

Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für
Erzeugungsanlagen am Mittel- und Nieder-
spannungsnetz zum Erhalt der Systemsicher-
heit bei Über- und Unterfrequenz
Kurzfassung



Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz

Kurzfassung

Von:

Ecofys Germany GmbH	Michael Döring, Dr.-Ing. Karsten Burges, Frank Hofmann
Deutsche WindGuard GmbH	Anna-Kathrin Wallasch, Gerhard Gerdes, Rainer Klosse
Becker Büttner Held	Fabian Clausen, Dr. Wieland Lehnert, Jens Vollprecht
Universität Stuttgart, IFK	Pavel Zolotarev, Joachim Lehner, Markus Maurer, Florian Gutekunst

Datum: 11. September 2014

Projektnummer Auftraggeber: I C 4 - 02 08 15 - 32/12

Projektnummer Antragsteller: POWDE14322

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	1
2	Executive Summary	3
3	Hintergrund	5
3.1	Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen im deutschen Versorgungsnetz	5
3.2	Auswirkungen auf die Netzstabilität und den Netzbetrieb	6
3.3	Gefährdungssituation	7
4	Kurzfassung der Studienergebnisse	9
4.1	Abschätzung der betroffenen Anlagenpopulation und deren Gesamtverhalten	9
4.2	Eingrenzung des Nachrüstungsumfangs und Anlagenbestands für die Nachrüstung	12
4.3	Bewertung des regelungstechnischen Lösungsvorschlags	16
4.4	Wirtschaftliche Auswirkungen	19
4.5	Bewertungen zum Rechtsrahmen für das Nachrüstungsprogramm	21
5	Handlungsempfehlungen zur praktischen Ausgestaltung	23
6	Ausblick und weitere Empfehlungen	26
7	Literaturverzeichnis	28
8	Abbildungsverzeichnis	35
9	Tabellenverzeichnis	36
10	Anhang	37
10.1	Entwicklung der technischen Anschlussbedingungen für die Nieder- und Mittelspannung	37
10.2	Abschätzung der maximal zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Energieträger	37
10.3	Abschätzung der betroffenen Leistung je Energieträger	38
10.4	Obere Bagatellgrenzen je Spannungsebene	38
10.5	Gewährleistung der stochastischen Gleichverteilung der Leistungsreduktion bei Überfrequenz	39
10.6	Kostenabschätzung der reinen Nachrüstung	42

Abkürzungsverzeichnis

AB	Anlagenbetreiber(innen)
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBE	Bundesverband BioEnergie e.V.
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDW	Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerke
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
B.KWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
HS	Hochspannung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen
WKA	Kleine Wasserkraftanlagen
ZVEH	Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

1 Zusammenfassung

Innerhalb der vergangenen Dekade hat die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) stark zugenommen, insbesondere aufgrund der Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Mit rund 70 GW installierter Leistung im Nieder- oder Mittelspannungsnetz erlangen die DEA eine zunehmende Systemrelevanz auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes.

Gemäß § 19 EnWG sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, für Stromerzeugungsanlagen technische Anschlussbedingungen (TAB) vorzugeben. Diese regeln die Auslegung und den Betrieb der Erzeugungsanlagen und verfolgen damit den Zweck, die Versorgungssicherheit und die Netzintegration zu gewährleisten. Trotz der sukzessiven Anpassung der systemtechnischen Anforderungen der TAB zur Integration Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen, verläuft die Entwicklung der DEA und TAB mitunter divergent. Aus diesem Spannungsfeld ergibt sich wiederholt ein Anlagenbestand, dessen Schutzeinrichtungen nachträglichen Anpassungsbedarf aufweisen.

Ein solcher Anpassungsbedarf besteht bei der automatischen Netztrennung bei Über- und Unterfrequenz. Aufgrund der historischen Anschlussbedingungen trennen sich dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 48 GW bei Netzfrequenzen von 49,5 oder 50,2 Hz instantan vom Netz. Erst der geforderte erweiterte Frequenzbereich von 47,5 bis 51,5 Hz in modernen TAB leistet einen hinreichenden Beitrag zur Systemstabilität. Bei großräumigen Störungen im europäischen Verbundnetz wie im Jahr 2003 und 2006, bei denen Netzfrequenzen von 49,5 oder 50,2 Hz unter- bzw. überschritten werden, besteht derzeit die Gefahr eines Systemausfalls. In Anbetracht der erheblichen Höhe des betroffenen Anlagenbestands kann die zur Verfügung stehende Regelleistung nicht die resultierende Abschaltleistung der dezentralen Anlagen ausgleichen. Nach den aktuellen Studien zur Netzstabilität [17, 21] gefährdet die unkontrollierte Ab- und Zuschaltung von DEA die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes erheblich. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E räumt der Klärung dieser Problematik einen sehr hohen Stellenwert ein.

Als Reaktion auf dieses Gefährdungspotential wurden zunächst Nachrüstungsprogramme für PV-Anlagen initiiert. Die Ende 2012 in Kraft getretene Systemstabilitätsverordnung regelt in Deutschland die Nachrüstung von mehr als 300.000 PV-Anlagen mit mehr als 12 GW an installierter Leistung. Daran anknüpfend hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Ende 2012 eine Studie für die Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie der weiteren dezentralen Erzeugungsanlagen (Windenergie, Biomasse, KWKG, Wasserkraft) in Auftrag gegeben. Die vorliegende Kurzfassung stellt die wesentlichen Studienergebnisse aus dem Endbericht in der Langfassung [14] vor. Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst:

Nachrüstungsbedarf

- Nachrüstungsbedarf besteht insbesondere bei der Einstellung des vorhandenen Frequenzschutzes (insbesondere Anpassung der unteren Abschaltfrequenz auf 47,5 Hz).
- Für die Eingrenzung des nachzurüstenden Anlagenbestands schlagen wir technologiespezifische Bagatellgrenzen vor (insbesondere Anlagen >100 kW).
- Rund 1 GW der installierten betroffenen Erzeugungsleistung kann von der Nachrüstung ausgenommen werden.
- Nachrüstungsbedarf beschränkt sich auf rund 21.000 Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von rund 27 GW.
- Wir sehen eine Frist von 1 bis 1½ Jahren als angemessen.

Wirtschaftliche Auswirkungen

- Die Kosten der reinen Nachrüstung für die Schutz- und Steuerungstechnik gelten für den Anlagenbetreiber als zumutbar.
- Überwiegend kann die Parameteränderung im Rahmen der regulären Wartung durchgeführt werden.
- Die Abschätzung für die Gesamtkosten der reinen Parameteränderung liegt bei 4 bis 28 Mio. EUR.
- Die Verpflichtung einer zentralen Instanz zur Koordinierung und Prüfung der Nachrüstung bringt gegenüber der dezentralen Steuerung von über 800 Verteilnetzbetreiber deutliche Synergieeffekte mit sich.

Ausnahmeregelung – Eingeschränkte technische Machbarkeit

- Für Anlagen mit einer eingeschränkten technischen Machbarkeit sind verminderte Anforderungen an den Frequenzbereich zulässig.
- Die Nachweispflicht für die eingeschränkte technische Machbarkeit liegt beim Anlagenbetreiber.
- Die Erstellung von Typenlisten mit Spezifikationen zum vertretbaren Einstellbereich der betroffenen Anlagen unter Mitwirkung der Hersteller kann die Umsetzung und Akzeptanz der Nachrüstung erheblich fördern.
- Anlagen, bei denen für die Erfüllung der Pflichten wesentliche Bauteile getauscht werden müssen, sollten von der Nachrüstung befreit werden.

Prozesssteuerung und -umsetzung

- Die Koordinierung und das Monitoring vom Nachrüstungsprozess sollte von einer zentralen Instanz, z. B. den Übertragungsnetzbetreibern, durchgeführt werden.
- Die einfache Prozesskette sieht für den Nachrüstungsprozess ein direktes Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sowie Anlagenbetreiber und Hersteller oder Servicedienstleister vor.
- Für die Kommunikation mit den Anlagenbetreibern spielen die Verteilnetzbetreiber eine entscheidende Rolle im Nachrüstungsprozess.
- Die Nachrüstqualität ist durch geeignete Qualitätsmanagementmaßnahmen vom Netzbetreiber sicherzustellen.

2 Executive Summary

In the last decade, electricity production from distributed generation (DG) has increased significantly in Germany due to the German Renewable Energy Sources Act (EEG) and the Heat and Power Generation Act (KWKG). Having an installed capacity of 70 GW at low or medium voltage level, the distributed generators have gained increasing relevance for transmission network operations.

Under § 19 of the Energy Industry Act (EnWG), electricity supply network operators are obligated to specify technical requirements for electricity generation plants. These requirements specify the design and the operation of the distributed generators in order to guarantee the security of supply as well as grid integration.

Despite the successive revision of the grid codes for the integration of Renewable Energy Systems (RES), the development of DG and the grid codes is partly divergent. Out of this challenge arises the problem that the protection settings of the portfolio need subsequent adjustments.

Such adjustments are required for the automatic disconnection triggered by over- and under-frequency. At a system frequency of 49.5 or 50.2 Hz, distributed generation of up to 48 GW instantly disconnects from the network, because of the conditions of historical grid codes. Only the required extended frequency range of 47.5 to 51.5 Hz in modern grid codes offers a sufficient framework to ensure to system stability. In the case of large-scale failure, as in 2003 and 2006 when the system frequency increased or decreased to 49.5 or 50.2 Hz, there is currently the risk of a system-wide black-out. Considering the significant size of the generation portfolio, the available primary reserve cannot compensate for the power which would be immediately disconnected. According to current studies regarding the system stability [17, 21] the current behaviour of DG significantly endangers the stability of the interconnected European power system. Therefore, the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) attaches great importance to this issue.

Retrofitting for photovoltaic (PV) power plants was initiated as a reaction to this risk. A regulation on network stability (SysStabV) was set in place in 2012, which governs the retrofitting of more than 300,000 PV power plants with more than 12 GW installed capacity. Following up on this, the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) commissioned a study regarding the development of retrofitting strategies for other distributed generators (wind, biomass, CHP, hydro) in 2012. The present summary presents the essential results from the final report of this study [14]. The key recommendations are summarised as follows:

Power at risk

- The priority for retrofitting is to adjust the frequency protection settings (especially adjustment of lower frequency limit to 47.5 Hz).
- To optimise the relevant plant portfolio, technology-specific criteria were developed (especially for plants >100 kW).

- Approximately 1 GW of the concerned installed distributed generation does not need retrofitting.
- Retrofitting is needed for approximately 21,000 existing plants with a combined installed capacity of 27 GW.
- A deadline of twelve to eighteen months is considered appropriate.

Economic impact

- The costs for retrofitting the protection equipment and control technology are reasonable for the plant operator.
- In most cases, the modification can be performed within the regular maintenance.
- The estimated total cost range for the adjustment of the frequency settings is EUR 4-28 Mio. EUR.
- The coordination and monitoring conducted by a central authority has clear synergies compared to a decentralised governance conducted by more than 800 distribution system operators.

Technical derogation measures – reduced technical feasibility

- For distributed generators with reduced technical feasibility, reduced requirements for the frequency range are legitimate.
- The burden of proof of the reduced technical feasibility is with the plant operator.
- The establishment of lists with specifications about the acceptable frequency range for the DG can help in improving the acceptance and retrofitting process itself. These lists should be created with contribution of the manufacturer.
- If it is necessary to exchange essential components in order to comply the obligations, DG should be exempted.

Process and implementation

- The coordination and monitoring should be conducted by a central authority, such as transmission system operators.
- We propose a direct process chain between all involved parties (distribution system operator → plant operator → service provider or manufacturer).
- Distribution system operators play a central role in the communication with the plant operator during the retrofitting process.
- System operators should assure the quality of the retrofitting process with the help of adequate quality management.

3 Hintergrund

Nach aktuellen Studien zur Netzstabilität [17, 21] gefährdet die unkontrollierte Ab- und Zuschaltung von DEA beim Erreichen der Netzfrequenzen von 50,2 Hz und 49,5 Hz aufgrund der erheblichen Höhe der installierten Leistung die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Als Reaktion auf dieses Gefährdungspotential wurden erste Nachrüstungsprogramme für PV-Anlagen initiiert. Die Ende 2012 in Kraft getretene Systemstabilitätsverordnung stellt in Deutschland den Rahmen für die Nachrüstung von mehr als 300.000 PV-Anlagen. Daran anknüpfend hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Ende 2012 eine Studie für die Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie der weiteren dezentralen Erzeugungsanlagen in Auftrag gegeben. Die vorliegende Kurzfassung stellt nun die wesentlichen Studienergebnisse aus dem Endbericht in der Langfassung, der dem Ministerium als Unterstützung bei der Anpassung der Systemstabilitätsverordnung dient [14], vor.

3.1 Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen im deutschen Versorgungsnetz

Innerhalb der letzten Dekade hat die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA), insbesondere aufgrund der Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), stark zugenommen. Die Einspeisung dieser dezentralen Anlagen erfolgt größtenteils in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz. Ende 2012 waren rund 76% der installierten Leistung der DEA im Verteilnetz (<110 kV) angeschlossen. Mit der in Abbildung 1 dargestellten Zunahme der Erzeugungskapazitäten erlangten DEA und das gesamte Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz mit Blick auch auf den Betrieb des Übertragungsnetzes.

Gemäß § 19 EnWG sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, für Stromerzeugungsanlagen technische Anschlussbedingungen (TAB) vorzugeben und zu veröffentlichen. Diese regeln die technischen Mindestanforderungen für die Auslegung und den Betrieb der Erzeugungsanlagen und verfolgen damit den Zweck, die Versorgungssicherheit und die Verbesserung der Netzintegration zu gewährleisten. Unter anderem enthalten die Richtlinien die Spezifikationen für die Abschaltkriterien der DEA bei Unter- und Überfrequenz. Diese Frequenzeinstellungen stehen im Fokus der vorliegenden Untersuchung. Im Rahmen des Zubaus an DEA erfolgte eine sukzessive Anpassung und Erweiterung von systemtechnischen Anforderungen der TAB.¹ Erst die Frequenzeinstellungen, frequenzabhängige Leistungsreduktion sowie Abschaltwerte von 47,5 und 51,5 Hz, aktueller Richtlinien auf der Verteilnetzebene dienen der Netzstabilität. Die Netzanschlussrichtlinien in der Vergangenheit verlangten dementsprechend die Trennung von Erzeugungsanlagen nahe der Nennfrequenz von 50,0 Hz.² Aktuelle Netzstudien

¹ Die Entwicklung der geforderten Frequenzeinstellungen ist im Anhang 10.1 am Beispiel der Nieder- und Mittelspannung wiedergegeben.

² In den historischen Richtlinien für die Verteilnetze lag der Schwerpunkt auf der sicheren Netztrennung von DEA bei Wartungsarbeiten und auf der Vermeidung von Inselbildung. Dies wurde mit einer Netztrennung nahe der 50,0 Hz sichergestellt.

von ENTSO-E [21] bewerten die historischen Frequenzabschaltwerte, insbesondere die 49,5 Hz in der Mittelspannung und die 50,2 Hz in der Niederspannung, als sehr kritisch.

Abbildung 1 zeigt deutlich, dass der Zubau der DEA und die Entwicklung unkritischer Frequenzeinstellungen nicht mit der gleichen Dynamik fortgeschritten sind. Aus diesem Spannungsfeld ergibt sich ein Anlagenbestand, der ggf. einen nachträglichen Anpassungsbedarf bezüglich der Frequenzeinstellungen aufweist. Eine durchgeführte Befragung der Netzbetreiber bestätigt das Vorhandensein der ggf. kritischen Abschaltwerte bei Unter- und Überfrequenz.

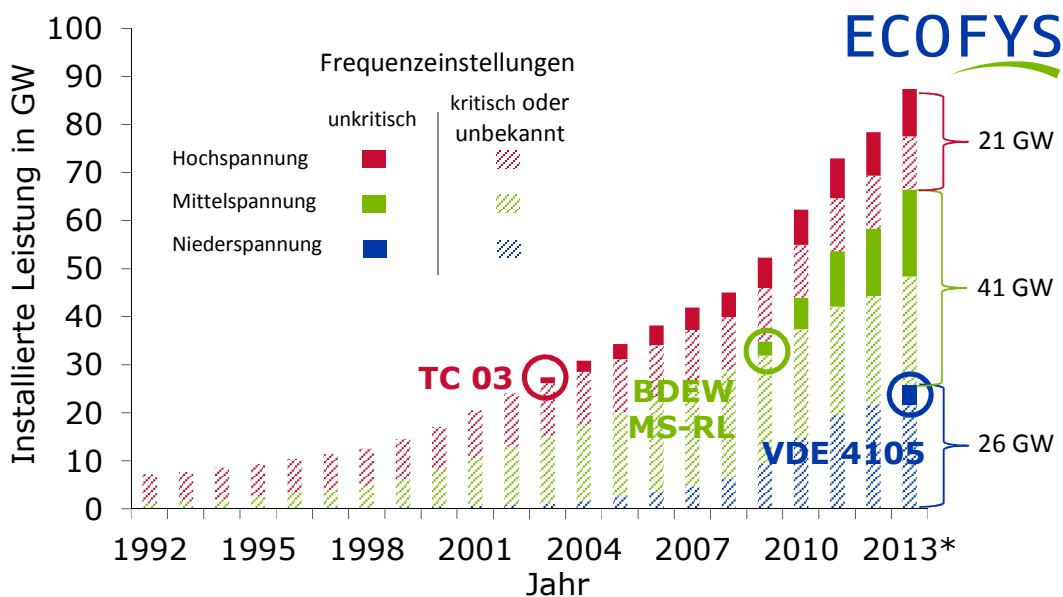


Abbildung 1: Gegenüberstellung der Entwicklung dezentraler Erzeugungseinheiten und der Einführung technischer Anschlussbedingungen, Stilllegungen sind nicht berücksichtigt; 2013*: Eigene Prognose, Quelle: Eigene Darstellung (Ecofys) auf Grundlage von [8, 6]

3.2 Auswirkungen auf die Netzstabilität und den Netzbetrieb

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat sich, nicht zuletzt infolge der in der Studie zur Netzstabilität [17] publizierten Ergebnisse, des Sachverhalts angenommen und eine Studie zur Stabilität des Systems bei Frequenzabweichungen beauftragt [21]. Da die Netzfrequenz im europäischen Verbund synchron ist und der dezentrale Anlagenbestand aus einer Vielzahl an Anlagentypen besteht, wäre eine isolierte Betrachtung der Energieträger und betroffenen Länder nicht ausreichend.

Im Normalbetrieb liegt die systemweite Netzfrequenz in Kontinentaleuropa nahe dem Sollwert von 50,0 Hz. Kommt es jedoch aufgrund einer Großstörung oder von Prognosefehlern zu deutlichen Frequenzabweichungen, dann können sich Frequenzwerte von 49,5 oder 50,2 Hz einstellen. Die letzte Frequenzabweichung in dieser Größenordnung resultierte aus einer Großstörung im November 2006. Grundsätzlich haben solche Ereignisse eine geringe Auftrittswahrscheinlichkeit. Sofern solche Frequenzwerte aber erreicht werden, führt die instantane und vollautomatische Netztrennung der DEA zu einem weiteren Leistungsungleichgewicht. Bei Unterfrequenz destabilisiert ein Unterangebot an Erzeugungsleistung zusätzlich das Verbundnetz. Zum Ausgleichen von Leistungsungleichgewichten steht den Übertragungsnetzbetreibern deshalb im begrenzten Umfang Regelleistung zur Verfügung. Ist die Abschaltleistung jedoch größer als die zur Verfügung stehende Primärregeleistung, dann wird die Netzfrequenz ggf. auf einen Wert unter 49,0 Hz fallen. Das Unterschreiten des kritischen Schwellwertes von 49,0 Hz würde zu weiteren Notmaßnahmen nach dem Operation Handbook P5 Emergency Operations [19] (z.B. automatischer Lastabwurf) führen, die einen Black-out des europäischen Verbundsystems vermeiden sollen.

Mittels dynamischer Simulationen wurde durch ENTSO-E abgeschätzt, welche maximale Erzeugungsleistung, zum Beispiel infolge einer Frequenzabweichung, unmittelbar abgeschaltet werden kann, ohne dass der Synchronbetrieb zusammenbricht. Im Ergebnis der Studie wird abgeschätzt, dass bei Überfrequenz ein Leistungsverlust von maximal ca. 6 GW und bei Unterfrequenz maximal ca. 3 GW ausgeglichen werden kann. Angesichts dieser Ergebnisse und der offenkundigen Nichteinhaltung der vertretbaren Systemgrenzen hat ENTSO-E die nationalen Netzbetreiber aufgefordert, sich des Problems anzunehmen und erwägt gegenwärtig eigene Initiativen zur Nachrüstung der DEA. Infolge dieser Aufforderung erfolgt in Italien und Deutschland bereits eine Anpassung der Frequenzschutzwerte der PV-Anlagen. Allein in Deutschland werden derzeit über 300.000 PV-Anlagen nachgerüstet. Bis Ende 2014 sind diese Maßnahmen voraussichtlich weitgehend umgesetzt. Parallel hat ENTSO-E die Mitgliedsstaaten aufgefordert, die Ergebnisse der vorangegangenen Studie [17] durch eigene, detailliertere Zahlen zu unterlegen. Dieser Prozess läuft gegenwärtig.

Letztlich bleibt festzustellen, dass auch die Entwicklung der rechtsverbindlichen europäischen Grid-Codes eine Handhabe für künftige Anpassungsmaßnahmen bietet. Der Network Code „Requirements for Generators“, der sich gerade im Kommitologie-Prozess befindet, sieht vor, dass in angemessenen Fällen und nach Lieferung einer Cost-Benefit-Analyse durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Erfüllung neuer Anforderungen auch von Bestandsanlagen gefordert werden kann. Inwieweit dieser Rechtsrahmen ein geeignetes Mittel für die Bewältigung von Herausforderungen der hier beschriebenen Art darstellt, bleibt abzuwarten.

3.3 Gefährdungssituation

Die unkontrollierte Ab- und Zuschaltung von DEA bei 50,2 Hz und bei 49,5 Hz gefährdet aufgrund der erheblichen Höhe der installierten Leistung die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Die Wirkleistungsfrequenzregelung ist nicht für die entstehenden Leistungsungleichgewichte sowie schaltende Vorgänge ausgelegt und kann die Stabilität der Netzfrequenz unter solchen

Bedingungen nicht sicherstellen. Die Wahrscheinlichkeit, kritische Schwellwerte im Normalbetrieb zu erreichen, ist derzeit zwar gering. Sofern jedoch eine Großstörung im Verbundsystem und eine hohe DEA-Einspeisung zusammentreffen, besteht ggf. eine akute Gefährdung der Systemstabilität, insbesondere bei 49,5 Hz. Ferner wird durch die unkontrollierte Zu- und Abschaltung von DEA der Netzbetrieb, insbesondere die Durchführung von stabilisierenden Maßnahmen nach Großstörungen, deutlich erschwert. Für die Gewährleistung der Systemsicherheit leitet sich schließlich ein dringender Handlungsbedarf für die Nachrüstung von DEA ab. In Abstimmung mit den Ministerien und den Übertragungsnetzbetreibern wurde eine 1-GW-Grenze als zulässige Restmenge an betroffenen DEA in Deutschland mit den kritischen Frequenzeinstellungen festgelegt. [14], [21]

4 Kurzfassung der Studienergebnisse

Die Entwicklung von Handlungsempfehlungen für den Nachrüstungsprozess basiert auf einer technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Bewertung. Das Ergebnis dieser Bewertung umfasst

- eine Abschätzung des nachzurüstenden Anlagenbestands,
- regelungstechnische Lösungsvorschläge für die nachzurüstenden Anlagen und
- eine Bewertung des bestehenden Rechtsrahmens sowie rechtliche Umsetzungsvorschläge.

Als Datengrundlage verwendeten wir öffentlich zugängliche Anlagenregister und führten eine Branchenumfrage durch. Hierfür haben wir insgesamt über 50 Anlagenhersteller, Servicedienstleister, Schutzgerätehersteller, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Vertreter von Branchenverbänden interviewt. Der sehr heterogene Markt und der typenspezifische Aufwandaufbau bedingen diese hohe Anzahl, um eine hinreichend repräsentative Abfrage zu gewährleisten. Der Fokus der Untersuchung lag auf Bestandsanlagen mit Abschaltfrequenzen im Bereich von 49,0 bis 50,2 Hz und auf Basis der folgenden Technologien:

- Windenergie (WEA) nach EEG
- Feste Biomasse nach EEG
- EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach KWK-G (Anlagen bis maximal 100 MWel)
- Kleine Wasserkraft (WKA) nach EEG

4.1 Abschätzung der betroffenen Anlagenpopulation und deren Gesamtverhalten

Trotz der sukzessiven Einführung fester Abschaltfrequenzen von 47,5 und 51,5 Hz werden sich viele DEA bei dem Erreichen von kritischen Netzfrequenzen nahe der 50,0 Hz unverzüglich (d. h. innerhalb von 170 bis 200 ms) vom Netz trennen. Für die Abschätzung der Anlagenpopulation mit kritischen Frequenzeinstellungen haben wir die Informationen zu den historischen Abschaltwerten mit den Informationen der durch die Netzbetreiber erhobenen und öffentlich zugänglichen Anlagenstammdaten verknüpft.

In der Summe trennen sich potenziell bis zu rund 27 GW an installierter Leistung und bis zu rund 60.000 Anlagen der genannten Anlagentypen bei Netzfrequenzen von 49,0, 49,5 und 50,2 Hz. Mit einem Anteil von 95 % konzentriert sich die betroffene Leistung nahezu vollständig auf die Abschaltfrequenz von 49,5 Hz. Die Verteilung der betroffenen Anlagenpopulation nach Energieträger, Leistung und Anlagenanzahl ist in Abbildung 2 wiedergegeben. Bei allen Anlagentypen ist ein signifikanter Anteil der Leistung und der Anzahl der Bestandsanlagen betroffen.

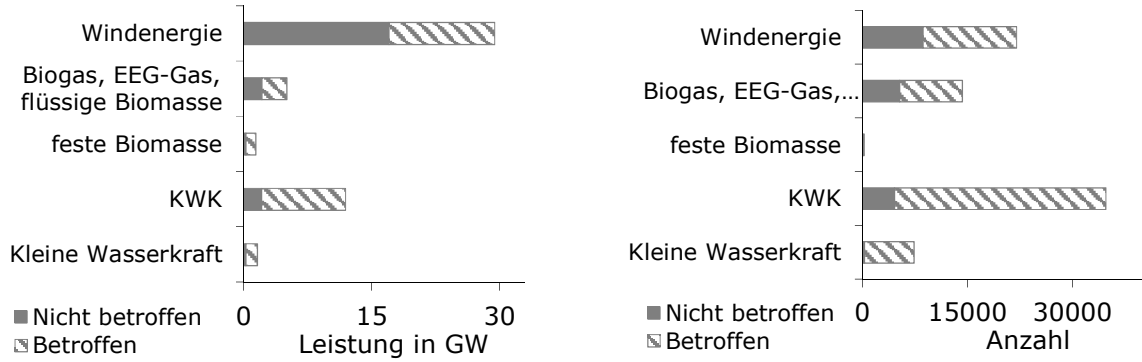


Abbildung 2: Abschätzung der betroffenen Leistung/Anlagenzahl im Vergleich zur installierten Leistung/Anlagenzahl je Energieträger; Stand Ende 2012, Quellen: Eigene Berechnungen (Ecofys) auf Basis von [8, 6, 7]

Die sich daraus ergebene **kumulierte maximale Abschaltleistung** beläuft sich auf bis zu 30 GW bei Unterfrequenz. Die Abschätzung der Abschaltleistung je Abschaltfrequenz im Bereich von 49,0 bis 51,0 Hz ist in Abbildung 3 wiedergegeben.

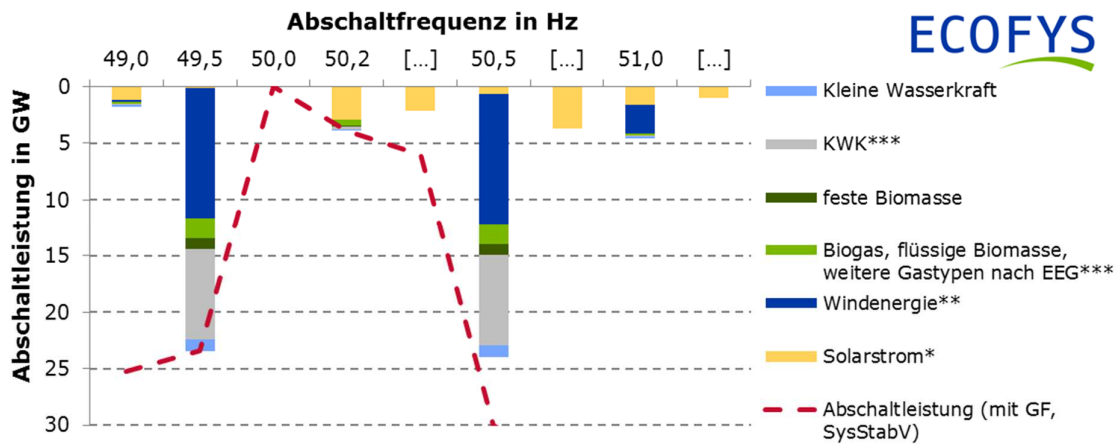


Abbildung 3: Abschätzung der maximal erwartbaren Abschaltleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren (GF)³ einzelner Energieträger und des PV-Nachrüstungsprogramms, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen (Ecofys) auf Basis von [8, 6, 7] und Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

³ Der GF stellte eine Abschätzung der maximal gleichzeitig einspeisenden installierten Leistung dar. Dieser ist insbesondere von folgenden Parametern abhängig: Windaufkommen, Solareinstrahlung, Wartungszeiten und Volllaststunden.

Annahmen zur Abschätzung der Abschaltleistung:

- *Maximal zu erwartende Einspeisung:* Insbesondere aufgrund von Stillstandzeiten durch Wartungsarbeiten oder des fluktuierenden Aufkommens von Wind und Solarstrahlung werden die installierten DEA im Betrieb zu keinem Zeitpunkt alle gleichzeitig ihre volle Leistung in das Stromnetz einspeisen. Selbst bei einem sehr hohen Wind- und Solaraufkommen ist nicht davon auszugehen, dass die volle installierte Leistung Strom in das Netz einspeist. Demnach berücksichtigt die ermittelte Abschaltleistung die technologiespezifischen Gleichzeitigkeitsfaktoren (GF). Die resultierenden GF in der Tabelle 2 im Anhang wurden in Abstimmung mit dem IFK Stuttgart auf Basis einer quantitativen oder qualitativen Bewertung abgeschätzt. [14]
- *Nachrüstung der betroffenen PV-Anlagen:* Derzeit werden im Rahmen der SysStabV mehr als 300.000 PV-Bestandsanlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen umgerüstet. Für die Nachrüstung wurde nach der SysStabV eine Frist bis zum 31.12.2014 vorgesehen. Auf Basis der Arbeiten von Ecofys für die Netzbetreiber [1] prognostizieren wir die nach der SysStabV verbleibende Restmenge an maximal zu erwartender Abschaltleistung der PV-Anlagen.
- *Stand der Nachrüstung nach der SDLWindV:* Für Windenergieanlagen mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem 31.12.2001 gilt die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) [38]. Darin ist die freiwillige Nachrüstung von Systemdienstleistungen über eine Bonuszahlung geregelt. Anlagen, die im Sinne der SDLWindV nachgerüstet wurden, verfügen bereits über einen erweiterten Frequenzbereich und reduzieren damit den betroffenen Anlagenbestand. Auf Basis einer Befragung durch die Deutsche WindGuard wurde der Stand der bereits nachgerüsteten Anlagen abgeschätzt. Von den betroffenen Anlagen mit ein Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2009 waren bis Ende 2012 insgesamt 12,2 GW entsprechend der SDLWindV nachgerüstet. Als Einschränkung für diese Untersuchung gilt, dass nicht alle nach der SDLWindV umgerüsteten Anlagen von kritischen Frequenzeinstellungen betroffen waren.⁴ Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen sind von den 12,2 GW rund 7 GW nicht von kritischen Frequenzeinstellungen betroffen gewesen. Aufgrund der SDLWindV reduziert sich schließlich der betroffene Anlagenbestand bei WEA um 5,2 GW.
- *Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer:* Entsprechend der Angaben der Hersteller berücksichtigen wir die spezifische Lebensdauer von KWK-Anlagen. Hierbei unterscheiden wir nach Anlagen mit einer relativ kurzen Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren⁵ und Anlagen mit einer Lebensdauer von mindestens 20 Jahren. Die erste Gruppe wird am Ende der Lebensdauer meist generalüberholt oder stillgelegt. Nach einer Generalüberholung entsprechen die festen Abschaltwerte der Frequenzeinstellung in der Regel den dann jeweils gültigen Richtlinien. Der sich dadurch verringerte Bestand betroffener Anlagen ist in den bisherigen Analysen entsprechend berücksichtigt. Für die weiteren KWK mit einer Lebensdauer von mehr als 20 Jahren ist eine sichere Überprüfung der tatsächlichen Frequenzeinstellungen mit geeigneten Instrumenten erst im Rahmen des Nachrüstungsprozesses möglich. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei den sehr alten Anlagen eine geringe Anlagenanzahl, mit einer gewissen Unsicherheit bezüglich der Frequenzeinstellungen, einer tendenziell hohen und damit relevanten betroffenen Anlagenleistung entspricht.

⁴ Da die SDLWindV nicht nur auf die Umrüstung der Frequenzeinstellungen abzielte, wurden auch Anlagen einbezogen, die bereits Frequenzeinstellungen nach aktuell gültigen TAB aufwiesen. Insbesondere für Windenergieanlagen in der Mittelspannung mit einem Inbetriebnahmehjahr ab 2009 und in der Hochspannung mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem 01.08.2003 galten auch vor der Umrüstung nach der SDLWindV Frequenzeinstellungen mit den Abschaltfrequenzen 47,5 Hz und 51,5

⁵ Dazu zählen wir folgende Anlagentypen: EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe KWK nach KWK-G mit einer installierten Leistung von bis zu 5 MWel.

Zusammenfassend entspricht die Abschätzung des Gesamtverhaltens einem **worst-case Szenario**. In diesem Szenario gehen wir von einer maximal zu erwartenden Abschaltleistung aus. Die Eintrittswahrscheinlichkeit eines solchen Falls ist tendenziell sehr gering, aber mit extremen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Für eine tiefergehende Risikoanalyse besteht weiterer Untersuchungsbedarf. Die dafür notwendige probabilistische Analyse erfordert einen hohen Umfang an empirischen Daten für das ganze europäische Verbundsystem. Eine isolierte Betrachtung des deutschen Netzverbundes wäre nicht zielführend.

4.2 Eingrenzung des Nachrüstungsumfangs und Anlagenbestands für die Nachrüstung

Vor dem Hintergrund der hohen Anzahl der betroffenen Anlagen von 60.000 und den stellenweise sehr individuellen Anlagenspezifikationen sind bei einer vollständigen Nachrüstung auf die technisch jeweils mögliche Lösungsvariante ein hoher Zeitbedarf, eine hohe Komplexität und hohe Aufwendungen zu erwarten. Dementgegen steht die betroffene Leistung von rund 27 GW, die aufgrund der erheblichen Höhe die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundsystems gefährdet. Angesichts der Komplexität einerseits und der potentiellen Gefährdung andererseits leiten wir nachfolgende eine Vereinfachung des Nachrüstungsprozess ab. Diese verfolgt das Ziel, einer einfachen, schnellen und aufwandsminimierten Nachrüstung.

Eingrenzung des Nachrüstungsumfangs

Die Evaluierung im Rahmen der Branchenabfrage und die Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern hat ergeben, dass folgende zwei Lösungsvarianten für die Nachrüstung DEA geeignet sind:

- *Variante 1, Umparametrieren der festen Abschaltfrequenzen:* Anpassung der festen Abschaltfrequenzen bei Über- und Unterfrequenz in Anlehnung an VDE-AR-N 4105, stochastische Gleichverteilung bei Überfrequenz zwischen 50,2 und 51,5 Hz, Abschaltfrequenz entspricht der Wiederschaltfrequenz
- *Variante 2, Nachrüstung auf Wirkleistungsreduktionsfunktion:* Implementierung der Frequenzeinstellungen der VDE-AR-N 4105 mit Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz (ohne Hysterese)

Variante 1 stellt lediglich eine Änderung der statischen Abschaltwerte bei Frequenzabweichungen dar, die im bereits vorhandenen Anlagenschutz eingestellt sind (Umparametrierung). Eine solche Änderung ist in den meisten Fällen⁶ ohne viel Aufwand durchzuführen. Variante 2 ist für die Einzelanlage regelungstechnisch anspruchsvoller und kann bei ungünstiger Anlagenkonfiguration (kein Softwareupdate möglich) wesentlich komplexer und kostenintensiver sein. Aus Systemsicht und über die gesamte

⁶ Im Vergleich zur Photovoltaik ergeben sich bei den untersuchten Anlagentypen aufgrund des teilweise sehr heterogenen Aufbaus technische Besonderheiten (Vgl. [14]), die bei der praktischen Nachrüstung entsprechend berücksichtigt werden müssen.

Anlagenpopulation betrachtet bildet die erste Variante das Verhalten der zweiten, aufwendigeren zumindest hinsichtlich der primär angestrebten Leistungsreduktion näherungsweise nach.

Angesichts entscheidender Nachteile⁷ von Variante 2 empfehlen wir, diese Variante zeitlich zurückzustellen und erst nach einer weiteren tiefergehenden Analyse zur Notwendigkeit für einen ausgewählten Teil des Anlagenbestandes ggf. zeitlich nachgelagert durchzuführen. Dabei können die Ergebnisse des Monitoring von Variante 1 sowie eventuelle weitere Untersuchungen zur erforderlichen Beteiligung an einer stetigen Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz aus Sicht des Systembetriebs mit einfließen. Es muss betont werden, dass mit dem Aufweiten des durch die Anlagen tolerierten Frequenzbandes in der ersten Umrüstvariante (Umparametrieren) die Robustheit des Verbundsystems bereits erheblich verbessert wird. Beide Umrüstungsvarianten sind hinsichtlich des Verhaltens bei **Unter**frequenz vollständig identisch. Für den Fall der Unterfrequenz wurde die herausfordernde Grenze einer maximalen verbleibenden Abschaltleistung von 1 GW abgeleitet: Eine kompromisslose Nachrüstung hat an dieser Stelle für die Systemstabilität eine höhere Bedeutung für die Problemlösung als die verfeinerte Anpassung des Verhaltens bei Überfrequenz.

Eingrenzung des Anlagenbestands für die Nachrüstung

Die Ableitung des Nachrüstbedarfs erfolgt unter den folgenden Annahmen:

- Die Nachrüstung beschränkt sich in erster Linie auf eine Anpassung der Einstellwerte des vorhandenen Frequenzschutzes (Umparametrieren)
- Die Summe der nicht nachgerüsteten Leistung ist mit rund 1 GW anzusetzen
- Alle untersuchten Anlagentypen sind in die Nachrüstung mit einzubeziehen
- Die 1-GW-Grenze wird nicht um einen Sicherheitspuffer erweitert, da nicht nachrüstbare Anlagen oder Stilllegungen ex-ante nicht zuverlässig zu quantifizieren sind
- Die Kostenangaben basieren auf den Angaben der Hersteller und berücksichtigen nur die reine Parameteränderung, exklusive Kosten für Anfahrt, detaillierte Prüfung der Anlagenspezifikationen, administrative Prozesse auf Seiten des Netzbetreibers oder Stillstandzeiten
- Die Leistungsklassen werden anhand folgender Anlagenbegriffe bestimmt:
 - Für Windenergie beziehen wir uns auf einzelne Windenergieanlagen (Erzeugungseinheiten)
 - Für die weiteren Anlagentypen beziehen wir uns auf den weiteren Anlagenbegriff, darunter ist die Zusammenfassung mehrerer Generatoren / Aggregate pro Anlage zu verstehen

Unter dem Ziel der Aufwandsminimierung für die Nachrüstung leiteten wir den nachzurüstenden Anlagenbestand in einem iterativen Verfahren ab. Dabei minimierten wir die Gesamtanzahl der einzubeziehenden Anlagen, von der die Aufwendungen näherungsweise linear abhängig sind. Den Ausgangswert bildete die Berücksichtigung aller betroffenen Anlagen, bei denen das Umparametrieren der Abschaltfrequenzen nach Aussagen der Hersteller in der Regel in einem vertretbaren Rahmen⁸ möglich ist. In

⁷ Die weiteren Nachteile beziehen sich auf die hohe Zahl an zu erwartenden Einzelfallprüfungen, zeitlich langwierige Nachrüstung, geringe zu erwartende Akzeptanz beim Anlagenbetreiber für die im Einzelfall erheblichen Mehrkosten, etc. (Vgl. [14]).

⁸ Sofern die vollständige Aufweitung des Frequenzbereiches nur ohne einen Austausch von Bauteilen möglich ist, die dem Antriebsstrang oder der Energieumwandlung einschließlich der Leistungselektronik zuzuordnen sind.

einem weiteren Schritt wurde die Leistungsklasse⁹ und das Inbetriebnahmejahr¹⁰ für die anderen Energieträger iterativ so lange erhöht, bis die 1-GW-Grenze erreicht wurde. Bei jedem Iterationsschritt wurde das Potential zur Minderung der Systemgefährdung ins Verhältnis zu den damit verbundenen Aufwendungen gesetzt.¹¹ Die resultierenden Bagatellgrenzen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Abschätzung des Nachrüstbedarfs mit Angabe der Bagatellgrenzen, des verbleibenden Anlagenbestands und der nachzurüstenden Anlagen, Quelle: Eigene Darstellung (Ecofys)

Anlagentyp	Bagatellgrenzen		Restmenge in GW _{el}	Nachzurüsten	
	Leistungsklasse in kW _{el}	Inbetriebnahme- jahr		in GW _{el}	Anzahl
Windenergie	>450 ¹²	Keine Grenze	0,3	12,1	11.500
feste Biomasse	>100	Keine Grenze	<0,1	1,1	100
Biogas und weitere EEG-Typen*	>100	2000	0,1	2,8	6.500
KWK	>5.000	Keine Grenze	0,0	9,1	400
	5.000 ≥ x > 100	2000	0,4	0,3	1.000
Kleine Wasserkraft	>100	Keine Grenze	<0,2	1,2	1.500
Summe			1,0	26,7	21.000

Für eine einfache und klare Vorgabe von Bagatellgrenzen haben wir diese nach Möglichkeit anschließend angeglichen.¹³ Obere Grenzen für die einzubeziehenden Stromerzeugungsanlagen hinsichtlich des Inbetriebnahmedatums in Abhängigkeit von der Spannungsebene bestimmen sich aus der Einführung aktueller TAB und sind im Anhang 10.4 wiedergegeben.

⁹ Die verwendeten Intervalle der Leistungsklassen orientieren sich an den Angaben der Hersteller.

¹⁰ Das Inbetriebnahmejahr wurde in 1-Jahres-Schritten zwischen den Jahren 1990 und 2012 erhöht.

¹¹ Bei der schrittweisen Erhöhung wurde stets die Bagatellgrenze eines Anlagentyps gewählt, die die größte Verringerung der nachzurüstenden Anlagenanzahl bei einer möglichst geringen Erhöhung der verbleibenden Leistung nach sich zog.

¹² Bei Windenergieanlagen gibt es eine Häufung an betroffenen Anlagen mit einer Leistung von 500 kW. Im Gegensatz zu den weiteren Anlagentypen ist eine Einbeziehung dieser Leistungsklasse notwendig. Die Bagatellgrenze ist deshalb in der Form „>450“ angegeben.

¹³ Beispielsweise sind in Deutschland faktisch keine Anlagen mit fester Biomasse im Leistungsbereich unter 1 MW_{el} installiert, zur Vereinfachung empfehlen wir aber eine Bagatellgrenze von 100 kW_{el}. Weiterhin empfehlen wir, die obere Leistungsklassenbeschränkung der im Untersuchungsschwerpunkt der Studie befindlichen kleinen Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 5 MW aufzuheben.

Resultierender Nachrüstungsbedarf

- Auf der Basis der Analyse des Anlagenbestandes und der technologiespezifischen Besonderheiten schlagen wir vor, für die Umrüstungspflicht Bagatellgrenzen für Leistung und Inbetriebnahmejahr gemäß Tabelle 1 anzusetzen. Damit reduziert sich die Anzahl der umzurüstenden Anlagen von ca. 60.000 auf ca. 21.000. Die Einhaltung der 1-GW-Grenze für die Restmenge stellt weiterhin eine große Herausforderung dar.
- Gleichzeitig schlagen wir vor, in einem ersten Schritt lediglich die Umparametrierung des vorhandenen Frequenzschutzes der Anlagen vorzunehmen (Variante 1). Die entsprechenden Maßnahmen können an einem großen Teil der Anlagenpopulation unkompliziert umgesetzt werden. Die Implementierung einer Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz (Variante 2) kann anschließend für einen noch näher zu bestimmenden Teil der Anlagen durchgeführt werden, um das Systemverhalten weiter zu verbessern.
- Ein sorgfältiges Monitoring ist entscheidend für die zügige Umsetzung der Nachrüstungsmaßnahmen und das Erreichen der angestrebten 1-GW-Grenze. Darüber hinaus kann nur das Monitoring die erforderlichen Informationen zur weiteren Bewertung des verbleibenden Gefährdungspotentials liefern.

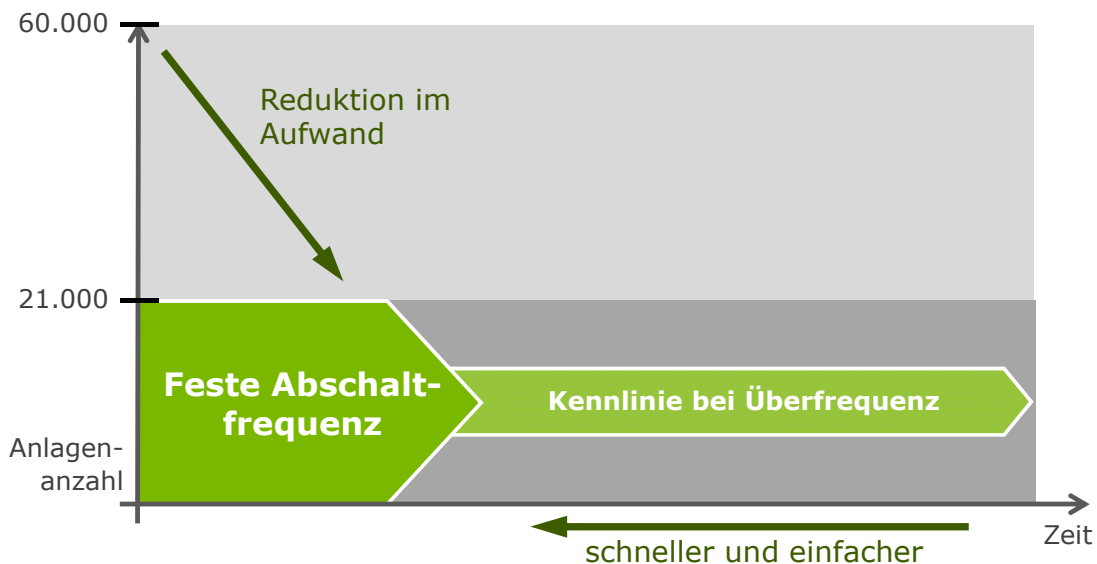


Abbildung 4: Umrüstprozess: vorgeschlagene Vereinfachung und Beschleunigung (Aufteilung in Schritt 1 und Schritt 2) sowie Aufwandsreduktion (Einführung von Bagatellgrenzen zur Verminderung der Anzahl der nachzurüstenden Anlagen)

4.3 Bewertung des regelungstechnischen Lösungsvorschlags

Das grundsätzliche Ziel der Nachrüstung mittels der empfohlenen Lösungsvariante 1 (Nachrüstung der festen Abschaltfrequenz) besteht darin, die Erzeugungsanlagen in einem gegenüber der heutigen Praxis weiteren Frequenzband zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz zu betreiben. Dieser erweiterte Frequenzbereich bedingt unter Umständen erhöhte Belastungen für die elektrische Anlagentechnik. Deshalb muss, abgesehen von der **Frequenz**, festgelegt werden, während welcher **Zeitdauer** dieser Betrieb zu gewährleisten ist und welche **Erzeugungsleistung** dafür bereitzustellen ist.

Anforderungen an den Frequenzbereich

Das Ziel der Nachrüstungsmaßnahmen besteht primär darin, das Frequenzband, in dem die Anlagen ihre Einspeisung beibehalten, aufzuweiten und so die Stabilität des Verbundbetriebs zu verbessern. In Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern empfehlen wir das Umparametrieren auf die Frequenzeinstellungen der derzeit gültigen TAB. Nach [23, 2, 4] ist eine Netztrennung im Frequenzbereich zwischen 47,5 und 51,5 Hz unzulässig. Ferner fordern die aktuellen TAB zwischen 50,2 und 51,5 Hz eine Wirkleistungsreduktion für die Netzstützung. Als eine aus systemtechnischer Sicht vertretbare Alternative gilt die Emulation der Kennlinie mittels stochastischer Gleichverteilung (Vgl. Anhang 10.5) der festen oberen Abschaltfrequenzen über die nachzurüstende Anlagenpopulation. Schließlich sind folgende neue Parameter zu fordern:

- Feste untere Abschaltfrequenz: $f_{\text{unten}} = 47,5 \text{ Hz}$
- Feste obere Abschaltfrequenz: $50,2 \text{ Hz} < f_{\text{oben}} < 51,5 \text{ Hz}$ (stochastisch gleichverteilt, Ausnahme Niederspannung: $50,2 \text{ Hz} < f_{\text{oben}} < 51,0 \text{ Hz}$ wegen Betrieb von Netzersatzanlagen, vgl. [14])

In Einzelfällen, vor allem bei sehr alten Anlagen und Stromerzeugungseinheiten im hohen Leistungsklassenbereich, kann eine Überprüfung der Anlagenspezifikationen reduzierte Anforderungen bezüglich der Frequenzeinstellungen ergeben.

Anforderungen an die Betriebsdauer im geforderten Frequenzbereich

Aufgrund der zusätzlichen Belastungen von Anlagenkomponenten bei Frequenzen außerhalb des Normbetriebs nahe der 50,0 Hz ist nach aktuell gültigen Richtlinien eine Netztrennung aus Gründen des Anlagenschutzes zulässig, sofern die Anlage bei einer bestimmten Netzfrequenz eine Mindestbetriebsdauer überschritten hat. In Anlehnung an [4] und in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern empfehlen wir die Spezifikationen von einer Mindestbetriebsdauer von 10 Minuten für den erweiterten Frequenzbereich. Diese Vorgaben entsprechen den aktuellen technischen Anforderungen an die Anlagentechnik und können nach den Aussagen der Hersteller prinzipiell auch von der überwiegenden Mehrzahl der betroffenen Erzeugungsanlagen eingehalten werden.

Besonderheiten bezüglich einer Leistungsreduktion bei Unterfrequenz

Wegen der beschriebenen Mechanismen kann ein Betrieb bei Unterfrequenz (Abschaltwert: 47,5 Hz, Dauer: mind. 10 Minuten) ggf. nur bei gleichzeitiger Leistungsreduktion gewährleistet werden. Dies betrifft nach Aussagen der Hersteller nur einen kleinen Teil der betroffenen Anlagen, insbesondere KWK-Anlagen im größeren Leistungsbereich. Grundsätzlich ist die Leistungsreduktion bei Unterfrequenz nach den aktuellen Richtlinien [4, 24] zwischen 47,5 und 49,0 Hz zulässig, sofern dies aus Gründen des Anlagenprozesses notwendig ist. Aus der Möglichkeit zur Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz ergibt sich keine Verpflichtung für die Leistungsreduktion bei Überfrequenz.

Wiederzuschaltverhalten

Nach einer Netztrennung müssen Erzeuger mit Motoren und Turbinen ggf. erst manuell quitiert werden, um wieder mit dem Netz synchronisiert werden zu können. Wiederanfahren nach Abschalten der Verbrennungskraftmaschine schafft ggf. eine zusätzliche Totzeit bis zur Leistungswiederkehr. Dementgegen schalten sich Windenergieanlagen innerhalb einiger Minuten automatisiert wieder zu, sofern das Stromsystem wieder die zulässigen Werte (Strom, Spannung und Frequenz) vorgibt. Dieses Verhalten kann nicht durch eine kosteneffiziente Nachrüstung der Anlagen angepasst werden. Eine Modifikation der Steuerung wäre notwendig. Wir empfehlen deshalb, dass die nachzurüstenden Anlagen ihre Spezifikationen zum Wiederzuschaltverhalten beibehalten.

Die aktuellen TAB für dezentrale Erzeugungsanlagen spezifizieren zwar einen gegenüber den vorangegangenen Richtlinien erweiterten Frequenzbereich, machen jedoch keine Angaben zum gewünschten Wiederzuschaltverhalten. Deshalb empfehlen wir in diesem Punkt weiterhin eine zeitnahe Weiterentwicklung der technischen Regelwerke.

Grundsätzliche Beschränkungen des Betriebs in einem erweiterten Frequenzbereich

Die erhöhten Belastungen für die elektrische Anlagentechnik gelten für nahezu alle hier betrachteten Technologien. Bei einem Teil der Anlagen könnte der oben beschriebene Arbeitsbereich die spezifizierten Grenzwerte wesentlicher Bauteile verletzen. Hierfür gibt es zwei naheliegende Ursachen:

- Anregung von mechanischen Resonanzen, wenn Eigenfrequenzen der Anlage (in ihrer Gesamtheit) dicht an dem gegenüber der bisherigen Betriebsweise erweiterten Frequenzbereich liegen. Entsprechende Effekte manifestieren sich möglicherweise sofort und können zu Beschädigungen der Anlage führen, falls nicht sekundäre Schutzeinrichtungen (Schwingungssensoren) den Schutz der Anlage sicherstellen und sie doch unverzüglich von Netz trennen (womit auch nichts gewonnen wäre). Dieser Aspekt ist in erster Linie für Turbinensätze und Windkraftanlagen relevant.
- Übererregung des Generators / Sättigung des Magnetkreises bei Unterfrequenz und infolgedessen thermische Belastung von Generatorkomponenten. Die Erwärmung entfaltet ihre Wirkung mit einer gewissen Zeitkonstante. Abgesehen davon ist nicht unmittelbar von einer kritischen Beschädigung auszugehen. Eine kurzzeitige Erhöhung der Temperatur beschleunigt in erster

Linie die Alterung der Bauteile. Dieser Aspekt gilt vor allem für Turbinensätze und Anlagen im großen Leistungsbereich.

Zusammenfassend ist es wichtig festzuhalten, dass die Eigenschaften der elektromechanischen Komponenten den Betrieb in einem erweiterten Frequenzband ggf. einschränken und deshalb berücksichtigt werden müssen. In letzter Instanz kann das auch dazu führen, dass sekundäre Schutzeinrichtungen bei Unterfrequenz eine Netztrennung bewirken, obwohl der (umparametrierte) Frequenzschutz nicht anspricht. Eine praktische Überprüfung solcher sekundärer Schutzmechanismen ist jedoch mit extremem Aufwand verbunden. Wir empfehlen, bei der Beurteilung des realisierbaren Frequenzbandes ausschließlich von den Anlagenspezifikationen (Datenblätter des Herstellers) auszugehen. Betroffene Anlagen müssten vom Weiterbetrieb in kritischen Frequenzbereichen mittels verminderter Anforderungen ausgenommen werden.

Grundsätze der verminderten Anforderungen

Im Interesse der höchstmöglichen Steigerung der Systemsicherheit ist es wünschenswert, dass Anlagen, die den neuen Anforderungen nicht vollständig genügen können, wenigstens in dem Maße für erweiterte Frequenzbereiche ertüchtigt werden, wie das mit vertretbarem Aufwand erreichbar ist. Eine dafür erforderliche Nachrüstung der Schutz- und Steuerungstechnik sehen wir grundsätzlich als vertretbar an. Zur Bestimmung der verminderten Anforderungen geben die ÜNB die folgenden Grundsätze vor:

- Eine Leistungsreduktion bei Unterfrequenz ist einem eingeschränkten Frequenzband und einer verminderten Dauer vorzuziehen.
- Die Verminderung von Frequenz oder Dauer unterliegt keiner allgemeinen Priorisierung.
- Die vertretbaren Anlagenspezifikationen sollen so nah wie möglich an den allgemeingültigen Anforderungen (47,5 Hz, Mindestbetriebsdauer von 10 Minuten) liegen.

Wer kann grundsätzlich eine Umparametrierung durchführen?

In erster Linie kommt hier Personal des Anlagenherstellers oder ein Servicedienstleister in Betracht. Das Personal benötigt die Qualifikation als Elektrofachkraft im Sinne der DIN VDE 0105-100:2009-10. Für die Parameteränderung ist auch ein Wartungsmechaniker mit einer entsprechender Zusatzqualifikation Elektrofachkraft qualifiziert.

Für die Umparametrierung des übergeordneten Entkopplungsschutzes muss ggf. zusätzliches Personal eingeschaltet werden, da das Personal der Hersteller oder Servicedienstleister meist keine Erfahrung mit den NA-Schutzgeräten hat. Hier ist der Netzbetreiber entsprechend einzubeziehen.

4.4 Wirtschaftliche Auswirkungen

Auf Basis der durchgeführten Branchenabfrage bleibt grundsätzlich festzustellen, dass die Kosten für das Umparametrieren auf feste Frequenzwerte pro Anlage mit wenigen hundert Euro pro Anlage sehr gering sind (Vgl. Tabelle 5) und die normalen operationellen Kosten der Anlage in den meisten Fällen nicht nennenswert beeinflussen. In der Regel fallen lediglich Arbeitszeitkosten für die Veränderung der Einstellwerte an. Selbst wenn im Einzelfall ein Austausch des Frequenzrelais erforderlich ist, beschränken sich die damit verbundenen Kosten auf wenige hundert Euro. Die Kosten können weiter begrenzt werden, wenn die Umparametrierung im Rahmen einer regulären Wartung vorgenommen wird und separate Aufwendungen für die Anfahrt damit entfallen. Angesichts dieser begrenzten Kosten sehen wir es als angemessen an, diese beim Betreiber zu belassen und von einer Wälzung, die auf Basis der Erfahrung mit dem PV-Umrüstungsprogramm vermutlich administrative Folgekosten in mindestens derselben Größenordnung nach sich zöge, abzusehen. Wird alternativ eine Kostenwälzung in Betracht gezogen, nehmen die administrativen Prozesse und die zusätzlichen damit verbundenen, nicht technisch begründeten Kosten gegenüber der vorgeschlagenen Umparametrierung ohne Erstattung drastisch zu.

Allerdings ist die Varianz der in den Befragungen angegebenen Kosten für die reine Nachrüstung sehr hoch. Deshalb ist die Abschätzung der Nachrüstkosten für das Umparametrieren als Spannweite dargestellt. Abbildung 5 zeigt die Kosten in Abhängigkeit des gewählten Inbetriebnahmejahrs als Bagatellgrenze. Die Leistungsklassen sind in diesem Beispiel fest und entsprechen den Angaben aus der Tabelle 1. Die Abschätzung für die Gesamtkosten der reinen Parameteränderung liegt bei 4 bis 28 Mio. EUR¹⁴. Obwohl die Einbeziehung von Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr von vor 1990 für die Erreichung der 1-GW-Grenze notwendig ist, steigen die Gesamtaufwendungen für das Umparametrieren durch die sehr alten Anlagen nur geringfügig. Damit sind die mit der Nachrüstung verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten auch für die Gesamtpopulation¹⁵ vergleichsweise gering.

¹⁴ Im Vergleich zu [14] liegt die obere Grenze der Kostenabschätzung höher, da in Abstimmung mit den Stakeholdern die reinen Kosten für die Parameteränderung für Windenergie- und KWK-Anlagen angepasst wurden.

¹⁵ Eine differenzierte Analyse des Nachrüstbedarfs und der dazugehörigen Kosten je Anlagentyp befindet [14]

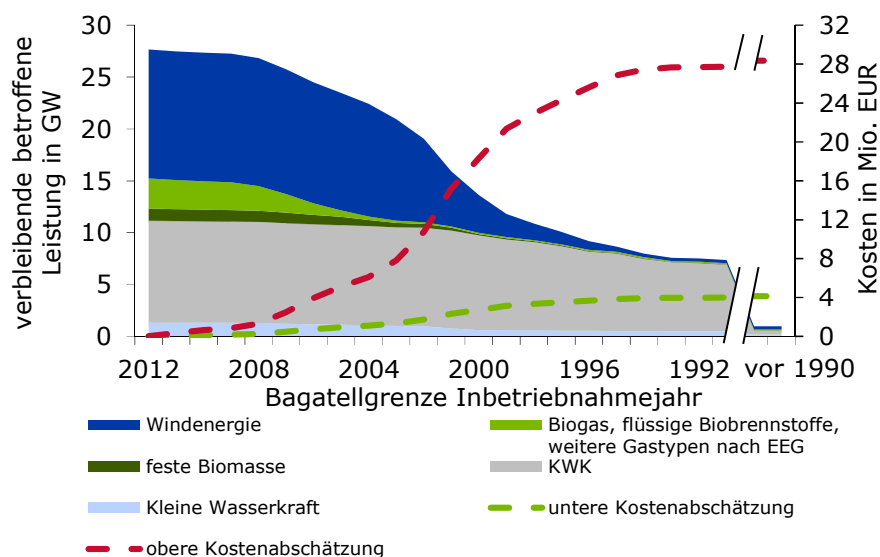


Abbildung 5: Abschätzung der Nachrüstungskosten in Abhängigkeit des gewählten Inbetriebnahmejahres als Bagatellgrenze, exklusive der Kosten für die Anfahrt, Quelle: Eigene Darstellung (Ecofys)

Für die Anlagenbetreiber ergeben sich Kosten, falls Fachpersonal für die Nachrüstung angefordert werden muss. Falls sich die Umparametrierung im Rahmen von regulären Wartungsarbeiten vornehmen lässt, lässt sich dieser Aufwand minimieren. Die vorgeschlagenen Fristen sollten eine derartige Koordination ermöglichen. Nur falls der vorhandene Frequenzschutz die Einstellung neuer Ansprechwerte nicht zulässt und gegen ein entsprechendes Gerät ausgetauscht werden muss, fallen Kosten von einigen hundert Euro an. Ertragsausfälle im Zusammenhang mit der Nachrüstung sind in der Regel vernachlässigbar. In Einzelfällen können deutlich höhere Kosten auf den Betreiber zukommen, sofern umfangreiche Hardwareanpassungen notwendig sind oder Unklarheit über die technische Machbarkeit der Nachrüstung besteht. Solche Sonderfälle sind von einer zentralen Instanz in der Härtefallregelung (Vgl. Kapitel 5) entsprechend zu berücksichtigen.

Auch für die Verteilnetzbetreiber beschränkt sich der direkt mit der Umrüstung verbundene Arbeitsaufwand auf Maßnahmen, die in der Regel im Rahmen der regulären Wartung durchgeführt werden können.

Dazu kommen einmalige administrative Anstrengungen der Verteilnetzbetreiber beim Kontaktieren der Anlagenbetreiber und Weiterreichen der wesentlichen Daten an die zentrale Instanz.

Die größten Aufwendungen fallen bei der zentralen Koordinierungsstelle an. Sowohl die Abwicklung des Nachrüstprozesses, das Monitoring als auch die Prüfung der Unterlagen zur bzw. die Bewertung der eingeschränkten technischen Machbarkeit eines Betriebs in erweitertem Frequenzbereich werden nennenswerte Ressourcen beanspruchen. Um die Arbeitsfähigkeit der Koordinierungsstelle zu gewährleisten, muss die Regulierung sicherstellen, dass die mit diesen Aufgaben verbundenen Aufwendungen erstattungsfähig sind.

Die Endverbraucher wären von der Nachrüstung nur geringfügig betroffen, da der Vorschlag von einer vollständigen Wälzung der entstehenden reinen Nachrüstkosten absieht. Lediglich mit der Umsetzung des zweiten Schrittes (Leistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz) sind möglicherweise nennenswerte Kosten für den Betreiber verbunden. Selbst wenn in einem späteren Stadium die Wälzung derartiger einmaliger Nachrüstkosten in Erwägung gezogen wird, sind diese angesichts der geringen Anlagenzahl für die Stromkunden unerheblich.

4.5 Bewertungen zum Rechtsrahmen für das Nachrüstungsprogramm

Die folgende Zusammenfassung basiert auf der Untersuchung des rechtlichen Rahmens der Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz durch Becker Büttner Held [14]. Zweck der Untersuchung war es im Wesentlichen, Handlungsbedarf für die rechtliche Umsetzung aufzuzeigen und Vorschläge für die konkrete Umsetzung der energiewirtschaftlichen Vorschläge zu machen. Außerdem wurde geprüft, wie bei einer Erweiterung der SysStabV eine Abstimmung mit den bestehenden Bestimmungen anderer Gesetze erfolgen kann und wie Verstöße gegen höherrangiges Recht ausgeschlossen werden können. Insgesamt wurden im Rahmen des Projekts auf dieser Grundlage unterschiedliche Vorschläge für die rechtliche Umsetzung der energiewirtschaftlichen Vorschläge erarbeitet sowie in Vorbereitung des Verordnungstextes eine Reihe von rechtlichen Einzelfragen untersucht, die für die Erstellung des Verordnungstextes relevant waren.

In den nachfolgenden Ausführungen werden einzelne rechtliche Problemstellungen aufgezeigt und – soweit möglich – Vorschläge zur rechtlichen Umsetzung der Nachrüstungsstrategie dargestellt.

- Es war in der Rechtsliteratur und Rechtsprechung lange Zeit umstritten, wie der Begriff der „Anlage“ i.S.d. EEG zu verstehen ist. Der Bundesgerichtshof (BGH) hat nunmehr entschieden, dass zwei Stromerzeugungseinheiten eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG bilden, wenn diese für den Betrieb erforderliche bauliche oder technische Einrichtungen gemeinsam nutzen. Es sollte Klarheit darüber erreicht werden, ob diese „weite“ Auslegung des EEG-Anlagenbegriffs auch bei der Erstellung des Stammdatenregisters von den jeweiligen Netzbetreibern zugrunde gelegt wurde. Denn denkbar ist auch, dass der „enge“ Anlagenbegriff verwendet wurde. Zudem sollten zukünftige Änderungen des EEG berücksichtigt werden und aus diesem Grund statische und nicht dynamische Verweise in das EEG vorgenommen werden. Dem sollte auch bei einer zu empfehlenden Definition des Inbetriebnahmezeitpunktes in der avisierten Verordnung Rechnung getragen werden. Entsprechendes gilt für KWK-Anlagen.
- Unseres Erachtens ist es aus sachlichen Gründen¹⁶ gerechtfertigt, bei der zukünftigen Gestaltung des Umrüstprozesses sowie der Verteilung der Kostenlast von der Pflichten- und Kosten-systematik der aktuellen SysStabV abzuweichen. Dabei ist insbesondere die jeweilige Belastung der Anlagenbetreiber relevant.
- Der neue Rechtsrahmen sollte Härtefallklauseln enthalten, die ausnahmsweise von der Nachrüstungs-pflicht entbinden. Diese Klauseln sollten ausreichend weit formuliert werden, um auch

¹⁶ Insbesondere sind hier technische Gründe, wie die Individualität und Komplexität der betroffenen Anlagentypen, anzuführen.

unvorhergesehene Fälle zu erfassen, jedoch bestimmte Sachverhalte – wie die Verletzung öffentlich-rechtlicher Vorschriften – ausdrücklich nennen. Gleichzeitig müssen die Normen so klar formuliert sein, dass keine Rechtsunsicherheiten bei der Auslegung entstehen können.

- Die Rechtsverhältnisse zwischen Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber müssen so ausgestaltet sein, dass durch ausreichende Anreize und ggfs. notwendige Sanktionen sicher gewährleistet ist, dass die Pflichten der Beteiligten auch tatsächlich und innerhalb der vorgegebenen Fristen umgesetzt werden.
- In einer Verordnung muss klargestellt werden, auf die Betreiber welcher Netze sich die Verordnung bezieht. Es sollte außerdem eine rechtssichere Regelung enthalten sein, die die Einstellung der notwendigen Kosten der Netzbetreiber in die Netzentgelte gewährleistet.

5 Handlungsempfehlungen zur praktischen Ausgestaltung

Nachrüstung – betroffener Anlagenbestand und Nachrüstungsvariante

Zum Erreichen der gesetzten 1–GW-Grenze empfehlen wir die verpflichtete Nachrüstung für alle Anlagen oberhalb der **technologiespezifischen Bagatellgrenzen** gemäß Tabelle 1 unter Berücksichtigung der oberen Grenzen für das Inbetriebnahmejahr gemäß Tabelle 4.

Gleichzeitig empfehlen wir, in einem ersten Schritt nur die Nachrüstung gemäß Variante 1 (**Umparametrierung des vorhandenen Frequenzschutzes**) aufzuerlegen. Eine Änderung der Anlagenhardware zur Energiewandlung erübrigt sich in diesem Schritt in der Regel. Für diese Maßnahmen sehen wir deshalb eine **Frist von 1 bis 1½ Jahren** als angemessen an.

Für das Verhalten von DEA bei **Unterfrequenz** im Hinblick auf System- und Anlagensicherheit sowie Kosten der Nachrüstung sehen wir die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Werte für **Frequenz, Dauer und Leistung(sreduktion)** als angemessen an.

Die Implementierung einer Leistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz ist bei Kostentragung durch die Anlagenbetreiber voraussichtlich nur für **einen Teil der betroffenen Anlagenpopulation** umsetzbar. Wir empfehlen diesen Schritt zunächst zurückzustellen und ggf. **zeitlich nachgelagert** zu vollziehen und dabei die Erfahrungen aus der vorangegangenen Nachrüstung einfließen zu lassen. Bei Anlagen, die aufgrund von regulären Wartungsarbeiten, etc. bereits über eine Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz verfügen, sollte keine Parameteränderung der festen oberen Abschaltfrequenz erfolgen.

Für die Anlagen, bei denen eine Leistungsreduktionskennlinie bei **Überfrequenz** nicht ohne weiteres implementiert werden kann, empfehlen wir im ersten Schritt die Nachbildung der Kennlinie durch eine leistungsbezogene **stochastische Gleichverteilung** der Abschaltfrequenzen in einem Bereich von 50.2 Hz bis 51.5 Hz. Für Anlagen über 5 MW sollten dabei Frequenzen nahe 51.5 Hz vorgegeben werden. Eine Zuordnung der Abschaltfrequenzen zu PLZ-Gebieten (vgl. Anhang 10.5) erscheint als eine pragmatische, einfach umsetzbare und unmissverständliche Möglichkeit, den Betreibern die entsprechenden Einstellwerte zuzuweisen und zu kommunizieren.

Kostenzuweisung

Angesichts der vorgeschlagenen Bagatellgrenzen und der begrenzten Kosten, die mit der Nachrüstung verbunden sind, sehen wir es als **zumutbar** an, dass der **Betreiber die Aufwendungen, die mit der Anpassung der Schutz- und Steuerungstechnik** verbunden sind, selbst trägt. Ertrags- und Vergütungsausfälle im Zusammenhang mit der Nachrüstung sind vernachlässigbar. Würden die Aufwendungen für die Nachrüstung erstattet werden, zöge dies auf Basis der Erfahrung mit dem PV-Nachrüstungsprogramm vermutlich administrative Folgekosten in mindestens derselben Größenordnung nach

sich. Deshalb sehen wir diesbezügliche Erstattungen auch als nicht sinnvoll an. Damit erübrigt sich eine Wälzung der mit der Nachrüstung verbundenen Kosten.

Auch für die Verteilnetzbetreiber beschränkt sich der direkt mit der Umrüstung verbundene Arbeitsaufwand auf Maßnahmen, die in der Regel im Rahmen der regulären Wartung durchgeführt werden können, insbesondere die Überprüfung und Parameteränderung der übergeordneten Entkopplungsschutzgeräte. Dazu kommen einmalige administrative Anstrengungen der Verteilnetzbetreiber beim Kontaktieren der Anlagenbetreiber und Weiterreichen der wesentlichen Daten an eine zentrale Instanz. Eine Wälzung würde auch hier zu Zusatzkosten und höheren Gesamtkosten des Nachrüstungsprogramms führen. Einer zentralen Instanz könnten insbesondere Aufgaben der Koordinierung und Prüfung zukommen, um der Komplexität und Notwendigkeit zur schnellen Umsetzung des Nachrüstungsprozesses gerecht zu werden. In diesen Punkten bringt eine zentrale Instanz gegenüber der rein dezentralen Steuerung und Bearbeitung durch über 800 Verteilnetzbetreiber deutliche Synergieeffekte mit sich.

Die Nachrüstung der festen Abschaltfrequenz unterstellt, dass der vorschriftsgemäße Betrieb der Anlage im erweiterten Frequenzbereich **keinerlei unzulässige Verletzung** der durch den Hersteller spezifizierten mechanischen, elektrischen oder thermischen **Grenzwerte wesentlicher Bauteile** nach sich zieht, die nur durch **Austausch** dieser Bauteile vermieden werden kann. Als wesentliche Bauteile in diesem Sinne gelten die Komponenten des Antriebsstrangs und der Energiewandlung, worunter insbesondere Motoren, Turbinen, elektromechanische Generatoren, Antriebswellen, Getriebe und leistungselektronische Wandler zählen. Erweist sich ein derartiger Austausch für den Betrieb im erweiterten Frequenzbereich doch als erforderlich, sollte die Pflicht zur Nachrüstung in diesem Schritt entfallen. Bauteile, die der Schutz- und Steuerungstechnik zuzuordnen sind, werden nicht zu den wesentlichen Bauteilen im oben beschriebenen Sinne gerechnet. Ihr Austausch würde die Pflicht zur Nachrüstung nicht entfallen lassen.

Eingeschränkte technische Machbarkeit

Bei einem Teil der Anlagen wird der in Abschnitt 4.3 beschriebene Arbeitsbereich die spezifizierten Grenzwerte wesentlicher Bauteile verletzen. Die vorgeschlagenen Ansprechwerte des Frequenzschutzes dürfen demzufolge nicht ohne Austausch¹⁷ dieser wesentlichen Bauteile eingestellt werden. Wir empfehlen, dass dem Betreiber die Pflicht übertragen wird, den **Konflikt der neuen Einstellwerte mit den Hardwarespezifikationen** seiner Anlage durch Vorlage entsprechender Herstellerunterlagen, Datenblätter oder Sachverständigengutachten nachzuweisen. Zugleich sollte der Anlagenbetreiber unter Vorlage der technischen Dokumentationen erklären, welche Einstellungen (Frequenzbereich, Dauer, Leistung), die den Vorgaben am nächsten kommen, für seine Anlage ohne Austausch wesentlicher Bauteile umsetzbar sind. Die Kosten für die Bereitstellung derartiger Unterlagen trägt sinnvollerweise der Betreiber. Die Betreibererklärung muss somit dem Kriterium der Zulässigkeit der Herkunft der Nachweise und der Vollständigkeit der anzugebenden Spezifikationen genügen.

Derartige technisch bedingte Einschränkungen betreffen voraussichtlich vor allem DEA auf der Basis fester Biomasse, große KWK-Anlagen im MW-Bereich und (ältere) Wasserkraftanlagen. Insgesamt

¹⁷ Modifikationen der wesentlichen Bauteile würden aufgrund des sehr individuellen Anlagenaufbaus einem Austausch gleichkommen.

rechnen wir bei diesen Technologien mit maximal 2.000 Anlagen¹⁸, die berechtigterweise derartige Einschränkungen anmelden.

Speziell für Windkraftanlagen empfehlen wir die Erstellung einer Typenliste durch die Hersteller, die für einen Großteil der Anlagen genauer spezifizieren kann, welche Einstellbereiche für eine Anlage realisierbar sind.

Die durch diese Anlagen mit technischen Einschränkungen repräsentierte Leistung ist so groß, dass eine vollständige Freistellung von der Nachrüstpflicht nicht in Betracht kommt. Um dennoch ohne Verletzung von Unzumutbarkeitsgrenzen (keinen Austausch wesentlicher Bauteile) einen Beitrag zur Erhöhung der Systemsicherheit zu leisten, empfehlen wir die Festlegung verminderter Anforderungen durch die ÜNB, bei denen davon auszugehen ist, dass ihnen der größte Teil der Anlagen entsprechen kann. Nur wenn für eine Anlage auch die verminderten Anforderungen nicht umgesetzt werden können, empfehlen wir den Weiterbetrieb der Anlage mit den heutigen Einstellwerten im Rahmen einer zeitlich befristeten Ausnahmegenehmigung (z.B. für EEG- und KWKG Anlagen bis zum Auslaufen der Förderung, nicht geförderte Anlagen bis zur nächsten Revision).

Maßnahmen der Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber müssen unabhängig von den Maßnahmen der Anlagenbetreiber sicherstellen, dass die Einstellungen des Netzschutzes durchgängig auf die neuen Werte abgestimmt sind. Andernfalls bleibt die Nachrüstung der Anlagen ggf. wirkungslos.

Prozesssteuerung und -umsetzung

Angesichts der Heterogenität des Anlagenbestands und der ungleichmäßigen geografischen Verteilung empfehlen wir ausdrücklich, dass der Prozess der Nachrüstung und das dazugehörige Monitoring durch eine zentrale Instanz koordiniert werden. Hierfür kämen z.B. die Übertragungsnetzbetreiber in Betracht. Eine Verteilung der Verantwortlichkeit auf die einzelnen Verteilnetzbetreiber, an deren Netz die DEA angeschlossen sind, würde unvermeidlich zu erheblichen Verzögerungen, Unklarheiten in der Kommunikation und Mehraufwand führen. Dennoch spielen die Verteilnetzbetreiber eine entscheidende Rolle in dem Nachrüstungsprozess. Sie verfügen über die Daten der Angeschlossenen, können informieren und den Kontakt zu der zentralen Koordinierungsstelle herstellen. Die Herausforderungen bei der PV-Nachrüstung haben gezeigt, dass eine Vereinfachung der Beziehung der beteiligten Akteure notwendig ist. Im Gegensatz zum komplexen Dreiecksverhältnis in der SysStabV empfehlen wir für das anstehende Nachrüstungsprogramm eine Prozesskette. Demnach stehen die Netzbetreiber im direkten Verhältnis zum Anlagenbetreiber und dieser im direkten Verhältnis zum Hersteller oder Servicedienstleister.

Wir empfehlen, dass die zentrale Koordinierungsstelle auch erfasst, inwieweit die VNB den übergeordneten und externen Frequenzschutz den neuen Erfordernissen angepasst hat.

¹⁸ Dabei ist diese Abschätzung als Einschätzung der Größenordnung zu verstehen, die im Monitoring ex-post ermittelte Anlagenanzahl kann von der genannten Größe abweichen.

6 Ausblick und weitere Empfehlungen

Aus unserer Sicht empfiehlt es sich, dass die VNB einen abgestimmten Prozess für das kontrollierte Wiedereinschalten der DEA nach einer Netztrennung infolge von Frequenzabweichungen implementieren, vorzugsweise über die Kaskade nach § 13 Abs. 2 EnWG. Um zu verhindern, dass sich große Leistungen der DEA nach einer Frequenzexkursion selbsttätig wieder innerhalb von wenigen Minuten zuschalten und das Systemgleichgewicht potentiell stören, sollte es den ÜNB möglich sein, an alle Anlagen einen Befehl zur Abregelung zu versenden und diese sukzessive koordiniert wiederzuzuschalten. Ein derartiger Befehl muss von allen betroffenen VNB unverzüglich weitergeleitet werden. Deshalb empfiehlt es sich, diesen Prozess einheitlich abzustimmen und mit Hilfe von regelmäßigen Übungen in die Betriebsführung zu integrieren.

Mit der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten, AbLAV) [12] wurde ein Instrument geschaffen, das grundsätzlich einen Beitrag zur Stabilisierung des Verbundsystems bei Frequenzabweichungen (Unterfrequenz) leisten kann. In der gegenwärtigen Ausgestaltung bleibt der Nutzen der Verordnung allerdings begrenzt, da die in der AbLAV geforderte Reaktionszeit von 1 Sekunde in den relevanten Störungssituationen für die Entfaltung der gewünschten stabilisierenden Wirkung zu lang ist. Eine Weiterentwicklung der Verordnung in Anlehnung an die Empfehlung vom FNN [25] (200 ms) scheint angemessen.

Darüber hinaus weisen zuschaltbare Lasten im Fall von Überfrequenz (Überspeisung) ein vergleichbares Potential zur Systemstabilisierung auf. Sie wären geeignet, eine Wirkleistungsreduktionskennlinie der DEA nachzubilden. Unter Umständen könnten sie den bezweckten systemischen Effekt zu deutlich günstigeren Kosten erbringen als eine entsprechende Nachrüstung vieler kleiner Erzeugungsanlagen. Vor diesem Hintergrund sollte diese Option bei der Vorbereitung des zweiten Schrittes der Nachrüstung angemessen berücksichtigt werden.

Aus heutiger Sicht ist auch zukünftig von einer zunehmend divergenten Dynamik der Entwicklung der DEA und TAB auszugehen. Einerseits weist die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber [34, 33] mittelfristig einen anhaltenden hohen Zubau an DEA aus, andererseits ist aufgrund des komplexen europäischen Harmonisierungsprozesses auf Basis der ENTSO-E Grid Codes mit einer verlangsamten Anpassungsgeschwindigkeit der TAB zurechnen. Vor diesem Hintergrund ist zu hinterfragen, ob die bewährten Instrumente zur Überprüfung und Umsetzung der Regelkonformität weiterhin die Systemicherheit gewährleisten können. Die Arbeiten dieser Studie zeigen wiederholt Herausforderungen in Bezug auf die Regelkonformität DEA auf. Demnach ist es unter den aktuellen Rahmenbedingungen für die Akteure schwierig sicherzustellen, dass Stromerzeugungsanlagen nachhaltig netzdienlich sind und systemrelevante Anlagenspezifikationen auch nach mehreren Jahren noch eingehalten werden.

Die VDE-AR-N 4105 spezifiziert zwar einen gegenüber den vorangegangenen Richtlinien erweiterten Frequenzbereich, macht jedoch keine Angaben zu Mindestbetriebsdauer bei Unterfrequenz, zulässiger Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz und gewünschtem Wiedereinschaltverhalten. Wir empfehlen in diesem Punkt eine zeitnahe Weiterentwicklung der technischen Regelwerke.

Angesichts der Relevanz und Dringlichkeit der gesamten 49,5 Hz-Problematik sollten die Verbände und Branchenorganisationen als Akzeptanzvermittler auftreten und den Prozess der Nachrüstung durch aktive Kommunikation begleitend unterstützen.

7 Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Hg.) (2013):
Wechselrichter-Liste für Verteilnetzbetreiber, 50,2 Hz Umrüstung
Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Systemstabilit%C3%A4tsverordnung.htm>, zuletzt geprüft am 11.09.2013
- [2] Altrock, Martin; Oschmann, Volker; Theobald, Christian (2013):
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG).
4. Aufl., im Erscheinen, München: C. H. Beck
- [3] Bartels, Wolfgang; Ehlers, Frank; Heidenreich, Kurt; Hüttner, Ragnar; Kühn, Holger; Meyer, Tim et al. (2008):
Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_ea-am-ms-netz_bdew2008-06.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [4] Berndt, Holger; Hermann, Mike; Kreye, Horst; Reinisch, Rüdiger; Scherer, Ulrich; Vanzetta, Joachim (2007):
TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf), zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [5] Bouillon, Hanns; Frey, Dieter; Hermann, Mike; Kreye, Horst; Mahn, Ulrich; Müller, Winfried et al. (2003):
TransmissionCode 2003. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Online verfügbar unter http://www.gemeindewerke-garmisch-partenkirchen.de/cms/images/stories/transmissioncode-august_2003.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013

- [6] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2012):
Anlagenregister aller nach dem KWK-G geförderten Erzeuger
Datenbankauszug vom Oktober 2012
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2013):
Melderegister aller PV-Anlagen seit 01.01.2009
Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/UnternehmUn_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Daten-Meldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText4, zuletzt aktualisiert am 04.09.2013
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e.V. (2013):
Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)
Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FD386C84644E03EC1257A48002B2E07/\\$file/Prozessleitfaden %20SysStabV %20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FD386C84644E03EC1257A48002B2E07/$file/Prozessleitfaden%20SysStabV%20final.pdf)
- [9] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. (2013):
EnergyMap.info. Konsolidierte und plausibilisierte Datenbank der Stammdaten von EEG-Anlagen in Deutschland
Online verfügbar unter <http://energymap.info/>, zuletzt aktualisiert im Februar 2013
- [10] Deutsche WindGuard GmbH (August 2012):
Regionale Verteilung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie. Datenquelle Zeitraum 1992 – 2011: Deutsches Windenergieinstitut (DEWI). Erstellt im Zusammenhang mit Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus 1. Halbjahr 2012. Berlin
- [11] Deutsche WindGuard GmbH (August 2012):
Status des Windenergieausbaus in Deutschland. 1. Halbjahr 2012. Datenquelle Zeitraum 1992 – 2011: Deutsches Windenergieinstitut (DEWI). Berlin.
Online verfügbar unter: <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2012/deutscher-markt-fuer-windenergieanlagen-waechst-stabil-weltmarkt-stellt-windindustrie-vor-grosse/fact-sheet-status-windenergieausbau-2012-06-30.pdf>, zuletzt geprüft am 12.09.2013

- [12] Deutscher Bundestag (2012):
Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten),
Deutscher Bundestag Drucksache 17/ 11671
- [13] Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) (2012):
Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011. Im Auftrag vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Online verfügbar unter http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdateienbank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Ver%C3%B6ffentlichung_FINAL_FASSUNG.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [14] Ecofys Germany GmbH, Deutsche WindGuard, Becker Büttner Held, Universität Stuttgart, IFK (2014):
Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz
Untersuchung im Auftrag des BMWi, Online verfügbar unter <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2014-nachruestung-dezentrale-erzeugungsanlagen.pdf>, zuletzt geprüft am 28.04.2014
- [15] Ecofys Germany GmbH / Consentec GmbH (2013):
Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz
Untersuchung im Auftrag des BMWi
- [16] Ecofys Germany GmbH / Prognos AG (2011), Gutachten im Auftrag des BMWi:
Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzeintegration erneuerbarer Energien
Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe.pdf>, zuletzt geprüft am 28.03.2013

- [17] Ecofys Germany GmbH / Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) Universität Stuttgart (Hg.) (2011):
Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung - Langfassung
Online verfügbar unter http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/ecofys_50_2_hertz.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2013
- [18] European Energy Exchange AG (2012):
EEX-Transparenzplattform. Aggregierte ex-post-Information über die tatsächliche Produktion aus Windenergie in Deutschland
Online verfügbar <http://www.transparency.eex.com/de/>, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [19] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (Hg.) (2010):
Operation Handbook. Policy 5: Emergency Operations
Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [20] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (Hg.) (2012):
ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators
Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/>, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [21] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (Hg.) (2013):
Dispersed Generation - Impact on CE Region Security. Dynamic Study. Final Report
Online verfügbar unter http://www.worldenergy.ch/file/News/2013/2013-04/130322_DISPersed_GENERATION_final_report.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [22] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2011):
Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz. Technischer Hinweis. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. Berlin
Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/fnn_hinweis_uebergangsloesungE50E2hz_2011E03.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2011

- [23] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2011):
VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- [24] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2012):
Entwurf. Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)
Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/e_vde-ar-n_4120_2012-11.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [25] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2012):
Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation.
Online verfügbar unter http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/FNN_TH_Lastabwurf_2012-07-05.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [26] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2012):
Räumliche Verteilung aller in Deutschland installierten Windenergieanlagen.
Online verfügbar unter http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=22&lang=de, zuletzt geprüft am 12.09.2013
- [27] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2012):
Windenergie Report. Deutschland 2012.
Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-238578-13.pdf>, zuletzt geprüft am 12.09.2013
- [28] Frenz, Walter; Müggenborg, Hans-Jürgen (Hg.) (2011):
Erneuerbare-Energien-Gesetz - Kommentar
2.Aufl., Erich-Schmidt-Verlag
- [29] Keiler, Jochen (Betreiber Datenbasis (BDB)) (2012):
Betreiber-Datenbasis (BDB) Errichtungs- und Produktionsdaten von Windanlagen in Deutschland seit 1988
Online verfügbar unter <http://www.btrdb.de/index.html>, zuletzt geprüft am 09.10.2013

- [30] Öko-Institut e.V. (2011):
Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung Berichtszeitraum 2009 (Dritter Bericht)
Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1356/2011-458-de.pdf>, zuletzt geprüft am 04.09.2013
- [31] Öko-Institut e.V. (2012):
Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung Berichtszeitraum 2010 (Vierter und letzter Bericht)
Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1695/2012-476-de.pdf>, zuletzt geprüft am 04.09.2013
- [32] Prognos AG; Berliner Energieagentur GmbH (2011):
Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung
Online verfügbar unter http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/110929_Zwischenbericht_KWK-Gesetz.pdf, zuletzt geprüft am 28.08.2013
- [33] R2B ENERGY CONSULTING GmbH (2012):
EEG-Mittelfristprognose: Entwicklung 2013 bis 2017 (Trend-Szenario). Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
Online verfügbar unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/Zusammenfassung_Mifri_Einspeisung_2013_-_2017.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [34] R2B ENERGY CONSULTING GmbH (2012):
Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
Online verfügbar unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/r2b_EEG_Mifri_Prognose_10112012.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013

- [35] Saßnick, Yvonne; Ehlers, Frank; Aichner, Johannes; Heidenreich, Kurt; Hinz, Klaus; Koschnick, Mirko et al. (2004):
EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den Netz-Codes. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_eeg_hh_vdn2004-08.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [36] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2003):
Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy
Union for the co-ordination of transmission of electricity. Brussels. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf, zuletzt aktualisiert am 28.04.2004, zuletzt geprüft am 03.07.2011
- [37] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2007):
System Disturbance on 4 November 2006. Final Report
Union for the co-ordination of transmission of electricity. Brussels. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf, zuletzt aktualisiert am 29.01.2007, zuletzt geprüft am 03.07.2011
- [38] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) (2009):
Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV)
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I Nr. 39, 03.07.2009, Bonn

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gegenüberstellung der Entwicklung dezentraler Erzeugungseinheiten und der Einführung technischer Anschlussbedingungen	6
Abbildung 2: Abschätzung der betroffenen Leistung im Vergleich zur installierten Leistung je Energieträger	10
Abbildung 3: Abschätzung der maximal erwartbaren Abschaltleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren einzelner Energieträger und des PV-Nachrüstungsprogramms	10
Abbildung 4: Umrüstprozess: vorgeschlagene Vereinfachung und Beschleunigung (Aufteilung in Schritt 1 und Schritt 2) sowie Aufwandsreduktion (Einführung von Bagatellgrenzen zur Verminderung der Anzahl der nachzurüstenden Anlagen)	15
Abbildung 5: Abschätzung der Nachrüstkosten in Abhängigkeit des gewählten Inbetriebnahmejahrs als Bagatellgrenze, exklusive der Kosten für die Anfahrt	20
Abbildung 6: Überblick zur Entwicklung der technischen Anschlussbedingungen für die Nieder- und Mittelspannung	37
Abbildung 7: Abschätzung der prognostizierten Abschaltleistung je Frequenzstufe je ÜNB, je Energieträger und deutschlandweit	40
Abbildung 8: Verteilung der oberen Abschaltfrequenzen nach PLZ-Region, Anlagenleistung ≤ 5 MWel, alle nachzurüstende DEA in der Mittelspannung	41

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abschätzung des Nachrüstbedarfs mit Angabe der Bagatellgrenzen, des verbleibenden Anlagenbestands und der nachzurüstenden Anlagen	14
Tabelle 2: Abschätzung der maximal zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Energieträger	37
Tabelle 3: Abschätzung der betroffenen Leistung im Vergleich zur installierten Leistung je Energieträger	38
Tabelle 4: Übersicht zur Einführung von technischen Anschlussbedingungen, dessen geforderte Frequenzeinstellungen eine sichere Frequenzhaltung ermöglichen	39
Tabelle 5: Kostenabschätzung der reinen Nachrüstung je Anlage exklusive der Anfahrtkosten auf Basis der Branchenabfrage in EUR/Anlage	42

10 Anhang

10.1 Entwicklung der technischen Anschlussbedingungen für die Nieder- und Mittelspannung

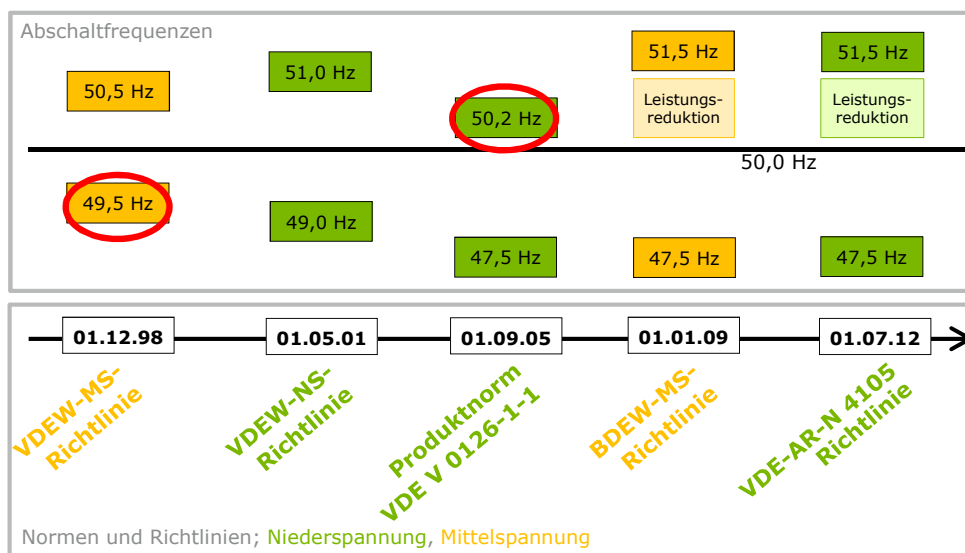


Abbildung 6: Überblick zur Entwicklung der technischen Anschlussbedingungen für die Nieder- und Mittelspannung
Quelle: Eigene Darstellung (Ecofys)

10.2 Abschätzung der maximal zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Energieträger

Tabelle 2: Abschätzung der maximal zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren¹⁹ der einzelnen Energieträger

Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys)

Energieträger	Gleichzeitigkeitsfaktor (GF)
Photovoltaik	80 %
Windenergie	90 %
Feste Biomasse	85 %
Kraft-Wärme-Kopplung	85 % ²⁰
Kleine Wasserkraft	Bis zu 100 %

10.3 Abschätzung der betroffenen Leistung je Energieträger

Tabelle 3: Abschätzung der betroffenen Leistung im Vergleich zur installierten Leistung je Energieträger

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

Energieträger	Leistung in GW		Anzahl	
	Betroffen	Nicht betroffen	Betroffen	Nicht betroffen
Windenergie	12,4	17,0	13.300	8.700
Biogas, EEG-Gas, flüssige Biomasse ¹⁹	2,9	2,1	9.000	5.300
feste Biomasse	1,2	0,3	150	50
KWK	9,8	2,1	30.200	4.600
Kleine Wasserkraft	1,3	0,3	7.100	250

10.4 Obere Bagatellgrenzen je Spannungsebene

Nach den derzeit gültigen TAB ist eine Netztrennung zwischen 47,5 und 51,5 Hz unzulässig. Vor dem Hintergrund der sukzessiven Einführung dieser Anforderung für DEA in den jeweiligen Spannungsebenen lässt sich der betroffene Anlagenbestand bezüglich des Inbetriebnahmedatums scharf abgrenzen. In Tabelle 4 sind die oberen Grenzen der Inbetriebnahmedaten der betroffenen Anlagen für die drei Spannungsebenen angegeben. Erzeugungseinheiten, die seit den aufgeführten Stichtagen an das Netz angeschlossen wurden, sind nicht von kritischen Frequenzeinstellungen betroffen.

¹⁹ Im Ergebnis berücksichtigen wir für das Gesamtverhalten die unabhängigen maximalen GF der einzelnen Energieträger. Die Analysen haben gezeigt, dass für die betrachtete betroffene Anlagenpopulation eine Korrelation zwischen verschiedenen Energieträgern vernachlässigt werden kann. [14]

²⁰ Die Befragung der Netzbetreiber, Hersteller und einzelner Anlagenbetreiber hat gezeigt, dass insbesondere bei alten KWK-Anlagen mit Turbinensatz die Abschätzung der tatsächlichen Volllaststunden mit einer großen Unsicherheit behaftet ist. Bei der stichprobenartigen Befragung von fünf Anlagenbetreibern schwankte die Volllaststundenzahl von 100 bis 5.000 Stunden pro Jahr. Die tatsächliche maximal zu erwartende Einspeisung in das Stromnetz aus KWK-Anlagen kann deshalb unter der hier getroffenen Abschätzung liegen. Eine valide Einschätzung ist nur mit Hilfe einer repräsentativen Umfrage der Anlagenbetreiber möglich.

Tabelle 4: Übersicht zur Einführung von technischen Anschlussbedingungen, dessen geforderte Frequenzeinstellungen eine sichere Frequenzhaltung ermöglichen, Quellen: [5, 2, 23]

Spannungsebene	Beitrag zur sicheren Frequenzhaltung seit...		
	TAB	Gültig ab	Anmerkungen
Hochspannung (HS)	TransmissionCode 2003	01.08.2003	Verweis auf VDN-Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz"
Mittelspannung (MS)	BDEW MS-RL 2008	01.01.2009	
Niederspannung (NS)	VDE-AR-N 4105: 2011	01.07.2012	Ausnahme: Für PV-Anlagen bereits seit 01.01.2012 gültig

Der betroffene Anlagenbestand zwischen dem 01.01.2012 und dem 01.07.2012 begrenzt sich auf eine installierte Leistung von rund 35 MW.

10.5 Gewährleistung der stochastischen Gleichverteilung der Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Unser Vorschlag sieht eine stochastische Gleichverteilung auf Basis der PLZ-Regionen vor. Diese Methodik würde eine einfach administrative und eindeutige Zuordnung der festen oberen Abschaltfrequenzen ermöglichen. Im Ergebnis der Auswertung der Granularität der betroffenen installierten Leistung, welche pro PLZ-Region maximal in der Größenordnung von ca. 150 MW (vgl. [14]) liegt, und in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern ist die Güte der Gleichverteilung dieser Methodik ausreichend. Sofern die Güte der Gleichverteilung anhand von PLZ-Gebieten in der Regelzone von einzelnen Netzbetreibern als nicht ausreichend empfunden wird, steht es denjenigen Netzbetreibern frei, für ihre Regelzone eine geeignete Alternative vorzuschlagen, ohne dass der PLZ-Verteilungsschlüssel im Rest des Landes dadurch ungeeignet werden würde.

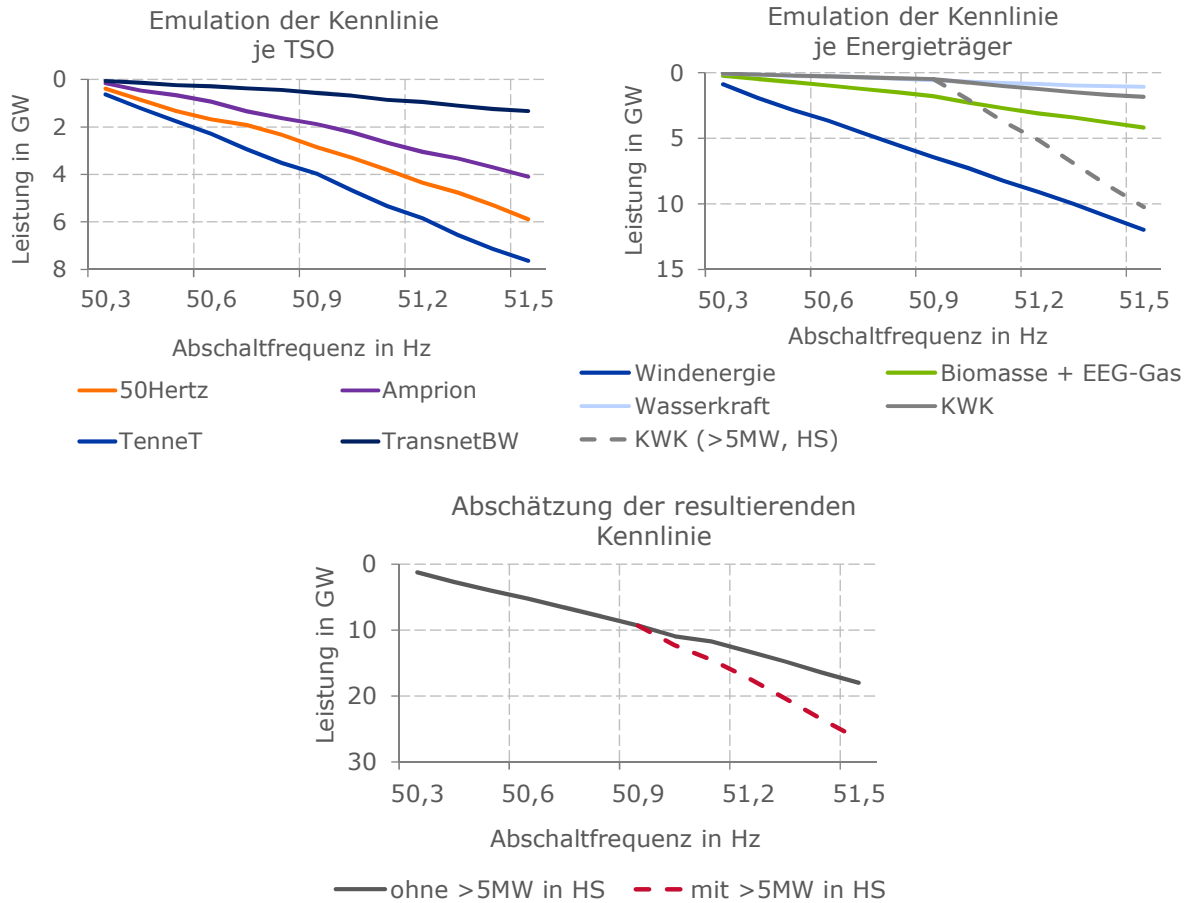


Abbildung 7: Abschätzung der prognostizierten Abschaltleistung je Frequenzstufe je ÜNB (oben links), je Energieträger (oben rechts) und deutschlandweit (unten), Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys)

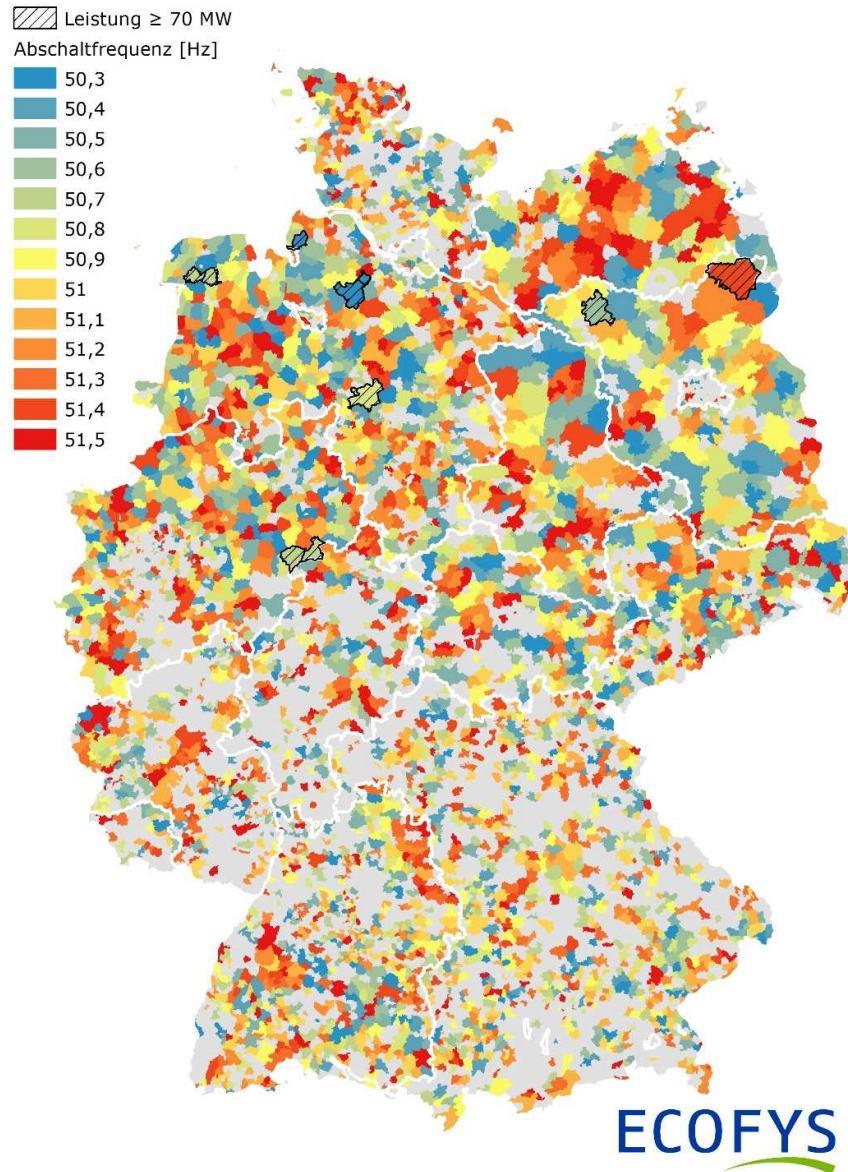


Abbildung 8: Verteilung der oberen Abschaltfrequenzen nach PLZ-Region, Anlagenleistung \leq 5 MWel, alle nachzurüstende DEA in der Mittelspannung, Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys)

10.6 Kostenabschätzung der reinen Nachrüstung

Tabelle 5: Kostenabschätzung der reinen Nachrüstung je Anlage exklusive der Anfahrtkosten auf Basis der Branchenabfrage in EUR/Anlage, Quelle: Herstellerangaben im Rahmen der Umfrage

Angaben in EUR/Anlage	Nachrüstung der festen Abschaltfrequenz	
	Min	Max
Wind	250	5.000
Turbinen feste Biomasse, große KWK	400	5.500
BHKW EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Gruben- gas) und flüssige Biobrennstoffe, kleine KWK	100	5.500
Kleine Wasserkraft	200	2.000

Sofern die Nachrüstung per manueller Parametrierung erfolgt, liegen die Kosten in der Regel in der Größenordnung des Minimalwertes.



Universität Stuttgart



ECOFYS

sustainable energy for everyone

Deutsche
WindGuard
The Wind Professionals

BBH
Becker Büttner Held
Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater



Universität Stuttgart

ifk



ECOFYS Germany GmbH

Am Karlsbad 11
10785 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0

F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com