

**Einordnung des Verhaltens dezentraler  
Erzeugungsanlagen bei  
Frequenzabweichungen  
Endbericht**

# Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der System-sicherheit im deutschen Stromnetz

## Arbeitspaket 2.1: Einordnung des Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Von:

**Navigant (Ecofys):** Michael Döring, David Beier, Dr. Karsten Burges, Benjamin Munzel

**IFK (Universität Stuttgart):** Michael Salzinger, Prof. Dr. Hendrik Lens

**Datum:** 31. Dezember 2018

**Projekt-Nummer:** ESMDE16707

© Navigant (Ecofys) 2018 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

## Kontakt

Ecofys - A Navigant Company

Ecofys Germany GmbH  
Albrechtstraße 10 c, 10117 Berlin

Tel: +49 30 7262141 0

Fax: +49 30 29773579-99

[info@ecofys.com](mailto:info@ecofys.com)

[ecofys.com](http://ecofys.com)

**Ecofys - A Navigant Company**

**Ecofys Germany GmbH** | Albrechtstraße 10 c | 10117 Berlin | **T** +49 30 72621410 | **E** info@ecofys.com | **I** ecofys.com

**Geschäftsführer** Scott S. Harper, Julie M. Howard, Monica M. Weed | **Handelsregister** Amtsgericht Köln | **Handelsregisternr.** HRB 28527 | **Ust-ID-Nr.** DE 187378615

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>2</b>
<b>2 Arbeitspaket 2 – Sicherstellung eines netzkonformen Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen</b>	<b>3</b>
2.1 Aktueller Stand des Nachrüstungsprozesses	3
2.2 Zentrale Annahmen zum Frequenzverhalten von Erzeugungsanlagen	8
2.3 Beurteilung des verbleibenden Risikos	9
2.4 Ergebnisse der quantitativen Frequenzstudien	13
2.5 Maßnahmen zur Minderung des Risikopotentials	21
2.6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	23

## Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
DEWI	Deutsches Windenergie Institut GmbH
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
HVDC	High Voltage Direct Current
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFR	Leistungs-Frequenz-Regelung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
SCADA	System Control and Data Acquisition
TAR	Technische Anschlussregel
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

# 1 Einleitung

Die Umsetzung der Energiewende hat signifikante Auswirkungen auf den Transportbedarf im Übertragungsnetz. Ein Indiz für einen Wandel ist, dass sowohl Anzahl als auch Volumen der erforderlichen Maßnahmen zum Einspeisemanagement und zum Redispatch in den vergangenen Jahren massiv zugenommen haben. Im Jahr 2016 haben die Netzbetreiber 3,7 TWh Einspeisemanagementmaßnahmen ergriffen und 6,2 TWh sonstige Redispatch-Maßnahmen angefordert<sup>1</sup>. Hinzu kommen 1,2 TWh Stromerzeugung aus der Netzreserve. Die Aufwendungen der Netzbetreiber für diese Maßnahmen lagen im Jahr 2015 in der Größenordnung von 1 Mrd. EUR.

Um die Netzengpässe nachhaltig zu beseitigen, soll das Netz ausgebaut werden. Die Umsetzung der erforderlichen Netzausbauprojekte ist aber aktuell vielfach verzögert, so dass für die Zukunft ein weiterer Anstieg der Redispatch-Eingriffe und der damit verbundenen Redispatch-Kosten abzusehen ist. Dies lässt die Schlussfolgerung zu, dass das Übertragungsnetz derzeit und zumindest in der absehbaren Zukunft nicht für die an es gestellte Transportaufgabe ausgelegt ist.

Eine Verbesserung dieser Situation ist nicht nur bedeutsam für die effektive Nutzung der geförderten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) und die ökonomisch effiziente Deckung der Stromnachfrage. Sie ist auch entscheidend für die Aufrechterhaltung eines verlässlichen, sicheren Betriebs der Verbundsysteme in Deutschland und Europa. Dazu bedarf es Maßnahmen auf technischer, organisatorischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Ebene.

Zugleich erweisen sich einige technische Unzulänglichkeiten, die teils historisch gewachsen sind und das Gesamtsystem betreffen (Frequenzschutzeinstellungen, Ansteuerbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen) als hartnäckig.

Eine Verbesserung der Situation in all diesen Bereichen ist nicht nur bedeutsam für die eingespeisten EE-Mengen und die Kosten der Stromgestehung. Sie ist auch entscheidend für die Aufrechterhaltung eines verlässlich sicheren Betriebs der Verbundsysteme in Deutschland und Europa. Dies erfordert Maßnahmen auf technischer, organisatorischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Ebene.

Das Vorhaben soll die erforderlichen Anpassungen auf den verschiedenen benannten Ebenen herausarbeiten. Dabei wird es darum gehen, einerseits angemessene und andererseits – angesichts des fortschreitenden Wandels - vorausschauende Vorschläge zu erarbeiten.

Das Projektteam besteht aus Ecofys, Consentec, BBH und IFK (Universität Stuttgart). Ecofys ist Gesamtkoordinator der Studie. Der vorliegende Bericht fasst die Arbeiten zum AP 2.1 zusammen. Hier haben Ecofys und IFK (Universität Stuttgart) die federführende Bearbeitung übernommen.

---

<sup>1</sup> Bundesnetzagentur (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016.

## 2 Arbeitspaket 2 – Sicherstellung eines netzkonformen Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen

Trotz massiver Anstrengungen in Deutschland im Rahmen von zwei Nachrüstungsprogrammen verbleibt in Deutschland und Europa ein gewisser Bestand an dezentralen Erzeugungsanlagen mit als möglicherweise kritisch einzustufenden frequenzabhängigen Schutzeinstellungen. Daher werden europaweit die Vorgaben der ENTSO-E<sup>2</sup> zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs derzeit nicht vollständig erfüllt. In der vorliegenden Untersuchung inventarisieren und bewerten wir den verbleibenden Anlagenbestand mit kritischen Frequenzeinstellungen hinsichtlich der Systemsicherheit in Deutschland und Europa. Weiterhin ordnen wir mögliche Gegenmaßnahmen zur weiteren Reduzierung des Gefährdungspotentials ein.

Bisherige Untersuchungen von ENTSO-E (2014)<sup>2</sup> zu diesem Themenkomplex unterstellen ein Worst-Case Szenario (geringe Stromnachfrage, hohe EE-Einspeisung mit kritischen Einstellungen) für konkrete Stunden im Jahr. Dieser Ansatz kann verwendet werden, um festzustellen, ob in diesen extremen Fällen ein Systemrisiko besteht. Die bisherigen Analysen liefern jedoch keinen Beitrag zur Frage, wie oft das System innerhalb eines Jahres gefährdet ist. Darüber hinaus überschätzen die getroffenen Annahmen mit sehr geringer Eintrittswahrscheinlich grundsätzlich das Risiko, da sie von einer geringen Stromnachfrage und einer hohen Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen mit kritischen Schutzeinstellungen ausgehen. Der Großteil der kritischen Bestandsanlagen ist PV. Die getroffene Annahme entspricht somit einem unwahrscheinlichen Szenario, da eine geringe Nachfrage normalerweise nachts auftritt, wenn keine Einspeisung aus Solarstrom erfolgt.

Daher schlug das IFK (Universität Stuttgart) ein weiterentwickeltes Modell vor, bei dem jährliche stündliche Zeitreihen für die Last und die Einspeisung der kritischen Erzeugung verwendet werden. Dadurch wird die zeitliche Korrelation zwischen diesen Größen berücksichtigt. Außerdem kann die Anzahl der Stunden pro Jahr ermittelt werden, bei denen ein Referenzereignis zum frequenzbedingtem Lastabwurf ab rund 49,0 Hz führen würde.

### 2.1 Aktueller Stand des Nachrüstungsprozesses

Die geschätzte Verteilung kritischer Abschaltfrequenzen der verschiedenen Technologien basiert auf Daten von ENTSO-E und einzelnen ÜNB. Generell spiegeln die Daten den Stand Ende 2017 wider, beinhalten aber auch aktuelle Ergebnisse der laufenden Nachrüstprogramme in Deutschland.

In Deutschland erfolgt die Nachrüstung dezentraler Erzeugungsanlagen im Rahmen von zwei unterschiedlichen Programmen, die in den Verordnungen SysStabV 1.0 und SysStabV 2.0 geregelt sind, siehe Tabelle 1.

---

<sup>2</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Dispersed generation impact on CE region security,“ 2014. [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental\\_Europe/141113\\_Dispersed\\_Generation\\_Impact\\_on\\_Continental\\_Europe\\_Region\\_Security.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/141113_Dispersed_Generation_Impact_on_Continental_Europe_Region_Security.pdf)

Tabelle 1: Übersicht Nachrüstungsprogramme in Deutschland

	SysStabV 1.0	SysStabV 2.0
Technologie	PV	Wind, KWK, Bio, Wasser
Adressiertes Problem / Netzebenen	<b>50,2 Hz: NS (Fokus)</b> 49,5 Hz: MS und darüber	50,2 Hz: NS <b>49,5 Hz: MS und darüber (Fokus)</b>
Einbezogene installierte Leistung (Nieder- bis Höchstspannung)	Ca. 14,5 GW	Ca. 47,6 GW
Einbezogene Anlagenanzahl	Ca. 500.000	Ca. 19.600
In Kraft getreten / Start	2012	2015

Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die installierte Leistung der betroffenen Bestandsanlagen, die jeweils durch die zwei Programme adressiert werden. Ein kleiner Teil der von kritischen Frequenzeinstellungen betroffenen Bestandsanlagen wurde von der Nachrüstung im Vorfeld ausgeschlossen.

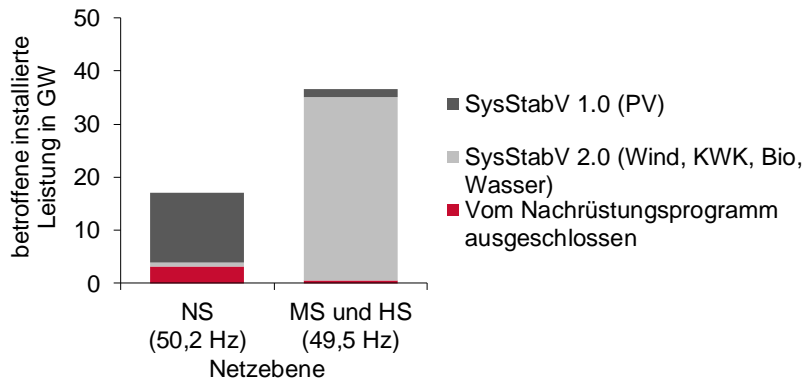


Abbildung 1: Einordnung der betroffenen installierten Leistung in die zwei Nachrüstungsprogramme für die Nieder-, Mittel- und Hochspannung

Der Nachrüstungsprozess der betroffenen Population mit kritischen Frequenzeinstellungen von 50,2 Hz ist abgeschlossen. Aktuell läuft noch der Nachrüstungsprozess von Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung und höheren Spannungsebenen mit kritischen Frequenzeinstellungen von 49,5 Hz, wobei der Nachrüstungsprozess dieser Anlagen im Laufe des Jahres 2019 abgeschlossen sein sollte. Nach dem Abschluss des Nachrüstungsprozesses ist es möglich, ein finales Bild der dann implementierten Frequenzeinstellungen in der betroffenen Population zu erhalten. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht den aktuellen Kenntnisstand der implementierten Frequenzeinstellungen kurz vor dem Abschluss der Programme in Deutschland.



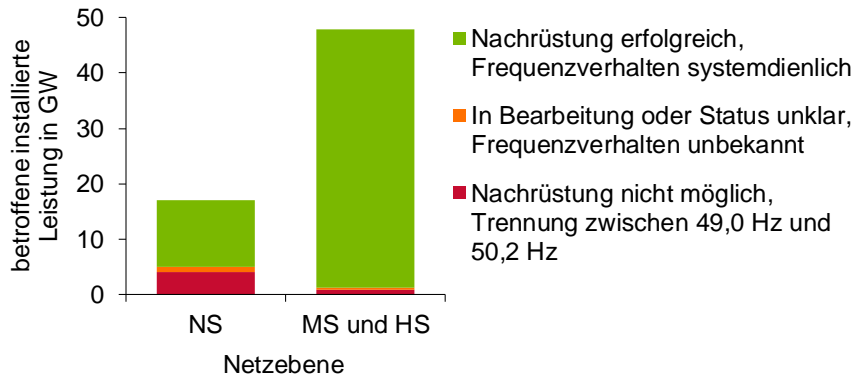


Abbildung 2: Übersicht zum aktuellen Frequenzverhalten der grundsätzlich betroffenen installierten Leistung, unter Berücksichtigung des Stands der Nachrüstung Ende 2018

Auf Basis der Informationen zum Nachrüstungsprozess und zum Stand der nachgerüsteten Anlagenleistung leiten wir im nächsten Schritt die maximal zu erwartende kritische Einspeisung von Erzeugungsanlagen in der Niederspannung ab. Dabei berücksichtigen wir Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Restmengen mit kritischen Frequenzeinstellungen (Frequenzeinstellung unbekannt: Anlagen, zu den keine valide Information hinsichtlich der Einstellungen vorliegt) und schätzen die Einspeisung in einem Band ab (obere und untere Abschätzung). Abbildung 3 illustriert die resultierende Einspeisung aus kritischen Erzeugungsanlagen in dieser Netzebene für Deutschland. Im Vergleich zur ENTSO-E Vorgabe liegen die verbleibenden Restmengen sehr dicht an der Zielvorgabe. Die Unsicherheit bei den Restmengen führt dazu, dass der tatsächliche Wert darunter oder leicht über der Zielvorgabe liegen kann.

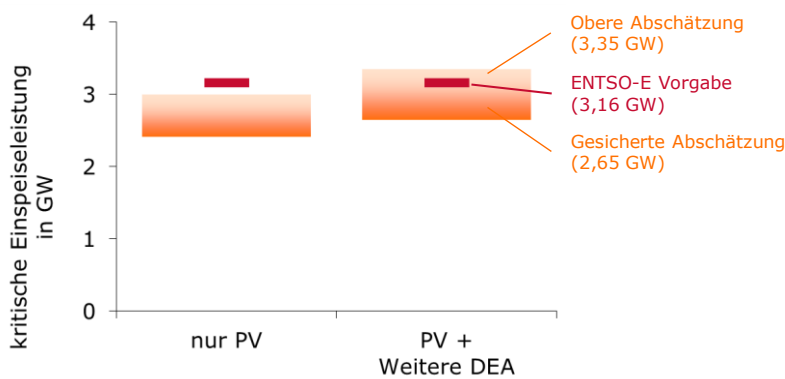


Abbildung 3: Abschätzung der maximal kritischen Einspeiseleistung der Anlagen in der Niederspannung (Deutschland)

Da der Nachrüstungsprozess für die Anlagen in der Mittelspannung und höheren Spannungsebenen (mit kritischen Frequenzeinstellungen von 49,5 Hz) noch nicht final abgeschlossen ist, können hier nur vorläufige Aussagen zur Abschätzung der kritischen Restmengen getroffen werden. Von den Anlagen, für die der Nachrüstungsprozess bereits abgeschlossen ist, mit einer installierten Leistung von mehr als 46,9 GW verbleiben mindestens rund 140 MW als kritisch (keine Nachrüstung möglich oder nur eingeschränkte Nachrüstung). Weiterhin ist zu berücksichtigen,

dass sehr kleine Anlagen von der Nachrüstung im Rahmen der SysStabV ausgeschlossen wurden. Diese Menge entspricht rund 700 MW. Die verbleibenden Anlagen mit potentiell kritischen Einstellungen zwischen 49,0 bis 50,0 Hz bei Unterfrequenz stufen wir im worst-case als systemkritisch ein. Die daraus resultierende Summe von maximal rund 1,2 GW liegt bereits unter der ENTSO-E Zielvorgabe bei Unterfrequenz von rund 1,3 GW. Somit kann trotz der verbleibenden kritischen Bestandsanlagen davon ausgegangen werden, dass Deutschland die Zielvorgaben von ENTSO-E bei Unterfrequenz erfüllt.

### Nachrüstungsstand in Europa

Neben Deutschland weisen auch weitere europäische Länder große Mengen an Bestandsanlagen mit kritischen Schutzeinstellungen auf. In den nachfolgenden zwei Abbildungen sind die verbleibenden kritischen Anlagenleistungen pro Land bei Über- und Unterfrequenz mit Stand Ende 2017 dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Übersicht für die bessere Vergleichbarkeit nicht auf die aktuellen Zahlen für Deutschland Ende 2018 zurückgreift. Bisher haben nur Deutschland und Italien konkrete Nachrüstungsprogramme durchgeführt. In einzelnen Ländern, z. B. Portugal, sind Nachrüstungsprogramme derzeit konkret geplant. Unabhängig von den massiven Nachrüstungen in Deutschland und Italien zeigen sich immer noch signifikante Mengen an installierter Leistung von Bestandsanlagen mit kritischen Schutzeinstellungen. Vor diesem Hintergrund untersucht das IFK der Universität Stuttgart auf Basis von modelgestützten Analysen das verbleibende Risiko für die Systemsicherheit.

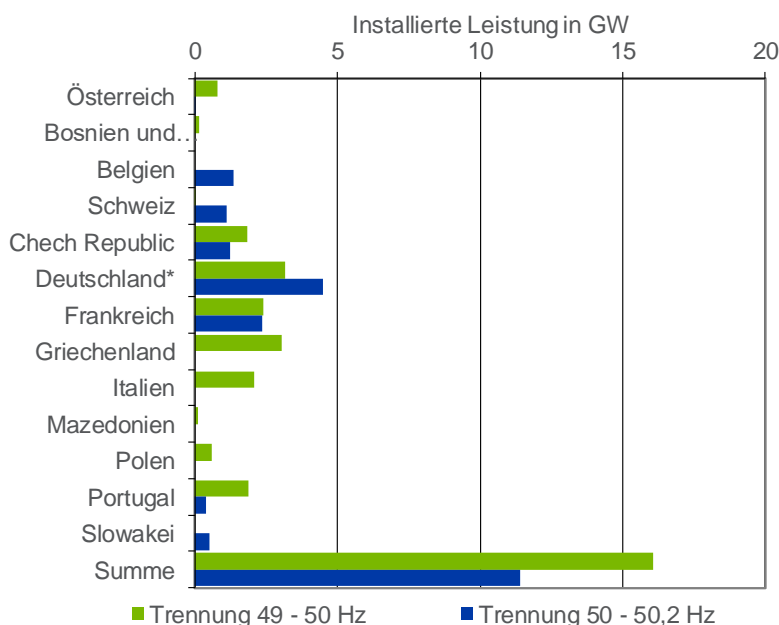


Abbildung 4: Installierte Leistung mit kritischen Frequenzeinstellungen pro Land für Über- und Unterfrequenz. \*Stand EU und Deutschland: Ende 2017, Spanien und Niederlande haben keine kritischen Anlagen gemeldet, Quelle: Ecofys basierend auf ENTSO-E und einzelnen ÜNB

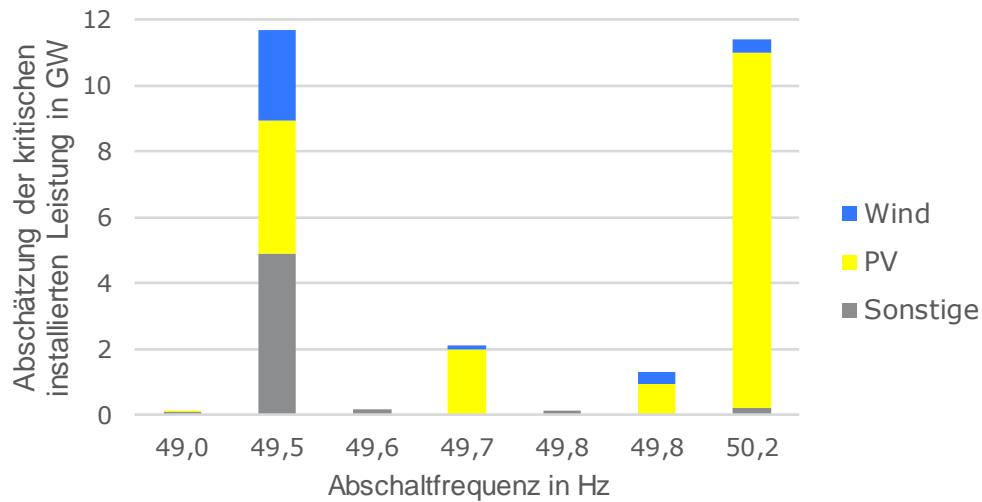


Abbildung 5: Installierte Leistung mit kritischen Frequenzeinstellungen pro Technologie für Über- und Unterfrequenz. Stand EU und Deutschland: Ende 2017, Quelle: Ecofys basierend auf ENTSO-E und einzelnen ÜNB

Tabelle 2: Stand der Diskussion zu Nachrüstungen in ausgewählten Ländern

Land	ÜNB	ENTSO-E Zielvorgabe bei Überfrequenz (Einspeisung)	Stand der Diskussion
Frankreich	RTE	477 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>In Diskussion (Präferenz für natürlichen Phase-out der betroffenen Wechselrichter)</li> </ul>
Belgien	Elia	273 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Umsetzung einer Kosten-Nutzen-Analyse</li> <li>Präferenz für natürlichen Phase-out der betroffenen Wechselrichter</li> </ul>
Tschechien	CEPS	257 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Umsetzung einer Kosten-Nutzen-Analyse in Diskussion</li> <li>Präferenz für natürlichen Phase-out der betroffenen Wechselrichter</li> </ul>
Schweiz	Swissgrid	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>Umsetzung in Planung, Abschluss der Nachrüstung wird in 2 Jahren erwartet</li> </ul>
Slovakei	SEPS	104 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Nachrüstung zu erwarten</li> </ul>
Portugal	REN	219 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erste Phase der Nachrüstung in Umsetzung (900 MW)</li> </ul>
Österreich	APG	7 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>In Diskussion</li> </ul>
Dänemark	Energinet.dk	1 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Information</li> </ul>
Griechenland	IPTO	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Information</li> </ul>

## 2.2 Zentrale Annahmen zum Frequenzverhalten von Erzeugungsanlagen

Für die modelgestützten Analysen sind neben den konkreten Frequenzeinstellwerten bei Über- und Unterfrequenz weitere System- und Anlagenparameter erforderlich. Teilweise gibt es zu den erforderlichen Parametern nur unzureichendes öffentlich verfügbares Datenmaterial, weshalb wir zentrale Annahmen für die Parameter mit Herstellern von Erzeugungsanlagen und ENTSO-E abgestimmt haben.

Wir verwenden die verfügbaren Mengengerüste von ENTSO-E zum Anlagenbestand mit kritischen Einstellungen (Stand Ende 2017) und haben diese um aktuelle Zahlen zu Deutschland ergänzt.

### ***Frequenzeinstellung zur automatischen Netztrennung***

- Alle Anlagen, die für die vorliegende Modellierung nicht als kritisch eingestuft wurden, verfügen über Frequenzeinstellungen außerhalb des Bereichs von 49,0 bis 50,2 Hz.
- Sofern zur betroffenen Anlagenpopulation in einzelnen Ländern keine validen Informationen zu der Verzögerungszeit (inklusive Messung) bei der Frequenzeinstellung vorliegen, haben wir Werte in Anlehnung einer CENELC-Vermessung verwendet, PV: 190 ms, Wind: 200 ms, sonstige Anlagen: 500 ms. Die resultierende Verteilung der einbezogenen Anlagenpopulation ist in Abbildung 6 dargestellt.

### ***Wiederzuschaltverhalten***

- Die Wiederzuschaltverzögerungen haben wir in Anlehnung an eine CELENEC-Vermessung und auf Basis von Herstellerinterviews technologiespezifisch festgelegt. Je nach Technologie liegen die Werte zwischen 60 und 600 s.
- Als Wiederzuschaltfrequenz haben wir die gleiche Frequenz wie bei Netztrennung festgelegt, insofern hierzu keine Informationen für die jeweiligen Länder oder Mengengerüste vorlagen.
- Hier ist anzumerken, dass eine aktuelle Studie der deutschen ÜNB<sup>3</sup> das erforderliche Frequenzverhalten dezentraler Erzeugungsanlagen bei Überfrequenz für das zukünftige Stromsystem untersucht hat. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass konkrete Vorgaben zum Zeitverhalten der Überfrequenzregelung (Wirkleistungsreduktionskennlinie) erforderlich sind. Unklar ist, welche konkreten Auswirkungen nachgerüstete Bestandsanlagen mit stochastisch verteilten diskreten Abschaltwerten, wobei die Verzögerung nicht definiert ist, auf das Verhalten bei Überfrequenz haben.

### ***Wirkleistungsreduktionskennlinie***

- Insofern keine Information zur Verwendung einer Kennlinie bei Überfrequenz vorlag, trennt sich die jeweilige Anlagenpopulation nach der jeweiligen Verzögerungszeit vollständig vom Netz, wenn die Netzfrequenz den eingestellten Schwellwert übersteigt.
- Für die nicht kritische Anlagenpopulation unterstellen wir eine Wirkleistungsreduktionskennlinie mit einer Statik von 5 %, beginnend bei 50,2 Hz. Aufgrund der hohen betroffenen Leistung bei 50,2 Hz ist aber davon auszugehen, dass die Kennlinie nicht greifen wird.

---

<sup>3</sup> Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2018): Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz

- Bei Unterfrequenz haben wir keine Annahmen zu einer Kennlinie getroffen.

Für die Zeitreihen von Wind und PV verwenden wir länderspezifisch modellierte Profile auf Basis der Datenbank EMHIRES. Als Basis dient das Wetterjahr 2015. Für andere kritische Erzeugungsanlagen (hauptsächlich KWK und Wasser) wurde ein Worst-Case Gleichzeitigkeitsfaktor von 100 % angenommen.

Für Kontinentaleuropa basieren die umfassenden Daten zum konventionellen Kraftwerkspark auf dem Stand von Ende 2016. Für erneuerbare Energien und nachgerüstete Anlagen verwenden wir Daten von Ende 2017. Konventionelle, nukleare und Wasserkraftwerke: 570 GW. Erneuerbare Energiequellen: 220 GW.

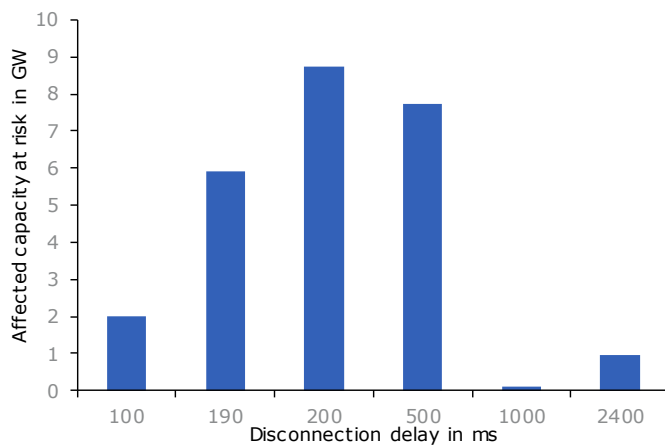


Abbildung 6: Verteilung der Abschaltverzögerung der kritischen Anlagenpopulation

Die Annahmen zu den verwendeten Systemparametern sind in den weiteren Kapiteln beschrieben.

## 2.3 Beurteilung des verbleibenden Risikos

Im Rahmen von Simulationsstudien wird die Gefährdung der Versorgungssicherheit durch bestehende Schutzeinstellungen dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in Deutschland und Europa quantifiziert und für die Entwicklung weiterer Maßnahmen zur Risikominderung analysiert. Die Simulationen wurden mit einem summarischen Modell des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes, welches am IFK (Universität Stuttgart) entwickelt und bereits in verschiedenen anderen Studien zum Einsatz kam, durchgeführt. Die Annahmen zur Parametrierung des Modells wurden mit ENTSO-E abgestimmt.

### Vorgehen / Methodik

Die durchgeführten Arbeiten umfassen quantitative Simulationsstudien für den Normalbetrieb und qualitative Analysen einer möglichen Teilnetzbildung zur Bewertung der Gefährdung der Versorgungssicherheit durch DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen. Für den Normalbetrieb wurden sowohl der Ausfall eines Kraftwerks mit 3 GW Leis-

tung als auch der Ausfall einer HGÜ-Leitung, der zu einer Lastreduktion um 2 GW führt, separat betrachtet. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird zudem die Wirksamkeit von Nachrüstprogrammen für DEA und einer Erhöhung der Primärregelleistung in Bezug auf eine Risikominimierung untersucht.

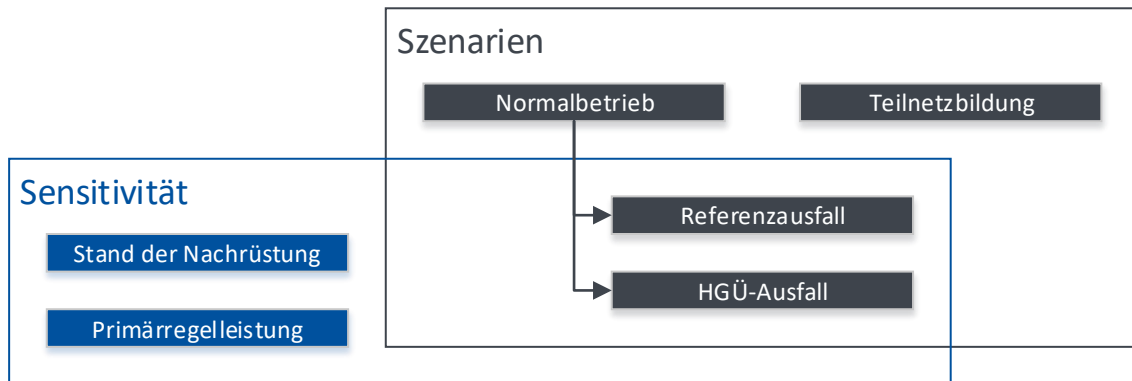


Abbildung 7: Übersicht der untersuchten Szenarien und Sensitivitäten

In den folgenden Kapiteln werden das verwendete Simulationsmodell und dessen Parametrierung entsprechend der untersuchten Szenarien und Sensitivitäten vorgestellt, sowie die getroffenen Annahmen dargestellt und erläutert.

### Summarisches Netzmodell

Die Netzfrequenz ist ein unmittelbarer Indikator für die Wirkleistungsbilanz: Bei einem Leistungsüberschuss steigt die Netzfrequenz, während sie bei einem Leistungsdefizit sinkt. Bei einer Frequenzänderung wird Rotationsenergie aus synchronen Generatoren ein- bzw. aufgespeichert. Zusammen mit der frequenzabhängigen Leistungsaufnahme von Verbrauchern ergibt sich ein intrinsisch stabiles Systemverhalten.

Auf Grund der technischen Anforderungen von Erzeugern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln liegt der zulässige Betriebsbereich zwischen 47,5 und 51,5 Hz, außerhalb dieses Bereichs dürfen sich Generatoren des Typs A automatisch vom Netz trennen.<sup>4</sup> Bereits ab 49,0 Hz werden im Rahmen des Lastabwurfs einzelne Netzgebiete abgetrennt. Um einen stabilen Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird die Netzfrequenz durch die Leistungs-Frequenz-Regelung (LFR) auf 50 Hz (Regelband  $\pm 200$  mHz) geregelt.<sup>5</sup>

Das summarische Netzmodell (vgl. Abbildung 8) simuliert die Frequenz eines synchronen Netzgebietes unter Berücksichtigung der Wirkleistungsbilanz. Hierfür werden alle Synchrongeneratoren und Verbraucher zu einem Generator bzw. zu einem Verbraucher an einem gemeinsamen Netzknoten aggregiert und das Übertragungsnetz (u. a. Wirkleistungsflüsse und Spannungswinkel, sowie Blindleistungsflüsse und Impedanzen) vernachlässigt. Die Simulation der Netzfrequenz nach einer Störung (Kraftwerks- oder HGÜ-Ausfall) berücksichtigt alle relevanten Systeme, welche einen Einfluss auf das dynamische Verhalten der Netzfrequenz haben:

<sup>4</sup> European Commission, Commission Regulation (EU) 2016/631, 2016.

<sup>5</sup> European Commission, Commission Regulation (EU) 2017/1485, 2017.

- Netzdynamik (Momentanreserve und Selbstregeleffekt),
- Primär- und Sekundärregelung (FCR, FRR),
- Erzeugerverhalten bei Überfrequenz (LFSM-O),
- Automatische Abschaltung von DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen.

Der Gültigkeitsbereich des Modells ist auf den Frequenzbereich zwischen 49,0 und 51.5 Hz<sup>6</sup> begrenzt. Daher werden u. a. Lastabwurfpläne und LFSM-U (limited frequency sensitive mode for under-frequency) nicht berücksichtigt.

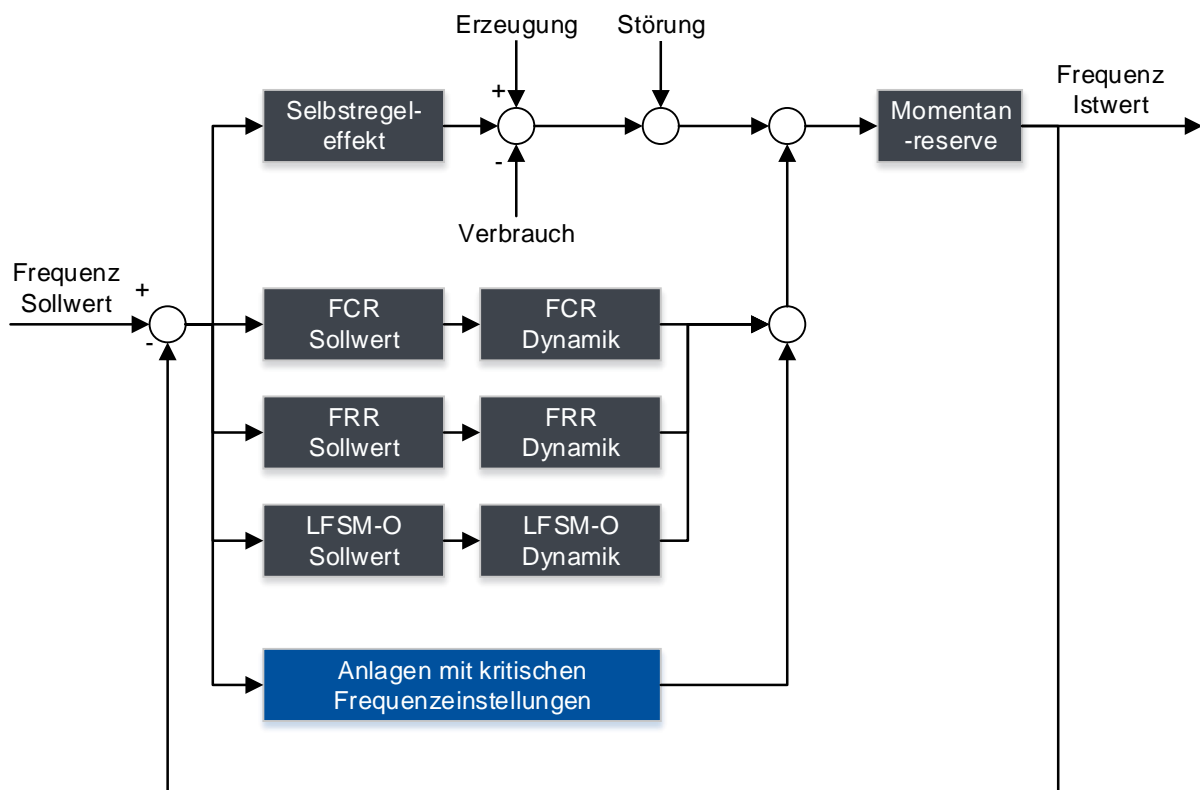


Abbildung 8: Schematische Darstellung des summarischen Netzmodells

### Parametrierung und Annahmen

Das summarische Netzmodell wurde so parametrierung, dass es das Frequenzverhalten des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes nach einem Wirkleistungsungleichgewicht hinreichend genau abbildet. Die Parametrierung erfolgte dabei in Abstimmung mit Ecofys und ENTSO-E und beinhaltet Annahmen für:

<sup>6</sup> Entsprechend der Zielsetzung den Einfluss bestehender Schutzeinstellungen auf die Versorgungssicherheit zu bewerten.

- Die Netzdynamik, die Erbringung von Primär- und Sekundärregelung aus konventionellen Kraftwerken und das Erzeugerverhalten bei Überfrequenz;
- Den stündlichen Stromverbrauch und die Einspeisung von DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen;
- Die technischen Eigenschaften von DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen:
- Abschaltverhalten bei Über- oder Unterfrequenz,
- Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz,
- Zuschaltverhalten nach Störung,
- Eine Auswahl möglicher Störungen und die quasistationäre Frequenzabweichung vor der Störung.

Die Parametrierung der Netzdynamik, Primär- und Sekundärregelung, sowie des Erzeugerverhaltens bei Überfrequenz (vgl. Tabelle 3) ist in allen Simulationsläufen einheitlich definiert. Zur Ermittlung geeigneter Werte wurden u. a. die European Network Codes und institutsinterne Frequenzmessdaten<sup>7</sup> herangezogen. Die Netzdynamik (Selbstregeleffekt und Momentanreserve) variiert je nach aktueller Erzeuger- und Verbraucherstruktur innerhalb eines Bereiches und wurden im Rahmen dieser Untersuchung konservativ, d. h. kritisch bezüglich der Versorgungssicherheit nach einer möglichen Störung, abgeschätzt.

Tabelle 3: Parametrierung der Netzdynamik, Primär- und Sekundärregelung, sowie des Erzeugerverhaltens bei Überfrequenz

<b>Momentanreserve</b>	Anlaufzeitkonstante: $T_{an} = 10 \text{ s}$
<b>Selbstregeleffekt</b>	Proportionale Aktivierung: $k_{SRE} = 1\%/Hz$
<b>Primärregelung</b>	P-Regler mit $\pm 10 \text{ mHz}$ Totband: $k_P = 100\%/200 \text{ mHz}$ Aktivierung mit Verzögerung erster Ordnung: $T = 1 \times 7 \text{ s}$
<b>Sekundärregelung</b>	PI-Regler mit Anti-Wind-Up: $k_P = 30\%$ and $k_I = 1/140 \text{ s}$ Aktivierung mit Verzögerung dritter Ordnung: $T = 3 \times 45 \text{ s}$
<b>LFSM-O</b>	Statik: $s = \frac{ \Delta f  - 50,2 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} \cdot \frac{100\%}{ \Delta P } = 5\%$ Aktivierung mit Verzögerung erster Ordnung: $T = 1 \times 0,6 \text{ s}$

Als mögliche kritische Störungen im Normalbetrieb wurden der Ausfall eines Doppelblocks (3 GW Erzeugung) und der Ausfall einer exportierenden HGÜ-Leitung (2 GW Verbrauch) identifiziert. Es wird angenommen, dass die quasistationäre Frequenzabweichung vor dieser Störung  $\pm 0,1 \text{ Hz}$  beträgt. Im Falle einer Teilnetzbildung entsprechen die Störungen auf die einzelnen Teilnetze der jeweiligen Stromhandelsbilanz der Teilnetze vor der Netzauftrennung. Für diese Untersuchungen wurde die Studie<sup>8</sup> zum Stromausfall am 4. November 2006 herangezogen.

<sup>7</sup> Für die Parameterschätzung wurden folgende Störfälle berücksichtigt: 03.02.2016 22:57 Kernkraftwerk CIVAUX (1,4 GW), 01.01.2016 21:56 Kernkraftwerk Flamanville (1,3 GW) und 10.04.2015 01:43 Uhr Kohlekraftwerk Torrevaldaliga (1,3 GW),

<sup>8</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, „System Disturbance on 4 November 2006,“ 2007.



Für die Analyse wurden verschiedene Situationen mit variierender Erzeugung und variierendem Verbrauch analysiert. Dies ist erforderlich, da die Netzstabilität von verschiedenen Faktoren beeinflusst wird. Dazu zählen insbesondere die Höhe des Verbrauchs und die kaskadierte automatische Abschaltung von DEA (mit kritischen Frequenzeinstellungen) nach einer initialen Störung. Durch die Verwendung historischer, modellbasierter Einspeisepprofile für Windenergie und Photovoltaik, sowie von Zeitreihen des Stromverbrauchs kann im Vergleich zur Studie<sup>9</sup> zusätzlich abgeschätzt werden, wie häufig kritische Situationen auftreten können. Der stündliche Stromverbrauch im kontinentaleuropäischen Verbundnetz des Jahres 2015 wurde auf Basis der ENTSO-E Power Statistics<sup>10</sup> ermittelt. Zur Berechnung der stündlichen Einspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen wurden länderscharfe Einspeisepprofile<sup>11</sup> den entsprechenden Anlagenpopulationen zugeordnet. Die Einspeisung sonstiger DEA wurde für den worst-case zu 100 % angenommen.

Die Parametrierung von DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen umfasst die Abschaltfrequenzen und Abschaltverzögerungen bei Über- und Unterfrequenz, sowie Frequenzbereich, Verzögerungen und die Begrenzung der Leistungsleistungen bei einer automatischen Wiederschaltung. Sofern Anlagen eine Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz unterstützen, wird diese über entsprechende Kennlinien und Hysterese-Einstellungen berücksichtigt. Diese Angaben basieren auf der Inventarisierung des aktuellen Anlagenbestandes in AP 2.1. Weitere Schutzeinstellungen von Generatoren und Turbinen, welche hier nicht aufgeführt sind und in bestimmten Situationen zu einer automatischen Abschaltung führen, werden nicht berücksichtigt. Außerdem wird angenommen, dass Erzeugungsanlagen, welche nicht inventarisiert wurden, ein netzkonformes Verhalten zwischen 47,5 und 51,5 Hz aufweisen.

## 2.4 Ergebnisse der quantitativen Frequenzstudien

In den folgenden Unterkapiteln werden die Simulationsergebnisse für die oben beschriebenen Szenarien und Sensitivitäten unter Berücksichtigung der in den vorangegangenen Abschnitten dargestellten Annahmen vorgestellt und analysiert.

### 3 GW Kraftwerksausfall bei Normalbetrieb (kritische Situation bei Unterfrequenz)

Um die Gefährdung der Versorgungssicherheit durch kritische Frequenzeinstellungen im Normalbetrieb zu quantifizieren, wurden Simulationen der Netzfrequenz nach einer möglichen Störung in den zuvor definierten 8.760 Stunden durchgeführt (vgl. Abbildung 9). Bei aktuellem Anlagenbestand mit kritischen Frequenzeinstellungen fiel die Netzfrequenz nach einem Kraftwerksausfall von 3 GW bei einer quasistationären Netzfrequenz von 49,9 Hz in 341 Stunden unter 49,0 Hz. In diesen Situationen würde entsprechend der aktuellen Lastabwurfpläne die Abtrennung von Netzgebieten erfolgen. Des Weiteren besteht das Risiko einer weiteren automatischen Abschaltung DEA mit Abschaltfrequenzen  $47,5 \text{ Hz} < f^u \leq 49,5 \text{ Hz}$  bei einem weiteren Abfallen der Netzfrequenz. In Summe betrifft dies Anlagen mit einer installierten Netto-Nennleistung von rund 35 GW. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass insbesondere die Anlagenpopulation mit einer unteren Abschaltfrequenz von 49,5 Hz als kritisch zu beurteilen ist. Die Gesamtkapazität dieser Anlagen in Kontinentaleuropa beträgt derzeit rund 13 GW. In allen untersuchten Fällen

---

<sup>9</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Dispersed generation impact on CE region security,“ 2014.

<sup>10</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, „ENTSO-E Power Statistics“.

<sup>11</sup> Strategic Energy Technologies Information System, „European meteorological derived high resolution renewable energy source generation time series,“ 2018.

führte eine automatische Abschaltung dieser Anlagen zu einem Abfallen der Netzfrequenz unter 49,0 Hz und damit zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit.

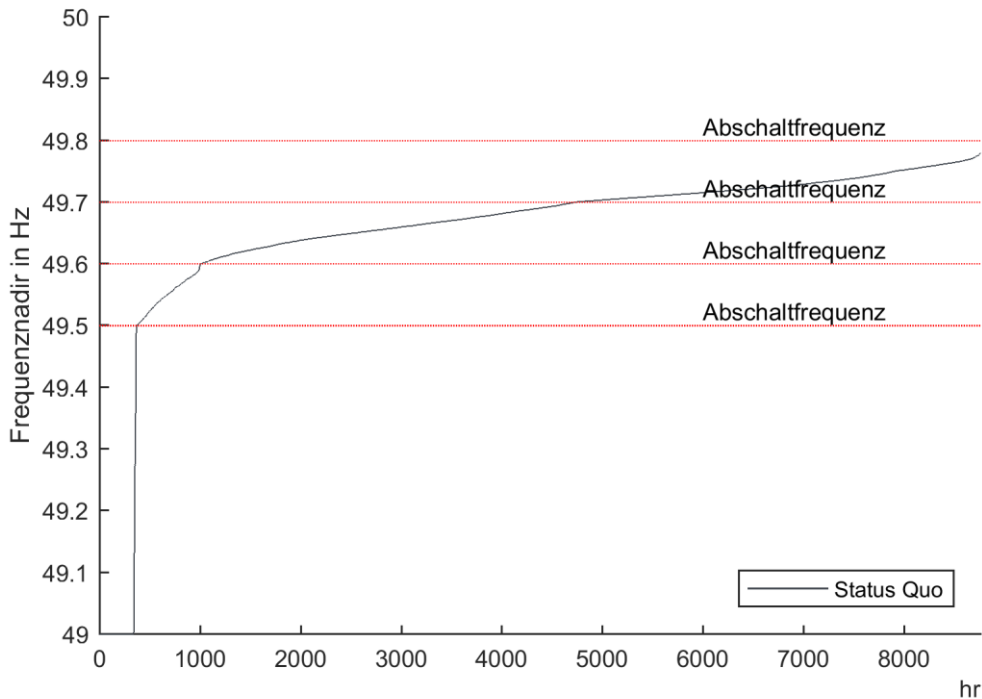


Abbildung 9: Geordnete Jahresdauerlinie des Frequenznadirs nach einem Kraftwerksausfall von 3 GW (Status Quo)

Die Versorgungssicherheit ist in erster Linie bei hoher Stromproduktion aus DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen und geringer Stromnachfrage gefährdet (vgl. Abbildung 10). In diesen Situationen ist der Beitrag von Selbstregelleffekt und Momentanreserve zur Frequenzstabilität geringer als in Zeiten hoher Stromnachfrage. Gleichzeitig sind durch die potentielle automatische Abschaltung DEA Störungen mit hohen Leistungen möglich. Kritische Situationen konnten in den Simulationsergebnissen an 70 Tagen, in erster Linie an Wochenenden und Feiertagen zwischen 8:00 Uhr und 16:00 Uhr identifiziert werden. Trotz geringer Stromnachfrage sind Nachtstunden unkritisch, da die Anlagenpopulation mit einer unteren Abschaltfrequenz >49,5 Hz bezogen auf die installierte Leistung zu 70 % aus PV-Anlagen besteht. Aus technischer Sicht wäre es daher sinnvoll, in den genannten kritischen Zeiträumen zusätzliche Primärregelleistung vorzuhalten, bis die notwendigen Nachrüstungen von DEA durchgeführt wurden.

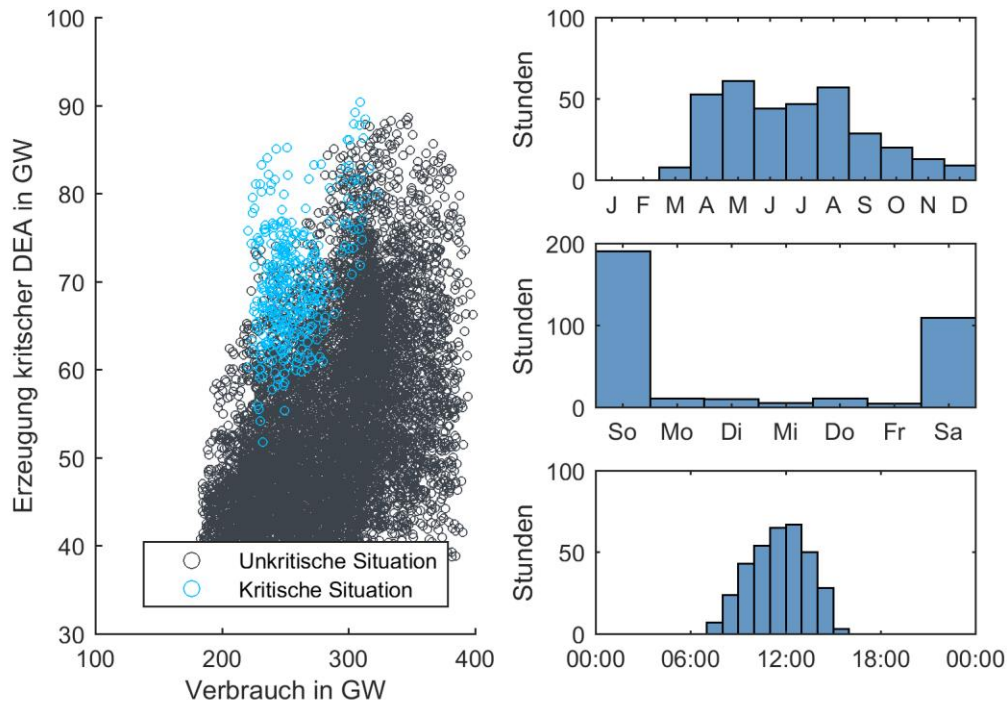


Abbildung 10: Analyse kritischer Situationen durch dezentralen Anlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen (Status Quo)

In Abbildung 11 ist die geordnete Jahresdauerlinie des Frequenznadirs für den Status Quo und verschiedene Maßnahmen zur Minderung der Gefährdung der Versorgungssicherheit dargestellt. Diese Maßnahmen umfassen die Nachrüstung von DEA, welche automatisch zwischen 49,5 und 49,8 Hz abschalten, oder die situative Vorhaltung zusätzliche Primärregelleistung.

- Retrofit Stufe 1 / Berücksichtigung der derzeit in Umsetzung befindlichen Nachrüstung einzelner Länder:** Im Rahmen von derzeit konkret geplanten und laufenden Nachrüstprogrammen<sup>12</sup> in Deutschland, Schweiz und Portugal sollen DEA mit einer unteren Abschaltfrequenz von 49,5 Hz mit einer Gesamtkapazität von rund 4 GW nachgerüstet werden. Diese Nachrüstprogramme reduzieren die potentiellen Folgestörungen durch eine automatische Abschaltung bei 49,5 Hz. Allerdings reichen diese Maßnahmen auf Grund der verbleibenden kritischen Kapazitäten nicht aus, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Simulation (Berechnungen erfolgten Mitte 2018) für den Status Quo ohne Stufe 1 den Nachrüstungsstand Ende 2017 berücksichtigt. Die aktuellsten Monitoringdaten (Ende 2018) für Deutschland zeigen aber bereits geringere kritische Mengen auf und würden ein Ergebnis zwischen dem Status Quo und Stufe 1 entsprechen. Weiterhin ist zu beachten, dass sich die Ergebnisse hinsichtlich der Gefährdungssituation für Europa zwischen Status Quo und Stufe 1 nur sehr geringfügig unterscheiden (Vgl. Abbildung 11).

<sup>12</sup> Retrofit Stufe 1

- **Retrofit Stufe 2 / Berücksichtigung zusätzlicher Nachrüstung besonders kritischer Anlagen:** Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine mögliche zusätzliche Nachrüstung<sup>13</sup> von Anlagen mit einer unteren Abschaltfrequenz  $49,5 \text{ Hz} < f^u \leq 49,8 \text{ Hz}$  und einer Gesamtkapazität von 3 GW in der betroffenen Region die Versorgungssicherheit nach einem 3 GW Kraftwerksaufall in allen Stunden sicherstellen würde. Das Ergebnis ist darauf zurückzuführen, dass durch die Nachrüstung dieser Anlagen das Risiko eines Abfallens der Netzfrequenz auf den kritischen Wert von 49,5 Hz verringert wird und unter den getroffenen Annahmen nicht eintritt. Zu beachten ist, dass die Zielvorgaben von ENTSO-E<sup>14</sup> eine Nachrüstung weiterer Kapazitäten erfordern würden und viele Länder derzeit grundsätzlich eine Nachrüstung diskutieren. Tatsächlich zeigt sich aber, dass sich nur in einzelnen Ländern aktuell konkrete Maßnahmen zur Nachrüstung in der Umsetzung befinden (siehe Retrofit Stufe 1 und die abgeschlossene Nachrüstung in Italien). Die Retrofit Stufe 2 ist somit zwischen den derzeit in der Umsetzung befindlichen Maßnahmen und den Zielvorgaben von ENTSO-E einzustufen, wobei der Schwerpunkt auf besonders kritische Anlagen mit Abschaltfrequenzen über 49,5 Hz bei Unterfrequenz liegt.
- **Vorhaltung zusätzlicher Regelleistung:** Die Vorhaltung zusätzlicher Primärregelleistung (FCR) für ganz Kontinentaleuropa in kritischen Situationen ist eine alternative bzw. vorübergehende Maßnahme zur Minimierung der Gefährdung durch DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen. Bei aktuellem Anlagenbestand (ohne die erwartbare oder zusätzliche Nachrüstung) würde sich die Menge kritischer Stunden wie folgt reduzieren:
  - Mit 500 MW zusätzlicher FCR um rund 340 h auf knapp 30 h im Jahr,
  - mit 750 MW zusätzlicher FCR um rund 370 h auf rund 3 h im Jahr und
  - mit 1.000 MW zusätzlicher FCR um gut 370 h im Jahr reduzieren und in keiner Stunde ein Lastabfall bei 49,0 Hz eintreten.

---

<sup>13</sup> Retrofit Stufe 2

<sup>14</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, „Dispersed generation impact on CE region security,“ 2014.

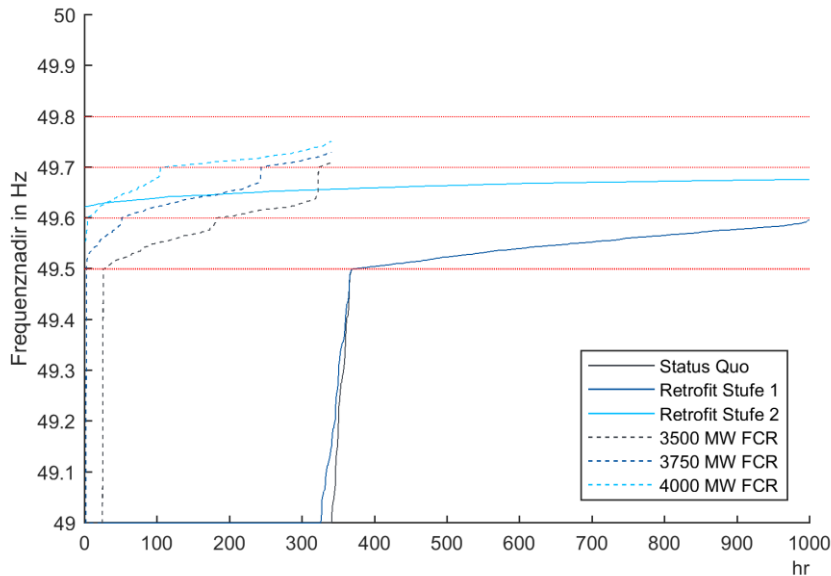


Abbildung 11: Geordnete Jahresdauerlinie des Frequenznadirs nach einem Kraftwerksausfall von 3 GW (Sensitivitätsanalyse)

## 2 GW Lastausfall bei Normalbetrieb (kritische Situation bei Überfrequenz)

Der Ausfall einer exportierenden HGÜ-Leitung (2 GW) bei einer quasistationären Netzfrequenz von 50,1 Hz führte in knapp 400 Stunden zu einer dynamischen Frequenzabweichung  $>0.2$  Hz, bei welcher DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen automatisch abschalten. Diese Situationen traten ausschließlich in Nachtstunden mit geringem Stromverbrauch auf und führten zu keinem Zeitpunkt zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die potentielle automatische Abschaltung in diesen Situationen maximal 650 MW beträgt und durch das System beherrscht werden kann. Die Gesamtkapazität von Anlagen mit einer Abschaltfrequenz von 50,2 Hz beträgt insgesamt ca. 12 GW, davon entfallen rund 11,4 GW auf Photovoltaikanlagen.

Dennoch stellen diese Anlagen nach wie vor eine Gefährdung für die Systemstabilität dar, falls die Netzfrequenz 50,2 Hz erreicht und gleichzeitig die Stromproduktion der betroffenen Photovoltaikanlagen eine kritische Leistung überschreitet. Eine solche Situation kann u. a. auftreten, wenn

- strukturelle Änderungen im Stromsystem die Netzdynamik verändern,
- die Verfügbarkeit oder Aktivierung von Primärregelleistung eingeschränkt ist
- oder größere Störungen mit positivem Wirkleistungsungleichgewicht auftreten.

Eine aktuelle Studie der deutschen ÜNB<sup>15</sup> hat das erforderliche Frequenzverhalten dezentraler Erzeugungsanlagen bei Überfrequenz für das zukünftige Stromsystem untersucht und kommt zu dem Schluss, dass konkrete Vorgaben

<sup>15</sup> Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2018): Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz

zum Zeitverhalten der Überfrequenzregelung (Wirkleistungsreduktionskennlinie) erforderlich sind. Vor diesem Hintergrund sehen wir weiteren Untersuchungsbedarf zur Wechselwirkung des verbleibenden Anlagenbestands mit diskreten Abschaltwerten und dem Systemverhalten bei Überfrequenz im Rahmen von Störfällen.

Obwohl die Auswertung der Zeitreihen zeigt, dass eine hohe Einspeisung aus Anlagen mit kritischen Einstellungen und ein geringer Stromverbrauch nicht zeitgleich auftreten, haben wir dennoch die Analyse für eine frei definierte Situation mit geringer Last und hoher Einspeisung aus PV durchgeführt. Die folgenden Simulationsergebnisse zeigen den Frequenzverlauf die automatische Abschaltung von DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen (vgl. Abbildung 12) für eine Situation mit folgenden Randbedingungen: Anlaufzeitkonstante 8 s, vertikale Netzlast rund 225 GW, Erzeugung DEA rund 80 GW. Sobald die Netzfrequenz in Folge der ersten Störung<sup>16</sup> 50,2 Hz erreicht, schalten DEA mit einer aktuellen Einspeisung von knapp 6 GW automatisch ab. Dadurch fällt die Netzfrequenz unter 49,8 Hz und löst die Schutzeinstellungen von weiteren DEA aus. Zwölf Sekunden nach der initialen Störung unterschreitet die Netzfrequenz 49,5 Hz, ab diesem Zeitpunkt betrifft die automatische Abschaltung eine DEA-Leistung von knapp 17 GW. Im weiteren Verlauf kann diese Situation nur durch die Abtrennung von Netzgebieten entsprechend der Lastabwurfpläne beherrscht werden.

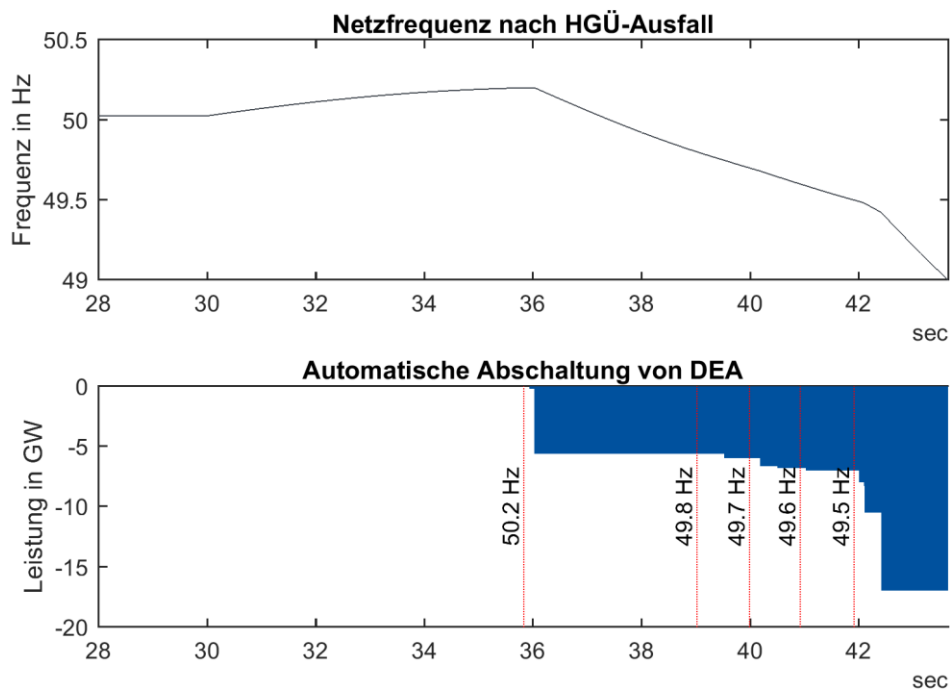


Abbildung 12: Simulationsergebnisse für eine 2 GW Störung durch den Ausfall einer exportierenden HGÜ-Leitung

### Teilnetzbildung („System split“)

Die hier gezeigten qualitativen Analysen basieren auf den Ereignissen des 3. November 2006, bei welchen sich drei Teilnetze in Folge einer geplanten, zeitweiligen Abschaltung von zwei Hochspannungsleitungen gebildet haben. Das

<sup>16</sup> Die erste Störung (+2 GW) erfolgt bei 30 Sekunden

westliche Teilnetz umfasste die Länder Portugal, Spanien, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Deutschland, Österreich, Schweiz, Italien und wies nach der Störung ein Leistungsdefizit von ca. 9 GW auf. Die Stromproduktion in diesem Teilnetz basierte zu diesem Zeitpunkt hauptsächlich auf konventionellen Kraftwerken und betrug rund 190 GW.

Durch die weiter zunehmende Integration der europäischen Strommärkte erhöhen sich die möglichen Wirkleistungsungleichgewichte bei einer Teilnetzbildung. Bereits heute sind Wirkleistungsungleichgewichte von 20 % (bezogen auf den Stromverbrauch) zu erwarten, verschiedene Studien gehen in Zukunft von bis zu 40 % aus. Gleichzeitig sind die einzelnen Teilnetze weniger robust gegenüber Störungen als im Verbundbetrieb durch:

- geringere Anlaufzeitkonstanten durch potentiell höheren Anteil von EE-Anlagen an der Stromproduktion;
- geringere Verfügbarkeit von Primärregelleistung<sup>17</sup> (westliches Teilnetz: ca. 2.500 MW).

Störungen dieser Größenordnung gefährden in jedem Fall die Systemsicherheit und können zu großflächigen Stromausfällen führen. Die bestehenden Schutzeinstellungen dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere untere Abschaltfrequenzen >47.5 Hz, verschärfen dieses Problem. Die aktuelle Gesamtkapazität dieser Anlagen, welche durch eine automatische Abschaltung das Leistungsdefizit weiter erhöhen, beträgt gut 49 GW. Im Falle eines positiven Wirkleistungsungleichgewichts kann eine automatische Abschaltung bei Überfrequenz, je nach Größe der Störung und Einspeisung aus DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen, stabilisierend oder destabilisierend wirken, ist jedoch kaum kalkulierbar.

Die nachfolgende Abbildung illustriert eine exemplarische Simulation für den Verlauf der Netzfrequenz nach Teilnetzbildung. Bei Ungleichgewichten von 20 % ist das System nicht stabil, weitestgehend unabhängig von den Mengengerüsten der Anlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen. Hier ist aber zu berücksichtigen, dass das Systemdesign nicht auf eine Beherrschung der Teilnetzbildung ohne unterfrequenzbedingten Lastabwurf (LFSM-U) ausgelegt worden ist. In einer aktuellen Untersuchung<sup>18</sup> kommen die deutschen ÜNB zu der Empfehlung, dass die Definition von Referenzszenarien für zu beherrschende Teilnetzbildungen sinnvoll erscheint.

---

<sup>17</sup>Die Regelzone in RG CE müssen entsprechend ihres Anteils am vorjährigen Gesamtstromverbrauch einen Beitrag zur Primärregelung leisten.

<sup>18</sup> Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2018): Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz

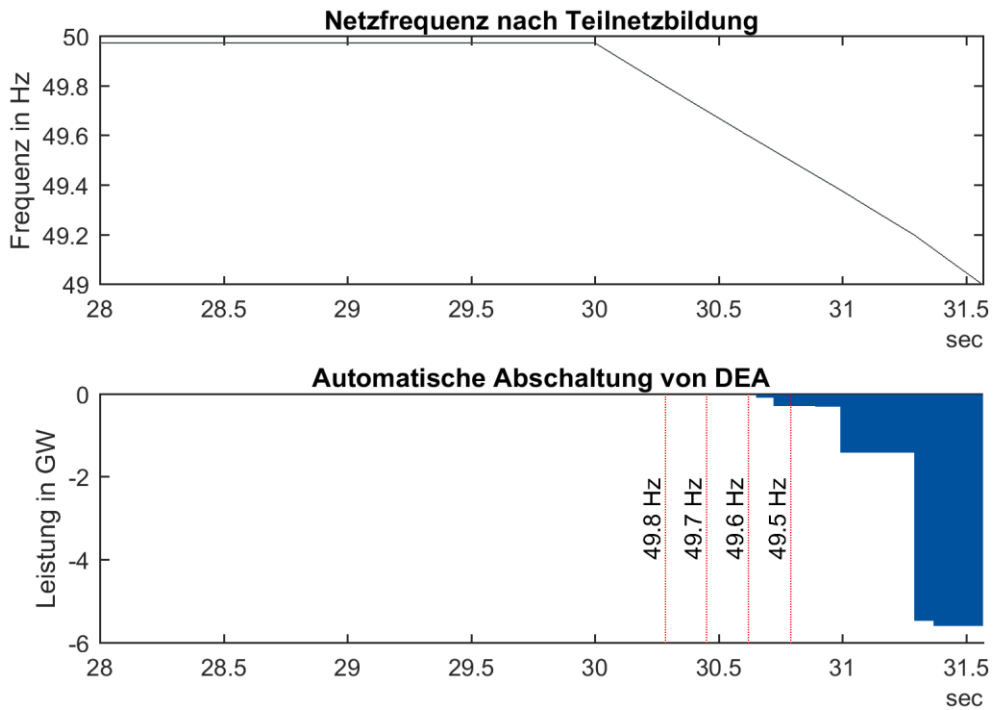


Abbildung 13: exemplarische Simulationsergebnisse für das westliche Teilnetz nach Teilnetzbildung (200 GW Last, -20 GW Störung)



## 2.5 Maßnahmen zur Minderung des Risikopotentials

Auf Grundlage der Berechnungen vom IFK (Universität Stuttgart) lässt sich das verbliebene Risikopotential wie folgt einteilen.

- Bei **Störungen mit Überfrequenzabweichungen (kein nationaler Handlungsbedarf)** zeigt sich, dass die verbleibenden Mengengerüste mit kritischen Schutzeinstellungen in Deutschland sehr dicht an der Zielvorgabe von ENTSO-E liegen. Obwohl die Kapazitäten in anderen Ländern weiterhin nicht den Zielvorgaben von ENTSO-E entsprechen, ist derzeit in der Gesamtbetrachtung von einem geringen realen Risiko auszugehen. Dies begründet sich primär damit, dass systemkritische Situationen vor allem bei geringer Last (bei Nacht) möglich sind, aber überwiegend nur PV-Anlagen noch mit kritischen Frequenzeinstellungen bei Überfrequenz verbaut sind.
- Bei **Störungen mit Unterfrequenzabweichungen (Handlungsbedarf auf europäischer Ebene)** ist zu erwarten, dass Deutschland die ENTSO-E-Vorgaben nahezu erfüllt. Unabhängig von der Umsetzung in Deutschland, Italien und Portugal verbleiben in vielen anderen Ländern große Mengengerüste mit kritischen Schutzeinstellungen bei Unterfrequenz. Hier sind auf EU-Ebene dringend weitere Maßnahmen erforderlich, um die Systemsicherheit in Störfällen signifikant zu erhöhen. Die Analysen zeigen, dass rein nationale Maßnahmen, insbesondere Nachrüstungsprogramme, nicht ausreichen, um das Gefährdungspotential verlässlich zu reduzieren. Die Ergebnisse der Simulationen verdeutlichen weiterhin, dass bereits Maßnahmen mit dem Fokus auf Mengengerüste mit Frequenzeinstellungen von über 49,5 Hz das Gefährdungspotential signifikant reduzieren können. Dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Mengengerüste nur in einzelnen Ländern und nicht in Deutschland verbaut sind.
- Bei einer **Teilnetzbildung nach einer Störung (weiterer Untersuchungsbedarf)** führen die verbleibenden Mengengerüste jeweils zu der Notwendigkeit von einem Lastabwurf oder vollständigen Black-Out. Zu klären ist, ob solche Netzsituationen zukünftig für das Systemdesign und die implementierten Schutzkonzepte auslegungsrelevant sein sollten. Beispielsweise durch einen angepassten gezielten Lastabwurf, um zu mindestens den Black-Out auch in solchen Szenarien zu vermeiden.

Um den bestehenden Handlungsbedarf zu adressieren, sind folgende grundsätzliche Maßnahmen denkbar:

- **Natürlicher Phase-out:** Anstatt Anlagen proaktiv nachzurüsten, führt das natürliche Ende der Lebensdauer und der damit verbundene Austausch / Wiederinstandhaltung von Wechselrichtern und Erzeugungsanlagen langfristig zu einem systemdienlich Frequenzverhalten der Anlagen. Die erwartete Lebensdauer der betroffenen Wechselrichter beträgt laut Hersteller 10 bis 20 Jahre. Bei Erzeugungsanlagen sind es in der Regel 15 bis 20 Jahre, wobei Wasserkraftanlagen in der Regel deutlich längere Lebenszeiten haben. Da die technischen Anforderungen an Erzeugungsanlagen um 2012 europaweit korrigiert wurden, ist zwischen 2020 und 2030 von einer stetigen Verringerung des kritischen Anlagenbestands auszugehen. Dieser natürliche Phase-out sollte seitens der Netzbetreiber von regelmäßigen Konformitätsprüfungen und Monitoringprozessen (z. B. von der Außerbetriebnahme oder Instandhaltungsarbeiten) begleitet werden, um eine valide Datenlage der tatsächlich verbauten Frequenzeinstellungen zu gewährleisten.
- **Zusätzliche Nachrüstung:** Über die aktuellen Nachrüstungsprogramme hinaus sind grundsätzlich weitere Nachrüstungsprogramme denkbar, um die verbleibenden Mengengerüste mit kritischen Frequenzeinstellungen zu adressieren. Hierzu bedarf es insbesondere einer europäischen Abstimmung, wie bestehende

Zielvorgaben von ENTSO-E oder bereits umgesetzte Nachrüstungsprogramme angerechnet werden sollen, wie weitere Nachrüstungsmengen auf die Länder aufgeteilt werden sollen oder ob bestimmte Mengengerüste (z. B. mit besonders kritischen Frequenzeinstellungen von über 49,5 Hz) prioritär adressiert werden sollen. Auch wenn weitere Nachrüstungsprogramme effektiv die Mengengerüste adressieren, ist der Zeitbedarf für die Klärung der Rahmenbedingungen und Kostenallokation, die konkrete Planung sowie die eigentliche Umsetzung zu berücksichtigen. Die einzelnen Nachrüstungsprogramme in Deutschland veranschlagten jeweils mindestens 6 Jahre. Dieser Zeitrahmen ist der Entwicklung des natürlichen Phase-outs gegenüberzustellen.

- **Abregelung:** Die betroffenen DEA-Einheiten mit kritischen Frequenzeinstellungen und der Fähigkeit zur Ansteuerbarkeit könnten in Zeiten gezielt abgeregelt werden, wenn die summierte Einspeisung aus kritischen Anlagen prognostiziert die Zielvorgaben von ENTSO-E überschreitet. Somit können die Netzbetreiber durch die Fernsteuerung der Erzeugungsanlagen die gefährdete Einspeisung proaktiv für relevante Zeitfenster begrenzen. Die Simulationen zeigen, dass nur in wenigen Stunden im Jahr kritische Netzsituationen auftreten, in denen eine Störung aufgrund der Frequenzeinstellungen nicht beherrschbar ist bzw. der Lastabwurf nicht vermeidbar ist. Somit würde eine gezielte Abregelung nur in bestimmten Stunden und im begrenzten Umfang (nur Anlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen) erforderlich sein. Zu klären ist, welche verbleibenden Mengengerüste grundsätzlich steuerbar sind. In Deutschland sind die verbleibenden Restmengen überwiegend nicht steuerbar. Die Abregelung sollte EU-weit koordiniert werden und die Kostenallokation ist zu klären.
- **Erweiterte Frequenzregelung:** Grundsätzlich sind hier drei verschiedene Varianten denkbar
  - Eine **erweiterte Frequenzregelung** der Minutenreserve oder Sekundärreserve adressiert die vom Markt induzierten Ungleichgewichte und kann eine Frequenzabweichung auf 50,2 Hz präventiv verhindern. ENTSO-E hat hierzu aktuell eine konkrete Maßnahme in der Umsetzung (siehe Abschnitt unten).
  - **Zusätzliche Primärregelleistung** (FCR) kann Frequenzabweichungen bei Störungen kurativ adressieren. Die Analysen vom IFK (Universität Stuttgart) berücksichtigt diese Art der Maßnahme.
  - Angepasste **automatische Netztrennung von Lasten**. Kurativ könnte der Erzeugungsausfall (Unterfrequenz) durch kontrahierte Lastabschaltung ausgeglichen werden. In einzelnen Ländern, z. B. Belgien, gibt es hierzu bereits gut etablierte Produkte für unterbrechbare Kunden, hauptsächlich Industriekunden. Wesentlich hierbei sind aber Anforderungen an eine geringe Verzögerung der Netztrennung, rund 100 ms, und Abschaltfrequenzen bei Unterfrequenz von deutlich mehr als 49,5 Hz.

#### **Aktuelle ENTSO-E Maßnahme, erweiterte Frequenzregelung zur Kompensation für verzögerte Nachrüstung**

Die System Protection & Dynamics (SPD) Sub-Group innerhalb der Regional Group Continental Europe (RG CE) der ENTSO-E hat kürzlich folgende Maßnahme vorgeschlagen: „additional supplementing procedure for activation of reserves for delayed retrofit TSOs“. Das Ziel der Maßnahme besteht darin, das Risiko / die Eintrittswahrscheinlichkeit einer stabilen Systemfrequenz von 50,1 Hz zu verringern, wenn die Primärregelleistung bereits teilweise aktiviert ist und zusätzlich ein Verlust an 2 GW Last das System auf 50,2 Hz weiter anheben könnte. Die wesentlichen Inhalte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Insgesamt werden 750 MW zusätzliche Regelleistung kontrahiert, um Frequenzabweichungen um 30 mHz zu verringern. Betroffen sind ausschließlich ÜNBs, die derzeit keine Nachrüstungsprogramme umgesetzt haben.
- Die betroffenen ÜNBs müssen in der Lage sein, die vordefinierte zusätzliche Reserve bei Überfrequenz (100 mHz für 10 Minuten oder 50 mHz für 20 Minuten) in spezifischen Zeitfenstern (09:00 bis 18:00 Uhr in April-September, 10:00-14:00 im Oktober-März) zu aktivieren.
- Die zusätzlichen Reserven müssen bei Anfrage innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden.
- In der Regel gewährleistet die zusätzliche Reserve die Wiederherstellung der Frequenz mit ~ 35 mHz (bei einem K-Wert von 27.000 MW / Hz).

Die nachfolgende Abbildung illustriert die anteiligen zusätzlichen Leistungsreserven der betroffenen ÜNB.

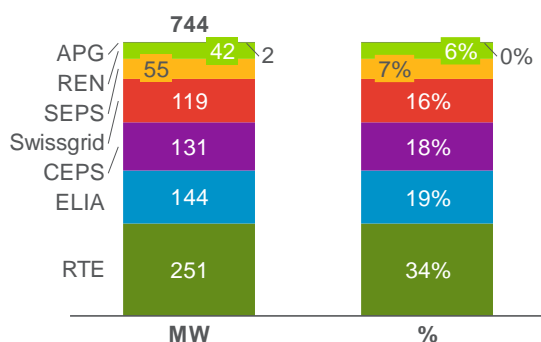


Abbildung 14: Anteil zusätzlicher Reserven, die anteilig von den ÜNB mit verspäteter Nachrüstung geteilt werden

## 2.6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

### Anlagen mit 50,2 Hz bzw. Störungen mit Überfrequenzabweichung

- Deutschland konnte Mengengerüste von Anlagen in der Niederspannung mit kritischen Schutzeinstellungen im großen Umfang erfolgreich nachrüsten. Die verbleibenden nationalen Restmengen der Anlagen in der Niederspannung (mit ehemals 50,2 Hz) liegen in der von ENTSO-E geforderten Größenordnung.
- Im Gegensatz zu Deutschland, Italien und zeitnah Portugal entsprechen die Kapazitäten mit kritischen Einstellungen in anderen betroffenen europäischen Ländern weiterhin nicht den Zielvorgaben von ENTSO-E. Trotz der bestehenden Fehlmengen zeigen die Simulationen, dass in der Gesamtbetrachtung für diese Population von einem geringen realen Risiko für die Systemsicherheit hinsichtlich der Frequenzeinstellungen bei Überfrequenz auszugehen ist. Dies begründet sich primär damit, dass systemkritische Situationen vor allem bei geringer Last (bei Nacht) möglich sind, aber überwiegend nur PV-Anlagen noch mit kritischen Frequenzeinstellungen bei Überfrequenz verbaut sind.

- Für die verbleibende Menge an dezentralen Erzeugungsanlagen mit **50,2 Hz** sehen wir **derzeit keinen weiteren nationalen Handlungsbedarf**. **Weiterer Untersuchungsbedarf besteht** bei der Klärung der Auswirkungen der spezifischen Eigenschaften der Bestandsanlagen auf die geforderten **Vorgaben zum Zeitverhalten der Überfrequenzregelung** der ÜNB (Vergleich ÜNB Studie von 2018<sup>19</sup>).
- Auf europäischer Ebene greifen derzeit konkrete Maßnahmen zur erweiterten Frequenzregelung, um das Restrisiko bei Überfrequenzabweichungen weiter zu senken. Dies betrifft Länder mit einer verzögerten Nachrüstung. Die Kosten für die zusätzlichen Regelleistungsmengen werden von den betroffenen ÜNB getragen.

### Anlagen mit 49,5 Hz bzw. Störungen mit Unterfrequenzabweichung

- Für das noch laufende Nachrüstungsprogramm (49,5 Hz) ist auf Basis der aktuell verfügbaren Daten im Jahr 2019 mit einem erfolgreichen Abschluss zu rechnen. Bereits mit dem Nachrüstungsstand von Ende 2018 liegt die verbleibende kritische Anlagenpopulation in Deutschland unterhalb der Zielvorgabe von ENTSO-E. Wir empfehlen die SysStabV im Laufe des Jahres 2019 in Abstimmung mit den Netzbetreibern außer Kraft zu setzen.
- Unabhängig von der Umsetzung in Deutschland, Italien und Portugal verbleiben in vielen anderen Ländern große Mengengerüste mit kritischen Schutzeinstellungen bei Unterfrequenz.
- Die Analysen zeigen, dass rein nationale Maßnahmen, insbesondere Nachrüstungsprogramme, nicht ausreichen, um das Gefährdungspotential für Kontinentaleuropa verlässlich zu reduzieren.
- **Hier sehen wir auf EU-Ebene dringend weiteren Handlungsbedarf**, um die Systemsicherheit für Deutschland und Kontinentaleuropa in Störfällen signifikant zu erhöhen. Wir empfehlen dem BMWi eine **Positionsfindung, ob und inwieweit Deutschland hier auf EU-Ebene aktiv werden sollte**.
- Die Simulationsergebnisse zeigen, dass zwei grundsätzliche Maßnahmen das Risiko von einem notwendigen Lastabwurf bei 49,5 Hz nach Störungen deutlich reduzieren. Beide Optionen erfordern eine intensive Abstimmung auf EU-Ebene / bei ENTSO-E.
- Gezielte zusätzliche Nachrüstung von Anlagen (rund 3 GW) mit kritischen Unterfrequenzeinstellungen über 49,5 Hz. Bei einer Anlagenleistung von knapp 3 GW reduziert sich das Risiko nach den Simulationsergebnissen soweit, dass ENTSO-E-Referenzstörungen nicht mehr zu einem Lastabwurf bei 49,0 Hz führen. Da diese Anlagen nur im Ausland verbaut sind, ist eine Koordinierung und Abstimmung auf europäischer Ebene erforderlich.
- Vergleichbar zur erweiterten präventiven Frequenzregelung bei Überfrequenz, könnte zusätzliche Primärregelung kurativ das Risiko bei Unterfrequenzabweichungen deutlich reduzieren. Die Höhe der erforderlichen Primärregelung für Kontinentaleuropa liegt zwischen 500 und 1.000 MW. Da bereits bei 500 MW die Anzahl der kritischen Stunden von über 300 Stunden auf unter 30 Stunden pro Jahr sinkt, ist eine Ab-

---

<sup>19</sup> Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2018): Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz

wägung zwischen den verbleibenden kritischen Stunden (in denen eine Referenzstörung zu einem Lastabwurf führen könnte) und der zusätzlichen Menge an Primärregelleistung erforderlich. Weiterhin ist auf EU-Ebene eine Abstimmung zur Höhe, der Verteilung der Leistung und der Kostenallokation erforderlich.

- Neben den zwei aufgezeigten Optionen führt der natürliche Phase-out der Bestandsanlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen langfristig zu einer Reduzierung des Risikos. Zwischen den Jahren 2020 und 2030 ist von einer stetigen Verringerung des kritischen Anlagenbestands in Kontinentaleuropa auszugehen. Vor diesem Hintergrund ist der erforderliche Zeitrahmen für eine zusätzliche Nachrüstung (Abstimmung, Planung, Umsetzung) der Entwicklung des natürlichen Phase-outs gegenüberzustellen.
- Aufgrund des verbleibenden Gefährdungspotentials **empfehlen wir die Umsetzung von Compliance oder Monitoring Maßnahmen seitens der Netzbetreiber**, um eine valide Datenlage der tatsächlich verbauten Frequenzeinstellungen zu gewährleisten. Ein Fokus sollte hier auf der verbleibenden Restmenge mit kritischen Einstellungen und der nachgerüsteten Anlagenpopulation liegen. Mögliche Maßnahmen wären die konsequente Umsetzung regelmäßiger stichprobenartiger Konformitätsprüfungen (z. B. Schutzprüfungen) oder die Einführung geeigneter Monitoringprozesse zur gesicherten Erfassung der Außerbetriebnahme oder Instandhaltungsarbeiten für die kritische Bestandspopulation.

#### Teilnetzbildung nach einer Störung

- Die Netzaufftrennung vom Verbundsystem infolge einer Störung führt in den untersuchten Fällen jeweils zu der Notwendigkeit von einem Lastabwurf. Dabei ist zu berücksichtigen, dass solche Situationen derzeit nicht auslegungsrelevant sind. Aber vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um eine automatische Systemführung, die bestehende Sicherheitsreserven weiter optimiert bzw. reduziert, **sehen wir weiteren Untersuchungsbedarf** hinsichtlich folgender Frage: Sollten Netzsituationen mit einer Teilnetzbildung zukünftig für das Systemdesign und die implementierten Schutzkonzepte auslegungsrelevant sein und wenn ja, in welchem Umfang?

Ecofys - A Navigant Company

Ecofys Germany GmbH

Albrechtstraße 10 c  
10117 Berlin

Tel: +49 30 7262141 0

Fax: +49 30 29773579-99

[info@ecofys.com](mailto:info@ecofys.com)

[ecofys.com](http://ecofys.com)