

Momentanreserve in einem überwiegend EE-basierten Stromsystem – Eine interdisziplinäre Einführung unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und juristischer Aspekte

Autoren: Fanny Knoll, Johannes Antoni, Sidney Gierschner, Nils Bieschke, Paul Gerdun, Magdalena Gierschner, Alexander Schöley, Michael Schütt, Ramy Soliman, Felix Uster

URN: urn:nbn:de:gbv:9-0a-000008-8

<https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:9-0a-000008-8>



Erstellt im Rahmen des Projekts „Netz-Stabil - Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten“ (Netz-Stabil), koordiniert vom Teilprojekt P2-Ökonomischer, rechtlicher und institutioneller Rahmen (Universität Greifswald, Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und Energierecht) gefördert durch die Europäische Union – Europäischer Sozialfonds (ESF), (Förderkennzeichen ESF/14-BM-A55-0016/16).

Greifswald/Rostock/Stralsund, Februar 2021



Europäische Fonds EFRE, ESF und ELER
in Mecklenburg-Vorpommern 2014-2020



EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Sozialfonds

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Technisch-Systemische Optionen	6
	2.1 Detaillierte Problembeschreibung	6
	2.2 Übersicht / Systematisierung.....	10
	2.2.1 Schwungmassen	10
	2.2.2 Umrichter.....	12
	2.3 Szenarien der zukünftigen Netzsituation	15
	2.4 Vorstellung technische Lösungsansätze („Steckbriefe“)	19
	2.4.1 Rotierende Phasenschieber.....	19
	2.4.2 Schwungradspeicher	19
	2.4.3 Umrichtergekoppelte Erzeuger	21
	2.4.4 Umrichtergekoppelte Verbraucher	29
	2.5 Zwischenfazit	35
3	Analysen zum Institutionellen Rahmen	36
	3.1 Organisation der Bereitstellung – Überblick über institutionenökonomische Grundlagen und zentrale Gestaltungsfragen.....	36
	3.2 Rechtsrahmen.....	40
	3.2.1 Europäische Regelungen	40
	3.2.2 Nationale Regelungen	46
4	Entwicklungs- und Lösungsansätze (auf europäischer Ebene)	50
	4.1 Entwicklung gesamteuropäischer Konzepte.....	50
	4.2 Beispielhafte Lösung(-ansätze) anderer Staaten.....	51
	4.2.1 Irland	51
	4.2.2 Großbritannien.....	51
5	Fazit	53

Momentanreserve in einem überwiegend EE-basierten Stromsystem – Eine interdisziplinäre Einführung unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und juristischer Aspekte*

Greifswald/Rostock/Stralsund, Februar 2021

Autoren: Fanny Knoll,^{*1} Johannes Antoni,^{*1} Sidney Gierschner,^{*2} Nils Bieschke,^{*1} Paul Gerdun,^{*3} Magdalena Gierschner,^{*2} Alexander Schöley,^{*4} Michael Schütt,^{*2} Ramy Soliman,^{*5} Felix Uster^{*6}

URN: urn:nbn:de:gbv:9-0a-000008-8, <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:9-0a-000008-8>

CC BY 4.0

1 Einleitung

Als **Momentanreserve**, oder auch die **natürliche Trägheit des Stromsystems**, wird die Eigenschaft bezeichnet, durch sofortige Aufnahme bzw. Abgabe elektrischer Energie Frequenzänderungen entgegenzuwirken. Neben der Regelenenergie gehört sie zu den zentralen Mechanismen der Frequenzhaltung. Denn eine gewisse Trägheit ist im elektrischen Energieversorgungsnetz notwendig, um das Wirksamwerden nachgelagerter Regelleistung zu ermöglichen. Die Frequenzhaltung ist originär die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Ihnen obliegt zudem als übergeordnete Aufgabe, die Systemstabilität zu gewährleisten, indem sie sich mit den anderen ÜNB europaweit im Rahmen des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) koordinieren.¹ Dabei kann eine stabile Frequenz von 50 Hz nur gehalten werden, wenn sich Stromerzeugung und -verbrauch exakt im

* Erstellt im Rahmen des Projekts „Netz-Stabil - Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten“ (Netz-Stabil), koordiniert vom Teilprojekt P2-Ökonomischer, rechtlicher und institutioneller Rahmen (Universität Greifswald, Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und Energierecht) gefördert durch die Europäische Union – Europäischer Sozialfonds (ESF), (Förderkennzeichen ESF/14-BM-A55-0016/16).

^{*1} Universität Greifswald, Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und Energierecht.

^{*2} Universität Rostock, Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe.

^{*3} Universität Rostock, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung.

^{*4} Universität Rostock, Institut für Automatisierungstechnik, Lehrstuhl Regelungstechnik.

^{*5} Hochschule Stralsund, Fachbereich Elektrotechnik und Informatik.

^{*6} Universität Rostock, Institut für Angewandte Mikroelektronik und Datentechnik.

¹ ENTSO-E, der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber, wurde 2009 gegründet, Online-Veröffentlichung: www.entsoe.eu/about/system-operations/, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

Gleichgewicht befinden. Die Momentanreserve ist aktuell systeminhärent,² während die ÜNB die zeitlich nachgelagerte Regelenenergie nach § 22 EnWG³ über Ausschreibungen beschaffen müssen.⁴

Im derzeitigen System erzeugen die konventionellen Kraftwerke nicht nur die elektrische Energie, sie helfen durch ihre großen rotierenden Generatoren und Dampfturbinen (Turbinen-Generator-Systeme) auch, die Netzfrequenz stabil bei 50 Hz zu halten. Wenn der Energieverbrauch plötzlich zu- oder abnimmt, kommt es zu Frequenzschwankungen. Entsprechend werden, auf Grund ihrer Trägheit, die Generatoren konventioneller Kraftwerke abgebremst oder beschleunigt. Was sie dabei an Bewegungsenergie verlieren bzw. aufnehmen, wird zu fast 100 % in das elektrische Energieversorgungsetz abgegeben bzw. ihm entzogen. So werden **kürzere Frequenzschwankungen von wenigen Sekunden** durch die Trägheit dieser riesigen, rotierenden Generatoren instantan (= unverzögert) – und somit systeminhärent – gedämpft. Solche Turbinen-Generator-Systeme sind in allen konventionellen Kraftwerken sowie in Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken zu finden.⁵

Zeitlich an die Momentanreserve anschließend folgt die Regelenenergie. Sobald die Frequenzabweichung einen Wert von +/- 0,02 Hz überschreitet wird die **Primärregelung** aktiviert (kurzfristige Leistungserhöhungen oder -senkung von Kraftwerken). Bei einer andauernden Abweichung von mehr als 30 Sekunden kommt es zur Aktivierung der **Sekundärregelung, siehe Abb. A.**⁶ Da die Momentanreserve somit wirkt, bevor auf die volle Regelleistung zugegriffen werden kann, ist sie essenziell für die Netzstabilität.⁷

² Dena, Systemdienstleistungen – Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030 (Systemdienstleistungen), Dezember 2017, S. 8, Online-Veröffentlichung: www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/_9239_Innovationsreport_Systemdienstleistungen.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

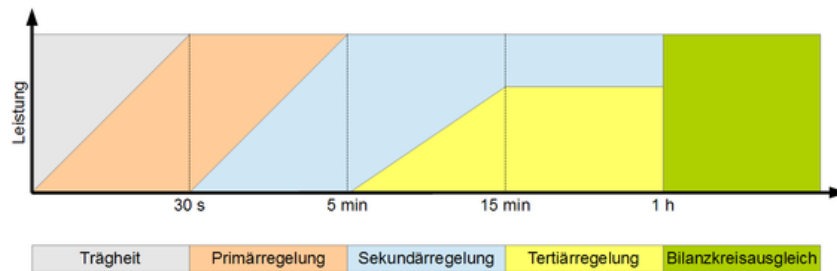
³ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138).

⁴ Vertiefend: Bundesnetzagentur, Regelenenergie, Online-Veröffentlichung: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Regelenenergie/regelenenergie-node.html, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

⁵ Dena, Systemdienstleistungen, a.a.O., S. 12.

⁶ ENTSO-E, Operation Handbook, Policy 1 Appendix, S. 6, Online-Veröffentlichung: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix_final.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

⁷ National Grid ESO, The potential operability benefits of Virtual Synchronous Machines and related technologies, April 2020, Online-Veröffentlichung: www.nationalgrideso.com/document/168376/download, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.



Quelle: [DF5GO](#) unter CC BY-SA 3.0.

Abb. A.1.: Idealisierte Darstellung des zeitlichen Einsatzes der unterschiedlichen Regelleistungsarten.

Das Frequenzband von 50 Hz darf in Kontinentaleuropa nur um $\pm 0,8$ Hz (kurzzeitig/dynamisch) bzw. $\pm 0,2$ Hz (stationär) über- bzw. unterschritten (= zulässige Frequenzabweichung) werden.⁸ Das Über- oder Unterschreiten der zulässigen Frequenzgrenzen löst strukturierte Sicherheitsabschaltungen aus. Diese sollen als letztmögliche Maßnahme das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch wiederherstellen. Gelingt dies nicht kann es zu unstrukturierten Notabschaltungen und im schlimmsten Fall zu einem Blackout kommen. Bei einer Netzfrequenz unter 47,5 Hz können bei Synchrongeneratoren Resonanzschwingungen auftreten, die zur mechanischen Zerstörung des Generators führen können. Daher sind solch starke Frequenzabweichungen unbedingt zu vermeiden.

Was eine geringe kontinuierliche Abweichung der Frequenz von 50 Hz bedeutet, war bspw. im März 2018 bei den Uhren von Elektroherden und Radioweckern wahrnehmbar. Grundsätzlich eignet sich die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz als Zeitgeber für Synchronuhren, da es nur geringe Abweichungen von der Nennfrequenz gibt. Im Januar 2018 hatte sich die Laufzeit der Synchronuhren um wenige Sekunden pro Tag verlangsamt, sodass im März ein Nachgang von sechs Minuten feststellbar war. Grund dafür war ein politischer Disput zwischen dem Kosovo und Serbien um die Bereitstellung von Sekundärregelenergie, sodass es zu dauerhaften Abweichungen der Frequenz kam. Die länderübergreifenden Auswirkungen auf viele europäische Staaten sind durch die Verbindung der Stromnetze vom Schwarzen Meer bis nach Portugal, dem sog. Europäisches Verbundnetz, bedingt.

Der angesetzte Maßstab für eine ausreichende Momentanreserve im europäischen Verbundnetz für etwaige Last- bzw. Erzeugungssprünge liegt bei 3.000 MW. Diese Größe wird auch für die fortschreitende Entwicklung und vermehrte Einspeisung von erneuerbaren

⁸ Vgl. Verordnung 2017/1485/EU der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (NetworkCode für ÜNB), Anhang III, Qualitätsbestimmende Frequenzparameter gemäß Artikel 127: Tabelle 1 Qualitätsbestimmende Frequenzparameter der Synchrongebiete Frequenzqualitäts-Zielparameter.

Energien bis 2030 angenommen. Dabei wird in der dena-Studie Momentanreserve 2030 auch davon ausgegangen, dass bis 2030 noch eine ausreichende Anzahl von Großkraftwerken in Betrieb sein werden, um das gesamte synchrone Verbundnetz im Aufgabenbereich der ENTSO-E zu stabilisieren.⁹ In der weitergehenden Studie Systemsicherheit 2050 der dena wird bis in das Jahr 2050 kein zwingender Ausbaubedarf für Momentanreserve bei einem Kraftwerksausfall von bis zu 3.000 MW gesehen,¹⁰ soweit z. B. eine schnellere Regelleistung durch die Reduktion der Aktivierungszeit und/oder durch die Einführung einer zusätzlichen, schnelleren Form der heutigen Primärregelleistung (Fast Frequency Containment Reserve) realisiert würde. Eine Primärregelleistung dimensioniert auf 3.000 GW mit einer Aktivierungszeit von einer Sekunde würde nach einer Studie der ef.Ruhr den Rückgang an Momentanreserve bis zum Jahr 2050 ausreichend abfangen können.¹¹ Der Rückgang ist darauf zurückzuführen, dass zukünftig in Deutschland mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien immer weniger konventionelle Kraftwerke in Betrieb sein werden und somit deren systemimmanenter Beitrag zur Momentanreserve deutlich absinken wird. Es ist noch nicht absehbar, in welcher Art und in welchen Verfahren am kosten- bzw. systemgünstigsten Momentanreserve zukünftig bereitgestellt werden kann.¹²

Handlungsbedarf auf dem Gebiet der Momentanreserve besteht nach mehreren Untersuchungen, nur auf lange Sicht.¹³ Als kritisch wurden **System-Split-Fall-Risiken** identifiziert, bei denen letztlich sogar die Möglichkeit eines Blackouts besteht. Unter einem System-Split-Fall versteht man eine Netzauftrennung in Folge eines Fehlers. Ein solcher System-Split-Fall führte beispielsweise im November 2006 zu einem Stromausfall in Europa.¹⁴ Der System-Split ist ein seltenes Extremereignis. Durch den zunehmenden Leistungstransfer innerhalb des europäischen Verbundnetzes steigen jedoch die potenziellen Leistungssprünge, die starke Frequenzabweichungen bis hin zu einem System-Split wie im Jahr 2006 verursachen können, um den Faktor 5 bis in das Jahr 2050.¹⁵

⁹ Dena, Momentanreserve 2030, a.a.O. S. 9, Online-Veröffentlichung: www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

¹⁰ Dena, Systemsicherheit 2050 – Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im künftigen Stromsystem (Systemsicherheit 2050), Teil 1 S. 8, Online-Veröffentlichung: www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_LANG_WEB.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

¹¹ Dena, Systemsicherheit 2050, a.a.O., Teil 2, S. 161.

¹² BMWi, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, September 2016, S. 144 ff, Online-Veröffentlichung: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

¹³ Vgl. u. a. Dena, Systemsicherheit 2050, a.a.O., Teil 2 S. 161; BNetzA, Bericht zur Ministerzeugung 2019, S. 131 ff., Online-Veröffentlichung: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Ministerzeugung/Bericht_Ministerzeugung_2019.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

¹⁴ Dena, Systemdienstleistungen, a.a.O., S. 4 (Fn. 3).

¹⁵ Dena, Systemsicherheit 2050, a.a.O., Teil 1, S. 27.

Im Folgenden soll untersucht werden, welche Handlungsoptionen (technisch und ökonomisch) auf längere Sicht bestehen, um die Momentanreserve im elektrischen Energieversorgungsnetz zu erhöhen. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, ob und wie Momentanreserve zukünftig beschafft werden muss bzw. kann oder ob z. B. eine ordnungsrechtliche Vorgabe im Rahmen der Netzanschlussrichtlinien (Systemdienstleistung durch den ÜNB) vorzugswürdig wäre, weil kostengünstiger etc.¹⁶

¹⁶ BMWi, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, a.a.O., S. 155.

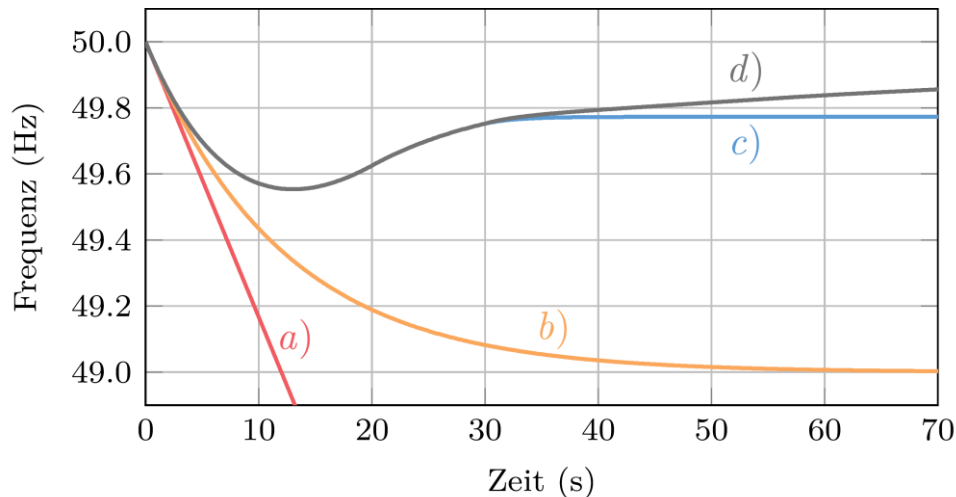
2 Technisch-Systemische Optionen

2.1 Detaillierte Problembeschreibung

Die instantane Leistungsbereitstellung bei Frequenzänderungen, auch als **Momentanreserve** bezeichnet, ist eine wichtige Eigenschaft des Energieversorgungsnetzes. Momentanreserve beschreibt die gespeicherte Rotationsenergie der rotierenden Massen in Generatoren und Turbinen konventioneller Kraftwerke, Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke. Da diese aufgrund der physikalischen Eigenschaften rotierender Massen immanent besteht, ist sie im engeren Sinn nicht als Systemdienstleistung zu verstehen.

Zur Frequenzhaltung werden derzeit vorwiegend die großen Kraftwerksblöcke eingesetzt. Für den sichereren Betrieb des Netzes ist eine stabile Frequenz von 50 Hz erforderlich, hierfür müssen Erzeugung und Verbrauch in einem ständigen Gleichgewicht sein. Störungen dieses Gleichgewichtes können durch die inhärente Leistungsbereitstellung rotierender Massen (Massenträgheit) kurzfristig ausgeglichen werden. Bei einem Leistungsdefizit wird die Rotationsenergie in elektrische Energie überführt, die Polräder der Generatoren werden abgebremst und das Abfallen der Frequenz wird reduziert. Bei einem Leistungsüberschuss wird die überschüssige elektrische Energie in Rotationsenergie überführt und in den rotierenden Massen gespeichert, die Polräder der Generatoren werden beschleunigt. Diese inhärente Leistungsbereitstellung dämpft auftretende Frequenzänderungen instantan, d. h. mit dem Störungseintritt, und begrenzt zudem den Frequenzgradienten sowie Frequenzabweichungen bis andere frequenzstützende Mechanismen einsetzen. Zu den weiteren Mechanismen gehören die frequenzabhängige Leistungsaufnahme von direkt an das Netz angeschlossenen rotierenden Lasten (**Last-** bzw. **Netzselbstregeleffekt**), welche ebenfalls instantan erfolgt, sowie die **Primär-** und **Sekundärregelung**.

Das Zusammenwirken der verschiedenen Mechanismen ist in **Abb. B.1** veranschaulicht. Die gespeicherte Energie der rotierenden Massen kann im Fall eines Leistungsausfalls das Abfallen der Frequenz nicht verhindern, sondern nur den Frequenzgradienten reduzieren (a). Zeitgleich zum Ausspeisen von gespeicherter Rotationsenergie findet eine Reduktion der Leistungsaufnahme durch direkt an das Netz angeschlossene rotierende Lasten statt. Der wirkende Lastselbstregeleffekt führt zum Erreichen eines neuen stabilen Arbeitspunktes bei reduzierter Netzfrequenz (b). Die weiteren Maßnahmen bedingen ein aktives Eingreifen in die Betriebsführung der Kraftwerke. Durch eine erhöhte Leistungsbereitstellung, die sogenannte Primärregelleistung, kann das Absinken der Frequenz und die stationäre Frequenzabweichung vom Nennwert von 50 Hz reduziert werden (c). Das Zurückführen der Frequenz erfolgt über einen längeren Zeitraum durch die Sekundärregelung (d).



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.1.: Wirksame Netzdienstleistungen im Fall eines Frequenzabfalls, a) Massenträgheit, b) Lastselbstregeleffekt, c) Primärregelung, d) Sekundärregelung.

Die im Netz benötigte Momentanreserve bestimmt sich durch den maximal zulässigen Frequenzgradienten unmittelbar nach Eintritt einer Störung. Die beteiligten Kraftwerke müssen dieser Störung standhalten können, ohne sich vom Netz zu trennen. Für die Dimensionierung wird von einem maximalen normativen Leistungsausfall von 3.000 MW ausgegangen. Über die im Netz befindlichen rotierenden Massen bestimmt sich die sogenannte Netzanlaufzeitkonstante T_{AN} . Zusammen mit dem Leistungsausfall P kann der auftretende Frequenzgradient im Ursprung \dot{f} bestimmt werden (Gleichung **B.1**).

$$\dot{f} = \frac{\Delta P}{T_{AN}} \cdot \frac{f_0}{P_{sys}} \quad (\text{B.1})$$

Für $P_{sys} = 150 \text{ GW}$, $T_{AN} = 10 \text{ s} \cdots 12 \text{ s}$ und $\Delta P = 3000 \text{ MW}$ ergibt sich ein Frequenzgradient zwischen $0,083 \text{ Hz/s} \cdots 0,1 \text{ Hz/s}$.¹⁷

Es wird eine maximale dynamische Frequenzabweichung von 800 mHz sowie eine maximale quasistationäre Frequenzabweichung von 180 mHz bzw. 200 mHz erlaubt. Die Frequenz muss sich jederzeit zwischen der minimal zulässigen Frequenz 47,5 Hz und der maximal zulässigen Frequenz 51,5 Hz befinden (gemäß Network Code in allen Synchrongebieten der ENTSO-E). Derzeit gibt es keine verbindliche Festlegung für den zu beherrschenden Frequenzgradienten im Gebiet der ENTSO-E, dieser kann aber durch die jeweiligen ÜNB festgelegt werden.¹⁸ In Deutschland wird kein einzuhaltender Grenzwert gefordert.¹⁹

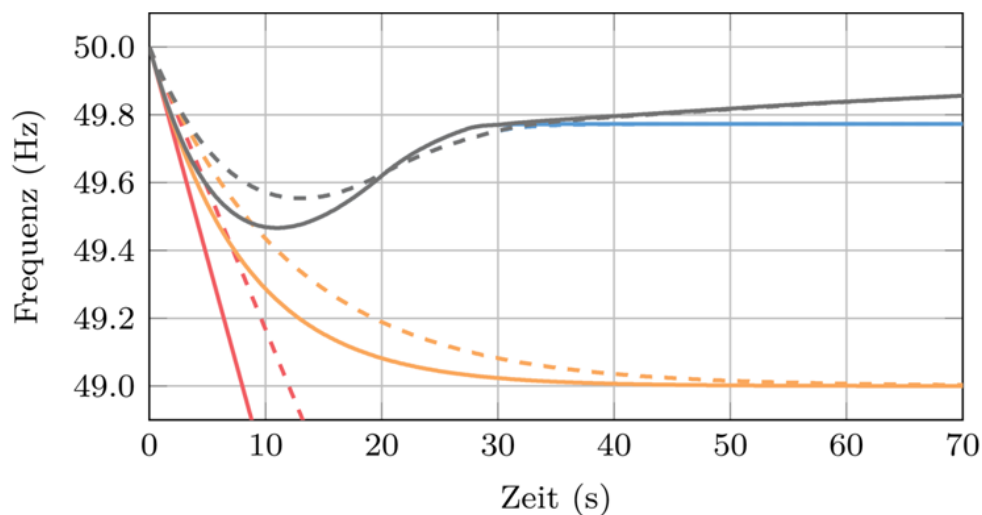
¹⁷ ENTSO-E, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, ENTSO-E Operation Handbook, 2009.

¹⁸ ENTSO-E, Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, März 2013.

¹⁹ Verband der Netzbetreiber VDN e.V., Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, TransmissionCode 2007, August 2007.

International gibt es bereits Beispiele für geltende Anforderungen an den zu beherrschenden Frequenzgradienten für konventionelle Erzeuger sowie Windenergieanlagen. Im Netzgebiet von Nordirland ist der Grenzwert für Gasturbinen typischerweise auf 1,5 Hz/s festgelegt.²⁰ Eirgrid fordert in seinem Netzgebiet einen maximal zu beherrschenden Gradienten von 0,5 Hz/s.²¹ Es wird über eine einheitliche Anhebung für alle Erzeugungsanlagen auf 1,0 Hz/s in beiden Netzgebieten diskutiert.²² Für konventionelle Erzeuger und Windenergieanlagen ist in Kanada ein maximal zulässiger Gradient von 4,0 Hz/s festgelegt.²³

Der Wegfall konventioneller Kraftwerke mit ihrer inhärenten Bereitstellung von Momentanreserve führt zu einer Reduktion der im Netz vorhandenen rotierenden Massen und einer Reduktion der Netzanlaufzeitkonstanten. Ohne den Ersatz dieser Funktionalität durch andere Erzeugungsanlagen²⁴ würde dieses Voranschreiten zukünftig zu einer Erhöhung des Frequenzgradienten nach Störungseintritt und einer Erhöhung der maximalen Frequenzabweichung (Nadir) führen. **Abb. B.2** veranschaulicht die Auswirkungen einer reduzierten Netzanlaufzeitkonstanten.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.2.: Einfluss einer Reduktion der vorhandenen rotierenden Massen auf die Netzdienstleistungen im Fall eines Frequenzabfalls

Ein stärkeres Absinken der Netzfrequenz führt dazu, dass der Bereich des Lastabwurfs schneller erreicht wird. Beim Unterschreiten einer Frequenz von 49 Hz kommt es zum

²⁰ System Operator for Northern Ireland (SONI), Minimum Function Specification for centrally dispatched Closed Cycle Gas Turbines, April 2010.

²¹ EirGrid, EirGrid Grid Code Version 6.0, Juli 2015.

²² EirGrid SONI, RoCoF Modification Proposal ? TSOs? Recommendations, September 2012.

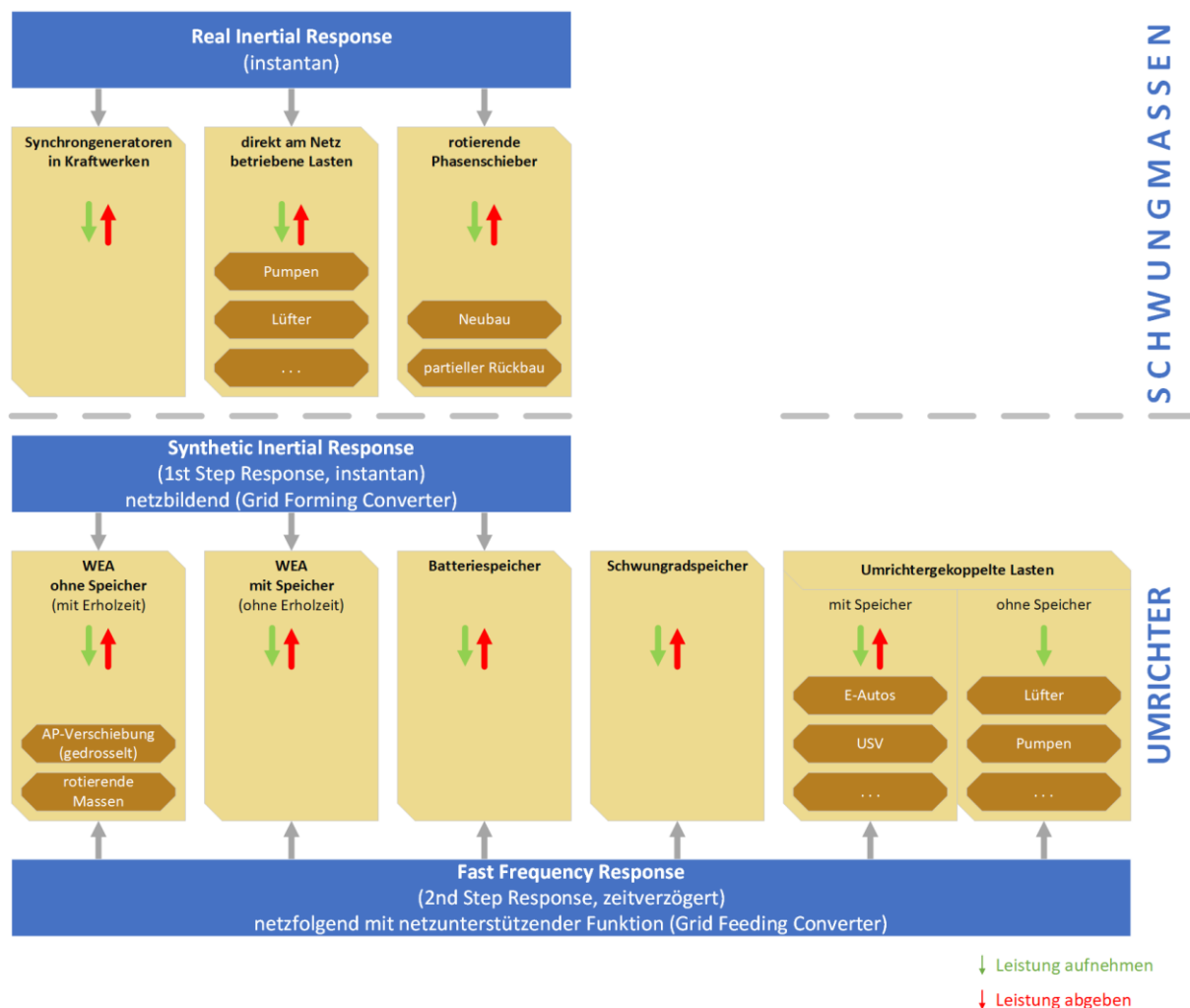
²³ Hydro-Québec TransÉnergie, Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro Québec Transmission System, Februar 2009.

²⁴ Vgl. z. B. Großbritannien: National Grid ESO, Obligatory reactive power service (ORPS), www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power-service-orps?technical-requirements, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

Lastabwurf, der in mehreren nacheinander geschalteten Stufen erfolgt. Das Zulassen eines höheren Frequenzgradienten sowie eines stärkeren Absinkens der Frequenz bedingt auch eine Anpassung der Struktur des Lastabwurfs, bspw. Absenken des Einsetzpunktes, Anpassung der vorgesehenen Stufenhöhen, Einsatz von Auslösemechanismen mit geringer Verzögerungszeit. Derzeit eingesetzte mechanische Unterfrequenzrelais besitzen eine Abschaltzeit von 350 ms, diese entspricht den Empfehlungen der ENTSO-E.²⁵ Mit einer Stufenhöhe des Lastabwurfs von 300 mHz ergibt sich mit dieser Abschaltzeit ein maximal zulässiger Frequenzgradient im Bereich des Lastabwurfs von 0,86 Hz/s. Eine Reduktion der Verzögerungszeit auf 200 ms bei gleicher Stufenhöhe führt zu einem zulässigen Gradienten im Bereich des Lastabwurfs von 1,5 Hz/s.

²⁵ ENTSO-E, Policy 5: Emergency Operations, ENTSO-E Operation Handbook, 2012.

2.2 Übersicht / Systematisierung



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.3.: Technisch-systemische Optionen zur Bereitstellung von Momentanreserve im zukünftigen Energiesystem

Abb. B.3 kategorisiert die bestehenden und zukünftig möglichen Optionen zur Erbringung von Momentanreserve im Energieversorgungssystem. Auf der einen Seite gibt es die realen rotierenden Schwungmassen, die bereits derzeit das bestehende System bilden. Auf der anderen Seite gibt es eine Reihe von Umsetzungsideen, die eine umrichtergekoppelte Verbindung mit dem Netz herstellen. Hierbei muss grundlegend zwischen einer instantanen und einer zeitverzögerten Reaktion auf Änderungen der Netzfrequenz unterschieden werden. Nachfolgend sollen die einzelnen Optionen kurz dargestellt werden. Hierbei soll auf die Funktionsweise und den aktuellen Stand der Technik eingegangen werden.

2.2.1 Schwungmassen

Rotierende Massen stellen einen wichtigen Bestandteil des Energieversorgungsnetzes dar, denn sie bieten eine inhärente Leistungsbereitstellung – die Momentanreserve. Die größten

rotierenden Energiespeicher sind die Synchrongeneratoren zusammen mit den Turbinen der konventionellen Kraftwerke und Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke. Die rotierenden Massen erhöhen die Trägheit des Netzes und reduzieren die Auswirkungen auf den Frequenzgradienten im Moment des Störungseintrittes. Es besteht ein direkter Zusammenhang zwischen dem mechanischen Moment M und der elektrischen Leistung P der Maschine. Ändert sich die Netzfrequenz f so ändert sich auch die Rotationsgeschwindigkeit ω der Generatoren/Motoren. Die rotierende Schwungmasse m innerhalb der Generatoren/Motoren wirkt dabei mit ihrer inhärenten Massenträgheit J durch Aus- oder Einspeichern von Rotationsenergie E_{rot} einer Änderung der Rotationsgeschwindigkeit $\dot{\omega}$ entgegen (Gleichung **B.2**). Auf diese Weise stellen Generatoren/Motoren Momentanreserve bereit.

$$\begin{aligned} \omega &= 2 \cdot \pi \cdot f & dm &= \rho(\vec{r}) \cdot dV & J &= \int_0^m \vec{r}_{\perp}^2 dm & (B.2) \\ E_{rot} &= 1/2 \cdot J \cdot \omega & M &= J \cdot \dot{\omega} \end{aligned}$$

2.2.1.1 Synchrongeneratoren in Kraftwerken

Die großen Kraftwerkblöcke der konventionellen Erzeuger werden durch ihre Bereitstellung von Momentanreserve sowie Primär- und Sekundärregelleistung vorwiegend für die Aufgabe der Frequenzhaltung eingesetzt. Des Weiteren liefert jedes aktive Kraftwerk über die Einspeisung bzw. den Bezug von Blindleistung einen Beitrag zur statischen Spannungshaltung. Im Kurzschlussfall wird Kurzschlussleistung zur Spannungsstützung bereitgestellt.

2.2.1.2 Rotierende Phasenschieber

Rotierende Phasenschieber sind direkt mit dem Netz verbundene Synchrongeneratoren ohne Antriebsstrang. Als solche stellen sie, neben Blind- und Kurzschlussleistung, durch ihre inhärente Schwungmasse auch Momentanreserve bereit. Da diese Synchronmaschinen nicht über eine Turbine angetrieben werden, erfolgt keine Einspeisung von Wirkleistung. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken besitzen rotierende Phasenschieber eine deutlich geringere Massenträgheit. Diese kann allerdings zukünftig, unter Berücksichtigung der Generatordimensionierung, durch zusätzliche Massen erhöht werden.²⁶

2.2.1.3 Direkt am Netz betriebene Lasten

Direkt an das Netz angeschlossene Motoren leisten einen erheblichen Beitrag zur Netzträgheit (Last- bzw. Netzselbstregeleffekt). Gleich den Synchrongeneratoren konventioneller

²⁶ Dena, Momentanreserve 2030, a.a.O.

Kraftwerke besitzen sie ein Verhalten, welches inhärent auf Änderungen der Netzfrequenz und -spannung reagiert.

Ein erheblicher Teil des Energieverbrauchs wird durch Pumpen und Ventilatoren verursacht. So entfallen ca. 25 % des gesamten europäischen Energieverbrauchs auf diese Gruppe der Lasten. Dieser große Anteil wird durch die hohe Anzahl der installierten Maschinen (ca. 200 Millionen Pumpen und ca. 300 Millionen Ventilatoren) und die sehr hohe Betriebsstundenzahl im Jahr bedingt. Gegenwärtig werden nahezu alle Maschinen von Asynchronmotoren ohne Frequenzumrichter angetrieben.

So besitzen z. B. Strömungsmaschinen Kennlinien, die ein vom Quadrat der Leistung proportionales Drehmoment und damit eine Leistungsaufnahme proportional zur dritten Potenz der Drehzahl aufweisen. Hieraus ergibt sich eine sehr schnelle Reaktion auf Änderungen der Netzfrequenz dieser direkt am Netz betriebenen Lasten. Die Schwungmassen der Asynchronmaschinen und der rotierenden Bauteile der Pumpen bzw. Lüfter vergrößern die im Netz wirksame Schwungmasse.

2.2.2 Umrichter

Die Anbindung von regenerativen Erzeugern und zunehmend auch von Lasten an das Netz erfolgt über leistungselektronische Komponenten, sogenannte Umrichter. Hierdurch entsteht eine Entkopplung des Erzeuger- bzw. Verbraucherverhaltens der Netzcharakteristik. Der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Netzfrequenz bzw. Blindleistung und Netzspannung geht verloren.

Es wird im Allgemeinen zwischen drei Betriebsweisen von Umrichtersystemen unterschieden (**Abb. B.4**).

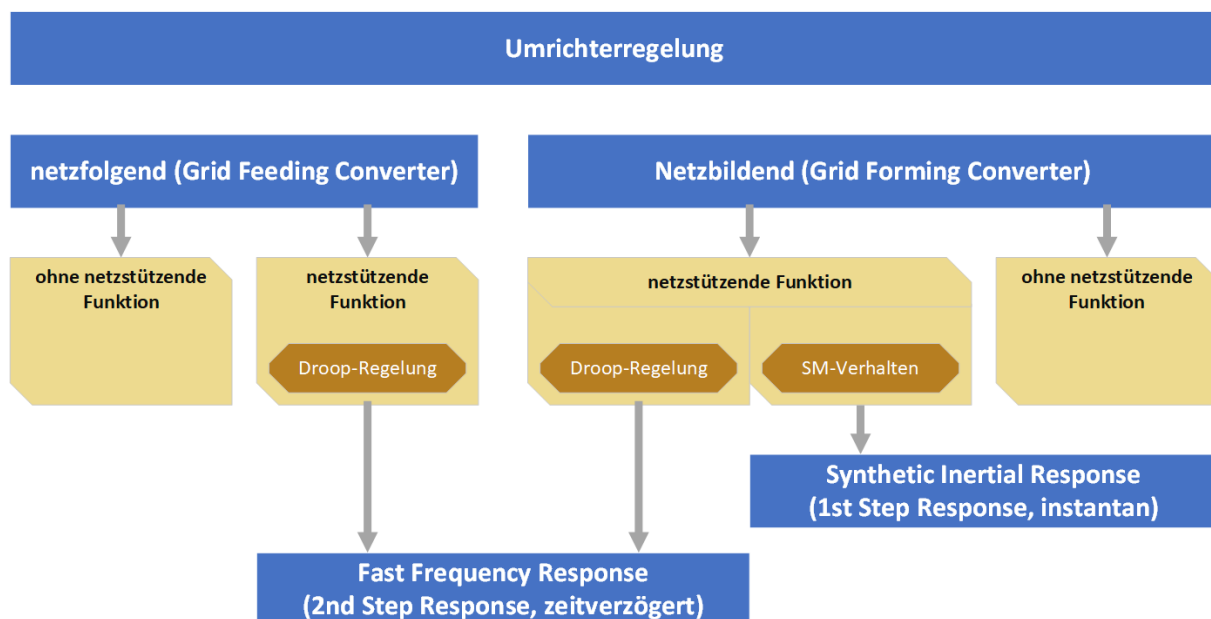


Abb. B.4.: Unterteilung der Betriebsweisen von Umrichtersystemen

Rein netzfolgende bzw. netzeinspeisende Umrichter werden zumeist für Windenergie- oder Photovoltaikanlagen verwendet. Das verfolgte Ziel ist die Einspeisung einer definierten Wirk- und Blindleistung. Die bestehenden Verhältnisse des Netzes werden dabei nicht berücksichtigt, d. h. es erfolgt keine Beteiligung an der Frequenzhaltung.

Soll eine Beteiligung dieser Umrichter erreicht werden, so können diese mit netzstützenden Funktionen ausgestattet werden. Entsprechend kann hier auch von netzstützenden Umrichtern gesprochen werden. Die netzstützende Funktion des Umrichters wird unter Berücksichtigung der Impedanz über eine Statik bzw. Droop-Funktion abgebildet.^{27, 28} Durch eine Droop-Funktion kann ohne Kommunikation ein mögliches Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch ausgeregelt werden. Der Beitrag zur Frequenzhaltung bedingt jedoch eine Messung der aktuellen Netzfrequenz, um auf eine Frequenzänderung mit einer zusätzlichen Einspeisung bei Unterfrequenz bzw. mit einer Reduktion der Erzeugung bei Überfrequenz zu reagieren. Dieses Verhalten wird auch als **Fast-Frequency-Response** (FFR) oder **2nd-Step-Response** bezeichnet. Die FFR setzt bedingt durch die Messung zeitverzögert ein. Sie kann z. B. von regenerativen Erzeugern, Batterie- und Schwungradspeichern sowie von umrichtergekoppelten Lasten geleistet werden.

Das letzte Betriebsverhalten wird als netzbildender Umrichter bezeichnet. Dem Umrichter wird das Verhalten einer Synchronmaschine aufgeprägt. Die Regelung besitzt die Eigenschaften einer Synchronmaschine und verfügt über eine sogenannte synthetische Schwungmasse. Es erfolgt eine instantane Reaktion ohne die Notwendigkeit einer Messung der Netzfrequenz. Systeme, die zu dieser **Synthetic-Inertia-Response** (SIR) oder **1st-Step-Response** fähig sind, sind u. a. regenerative Erzeuger und Batteriespeicher.

2.2.2.1 Windenergieanlage mit/ ohne Speicher

Die Ein- oder Ausspeisung zusätzlicher Leistung erfolgt zunächst durch den Zwischenkreis des Umrichters. Da hierdurch die Zwischenkreisspannung absinkt bzw. ansteigt muss danach diese Leistung von anderen Komponenten bereitgestellt oder aufgenommen werden.

²⁷ De Brabandere/Bolsens/Van den Keybus/Woyte/Driesen/Belmans, A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, in IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 22, No. 4, S. 1107-1115, Juli 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.

²⁸ Guerrero/Matas/Garcia De Vicunagarcia De Vicuna/Castilla/Miret, Wireless-Control Strategy for Parallel Operation of Distributed-Generation Inverters, in IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, No. 5, S. 1461-1470, Oktober 2006, doi: 10.1109/TIE.2006.882015.

Dies kann durch die Nutzung der gespeicherten Energie der rotierenden Massen der Anlage (Generator und Antriebsstrang, Rotorblätter)²⁹ erfolgen. Nach der Bereitstellung wird die verbrauchte Rotationsenergie durch die Anlage selbst wieder gefüllt. Dies führt jedoch dazu, dass im Zeitintervall des Füllens weniger Leistung eingespeist werden kann und die Erbringung der Leistung durch andere Erzeuger sichergestellt werden muss. In Kanada müssen Windparks mit Nennleistung > 10 MW bereits synthetische Schwungmasse, die jedoch nicht inhärent vorhanden sein muss, bereitstellen²⁸. Der ENTSO-E-Network-Code³⁰ fixiert, dass ÜNB durch das Auferlegen technischer Anforderungen, Windenergieanlagen zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse befähigen können. Beim Vorliegen einer Frequenzänderung können bis zu 10 % der Nennleistung über einen Zeitraum von 10 s bereitgestellt werden.³¹

Ist die Windenergieanlage mit einem Speicher ausgestattet, so muss kein Eingriff in die Betriebsweise der Anlage erfolgen. Die Ein- bzw. Ausspeisung erfolgt zunächst ebenfalls durch den Zwischenkreis, jedoch anschließend aus dem an den Zwischenkreis angeschlossenen Speicher.

2.2.2.2 Batteriespeicher

Durch Batteriespeicher kann im Bedarfsfall sehr schnell zusätzliche Leistung eingespeist bzw. aufgenommen werden. So können schnelle Leistungsänderungen für das Netz sowohl bei Unter- als auch Überfrequenz bereitgestellt werden. Die Dauer der Ein- oder Ausspeisung ist von der Kapazität des Speichers abhängig. Wird lediglich eine netzstützende Funktion umgesetzt, ist ebenfalls eine Frequenzmessung notwendig. Somit besteht keine Wirkung auf den Frequenzgradienten zum Zeitpunkt des Störungseintritts. Werden Speicher netzbildend betrieben, können sie instantan Momentanreserve bereitstellen. In der Regel werden Speicher im Durchschnitt zur Hälfte geladen, um die Bereitstellung zu gewährleisten. Des Weiteren werden Speicher derzeit vorwiegend marktgetrieben eingesetzt, d. h. bei niedrigen Preisen werden die Speicher geladen und bei höheren Preisen wird Leistung eingespeist.

2.2.2.3 Schwungradspeicher

Schwungradspeicher werden zumeist als Kurzzeitspeicher eingesetzt. Der Aufbau umfasst neben dem Schwungrad einen Elektromotor bzw. -generator, welcher das Schwungrad auf hohe Drehzahlen beschleunigt. Bei Bedarf kann die gespeicherte Energie ins Netz eingespeist werden. Die Schwungräder können hierbei Drehzahlen von bis zu 45.000 min⁻¹ erreichen.

²⁹ Hydro-Québec TransÉnergie, Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro Québec Transmission System, Februar 2009.

³⁰ ENTSO-E, Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, März 2013.

³¹ Wachtel/Beekmann, Contribution of Wind Energy Converters with Inertia Emulation to frequency control and frequency stability in power systems, 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, October 2009.

Der modulare Aufbau der Schwungräder ermöglicht das Zusammenschließen zu großen Speicheranlagen. Diese sind über einen Umrichter an das Netz angeschlossen. Somit ist der Schwungradspeicher jedoch vom Netz selbst entkoppelt und liefert keine reale Trägheit.

Schwungradspeicher umfassen einen Leistungsbereich von einigen kW bis zu einigen 10 MW. Sie bieten zwar eine hohe Lebensdauer, besitzen aber eine relativ schnelle Selbstentladung (bis 20 %/h) durch die Reibung und die magnetischen Verluste im Motor.

2.2.2.4 Umrichtergekoppelte Lasten mit / ohne Speicher

Direkt am Netz betriebene Lasten, z. B. Pumpen und Lüfter besitzen einen sehr hohen Gesamtenergieverbrauch. Durch die Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG³² wird eine umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte (energy-related products) stufenweise gesetzlich vorgeschrieben. Hierzu gehört auch der Einsatz hocheffizienter Antriebe. Hierdurch kann eine signifikante Senkung des Energieverbrauchs und ein technologischer Wechsel für Pumpen- und Lüfterantriebe erreicht werden.

Um die geforderten elektrischen Wirkungsgrade bzw. Energieeffizienzklassen zu erreichen, ist die Verwendung von Synchronmotoren mit Permanenterregung und integriertem Frequenzumformer unumgänglich. Der Energieverbrauch kann auf diese Weise um ca. 70 % gesenkt werden.

Es entfällt jedoch die direkte Kopplung der Asynchronmaschine mit dem Netz, sodass auch die Frequenzabhängigkeit der Leistungsaufnahme entfällt. Es entfällt der Beitrag zur Netzdämpfung und wird die Netzdämpfung in Zukunft weiter verschlechtern.

Durch das Vorsehen einer zusätzlichen netzdienlichen Regelung können umrichtergekoppelte Lasten wieder mit einer frequenzabhängigen Leistungsaufnahme ausgestattet werden. Lasten, die mit einem Speicher ausgestattet sind, können im Unterfrequenzfall nicht nur die Leistungsaufnahme reduzieren, sondern auch zusätzliche Leistung bereitstellen.

2.3 Szenarien der zukünftigen Netzsituation

Die Frequenz ist eine globale Größe im europäischen Verbundsystem und somit von der Gesamtträgheit bzw. der Anlaufzeitkonstante des Verbundnetzes abhängig. Detaillierte Aussagen über die Zusammensetzung des zukünftigen Kraftwerkparkes in Europa zu treffen ist schwierig, da dieser sowohl von wissenschaftlichen Erkenntnissen und technischen Möglichkeiten aber vor allem von ökonomischen und politischen Zielen beeinflusst wird. Allgemein kann von einer gesamt-europäisch, moderat ansteigenden Stromnachfrage

³² Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte.

ausgegangen werden, aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung im Verkehrs-, Industrie- und Gebäudesektor.

In einer Studie der ef.Ruhr und der EWI Köln³³ wurden zwei verschiedene denkbare Szenarien für das Jahr 2040 vorgestellt. Als Referenz dient der europäische Kraftwerkspark aus dem Jahr 2017. In 2017 dominierte die Nuklearenergie mit gut 70 % die Stromerzeugung in Frankreich. Tschechiens Stromversorgung bestand zu 50 % aus Kohle und zu 30 % aus Nuklearenergie und in Polen wurden mehr als 80 % des Stromes aus Kohle erzeugt.

Im Szenario Kohleausstieg werden die Energieziele Deutschlands berücksichtigt, d. h. einen Anteil an erneuerbaren Energien von 65 % bis 2030 bzw. von 80 % bis 2050 am Bruttostromverbrauch zu erzielen. Gleichzeitig geht es davon aus, dass sich die Energiepolitik der europäischen Nachbarn im Vergleich zum Referenzjahr kaum ändert.

Im Gegensatz dazu versuchen im Szenario Grüne Nachbarn auch die europäischen Nachbarländer, die in der EU diskutierte Klimaneutralität zu erreichen und ändern deshalb ihre Energiepolitik so, dass bis 2050 in ganz Europa anteilig 80 % vom Bruttostromverbrauch aus erneuerbaren Energien stammen. Die Zusammensetzungen der Kraftwerksparks sind in **Tab. B.1** dargestellt.

Tab. B.1.: Kraftwerkseinsatz in Europa für Referenzjahr und angenommene Szenarien

	Referenzjahr 2017		Kohleausstieg 2040		Grüne Nachbarn 2040	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Erneuerbare	581	23,1	1467	48,7	1634	54,2
Andere	3	-	3	-	3	-
Wasser	360	14,3	360	12,0	353	11,7
Gas	175	62,5	594	39,4	549	34,0
Braunkohle	387		19		0	
Steinkohle	273		1		6	
Kernenergie	735		572		470	
	2511		3012		3012	

In beiden Szenarien ist ein deutlicher Rückgang der konventionellen Kraftwerke zu erkennen, während der Anteil der erneuerbaren Energien, und somit der Anteil von umrichtergekoppelten Erzeugern, zunimmt. Die inhärente Trägheit des Gesamtsystems nimmt damit zukünftig ab und ist im Szenario Grüne Nachbarn mit einer Anlaufzeitkonstanten TAN von rund 5 s durchschnittlich nur noch etwa halb so groß wie im Referenzjahr 2017. Die angenommenen Anlaufzeitkonstanten für die jeweilige Technologien sind in **Tab. B.2** dargestellt.

³³ Künle/Theile/Wagner, Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfs an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem, Studie der ef.Ruhr und EWI Köln, Dezember 2019.

Tab. B.2.: Anlaufzeitkonstante nach Technologie

Technologie	T_{AN} (s)
Kernkraft	14
Braun- und Steinkohle	10
Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	11
Gaskraftwerk (nur Gasturbine)	3
Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerk	6,8

Grundsätzlich gilt, dass der Auslegungsstörfall von 3.000 MW zu jedem Zeitpunkt beherrschbar sein muss. In Schwachlastzeiten (150 GW) bedeutet dies entsprechend Gleichung (B.1), dass für einen zulässigen Frequenzgradienten von 2 Hz/s eine Anlaufzeitkonstante von 0,5 s bzw. für einen zulässigen Frequenzgradienten von 1 Hz/s eine Anlaufzeitkonstante von 1,0 s nicht unterschritten werden darf.

Unter der Annahme, dass sowohl Atomkraftwerke, Braun- und Steinkohle sowie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) eine Anlaufzeitkonstante ≥ 10 s besitzen, bedeutet dies, dass in Summe zu jedem Zeitpunkt mindestens 10 % der erzeugten Energie aus diesen Quellen stammen muss. In der Studie der ef.Ruhr und der EWI Köln³² wurde gezeigt, dass die minimale Netzanlaufzeitkonstante in Deutschland zukünftig oft unterschritten wird, im Verbundnetz jedoch selten.

Notsituationen wie z. B. der System-Split von 2006 sind keine Auslegungsstörfälle.³⁴ Dennoch müssen diese ohne den Blackout überstanden werden. Dazu ist es zwingend notwendig, ausreichend Zeit für die Aktivierung von Notfallmaßnahmen, wie den frequenzabhängigen Lastabwurf, zu besitzen (RoCoF 1,5 Hz/s, siehe Abschnitt I). Für das Szenario von 2006 bedeutete dies, eine minimale Anlaufzeitkonstante von 1,85 s in allen Teilgebieten zu gewährleisten (ein Teilnetz mit aktueller Leistung von 180 GW hatte plötzlich ein Defizit von 10 GW), auch wenn nur ein Teil der rotierenden Massen zur Verfügung steht.

Kraftwerke können kurzzeitig (einige Millisekunden) einen höheren Frequenzgradienten ohne Trennung vom Netz beherrschen, wenn sich dieser danach reduziert. Es ist daher nicht nur der Frequenzgradient im Ursprung, der nur durch die reale und die synthetische Massenträgheit (1st-Step-Response) bestimmt wird, entscheidend, sondern der über ein Zeitintervall gemittelte Frequenzgradient, zu dessen Einhaltung auch umrichtergekoppelte Anlagen beitragen können.³⁵

³⁴ Auslegungsstörfälle sind solche, die bei der Auslegung einer Anlage anzunehmen sind, d.h. für deren Beherrschung die Sicherheitssysteme noch ausgelegt sein müssen.

³⁵ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030, Endbericht, Februar 2016.

Auch wenn für den Auslegungsstörfall nach heutigen Annahmen der weiteren Netzentwicklung keine bzw. kaum Maßnahmen notwendig erscheinen, um die Momentanreserve im europäischen Verbundnetz zu erhöhen, so ist zu bedenken, dass nicht nur die **Summe der Momentanreserve** entscheidend, sondern auch eine **geografische Verteilung** notwendig ist. Hierbei ist es nicht ausreichend, auf die noch vorhandenen konventionellen Kraftwerke zu setzen. Um Blackouts sicher zu verhindern, müssen dezentrale Quellen für die Bereitstellung von Massenträgheit zur Verfügung stehen. Um den mittleren Frequenzgradienten zu begrenzen, können umrichtergekoppelte Erzeuger mit einer Fast-Frequency-Response-Regelung ausgestattet werden. Im Gegensatz zur synthetischen Trägheit ist diese einfacher und kostengünstiger umzusetzen, da fast immer die bestehende Hardware genutzt werden kann (ohne Notwendigkeit zusätzlicher Speicher) und lediglich ein Eingriff in die Regelung notwendig ist. Gleichzeitig kann und sollte dem Rückgang des Verbraucherselbstregeleffekts durch frequenzabhängige Lasten begegnet werden.

2.4 Vorstellung technische Lösungsansätze („Steckbriefe“)

Im folgenden Abschnitt werden die genannten Lösungsansätze für die Bereitstellung von Momentanreserve detaillierter beschrieben.

2.4.1 Rotierende Phasenschieber

Rotierende Phasenschieber sind direkt mit dem Netz verbundene Synchrongeneratoren ohne Antriebsstrang. Als solche besitzen sie, neben der Möglichkeit der Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung, durch ihre inhärente Massenträgheit die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve.

Der Neubau von rotierenden Phasenschiebern ist somit eine Möglichkeit die Momentanreserve im elektrischen Energieversorgungsnetz zu erhöhen. Der Bau eines rotierenden Phasenschiebers erfolgte bereits durch Tennet TSO (durch Abschaltung von Grafenrheinfeld).³⁶ Darüber hinaus gibt es weitere internationale Neubauten rotierender Phasenschieber, bspw. in Dänemark, Norwegen, USA. Hierbei steht aber insbesondere die Bereitstellung von Kurzschluss- und Blindleistung im Vordergrund.

Eine weitere Möglichkeit ist der Erhalt und Umbau bereits vorhandener Synchrongeneratoren von Kraftwerken, die zur Erfüllung der CO₂-Ziele abgeschaltet und anschließend zurückgebaut werden sollen. Dies erfolgte so bereits mit dem Block A des Kernkraftwerkes Biblis im Netzgebiet von Amprion.³⁷ Durch den Umbau dieser Synchrongeneratoren zu Phasenschiebern können diese weiterhin direkt am Netz betrieben werden und neben Blindleistung auch Momentanreserve bereitstellen. Die Vorteile dabei sind, dass durch die Weiternutzung des bereits vorhandenen Netzanschlusses kein Ausbau der verbundenen Netzstruktur mehr notwendig ist und auch Teile des Personals, welches zuvor für den Betrieb des gesamten Kraftwerkes zuständig war, weiterhin beschäftigt werden können.

Beide Varianten haben den Vorteil, dass sich die Technik bereits bewährt hat und die zu erwartenden Kosten bekannt sind.

2.4.2 Schwungradspeicher

Schwungradspeicher stellen eine Möglichkeit dar, die erzeugte elektrische Energie in Form von mechanischer Energie zu speichern. Die Funktionsweise beruht dabei auf dem gleichen Prinzip, wie es auch bei den Generatoren der Kraftwerke zum Tragen kommt. Die kinetische

³⁶ TenneT, TenneT gestaltet die Energiewende in Bayern: 360 Tonnen schwerer Generator erreicht Umspannwerk Bergrheinfeld West, 12.08.2015, Online: www.tennet.eu/de/news/news/tennet-gestaltet-die-energiewende-in-bayern-360-tonnen-schwerer-generator-erreicht-umspannwerk-berg/, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

³⁷ Amprion, Generator wird zum Motor, 24.02.2012, Online: www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_2667.html, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

Energie eines rotierenden Körpers, sogenannte Rotationsenergie, wird genutzt, um dem entstehenden Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch entgegen zu wirken.

$$E_{rot} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (\text{B.3})$$

In der Vergangenheit lag der Nachteil von Schwungrädern zumeist im hohen Preis und der hohen Wartungsintensität. Um die gespeicherte Energie zu erhöhen, musste die rotierende Masse erhöht werden. Eine Verdopplung der Masse geht mit einer Verdopplung der gespeicherten Energie einher.

Neue Entwicklungen im Bereich der verwendeten Materialien erlauben eine Erhöhung der Rotationsgeschwindigkeit. Diese geht mit dem Quadrat in die gespeicherte Energie ein, sodass eine Verdopplung der Rotationsgeschwindigkeit zu einer Vervierfachung der gespeicherten Energie führt. Gleichzeitig erlaubt der Einsatz neuer Materialien eine Reduktion des Gewichts und des Platzbedarfs.

So können durch den Einsatz von Kohlefasern anstatt Stahls für den Rotor Rotationsgeschwindigkeiten von bis zu 45.000 min⁻¹ erreicht werden. Um diese Geschwindigkeiten zu erreichen befindet sich der Rotor in einem Vakuum. Eine magnetische Lagerung macht ihn nahezu wartungsfrei.³⁸

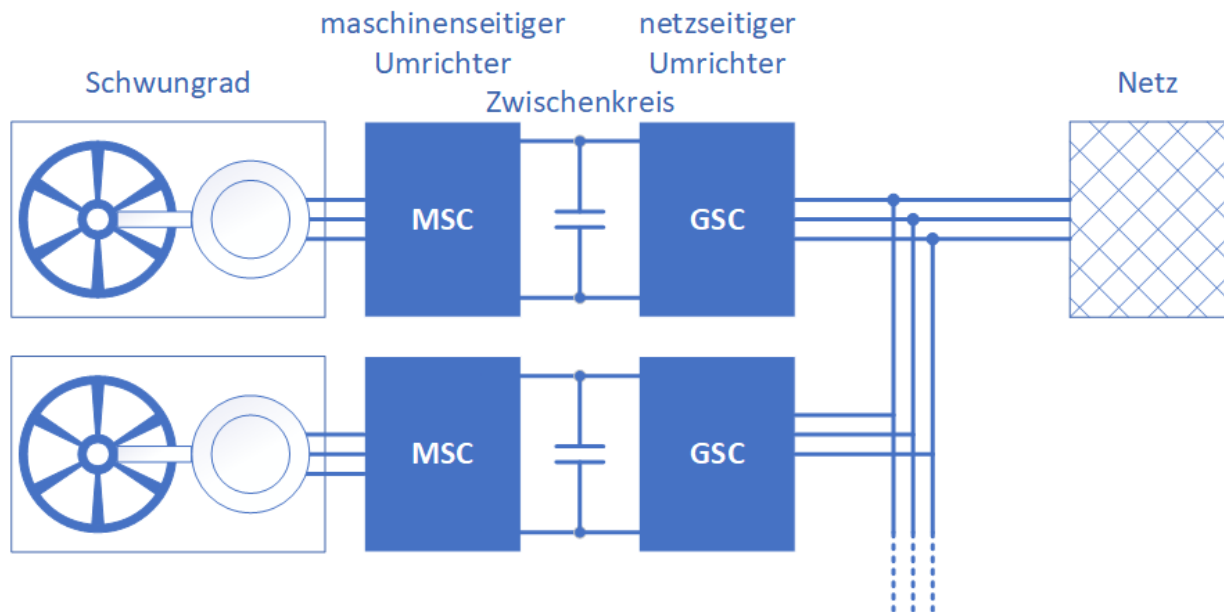
Der modulare Aufbau der Schwungräder ermöglicht die Errichtung großer Speicheranlage bestehend aus einer Vielzahl einzelner Schwungräder. Hierdurch lassen sich Leistungen bis in den Megawattbereich erreichen. Schwungradspeicher bieten einerseits eine hohe Lebensdauer, doch besitzen sie mitunter eine relativ schnelle Selbstentladung (bis 20 %/h), die durch die Reibung und die magnetischen Verluste im Motor verursacht wird. Doch auch in diesen Bereichen konnten zuletzt deutliche Verbesserungen erzielt werden. So führt Temporal Power eine sehr geringe Selbstentladung von 0,5 %/h an.³⁹

Den prinzipiellen Aufbau eines modularen Schwungradspeichers zeigt **Abb. B.5**. Neben dem eigentlichen Schwungrad besteht eine Speichereinheit aus Elektromotor bzw. -generator, welcher das Schwungrad beschleunigt bzw. abbremst und somit den Leistungsaustausch mit dem Netz realisiert. Diese Motoren werden zumeist mit Niederspannung betrieben und über einen Gleichspannungszwischenkreis und einen Umrichter an das Netz angeschlossen. Die Verwendung eines Umrichters ertüchtigt den Schwungradspeicher zur Beteiligung an der Frequenz- und Spannungshaltung sowie der Bereitstellung von Blindleistung. Gleichzeitig ist

³⁸ Vgl. z.B. STORNETIC, Stromspeicher aus purer Dynamik., Online: https://stornetic.com/index_de.html, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021; BeaconPOWER, Carbon Fiber Flywheels, Online: <https://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

³⁹ CLEAN|BREAK, Temporal Power brings new spin to flywheel energy storage, 22.04.2011, Online: www.cleanbreak.ca/2011/04/22/temporal-power-brings-new-spin-to-flywheel-energy-storage/, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

die durch den Schwungradspeicher vorhandene rotierende Masse vom Netz entkoppelt und verhindert die instantane Bereitstellung von Momentanreserve.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.5.: Schematische Darstellung eines Schwungradspeichers.

2.4.3 Umrichtergekoppelte Erzeuger

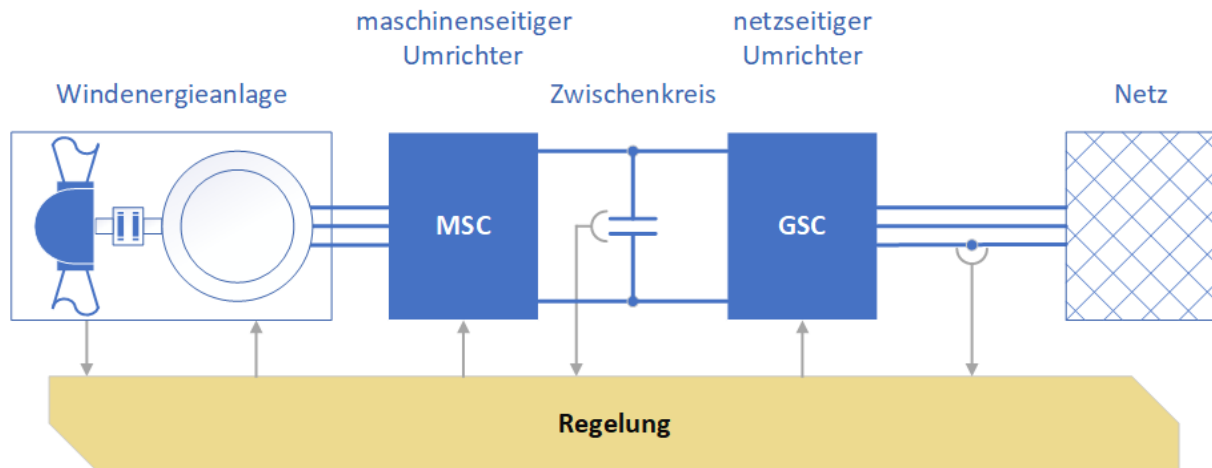
Durch den Anschluss von regenerativen Erzeugungsanlagen über Umrichter kann die Erzeugung optimal auf das fluktuierende Angebot der erneuerbaren Energie und auf den Generator abgestimmt werden. Davon unabhängig werden auf der Einspeiseseite die elektrischen Größen passend zur Netzspannung geregelt. Durch diesen Umstand können beispielsweise Windenergieanlagen bei variablen Windgeschwindigkeiten ohne veränderliche Getriebeübersetzungen betrieben werden, wodurch der Antriebsstrang der Windenergieanlage einfacher und robuster wird.

Die konkrete Ausführungsform des Umrichters variiert je nach zugrundeliegendem Energieträger. Bei Windenergieanlagen vom Typ 3 und Typ 4 werden zwei Umrichter mit einem Gleichspannungswidenschaltkreis in einer sogenannten Back-to-Back-Konfiguration verwendet. Dagegen benötigen Photovoltaikanlagen nur einen netzseitigen Umrichter mit Zwischenkreis, da sie prinzipbedingt direkt ein elektrisches Gleichsystem erzeugen. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Windenergieanlagen.

2.4.3.1 Windenergieanlage Typ 4

Abb. B.6 zeigt den Netzanschluss einer Windenergieanlage Typ 4 an das Energieversorgungsnetz. Im Gegensatz zu einer Windenergieanlage Typ 3, wird die gesamte erzeugte Leistung der Windenergieanlage über den Umrichter eingespeist. Daher bezeichnet

man diese Anlagen auch als Windenergieanlagen mit Vollumrichter. Zur Energieeinspeisung wird durch den Generator eine Dreiphasenwechselspannung induziert, die vom maschinenseitigen Umrichter (MSC) gleichgerichtet wird. Der netzseitige Umrichter (GSC) erzeugt wiederum ein elektrisches Dreiphasenwechselsystem mit zum Netz passender Amplitude, Frequenz und Phasenlage. Der Kondensator im Spannungszwischenkreis dient als Kurzzeit-Energiespeicher.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.6.: Prinzipschaltbild einer Anlage mit Vollumrichter (Typ 4).

Abhängig vom verwendeten Regelungskonzept kann auf unterschiedliche Weise Momentanreserve bereitgestellt werden.

Netzfolgende Umrichterregelung

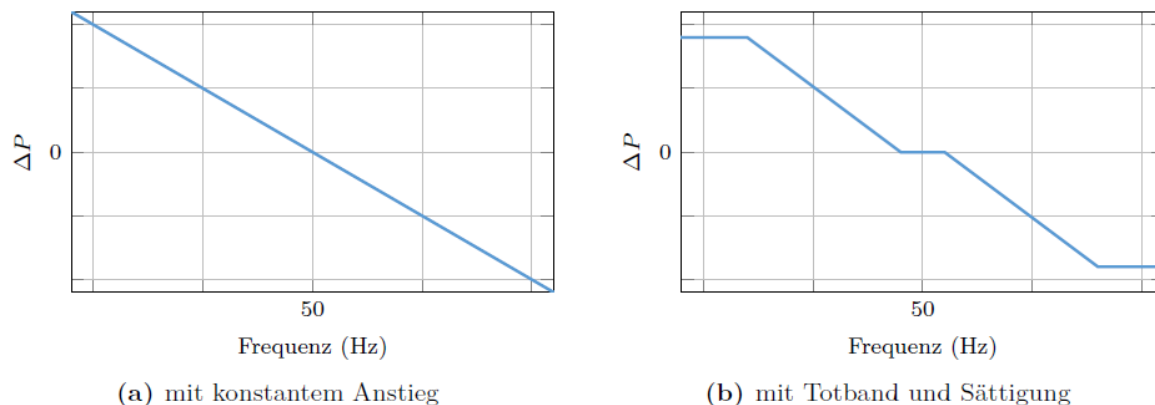
Der netzseitige Umrichter verfügt bei einer netzfolgenden Regelung über ein Messsystem, um die Netzspannung zu erfassen und aus den Messwerten den aktuellen Netzzustand hinsichtlich der Phasenlage zu detektieren. Zu diesem Zweck hat sich eine Phasenregelschleife (**Phase-Locked Loop (PLL)**) etabliert, die neben der Phasenlage auch die Frequenz der Messspannung ermittelt. Auf Grundlage der Frequenzmessung ist der netzseitige Umrichter in der Lage, netzdienliche Leistung in Form von FFR bereitzustellen. Wenn die gemessene Frequenz von 50 Hz abweicht, so kann die Regelung die eingespeiste Wirkleistung des Arbeitspunktes P_{AP} in geringem Maße zur Gesamtleistung P_0 erhöhen oder verringern (Gleichung **B.4**).

$$P_0(f) = P_{AP} + \Delta P(\Delta f) \tag{B.4}$$

Diese Funktion wird als Droop bezeichnet und in Form einer Kennlinie implementiert (Gleichung **B.5**).

$$\Delta P(f) = K_{Droop} \cdot (50 \text{ Hz} - f_{Mess}) \quad (\text{B.5})$$

Durch den Faktor K_{Droop} wird der Anstieg der Kennlinie parametrisiert (**Abb. B.7a**). Bei einer praktischen Implementation wird die Kennlinie ab einer bestimmten Frequenzabweichung in die Sättigung gehen, d. h. ΔP wird nicht mehr vergrößert oder verringert. Des Weiteren kann ein Totband um 50 Hz verwendet werden, um die Empfindlichkeit gegenüber einer rauschenden Frequenzdetektion zu verringern (**Abb. B.7b**).⁴⁰



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.7.: Umsetzung der Droop-Kennlinie.

Eine Herausforderung ist die Frage, aus welcher Quelle die zusätzliche Leistung ΔP entnommen wird. Kurzfristig bietet sich nur die Möglichkeit, ΔP aus dem Zwischenkreiskondensator zu beziehen, da die unterstützende Leistung sehr schnell zur Verfügung stehen muss. Dieser Eingriff hat jedoch Auswirkungen auf die Zwischenkreisspannung. Im Normalbetrieb wird die erzeugte Generatorleistung direkt über den Vollumrichter in das Netz weitergeleitet. Dieses Leistungsgleichgewicht sorgt für eine konstante Zwischenkreisspannung und der Kondensator wirkt lediglich als Energiepuffer. Für den Fall, dass die Netzfrequenz weniger als 50 Hz beträgt (Unterfrequenzfall), wird die Einspeiseleistung durch die Droop-Charakteristik erhöht. Dadurch fällt die Zwischenkreisspannung ab, da mehr Leistung aus dem Zwischenkreis entnommen als zugeführt wird. Für den Bauteilschutz und die Gewährleistung einer ausreichenden Ausgangsspannungsamplitude, muss die Zwischenkreisspannung jedoch in engen Grenzen gehalten werden (z. B. $1.100 \text{ V} \pm 100 \text{ V}$). Daher kann die Bereitstellung nur in begrenztem Umfang erfolgen, d. h. nur für kurze Zeit und nur für kleine ΔP . Bei einem

⁴⁰ Eine detaillierte Analyse der verschiedenen Möglichkeiten zur Droop-Regelung findet sich in: Gierschner, M./Uster/Schöley/Gierschner, S./Eckel, Small-Signal Analysis of Grid-Supporting Droop-Based Converter Control for Wind-Power Applications, 18th Windintegration Workshop, Dublin, 2019.

Zwischenkreiskondensator von 0,01 F und einer erlaubten Spannungsreduktion um 100 V beträgt die verfügbare zusätzliche Energie 50 Ws (Gleichung **B.6**).

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot C \cdot \Delta U^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,01 \text{ F} \cdot (100 \text{ V})^2 = 50 \text{ Ws} \quad (\text{B.6})$$

Dies bedeutet, dass eine Windenergieanlage zur Frequenzhaltung eine Leistung von 1 kW für 50 ms beitragen kann (Gleichung **B.7**).

$$\Delta P_{max} = \frac{\Delta E}{t} = \frac{50 \text{ Ws}}{0,05 \text{ s}} = 1 \text{ kW} \quad (\text{B.7})$$

Mehr Leistung kann über einen kürzeren Zeitraum oder weniger Leistung über einen längeren Zeitraum bereitgestellt werden. Arbeiten mehrere Windenergieanlagen mit einer Droop-Funktion, so erhöht sich die verfügbare Momentanreserve entsprechend. Als Einschränkung dieser Methode gilt, dass der Umrichter nur etwas das 1,5-fache des Nennstroms führen kann, bevor es zu Beschädigungen an den Bauteilen kommt.

Nach der (kurzzeitigen) Leistungsbereitstellung muss die Zwischenkreisspannung mindestens auf dem verringerten Niveau gehalten, mittelfristig aber wieder auf den Sollwert zurückgebracht werden. Dazu muss das Leistungsgleichgewicht des Zwischenkreises in die entgegengesetzte Richtung als bei der vorherigen Bereitstellung von ΔP verändert werden. Dies kann dadurch erfolgen, dass weniger Leistung ins Netz eingespeist wird, was über einen längeren Zeitraum erfolgen muss, um die netzstützende Wirkung nicht wieder unmittelbar zu neutralisieren. Die zweite Möglichkeit besteht darin, dass die Windenergieanlage in einem Arbeitspunkt betrieben wird, in dem mehr Leistung generiert wird, sodass dem Zwischenkreis auch mehr Leistung zugeführt wird. Die zweite Option setzt voraus, dass die Windenergieanlage im Normalbetrieb unterhalb des Arbeitspunktes mit maximaler Leistungsausbeute, also abgeregelt, betrieben wird (Curtailment). Außerdem wird dann die strikte Trennung von netzseitigem Umrichter auf der einen Seite und dem Generator und der Mechanik der Windenergieanlage auf der anderen Seite aufgehoben, weshalb von dieser Möglichkeit in aktuellen Umrichterregelungen nur in seltenen Fällen Gebrauch gemacht wird.

Eine weitere Variante der FFR stellt die Kinetic-Energy Control (KEC) dar.⁴¹ Bei dieser Methode wird die Tatsache ausgenutzt, dass Windenergieanlagen einen Generator, also eine reale rotierende Masse besitzen. Die vorhandene Rotationsenergie kann daher auch genutzt werden, um kurzzeitig mehr Leistung einzuspeisen. Dies ist jedoch nur auf Kosten einer langen Erholzeit möglich, denn aufgrund der, im Vergleich zu Großkraftwerken, kleinen Leistungsklasse und damit auch kleinen Bauform werden die Generatoren von Windenergieanlagen immens abgebremst und können anschließend nicht mehr an der

⁴¹ Erlich/Wilch, Primary frequency control by wind turbines, IEEE PES General Meeting, Providence, RI, 2010, S. 1-8, doi: 10.1109/PES.2010.5589911.

Leistungsbereitstellung teilnehmen. Dieses Defizit muss dann unmittelbar durch andere Erzeuger aufgefüllt werden. Außerdem reagiert die KEC ebenfalls auf eine Frequenzmessung, d. h. auch wenn die realen Schwungmassen der Windenergieanlage zur Frequenzstützung genutzt werden, so geschieht dies nicht instantan.

Wenn durch die PLL eine Frequenz von oberhalb von 50 Hz detektiert wird (Überfrequenzfall), wird durch die Droop-Kennlinie die eingespeiste Leistung verringert. Dadurch steigt die Zwischenkreisspannung an, was ebenfalls durch einen Arbeitspunktwechsel kompensiert werden kann. Es besteht aber zusätzlich die Möglichkeit, die überschüssige Leistung in Form von thermischer Energie über einem Bremswiderstand zu dissipieren. Der Überfrequenzfall kann bei einer Windenergieanlage also einfacher behandelt werden als der Unterfrequenzfall.

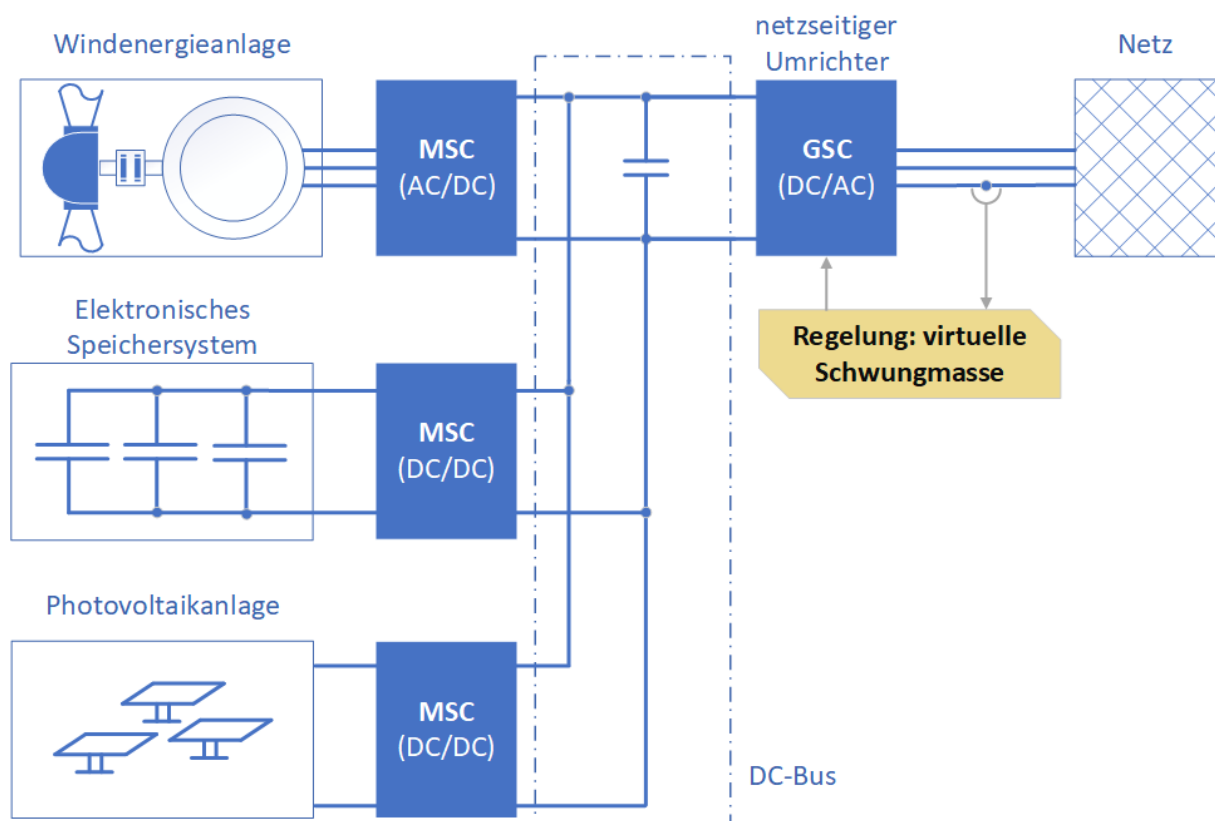
Sowohl bei der Frequenzstützung durch Droop, als auch durch die KEC-Methode besteht die Einschränkung, dass die netzdienliche Funktion nur kurzzeitig und mit begrenztem Leistungsumfang erfolgen kann. Diesem Nachteil kann durch einen größeren Speicher im Zwischenkreis begegnet werden. So kann der Zwischenkreiskondensator größer dimensioniert oder ein zusätzlicher Speicher (z. B. eine Batterie) im Zwischenkreis installiert werden. Auf diese Weise erhöht sich sowohl die Zeit als auch der Umfang, in dem FFR bereitgestellt werden kann und das Zurückführen in den Normalbetrieb wird erleichtert. Ein größerer Zwischenkreisspeicher erhöht jedoch auch die Kosten einer Windenergieanlage. Das Nachrüsten von bestehenden Anlagen ist prinzipiell möglich, erfordert jedoch eine Überarbeitung der Anlagenregelung. Der zusätzliche Speicher inklusive seiner Peripheriegeräte muss außerdem in der Anlage platziert werden können.

Die beschriebene Droop-Funktionalität und die KEC werden bereits in bestehenden Anlagen eingesetzt, jedoch nur in geringem Umfang. Ob diese Verfahren problemlos skalierbar sind oder ob sich viele Teilnehmer in ihrer Gesamtwirkung behindern oder sogar einen negativen Einfluss auf das Netz haben, ist bisher nicht geklärt.

Netzbildende Umrichterregelung

Wird ein Umrichter mit einer netzbildenden Regelung ausgestattet, so ist er in der Lage als Spannungsquelle in einem Netz zu fungieren, ohne dass die Notwendigkeit anderer Quellen besteht, auf die er sich synchronisieren kann. Solch eine Regelung ist z. B. in Microgrids oder Inselnetzen notwendig. Jedoch können nicht mehrere netzbildende Umrichter in einem Netz ohne zusätzliche Regelung kombiniert werden, da es dann zu unkontrollierten Ausgleichsströmen kommen würde. Für den gemeinsamen Netzbetrieb sind sowohl ein Frequenz- als auch ein Spannungsregler (Droop-Regelung wie bei konventionellen Kraftwerken) notwendig. Dadurch wird eine Wirk- und Blindleistungsbereitstellung entsprechend des aktuellen Bedarfs erreicht.

Zusätzlich zu dieser grundlegenden netzbildenden Regelung kann einem Umrichter auch eine Regelung unterlagert werden, die die Trägheit von Synchrongeneratoren nachahmt und somit Momentanreserve als SIR zur Verfügung stellt. Das Konzept der virtuellen Trägheit ist in **Abb. B.8** dargestellt. Es ist unabhängig von der primären Energiequelle, wenn diese über einen Vollumrichter an den Zwischenkreis angeschlossen ist. Die Parametrierung der Regelung der virtuellen Schwungmasse muss jedoch auf Größe und Geschwindigkeit der zur Verfügung stehenden zusätzlichen primären Energie abgestimmt werden. Während Batterie-Energiespeichersysteme (BESS) nahezu verzögerungsfrei ihre Einspeiseenergie variieren können, ist dies für Photovoltaik- und Windenergieanlagen kaum möglich, weshalb zusätzliche Speicher im Zwischenkreis benötigt werden.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.8.: Konzept der virtuellen Schwungmasse.

Für die Umsetzung der virtuellen Schwungmasse bieten sich zwei Konzepte an. Einerseits kann die Regelung auf dem vollständigen Gleichungssystem der Synchronmaschine basierend (z. B. VISMA⁴²) aufgebaut werden. Andererseits ist es auch möglich, dass die

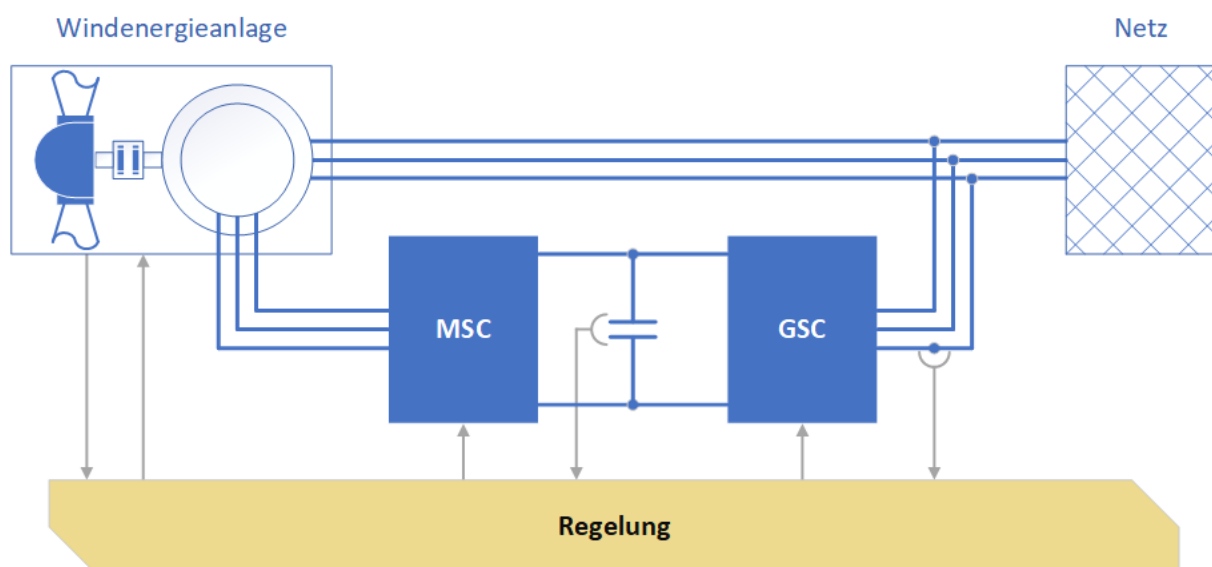
⁴² Hesse, Virtuelle Synchronmaschine, Dissertation Technische Universität Clausthal, 2007, ISBN: 978-3-89720-919-0.

Regelung nur auf der Schwingungsgleichung basiert (z. B. Synchronous-Power-Control⁴³). Beiden Methoden ist gemein, dass sie eine PLL nur für die initiale Synchronisierung auf das Netz nutzen und die Ableitung der Frequenz als Eingangsgröße nicht benötigt wird. Im Vergleich zur Nutzung des vollständigen Gleichungssystems, welches alle Freiheitsgrade der Parametrierung bietet, ist das Modell der Schwingungsgleichung wesentlich einfacher umsetzbar. Beide Verfahren haben den Nachteil, dass sie im Spannungsquellenmodus keine Möglichkeit der Strombegrenzung im Fehlerfall bieten. Dem wird meist durch eine Umschaltung in den Stromquellenmodus zum Durchfahren eines Fehlers begegnet.

Weiterhin nachteilig ist, dass die Nutzung des Gleichungssystems zu numerischen Instabilitäten neigt, während bei der reinen Schwingungsgleichung Leistungs- und Frequenzoszillationen auftreten können.

2.4.3.2 Windenergieanlage Typ 3

Eine Windenergieanlage Typ 3 besitzt einen doppelt gespeisten Asynchrongenerator (**Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)**). Wie in **Abb. B.9** zu sehen, besteht die Maschine elektrisch aus zwei Komponenten, welche sich aus elektrischer Sicht sehr ähnlich sind, das Stator- und Rotor-system. Das Rotor-system ist durch einen Umrichter vom Netz entkoppelt und geregelt. Im Vergleich zum Vollumrichter einer Windenergieanlage Typ 4 besitzt dieser Umrichter nur eine reduzierte Nennleistung von ca. 30 %. Der entscheidende Unterschied gegenüber einer Windenergieanlage mit Vollumrichteranlage ist, dass das Statorsystem des Generators direkt mit dem Netz verbunden ist.



Quelle: Eigene Darstellung.

⁴³ Zhang/Cantarellas/Rocabert/Luna/Rodriguez, Synchronous Power Controller with Flexible Droop Characteristics for Renewable Power Generation Systems, in IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 7, No. 4, S. 1572-1582, Oktober. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2565059.

**Abb. B.9.: Prinzipschaltbild einer Anlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator
(Typ 3).**

Diese Kopplung des Stators bedeutet im Rückschluss, dass die Maschine instantan auf eine Änderung im Netz reagiert. Im ersten Moment reagieren Asynchronmaschinen nach dem Trapped-Flux Model⁴⁴ dynamisch sehr ähnlich wie eine Synchronmaschine. Dementsprechend liefert eine DFIG in den ersten Momenten der Netzschwankung ähnlich zu einer direkt gekoppelten Synchronmaschine Momentanreserve direkt aus der gespeicherten Rotationsenergie des Rotors. Da dieser Strom direkt aus dem Stator der Maschine kommt, kann dieser Strom auch deutlich höher sein, als es ein Umrichter im Vergleich könnte (bis zu achtfachem Nennstrom möglich).

Aus reglungstechnischer Sicht ist die Systemgröße der Frequenz der DFIG somit eine energetische Zustandsgröße. In anderen Worten, es kann sich weder der Winkel noch die Frequenz an der DFIG sprunghaft ändern. Diese netzstützende Eigenschaft ist somit für eine DFIG inhärent gegeben. Eine Windenergieanlage Typ 4 kann diese Eigenschaft nur mittels spezieller Regelung erzielen und im Vergleich nur mit deutlich limitiertem Strom und limitierter Leistung reagieren (1,5-facher Nennstrom). Weiterführend bedeutet dies, dass die DFIG deutlich näher an den Eigenschaften der Synchronmaschine anzusiedeln ist und eine Netzbildung ähnlich der Synchronmaschine möglich ist. Diese netzstützende Momentanreserve stellt die DFIG für alle vorgestellten Regelungskonzepte bereit (netzfolgend als Stromquelle wie auch im netzstützenden oder netzbildenden Betrieb).

Nach der momentanen Anfangsreaktion auf die Netzschwankung reagiert die üblich installierte Rotorsystemregelung und stoppt somit die netzstützende Leistungszugabe.⁴⁵ Diese Regelung könnte ähnlich zur Windenergieanlage Typ 4 im gleichen Stil auf eine netzbildende oder netzfolgende Regelung im Sinn einer erweiterten FFR angepasst werden.

Der Vorteil der direkten Kopplung der DFIG an das Netz ist gleichzeitig auch ein Nachteil für das mechanische System. Die instantane Stützung des Netzes bedeutet für das mechanische System auch Momentensprünge, welche Lasten erzeugen, die die Windenergieanlage zerstören können oder eine starke Alterung mit sich führen. Die aktive Bedämpfung solcher Phänomene könnte wiederum dafür Abhilfe schaffen. Im Fall nicht sprunghafter Änderung oder relativ kleiner Sprünge der Leistungsdifferenz im Netz liefern DFIGs ohne weitere Umstellung

⁴⁴ Wallace/Novotny/Lorenz/Divan, Increasing the dynamic torque per ampere capability of induction machines, Conference Record of the 1991 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Dearborn, MI, 1991, S. 14-20 vol.1, doi: 10.1109/IAS.1991.178126.

⁴⁵ Mullane/O'Malley, The inertial response of induction-machine-based wind turbines, in IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, S. 1496-1503, Aug. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.852081.

bereits Momentanreserve und stellen somit schon einen Teil der Trägheit des Verbundnetzes dar.

2.4.4 Umrichtergekoppelte Verbraucher

Umrichtergekoppelte Verbraucher oder Lasten besitzen zumeist ein Konstantstrom- oder Konstantleistungsverhalten und leisten somit keinen inhärenten Beitrag zur Netzträgheit (Netzselbstregeleffekt), wie direkt ans Netz angeschlossene Motoren. Der allgemeine Ansatz für die Einbindung von umrichtergekoppelten Verbrauchern zur Netzstabilisierung besteht darin, dass die Verbraucher ihre Leistungsaufnahme frequenzkorrigierend anpassen und damit das Netz entlasten. Vergleichbar mit direkt netzgekoppelten Motoren, müssen dazu umrichtergekoppelte Lasten bei Unterfrequenz die Leistungsaufnahme reduzieren und bei Überfrequenz erhöhen. Bei direkt gekoppelten Motoren wird die frequenzabhängige Leistungsaufnahme als Droop bezeichnet und trägt positiv zum Netzselbstregeleffekt und damit zur Momentanreserve bei.

Momentanreserve mithilfe umrichtergekoppelter Lasten bereitzustellen, benötigt eine zusätzliche, netzfrequenzabhängige Leistungsregelung, die im Folgenden ebenfalls als Droop-Funktion bezeichnet wird. Basierend auf einer Netzfrequenzmessung soll diese Regelung die elektrische Leistung P in Abhängigkeit zur Frequenzabweichung Δf von der Nennfrequenz von 50 Hz, frequenzkorrigierend anpassen. Messung und Filterung führen zu einer zeitlich verzögerten Reaktion, wodurch Lasten im Allgemeinen nur für die langsamere SIR eingesetzt werden können.

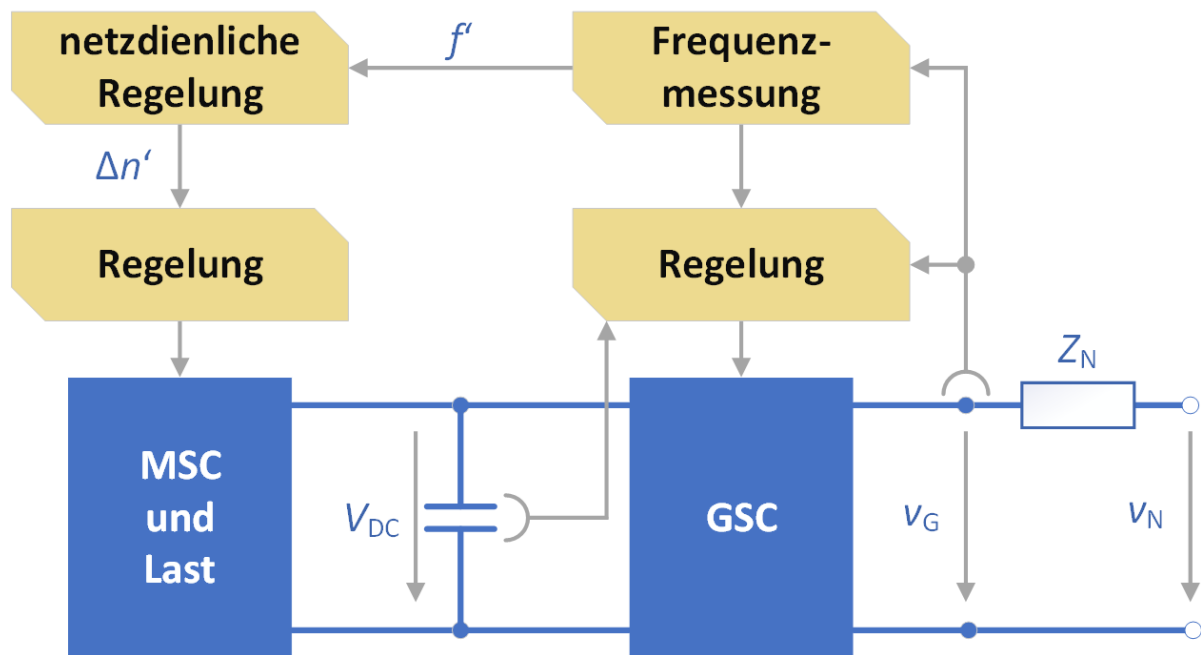
Abb. B.10 stellt schematisch dar, wie Frequenzmessung und Regelung in den Umrichtern der Lasten integriert werden können. Gleichung (B.8) und (B.9) geben die Frequenzabhängigkeit der Leistungsaufnahme an.

$$P_0(f) = P_{AP} + \Delta P(\Delta f) \quad (\text{B.8})$$

$$\Delta P(f) = -K_{Droop}(50\text{Hz} - f_{Mess}) \quad (\text{B.9})$$

Die Gleichungen (B.8) und (B.9) entsprechen prinzipiell den Gleichungen (B.4) und (B.5). Die Droop-Funktion unterscheidet sich zwischen Erzeugern und Verbrauchern jedoch in der Wirkungsrichtung, was durch das negative Vorzeichen in (B.9) gekennzeichnet ist. Die Droop-Kennlinie (vgl. **Abb B.7**) hat für Lasten entsprechend einen positiven Anstieg. Bei der Nachrüstung einer netzdienlichen Regelung ist wichtig, dass es zu keiner Gefährdung des Systems oder Beeinträchtigungen des Betriebs kommt. So können schnelle Drehzahländerungen bei Pumpen in Heizkreisläufen zu Druckstößen führen, die, neben einem erhöhten Verschleiß der Komponenten, auch das Auftreten von akustischen Beeinträchtigungen nach sich ziehen können. Im schlimmsten Fall kommt es zur Instabilität des Systems.

Netzstabilisierende Verfahren, die einen zentralen Entscheider besitzen, werden in dieser Übersicht nicht miteinbezogen, da diese in einem anderen Zeitbereich arbeiten (Sekunden bis Minuten) und eher eine Alternative zur Regelleistung durch Kraftwerke bieten.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. B.10.: Einphasiges Ersatzschaltbild einer umrichtergekoppelten Last mit netzdienlicher Regelung.

2.4.4.1 Rotierende Lasten

Im Fall von rotierenden Lasten, wie Lüftern und Pumpen, lässt sich die Leistung durch eine Drehzahländerung proportional zur Änderung der Netzfrequenz anpassen (Gleichung **B.10**).

$$\Delta n' = k_{nf} \cdot \Delta f' \quad (\text{B.10})$$

Beim Ersatz von direkt am Netz betriebenen Motoren durch umrichtergekoppelte Motoren kann das bisherige frequenzabhängige Verhalten durch die Regelung nachgebildet werden. Hierbei sind keine negativen Auswirkungen zu erwarten. Heizungs- oder Lüftungssysteme sind in ihrem Verhalten träge und kurzzeitige Drehzahländerungen rufen keine spürbaren Temperaturänderungen hervor.

2.4.4.2 Beleuchtungssysteme

Gebäude- und Raumbeleuchtung können durch Lichtstromanpassung, also Veränderung der Helligkeit, ebenfalls zur FFR beitragen. Steigende Gebäudeautomatisierung, Smart-Home und Funktionen moderner Leuchtmittel, vereinfachen eine Systemintegration. Eine Droop-Funktion kann in die Dimm-Funktion der Leuchtmittel integriert werden. Moderne LED-Leuchtmittel besitzen nahezu eine lineare Abhängigkeit zwischen Helligkeit und Leistungsbedarf, da meist

ein hochfrequentes pulswertenmoduliertes Signal mit variierendem Tastverhältnis (Duty-Cycle) zur Lichtstromsteuerung verwendet wird. Die Leistungsaufnahme P_{LED} hängt nach (Gleichung **B.11**) linear vom Duty-Cycle d ab, dementsprechend kann die Droop-Funktion in die Duty-Cycle-Steuerung integriert werden.

$$P_{LED} = d \cdot \left(\frac{V_s^2}{R_L} \right) \quad (B.11)$$

Untersuchungen⁴⁶ zeigen, dass Menschen eine sofortige Helligkeitsänderung von 8 % nicht wahrnehmen und dass über einer Zeitspanne von ca. 6 s Helligkeitsänderungen von rund 20 % mit nur minimaler Wahrnehmung möglich sind. Weiterhin wurde dabei festgestellt, dass die Wahrnehmung einer Lichtstromänderung von Leuchtmitteln unter anderem von der Ausgangshelligkeit, der Änderungsgeschwindigkeit und der Lichtfarbe abhängt. Aufgrund der direkten Wahrnehmung durch Menschen kann ein Totband zum Vermeiden von Flackern und eine Sättigung auf ± 20 % festgelegt werden.

Die Kosten für die Integration bei einer bereits vorhandenen Gebäudeautomatisierung (z. B. BACnet, KNX) werden als gering eingeschätzt. Lediglich die Frequenzmessung und die softwarebasierte Regelung müssen nachgereicht werden, wobei für Gebäude die Kosten für die Messung vernachlässigbar gering sind. Für die Implementierung in einzelne Leuchtmittel hingegen, steigen die Kosten aufgrund einer Neuanschaffung wegen der notwendigen Frequenzmessung und Regelung erheblich.

2.4.4.3 Rechenzentren

Rechenzentren haben einen hohen Anteil am Gesamtenergiebedarf⁴⁷ und bieten verschiedene Möglichkeiten zur Bereitstellung von Momentanreserve. So kann z. B. die Zieltemperatur der Kühlung oder die vorhandene Rechenkapazität angepasst oder die anfallende Arbeitslast verschoben werden.

Das Anpassen der Kühlleistung ist aufgrund der dafür notwendigen Motoren und Pumpen vergleichbar mit dem zuvor beschriebenen Vorgehen für rotierende Lasten. Die Kühlung der Serverfarmen beansprucht weiterhin einen hohen Anteil am Gesamtbedarf der Rechenzentren. Da für die FFR eher kurzzeitige Anpassungen der Kühlleistung zu erwarten sind, sollte dieses Verfahren mit nur geringen Kosten umsetzbar sein.

⁴⁶ Vgl. Shikakura/Morikawa/Nakamura, Perception of Lighting Fluctuation in Office Lighting Environment, J. Light & Vis. Env., Bd. 27, Nr. 2, S. 75–82, 2003, doi: 10.2150/jlve.27.75; Akashi/Neches, Detectability and Acceptability of Illuminance Reduction for Load Shedding, Journal of the Illuminating Engineering Society, 2004, Vol. 33:1, S. 3-13, DOI: 10.1080/00994480.2004.10748422.

⁴⁷ Masanet/Shehabi/Lei/Smith/Koomey, Recalibrating global data center energy-use estimates. Science, 2020, 367(6481), S. 984–986. doi:10.1126/science.aba3758.

Rechenzentren gehören zu den wenigen flexiblen Lasten, bei denen es unter bestimmten Bedingungen möglich ist, die Arbeitslast und damit die momentane Leistungsaufnahme zeitlich zu verschieben. Für die FFR kann daher das sogenannte **Dynamic Voltage and Frequency Scaling (DVFS)**, eine grundlegende Prozessorfunktion zur Leistungsregelung von Prozessoren, verwendet werden. DVFS wird über die Performance-States (P-States) der Prozessoren realisiert. Diese kombinieren die notwendige Versorgungsspannung und die Taktfrequenz, und können so die Leistung manipulieren. Eine serverseitige Software kann die lokale Frequenzinformation verwenden, um die Selektion der P-States über eine Droop-Funktion feingranular zu regeln. Die Anpassung der Taktfrequenz kann zu einer Auslastungsverschiebung führen, wenn die Rechenkapazität nicht ausreichend ist.

Sowohl die initialen als auch die fortlaufenden Kosten der Integration in ein Rechenzentrum sind, in Abhängigkeit von der Art der Leistungsanpassung, als gering einzuschätzen, da die genannten Verfahren überwiegend mithilfe von softwarebasierten Regelungen durchgeführt werden können. Die Kosten für die Frequenzmessung können vernachlässigt werden, indem diese einmalig innerhalb eines Rechenzentrums integriert und über das lokale Intranet an die Server verteilt wird.

2.4.4.4 Verbraucher mit Speicher

Die Speicher in Verbrauchern werden zumeist über Akkumulatoren realisiert. Batteriespeicher können Momentanreserve während des Ladevorgangs über eine Droop-Funktion mit Anpassung der Ladeleistung bereitstellen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, bei entsprechender Ladung Leistung ins Netz zu speisen.

Die Droop-Funktion kann einen weiten Bereich der Ladeleistung einschließen, da die Ladeleistung ausschließlich den Zeitpunkt der Fertigstellung beeinflusst und keinen qualitativen Einfluss auf das Ergebnis des Ladevorgangs hat. Die zum Laden notwendige Elektronik ist bereits in der Lage die Ladeleistung anzupassen, da die maximale Ladeleistung nur innerhalb eines bestimmten Ladezustands, meist zwischen ca. 20 % und 80 % möglich ist. Unter 20 % und über 80 % muss die Ladeleistung verringert werden können, um die Alterung der Zellen nicht zu beschleunigen.

Eine Rückspeisung aus dem Akkumulator wirkt sich aufgrund der zusätzlichen Auf- und Entladevorgänge negativ auf den Alterungsprozess der Akkuzellen aus. Deswegen werden die speicherenthaltenden Lasten aufgeteilt in rein netzstabilisierende Speicher und Nutzspeicher.

Netzstabilisierende Speicher

Damit netzstabilisierende Speicher Momentanreserve wirkungsvoll bereitstellen können, müssen sie in der Lage sein innerhalb von Millisekunden ihre gesamte Nennleistung sowohl

in positiver als auch negativer Richtung abrufen zu können. Mit dem dafür notwendigen bidirektionalen Umrichter kann der Speicher sowohl die netzstabilisierenden Funktionalitäten der umrichtergekoppelten Erzeuger als auch die der umrichtergekoppelten Lasten erbringen. Dabei kann der netzstabilisierende Speicher im Gegensatz zu umrichtergekoppelten Lasten, Erzeugern oder Nutzspeichern einen ungleich höheren Beitrag leisten, da ihm die gesamte Nennleistung für diesen Zweck zur Verfügung steht. Zudem kann in Abhängigkeit der Speichergröße auch ein deutlich größerer Zeitbereich abgedeckt werden. Hierbei können sowohl SIR-Regelverfahren als auch FFR-Regelverfahren zum Einsatz kommen. Grundsätzlich wäre der Speicher bei entsprechender Programmierung auch in der Lage, dynamisch zwischen verschiedenen Betriebsmodi zu wechseln.

Speicher können auch auf weitere Arten stabilisierend auf das Netz wirken. Auf Erzeugerseite können sie beispielsweise als aktive Leistungsfilter den volatilen Leistungsfluss erneuerbarer Energiequellen verstetigen. Auf diese Weise können starke Leistungsänderungen, aufgrund von Luftturbulenzen bei Windparks oder Abschattung bei Photovoltaikkraftwerken, direkt an der Quelle reduziert werden. Dazu müsste am Netzanschlusspunkt eines Windparks oder eines Photovoltaikkraftwerkes ein Speicher den Leistungsfluss der volatilen Energiequelle messen und auf Basis einer für das jeweilige Arbeitsspiel geeigneten Filterung, durch Aufnahme der hochfrequenten Leistungsanteile, die Leistungsabgabe ins Netz verstetigen. Bei dieser Einsatzart wird nicht direkt auf eine schwankende Frequenz reagiert, sondern durch eine Leistungsfilterung einer schwankenden Frequenz vorgebeugt.⁴⁸ Heutzutage ist der Effekt auf die Netzfrequenz durch schwankende Einspeisung regenerativer Energieerzeuger noch gering, aber mit fortschreitender Energiewende und dem damit verbundenen Zubau volatiler Energiequellen bei gleichzeitigem Abbau großer Kraftwerksgeneratoren wird er einen immer größeren Einfluss haben.⁴⁹

Auf der Verbraucherseite hingegen könnten Speicher durch Peakshaving dafür sorgen, dass große Lastspitzen bei Industrieprozessen direkt vor Ort abgefangen werden, ohne diese ins Netz weiterzugeben und dadurch den Bedarf an Momentanreserve zusätzlich senken. Der Funktionalität eines aktiven Leistungsfilters bzw. Peakshaving lässt sich eine Droop-Regelung überlagern, womit die Speicher zusätzlich in der Lage wären auf eine starke

⁴⁸ Cao/Du/Wang/McCulloch, Optimal Sizing and Control Strategies for Hybrid Storage System as Limited by Grid Frequency Deviations, in IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 5, S. 5486-5495, Sept. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805380.

⁴⁹ Liang, Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources, in IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 53, No. 2, S. 855-866, März/April 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2626253.

Frequenzänderung zu reagieren. Dabei bestimmt im hohen Maße der betrachtete Zeitbereich, die maximale Leistung und die Kapazität die optimal einzusetzende Speichertechnologie.⁵⁰

Nutzspeicher

Nutzspeicher werden von einem Verbraucher direkt für den Betrieb gebraucht und genutzt. Dazu gehören beispielsweise Elektro-Fahrzeuge, die von großem Interesse für die Netzstabilisierung sind. Während des Ladevorgangs bewirkt eine FFR-Regelung, welche die aktuelle Ladeleistung anpasst, lediglich eine geringfügige Änderung der Zeitdauer des Ladevorgangs und sollte im Allgemeinen nicht wahrgenommen werden können.

Eine Rückspeisung ins Netz stellt weitere Anforderungen an die Elektronik von Ladestation und Fahrzeug, da die Richtung des Leistungsflusses geregelt und die Leistung korrekt hinsichtlich Frequenz, Phase und Amplitude eingespeist werden muss. Die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen wurden bereits für die rein netzstabilisierenden Speicher vorgestellt. Es sollte bei Nutzspeichern jedoch nur in Ausnahmesituationen, wie z. B. bei starken Frequenzeinbrüchen, genutzt werden, da es die Verbraucherakzeptanz beeinflussen kann. Es könnten zudem hohe Wartungs- bzw. Reparaturkosten durch eine vorzeitige Akkuzellenalterung entstehen oder für eine Nutzung nicht genügend Energie bereitstehen.

⁵⁰ Díaz-González/Sumper/Gomis-Bellmunt/Villafáfila-Robles, A review of energy storage technologies for wind power applications, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2012, Vol. 16(4), S. 2154-2171.

2.5 Zwischenfazit

Im bestehenden klassischen Energienetz wird Momentanreserve zum Großteil durch die realen Schwungmassen in mit konventionellen Energieträgern betriebenen Großkraftwerken bereitgestellt. Mit dem Wandel zu einem Energienetz auf der Basis von regenerativen Energiequellen werden diese realen Schwungmassen abnehmen. Der dadurch entstehende Verlust von verfügbarer Momentanreserve muss anderweitig kompensiert werden. Für diese Aufgabe kommen mehrere Ansätze infrage.

Einerseits können die auf fossilen Energieträgern basierende Kraftwerke nur partiell zurückgebaut, sowie neue Schwungräder und Phasenschieber in Betrieb genommen werden. Dadurch ist Momentanreserve in technologisch gleicher Weise wie im klassischen Energienetz verfügbar. Andererseits können die neuen regenerativen Erzeuger auch zur Momentanreserve beitragen, indem ihre netzseitigen Umrichter mit der Fähigkeit zur „First-Step-Response“ ausgestattet werden. Diese Art der Bereitstellung unterscheidet sich von der klassischen Momentanreserve und ist bisher nur in kleinen Maßstäben implementiert worden. In der Variante „Second-Step-Response“ erfolgt die netzstützende Leistungsbereitstellung nicht instantan, sondern als Reaktion auf eine Änderung der gemessenen Netzfrequenz. Damit diese „Droop“-Methode zur Momentanreserve beitragen kann, muss die Reaktion sehr schnell erfolgen und auf einer exakten Frequenzmessung basieren. Beim umfangreichen Gebrauch dieser Variante muss ausgeschlossen werden, dass sich mehrere Akteure gegenseitig behindern oder sogar aufschwingen. Von entscheidender Bedeutung bei der Bereitstellung von Momentanreserve durch Umrichter ist, ob im konkreten Fall ein ausreichender und schneller Speicher vorhanden ist, oder ob lediglich der (vergleichsweise) kleine Speicher im Zwischenkreis zur Verfügung steht.

Ein weiterer neuer Ansatz ist es, auch Verbraucher mit Funktionen zur Bereitstellung von Momentanreserve auszustatten. Dies ist auch mittels einer Droop-Charakteristik möglich, darf jedoch nur in geringem Umfang erfolgen, um die eigentliche Funktion des Verbrauchers in nur unwesentlicher Weise zu beeinflussen.

3 Analysen zum Institutionellen Rahmen

3.1 Organisation der Bereitstellung – Überblick über institutionenökonomische Grundlagen und zentrale Gestaltungsfragen

In diesem Abschnitt erfolgt ein grober Überblick über Optionen zur Organisation der Bereitstellung von Momentanreserve für das Stromsystem. Dabei sollen unter Rückgriff auf ökonomische Erkenntnisse mögliche institutionelle Gestaltungsfragen aufgezeigt werden. Ferner wird darauf eingegangen, welche Randbedingungen Einfluss auf die Wahl unterschiedlicher institutioneller Lösungen haben. Das Ziel dieses Abschnitts ist das Skizzieren einer Systematik, welche die Grundlage für eine vertiefende Analyse zur Organisation der Bereitstellung von Momentanreserve bildet. Die methodische Grundlage für das beschriebene Vorgehen und damit die folgenden Ausführungen stellt die Neue Institutionenökonomik (NIÖ) und hierbei insbesondere der Bereich der Vertragstheorie dar. Besonders relevante Theorien sind die Transaktionskostentheorie (TAK-Theorie) sowie die positive Prinzipal-Agent-Theorie (PA-Theorie). Neben der NIÖ fließen auch Aspekte der Wohlfahrtökonomik sowie der Industrieökonomik mit in die Betrachtungen ein. Letztendlich sind für die Bewertung institutioneller Lösungsansätze sowohl die Höhe der Produktions- als auch Transaktionskosten zu beachten. Zu den Transaktionskosten zählen dabei bspw. Koordinationskosten oder Kosten für die Durchsetzung bzw. Absicherung der institutionellen Lösung.

Aus technisch-systemischer Sicht lässt sich Momentanreserve als eine dauerhaft bereitzustellende Systemdienstleistung einordnen, die für den sicheren Betrieb des Stromnetzes und damit des Stromsystems unverzichtbar ist. Aufgrund der hohen gesellschaftlichen Relevanz der ständigen Verfügbarkeit von Strom liegt grundsätzlich die Bereitstellungsverantwortung für ein funktionierendes Stromsystem und damit auch für die dafür notwendige Momentanreserve bei der öffentlichen Hand. In der Regel wird eine solche Bereitstellungsverantwortung rechtlich verankert und für weitere Details die Aufgabe an eine Regulierungsbehörde delegiert.⁵¹ Da im bestehenden System die Verantwortung für die Netzstabilität im Allgemeinen und für die Frequenzhaltung im Speziellen bei den ÜNB verortet ist, was im Folgenden auch nicht in Frage gestellt werden soll, liegt bei diesem Akteur bzw. diesen Akteuren auch die Aufgabe der Bereitstellung von Momentanreserve.

⁵¹ Vgl. für die Rationalität von politischer Selbstbindung: Klatt, Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Münster: Nomos, 2011.

Der ÜNB steht somit vor der Frage, wie die Momentanreserve in ausreichendem Maße bereitgestellt wird. Aus (institutionen-)ökonomischer Sicht stellt sich zunächst die Frage von „Make or Buy“. Nach den Erkenntnissen der Transaktionskostentheorie (TAK-Theorie) ist die Option der Eigenerstellung („Make“) grundsätzlich dann als vorteilhaft einzuordnen, wenn die zu erbringende Leistung besonders spezifisch und komplex ist sowie eine geringe Kontrahier- und Nachvollziehbarkeit vorliegt. Allerdings ist dabei stets die Ressourcen- und Wissensverfügbarkeit bei dem die Aufgabe wahrnehmenden Akteur zu beachten.⁵²

Auch wenn Momentanreserve eine recht spezifische Leistung darstellt, sollte aufgrund der recht guten Kontrahierbarkeit grundsätzlich neben einer Eigenerstellung durch den ÜNB auch die Erbringung durch Dritte und somit ein „Buy“ möglich sein. In diesem Kontext kann ergänzend auch auf das vorgeschriebene Unbundling in der Energiewirtschaft verwiesen werden. An dieser Stelle kann jedoch nicht geklärt werden, ob und in welchen Grenzen eine Eigenerstellung durch den ÜNB zulässig wäre, da dafür vertiefende rechtliche Analysen notwendig wären.⁵³

Soweit der ÜNB die Leistungserbringung durch Dritte erbringen lässt („Buy“), kann die Bereitstellung von Momentanreserve als eine Beschaffungsaufgabe für den ÜNB eingeordnet werden. Im Falle einer Leistungsbeschaffung bestehen zwei zentrale Gestaltungsfragen, die folgend kurz dargestellt werden:⁵⁴

- **Auswahl des Anreizsetzungsinstruments („Outputorientierte Anreizsetzung vs. Monitoring“):** Um das Ziel einer (kosten-)effizienten Leistungserbringung durch einen Auftragnehmer zu erreichen, besteht für den ÜNB die Möglichkeit, das Kostenrisiko dem Auftragnehmer zuzuordnen. Der ÜNB kann dabei auf zwei alternative (Anreizsetzungs-)Instrumente zurückgreifen. Zunächst einmal besteht die Option, dass der ÜNB die vom Auftragnehmer zu erbringende Leistung beschreibt und gleichzeitig die dafür vorgesehen Vergütung fixiert,⁵⁵ was idealtypisch dem Grundgedanken eines

⁵² Vgl. Beckers/Ryndin, ÖPP als eine Beschaffungsvariante im Infrastrukturbereich und die „Make-or-Buy“-Frage – Grundlegende Einordnungen und Analysen auf Basis institutionenökonomischer Erkenntnisse, Online-Veröffentlichung, 2019, S. 17.

⁵³ Siehe für eine erste Betrachtung Abschnitt C.3.2.

⁵⁴ Die folgende Darstellung erfolgt in teilweise sehr enger Anlehnung an Beckers/Ryndin, ÖPP als eine Beschaffungsvariante im Infrastrukturbereich und die „Make-or-Buy“-Frage – Grundlegende Einordnungen und Analysen auf Basis institutionenökonomischer Erkenntnisse, Online-Veröffentlichung, 2019, S 3 ff. und Beckers / Bieschke/Weiß, Die Regulierung der Erlöse der Unternehmen der Wasserversorgung – Grundlegende institutionen-ökonomische Analysen, Einordnung der gegenwärtigen Praxis und Reformüberlegungen für das Land Hessen, Online-Veröffentlichung, 2018 sowie Beckers/Bieschke/Lenz/Heurich/Kühling/Hertel/Schäfer, Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise, Online-Veröffentlichung, (2014), die das Thema mit Bezug zur Regulierung von Infrastrukturunternehmen diskutieren.

⁵⁵ Für die Festlegung der Vergütung bestehen unterschiedliche Optionen. So könnte der ÜNB das adäquate Vergütungsniveau im Rahmen eines (Effizienz-)Vergleichsverfahren oder durch Ausschreibungen, bei denen die die potentiellen Auftragnehmer die gewünschte Vergütung anbieten, ermitteln. Ein solches Vorgehen kann auch

Festpreisvertrages entspricht. Diese Option kann auch als „Output-orientierte Anreizsetzung“ bezeichnet werden. Bei einem alternativen Vorgehen gibt der ÜNB dem Auftragnehmer ebenfalls die von ihm zu erbringenden Leistungen vor⁵⁶ und kontrolliert die Aktivitäten des Auftragnehmers, um unangemessen hohe monetäre (Vergütungs-)Forderungen von diesem zu identifizieren. Da der Auftragnehmer die Kontrollaktivitäten des Auftraggebers antizipiert, sind ihm auch bei dieser Option Anreize gesetzt. Im Falle der Output-orientierten Anreizsetzung ist es von hoher Bedeutung, dass die Leistung (und damit der „Output“) beschreibbar und die Leistungserbringung messbar sowie dass das diesbezügliche Wissen, das auch als „Output-Wissen“ bezeichnet werden kann, beim ÜNB vorliegt. Außerdem ist von Relevanz, dass auch dritte Parteien, insbesondere Gerichte, die ggf. in Streitigkeiten bezüglich der Vertragserfüllung involviert werden, ebenfalls auf dieses Wissen zugreifen können. In diesem Fall kann auch davon gesprochen werden, dass eine Kontrahierung der Leistung möglich ist. Dabei müssen die genannten Akteure (zunächst der ÜNB als Auftraggeber, aber analog auch Gerichte etc.) nicht unbedingt selbst über dieses Wissen verfügen, aber sie müssen zumindest zu ihrer Unterstützung Beratungsunternehmen, Gutachter o.ä. in einer sinnvollen Weise einbeziehen können, die das entsprechende Wissen einbringen können. Im Falle eines Monitorings hinsichtlich der Aktivitäten des Auftragnehmers durch den ÜNB hat Letztgenannter hingegen über Wissen darüber zu verfügen, ob der Auftragnehmer auf eine adäquate Weise seine Aufgaben wahrnimmt und ob die nach seinen Angaben hierbei anfallenden Kosten angemessen (und insofern nicht aufgrund von Ineffizienzen oder strategischem Verhalten des Auftragnehmers überhöht) sind. Hierfür ist Wissen erforderlich, dass sich auf den Leistungserstellungsprozess bezieht, weshalb auch von „Input-Wissen“ gesprochen werden kann. Bei dieser Option der Anreizsetzung ist es ebenfalls bedeutsam, dass relevante Dritte wie Gerichte ebenfalls über das entsprechende Wissen (hier also Input-Wissen) verfügen.

- **Festlegung des Vertrags- und Aufgabenumfangs („gebündeltes vs. entbündeltes Vorgehen“):** Der ÜNB hat bei der Beschaffung grundsätzlich zu entscheiden, ob er eine Leistung gesamthaft und somit „gebündelt“ im Rahmen einer Vertragsbeziehung von einem Auftragnehmer erbringen lassen will oder ob er die Wahrnehmung der Aufgabe auf mehrere Leistungspakete und Vertragsbeziehungen zu mehreren

als outputorientiertes Vorgehen bezeichnet werden. Beim ÜNB muss dafür entsprechendes Wissen bzgl. der quantitativen Methoden bzw. zum Ausschreibungsdesign vorliegen. Ferner kann der ÜNB das Vergütungsniveau auch festlegen, in dem er die Vergütung anhand eigener Kalkulationen ermittelt. Hierfür benötigt der ÜNB entsprechend Input-Wissen über die zu erbringende Leistung (z.B. über Kostenstrukturen und das notwendige Mengengerüst).

⁵⁶ Derartige Vorgaben können auch im Rahmen von rechtlichen Regelungen wie bspw. durch Bedingungen für den Netzanschluss etabliert werden.

Auftragnehmern aufteilt. Für die Vorteilhaftigkeit der verschiedenen Optionen ist – speziell wenn auf eine Output-orientierte Anreizsetzung zurückgegriffen wird – von Bedeutung, ob bzw. in welchem Ausmaß der ÜNB (und analog wiederum auch Dritte wie Gerichte etc.) über das Output-Wissen verfügt, die jeweils ausgeschriebene(n) Leistung(en) zu beschreiben und deren adäquate Erbringung festzustellen. Dabei ist bei einer gebündelten Beschaffung Output-Wissen nur bezüglich dieser einen gebündelten Leistung und quasi „auf einer höheren Ebene“ von Bedeutung als bei einer entbündelten Beschaffung, bei der Output-Wissen bezüglich der einzelnen Leistungspakete und damit einhergehend in gewisser Hinsicht „auf einer niedrigeren Ebene“ vorzuliegen hat. Außerdem hat der Auftraggeber bei einer entbündelten Beschaffung über das (Input-)Wissen zu verfügen, die einzelnen Leistungspakete in einer sinnvollen Weise aufeinander abzustimmen.

Bei der Beschaffung von Momentanreserve stellt sich diese Frage auch mit Bezug zu den unterschiedlichen technisch-systemischen Optionen, die im Teil B dieses Arbeitspapiers vorgestellt werden. So könnte bspw. die Beschreibung der Leistung über alle technisch-systemischen Optionen hinweg oder für gewünschte technisch-systemische Optionen einzeln (bzw. für ein Bündel aus den Optionen) erfolgen. In gewisser Weise kann diese Unterscheidung auch in die Kategorie „technologiespezifisch vs. technologieoffen“ eingeordnet werden.

Neben den dargestellten idealtypischen Optionen bei den beiden zentralen Gestaltungsfragen existieren noch diverse Zwischenlösungen, auf die nicht weiter eingegangen wird. An dieser ist aber noch anzumerken, dass auch bei einer Eigenerstellung durch den ÜNB ab einem bestimmten Punkt eine Übertragung von Aufgaben an andere Akteure erfolgen wird und somit auch – wenn auch auf eine andere Art und Weise sowie in geringerem Umfang – die beschriebenen Gestaltungsfragen eine Rolle spielen.

3.2 Rechtsrahmen

Im Folgenden wird der Rechtsrahmen zur Momentanreserve auf europäischer und nationaler Ebene im Status quo dargestellt. Der Vollständigkeit halber soll hier noch erwähnt werden, dass der Aspekt der Versorgungssicherheit im Energiesektor, worunter auch die Thematik der Momentanreserve fällt, auch auf internationaler Ebene adressiert wird. Der Vertrag über die Energiecharta (EnCV)⁵⁷ schafft den rechtlichen Rahmen für die Förderung der langfristigen Zusammenarbeit energieexportierender und energieimportierender Staaten, vgl. Art. 1 EnCV.⁵⁸

3.2.1 Europäische Regelungen

Der Aufbau der **Energieunion** wurde im Jahr 2015 durch die europäischen Staats- und Regierungschefs beschlossen. Eine der fünf als wesentliche Bestandteile genannten Dimensionen ist dabei die **Energieversorgungssicherheit**.⁵⁹ Dieses Ziel findet sich auch als normative Spiegelung in Art. 194 Abs. 1 lit. b) AEUV⁶⁰ wieder.

Ein weiteres Ziel der EU-Energiepolitik, das normativ festgehalten wurde, ist die Förderung der Kopplung der Stromnetze der Mitgliedstaaten, die sogenannte **Interkonnektion der Energienetze**, Art. 194 Abs. 1 lit. d) AEUV. Eine zunehmende Interkonnektion birgt eine große Herausforderung für die Netzstabilität. Dabei geht es um den Ausbau von Netzen und Koppelungsstellen, eine bessere Auslastung der Netzinfrastruktur und eine bessere Koordinierung des Netzbetriebs. Hier sind insbesondere Regelungen zum Netzausbau in Art. 170 ff. AEUV („Transeuropäische Netze“) interessant.⁶¹ Weitere rechtliche Aspekte zur verbesserten Zusammenarbeit finden sich auch im Ende 2016 von der Europäischen Kommission vorgestellten Winterpaket.⁶² So regelt u. a. Art. 16 Energiebinnenmarkttrichtlinie⁶³ allgemeine Grundsätze für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, sowie die Verfügbarkeit grenzüberschreitender Kapazität.

Neben der Erbringung von Systemdienstleistungen haben die **Anforderungen an den Netzanschluss und den -betrieb** wichtige Funktionen für die **Wahrung der Systemsicherheit**. Dabei kommt es insbesondere auf die Einhaltung der europäischen

⁵⁷ Vertrag über die Energiecharta, 31.12.1994, ABl. Nr. L 380 S. 24, Celex-Nr. 2 1994 A 1231(52), geändert durch Beschluss 98/537/EG des Rates vom 13.07.1998 (ABl. Nr. L 525 S. 21).

⁵⁸ Germelmann, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Werkstand: 104. EL Dezember 2019, 12. Internationaler Investitionsschutz im Energierecht Energiecharta-Prozess und Energiecharta-Vertrag, Rn. 7.

⁵⁹ Frenz, Walter in: Frenz, Atomrecht, A. Europäisches Atomausstiegsrecht, 1. Auflage 2019, Rn. 14.

⁶⁰ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. EG Nr. C 115 vom 09.05.2008, S. 47.

⁶¹ Hirsbrunner, Simon in: Schwarze/Becker/Hatje/Schoo, EU-Kommentar, 4. Auflage 2019, AEUV Art. 194, Rn. 22.

⁶² Vertiefend Online-Veröffentlichung: www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/22/Meldung/topthema.html, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

⁶³ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Regelwerke, insbesondere den **Netzkodizes** und einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL),⁶⁴ sowie dem **ENTSO-E**,⁶⁵ dem europäischen Verband der ÜNB an. Die für die Bereitstellung von Momentanreserve besonders relevanten Netzkodizes sind der Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO)⁶⁶ und der Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC Emergency and Restoration).⁶⁷

Die **Europäischen Netzkodizes**, die unter der Beteiligung von ACER (europäische Energieregulierungsbehörde), ENTSO-E und der EU-Kommission erstellt worden sind, sind als Verordnungen nach Art. 288 Abs. 2 AEUV **rechtlich unmittelbar verbindlich**. Ihr Ziel ist es, einheitliche Regelungen für alle Marktteilnehmer für die Umsetzung des europäischen Binnenmarktes für Strom zu fördern. Sie beinhalten Regelungen zur Netzsicherheit, Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit, Netzanschlussbedingungen, Regeln für den Austausch von Ausgleichsenergie und Energieeffizienz bei Stromnetzen.

Aktuell ist die Erbringung von Momentanreserve, soweit geregelt, insbes. in den technischen **Netzzugangsbedingungen** (ehemals Ziff. 5.2. Transmission Code 2007, jetzt technischen Anschlussbedingungen (TAR) Höchstspannung (VDE-AR-N 4130))⁶⁸ vorgesehen. Diese technischen Anschlussbedingungen für die einzelnen Anlagentypen haben ihren Ursprung in der RfG-VO, vor allem Art. 13 ff. RfG-VO. Daneben spielt auch die Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL), die insbesondere in Art. 39 und Art 152 bis 157 SOGL Vorgaben zur Frequenzhaltung macht, eine gewichtige Rolle.

3.2.1.1 EU-Verordnung zu Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger (RfG-VO)

In der RfG-VO wird bereits in Erwägungsgrund Nr. 25 davon ausgegangen, dass der weitere Ausbau von erneuerbaren Energieträgern aufgrund fehlender Schwungmassen keinen systemimmanenten Beitrag zur Momentanreserve leisten kann. Daher wird in diesem Erwägungsgrund vorgeschlagen, dass bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieträger die fehlenden Schwungmassen durch synthetische Schwungmassen ausgeglichen werden könnten. Dabei bezeichnet **Schwungmasse** gemäß Art. 2 Nr. 33 RfG-VO „die **Eigenschaft** eines sich drehenden starren Körpers, wie des Rotors eines Generators, eine gleichförmige Drehbewegung und den Drehimpuls aufrechtzuerhalten, wenn auf ihn kein

⁶⁴ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. L 220/1.

⁶⁵ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

⁶⁶ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. EU Nr. L 112/1.

⁶⁷ Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, ABl. L 312/54.

⁶⁸ S.u. 3.2.3.2.2.

externes Drehmoment wirkt“. **Synthetische Schwungmasse** ist nach Art. 2 Nr. 34 RfG-VO „die **Fähigkeit** einer nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, die Wirkung der Schwungmasse einer synchronen Stromerzeugungsanlage in vorgegebenem Umfang zu ersetzen“.

In Art. 13 ff. RfG-VO finden sich die Anforderungen an die verschiedenen Stromerzeugungsanlagen. Je nach **Typ der Stromerzeugungsanlage** sind unterschiedliche Vorgaben in Bezug zur Frequenzhaltung, insbes. auch in Bezug zur Schwungmasse, einzuhalten. Beispielsweise hat der Eigentümer der Gesamteinrichtung für den Typ B (Schwellenwert in Kontinentaleuropa ist hier 1 MW)⁶⁹ eine nach Prioritäten sortierte Schutz- und Regelvorrichtung zu organisieren. Schon auf dem zweiten Platz der Prioritätenliste findet sich „ggf. *synthetische Schwungmassen*“ und darauffolgend auf dem dritten Platz „*Frequenzregelung (Anpassung der Wirkleistungsabgabe)*“, Art. 14 Abs. 5 lit. c Ulit. ii f. RfG-VO.

In Art. 15 Abs. 2 lit. d Ulit. iv) RfG-VO (Typ C, Schwellenwert in Kontinentaleuropa ist 50 MW)⁷⁰ wird vorgegeben, dass die anfängliche Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe nicht unangemessen verzögert werden darf. Zulässig ist danach eine **maximale Verzögerung von zwei Sekunden**.⁷¹ Für Stromerzeugungsanlagen ohne Schwungmasse kann der relevante ÜNB einen kürzeren Zeitraum als zwei Sekunden festlegen. Die Festlegung dieses Reaktionsverhalten ist notwendig, wenn ein der Primärregelleistung zeitlich vorgelagertes „Momentanreserveprodukt“ nachgebildet werden soll.

Eine besondere Anforderung trifft nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C. Bezüglich der Einhaltung der Frequenzhaltung kann der relevante ÜNB festlegen, dass die nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen bei sehr schnellen Frequenzabweichungen **synthetische Schwungmasse bereitstellen müssen**, Art. 21 Abs. 2 lit. a RfG-VO. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage bezeichnet dabei eine Einheit oder Reihe von Einheiten zur Erzeugung von Strom, die entweder nicht synchron oder mithilfe von Leistungselektronik an das Netz angeschlossen sind und zudem über einen einzelnen Netzanschlusspunkt mit einem Übertragungsnetz, einem Verteilnetz (einschließlich geschlossener Verteilnetze) oder einem HGÜ-System verfügen, Art. 2 Nr. 17 RfG-VO.

⁶⁹ Vgl. Art. 5 Abs. 2 Tabelle 1 RfG-VO.

⁷⁰ Vgl. Art. 5 Abs. 2 Tabelle 1 RfG-VO.

⁷¹ Vgl. Art. 15 Tabelle 5, Parameter für die vollständige Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe aufgrund eines Frequenzsprungs (Erläuterung zu Abbildung 6). RfG-VO

3.2.1.2 EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL)

Sinn und Zweck dieser Verordnung ist die **Gewährleistung** der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und eine effiziente Nutzung des Verbundsystems, insbes. mit Bestimmungen zur Schaffung eines Unionrahmens für die Leistungs-Frequenz-Regelung und Reserven, vgl. Art. 1 SOGL. Ausdrückliches Ziel dieser Verordnung ist die Gewährleistung der erforderlichen Bedingungen für die **Aufrechterhaltung der Frequenzqualität in allen Synchrongebieten der gesamten Union**, Art. 4 Abs. 1 lit. e SOGL. Dabei sind die ÜNB bspw. verpflichtet, untereinander in Echtzeit Daten zum Netzzustand, insbes. zur Frequenz, zu Frequenzwiederherstellungs-Regelfehlern oder spezifischen Netzzuständen auszutauschen, Art. 42 Abs. 1 lit. a, b, e SOGL.

In Teil IV der SOGL, Art. 118 ff. SOGL, sind die konkreten Bestimmungen zum Bereich Leistungs-Frequenz-Regelung und Regelreserven enthalten. Die **Regelungen zur Frequenzqualität** finden sich in Art. 127 ff. SOGL. Dabei bestimmt Art. 127 Abs. 2 SOGL, dass die Nennfrequenz für alle Synchrongebiete 50 Hertz ist. Des Weiteren enthält dieser Artikel Werte der **qualitätsbestimmenden Frequenzparameter** (Absatz 1) sowie **Frequenzqualitäts-Zielparameter** (Absatz 4), die von den ÜNB nach bestem Bemühen einzuhalten sind (Absatz 9 S. 1). Ein qualitätsbestimmender Frequenzparameter ist bspw. die Nennfrequenz (s. Absatz 1 lit. a). Der Frequenzqualitäts-Zielparameter ist die maximale Anzahl Minuten außerhalb des Standardfrequenzbereichs pro Jahr und Synchrongebiet; dieser ist vom jeweiligen ÜNB mindestens einmal jährlich auf Einhaltung zu überprüfen (Absatz 4 Hs. 1, Absatz 9 S. 2).

Nach Art. 152 der SOGL ist jeder ÜNB zudem verpflichtet, seine Regelzone mit einer nach oben und nach unten ausreichenden Wirkleistungsreserve, die geteilte oder ausgetauschte Reserven einschließen kann, zu betreiben. So soll sichergestellt werden, dass er Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb seiner Regelzone begegnen kann. Dabei regelt jeder ÜNB den in Art. 143 SOGL definierten Frequenzwiederherstellungs-Regelfehler (FRCE),⁷² um die innerhalb des Synchrongebiets benötigte Frequenzqualität in Zusammenarbeit mit allen ÜNB in demselben Synchrongebiet zu erreichen.

In Art. 39 SOGL wird die Momentanreserve im Rahmen des „*Managements für die dynamische Stabilität*“ adressiert. Im Absatz 3 finden sich konkrete Vorgaben wie der Bedarf und die Installationen einer **Mindestschwungmasse**, die für die Frequenzstabilität des gesamten Synchrongebietes relevant ist, ermittelt und umgesetzt werden sollen. In einem ersten Schritt sollen **alle ÜNB** des Synchrongebietes zwei Jahre nach Inkrafttreten der

⁷² Frequency Restoration Control Error, Art. 3 Abs. 2 Nr. 43 SOGL.

Verordnung eine **gemeinsame Studie** durchführen, um festzustellen, ob eine erforderliche Mindestschwungmasse festgelegt werden muss, in der auch Kosten, Nutzen sowie mögliche Alternativen berücksichtigt werden. Die Verordnung ist im September 2017 in Kraft getreten, vgl. Art. 192 SOGL.

Dieser Prozess soll auch künftig alle zwei Jahre wiederholt werden, Art. 39 Abs. 3 lit. a SOGL. Sollte aufgrund dessen eine Mindestschwungmasse als notwendig erachtet werden, sollen die ÜNB eine **gemeinsame Methode zur Festlegung der Mindestschwungmasse** erarbeiten. Diese Methode muss innerhalb von sechs Monaten nach Fertigstellung der Studie beschlossen sein, Art. 39 Abs. 3 lit. b SOGL. In einem letzten, dritten Schritt setzt der jeweilige ÜNB die Vorgaben für Mindestschwungmasse in seiner Regelzone nach der festgelegten Methode um, Art. 39 Abs. 3 lit. c SOGL. Irland hat hier bereits Festlegungen getroffen. Derzeit ist festgelegt, dass die gesamte Trägheit der Insel nicht unter 23.000 MW fallen darf.⁷³

Bisher ist eine **Studie für den nordischen Teil des Stromsystems** mit dem Titel „Requirement for minimum inertia in the Nordic power system“ im Juni 2019 veröffentlicht worden.⁷⁴ In dieser Studie wird festgestellt, dass der nordische Teil des Stromsystems absehbar keiner Festlegung einer Mindestschwungmasse bedarf. Vorgeschlagen wird, dass es unter Berücksichtigung sozioökonomischer Aspekte, Durchführbarkeit und Risiko effizient sei, schnelle Frequenzreserven (FFR – fast frequency reserves) als Ergänzung zu den Frequenzhaltungsreserven (FCR – frequency containment reserves)⁷⁵ vorzuhalten. Zusätzlich könne eine Begrenzung der Referenzzeitpunktes die Frequenzstabilität gewährleisten.⁷⁶

Eine Studie für Kontinentaleuropa – und damit auch für den nationalen (deutschen) Bereich – ist vorhanden, aber nicht öffentlich verfügbar.⁷⁷ Nach Auskunft der BNetzA geht aus dem Bericht hervor, dass für Kontinentaleuropa (derzeit) keine Anforderungen zur Festlegung einer Mindestschwungmasse für den Normal- und Alarmzustand erforderlich sind und die ÜNB dies alle 2 Jahre überprüfen sowie ihre Studie aktualisieren. Angemerkt werden kann, dass auf Grund der Größe des synchronen Bereiches in Kontinentaleuropa, die Abnahme an Trägheit

⁷³ EirGrid/SONI, Operational Constraints Update, 30. April 2020, Online-Veröffentlichung: www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/OperationalConstraintsUpdateVersion1_93_Apr_2020.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁷⁴ ENTSO-E, Requirement for minimum inertia in the Nordic power system, Version 1.0, 26.06.2019, Online-Veröffentlichung: https://energimarknadsinspektionen.se/Documents/Projekt/Natkoder/SO/SO_Artikel_39.3_requirement.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁷⁵ Frequency containment reserves bezeichnet die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven, Art. 3 Abs. 2 Nr. 6 SOGL.

⁷⁶ ENTSO-E, a.a.O., S. 7 f.

⁷⁷ Nach Anfrage vom 09.07.2020 bei der Bundesnetzagentur ist der ENTSOE-Bericht "Requirement for minimum inertia as per Article 39 of SO GL: Dynamic Stability Management Version 1.1" vom 15.05.2019 für Kontinentaleuropa im September 2019 der BNetzA vorgelegt worden. Der letzte online verfügbare Bericht ist von 2016: ENTSO-E, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors (Inertia Report - Continental Europe), März 2016, Online-Veröffentlichung: <https://docs.entsoe.eu/dataset/inertia-report-continental-europe>, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

(systemimmanente Momentanreserve) weniger schnell signifikant werden wird, als eine Trägheitsverringern in kleinen synchronen Bereichen wie Irland (Republik Irland und Nordirland) und Großbritannien.⁷⁸

3.2.1.3 EU-Verordnung zu Notzustand und Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (ER-VO)

Der Netzkodex zum Notzustand und Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (ER-VO)⁷⁹ ist hier außerdem noch erwähnenswert. Dieser Netzkodex enthält Bestimmungen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten, die Ausbreitung oder Verschlimmerung einer Störung und Blackout-Zustände zu verhindern und im Falle eines Not- oder Blackoutzustands einen effizienten und raschen Wiederaufbau des Stromnetzes zu ermöglichen, Art. 1 ER-VO. Im Zusammenhang mit der Momentanreserve ist hier beispielsweise Art. 15 Abs. 7 lit. b ER-VO zu nennen. Jeder ÜNB und Verteilnetzbetreiber (VNB) muss demnach bei der Umsetzung des Konzepts für den automatischen Unterfrequenzlastabwurf die Netztrennung von Stromerzeugungsanlagen minimieren, insbesondere wenn sie Schwungmasse bereitstellen. Dies zeigt noch einmal deutlich die Bedeutung der Schwungmassen – und somit der Momentanreserve – für ein stabiles Netzsystem. Des Weiteren finden sich in Art. 28 ff. ER-VO weitere Vorgaben für die Frequenzhaltung.

3.2.1.4 Rolle der ENTSO-E und der EU-VNBO

Die Hauptaufgabe der ENTSO-E ist die Organisation des grenzüberschreitenden Netzbetriebs. Dazu arbeitet sie die – zum Teil bereits oben genannten – Netzkodizes aus, um einen optimalen Netzbetrieb zu gewährleisten.⁸⁰ An der Erarbeitung des Netzkodex SOGL waren beispielsweise die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, die ENTSO-E und die jeweiligen Interessenträger beteiligt.⁸¹ Im Zusammenhang mit der ENTSO-E ist auch die im Vergleich noch relativ neue europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNB) zu nennen. Zu ihren Aufgaben gehört es, sich an der Ausarbeitung der Netzkodizes zu beteiligen, vgl. Art. 55 Abs. 1 lit. f Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (Elektrizitätsbinnenmarkt-VO).⁸²

⁷⁸ Vgl. ENTSO-E, European Power System 2040, S. 30 (System inertia trends), Online-Veröffentlichung: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁷⁹ Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes.

⁸⁰ Gundel, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Werkstand: 104. EL Dezember 2019, Europäisches Energierecht, Rn. 59.

⁸¹ Vgl. Erwägungsgrund Nr. 17 der SOGL.

⁸² Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Im Zusammenhang mit der Thematik Momentanreserve ist auch das Übersichtsdokument der ENTSO-E „Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation – ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection“⁸³ von Januar 2018 anzuführen. In diesem Dokument wird der Regelungsbedarf in Hinblick auf die Erbringung von synthetischer Momentanreserve dargestellt.

3.2.1.5 Zusammenfassung zum europäischen Status quo

Der EU-Gesetzgeber und seine Institutionen, insbes. die ENTSO-E, haben die Frage der ausreichenden Bereitstellung von Momentanreserve für die Zukunft im Blick. Aktuell wird insbesondere geprüft, ob und inwieweit Momentanreserve i.S.e. Mindestschwingmasse für das System bereitgestellt werden muss. Dabei sind insbesondere auch die ÜNB im Rahmen von Studien nach Art. 39 SOGL gefordert. Wie jedoch die künftige Methode für eine ausreichende Bereitstellung von Momentanreserve ausgestaltet sein soll (vgl. für die Gestaltungsoptionen Abschnitt C.3.1), bleibt bisher unklar. Eine Tendenz zur inhärenten Bereitstellung durch die Erzeugungsanlagen selbst per rechtlicher Regelung und Monitoring durch den ÜNB oder eine Beschaffung über eine outputorientierte Anreizsetzung („designer Markt“) – oder eine Ausgestaltung mit beiden Varianten – ist derzeit nicht absehbar. Auch weitere zentrale Gestaltungsfragen wie bspw. eine technologiespezifische Gestaltung oder die Anwendung des gleichen Ansatzes über verschiedene technische Optionen hinweg, sind bisher nicht geklärt.

3.2.2 Nationale Regelungen

Die Erbringung von Momentanreserve als Frequenzhaltungsreserve (FCR, oder auch Wirkleistungsreserve) durch Anlagenbetreiber, insbes. in der Höchstspannung, wird in Deutschland als Bedingung für den Netzzugang (§ 20 Abs. 1 EnWG) vorausgesetzt (vgl. ehemals Ziff. 5.2. Transmission Code 2007, jetzt TAR Höchstspannung (VDE-AR-N 4130)).⁸⁴ Aktuell besteht hier keine Knappheit, weswegen auch keine marktliche Beschaffung vorgesehen ist.

⁸³ ENTSO-E, Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation – ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, Online-Veröffentlichung: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_Need_for_Synthetic_Inertia_final.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁸⁴ Britz/Herzmann/Arndt, in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 20 Rn. 13; Die TAR Höchstspannung (VDE-AR-N 4130) ersetzt seitdem 27. April 2019 den TransmissionCode 2007 in Abschnitt 3 und Abschnitt 5.

3.2.2.1 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen (§ 13 EnWG)

Die ÜNB sind gemäß § 13 EnWG zur Wahrnehmung der Systemverantwortung verpflichtet. Sie müssen für die jeweilige Regelzone das Leistungsgleichgewicht sicherstellen (Frequenzhaltung), wenn es zu Abweichungen im Bilanzkreis kommt. Das Bilanzkreismanagement ist eine marktbezogene Tätigkeit und es ist die Aufgabe der Netzbetreibers ein Gleichgewicht zwischen vorhergesagter und realer Last herzustellen. Einzelheiten des Bilanzkreissystems sind in §§ 4, 5 StromNZV⁸⁵ geregelt.

3.2.2.2 Sicherstellung der Übertragung von Elektrizität durch die ÜNB (§ 12 EnWG)

Nach § 12 Abs. 3 S. 1 EnWG ist der jeweilige ÜNB verpflichtet, dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen und die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen. Dabei kommt es insbesondere auch auf die Zuverlässigkeit des Netzes im Wege der Versorgungssicherheit an. Im zweiten Satz wird konkretisiert, dass die ÜNB dafür die entsprechenden technischen Anlagen bereitzustellen haben, auch wenn sie keine Anlagen zur Erzeugung der elektrischen Energie darstellen.

In der entsprechenden Gesetzesbegründung von 2011 finden sich folgende Ausführungen zu § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG 2011: *„Der Einsatz auch von erzeugungsunabhängigen Techniken zur Gewährleistung der Netzstabilität (insbesondere Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung, wie beispielsweise Kondensatorenanlagen, Kompensationsspulen, FACTS oder Phasenschiebergeneratoren ggfs. in Kopplung mit Schwungradspeichern) ist erforderlich, da durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien die Transportentfernungen und die zu übertragenden Leistungen im Übertragungsnetz zunehmen, sich zum Teil die Transportrichtungen ändern, und dadurch insgesamt die Netzstabilität – auch negativ – beeinflusst werden kann und zugleich (zeitweise bei niedriger Residuallast) weniger konventionelle Kraftwerke einen Beitrag zur Netzstabilität leisten können.“*⁸⁶

Damit wird in dieser Gesetzesbegründung von 2011 bereits deutlich, dass der Gesetzgeber eine potenzielle Gewährleistungslücke im Bereich der Momentanreserve erkannt, sowie die Möglichkeit diese Lücken mit erzeugungsunabhängigen technischen Optionen zu schließen, in Betracht gezogen hat.

⁸⁵ Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706, geändert worden ist.

⁸⁶ BT-Drs. 17/6072, S. 66 f.

3.2.2.3 Auswirkung auf den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien (§ 14 EEG 2021)

Im derzeitigen System ist der Erhalt von Momentanreserve besonders im Rahmen von § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021⁸⁷ (ab 01.10.2021: § 13 Abs. 1a und § 13a Abs. 1 EnWG - neu -)⁸⁸ – Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien – relevant. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021 ist eine Grundsatz-Ausnahme-Regelung. Der Netzbetreiber muss bei der Einspeisung grundsätzlich den Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung wahren. Nur ausnahmsweise darf der Netzbetreiber gem. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021 eine Abregelung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung vornehmen. Eine Ausnahme liegt z. B. dann vor, wenn der Netzbetreiber nur durch die sonstigen (konventionellen) Stromerzeuger seine Versorgungsverpflichtung gewährleisten könnte. Zu den Versorgerpflichten gehört auch, dass auf eine ausreichende Momentanreserve im Elektrizitätsversorgungssystem zugegriffen werden kann.⁸⁹ Damit könnte gerechtfertigt werden, auch zukünftig noch konventionelle Kraftwerke am Netz zu halten und Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK abzuregeln, um ausreichend Momentanreserve sicherzustellen.

3.2.2.4 Zusammenfassung zum nationalen Status quo

Im derzeitigen Rechtsrahmen spiegelt sich wider, dass derzeit kein akuter Bedarf für zusätzliche Bereitstellung von Momentanreserve besteht, da im System ausreichend Momentanreserve immanent vorhanden ist. Dementsprechend gibt es in Deutschland auch noch keine Änderungen am System für die Beschaffung von Momentanreserve. Aus rechtlicher Perspektive stellt sich im Status Quo die Situation so dar, dass der jeweilige ÜNB die Systemverantwortung, insbes. auch bezüglich der Frequenzabweichung im kürzesten Zeitfenster, trägt. Die „Beschaffung“ von Momentanreserve erfolgt vereinfacht dargestellt über die Anschlussbedingungen der konventionellen Stromerzeugungseinheiten an das Stromnetz, welche vom ÜNB überwacht werden. Ein solches Vorgehen kann als Monitoring eingeordnet werden, welches sich auf einen bestimmten Bereich (Kraftwerke mit Schwungmasse) fokussiert und somit als entbündeltes Vorgehen bezeichnet werden kann. Da für die bereitgestellte Momentanreserve keine spezielle Vergütung erfolgt, gibt es keine weiterführenden Regelungen zur Festlegung des Vergütungsniveaus.

⁸⁷ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138).

⁸⁸ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.5.2019, BGBl. I 2019 S. 706: Die Neuregelung ist eine Anpassung nach Art. 62 VO 943/2019/EU und zulässige Detailregelung zu Art. 13 VO 943/2019/EU.

⁸⁹ BT-Drs. 17/6071, S. 64; Lültsdorf, in Danner/Theobald, Energierecht, 97. EL April 2018 Rn. 25, 26; Salje, EEG 2014, § 14 Rn. 3.

Im Gegensatz zum europäischen Rechtsrahmen fehlt es im nationalen Rechtsrahmen an langfristigen Überlegungen zur künftigen Sicherstellung von Momentanreserve. Im schlechtesten anzunehmenden Fall könnte dies dazu führen, dass konventionelle Kraftwerke zur Sicherstellung der Netzstabilität länger am Netz bleiben müssen, wenn anderweitig keine Momentanreserve zur Verfügung gestellt werden kann. In der Konsequenz ist dies potenziell ein erheblicher Stolperstein für das Voranbringen der Energiewende und das Erreichen der Klimaziele.

4 Entwicklungs- und Lösungsansätze (auf europäischer Ebene)

4.1 Entwicklung gesamteuropäischer Konzepte

Soweit die Erbringung von Momentanreserve in Zukunft unsicher wird, bedarf es eines gesamteuropäischen Konzepts dem entgegen zu wirken. Dies liegt darin begründet, dass Zentraleuropa in einem weltweit einzigartigen synchronen Netzverbund organisiert ist und somit besondere Eigenschaften bestehen.⁹⁰

Die Entwicklung gesamteuropäischer Konzepte ist essenziell, insbes. für die Beherrschung von System-Splits.⁹¹ Dabei ist die Inselfähigkeit⁹² der betreffenden Netze eine wichtige Voraussetzung. Beispielsweise ist eine ausreichende Telekommunikationstechnik wichtig, damit EE-Anlagen sich nach einem Blackout nicht unkoordiniert in das Netz schalten. Denn dies könnte einen Versorgungwiederaufbau verhindern.⁹³

Der Prozess ist bereits angestoßen. Wie oben dargestellt gibt Art. 39 SOGL vor, dass die ÜNB in einer gemeinsamen Studie den Bedarf an Mindestschwingmasse und deren Bereitstellungsoptionen eruieren sollen. Begleitend dazu hat die ENTSO-E einen Stakeholder-Prozess mit drei Workshops durchgeführt.⁹⁴ Konkrete Vorschläge für Kontinentaleuropa liegen bisher jedoch nicht vor.⁹⁵

⁹⁰ Dena, Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030., S. 12.

⁹¹ Vertiefend: ENTSOE, Oktober 2019, S. 31 ff., Online-Veröffentlichung: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP_documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁹² Vertiefend Online-Veröffentlichung: www.energie-lexikon.info/inselnetz.html, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁹³ Dena, Systemdienstleistungen, a.a.O., S. 29 ff. (40).

⁹⁴ ENTSO-E, System Operation Guideline: 3rd stakeholder workshop on dynamic stability assessment and studies on minimum required inertia, 15.05.2019, Online-Veröffentlichung: www.entsoe.eu/events/2019/05/15/system-operation-guideline-3rd-stakeholder-workshop-on-dynamic-stability-assessment-and-studies-on-minimum-required-inertia/, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁹⁵ S. o. 3.2.3.2.1.3.2.1.4.

4.2 Beispielhafte Lösung(-ansätze) anderer Staaten

4.2.1 Irland

Irland (Republik Irland und Nordirland) bildet aufgrund seiner geografischen Lage eines der kleinsten synchronen Stromnetze in der EU. Entsprechend haben die dortigen Netzbetreiber (EirGrid (irische Übertragungsnetzbetreiber), SONI (Übertragungsnetzbetreiber von Nordirland)) eine Kombination von Maßnahmen umgesetzt, um die Probleme mit geringerer vorhandener Systemträgheit, auch aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien und damit einhergehenden höheren Frequenzschwankungen anzugehen. Für Irland wird erwartet, dass die momentane hohe Durchdringung von umrichtergekoppelter Erzeugung (hauptsächlich durch Windenergieanlagen) schrittweise auf 75 % ansteigt.⁹⁶ Als erste Maßnahme wurden die Einstellungen der an das Verteilungssystem angeschlossenen Windturbinen, die mit einem frequenzabhängigen Wechselrichter ausgestattet sind, von 0,5 Hz/s auf 1 Hz/s erhöht. Als zweite Maßnahme wird im irischen Netz ständig die Trägheit überwacht und über einem bestimmten Mindestwert (aktuell 23.000 MW) gehalten, indem die Mindestgenerierungsniveaus einer Reihe von Einheiten sofort reduziert und ein neuer Systemdienst namens SIR (Synchronous Inertial Response) eingeführt wurde. SIR ist ein Produkt, das synchrones Trägheitsverhalten (von Synchrongeneratoren auf der Grundlage der verfügbaren, gespeicherten kinetischen Energie) bereitstellt, um das Management von Systemereignissen innerhalb jeder Halbstundenperiode zu unterstützen. Insoweit ist das irische Stromversorgungssystem das erste System, in dem für die Bereitstellung von Momentanreserve (Trägheiten) eine Vergütung gezahlt wird.⁹⁷ Auf diese Weise tragen große Windparks in Irland bereits signifikant zur Netzstabilität bei. Damit zeigt sich, dass auch die volatile Erzeugung von Windparks und die damit grundsätzlich verbundenen Schwankungen bei der Einspeisung und deren Auswirkungen auf die Netzfrequenz sehr gut ausgeglichen werden können.⁹⁸ Hiervon können auch andere europäische Länder wie Deutschland lernen, wo immer noch große Mengen an Windstrom abgeregelt werden, weil andernfalls die Stabilität des Stromnetzes gefährdet wäre.

4.2.2 Großbritannien

Auch in Großbritannien wird heute bereits aktiv die Trägheit des Stromsystems in Echtzeit überwacht. Die vorhandene Momentanreserve wird auf Basis der laufenden synchronen

⁹⁶ Asset, Report: Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions. S. 54 (s. a. die Übersicht in Tabelle 7), Online-Veröffentlichung: https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2018/12/EC_EUES_4NT_0631748_000_01_NTE.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁹⁷ Vertiefend: Asset, Report: Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions. S. 52 ff., Online-Veröffentlichung: https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2018/12/EC_EUES_4NT_0631748_000_01_NTE.pdf, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

⁹⁸ Schröder, a.a.O.

Generatoren und einer Schätzung der Trägheit aus der eingebetteten Erzeugung und Nachfrage – diese Schätzung stammt aus einer Analyse, die während eines Hochfrequenzereignisses im Jahr 2003 durchgeführt wurde –⁹⁹ bestimmt. Der britische Übertragungsnetzbetreiber (National Grid) hat im Rahmen des Projekts SIM¹⁰⁰ ein neues System, bekannt als GridMetrix,¹⁰¹ getestet, mit dem man die im Netz verfügbare Trägheit in Echtzeit messen kann. Die Fähigkeit, die Trägheit in Echtzeit genau zu messen, ermöglicht es den Systembetreibern, das Netz effizienter zu verwalten und Dienste zu Frequenzstabilisierung zu beschaffen.

In Hinblick auf die Beschaffung von Momentanreserve hat National Grid ESO Anfang 2020 mit fünf Parteien Verträge im Wert von 328 Millionen Pfund Sterling über einen Zeitraum von sechs Jahren abgeschlossen, die einen neuen, innovativen und weltweit ersten Ansatz für das Management der Stabilität des Elektrizitätssystems darstellen.¹⁰² Insgesamt beschaffen die Verträge 12,5 GW Trägheit, was der Momentanreserve von etwa fünf Kohlekraftwerken entspricht. Dabei werden entweder neue Anlagen, wie z. B. ein Schwungrad von General Electric („Rotating Stabilizer Technology“), installiert oder die bestehende Infrastruktur – wie stillgelegte Kraftwerke – so modifiziert, dass sie Energie aus dem Netz beziehen, also synchron geschaltet sind, damit deren Turbinen Momentanreserve bereitstellen können, ohne dass dabei Strom aus fossilen Quellen erzeugt wird.

Aufbauend auf dieser Sicherheit untersucht National Grid ESO weiterhin, wie Momentanreserve durch neue und innovative Technologien bereitgestellt werden kann. Es wird z.B. untersucht, wie virtuelle Synchronmaschinen zur Bereitstellung von Momentanreserve beitragen können.¹⁰³

Großbritannien ist insoweit schon weiter fortgeschritten als Deutschland bei der Frage, wie in einem System (fast) ohne klassische Turbinenkraftwerke Momentanreserve bereitgestellt werden kann. Eine finale Lösung, die z. B. auf das deutsche bzw. kontinentaleuropäische Netz übertragen werden könnte, liegt jedoch noch nicht vor.

⁹⁹ Watt-Logic, Measuring grid inertia accurately will enable more efficient frequency management, 12.10.2017, Online-Veröffentlichung: <http://watt-logic.com/2017/10/12/inertia/>.

¹⁰⁰ Projekt SIM, Reactive Technologies and National Grid Deliver Grid Stability Measurement World First, 03.10.2017, Online-Veröffentlichung: www.reactive-technologies.com/news/reactive-technologies-and-national-grid-deliver-grid-stability-measurement-world-first/, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

¹⁰¹ Reactive Technologies, GridMetrix, The World's First Inertia Measurement Service, Online-Veröffentlichung: www.reactive-technologies.com/grids/gridmetrix/, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

¹⁰² National Grid ESO, National Grid ESO outline new approach to stability services in significant step forwards towards a zero-carbon electricity system, 29.01.2020, Online-Veröffentlichung: www.nationalgrideso.com/media/national-grid-eso-outline-new-approach-stability-services-significant-step-forwards-towards, zuletzt aufgerufen am 12.02.2021.

¹⁰³ National Grid ESO, The potential operability benefits of Virtual Synchronous Machines and related technologies, April 2020, www.nationalgrideso.com/document/168376/download, zuletzt aufgerufen 12.02.2021.

5 Fazit

Insgesamt zeigt sich, dass der Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve an vielen Stellen schon mitgedacht wird, jedoch noch kein akuter Handlungsbedarf besteht. Einigkeit besteht insoweit, dass sich dies in Zukunft ändern kann und sukzessiv mehr Momentanreserve bereitgestellt werden muss. Dies gilt insbesondere mit dem Voranschreiten der Energiewende und den damit verbundenen Abbau systeminhärenter Momentanreserve in den konventionellen, fossil betriebenen Kraftwerken.

Es gibt verschiedene technische Lösungsmöglichkeiten, um unabhängig von der fossilen Energieerzeugung Momentanreserve zur Verfügung zu stellen. Aufgezeigt wurden hier etwa die Potenziale von rotierenden Phasenschiebern, Schwungradspeicher, umrichtergekoppelten Erzeugern und Verbrauchern (s.o. 2.).

In diesem Zusammenhang sollte der regulatorische Rahmen so angepasst werden, dass Stromerzeugungsanlagen für erneuerbaren Energien, insbesondere Windkraftanlagen und Freiflächen-Solarkraftwerke, aber auch Großbatterien zur Erbringung von Momentanreserve in Zukunft so ausgestattet werden, dass Deutschland seine Systemverantwortung im europäischen Stromverbundnetz jederzeit vollumfänglich wahrnehmen kann.

Positiv zu werten ist, dass der deutsche Gesetzgeber zunehmend auch die Momentanreserve als essenzielles Thema für ein Stromnetz ohne konventionelle Stromerzeuger im Blick hat. Dies zeigt sich insbesondere im Gesetzentwurf für das Kohleausstiegsgesetz¹⁰⁴ von Anfang 2020. In der Erweiterung der Aufgaben der Bundesnetzagentur im Rahmen von § 51 EnWG, der das Monitoring der Versorgungssicherheit umfasst, soll künftig stärker als bisher der Aspekt der Stabilität im Übertragungsnetz in die Bewertung einbezogen werden. Dazu gehört insbesondere auch die Frequenzhaltung, sowie u. a. Momentanreserve zur Vermeidung und Beherrschung von sog. „Systemsplits“.¹⁰⁵

Grundlegend muss jedoch vertieft diskutiert werden, wie aus systemischer Perspektive ausreichend Momentanreserve an den nötigen Punkten beschafft werden und so zur sicheren Stromversorgung in der Zukunft beitragen kann. Das Monitoringverfahren nach § 39 SOGL auf europäischer Ebene ist ein erster Schritt in die richtige Richtung. Die Gesetzgeber auf europäischer und nationaler Ebene sind hier jedoch weiter gefragt, zu eruieren, auf welchem Weg oder Wegen am sinnvollsten die Momentanreserve beschafft werden kann. Dazu sind vorab die Fragen zu klären, ob bzw. inwiefern eine systemische Ausstattung von EE-Anlagen mit Wechselrichtern ausreichend sein kann und entsprechend die Gesetzgeber dies als

¹⁰⁴ Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze, BT-Drs. 19/17342.

¹⁰⁵ BT-Drs. 19/17342, S. 155.

Netzanschlussbedingung in den Rechtsrahmen aufnehmen müssen. Eine andere Möglichkeit wäre, die Anforderungen an Regelleistungserbringung anzupassen. Denkbar wäre hier, dass der Zeitraum von 2 Sekunden, nach dem die Primärregelleistung nach der Momentanreserve greift, bspw. auf eine Sekunde verkürzt oder ein entsprechendes Produkt vor der Primärregelleistung und nach der Momentanreserve geschaffen wird. Sind diese Möglichkeiten nicht ausreichend, muss über weitere Alternativen frühzeitig diskutiert werden, insbesondere über eine marktliche Beschaffung.