P_{mess} \quad (3)$$

mit Wirkleistungs-Sollwert P_{soll} . In diesem Artikel steht ein positives ΔP immer für ein positives Wirkleistungsungleichgewicht und somit eine positive Beschleunigung von f_{virt} . Abb. 2 ver-

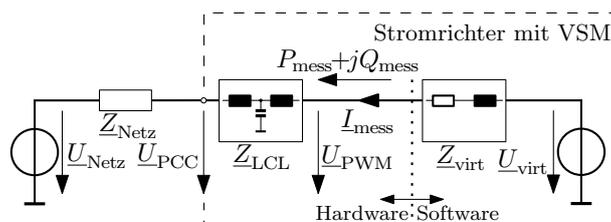


Abbildung 2: Prinzipieller Aufbau einer VSM, universell gezeichnet für Erzeugung und Lasten (einphasiges Ersatzschaltbild im Erzeugerzählpfeilsystem)

wendet das Erzeugerzählpeilsystem, aber kann leicht auch für einen Last-Stromrichter genutzt werden. P_{soll} und P_{mess} haben dann negative Werte, und f_{virt} beschleunigt, wenn $|P_{\text{mess}}| > |P_{\text{soll}}|$.

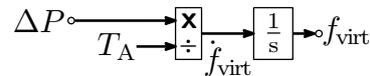


Abbildung 3: Frequenznachführung einer VSM, hier in p.u.-Größen (per unit) zu verstehen.

Die im Netz messbare Momentanfrequenz und RoCoF weichen dynamisch ab von f_{virt} und \dot{f}_{virt} von $\underline{U}_{\text{virt}}$ in der VSM, siehe Abb. 3. f_{virt} ist Ausgangssignal eines Integrators, dementsprechend ist \dot{f}_{virt} sein Eingangssignal. Bestimmt durch ständige Wirkleistungsmessung, berechnet sich \dot{f}_{virt} in Hz/s zu:

$$\dot{f}_{\text{virt}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{nenn}}} \cdot \frac{f_{\text{nenn}}}{T_A} \quad (4)$$

Bei Änderung des Spannungswinkels von $\underline{U}_{\text{PCC}}$ (point of common coupling), z.B. zu Beginn einer Frequenzveränderung, passt sich der Leistungsfluss P_{mess} durch $\underline{Z}_{\text{virt}}$ entsprechend an. Eine negative RoCoF lässt eine Einspeise-VSM inhärent in Richtung Erhöhung von $|P_{\text{mess}}|$ arbeiten, eine Last-VSM in Richtung Verringerung. Bei einer positiven RoCoF ist es umgekehrt.

Im ganzen Artikel sind neben Synchronstromrichtern von Speichern nur solche von Erzeugung und leistungselektronisch gekoppelten Lasten interessant, die keinen Zugriff auf irgendeine Art Speicher haben und die Energie für ihre Beiträge zur Momentanreserve nicht nur mit dem Zwischenkreiskondensator austauschen. Beim Auftreten starker Frequenzbewegungen werden diese Einheiten Wirkleistungsänderungen durchmachen, die sich auf ihren Hauptprozess auswirken, vgl. Abschnitt 2. Jede Einheit (Erzeugung, Last, Speicher) hat Wirkleistungsgrenzen, die bei der Festlegung von Regelreserven (ein positiver und ein negativer P -Wert) beachtet werden müssen. Ausgehend von Gl. (4) kann T_A berechnet werden:

$$T_A = \frac{|\Delta P_{\text{max}}|}{P_{\text{nenn}}} \cdot \frac{f_{\text{nenn}}}{|\dot{f}_{\text{virt,max}}|} \quad (5)$$

$\dot{f}_{\text{virt,max}}$ ist die stärkste erwartete RoCoF im Netz. ΔP_{max} ist die für Momentanreserve verfügbare Wirkleistungsreserve; da eine normale VSM nur ein einheitliches T_A haben kann, muss $|\Delta P_{\text{max}}|$ die betragsmäßig kleinere der zwei Reserven abbilden. Im Fall einer RoCoF jenseits $|\dot{f}_{\text{virt,max}}|$ muss die Wirkleistungsvariation des Synchronstromrichters aktiv begrenzt werden.

3.2 Unsymmetrischer VSM-Betrieb

Viele Arten von Erzeugungseinheiten und Lasten wären fähig, ihre Wirkleistung einfach und schnell zu reduzieren, aber nicht, oder nur mit bedeutendem Aufwand, sie zu erhöhen, vgl. [24, S. 67ff]. Somit sollte der einen RoCoF-Richtung eine große Regelreserve zugewiesen werden, verknüpft mit großem T_A , und – falls Zusatzaufwand und -kosten vermieden werden sollen – der anderen nur eine kleine oder keine Regelreserve, entsprechend Gl. (5) verknüpft mit kleinem T_A oder $T_A = 0$. Konsequenzen angesichts Abb. 3 werden benannt und gelöst in Abschnitt 4.

Normale VSM-Regelungen beherrschen keine unsymmetrischen Beiträge zur Momentanreserve, d.h. unterschiedliche T_A -Werte für die beiden RoCoF-Richtungen. Deswegen können bei unsymmetrischen Begrenzungen nur einheitliche kleine Regelreserven genutzt werden. Dadurch ließe man die meisten der technisch eigentlich vorhandenen Reserven ungenutzt. Es ist

alles andere als trivial, eine normale VSM-Regelung so zu modifizieren, dass unsymmetrische Regelreserven respektiert werden, wenn eine der komplementären Reserven nur ein kleiner Bruchteil der anderen ist, oder dass $T_A = 0$ wird in eine RoCoF-Richtung.

Abschnitt 4 beschreibt einen technischen Ansatz, der einen unsymmetrischen VSM-Betrieb ermöglicht. Der Begriff "virtuelle Synchronmaschine" im engeren Sinne ist auf die Regelalgorithmen nicht mehr anwendbar, denen solch ein unsymmetrisch arbeitender Stromrichter folgt, weil sein Verhalten nicht mehr dem irgendeines der für VSMs etablierten Synchronmaschinenmodelle entspricht. Der generische Begriff "Synchronstromrichter", siehe Abschnitt 3.1, ist unverändert anwendbar. Trotzdem wird auch die Bezeichnung VSM in diesem Artikel weiterhin verwendet, darauf Bezug nehmend, dass im Kern des Synchronstromrichters eine VSM im engeren Sinne arbeitet, was tatsächlich auf den beschriebenen Ansatz zutrifft: Die Modifikationen des VSM-Regelschemas kapseln das Kern-Regelschema der VSM ein.

3.3 Stand der Forschung

In den letzten Jahren wurden viele Erweiterungen grundlegender VSM-Prinzipien erforscht. Der in diesem Artikel beschriebene Ansatz kann mit den folgenden Zielen und Mechanismen charakterisiert werden:

1. Ziel ist eine dynamische Anpassung der emulierten Massenträgheit, d.h. von T_A .
2. Ziel ist das Einhalten von Wirkleistungsgrenzen der Prozesse, die über den Spannungszwischenkreis betrieben werden, ohne einen zusätzlichen Speicher.
3. Genutzt wird eine Manipulation der ΔP -Berechnung, Gl. (3).
4. Genutzt wird eine dynamische Anpassung der virtuellen Impedanz Z_{virt} aus Abb. 2.

Es gibt Publikationen, die auf ähnliche Verbesserungen abzielen wie in diesem Artikel beschrieben und/oder ähnliche oder gleiche Mechanismen verwenden. Die einzelnen Publikationen untersuchen jeweils nicht mehr als einen oder zwei der oben genannten vier Aspekte.

1. Die **dynamische Anpassung der emulierten Massenträgheit** findet sich in der Literatur mit Blick auf transiente Stabilität, beginnend mit [25] und [26]. Dort wird das Trägheitsmoment J zwischen großem und kleinem Wert umgeschaltet, abhängig von der Abweichung von der Nennfrequenz und der Ableitung der Frequenz. In nachfolgender Forschung wird dieser sogenannte intervallbasierte Ansatz [27] modifiziert bzgl. Dämpfung [28] [29] [14] [27], Kleinsignalstabilität [30], initialer Synchronisation [31], Schwellenwerten für die Anpassung [32] und der Orientierung am Trägheitszentrum [33]. Ein anderer Ansatz zielt mit dynamischer Anpassung der Trägheit auf genügend Stabilitätsreserve ab und nutzt eine Netzimpedanzmessung im laufenden Betrieb [34]. Weitere Ansätze verfolgen die dynamische Anpassung von Trägheit und Dämpfung und begrenzen den Regelaufwand unter der Verwendung eines linear-quadratischen Reglers [35] [36] bzw. verbessern die Performance in dynamischen Situationen [37] [38] [39]. Ein anderer Ansatz [40] nutzt dynamische Anpassungen von Trägheit und $Q(U)$ -Statik, um die Spannungsstabilität zu verbessern.
2. Für die **Einhaltung von Leistungsgrenzen** während des Betriebs einer VSM finden sich verschiedene Ansätze. In [41] wird eine PV-Anlage unterhalb des MPP (maximum-power point) betrieben, um negativen RoCoFs folgen zu können. In [42] wird die Energie für

- die Teilnahme an der Momentanreserve aus dem zentralen Zwischenkreiskondensator eines hybriden AC/DC-Netzes genommen. Um die Kondensatorspannung innerhalb der für den Betrieb vorgesehenen Grenzen zu halten, wird die Trägheit dynamisch angepasst, und das Anpassungsprinzip führt zu sehr kleiner Trägheit im Zuge extremer Netzereignisse.
3. Eine **Manipulation der ΔP -Berechnung** wird für diverse Zwecke in vielen Publikationen genutzt. Um konsensbasiert zur Frequenzrückführung beizutragen, wird ein Integral von ΔP negativ in die ΔP -Berechnung rückgekoppelt in [43] mit Folgeartikel [44], ähnlich in [45]. Zur Strombegrenzung während Kurzschlüssen erhalten der P -Sollwert in [46] bzw. das gemessene P in [47] angepasste Werte während Unterspannung. Um das transiente Wirkleistungsverhalten zu formen, wird ein gewisser Teil von dP/dt zu ΔP addiert in [48]. Zur Verbesserung der transienten Performance wird ein Rückkopplungswert zu ΔP addiert als Teil einer neuen Regelmethode, die in [49] zusammen mit [50] vorgeschlagen wird. [15] implementiert eine nichtlineare adaptive robuste Regelstrategie mithilfe einer ΔP -Modifikation, die aus Frequenz und Rotorwinkel errechnet wird. Für ein stabileres Transientverhalten wird in [51] in bestimmten Fällen das Vorzeichen von ΔP gewechselt. Um die transiente Stabilität zu verbessern, wird ΔP in [52] ergänzt um einen zusätzlichen Leistungsterm und Hilfs-Trägheit. Zur Verbesserung der Kleinsignalstabilität wird ΔP in [53] modifiziert um eine Frequenz- und eine Leistungs-Rückkopplung. Um einen Kurzzeitspeicher fortwährend auf den gewünschten Ladezustand zurück zu bringen, manipuliert [54] die ΔP -Berechnung.
 4. Eine **dynamische Anpassung der virtuellen Impedanz** gibt es in der Literatur für verschiedene Zwecke. In [55], [56] und [57] dient eine adaptive virtuelle Impedanz zur Blindleistungsaufteilung. [58] nutzt die dynamische Anpassung der virtuellen Induktivität zur passenden transienten Lastaufteilung mit einem Synchrongenerator. In [59] sorgt eine adaptive virtuelle Impedanz für Fehlerstrombegrenzung und verbesserte transiente Stabilität. [60] reduziert durch Anpassung der virtuellen Induktivität die P - Q Leistungskopplung. In [61] emuliert eine adaptive virtuelle Impedanz das Dämpfungsverhalten eines Synchrongenerators.
 5. **Kombinationen:** [62], [63] und [16] verbessern die transiente Stabilität durch adaptive Trägheit und eine Regelstrategie für die virtuelle Impedanz. [64] passt die Trägheit der VSM mit Blick auf den Ladezustand der angeschlossenen Batterie an, um deren Energiegrenzen zu respektieren. In [65] wird die Trägheitskonstante H , vgl. Fußnote 1 zu Gl. (1), angepasst bei Änderung einer Wirkleistungs- oder Energie-Grenze. H gilt dort einheitlich für beide RoCoF-Richtungen, womit nichts Spezielles zur Ausnutzung unterschiedlicher P -Variationsbereiche bei stark unsymmetrischen P -Grenzen wie z.B. bei PV-Anlagen mit Betrieb am MPP und ohne extra Speicher vorgeschlagen wird. In [66] zusammen mit [67] wird ein Wirkleistungsbegrenzer vorgeschlagen, der die ΔP -Berechnung sowie den Spannungswinkel der PWM modifiziert. Laut Laborergebnissen sowie Erläuterungen in [67] dauert es ca. 300 ms, einen Über- oder Unterschwinger zurück in den Begrenzungsbereich zu bringen. Für eine Anwendung im Kontext inhärenter Momentanreserve wäre das zu langsam.

4 Vorgeschlagene Modifikationen des VSM-Regelschemas

Dieser Abschnitt erläutert vorgeschlagene Modifikationen einer generischen VSM-Regelung, die das inhärente Verhalten so unsymmetrisch machen wie nötig. Intrinsische Möglichkeiten von Einheiten wie PV-Anlagen, Wärmepumpen, Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen usw. können so in Gänze für unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve genutzt werden. Perspektivisch lassen sich ausreichend positive und negative Regelreserven aus all diesen Beiträgen aggregieren. Es gibt keine technischen Gründe, die Gesamtreserven immer symmetrisch vorzuhalten.

Eine Pseudo-Lösung zur Realisierung von Unsymmetrie wäre, T_A dynamisch zwischen großem und kleinem Wert umzuschalten. Abb. 3, mit T_A im Nenner, macht deutlich, dass ein sehr kleines T_A – geschweige denn $T_A=0$ – eine hohe Verstärkung in die Regelschleife bringen und so die Stabilität verschlechtern würde. Abb. 4 zeigt die tatsächlichen Modifikationen des Regelschemas. Abb. 3, die in Abschnitt 3.1 erläutert wird, ist unten rechts Teil davon, jedoch wurde T_A durch T_{Amax} ersetzt, das wie folgt definiert wird. Unsymmetrische Massenträgheit geht mit einer positiven und einer negativen Regelreserve mit unterschiedlichen Werten einher, von denen einer sogar 0 sein kann. Die jeweiligen T_A resultieren aus Gl. (5) mit der jeweiligen Reserve. T_{Amax} ist das größere T_A und bleibt in Abb. 4 unverändert, wenn das andere T_A wirksam wird. Nachfolgend wird erklärt, wie die Mechanismen aus Abb. 4 das wirksame T_A verändern.

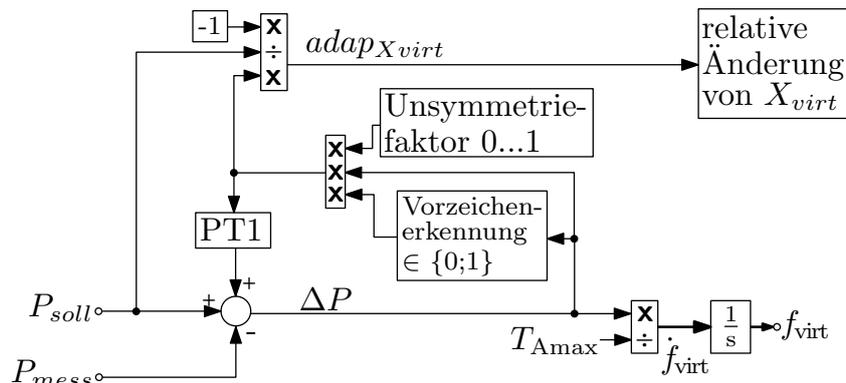


Abbildung 4: Modifizierte VSM-Regelung für unsymmetrischen VSM-Betrieb. Universelle VSM mit ΔP -Berechnung nach Gl. (3) und $P_{soll} \leq 0$, falls die VSM ein Verbraucher ist.

4.1 Modifikation der ΔP -Berechnung

Wenn der Synchronstromrichter unsymmetrisch betrieben wird, prüft der Block "Vorzeichenerkennung" das Vorzeichen von ΔP . Er gibt eine 1 aus, wenn das Vorzeichen mit dem Fall übereinstimmt, in dem ein reduziertes T_A oder $T_A=0$ zugewiesen wird, und aktiviert dadurch den Dreifachmultiplizierer. Der Unsymmetriefaktor wird in Abschnitt 4.3 erklärt und hat hier den Wert 1. Der Ausgang des Multiplizierers, der nun ungleich 0 wird, kann als Korrekturwert für die Berechnung von ΔP verstanden werden und wird weitergegeben über ein P-T1-Glied mit Zeitkonstante $T < 2$ ms zur algebraischen Entkopplung und Stabilität. Die so hergestellte

Rückkopplung realisiert ein wirksames $T_A=0$ und kann als Manipulation des P -Arbeitspunkts verstanden werden, bis P_{mess} wieder dem originalen P_{soll} entspricht.

Anm.: Kleine Ergänzungen des Mechanismus, die hier nicht im Fokus sind, können beliebige Wirkleistungsgrenzen realisieren. Untere und obere Grenzen $P_{\text{unten}} \leq P_{\text{soll}} \leq P_{\text{oben}}$ können auch bei unerwartet starken RoCoFs eingehalten werden – siehe Erläuterung zu Gl. (5) – während alle Synchronstromrichter-Eigenschaften erhalten bleiben.

4.2 Dynamische Anpassung der virtuellen Reaktanz

Tritt ein Spannungswinkelsprung am PCC auf, springt die Differenz der Spannungswinkel von $\underline{U}_{\text{PCC}}$ und $\underline{U}_{\text{virt}}$ (vgl. Abb. 2) auf einen neuen Wert, woraufhin die VSM den Strom durch $\underline{Z}_{\text{virt}}$ anpasst und somit P_{mess} ändert. $T_A=0$ oder ein kleines T_A allein mit dem Mechanismus aus Abschnitt 4.1 zu realisieren, ergibt große Variationen bei ΔP , Wirkleistungsschwingungen und/oder langsame Annäherung von P_{mess} an den Zielwert. Um all das zu vermeiden, wird die virtuelle Reaktanz X_{virt} – nur für Wirkstrom – mittels eines relativen Anpassungswerts $\text{adap}_{X_{\text{virt}}} = -\frac{\Delta P}{P_{\text{soll}}}$ modifiziert. $\text{adap}_{X_{\text{virt}}} > 0$ erhöht X_{virt} , $\text{adap}_{X_{\text{virt}}} < 0$ verringert es. Wird die ΔP -Rückkopplung aus Abschnitt 4.1 so ergänzt, kann ein Synchronstromrichter sehr schnell (< 30 ms) zum originalen P_{soll} zurückkehren nach einem großen Ereignis im Netz, z.B. einem System Split, vgl. Abschnitt 5.

4.3 Unsymmetriefaktor

Alle Fälle in diesem Abschnitt 4 haben gemeinsam, dass für die eine RoCoF-Richtung die volle Regelreserve entsprechend $T_{A_{\text{max}}}$ bereitgestellt werden soll. Falls der Unsymmetriefaktor aus Abb. 4 den Wert 1 hat, hat die andere RoCoF-Richtung $T_A = 0$. Ist jedoch der Unsymmetriefaktor < 1 gewählt, wird das wirksame T_A für die andere Richtung $T_{A_{\text{max}}} \cdot (1 - \text{Unsymmetriefaktor})$.

Typisches Beispiel dafür ist der Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs. Meist liegt die Ladeleistung nicht mittig zwischen Maximal- und Minimalwert P_{max} und P_{min} . Somit unterscheiden sich die Regelreserven für beide RoCoF-Richtungen. Durch Verwendung des Unsymmetriefaktors können diese Reserven im jeweils vollen Ausmaß verwendet werden. Das Wirkprinzip des Unsymmetriefaktors ist, dass nur ein reduziertes und nicht das volle ΔP zurückgeführt wird. Dadurch wird nur ein Teil der durch die RoCoF bedingten Wirkleistungsänderung unterdrückt. Zahlenbeispiel:

Eine Ladestation mit Synchronstromrichter hat einen Arbeitspunkt von $|P_{\text{soll}}| = 0,35$ p.u. mit $|P_{\text{max}}| = 0,5$ p.u. und $P_{\text{min}} = 0$ p.u., sodass die positive Regelreserve ($|P|$ -Reduktion) $0,35$ p.u. beträgt und die negative Regelreserve $0,15$ p.u. Eine generische VSM-Regelung ohne Modifikationen würde den Synchronstromrichter auf symmetrische Regelreserven von $\pm 0,15$ p.u. begrenzen, und bei stärksten RoCoFs von ± 2 Hz/s würde Gl. (5) $T_A = 3,75$ s ergeben. Hierbei würde das Potenzial der größeren Wirkleistungsreserve außer Acht gelassen. Jedoch kann mit einem Unsymmetriefaktor von $1 - 0,15/0,35 \approx 0,57$ ein $T_A = T_{A_{\text{max}}} = 8,75$ s für die positive Regelreserve realisiert werden. Auf diese Weise können beide Reserven voll ausgenutzt werden.

5 Machbarkeitsstudie

Um die grundsätzliche Machbarkeit des Ansatzes zu zeigen, wurden typische Anwendungen der unsymmetrischen Betriebsoptionen entsprechend Abschnitten 2.1 und 2.2 modelliert und simuliert. Die EMT-Simulationen (elektromagnetische Transienten) wurden mit Simulink/SimScape unter Verwendung eines averaged model für die Halbleiter-Schalter durchgeführt. Dieser Abschnitt beschreibt die Simulationen und wertet deren Ergebnisse aus.

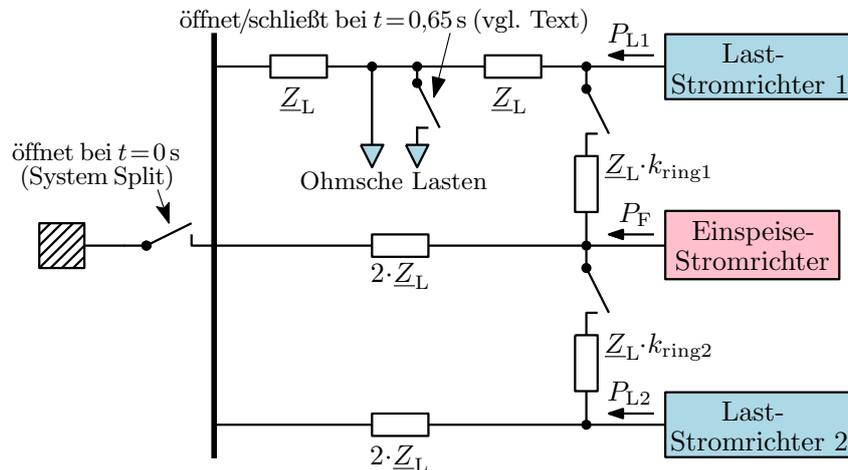


Abbildung 5: Verwendeter Netzabschnitt für die Machbarkeitsstudie

Alle simulierten Fälle (s.u.) verwenden den Netzabschnitt aus Abb. 5 mit drei Synchronstromrichtern, und zwar einem für Einspeisung und zwei für Lasten, sowie einer schaltbaren ohmschen Last. Im Gegensatz zu VSM-Modellen mit einer $P(f)$ -Dämpfung [48, S. 5] [56, S. 581f] [58, S. 1224] basiert das für die Modifikationen in Abschnitt 4 und für die Machbarkeitsstudie genutzte Modell auf einem generischen Modell ohne $P(f)$ -Verhalten.³ Die Dämpfung erfolgt über Modifikation des Spannungswinkels von $\underline{U}_{\text{PWM}}$ [22, S. 10f] [46, S. 60] [24, S. 121]. Zwei Fallstudien wurden ausgewählt, um Folgendes zu repräsentieren:

Fall 1 "unidirektional": Leistungselektronisch gekoppelte Erzeugung und Last, die ihr P nur reduzieren können, vgl. Abschnitt 2.1; Ergebnisse in Abb. 6 und Abb. 7.

Fall 2 "bidirektional": Momentanreserve wird bidirektional aber unsymmetrisch nur von zwei leistungselektronisch gekoppelten Lasten bereitgestellt, während die Erzeugung im Teilnetz keine Massenträgheit besitzt, vgl. Abschnitt 2.2; Ergebnisse in Abb. 8.

Jede der zwei Fallstudien hat eine Situation mit negativem und eine mit positivem Wirkleistungsungleichgewicht, woraus sich eine negative bzw. positive RoCoF ergibt. Variationen der Simulationseinstellungen werden über verschiedene Spannungsebenen und Leitungslängen realisiert, wie in Tabelle 1 dargestellt. Simulationen für Fall 1 und Fall 2 wurden durchgeführt mit

- den Spannungen und Leitungstypen aus Tabelle 1, um die Beherrschung starker Wirkleistungsungleichgewichte auf allen Ebenen zu zeigen,
- den Leitungen in Basislänge und 1/10 davon, um die Ausdehnung des Netzes zu variieren,

³Bei Bedarf kann generelles oder selektives $P(f)$ -Verhalten (z.B. LFSM-O) problemlos aktiviert werden.

- beiden Ringen offen sowie einem oder beiden geschlossen mit $k_{\text{ring}1,2} \in \{0, 1; 0,0001\}$, um die elektrischen Distanzen zwischen den Stromrichtern zu variieren.

Spannungsebene (kV)	0,4	20	110	110	400
Leitungstyp	Kabel NAYY 4x240SE	Kabel NA2XS2Y 1x500 RM it	Kabel N2XS2Y 1x630RM/35 it	Freileitung 2x Al/St 435(55)	Freileitung 4x Al/St 265/35
Impedanzbelag (Ω/km)	0,126+j0,080	0,068+j0,102	0,031+j0,126	0,033+j0,260	0,027+j0,253
Basislänge (km)	0,4	11,1	47,4	47,4	141,9

Tabelle 1: Kombinationen von Simulationseinstellungen für die Machbarkeitsstudie

Die im Folgenden vorgestellten Ergebnisse wurden mit unverkürzten 110-kV-Freileitungen und beiden Ringen geöffnet simuliert. Bewusst werden damit Ergebnisse gezeigt, die zu denen mit den größten unerwünschten Effekten gehören wie Frequenz- und Wirkleistungsabweichungen vom Idealfall und weniger schnelles Abklingen von Schwingungen. Die insgesamt untersuchten Fälle decken eine große Bandbreite an Anwendungen ab, sodass die Ergebnisse bzgl. der grundsätzlichen Machbarkeit der vorgeschlagenen VSM-Regelung aussagekräftig sind.

Das Simulationsdesign soll die reinen Effekte des neuen Regelansatzes zeigen, deshalb sind keine kontinuierlich arbeitenden $P(f)$ -Mechanismen wie Primärregelung oder LFSM-O implementiert. Jede Simulation beginnt mit einem System Split: Bei $t = 0\text{ s}$ wird der Netzabschnitt vom Verbundnetz getrennt. Das resultierende Wirkleistungsungleichgewicht führt zu einer steilen Frequenzänderung. Bei $t = 0,5\text{ s}$ beträgt die Frequenzabweichung $\pm 1\text{ Hz}$, da die Stromrichter mit Blick auf den worst case so parametrisiert sind (siehe Tabelle 2), dass eine RoCoF von $\pm 2\text{ Hz/s}$ auftritt [1, S. 3]. Nach weiteren 150 ms wird im Fall einer negativen RoCoF ein vereinfachter einstufiger Unterfrequenz-Lastabwurf wirksam, d.h. ein Teil der ohmschen Last wird 0,65 s nach dem System Split abgeworfen. Im Fall einer positiven RoCoF wird im gleichen Moment eine Last zugeschaltet, um die Frequenzabweichung zu begrenzen.

Modus	Parameter	Einspeisestromrichter	Laststromrichter 1	Laststromrichter 2
alle	P_{soll}	0,915 p.u.	-0,15 p.u.	-0,35 p.u.
symmetrisch	T_A	2,31 s	2,31 s	2,31 s
unidirektionale Massenträgheit (Fall 1)	T_A bei pos. RoCoF	7,2 s	0	0
	T_A bei neg. RoCoF	0	2,05 s	4,8 s
bidirektionale Massenträgheit (Fall 2)	T_A bei pos. RoCoF	0	2,2 s	5,8 s
	T_A bei neg. RoCoF	0	5,1 s	2,5 s

	$P_{\text{Last initial}}$	$P_{\text{Last nach Schalten}}$
Fall: Mehr Last als Erzeugung	0,73 p.u.	0,35 p.u.
Fall: Mehr Erzeugung als Last	0,1 p.u.	0,45 p.u.

Tabelle 2: Verwendete Parameter für Wirkleistungs-Arbeitspunkte und T_A in der Machbarkeitsstudie

Ergebnisse Fall 1 "unidirektional": Abb. 6 und Abb. 7 zeigen die Frequenz und die Wirkleistung von beispielhaften Simulationen mit unidirektional betriebenen Synchronstromrichtern. Der Übersicht halber sind die Laststromrichter in den Abbildungen zusammengefasst. Die durchgezogenen Linien sind den unidirektional betriebenen Stromrichtern zugeordnet. Als Referenz zeigen gepunktete Linien die Ergebnisse für symmetrisch betriebene VSMs mit den gleichen Leistungswerten bei identischem Netz und identischer ohmscher Last.

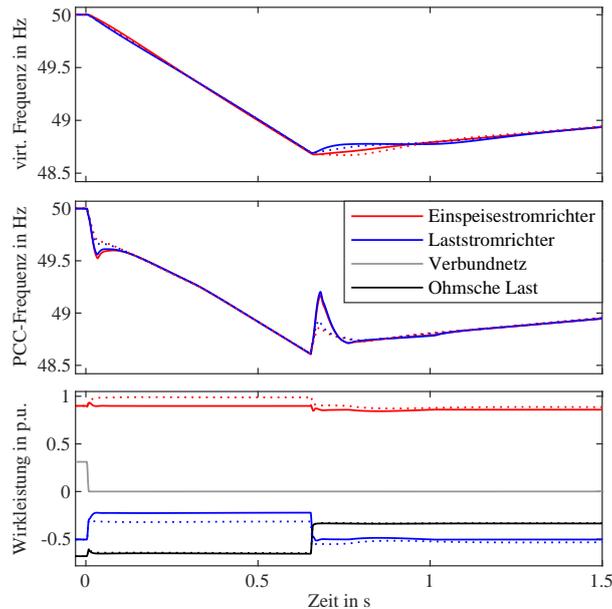


Abbildung 6: Virtuelle Frequenzen der Synchronstromrichter (oben), Frequenzen an den PCCs (Mitte) und Wirkleistung für Fall 1 mit mehr Last als Erzeugung mit unidirektional betriebenen VSMs (durchgezogen) bzw. symmetrisch betriebenen VSMs (gepunktet) zum Vergleich

In der oberen Grafik von Abb. 6 sind die internen Frequenzen, in der mittleren Grafik die PCC-Frequenzen der Synchronstromrichter dargestellt (vgl. Abb. 2). Unten sind die Wirkleistungen des Einspeisers, der zusammengefassten Laststromrichter und der ohmschen Last dargestellt. Alle Grafiken der PCC-Frequenzen in Abb. 6 bis Abb. 8 haben Spitzen, die bei $t = 0$ s und $t = 0,65$ s beginnen. Diese resultieren von der Weise, in der die frequenzmessenden PLLs (phase-locked loops) schnelle Spannungswinkel-Änderungen verfolgen – welche stärker ausgeprägt sind, wenn die Mechanismen aus Abschnitt 4 einsetzen.

Während es keine großen Abweichungen im Frequenzverhalten der unidirektional zu den symmetrisch betriebenen VSMs gibt, verhält sich die Wirkleistung wie erwartet abweichend. Während der negativen RoCoF hat der Einspeisestromrichter ein wirksames $T_A = 0$ und weicht vom Referenzfall ab, indem er nicht die Wirkleistung steigert (außer der kleinen Spitze bei $t = 0$ s). Die Laststromrichter hingegen verringern ihre Wirkleistung stärker als im symmetrischen Fall, um das gesamte Wirkleistungsungleichgewicht nach dem System Split aufzufangen. Bei $t = 0,65$ s wird ein Teil der Last abgeworfen, um die Frequenz einzugrenzen, und die RoCoF wird positiv. Die Wirkleistung der Laststromrichter kehrt zum initialen Wert zurück, wohingegen der Einspeisestromrichter die Wirkleistung etwas reduziert. Mit konventionellen Stromrichter-Regelungen wäre das Netz nach dem System Split zusammengebrochen.

Die Abweichungen zwischen den internen Frequenzen des Einspeise- und der Laststromrichter nach dem Lastabwurf resultieren vom Rollenwechsel bzgl. der Bereitstellung von Momentanreserve. 0,3 s nach dem Lastabwurf sind die Frequenzen gleich und konvergieren.

Abb. 7 zeigt das Verhalten der Synchronstromrichter im Fall 1 bei positivem Wirkleistungsungleichgewicht nach System Split, was zu positiver RoCoF führt. Gegenüber Abb. 6 sind die Rollen nun getauscht: Die Laststromrichter behalten mit einem wirksamen $T_A = 0$ nach dem

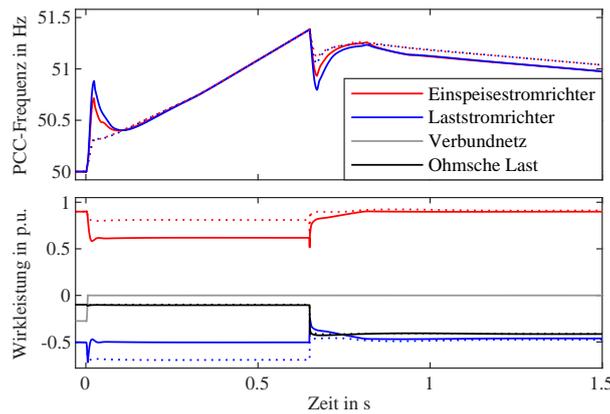


Abbildung 7: Frequenzen an den PCCs und Wirkleistung nach dem System Split im Fall 1 mit mehr Erzeugung als Last mit unidirektional betriebenen VSMs (durchgezogen) bzw. symmetrisch betriebenen VSMs (gepunktet) zum Vergleich

System Split ihre Wirkleistung bei, während der Einspeisestromrichter durch Reduktion seiner Wirkleistung die gesamte notwendige Momentanreserve bereitstellt. Mit Erhöhung der ohmschen Last zur Eingrenzung der Frequenz nach 0,65 s ändert sich die RoCoF-Richtung, und ähnlich wie zuvor wechseln die Rollen bei der Bereitstellung von Momentanreserve.

In Abb. 7 ist der Ausschlag der Wirkleistung der Laststromrichter im Moment des System Split stärker als der entsprechende Ausschlag des Einspeisestromrichters in Abb. 6. Das resultiert daraus, dass die zwei Laststromrichter kumuliert dargestellt sind. Die individuellen Ausschläge haben somit eine kleinere Amplitude und daher keine große Abweichung vom Idealfall.

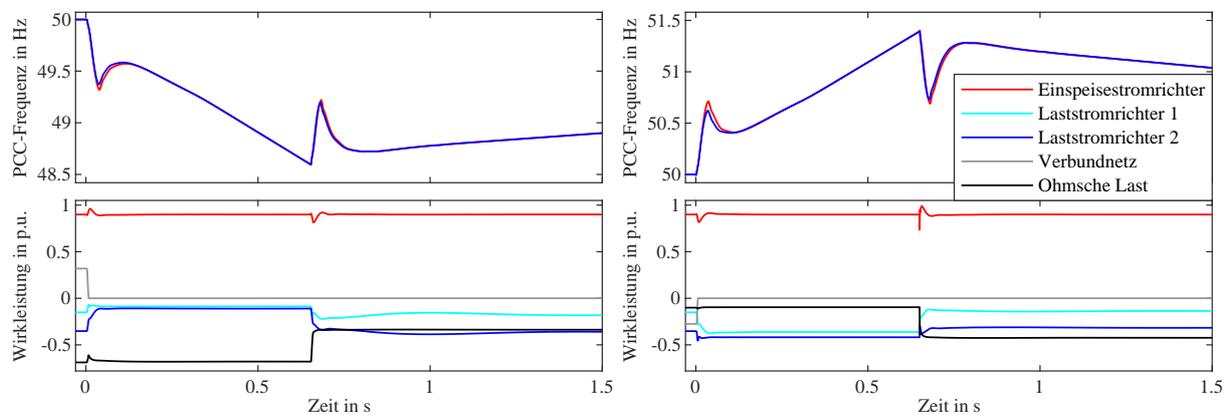


Abbildung 8: PCC-Frequenzen und Wirkleistung nach dem System Split im Fall 2 mit einem Einspeisestromrichter konstanter Leistung und bidirektional aber unsymmetrisch betriebenen Last-VSMs. Links: Mehr Last als Einspeisung nach System Split. Rechts: Mehr Einspeisung als Last nach System Split.

Ergebnisse Fall 2 "bidirektional": Abb. 8 zeigt beispielhafte Ergebnisse der Fallstudie mit bidirektional aber unsymmetrisch betriebenen Laststromrichtern. Hier speist der Einspeisestromrichter eine nahezu konstante Wirkleistung ein, indem die Vorzeichenerkennung konstant 1 ausgibt und somit Wirkleistungsänderungen in beide Richtungen unterdrückt werden. Die Parametrierung der Laststromrichter entspricht dem Beispiel zum Unsymmetriefaktor in Abschnitt 4.3: Laststromrichter 1 hat einen Sollwert von $|P_{\text{soll}}| = 0,15 \text{ p.u.}$ und Laststromrichter 2

hat $|P_{\text{soll}}| = 0,35 \text{ p.u.}$, während beide $P_{\text{min}} = 0 \text{ p.u.}$ und $|P_{\text{max}}| = 0,5 \text{ p.u.}$ haben. Daher haben beide eine kleinere Reserve von $0,15 \text{ p.u.}$ und eine größere von $0,35 \text{ p.u.}$, aber mit unterschiedlichen Vorzeichen. Bei Auftreten einer Frequenzrampe nutzt der Laststromrichter, dessen größere Reserve zur RoCoF-Richtung gehört, sein $T_{A\text{max}}$, wohingegen der andere Laststromrichter sein reduziertes T_A wirksam macht. Aus dem Verhältnis der verfügbaren Regelreserven für Momentanreserve ergibt sich für beide Laststromrichter ein Unsymmetriefaktor von $1 - \frac{0,15}{0,35} \approx 0,57$.

Abb. 8 zeigt links die Ergebnisse einer Simulation mit negativer Wirkleistungsbilanz nach System Split und rechts mit positiver Wirkleistungsbilanz. Deutlich zu sehen ist, dass die Wirkleistung des Einspeisestromrichters konstant ist mit Ausnahme der Zeitpunkte des System Split und der Lastumschaltung. Bei den Laststromrichtern ist der Effekt des Unsymmetriefaktors klar zu erkennen. Im linken Ergebnisdiagramm wird der Unsymmetriefaktor von Laststromrichter 1 genutzt. Dieser reduziert die Wirkleistung nicht so stark wie Stromrichter 2.

Den umgekehrten Fall für die Nutzung des Unsymmetriefaktors kann man rechts sehen: Durch die kleinere Reserve von Laststromrichter 2 für diese RoCoF-Richtung erhöht dieser seine Wirkleistung nicht so stark wie Laststromrichter 1, der bei dieser Richtung die größere Wirkleistungsreserve hat. Nach Schalten der Last und der Änderung der RoCoF-Richtung reduziert jeweils der Stromrichter, dessen wirksames $T_A = T_{A\text{max}}$ ist, sein wirksames T_A , wohingegen der Stromrichter, dessen wirksames T_A reduziert war, wieder zu seinem $T_{A\text{max}}$ zurückkehrt. Dies ist erkennbar in beiden Wirkleistungsgraphen als qualitativer Unterschied beim Vergleich von Anfang und Ende der jeweiligen Wirkleistungsgraphen in vergrößerter Ansicht.

Diese Ergebnisse zeigen, dass unidirektional betriebene VSMs und bidirektional aber unsymmetrisch betriebene VSMs die Erwartungen an die Bereitstellung von inhärenter Momentanreserve erfüllen.

6 Fazit

Eine Modifikation einer generischen VSM-Regelung wird vorgeschlagen, und Arbeitsprinzip sowie Auswirkungen werden beschrieben. Die Implementierung in zukünftigen VSMs von Einspeise-Stromrichtern, leistungselektronisch gekoppelten Lasten und Speichern eröffnet die Perspektive maßgeschneiderter Beiträge zur Momentanreserve entsprechend den Eigenschaften und – häufig situationsabhängigen – Leistungsbegrenzungen der unterschiedlichen Einheiten. Damit wird die Ausschöpfung des Potenzials für Beiträge zur Momentanreserve durch alle Arten leistungselektronischer Einheiten greifbar. Durch den Fokus auf ausgefeilte Regelung können Aufwände für symmetrische Erbringung von Momentanreserve minimiert werden.

Um auf diese Weise auch stärkste Netzereignisse abdecken zu können, müssen große Teile der Erzeugungs- und der Verbrauchsseite in die Lage versetzt werden, durch – bei Bedarf starke – Variation der eigenen Wirkleistung Momentanreserve zu erbringen. Im Verbundbetrieb führt die Beteiligung an Momentanreserve über Jahre nur zu geringen Wirkleistungsänderungen. Dabei darf erwartet werden, dass die Energie dafür meist durch den Zwischenkreiskondensator abgedeckt wird. Große Netzereignisse gibt es selten, und selbst die Energie, die im Zuge eines worst-case System Split beansprucht wird, liegt weit unter einem Tausendstel des Energiedurchsatzes der Einheit pro Stunde. Durch die Kürze der Beanspruchung sind keine Auswirkungen

zu merken bei Lade-, Kühl- und Wärme-Anwendungen. Bzgl. der anderen ist eine konstruktive Perspektive: Eine produktiv eingesetzte Anlage alle paar Jahre unerwartet kurz in der Funktion zu unterbrechen, könnte tatsächlich ein attraktiver techno-ökonomischer Kompromiss sein. Kosten zur Verhinderung von Blackouts sollten minimiert werden, und Lastabwurf (für -zig Minuten) ist eine der heute etablierten Maßnahmen.

Anwendungen in den Bereichen Laden, Kühlen und Wärme können Leistungsschwankungen problemlos folgen und bieten leicht erschließbare Potenziale für Ressourcenoptimierung und Kostenminimierung bei der zukünftigen Momentanreserve. Nach 2030 sind mehr und längere Situationen zu erwarten, in denen die für extremste Fälle, d.h. zur Vermeidung großflächiger Blackouts in Kontinentaleuropa, benötigte Momentanreserve bei Weitem nicht durch Synchronmaschinen abdeckbar ist. Die Mitnutzung nicht-dedizierter Einheiten, wie in Abschnitt 2 skizziert, kann erhebliche Kapitalaufwendungen für dedizierte Betriebsmittel einsparen wie leistungsfähige Speicher und rotierende Phasenschieber mit Schwungmasse.

7 Ausblick

Um tatsächlich das Potenzial für Momentanreserve durch leistungselektronisch gekoppelte Lasten und Erzeugung zu heben, ist Folgendes noch erforderlich:

Die dynamische Anpassung von X_{virt} muss anhand regelungstechnischer Methoden optimiert werden. Der Betrieb von Synchronstromrichtern nach den in diesem Artikel vorgestellten Prinzipien zusammen mit konventionellen Einspeisestromrichtern, Synchron- und Asynchronmaschinen wie auch mit unterschiedlichen Arten leistungselektronischer Lasten muss detailliert untersucht werden. Desweiteren sind die hier vorgestellten und durch Simulation untersuchten Regelkonzepte im Labor und anschließend in Feldtests zu validieren.

Schließlich muss ein angemessener regulatorischer Rahmen die Implementierung von Synchronstromrichtern für unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch genügend Lasten und erneuerbare Erzeugung unterstützen. So kann der zu erwartenden Abnahme konventioneller Erbringer von Momentanreserve begegnet werden.

8 Danksagungen

Die diesem Artikel zugrundeliegenden Forschungsaktivitäten wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert im Rahmen der Projekte Netzregelung 2.0 (FKZ: 0350023C) und Ladeinfrastruktur 2.0 (FKZ: 0350048D). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren und spiegelt keine konsolidierte Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

Literatur

- [1] ENTSO-E, “Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,” ENTSO-E, Tech. Rep., 2016.
- [2] M. Eremia und M. Shahidepour, Eds., *Handbook of Electrical Power System Dynamics*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Ltd, 2013.
- [3] “Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber.”

- [4] Hg. v. Projektträger Jülich, “Forschungsroadmap Systemdienstleistungen,” Brochure, Jülich, 2020.
- [5] M. Braun, J. Brombach, C. Hachmann, D. Lafferte, A. Klingmann, W. Heckmann, F. Welck, D. Lohmeier, und H. Becker, “The Future of Power System Restoration: Using Distributed Energy Resources as a Force to Get Back Online,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 6, S. 30–41, 2018.
- [6] B. Xu, C. Gao, J. Zhang, J. Yang, B. Xia, und Z. He, “A Novel DC Chopper Topology for VSC-Based Offshore Wind Farm Connection,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 3, S. 3017–3027, 2021.
- [7] J. Zhu, C. D. Booth, G. P. Adam, A. J. Roscoe, und C. G. Bright, “Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, S. 1277–1287, 2013.
- [8] E. Waffenschmidt, “Virtual inertia grid control with LED lamp driver,” in *2016 International Energy and Sustainability Conference (IESC)*, 2016, S. 1–6.
- [9] J. A. Suul, S. D’Arco, und G. Guidi, “Virtual Synchronous Machine-Based Control of a Single-Phase Bi-Directional Battery Charger for Providing Vehicle-to-Grid Services,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 4, S. 3234–3244, 2016.
- [10] I. Ibrahim, C. O’Loughlin, und T. O’Donnell, “Virtual Inertia Control of Variable Speed Heat Pumps for the Provision of Frequency Support,” *Energies*, vol. 13, no. 8, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/8/1863>
- [11] R. Zhang, X. Chu, W. Zhang, und Y. Liu, “Active Participation of Air Conditioners in Power System Frequency Control Considering Users’ Thermal Comfort,” *Energies*, vol. 8, no. 10, S. 10 818–10 841, 2015.
- [12] J. Vorwerk, U. Markovic, P. Aristidou, E. Vrettos, und G. Hug, “Modelling of variable-speed refrigeration for fast-frequency control in low-inertia systems,” *IET Smart Grid*, vol. 3, no. 6, S. 924–936, 2020.
- [13] ENTSO-E, “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources,” ENTSO-E, Tech. Rep., 2017.
- [14] R. Shi, X. Zhang, C. Hu, H. Xu, J. Gu, und W. Cao, “Self-tuning virtual synchronous generator control for improving frequency stability in autonomous photovoltaic-diesel microgrids,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 3, S. 482–494, 2018.
- [15] J. Han, Z. Liu, und N. Liang, “Nonlinear Adaptive Robust Control Strategy of Doubly Fed Induction Generator Based on Virtual Synchronous Generator,” *IEEE Access*, vol. 8, S. 159 887–159 896, 2020.
- [16] J. Gouveia, C. L. Moreira, und J. A. P. Lopes, “Rule-based adaptive control strategy for grid-forming inverters in islanded power systems for improving frequency stability,” *Electric Power Systems Research*, vol. 197, S. 107339, 2021.
- [17] W. Hu, Z. Wu, X. Dou, M. Hu, und H. Song, “Dynamic Analysis and Parameters Design of the Load Virtual Synchronous Machine,” in *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2018, S. 1–5.
- [18] J. Guo, Y. Chen, W. Wu, X. Wang, Z. Xie, L. Xie, und Z. Shuai, “Wideband dq-Frame Impedance Modeling of Load-Side Virtual Synchronous Machine and Its Stability Analysis in Comparison With Conventional PWM Rectifier in Weak Grid,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, no. 2, S. 2440–2451, 2021.
- [19] Y. Wang, Y. Xie, Z. Shi, und H. Ma, “A fast stable control scheme for VIENNA rectifier,” in *2015 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2015, S. 355–358.
- [20] J. Lee und K. Lee, “A Novel Carrier-Based PWM Method for Vienna Rectifier With a Variable Power Factor,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 1, S. 3–12, 2016.
- [21] X. Yan, F. Qin, J. Jia, Z. Zhang, X. Li, und Y. Sun, “Virtual synchronous motor based-control of Vienna rectifier,” *Energy Reports*, vol. 6, S. 953–963, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720315237>
- [22] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß, und F. Welck, “Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods,” *Energies*, vol. 13, no. 10, S. 2589, 2020.
- [23] D. Duckwitz, F. Welck, und C. Glöckler, “Operational behavior of the virtual synchronous machine,” in *12. Fachtagung Netzregelung und Systemführung*. VDE Verlag, 2017.
- [24] D. Duckwitz, “Power System Inertia: Derivation of Requirements and Comparison of Inertia Emulation Methods for Converter-Based Power Plants,” Ph.D. dissertation, Universität Kassel, 2019. [Online]. Verfügbar: <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/11261>
- [25] J. Alipoor, Y. Miura, und T. Ise, “Distributed generation grid integration using virtual synchronous generator with adoptive virtual inertia,” in *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2013, S. 4546–4552.
- [26] —, “Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 2, S. 451–458, 2015.
- [27] U. Markovic, N. Früh, P. Aristidou, und G. Hug, “Interval-Based Adaptive Inertia and Damping Control of a Virtual Synchronous Machine,” in *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, S. 1–6.

- [28] D. Li, Q. Zhu, S. Lin, und X. Y. Bian, "A Self-Adaptive Inertia and Damping Combination Control of VSG to Support Frequency Stability," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 1, S. 397–398, 2017.
- [29] C. Zhang, Y. Yang, H. Miao, und X. Yuan, "An improved adaptive inertia and damping control strategy for virtual synchronous generator," in *2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 2018, S. 322–328.
- [30] W. Li, Y. Peng, H. Zhou, Y. Liu, P. Li, und Y. Wang, "Modeling and Analysis of Parallel VSGs with Consensus Control," in *2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, 2019, S. 1–8.
- [31] P. Xing, X. Jia, C. Tian, Y. Mao, L. Yu, und X. Jiang, "Pre-synchronization Control Method of Virtual Synchronous Generator with Alterable Inertia," in *2019 IEEE 10th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2019, S. 142–146.
- [32] D. Mengxue, L. Zhisong, X. Wei, Z. Xiaoyu, und L. Jianyu, "Research on Adaptive Control of Virtual Synchronous Generator," in *2020 IEEE 4th Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC)*, vol. 1, 2020, S. 1169–1174.
- [33] M. Malekpour, A. Kiyoumars, und M. Gholipour, "A hybrid adaptive virtual inertia controller for virtual synchronous generators," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 7, S. e12913, 2021.
- [34] L. Huang, C. Yang, M. Song, H. Yuan, H. Xie, H. Xin, und Z. Wang, "An Adaptive Inertia Control to Improve Stability of Virtual Synchronous Machines Under Various Power Grid Strength," in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2019, S. 1–5.
- [35] U. Markovic, Z. Chu, P. Aristidou, und G. Hug, "LQR-Based Adaptive Virtual Synchronous Machine for Power Systems With High Inverter Penetration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 3, S. 1501–1512, 2019.
- [36] A. J. Marin-Hurtado, A. Escobar-Mejía, und W. J. Gil-González, "Adaptive Inertia for a Virtual Synchronous Machine Using an LQR Controller Applicable to a High-Voltage DC Terminal," in *2020 IEEE ANDESCON*, 2020, S. 1–6.
- [37] T. Li, B. Wen, und H. Wang, "A Self-Adaptive Damping Control Strategy of Virtual Synchronous Generator to Improve Frequency Stability," *Processes*, vol. 8, no. 3, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/3/291>
- [38] D. Jiawei, Z. Jiangbin, und M. Zihan, "VSG Inertia and Damping Coefficient Adaptive Control," in *2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*, 2020, S. 431–435.
- [39] X. Wan, Y. Gan, F. Zhang, und F. Zheng, "Research on Control Strategy of Virtual Synchronous Generator Based on Self-Adaptive Inertia and Damping," in *2020 4th International Conference on HVDC (HVDC)*, 2020, S. 1006–1012.
- [40] S. Lin, L. Lin, und B. Wen, "A Voltage Control Strategy of VSG Based on Self-Adaptive Inertia Coefficient and Droop Coefficient," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2021, 2021.
- [41] G. Bao, H. Tan, K. Ding, M. Ma, und N. Wang, "A Novel Photovoltaic Virtual Synchronous Generator Control Technology Without Energy Storage Systems," *Energies*, vol. 12, no. 12, 2019. [Online]. Verfügbar: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/12/2240>
- [42] Z. Lv, Y. Zhang, Y. Xia, und W. Wei, "Adjustable inertia implemented by bidirectional power converter in hybrid AC/DC microgrid," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 17, S. 3594–3603, 2020.
- [43] L.-Y. Lu und C.-C. Chu, "Consensus-Based Secondary Frequency and Voltage Droop Control of Virtual Synchronous Generators for Isolated AC Micro-Grids," *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, vol. 5, no. 3, S. 443–455, 2015.
- [44] —, "Consensus-Based Droop Control of Isolated Micro-Grids by ADMM Implementations," in *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2018, S. 1.
- [45] L. Chen, Y. Wang, L. Yang, Y. Si, T. Chen, und S. Mei, "Consensus control strategy with state predictor for virtual synchronous generators in isolated microgrid," in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016, S. 1–5.
- [46] F. Welck, D. Duckwitz, und C. Gloeckler, "Influence of Virtual Impedance on Short Circuit Performance of Virtual Synchronous Machines in the 9-Bus System," in *NEIS 2017; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, 2017, S. 1–7.
- [47] Y. Ma, F. Wang, und L. M. Tolbert, "Virtual Synchronous Generator with Limited Current – Impact on System Transient Stability and Its Mitigation," in *2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2020, S. 2773–2778.
- [48] C.-K. Nguyen, T.-T. Nguyen, H.-J. Yoo, und H.-M. Kim, "Improving Transient Response of Power Converter in a Stand-Alone Microgrid Using Virtual Synchronous Generator," *Energies*, vol. 11, no. 1, 2018. [Online]. Verfügbar: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/27>

- [49] Y. Wang, B. Liu, and S. Duan, "Transient Performance Comparison of Modified VSG Controlled Grid-Tied Converter," in *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2019, S. 3300–3303.
- [50] —, "Modified virtual inertia control method of VSG strategy with improved transient response and power-supporting capability," *IET Power Electronics*, vol. 12, no. 12, S. 3178–3184, 2019.
- [51] H. Wu und X. Wang, "A Mode-Adaptive Power-Angle Control Method for Transient Stability Enhancement of Virtual Synchronous Generators," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, S. 1034–1049, 2020.
- [52] K. M. Cheema, R. Sarmad Mahmood, M. Faizan Tahir, K. Mehmood, M. Yaqoob Javed, and A. Rehman Tariq, "Modified control of Virtual Synchronous Generator for Microgrid Stability Improvement," in *2021 International Bhurban Conference on Applied Sciences and Technologies (IBCAST)*. IEEE, 2021, S. 673–677.
- [53] M. Chen, D. Zhou, and F. Blaabjerg, "Active Power Oscillation Damping Based on Acceleration Control in Paralleled Virtual Synchronous Generators System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 8, S. 9501–9510, 2021.
- [54] C. Sun, S. Q. Ali, G. Joos, and F. Bouffard, "Virtual Synchronous Machine Control for Low-Inertia Power System Considering Energy Storage Limitation," in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2019, S. 6021–6028.
- [55] H. Zhang, S. Kim, Q. Sun, and J. Zhou, "Distributed Adaptive Virtual Impedance Control for Accurate Reactive Power Sharing Based on Consensus Control in Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, S. 1749–1761, 2017.
- [56] H. Zhang, R. Zhang, K. Sun, and W. Feng, "Performance Improvement Strategy for Parallel-operated Virtual Synchronous Generators in Microgrids," *Journal of Power Electronics*, vol. 19, no. 2, S. 580–590, 2019.
- [57] X. Liang, C. Andalib-Bin-Karim, W. Li, M. Mitolo, and Shabbir, Md Nasmus Sakib Khan, "Adaptive Virtual Impedance-Based Reactive Power Sharing in Virtual Synchronous Generator Controlled Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, S. 46–60, 2021.
- [58] Y. Peng und X. Zhang, "Analysis and Improvement of Transient Load Sharing between Synchronous Generator and Virtual Synchronous Generator in Islanded Microgrid," in *2020 IEEE 9th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC2020-ECCE Asia)*, 2020, S. 1224–1228.
- [59] B. Rathore, S. Chakrabarti, and L. Srivastava, "A Self-Regulated Virtual Impedance control of VSG in a microgrid," *Electric Power Systems Research*, vol. 197, S. 107289, 2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621002704>
- [60] T. Wen, D. Zhu, X. Zou, B. Jiang, L. Peng, and Y. Kang, "Power Coupling Mechanism Analysis and Improved Decoupling Control for Virtual Synchronous Generator," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 3, S. 3028–3041, 2021.
- [61] L. Huang, H. Xin, H. Yuan, G. Wang, and P. Ju, "Damping Effect of Virtual Synchronous Machines Provided by a Dynamical Virtual Impedance," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 36, no. 1, S. 570–573, 2021.
- [62] M. Ren, T. Li, K. Shi, P. Xu, and Y. Sun, "Coordinated Control Strategy of Virtual Synchronous Generator Based on Adaptive Moment of Inertia and Virtual Impedance," *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, vol. 11, no. 1, S. 99–110, 2021.
- [63] D. Zhang, H. Xu, Y. Wang, L. Chen, Y. Li, and T. Hu, "Coordinated Utilization of Adaptive Inertia Control and Virtual Impedance Regulation for Transient Performance Increase of VSG Under Different Faults," in *2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, 2021, S. 838–843.
- [64] Y. Peng, T. Yin, M. Li, Y. Wang, D. Hu, and Z. Liu, "A Sequence Impedance Modeling of VSG With Consideration of Inner Loops Control," in *2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, 2019, S. 1–5.
- [65] P. Xie, C. Yuan, Y. Guan, S. Tan, M. Li, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Stability Analysis Considering Dual Physical Constraints of Parallel-connected Virtual Synchronous Generators forming Microgrids," in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2019, S. 2092–2098.
- [66] M. Abdollahi, J. I. Candela, J. Rocabert, and R. S. M. Aguilar, "Active Power Limiter for Static Synchronous Generators in Renewable Applications," in *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2018, S. 998–1004.
- [67] M. Abdollahi, J. I. Candela, J. Rocabert, and M. A. Elshaharty, "Active Power Limiter for Static Synchronous Generators in Renewable Applications," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, S. 1, 2020.