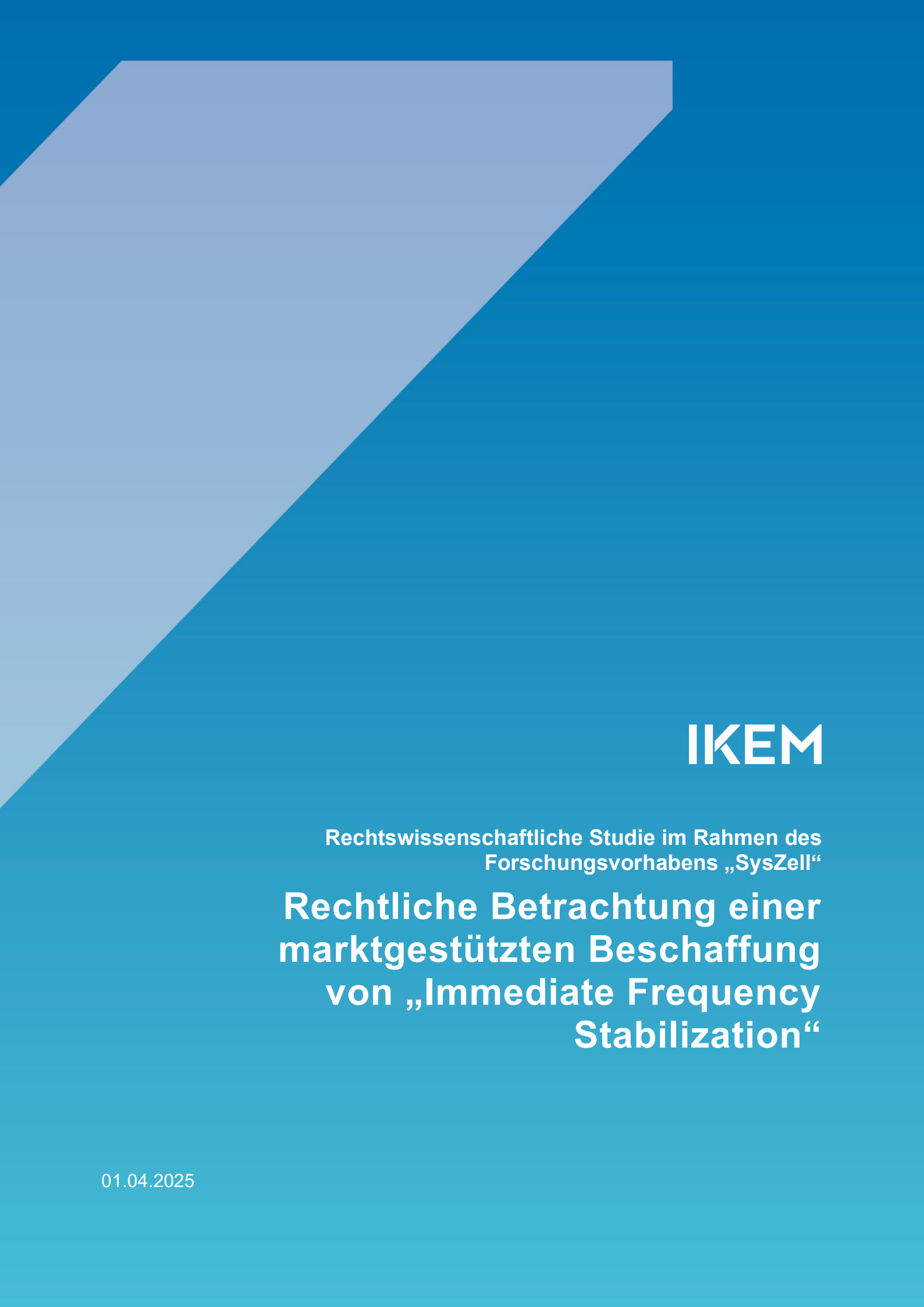




IKEM

Rechtswissenschaftliche Studie im Rahmen des
Forschungsvorhabens „SysZell“

**Rechtliche Betrachtung einer
marktgestützten Beschaffung
von „Immediate Frequency
Stabilization“**

01.04.2025

Rechtliche Betrachtung einer marktgestützten Beschaffung von „Immediate Frequency Stabilization“

Diese rechtswissenschaftliche Studie analysiert den Status quo des Rechtsrahmens für die marktgestützte Erbringung von Systemdienstleistungen. Schwerpunktmäßig werden europarechtliche sowie regulierungsrechtliche Aspekte untersucht. Im Fokus steht die Bereitstellung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen, insbesondere der Immediate Frequency Stabilization, durch dezentrale Erzeuger, Speicher und steuerbare Lasten. Hierfür wird im Forschungsvorhaben ein neuartiger marktgestützter Beschaffungsmechanismus entwickelt, der in dieser Studie sodann rechtlich betrachtet wird. Unter den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen ist die Entwicklung eines eigenen Markts grundsätzlich möglich, erfordert jedoch eine präzise Ausgestaltung der Beschaffungsmodalitäten, Präqualifikationsvoraussetzungen und Interdependenzen mit bestehenden Mechanismen wie Redispatch und Regelleistungsmärkten. Einen kohärenten und einheitlich geregelten Rechtsrahmen für die marktliche Integration dezentraler Flexibilitäten gibt es bislang nicht. Neben den geltenden Vorgaben zeigt die Studie daher auch Lücken und Hemmnisse auf und leitet praxisorientierte Handlungsempfehlungen für eine rechtssichere und effiziente Systemintegration ab.

Zitiervorschlag

Großmann, S., Durschang, L., Rabenalt, A.: „Rechtliche Betrachtung einer marktgestützten Beschaffung von „Immediate Frequency Stabilization“. Rechtswissenschaftliche Studie im Rahmen des Forschungsvorhabens „SysZell“, 2025.

Im Auftrag von



Rheinland-Pfälzische Technische Universität Kaiserslautern – Landau
Gottlieb-Daimler-Straße, Geb. 47
67663 Kaiserslautern
Ansprechpartner:
Felix Flatter
felix.flatter@rptu.de

Autor:innen

Simon Großmann, LL.M.

simon.grossmann@ikem.de

Leonie Durschang, LL.M.

leonie.durschang@ikem.de

Arthur Rabenalt

Die Autor:innen bedanken sich für die wertvolle Unterstützung bei Konstantin Weiland.

Förderhinweis

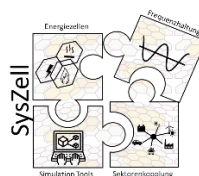
Diese Studie entstand im Unterauftrag der Rheinland-Pfälzische Technische Universität Kaiserslautern – Landau im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekts „SysZell - Integrative Ansätze für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in zellularen Systemen“ mit dem Förderkennzeichen 03EI4074B.

Disclaimer

Für den Inhalt der Studie zeichnen sich die Studienautoren verantwortlich. Der Inhalt stellt nicht zwingend die Auffassung des Auftrag- oder Fördergebers dar.

Geschlechtsneutrale Sprache

In dieser Studie wird, soweit möglich, eine geschlechtsneutrale Sprache verwendet. In Fällen, in denen dies nicht möglich ist, wird der sogenannte „Gender-Doppelpunkt“ verwendet (z.B. Expert:innen). Sofern es sich allerdings um die Wiedergabe von Werken und Gesetzestexten handelt, welche nur das generische Maskulinum verwenden, wird der Text in dieser Form wiedergegeben. Diese Quellen beziehen sich, sofern nicht anders kenntlich gemacht, auf alle Geschlechter.



IKEM
Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Alte Jakobstr. 85-86
10179 Berlin

+49 (0)30 408 1870 10
info@ikem.de

www.ikem.de

Inhaltsverzeichnis

A.	Executive Summary	8
B.	Methodik	10
C.	Flexibilitäten und Systemdienstleistungen im Stromnetz der Gegenwart und Zukunft	11
I.	Klimaziele – globale Ausgangslage und nationale Ansätze	11
II.	Notwendigkeit von Flexibilitäten im Energiesystem	12
III.	Forschungsziele SysZell	14
D.	Rechtsrahmen der Systemdienstleistungen	16
I.	Grundsätze des Strommarktes und der marktlichen Beschaffung	17
1.	Grundsätze des Strommarktes	17
2.	Ausblick: Kapazitätsmarkt der Zukunft	19
II.	Rechtliche Grundlagen für die Beschaffung und den Einsatz von Systemdienstleistungen	21
1.	Begriffsbestimmungen	21
a.	Flexibilitätsdienstleistungen	21
b.	Systemdienstleistungen	23
c.	Engpassmanagement und Netzengpassmanagement	24
2.	Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen	25
3.	Vorrang Erneuerbarer Energien	26
a.	Grundsatz des Vorrangs von erneuerbaren Energien	26
b.	Lastseitige Erhöhung von Flexibilitäten (§ 13k EnWG)	26
4.	Systemverantwortung der Netzbetreiber	27
5.	Teilnahme am Redispatch (§ 13a EnWG)	28
III.	Marktgestützte Beschaffung von Regelennergie als frequenzgebundene Systemdienstleistung	29
1.	Systematik der Regelennergieprodukte	29
2.	Rechtsrahmen für die Erbringung von Regelennergie	31
IV.	Marktgestützte Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, § 12h EnWG	35
1.	Rechtsrahmen für die Erbringung von nfSDL	35
2.	Einordnung und Beschaffung von nfSDL	37
a.	Dienstleistung zur Spannungsregelung (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG)	37
i.	Begriffsbestimmung	37
ii.	Marktliche Beschaffung	38

b. Immediate Frequency Stabilization/Trägheit der lokalen Netzstabilität (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG)	39
i. Begriffsbestimmungen	39
ii. Marktliche Beschaffung	40
iii. Umrüstung von Erzeugungsanlagen (§ 13l EnWG)	42
c. Dynamische Blindstromstützung (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EnWG)	43
d. Schwarzstartfähigkeit (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnWG)	43
i. Begriffsbestimmung	43
ii. Marktliche Beschaffung	43
V. Grundlagen von Netzzugang und Netzanschluss	44
1. Europäische Netzkodizes	44
2. Technische Anschlussregeln	44
3. Technische Anschlussbedingungen	45
VI. Netzbetreibereigene Speichereinrichtungen	46
1. Vollständig integrierte Netzkomponenten	46
2. Drittvermarktungsverbot	47
E. Rechtliche Einordnung des entwickelten IFS-Produkts	49
I. Darstellung des entwickelten IFS-Produkts	49
II. Rechtliche Betrachtung der Produktmerkmale	50
1. Marktliche Auktion	50
a. Möglichkeit der Beschaffung auf einem eigenen IFS-Markt	50
b. Symmetrie	52
c. Temporale Granularität	52
d. Räumliche Granularität	54
e. Preisbildungsmechanismus	55
2. Teilnahmevoraussetzungen	56
a. Präqualifikationsverfahren	56
b. Aggregierte Anlagen	58
III. Interdependenzen	59
1. Marktinterdependenzen	59
2. Implikationen für die Systemverantwortung und Netzbetrieb	60
a. Implikationen für die Frequenzerhaltung	60
i. Keine Diskriminierung von FCR	60
ii. Gemeinsame Bedarfsbestimmung der Regelenergie-Produktklassen	62
iii. Schaffung eines Marktes für schnelle Regelung (FFR)	64
iv. Sicherstellung des Systemschutzes	66
b. Implikationen für weitere Systemdienstleistungen	68
i. Implikationen für die Blindleistungsbereitstellung	68
ii. Versorgungswiederaufbau	69

c. Implikationen für VINK und Multi-Use	70
3. Einordnung in den zellularen Ansatz	71
F. Handlungsempfehlungen	73
I. Rechtliche Ausgestaltung eines IFS-Marktes	73
1. Festlegung der BNetzA erforderlich	73
2. Erweiterung des Beschaffungskonzepts der IFS um ein Produkt mit längeren Erbringungsdauern zur Sicherstellung eines ausreichenden Angebots	74
3. Europaweite Standardisierung der Beschaffung von IFS durch Schaffung einer europäischen Plattform	75
4. Präqualifikationsverfahren schaffen	75
II. Europarechtskonforme Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung im EnWG	76
III. Handlungsempfehlungen Interdependenzen	77
1. Gemeinsame Dimensionierung von Regelenergiemengen und IFS	77
2. Schaffung eines Marktes für Fast Frequency Response	77
3. Sicherstellung der Vorhaltung eines Mindestmaßes an Primärenergie und anderer Systemdienstleistungen	78
4. Drittvermarktungsverbot für ehemalige netzbetreibereigene Speicheranlagen (§ 11b Abs. 3 S. 7 EnWG)	79
G. Literaturverzeichnis	80

Abkürzungsverzeichnis

ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators // EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DCC	Demand Connection Code
EB-GL	Europäischen Electricity Balancing Guidline
EIBM-RL	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, EU 2019/944
EIBM-VO	Elektrizitätsbinnenmarktverordnung, EU VO 2019/943
EIBM-RL	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, Richtlinie (EU) 2019/944
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity // Europäischer Verbund der ÜNB
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCR	Frequency Containment Reserve // Primärregelleistung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
KWSG	Kraftwerksicherheitsgesetz
mFRR	manual Frequency Restauration Reserve
MOLS	Merit-Order-Listen-Server
MRL	Minutenregelleistung
nfSDL	nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen
RfG	Requirements for Generators
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TAR	Technische Anschlussrichtlinien
UDE	Universität Duisburg Essen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VINK	Vollständig integrierte Netzkomponenten

A. Executive Summary

Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 vor. Zur Erreichung dieses Ziels bedarf es unter anderem auch einer Anpassung des Energiesystems hin zu einem erneuerbaren und dezentral organisierten System. Der beschleunigte Ausbau neuer volatilen Energien zieht jedoch erhebliche Anforderungen an Netzstabilität, Flexibilisierung und Versorgungssicherheit nach sich. Die Bedeutung von Systemdienstleistungen wächst im Kontext dieser Transformation des deutschen Energiesystems erheblich. Die Organisation und Beschaffung der bestehenden Systemdienstleistungen wird sich angesichts dieser Entwicklung ebenfalls transformieren müssen.

Diese rechtswissenschaftliche Studie untersucht daher die rechtliche Umsetzbarkeit eines von der Universität Duisburg-Essen im Rahmen des Projekts SysZell entwickelten innovativen Produkts für die Beschaffung von Immediate Frequency Stabilization (IFS) in Ziel-Energiesystem 2045+. Hierzu betrachtet die Studie die rechtlichen Rahmenbedingungen für die marktgestützte Erbringung von Systemdienstleistungen. Im Zentrum stehen dabei nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (nfSDL), insbesondere IFS.

Zunächst werden die energierechtlichen Grundlagen für die Beschaffung und den Einsatz von Systemdienstleistungen umfassend dargestellt und analysiert. Zentrale Elemente sind dabei die Einordnung von Flexibilitätsdienstleistungen und Systemdienstleistungen nach nationalen und europäischen Rechtsakten. Die Begriffsbestimmung der nfSDL erfolgt auf Basis von § 12h EnWG, der sechs Kategorien normiert, wozu auch IFS unter dem Begriff „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ zählt. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Analyse aktueller Marktmechanismen. Diesbezüglich arbeitet die Studie den Rechtsrahmen der marktgestützten Beschaffung von Regelenergie und nfSDL heraus.

Zentraler Untersuchungsgegenstand ist sodann die rechtliche Einordnung des im Rahmen des Projekts entwickelten IFS-Produktes. Die Studie analysiert die entwickelten Produktmerkmale, die Ausgestaltung der Auktionsmodalitäten und die Teilnahmevoraussetzungen auf ihre rechtliche Umsetzbarkeit und im Lichte bestehender marktlichen Beschaffungsformen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf einer differenzierten Analyse der Interdependenzen zu bestehenden Marktmechanismen und anderer SDL sowie eine Einordnung in die Systemverantwortung der Netzbetreiber (§§ 12, 13 EnWG).

Es zeigt sich, dass die Einführung eines solchen Produktes grundsätzlich europarechtskonform ausgestaltet werden kann, gleichwohl jedoch einer präzisen Regulierung durch die Bundesnetzagentur und einer EU-rechtlich abgestimmten Standardisierung bedarf. Die Interdependenzen zu den bestehenden SDL und Marktmechanismen lassen sich grds. rechtskonform ausgestalten. Soweit notwendig, könnte zukünftig die Schaffung eines Marktes für schnelle Regelungen die Lücke zwischen IFS und der Regelenergie schließen. Bestehende Systemschutzmaßnahmen müssen sich auch auf die IFS ausweiten. Daher scheint bereits ein umfassendes Präqualifikationsverfahren sinnvoll. Abweichende Beschaffungsarten, etwa durch die Erbringung durch vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) bedürfen einer gesonderten Abwägung der Effizienz gegenüber der marktgestützten Beschaffungsform.

Im letzten Teil der Studie werden für die im Rahmen der rechtlichen Analyse identifizierte Hemmnisse Handlungsoptionen vorgeschlagen. Diese Vorschläge beziehen sich insbesondere auf die rechtliche Ausgestaltung des IFS-Marktes – wie bspw. die verstärkte Standardisierung der Beschaffung von IFS auf europäischer Ebene und einem Vorschlag zur Sicherstellung eines ausreichenden IFS-Angebots.

Hinsichtlich der Interdependenzen zu anderen Systemdienstleistung scheint eine gemeinsame Dimensionierung geboten, damit Bedarfe genau bestimmt und die Vorhaltungen von Mindestmaßen zur Systemsicherheit sichergestellt werden können.

B. Methodik

Gegenstand der vorliegenden rechtlichen Untersuchung ist die Analyse des bestehenden Rechtsrahmens für die marktgestützte Erbringung von Systemdienstleistungen in einem zunehmend dezentral geprägten, erneuerbaren Stromsystem. Im Fokus steht hierbei insbesondere die nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (nfSDL) der Momentanreserve (bzw. Immediate Frequency Stabilization) im Sinne des § 12h EnWG sowie deren Integration in ein zelluläres Markt- und Netzmodell.

Ziel der Studie ist es, ein im Rahmen des Projekts entwickeltes innovatives Beschaffungssystem für Immediate Frequency Stabilization (IFS) rechtlich zu prüfen. Hierbei werden zentrale rechtliche Voraussetzungen, Handlungsspielräume und Beschränkungen für die Konzeption und Implementierung des IFS-Produkts herauszuarbeiten. Besonderes Augenmerk liegt auf der Frage, wie sich geplante Marktmechanismen mit den Vorgaben des europäischen Energierechts (insb. ElBM-VO, ElBM-RL, EB-GL) sowie den nationalen Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes vereinbaren lassen.

Die Untersuchung folgt einem mehrstufigen Aufbau: Nach einer Einordnung in den klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Kontext wird zunächst der aktuelle Rechtsrahmen für Flexibilitäten und Systemdienstleistungen in einem durch erneuerbare Energien dominierten Stromsystem dargelegt. Dabei werden die wesentlichen Grundsätze des Strommarkts und die bestehende Systematik marktgestützter Beschaffungsmechanismen umfassend beschrieben.

Zentrale methodische Grundlage ist eine systematische Rechtsquellenanalyse, die bestehende Regelungen zu Flexibilitätsdienstleistungen, frequenzgebundenen und nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, Netzzugang und Netzanschluss sowie die Rolle der Netzbetreiber in der Systemverantwortung auswertet. Im Anschluss erfolgt eine eingehende rechtliche Einordnung des im Projekt entwickelten IFS-Produkts. Diese Analyse beinhaltet die Prüfung der Vereinbarkeit der Produktmerkmale – wie Auktionsdesign, Präqualifikationsvoraussetzungen, zeitliche und räumliche Granularität sowie Interdependenzen mit bestehenden Märkten – mit den einschlägigen energierechtlichen Vorgaben.

Anhand der Status-quo-Analyse werden zentrale Hemmnisse identifiziert, die der effizienten, diskriminierungsfreien und rechtssicheren Etablierung eines marktbasierten Systems für die IFS-Erbringung entgegenstehen können. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden abschließend praxisorientierte Handlungsempfehlungen abgeleitet. Diese adressieren sowohl regulatorische Anpassungen auf nationaler Ebene als auch Anforderungen an die europäische Harmonisierung und Standardisierung.

C. Flexibilitäten und Systemdienstleistungen im Stromnetz der Gegenwart und Zukunft

I. Klimaziele – globale Ausgangslage und nationale Ansätze

Die Klimakrise stellt eine globale Bedrohung dar, die eine koordinierte internationale Antwort unter Mitarbeit aller Staaten erfordert. Im Jahr 2015 einigten sich 197 Staaten im Rahmen des **Pariser Klimaschutzabkommens**¹ darauf, den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 °C, möglichst sogar auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen (Art. 2 Pariser Abkommen). Kerninstrument hierfür sind die nationalen Klimabeiträge (Nationally Determined Contributions, NDCs), in denen die Vertragsparteien ihre Minderungsziele für Treibhausgasemissionen festlegen (Art. 4 Pariser Abkommen). Diese sollen im Fünf-Jahres-Rhythmus ambitionierter ausgestaltet werden.

Allerdings zeigen aktuelle Prognosen, dass die derzeitigen NDCs nicht ausreichen, um die Pariser Ziele zu erreichen: Bei unverändertem Kurs droht die globale Temperatur bis 2100 um ca. 3 °C zu steigen. Bei einer Fortführung des NDCs-Szenarios beträgt der Temperaturanstieg schätzungsweise 2,9 °C im Falle der Einhaltung der bedingungslosen – also ohne externe finanzielle Unterstützung erreichbaren – Ziele bzw. 2,5 °C im Falle der Einhaltung auch der bedingten – also von externer finanzieller Unterstützung abhängigen – NDCs. Für den Fall, dass neben allen bedingungslosen und bedingten NDCs auch die Netto-Null-Zusagen vollständig erreicht werden, wird ein Temperaturanstieg von 2 °C angenommen. Deren Einhaltung erscheint jedoch unsicher, da beispielsweise keine der G20-Mitgliedsstaaten in der erforderlichen Geschwindigkeit ihre Emissionen reduzieren.² Zur Erreichung der Minderungsziele bedarf es ambitionierterer NDCs sowie einer effektiven Umsetzung bereits beschlossener NDCs.

Nach Art. 4 Abs. 2 Pariser Klimaschutzabkommen müssen die Vertragsparteien zur Erreichung der bereits eingereichten Minderungsziele **innerstaatliche Minderungsmaßnahmen** ergreifen. Die Europäische Union und ihre Mitgliedstaaten haben das Pariser Abkommen ratifiziert und sich im **Europäischen Klimagesetz**³ (Verordnung (EU) 2021/1119) auf das Ziel verständigt, ihre Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken und bis 2050

¹ Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015, deutsche Übersetzung veröffentlicht im Amtsblatt der europäischen Union, [L 282/4 vom 19.10.2016](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=SV), abrufbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)&from=SV](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=SV) (zuletzt am 25.06.2025) (nachfolgend: „Pariser Klimaabkommen“).

² United Nations Environment Programme, Emissions Gap Report 2023, S. 19 f., 22.

³ Europäische Kommission, European Climate Law, abrufbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)&from=SV](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=SV) (zuletzt am 25.06.2025).

Klimaneutralität zu erreichen.⁴ Dieses Ziel ist Bestandteil des **European Green Deal**, der als umfassende Strategie politische, wirtschaftliche und rechtliche Maßnahmen zur Transformation der EU in eine klimaneutrale Wirtschaftsordnung umfasst.⁵ Hierbei werden auch Maßnahmen im Energiebereich angegangen⁶: So umfasst das Legislativpaket „Fit for 55“, durch welches die Treibhausgasemissions-Minderungsziele umgesetzt werden sollen, eine Vielzahl konkreter Maßnahmen, wie etwa Reformen im Emissionshandelssystem, neue Standards für die Energieeffizienz oder sektorübergreifende Regulierungen. Diese greifen sowohl unmittelbar als auch mittelbar in die nationalen Rechtsordnungen ein.⁷

Deutschland hat seine Klimaziele im **Klimaschutzgesetz (KSG)**⁸ konkretisiert. Gemäß § 3 KSG müssen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um **65 %** (gegenüber 1990) und bis 2040 um **88 %** sinken; **bis 2045 ist Treibhausgasneutralität** vorgesehen. Ursprünglich sah das KSG sektorale Jahresemissionsmengen vor (§ 4 KSG), die jedoch im Zuge der Novellierung 2022 durch ein flexibleres System abgelöst wurden: Nun können Minderungen sektorübergreifend erfolgen, solange das Gesamtziel für 2030 erreicht wird.⁹ Die Umsetzung des KSG bleibt herausfordernd und es bedarf sektorübergreifend Anpassungen. Dies umfasst insbesondere auch das Energiesystem.

II. Notwendigkeit von Flexibilitäten im Energiesystem

Ein zentrales Element zur Erreichung der Klimaziele ist die **Dekarbonisierung des Energiesektors**. Mit einem jährlichen Ausstoß von rund 250 Mio. t CO₂-Äquivalent stellt dieser Sektor – bedingt durch die bislang dominante Nutzung fossiler Energieträger – den größten Emittenten in Deutschland dar.¹⁰ Die Energiewende verlangt daher eine konsequente Transformation hin zu einer nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken. Zur Zielerreichung müsste sich der Ausbau dieser Anlagen in etwa verdreifachen.¹¹

⁴ Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union, Maßnahmen der EU gegen den Klimawandel, abrufbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/climate-change/#:~:text=Nach%20dem%20Europ%C3%A4ischen%20Klimagesetz%20m%C3%BCssen,Eine%20klimaneutrale%20EU%20bis%202050> (zuletzt am 25.06.2025).

⁵ BMWK, Europäische Klimaschutzpolitik, abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/europaeische-klimaschutzpolitik.html> (zuletzt am 25.06.2025).

⁶ Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union, Ein europäischer Grüner Deal, abrufbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/european-green-deal/> (zuletzt am 25.06.2025).

⁷ Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union, Fit für 55, abrufbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/fit-for-55/> (zuletzt am 25.06.2025).

⁸ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 235) geändert worden ist.

⁹ Kritisch hierzu bspw. DIW Berlin, Aufhebung der Sektorziele im Klimaschutzgesetz ist ein großer Fehler, Statement vom 15.04.2024, abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.899343.de/aufhebung_der_sektorziele_im_klimaschutzgesetz_ist_ein_grosser_fehler.html (zuletzt am 25.06.2025).

¹⁰ UBA, Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2022 gemäß Bundesklimaschutzgesetz, 2023, S. 7, abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/vjs_2022_-_begleitbericht_final_kurzfassung.pdf (zuletzt am 25.06.2025).

¹¹ Die Bundesregierung, Anteil der Erneuerbaren Energien steigt, abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv-bundesregierung/faq-energiewende-2067498> (zuletzt am 25.06.2025).

Tatsächlich stieg der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 43,8 % im Jahr 2021 auf über 60 % im ersten Halbjahr 2024.¹²

Diese Fortschritte im Ausbau stehen jedoch in einem Spannungsverhältnis zu den infrastrukturellen Voraussetzungen: Der bislang **schleppende Ausbau der Stromnetze** stellt eine der größten strukturellen Barrieren der Energiewende dar.¹³ So kann insbesondere in windreichen Regionen der produzierte Strom aus erneuerbaren Quellen nicht jederzeit vollständig in das Netz eingespeist werden. In den Verteilnetzen kommt es vermehrt zu Spannungsspitzen, was auf die veränderte Netzstruktur zurückzuführen ist: Während das bisherige Energiesystem zentral organisiert und auf planbare Grundlastkraftwerke – wie Kohle- oder Kernkraftwerke – ausgerichtet war, ist das künftige System durch eine **dezentrale und volatile Einspeisung** geprägt.¹⁴

Diese Volatilität, insbesondere durch Wind- und Solarenergie, stellt erhebliche **Herausforderungen an die Netzstabilität**. Das Stromnetz muss jederzeit im Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gehalten werden, da nur so die Frequenz von 50 Hertz aufrechterhalten werden kann.¹⁵ Bei Über- oder Unterproduktion drohen Frequenzabweichungen, die im Extremfall zu Versorgungsunterbrechungen oder gar zu einem Blackout führen können. Insbesondere sogenannte „Dunkelflauten“ – wetterbedingte Zeiträume ohne nennenswerte Wind- und Solarenergieeinspeisung – sind in diesem Zusammenhang kritisch. Sie treten laut Modellrechnungen etwa zweimal jährlich für Zeiträume von bis zu 48 Stunden auf. Demgegenüber stehen Phasen mit erheblicher Überproduktion („Hellbrise“), in denen mehr Strom erzeugt wird, als abgenommen werden kann.¹⁶

Vor diesem Hintergrund ist eine **Flexibilisierung des Energiesystems** unabdingbar. Es bedarf technischer, struktureller und rechtlicher Maßnahmen, um Angebot und Nachfrage auch bei volatiler Einspeisung synchronisieren zu können. Eine wesentliche Rolle kommt dabei **dezentralen, zellular organisierten Energiesystemen** zu. Diese bestehen aus modular aufgebauten Energieeinheiten – sog. Energiezellen – die lokale Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Verbrauch verknüpfen. Über ein intelligentes Energiemanagementsystem können sie sowohl intern als auch mit benachbarten Zellen koordiniert werden und ermöglichen so die netzdienliche Steuerung dezentraler Stromflüsse. Auch wirtschaftliche Prozesse – etwa lokale Strommärkte – lassen sich in diese Struktur integrieren.¹⁷ Aktuelle Forschungsarbeiten zeigen, dass ein solches kommunizierendes, dezentral organisiertes

¹² Die Bundesregierung, So läuft der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv-bundesregierung/ausbau-erneuerbare-energien-2225808> (zuletzt am 25.06.2025); Statistisches Bundesamt, Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2024: Mehr als 60 % aus erneuerbaren Energien, 2024, abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24_334_43312.html (zuletzt am 25.06.2025).

¹³ Bertelsmann Stiftung, Wo die Vorreiterstaaten bei der Wärme-, Verkehrs- und Stromwende stehen, 2024, abrufbar unter: <https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/themen/aktuelle-meldungen/2024/oktober/wo-die-vorreiterstaaten-bei-der-waerme-verkehrs-und-stromwende-stehen> (zuletzt am 25.06.2025).

¹⁴ UBA, Netzausbau, 2023, abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Transformation> (zuletzt am 25.06.2025).

¹⁵ Amprion, Phänomen zur vollen Stunde, abrufbar unter: <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2021/Ph%C3%A4nomen-zur-vollen-Stunde.html> (zuletzt am 25.06.2025).

¹⁶ DWD, Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduzieren, 2018, abrufbar unter: www.dwd.de (zuletzt am 25.06.2025).

¹⁷ Technische Universität Dresden, Zellulare Energiesysteme – Was ist das?, abrufbar unter: <https://zellsys.de/de/zellen-sys/> (zuletzt am 25.06.2025).

Energiesystem sowohl netztechnisch als auch abrechnungstechnisch realisierbar ist und dabei eine sichere und präzise Abwicklung von Energieflüssen und bilanztechnischen Vorgängen gewährleisten kann.¹⁸

Neben dem Netzausbau und der Integration von Speichern ist die **Flexibilisierung auf der Nachfrageseite** entscheidend. Vor allem industrielle Großverbraucher – etwa in der chemischen Industrie oder der Metallherzeugung – verfügen über erhebliche Lastverschiebungspotenziale, die zur Netzstabilität beitragen können.¹⁹ Aber auch kleinere Verbraucher – aus Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Privathaushalte – müssen systematisch in flexible Laststeuerungskonzepte eingebunden werden, beispielsweise durch dynamische bzw. zeitvariable Tarife, steuerbare Ladeinfrastrukturen oder intelligente Haushaltsgeräte.²⁰

Für eine erfolgreiche Transformation hin zu einem treibhausgasneutralen Zielsystem müssen diese Flexibilitäten bereits kurzfristig geschaffen werden. Sie sind Voraussetzung dafür, dass das Energiesystem mit dem wachsenden, wetterabhängigen Anteil erneuerbarer Energien kompatibel bleibt und die Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Systemstabilität gewahrt werden kann.

III. Forschungsziele SysZell

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Volatilität im Stromsystem, der Stilllegung zentraler Großkraftwerke und dem damit verbundenen wachsenden Bedarf an netzstabilisierenden Maßnahmen, adressiert das Forschungsprojekt **SysZell** gezielt die **zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) zur Frequenzhaltung in einem erneuerbaren Energiesystem**. Die grundlegende Veränderung von Erzeugung, Verbrauch und Systembetrieb verlagert die Verantwortung für SDL – insbesondere Immediate Frequency Stabilization (IFS)²¹, Frequency Containment Reserve (FCR) und Frequency Restoration Reserve (FRR) – zunehmend von zentralen Kraftwerken hin zu verteilten Erzeugern, Speichern und steuerbaren Lasten auf der Verteilnetzebene.

Das Ziel von SysZell ist, das im Projekt *ZellNetz2050* entwickelte Systemmodell weiterzuentwickeln und damit die künftige Erbringung von SDL in einem durch erneuerbare Energien dominierten Stromsystem umfassend zu untersuchen. Hierzu zählen unter anderem die Analyse von Beschaffungs- und Bereitstellungsmechanismen, die Prognose und Bewertung der Verfügbarkeit von SDL im laufenden Betrieb, die Konzeption von Maßnahmen zur Aktivierung ausreichender Reserven sowie die Entwicklung praxisnaher Software-Werkzeuge zur Unterstützung der Netzbetriebsführung. Darüber hinaus werden marktliche Beschaffungsoptionen in zellularen Energiesystemen analysiert und hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Eignung bewertet, um auf dieser Basis ein zukunftsfähiges Marktdesign für die SDL-Erbringung zu entwerfen. Die sektor- und spannungsebenenübergreifende Modellierung erlaubt dabei detaillierte quantitative Untersuchungen sowie die Ableitung robuster Handlungsempfehlungen für eine sichere und effiziente Netzführung im erneuerbaren Energiesystem.

¹⁸ Rasti, S. et al., SysZell: A holistic approach for providing ancillary services in cellular energy systems, 2024.

¹⁹ Bons, M. et al., Energiewende in der Industrie, 2020, S. 1.

²⁰ Agora Energiewende, Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen, 2023, S. 5.

²¹ Innerhalb des Projekts wird der Begriff IFS als Oberbegriff für die Trägheit der lokalen Netzstabilität oder auch Momentanreserve benutzt. Für die genaue Begriffsbestimmung siehe [D IV 2 b i](#).

Ein besonderer Fokus liegt auf der Systemdienstleistung **Momentanreserve (Immediate Frequency Stabilization, IFS)**, die bislang vorrangig durch die rotierende Masse konventioneller Großkraftwerke bereitgestellt wurde. Mit deren Wegfall entsteht eine Versorgungslücke, die durch neue technische und marktliche Lösungen geschlossen werden muss. Im Projekt wird daher eine **neuartige marktliche Beschaffung von IFS** entwickelt, um die schnelle, dezentrale und koordinierte Bereitstellung dieser kritischen Leistung – insbesondere in den unteren Netzebenen – technisch abzusichern und wirtschaftlich tragfähig zu gestalten.

D. Rechtsrahmen der Systemdienstleistungen

In diesem Kapitel wird der **bestehende energierechtliche Rahmen für die marktliche Integration von Systemdienstleistungen (SDL)** systematisch dargestellt. Vor dem Hintergrund eines zunehmend dezentralen, durch volatile erneuerbare Energien geprägten Stromsystems ist die marktliche Beschaffung technischer Flexibilitäten – insbesondere auf unteren Spannungsebenen – essenziell für die Netzstabilität. Ziel dieses Kapitels ist es, einen **fundierten Überblick über den aktuellen regulatorischen Status quo zu geben und zugleich zentrale Anknüpfungspunkte für eine systemdienliche Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen aufzuzeigen**.

Zum besseren Verständnis der Rahmenbedingungen erfolgt zunächst eine Einordnung in die Grundsätze des Strommarkts und der marktlichen Beschaffungslogiken, einschließlich eines Ausblicks auf potenzielle künftige Entwicklungen wie ein mögliches kapazitätsorientiertes Marktdesign (**Abschnitt I**).

Darauf aufbauend werden in **Abschnitt II** die rechtlichen Grundlagen für die Bereitstellung und den Einsatz von Systemdienstleistungen beleuchtet. Dies umfasst zentrale Begriffsbestimmungen sowie rechtliche Grundlagen zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitäten und zum Vorrang erneuerbarer Energien. Zudem wird die Systemverantwortung der Netzbetreiber und die Teilnahme am Redispatch betrachtet.

Im Anschluss wird die marktgestützte Beschaffung klassischer Regelenenergieformen behandelt (**Abschnitt III**).

Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der in § 12h EnWG geregelten marktgestützten Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen (nfSDL), die im Zuge der Dezentralisierung und des Rückgangs konventioneller Erzeugung an Bedeutung gewinnen (**Abschnitt IV**). Die einzelnen nfSDL-Kategorien – darunter die Immediate Frequency Stabilization (IFS), Spannungsregelung, Blindstromstützung und Schwarzstartfähigkeit – werden differenziert hinsichtlich ihrer Begriffsbestimmung und der jeweiligen Beschaffungsmodalitäten betrachtet.

Abschnitt V zeigt die rechtlichen Grundlagen des Netzzugangs und Netzanschlusses auf. Darüber hinaus wird in **Abschnitt VI** das regulatorische Konzept der vollständig integrierten Netzwerkkomponenten (VINK) erläutert – ein zentraler Baustein für die Einbindung dezentraler Flexibilitäten auf Verteilnetzebene.

I. Grundsätze des Strommarktes und der marktlichen Beschaffung

Der Verkauf und Kauf von Strom erfolgt über den Handel – dort werden Strommengen von Stromanbietern verkauft und von den Vertragsparteien abgenommen. Dem Stromhandel liegt der **Energy-Only-Markt** zugrunde: Es werden demnach nur die tatsächlich erzeugten und verkauften Strommengen vergütet. Kraftwerke werden hingegen für die **reine Bereitstellung von Kapazität**, die in Zeiten hohen Bedarfs zum Einsatz kommt und damit in Ergänzung zu den volatilen erneuerbaren Energien steht, **nicht refinanziert**. Bei fehlender Profitabilität könnte es daher auf lange Sicht bei hoher Stromnachfrage zu einer Unterversorgung kommen. In dem sich dann einstellenden System-Betriebszustand, wäre somit die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eingeschränkt.

Treten **Gefährdungen oder Störungen im Stromnetz** auf, sind gemäß §§ 13 Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und die Verteilnetzbetreiber (VNB) dazu verpflichtet, diese zu beseitigen und somit für Netzstabilität zu sorgen. Hierfür stehen ihnen u.a. marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2) zur Verfügung, zu denen der Einsatz von Regelenenergie als frequenzbezogene SDL – welche Kraftwerke Schwankungen der Stromnetzfrequenz durch Stromeinspeisung und Stromentnahme ausgleicht – sowie die nfSDL²² zählen.

1. Grundsätze des Strommarktes

Strom wird über den Strommarkt gehandelt. Hierbei gibt es zwei Möglichkeiten: Der Strom kann zum einen über den direkten, außerbörslichen Handel („Over the Counter“ (OTC)-Handel) und zum anderen über Handelsplattformen wie der Börse (siehe § 3 Nr. 43a Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023)) gehandelt werden.²³ Im Rahmen des in der Praxis zum Großteil stattfindenden **OTC-Handels** wird der Strom entweder direkt zwischen den Vertragsparteien oder auf organisierten Märkten gehandelt. Dabei werden direkte Lieferverträge zwischen Stromerzeuger und Kunden (beispielsweise Unternehmen als Direktabnehmer, Zwischenhändler oder Stromversorger) geschlossen. Der Stromerzeuger verpflichtet sich dabei vertraglich zur Produktion einer festgelegten Strommenge zu einem bestimmten Termin. Hiervon zu unterscheiden ist der **Stromhandel an der Börse**. Im Rahmen beider Handelsformen besteht eine Unterscheidung zwischen dem **Spotmarkt** und dem **Terminhandel**.²⁴

Der **Spotmarkt** besteht dabei aus dem Intraday und dem Day-Ahead-Handel und handelt mit **kurzfristigen Stromprodukten**; der **Terminhandel** handelt den Strom demgegenüber mehrere Jahre vor Erfüllung. Der Stromhandel an der Börse über den Spotmarkt erfolgt dabei an der EPEX SPOT mit Sitz in Paris und der Terminhandel an der European Energy Exchange EEX mit Sitz in Leipzig.²⁵

²² Stötebier, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13, Rn. 198.

²³ Wilhelmi, in: BeckOGK, BGB, § 453, Rn. 184.

²⁴ DIHK, EFET, Strombeschaffung und Stromhandel, 2020, S. 7, abrufbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/energie-dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf> (zuletzt 01.07.2025); DIW, Stromhandel, abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.413361.de/stromhandel.html (zuletzt am 25.06.2025).

²⁵ DIW, Stromhandel, abrufbar unter https://www.diw.de/de/diw_01.c.413361.de/stromhandel.html (zuletzt ab 1.07.2025).

Im Rahmen des **Intraday-Handels** auf dem Spotmarkt können die Zeiten zwischen Vertragsabschluss und der Lieferung des Stroms sehr kurz – bis zu einer Stunde vorher – ausfallen. Im Rahmen des **Day-Ahead-Handels** beträgt die Differenz bis zu einem Tag und die Strommengen werden für den Folgetag gehandelt. Damit können Marktteilnehmende nach Abschluss des Day-Ahead-Handels Strommengen durch den Intraday-Handel kurzfristig handeln, um so Fehlmengen oder einen Überschuss an Strom im Netz möglichst gering zu halten und die Erzeugungsanlagen kosteneffizient einsetzen zu können. Auf dem Intraday und Day-Ahead-Märkten werden Strommengen als Viertelstunden- bis Stundenprodukte gehandelt, wobei der Handel innerhalb der gleichen Regelzone fünf Minuten und zwischen Regelzonen 30 Minuten vor der Lieferung endet („Gate closure“).²⁶

Die **Spotmarktpreise**²⁷ schwanken sehr stark und sind abhängig von der Stromnachfrage und dem Stromangebot inklusive der Erzeugung fluktuierender Energien aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Dabei läuft die Preisbildung so ab, dass die zum jeweiligen Zeitpunkt kostengünstigsten Erzeugungsoptionen die Stromnachfrage decken (**Merit Order**). Die kostengünstigsten stromproduzierende Kraftwerke werden also als erstes eingesetzt und anschließend die jeweils nächst-höherpreisigen Kraftwerke, bis schließlich die Last gedeckt ist und das letzte Angebot einen Zuschlag erhält. Dieses Kraftwerk, das den letzten für die Deckung des Strombedarfs erfolgten Zuschlag erhält, setzt den **Markträumungspreis** und definiert damit den Börsenpreis. Jedes eingesetzte Kraftwerk erhält dann den Preis, den das als letztes bezuschlagte Angebot erhält – unabhängig davon, welchen Preis das jeweilige Kraftwerk tatsächlich geboten hat. Dies wird als **Pay-as-Cleared (Einheitspreisverfahren)** bezeichnet. Die Angebote der Kraftwerke basieren bei ausreichendem Wettbewerb dabei annähernd auf den **Grenzkosten**, d.h. den Kosten, die direkt durch die Stromproduktion (insb. Brennkosten) und nicht bspw. durch Fixkosten entstehen. Erneuerbare Energien sind demnach immer die kostengünstigsten Erzeuger, da sie kein Brennmateriale benötigen und somit keine Kosten für solche anfallen. Hierdurch wird auch der Ausbau der erneuerbaren Energien als eine zentrale Zielsetzung der Strommarktgestaltung deutlich. Im Gegensatz dazu erhalten im Rahmen des **Pay-as-Bid-Verfahrens (Gebotsverfahren)** die Erzeuger im Falle eines Zuschlags den von ihnen gebotenen Preis als Vergütung.²⁸

Die **Terminmärkte** handeln den Strom bis zu sechs Jahre vor Lieferung. Dies ermöglicht Planungssicherheit.²⁹

Das **deutsche und europäische Recht enthält keine expliziten Vorgaben** über die genaue Funktionsweise des Strommarkts. Allgemein setzt im deutschen Recht § 1 Abs. 2 EnWG das Vorliegen eines **Wettbewerbs** bei der Elektrizitätsversorgung – folglich einen wettbewerbsbasierten Strommarkt – voraus und § 1a Abs. 1 S. 1 EnWG nennt die Preisbildung nach wettbewerblichen Grundsätzen als Grundsatz des Strommarkts. § 1 Abs. 4 Nr. 4 EnWG beinhaltet das Ziel, den **Elektrizitätsbinnenmarkt** (also grenzüberschreitenden Stromhandel) zu stärken, um so eine möglichst sichere, preisgünstige,

²⁶ BNetzA, SMARD, Großhandelspreise, abrufbar unter: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/562> (zuletzt am 25.06.2025).

²⁷ Def. nach § 3 Nr. 42a EnWG: „Spotmarktpreis“: der Strompreis in Cent pro Kilowattstunde, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten ergibt; wenn die Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen nicht oder nur teilweise erfolgt, ist für die Dauer der unvollständigen Kopplung der Durchschnittspreis aller Strombörsen gewichtet nach dem jeweiligen Handelsvolumen zugrunde zu legen.

²⁸ BT-Drs. 20/602, S. 10 ff.

²⁹ BNetzA, SMARD, Großhandelspreise.

verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leistungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu erreichen. Der Elektrizitätsbinnenmarkt dient demnach u.a. einer kosteneffizienten Sicherstellung der Versorgungssicherheit.³⁰ § 1a Abs. 6 EnWG fordert dementsprechend das Anstreben einer stärkeren Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte und eine stärkere Angleichung der Rahmenbedingungen in den europäischen Strommärkten als Beitrag zur Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes. Auch das europäische Recht betont den grenzüberschreitenden Stromhandel. Den Elektrizitätsbinnenmarkt hat demnach auf europäischer Ebene die **Elektrizitätsbinnenmarktverordnung**³¹ (ElBM-VO) zum Gegenstand. Eines ihrer Ziele ist die Festlegung gerechter Regeln für einen grenzüberschreitenden Stromhandel und damit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte, Art. 1 lit. c ElBM-VO. Die ElBM-VO beinhaltet die Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte und nennt hier beispielsweise die Begünstigung der Marktvorschriften zur freien Preisbildung (Art. 3 lit. b ElBM-VO) und enthält Regelungen zu den Day-Ahead- und Intraday-Märkten (Art. 7, 8, 10 ElBM-VO) sowie den Terminmärkten (Art. 9 ElBM-VO). Auch die **Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie** (ElBM-RL)³² verpflichtet die Mitgliedstaaten u.a., durch ihr nationales Recht den länderübergreifenden Stromhandel sicherzustellen, Art. 3 Abs. 1 ElBM-RL. Allgemein hat die ElBM-RL gemäß Art. 1 Abs. 1 ElBM-RL den Erlass gemeinsamer Vorschriften, u.a. für die Elektrizitätsversorgung, -übertragung, -verteilung und -versorgung, zum Gegenstand, um für die Schaffung wirklich integrierter, wettbewerbsgeprägter, verbraucherorientierte, fairer und transparenter Elektrizitätsmärkte in der Union zu sorgen. Die **EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement**³³ (CACM-VO) hat die Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten und das Engpassmanagement auf dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt zum Gegenstand, Art. 1 Abs. 1 CACM-VO.

2. Ausblick: Kapazitätsmarkt der Zukunft

Durch den Wechsel von fossilen hin zu Erneuerbaren Energien befindet sich das Stromsystem Deutschlands mitten in umfassenden und grundlegenden Veränderungen und einem daraus folgenden Paradigmenwechsel. Grund hierfür ist, dass es durch den immensen Zuwachs an volatilen erneuerbaren Energien und der daraus folgende Verdrängung konventioneller Kraftwerke teilweise zu Dunkelflauten und teilweise auch zu Übereinspeisungen (sog. Hellbrisen) kommen kann. Hierdurch sind nicht mehr nur die tatsächlich erzeugten und verkauften Strommengen von Wert, wie es derzeit auf dem Energy-Only-Markt der Fall ist. Vor diesem Hintergrund gibt es den Ansatz, vorgehaltene Kapazitäten, die bei Bedarf abgerufen werden können, mittels eines **Kapazitätsmarkts** zu beschaffen und die bloße Vorhaltung steuerbarer Kapazitäten zu vergüten. Der **Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten**, zu dessen Zweck der Großhandelsmarkt zukünftig durch einen **Kapazitätsmechanismus** ergänzt werden soll, ist dementsprechend eines der Handlungsfelder des vom Bundesministerium für

³⁰ Hellermann/Hermes in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 1, Rn. 71.

³¹ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

³² Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

³³ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24.07.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im August 2024 veröffentlichten „**Strommarktdesign der Zukunft**“, in welchem das BMWK konkrete Handlungsoptionen für das sich ändernde Stromsystem und an dieses gestellte Anforderungen nennt.³⁴ Ein **neuer flexibler Technologiemarkt aus Kraftwerken, (Batterie-)Speichern und flexiblen Lasten** sei laut dem Papier des BMWKs demnach notwendig, um die volatile Stromerzeugung aus Wind und Sonne auszugleichen und abzusichern. Aus diesem Grund müssten Investitionen in diesen Technologiemarkt angereizt werden und eine **langfristige Investitionssicherheit** sei erforderlich, da für steuerbare Kapazitäten hohe Investitionskosten und damit lange Refinanzierungszeiträume anfielen. Anbieter sollen so eine zusätzliche Einnahmequelle für die Bereitstellung steuerbarer Kapazitäten erhalten, um ihre Investitionen in der unsicheren Phase des Umbaus der Energiesysteme abzusichern.³⁵ Das BMWK gelangt dabei zu der Ansicht, dass der **kombinierte Kapazitätsmarkt** der am besten geeignete Mechanismus sei, da dieser die Vorteile des zentralen Kapazitätsmarkts und des dezentralen Kapazitätsmarkts verbinde.³⁶

Der kombinierte Kapazitätsmarkt sollte bis 2028 eingeführt sein und wurde im Rahmen der Verhandlungen zum Kraftwerksicherheitsgesetz (KWStG), durch welches die Kraftwerksstrategie umgesetzt werden soll,³⁷ entschieden. Dabei sollte das KWStG nicht die Entscheidung für oder gegen einen Kapazitätsmechanismus vorwegnehmen, sondern mit diesem kompatibel sein und Grundlage für die Einführung für einen solchen bilden; beispielsweise sollen die im KWStG geregelten Kraftwerke zukünftig in den Kapazitätsmechanismus integriert werden.³⁸ Durch die Regierungsaufhebung der Ampelkoalition im November 2024 ist die Zukunft des KWStGs und des kombinierten Kapazitätsmarktes ungewiss.

³⁴ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft, abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18 (zuletzt am 30.06.2025).

³⁵ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft, 2024, S.6, ff., 73 ff., abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18 (zuletzt am 30.06.2025).

³⁶ Siehe genauer hierzu BMWK: Strommarktdesign der Zukunft, 2024, S. 6 ff., 56 ff.

An dem kombinierten Kapazitätsmarkt gibt es einige Kritik, so wird bspw. angenommen, dass wegen der Neuartigkeit des kombinierten Kapazitätsmarktes die Verhandlungen mit der EU-Kommission erschwert werden könnten. Darüber hinaus wachse die Komplexität und das Modell sei fehleranfällig. Der Umsetzungsaufwand sei besonders zu Beginn enorm.

³⁷ BT-Drs. 20/13645.

³⁸ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft, 2024, S. 57.

II. Rechtliche Grundlagen für die Beschaffung und den Einsatz von Systemdienstleistungen

3. Begriffsbestimmungen

In der energiewirtschaftlichen und juristischen Praxis werden die **Begriffe Flexibilitätsdienstleistungen, Systemdienstleistungen und Engpassmanagement häufig ungenau oder synonym verwendet**. Dies birgt die Gefahr von Unklarheiten in der Differenzierung und eines Vermischens unterschiedlicher regulatorischer Anforderungen.

Trotz ihrer Verknüpfung in der praktischen Anwendung bestehen zwischen diesen Konzepten **wesentliche Unterschiede**, insbesondere rechtlicher Natur. Diese betreffen insbesondere die gesetzlichen Grundlagen, die Verantwortlichkeiten der Marktakteure sowie die Mechanismen zur Beschaffung und Bereitstellung. Eine präzise Begriffsbestimmung ist daher essenziell, um den rechtlichen Rahmen der marktlichen Beschaffung und des Einsatzes von Systemdienstleistungen fundiert analysieren zu können. Im Folgenden werden daher die für das Projekt relevanten Flexibilitätsbegriffe und Systemdienstleistungen systematisch definiert. Diese Begriffsbestimmungen bilden die Grundlage für die juristische Betrachtung und orientieren sich an gesetzlichen Legaldefinitionen, Rechtsprechung, anerkannten Definitionen aus Gewohnheitsrecht und juristischer Fachliteratur.

a. Flexibilitätsdienstleistungen

Flexibilitäten sind von wesentlicher Bedeutung für die notwendige Anpassung des Elektrizitätsnetzes an den schnell zunehmenden Anteil volatiler und dezentral erzeugter erneuerbarer Energie³⁹ sowie der Integration der erneuerbaren Elektrizität in den Markt.⁴⁰ Durch Flexibilitäten soll die **Effizienz bei Betrieb und Ausbau der Verteilnetze verbessert, Maßnahmen zur Energieeffizienz gefördert und ein Beitrag zur Kosteneffizienz geleistet werden**, vgl. Art. 32 Abs. 1 ElBM-RL. Die Art und Weise der Bereitstellung, sowie die Marktrolle des Bereitstellenden sind nicht relevant, sofern der Bereitstellende nicht Netzbetreiber ist.⁴¹

Trotz der stetig wachsenden Relevanz von Flexibilitäten für das Stromnetz sowie einer regelmäßigen rechtlichen Verwendung des Begriffs, u.a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie in europäischen Rechtsakten, z.B. der ElBM-RL, gibt es **keine einheitliche Definition** für den Begriff der Flexibilitätsdienstleistung.⁴² Aus den bestehenden Regelungen lassen sich einige Anforderungen an den Begriff konkretisieren, die bei der Findung einer Definition zu beachten sind. Eine endgültige Definition auf nationaler Ebene wird jedoch erst mit Festlegung bzw. Genehmigung der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (**BNetzA**) im Rahmen einer Spezifikation erfolgen.⁴³

Die BNetzA hat im Jahr 2017 bereits im Rahmen eines Diskussionspapiers einen **Vorschlag** für eine Definition vorgenommen, die als Ausgangspunkt für eine aktuelle Begriffsbestimmung herangezogen

³⁹ ElBM-RL, Erwägungsgrund Nr. 10.

⁴⁰ Vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 2 und 3 EnWG.

⁴¹ Tüngler in: Kment, EnWG, § 14c, Rn. 10.

⁴² Wagner/Haun in: Theobald, Kühling, EnWG, § 14c, Rn. 10.

⁴³ Wagner/Haun in: Theobald, Kühling, EnWG, § 14c, Rn. 10.

werden kann. Danach ist „Flexibilität [...] die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter, um Flexibilität zu charakterisieren, beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc. (vgl. Eurelectric, 2014)“.⁴⁴ Die Definition wurde im Folgenden allerdings nicht in Festlegungen der BNetzA aufgenommen, sondern ist lediglich im Diskussionsstadium verblieben.

Hinsichtlich des **persönlichen Anwendungsbereichs** der Akteure, die Flexibilitätsdienstleistungen erbringen können, heißt es in Erwägungsgrund 42 der ElBM-RL: „Verbraucher sollten in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, [...] durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme“.⁴⁵ Hierdurch wird ein Fokus der Ausrichtung der Flexibilitätsbeschaffung durch industrielle Verbraucher und Prosumer deutlich.⁴⁶ Die Erbringung soll insbesondere durch „Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung“ erfolgen, Art. 32 Abs. 1 S. 2 ElBM-RL.

Bzgl. der **umfassten Dienstleistungen** werden häufig „nahezu alle Dienstleistungen, die zur Steigerung der Flexibilität und Effizienz des Elektrizitätsverteilernetzbetriebs beitragen, in Betracht [kommen]“ angeführt.⁴⁷ Dennoch wurden einige Dienstleistungen vom Gesetzgeber bewusst vom Begriff der Flexibilitätsdienstleistung ausgeschlossen. Nach § 14c Abs. 1 S. 3 EnWG – der die nationale Umsetzung von Art. 32 ElBM-RL bildet – sind die nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen des § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1-7 EnWG ausdrücklich keine Flexibilitätsdienstleistungen.⁴⁸

In einer Gesamtschau dieser Quellen und Anforderungen an den Begriff der Flexibilitätsdienstleistung, wird im Folgenden von folgender Definition ausgegangen:

Flexibilitätsdienstleistungen sind sämtliche last- und erzeugungsseitigen Maßnahmen von Betreibern von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern, die (überwiegend) marktbasiert von Verteilnetzbetreibern zur Verbesserung der Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilnetzes beschafft werden und keine Systemdienstleistungen iSd § 12h EnWG darstellen.

⁴⁴ BNetzA: Flexibilität im Stromversorgungssystem, S. 6, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/VerteilerNetz/Flexibilitaet/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt am 30.06.2025).

⁴⁵ ElBM-RL, Erwägungsgrund Nr. 42.

⁴⁶ Assmann in: BeckOK, EnWG, § 14c, Rn. 4.

⁴⁷ Tünger in: Kment, EnWG, § 14c, Rn. 11.

⁴⁸ Der Gesetzgeber folgt dabei den auf europäischer Ebene ebenfalls getrennten Harmonisierungsvorgaben zur Beschaffung von nichtfrequenzgebundener Systemdienstleistungen (Art. 31 Abs. 7 ElBM-RL) und Flexibilitätsdienstleistungen (Art. 32 Abs. 1 und 2 ElBM-RL).

b. Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen (SDL) bezeichnen bestimmte technische Leistungen, die von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern bereitgestellt oder beauftragt werden, um den Systembetrieb der Stromversorgung zu sichern, indem sie u.a. durch Korrekturen die Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung in bestimmten für den Betrieb notwendigen Grenzwerten halten.⁴⁹ So wird – unabhängig von akuten Netzengpässen – die grundlegende Funktionalität des Stromsystems und damit die Versorgungssicherheit gesichert. Systemdienstleistungen sind insofern proaktive routinemäßige Maßnahmen. Sie lassen sich rechtlich in nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen nach § 12h EnWG und solche zur Frequenzerhaltung unterteilen.

Für den Begriff der Systemdienstleistung findet sich in Art. 2 Nr. 48 ElBM-RL eine Legaldefinition. Dort heißt es:

Systemdienstleistung [ist] eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement. (Art. 2 Nr. 48 ElBM-RL)

Für den Begriff der **nicht-frequenzgebundenen SDL** findet sich wiederum keine Legaldefinition im EnWG und der ElBM-RL. Art. 2 Nr. 49 ElBM-RL und die nationale Umsetzung in § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1-6 EnWG enthalten jeweils eine Konkretisierung in Form einer abschließenden Aufzählung der einzelnen Systemdienstleistungen.⁵⁰ § 12h Abs. 1 EnWG weist dabei kleine Abweichungen in der Benennung der Begrifflichkeiten auf.⁵¹ Dennoch ist hierdurch eine übereinstimmende Umsetzung mit dem Inhalt der ElBM-RL, unter Verwendung der bereits national bekannten Begriffe, gewollt.⁵² Demnach gilt:

nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung ist eine von Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern genutzte Dienstleistung für statische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit. (Vgl. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1-6 EnWG)

Eine Legaldefinition der einzelnen Dienstleistungen existiert nicht. Dennoch gibt es in der juristischen Fachliteratur weitgehend anerkannte Definitionen. Im Rahmen der Betrachtung der marktlichen Beschaffung erfolgt innerhalb der Betrachtung der einzelnen Systemdienstleistungen eine kurze Begriffsbestimmung dieser.

⁴⁹ Next Kraftwerke, Was versteht man unter Systemdienstleistungen, abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen?utm_source=chatgpt.com (zuletzt am 02.07.2025).

⁵⁰ Tüngler in: Kment, EnWG, § 12h, Rn. 7.

⁵¹ Wagner, Haun in: Theobald, Kühling, EnWG, § 12h, Rn. 9.

⁵² BT-Drs. 19/21979, 14; Zu den Begriffen im Überblick auch Fechner in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, § 12h Rn. 4; Tüngler in: Kment, EnWG, § 12h, Rn. 7.

c. Engpassmanagement und Netzengpassmanagement

Schließlich ist der Begriff des Engpassmanagements bzw. Netzengpassmanagements zu bestimmen. In der Praxis wird der Begriff Engpassmanagement häufig als Art Sammelbegriff mit uneinheitlicher Reichweite verwendet.

Engpassmanagement meint grundsätzlich „alle eingesetzten Maßnahmen eines Netzbetreibenden, die darauf abzielen Leistungsüberlastungen durch Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben“ (VO(EU) 2019/943).

Dabei ist der Begriff des Engpassmanagements trotz des ähnlichen Wortlauts nicht mit dem „Management von Engpässen“ nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG gleichzusetzen.⁵³ Vielmehr ist zwischen Engpassmanagement im engeren und im weiteren Sinne zu unterscheiden.

Beim **Engpassmanagement im engeren Sinne** geht es um den Systemsicherheitsmaßnahmen vorgelegte Weichenstellungen, insb. die Beschränkung der Netzzugangskapazitäten für den Stromhandel zwischen Gebotszonen sowie die marktliche Bewirtschaftung dieser Kapazitäten.⁵⁴ Die rechtliche Grundlage hierfür ist in § 15 Stromnetzentgeltverordnung (StromNZV) und Art. 14-19 EIBM-VO normiert.

Im erweiterten Sinne wird Engpassmanagement regelmäßig als uneinheitlicher Sammelbegriff verwendet und umfasst dann Netzsicherheitsmanagement, Systemsicherheitsmaßnahmen gem. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG und teilweise sogar Maßnahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus nach § 11 Abs. 1 EnWG sowie ähnliche Maßnahmen.⁵⁵

Zur besseren Unterscheidung bietet sich daher der Name **Netzengpassmanagement** für diese Sicherheitsmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG an. Diese kann dabei auch System- und Flexibilitätssdienstleistungen sowie weitere Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Behebung von Netzengpässen - jeweils mit modifizierten Entschädigungsregeln - umfassen.⁵⁶

Netzengpassmanagement meint alle marktbezogenen Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen. Dies umfasst den Einsatz von Reservekraftwerken, Anpassungsmaßnahmen in Form von Stromeinspeisungen oder -abnahmen ohne Entschädigung sowie Redispatch.

⁵³ Sötebier in: Bourwieg, Hellermann, Hermes, EnWG, § 13, Rn. 117.

⁵⁴ BNetzA: Engpassmanagement, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/Engpassmanagement/start.html (zuletzt am 30.06.2025); Sötebier in: Bourwieg, Hellermann, Hermes, EnWG, § 13, Rn. 118.

⁵⁵ BNetzA: Engpassmanagement, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/Engpassmanagement/start.html (zuletzt am 30.06.2025); Sötebier in: Bourwieg, Hellermann, Hermes, EnWG, § 13, Rn. 118.

⁵⁶ Vgl.: BNetzA: Netzengpassmanagement, aufrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html> (zuletzt am 30.06.2025).

4. Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen

Die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen in den Elektrizitätsverteilnetzen ist ein zentrales Element der europäischen Energiebinnenmarktpolitik. Ausgangspunkt ist **Art. 32 ElBm-RL**, der die Mitgliedstaaten verpflichtet sicherzustellen, dass Verteilnetzbetreiber **Flexibilitätsdienste** – insbesondere von Erzeugern, Lasten und Speichern – in einem **offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschaffen**. Ziel ist die effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten sowie die Vermeidung oder Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen durch marktliche Mechanismen.

Die nationale Umsetzung erfolgte mit **§ 14c EnWG**. Nach **Abs. 1 S. 1** sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Flexibilitätsdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Gemäß **Abs. 2 S. 2** haben die VNB konkrete Spezifikationen für die Beschaffung sowie geeignete standardisierte Marktprodukte zu entwickeln, die durch die **BNetzA zu genehmigen** sind. Alternativ kann die BNetzA nach **Abs. 3** von sich aus Spezifikationen durch Festlegung erlassen. Zusätzlich sieht **Abs. 4** eine Ausnahmefugnis vor, wonach die BNetzA bestimmte Flexibilitätsdienstleistungen von der Pflicht zur marktgestützten Beschaffung ausnehmen kann.

Obwohl § 14c EnWG die zentrale Norm für die marktgestützte Beschaffung von Flexibilität bildet, bleibt sie zumindest vorerst **ohne praktische Relevanz**. Nach den Übergangsregelungen in § 118 Abs. 28 EnWG ist die Anwendung von § 14c EnWG so lange ausgesetzt, bis die BNetzA erstmals Spezifikationen festlegt oder genehmigt. Eine entsprechende Festlegung durch die BNetzA ist nicht ersichtlich. Die Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung in Form des § 14c EnWG steht daher mit den europäischen Vorgaben zur Marktintegration nach Art. 32 ElBm-RL in Konflikt.

Bis zur Aktivierung des § 14c EnWG bleibt es den Netzbetreibern weiterhin möglich, **Flexibilitätsdienstleistungen auf Grundlage von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu beschaffen**. Diese Vorschrift erlaubt es Netzbetreibern, in konkreten Netzsituationen individuelle Vereinbarungen mit Netzteilnehmern zur Umsetzung netzdienlicher Maßnahmen zu treffen. Dabei handelt es sich jedoch nicht um ein marktlich strukturiertes Verfahren, sondern um ein punktuell, reaktives Instrument zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs. Im Vergleich dazu verfolgt § 14c EnWG einen grundsätzlich anderen Ansatz: Während § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG kurzfristige, situative Eingriffe ermöglicht, soll § 14c EnWG langfristig eine systematische, wettbewerbliche Integration von Flexibilitätsoptionen in das Netzmanagement etablieren. **§ 13 EnWG bleibt insoweit hinter dem europarechtlich geforderten Niveau marktlicher Integration zurück.**

Nach Art. 15 und 17 ElBm-RL müssen die Mitgliedsstaaten die Möglichkeit schaffen, dass Endkunden sich an der Laststeuerung durch Aggregierung beteiligen können. Aggregierung meint „eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden bzw. wird“, Art. 2 Nr. 18 ElBm-RL. Nach der nationalen Umsetzung des § 3 Nr. 1a EnWG sind alle Tätigkeiten tatbestandlich, durch die Verbrauch oder Erzeugung am Elektrizitätsmarkt gebündelt angeboten werden.⁵⁷

⁵⁷ Peiffer in: BeckOK, EnWG, § 3 Nr. 1a, Rn. 2.

5. Vorrang Erneuerbarer Energien

a. Grundsatz des Vorrangs von erneuerbaren Energien

Im Rahmen der Transformation des Energiesektors hin zu einer treibhausgasneutralen Stromversorgung kommt dem **Vorrang erneuerbarer Energien** (EE) eine zentrale Rolle zu. Dieser Vorrang ist sowohl **rechtlich verankert** als auch **politisch intendiert** und umfasst zwei Hauptdimensionen: den **Ausbau** erneuerbarer Energien sowie deren **Netzintegration und Abnahme**. Das geltende Recht – insbesondere das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** – formuliert klare Vorgaben, die auch bei der behördlichen und gerichtlichen Abwägungspraxis zu berücksichtigen sind.

Der gesetzlich verankerte Vorrang beim Ausbau ergibt sich unmittelbar aus dem novellierten **§ 2 EEG 2023**, der erstmals eine **öffentlich-rechtliche Priorisierung** normiert, indem er die Errichtung und den Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen ins überragende öffentliche Interesse stellt (§ 2 S. 1 EEG 2023). Diese Formulierung hat erhebliches Gewicht für alle behördlichen und gerichtlichen **Abwägungsentscheidungen**, etwa in Raumordnungs-, Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren. Die Vorschrift zielt darauf, Konflikte mit anderen Belangen **nicht mehr auf Augenhöhe**, sondern mit **Priorität für EE** zu bewerten.

Der Vorrang von EE gilt auch im Betrieb des Energiesystems. Nach § 11 Abs. 1 EEG 2023 müssen Netzbetreiber Strom aus EE vorrangig physikalisch abnehmen. Diese Pflicht ist Ausdruck des gesetzgeberischen Ziels eine möglichst **sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale Energieversorgung** sicherzustellen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.⁵⁸ Eine Abregelung von EE ist jedoch hierdurch nicht ausgeschlossen. Insbesondere bei Gefährdung der Netzstabilität kann auch eine Abregelung von EE erfolgen, § 13 Abs. 2 EnWG. Gleichwohl darf eine solche Maßnahme **nicht diskriminierend** erfolgen und unterliegt dem Grundsatz der **Verhältnismäßigkeit**.

b. Lastseitige Erhöhung von Flexibilitäten (§ 13k EnWG)

§ 13k EnWG schafft mit dem Instrument „**Nutzen statt Abregeln**“ Anreize, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien, der aufgrund von Netzengpässen andernfalls abgeregelt werden müsste, lokal zu verwenden. Vorrangig sollen hierdurch die Kosten für Redispatch-Maßnahmen reduziert werden, welche andernfalls auf die Netzentgelte und damit auf alle Letztverbraucher umgelegt werden würden.⁵⁹ Zudem sollen Investitionen in innovative Technologien und flexiblen Stromverbrauch angeregt werden. Insbesondere in Regionen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien soll dieses Instrument künftig wesentlich dazu beitragen, die Akzeptanz und Unterstützung der Bevölkerung für die Energiewende zu stärken.⁶⁰

Rechtlich ist vorgesehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Nutzung zuschaltbarer Lasten ermöglichen (§ 13k Abs. 1 EnWG) und die Abregelungsstrommengen durch ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren verteilt werden (§ 13k Abs. 2 S. 2 EnWG). Während einer zweijährigen

⁵⁸ Vgl. BT-Drs. 15/3927, 56.

⁵⁹ Hillmann/Wichter in: BeckOK, EnWG, § 13k Rn. 1-4.

⁶⁰ vgl. BT-Drs. 20/9187, 145 f.

Erprobungsphase ab dem 01.10.2024 gilt ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren (§ 13k Abs. 2 S. 3 EnWG).

Gemäß § 13k Abs. 8 EnWG kann dieses Instrument auch von VNB auf der 110-kV-Ebene zur Engpassvermeidung angewendet werden. Diese Möglichkeit steht allerdings nur größeren Verteilernetzen offen, bei denen ein sinnvolles Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen besteht. Voraussetzung hierfür ist, dass mehr als 100.000 Kunden am Netz angeschlossen sind und in den letzten zwei Jahren eine Abregelung erneuerbarer Energien von mindestens 100.000 Megawattstunden stattgefunden hat.

6. Systemverantwortung der Netzbetreiber

Systemverantwortung bezeichnet die **Pflicht der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung**.⁶¹ Im Zentrum stehen dabei Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements, also die Abwehr von Gefährdungen und Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.⁶² Nach **§ 13 Abs. 4 EnWG** liegt eine solche „Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone [...] vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengepässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann“.

Auf nationaler Ebene reguliert **§ 12 EnWG** die **allgemeinen Rechte und Pflichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen** und verankert die Regel- und Systemverantwortung. § 12 dient der Umsetzung europäischer Vorgaben – insbesondere Art. 40 ElBM-RL – und erweitert diese teilweise. Danach haben ÜNB die Energieübertragung im eigenen Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen, § 12 Abs. 1 S. 1 EnWG. Diese Verpflichtung erfordert unter anderem die Beachtung von Anforderungen an die technische Anlagensicherheit, welche Gegenstand der Technischen Vorschriften (§ 19 EnWG) und diverser Netzkodizes, z.B. NC RfG, NC DCC und NC HGÜ, sind.⁶³

Die in § 12 EnWG verankerte Regel- und Systemverantwortung der ÜNB wird **durch § 13 EnWG konkretisiert**.⁶⁴ Über § 14 Abs. 1 EnWG gilt sie entsprechend auch für **Verteilnetzbetreiber** in ihren jeweiligen Netzgebieten. Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG haben die ÜNB bei Gefährdungen der Systemsicherheit eine **abgestufte Maßnahmenkaskade** zu durchlaufen:⁶⁵

- (1) netzbezogene Maßnahmen, insb. Netzschaltungen (Nr. 1)

⁶¹ König in: BerlKommEnergieR, EnWG, § 12, Rn. 21.

⁶² König in: BerlKommEnergieR, EnWG, § 12, Rn. 23.

⁶³ Bourwieg in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12 Rn. 37.

⁶⁴ König in: BerlKommEnergieR, EnWG, § 12, Rn. 1 f.

⁶⁵ König in: BeckOGK, § 13 Rn. 80.

(2) marktbezogene Maßnahmen, insb. durch den Einsatz von Regellenergie, Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen (Nr. 2)

(3) zusätzliche Reserven, insb. die Netzreserve nach § 13d und die Kapazitätsreserve nach § 13e (Nr. 3).

Marktbezogene Maßnahmen nach Nr. 2 umfassen unter anderem auch die verschiedenen nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL) nach § 12h EnWG.⁶⁶

Diese Kaskade folgt dem Grundsatz der **Maßnahmeneffizienz und Verhältnismäßigkeit**. Vorrangig sind stets jene Maßnahmen zu ergreifen, die die geringsten Eingriffe in Rechte Dritter darstellen. Marktbezogene Maßnahmen nach Nr. 2 sind somit nach netzbezogenen Maßnahmen (Nr. 1), aber vor der Aktivierung zusätzlicher Reserven (Nr. 3) zu treffen. Innerhalb der Maßnahmen ist unter mehreren geeigneten Handlungsoptionen die kosteneffizienteste zu wählen (§ 13 Abs. 1 S. 2 EnWG).⁶⁷

7. Teilnahme am Redispatch (§ 13a EnWG)

§ 13a EnWG regelt die **Steuerung bestimmter Erzeugungs- und Speicheranlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber** und verpflichtet die Betreiber damit an **Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagement mitzuwirken**.⁶⁸ Die hier normierte Steuerung wird auch als **Redispatch 2.0** bezeichnet.⁶⁹ Nach Abs. 1 S. 1 sind bestimmte Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie verpflichtet, auf Aufforderung durch Übertragungsnetzbetreiber **die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden**. Die Verpflichtung zum Redispatch bezieht sich auf alle Anlagen mit Nennleistung ab 100 kW sowie größenunabhängig vom Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbaren Erzeugungs- und Speicheranlagen. Nennleistung meint dabei die vom Hersteller angegebene höchste Leistung der Anlage, bei bestimmungsgemäßem Betrieb.⁷⁰ Hinsichtlich der Pflicht zur Teilnahme am Redispatch besteht ein gesetzliches Schuldverhältnis, weshalb keine gesonderten Verträge notwendig sind.⁷¹ Der betroffene Bilanzkreisverantwortliche hat nach § 13a Abs 1a S.1 EnWG einen Anspruch auf **bilanziellen Ausgleich**.

§ 13a EnWG konkretisiert bestimmte Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements und steht deshalb in **engstem systematischem Zusammenhang mit § 13 EnWG**.⁷² Der Redispatch stellt daher auch eine **marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG** dar.⁷³ Auch Maßnahmen

⁶⁶ Sötebier in: Bourwieg, Hellermann, Hermes, EnWG, § 13 Rn. 198.

⁶⁷ Assmann in: BeckOK, EnWG, 12/2024, § 13.

⁶⁸ König in: BeckOGK, EnWG, § 13a Rn. 1.

⁶⁹ Assmann in: BeckOK, EnWG, § 13a.

⁷⁰ Assmann in: BeckOK, EnWG, § 13a Rn. 16

⁷¹ Sötebier in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13a Rn. 13.

⁷² König in: BeckOGK, EnWG, § 13a Rn. 1.

⁷³ Assmann in: BeckOK, EnWG, § 13a Rn. 34

gegenüber Anlagen in der Netz- oder Kapazitätsreserve nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG können ergänzend auf § 13a Abs. 1 EnWG gestützt werden.⁷⁴

III. Marktgestützte Beschaffung von Regelennergie als frequenzgebundene Systemdienstleistung

Regelennergie dient der **Wiederherstellung des Gleichgewichts der Netzfrequenz von 50 Hertz**⁷⁵ im deutschen Stromnetz. Grds. müssen sich für die Frequenzerhaltung Einspeisung und Verbrauch – auch bei unvorhergesehenen Extremereignissen – in einem stetigen Gleichgewicht befinden.⁷⁶ Zum Ausgleich von Leistungsschwankungen, die nicht bereits durch die Momentanreserve abgefangen werden können, bedarf es u.a. des Einsatzes von Regelennergie. Da die Aktivierung durch Frequenzmessung geschieht, stellt sie eine frequenzgebundene Systemdienstleistungen dar.

Nach § 3 Nr. 1b EnWG ist **Ausgleichsleistung** die „Dienstleistung zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird, zu denen insbesondere auch Regelennergie gehört“. Regelennergie selbst ist in § 3 Nr. 29g EnWG definiert:

Regelennergie ist diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird. (§ 3 Nr. 29g EnWG)

Die Vorhaltung der Leistung stellt dabei die **Regelleistung** und die Aktivierung der Leistung die **Regelarbeit** dar.⁷⁷

1. Systematik der Regelennergieprodukte

Gemäß **§ 22 Abs. 2 S. 1 EnWG** haben die ÜNB Regelennergie nach den geltenden unionsrechtlichen Vorgaben sowie nach den auf deren Basis ergangenen Entscheidungen der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde oder der jeweils zuständigen Regulierungsbehörden zu beschaffen. Die **§§ 6 ff. Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) konkretisiert diese Vorschrift** und stellt weitere zu beachtende Anforderungen bezüglich der Beschaffung von Regelennergie auf.⁷⁸ Gemäß § 6 Abs. 1 StromNZV haben die ÜNB die jeweilige Regelennergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen.

Dabei bedarf es im Falle eines **Leistungsüberschusses** im Netz **negativer Regelennergie**, also dem Entziehen von Strom. Bei einem **Leistungsabfall**, etwa durch erhöhte Stromnachfrage, ist wiederum die Einspeisung **positiver Regelennergie** in das Netz notwendig. Der Übertragungsnetzbetreiber der

⁷⁴ König in: BeckOGK, EnWG, § 13a Rn. 4

⁷⁵ Innerhalb der Grenzwerte von 49,8 und 50,2 Hertz.

⁷⁶ Vgl. Weise in: Theobald/Kühling/Hartmann, EnWG, § 13 Rn. 20.

⁷⁷ Regelleistung: Was ist Regelreserve, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Was-ist-Regelreserve> (zuletzt am 30.06.2025).

⁷⁸ Kroneberg/Berg, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, EnWG, § 22, Rn. 21.

jeweiligen Regelzone ist dabei für die Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts verantwortlich.⁷⁹

Im Rahmen der Regelenenergie wird zwischen **drei Produkten** mit unterschiedlichen Qualitäten unterschieden, die insbesondere bezüglich der Geschwindigkeit und Dauer, in der sie bereitgestellt werden können, voneinander abweichen. Diese sind die Frequency Containment Reserve (**FCR**, früher Primärregelleistung (PRL))⁸⁰, die Frequency Restoration Reserve with automatic activation (**aFRR**, früher Sekundärregelleistung (SRL)) und die Frequency Restoration Reserve with manual activation (**mFRR**, früher Minutenreserveleistung (MRL)).⁸¹ Aufgrund der Unterschiede zwischen den Regelenenergiequalitäten ergeben sich verschiedene Anforderungen an diese, die auch wieder die Art und Weise der Beschaffung beeinflussen.⁸²

Die **FCR** stellt die im Falle einer Leistungsschwankung am schnellsten reagierende Regelenenergie dar und muss **innerhalb von 30 Sekunden** vollständig aktiviert werden. Ihre maximale Aktivierungsdauer beträgt 15 min. Die FCR ist ein symmetrisches Produkt, d.h. bei ihrer Bereitstellung wird nicht zwischen positiver und negativer Regelenenergie unterschieden. Stattdessen ist die Möglichkeit des Abrufs in beide Richtungen erforderlich, weswegen der Anbieter beide Formen in gleicher Höhe bereitstellen muss. Die Anbieter messen die Netzfrequenz eigenständig und reagieren auf Schwankungen unmittelbar und automatisch vor Ort, ohne dass es eines expliziten Aufrufs der ÜNB bedarf. So erfolgt die Aktivierung der FCR dezentral und frequenzabhängig. FCR wird oftmals über das Laden und Entladen von Batteriespeicher zur Verfügung gestellt.⁸³

Die **aFRR** löst die FCR ab. Ihre volle Leistung wird **innerhalb von fünf Minuten** benötigt, die erste Reaktion erfolgt schon nach 30 Sekunden. Sie wird automatisch und für maximal 60 min. aktiviert. Ziel der aFRR ist, die Frequenz wieder auf 50 Hertz zu bringen. Die aFRR wird dafür in der Regelzone, die für die Frequenzabweichung verantwortlich ist, eingesetzt. Für diesen Ausgleich der Systembilanz ist der jeweilige regelzonenverantwortliche ÜNB verantwortlich.⁸⁴

Die **mFRR** stellt die langsamste Regelenenergie dar und löst im Falle einer hohen Auslastung der aFRR diese ab. Sie wird zum Frequenzausgleich bei größeren Systemungleichgewichten eingesetzt und muss manuell über den Merit-Order-Listen-Server (MOLS) vom ÜNB aktiviert werden. Ihre vollständige Erbringung muss **innerhalb von 12,5 Minuten** erfolgen, ihre maximale Aktivierungsdauer beträgt 60 Minuten.⁸⁵

⁷⁹ BNetzA: Regelenenergie, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/861696>, (zuletzt am 30.06.2025); Regelleistung: Was ist Regelreserve, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Was-ist-Regelreserve> (zuletzt am 30.06.2025).

⁸⁰ Seit ihrer Einführung werden primär die englischen europäisch vereinheitlichten Begriffe verwendet.

⁸¹ Regelleistung.net, Was ist Regelenenergie, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Was-ist-Regelreserve> (zuletzt am 24.10.2024).

⁸² Regelleistung.net, Welche Arten der Regelreserve gibt es? Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Welche-Arten-der-Regelreserve-gibt-es>, (zuletzt am 30.06.2025).

⁸³ Regelleistung.net, Frequency Containment Reserve, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Arten-der-Regelreserve/Frequency-Containment-Reserve>, (zuletzt am 30.06.2025).

⁸⁴ Regelleistung.net, Welche Arten der Regelreserve gibt es? Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Welche-Arten-der-Regelreserve-gibt-es>, (zuletzt am 30.06.2025).

⁸⁵ Ebd.

2. Rechtsrahmen für die Erbringung von Regelenergie

Die ÜNB beschaffen die Regelreserven in gemeinsamen regelzonenübergreifenden **Ausschreibungen**. Nach der **Europäischen Electricity Balancing Guideline (EB-GL)**⁸⁶ sollen **gesamteuropäische harmonisierte Regelreservemärkte** geschaffen werden, Art. 1, 3 Abs. 1 EB-GL. Die aFRR und die mFRR werden jedoch noch innerhalb Deutschlands beschafft, wohingegen die Beschaffung der FCR bereits in einer gemeinsamen Ausschreibung mit einigen anderen europäischen Ländern und deren ÜNB, deren Zusammenschluss **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäischer Verbund der ÜNB) heißt, erfolgt. Hierdurch soll der FCR-Markt harmonisiert werden und damit Wohlfahrtsgewinne erreicht werden.⁸⁷ Für den grenzübergreifenden Austausch von Regelarbeit aus mFRR (Art. 20 EB-GL) und aFRR (Art. 21 EB-GL) verpflichtet die EB-GL alle ÜNB zu der Entwicklung von Umsetzungsrahmen **europäischer Plattformen**. Dies ist durch die Entwicklung der europäischen **PICASSO-Plattform**⁸⁸ für aFRR und der **MARI-Plattform**⁸⁹ für mFRR geschehen.

Die BNetzA bzw. die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) und das Bundeskartellamt legen die Marktregeln sowie die Zugangsbedingungen für die verschiedenen Regelreservequalitäten nach Rücksprache mit den ÜNB und Anbietern fest, §§ 22 Abs. 2 EnWG i. V. m. 6 ff. StromNZV.⁹⁰ Die ÜNB haben gemäß Art. 18 Abs. 1a, 4, 5, 7 EB-GL einen Vorschlag für die Modalitäten für Regelreserveanbieter entwickelt (MfRRA),⁹¹ welche von der BNetzA genehmigt wurde.

Zunächst müssen die Lieferanten die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen und hierfür den Nachweis erbringen, um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können (sog. **Präqualifikation**). Präqualifikation meint das „*Verfahren zur Überprüfung der Übereinstimmung einer Reserveeinheit- oder Gruppe mit den vom ÜNB festgelegten Anforderungen*“, Art. 3 Abs. 2 Nr. 146 Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb⁹² (**SO GL**). Hierzu enthält die SO GL an die ÜNB gerichtete Vorgaben, welche die ÜNB in überarbeiteter Form veröffentlichen.⁹³

⁸⁶ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem.

⁸⁷ Regelleistung.net, FCR Cooperation, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/EU-Kooperationen/FCR-Cooperation>, (zuletzt am 29.11.2024).

⁸⁸ Entsoe, PICASSO, abrufbar unter: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/ (zuletzt am 02.12.2024).

⁸⁹ Manually Activated Reserves Initiative, abrufbar unter: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/, (zuletzt am 02.12.2024).

⁹⁰ Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, 05.08.2022, S. 16; abrufbar unter: <https://consentec.de/app/uploads/2024/02/Beschreibung-Systemausgleich-und-Regelreservemaerkte.pdf>, (zuletzt am 30.06.2025).

⁹¹ 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Modalitäten für Regelreserveanbieter, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-004/BK6-18-004_antrag_vom_18_06_18.pdf?blob=publicationFile&v=1 (zuletzt am 30.06.2025).

⁹² Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

⁹³ 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), abrufbar unter: [https://www.regelleistung.net/Portals/1/downloads/regelenergie-anbieter-werden/pr%C3%A4qualifikationsbedingungen/PQ%20Bedingungen%20-%2003.06.2022%20\(deutsch\).pdf?ver=gTkKERK5TUhbzzwSYjJLFA%3d%3d](https://www.regelleistung.net/Portals/1/downloads/regelenergie-anbieter-werden/pr%C3%A4qualifikationsbedingungen/PQ%20Bedingungen%20-%2003.06.2022%20(deutsch).pdf?ver=gTkKERK5TUhbzzwSYjJLFA%3d%3d), (zuletzt am 30.06.2025).

Bezüglich der Beschaffung der FCR erfolgt sowohl die Beschaffung der **Regelleistung** als auch die Beschaffung der **Regelarbeit** auf demselben Markt (**kombinierter Markt**). Bei der aFRR und der mFRR hingegen erfolgt die Beschaffung der beiden Komponenten **getrennt auf dem Regelleistungs- und dem Regelarbeitsmarkt**. Dies funktioniert auf die Weise, dass zunächst die Ausschreibung für die Regelleistung auf dem Regelleistungsmarkt stattfindet. Alle Anbieter müssen ihre bezuschlagte Regelleistung anschließend auf dem Regelarbeitsmarkt als Regularbeit anbieten. Auf dem Regelleistungsmarkt werden deswegen die Angebote bis zu Deckung des Bedarfs bezuschlagt. So sichert der Regelleistungsmarkt ab, dass später auf dem Regelarbeitsmarkt genügend Leistung angeboten wird; er dient außerdem noch als Absicherung im Falle eines Ausfalls des Regelarbeitsmarktes.⁹⁴ Auf dem Regelarbeitsmarkt besteht die Europäische Preisobergrenze in Höhe von 15.000 EUR/MWh.⁹⁵

Die Ausschreibungen für die drei Regelreservequalitäten erfolgt **täglich**. Die **Vorlaufzeit** – d.h. die Zeit zwischen dem Inkrafttreten des Vertrages und dem Beginn des Erbringungszeitraums⁹⁶ – für die Beschaffung beträgt auf dem Regelarbeitsmarkt 25 Minuten und auf dem kombinierten und dem Regelleistungsmarkt einen Tag: Bei der FCR schließt der Markt um 8 Uhr (Gate-Closure-Time) für die für den nächsten Tag benötigte Regelenergie. Da die Beschaffung der Regelleistung und der Regularbeit im Rahmen der aFRR und der mFRR nicht auf einem gemeinsamen, sondern auf getrennten Märkten erfolgt, unterscheidet sich hier die Gate-Closure-Time: bezüglich der **Regelleistung** endet diese am jeweiligen Vortag bei der aFRR um 9 Uhr und bei der mFRR um 10 Uhr. Nachdem die Zuschläge auf dem Regelleistungsmarkt verkündet wurden, eröffnet anschließend der Regelarbeitsmarkt. Auf diesem können die Arbeitsangebote sowohl für aFRR, also auch für mFRR, bis 25 Minuten vor Beginn der Lieferperiode abgegeben werden.⁹⁷

Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt pro Tag in **sechs Vier-Stunden-Blöcken**⁹⁸ (sog. Produktzeitscheiben). Die Anbieter sind damit verpflichtet, die abgenommene Regelenergie für die jeweiligen vier Stunden-Blöcke bereitzuhalten bzw. zu erbringen. Diese Zeitspanne wird als **Erbringungs- bzw. Vorhaltedauer** bezeichnet.

Ein weiterer Unterschied zwischen der Beschaffung der FCR einerseits und den aFRR und mFRR andererseits besteht darin, dass die ÜNB die FCR als **positive** und **negative** Primärregelung ausschreiben müssen, wohingegen die aFRR und die mFRR getrennt nach positivem oder negativem Regelenergiebedarf auszuschreiben sind, § 6 Abs. 3 StromNZV.

Auf dem **Regelleistungsmarkt** erhält jedes bezuschlagte Angebot den im Angebot angegebenen **Preis**. Für die **Regelarbeit** können die Anbieter einen Preis angeben, müssen dies jedoch nicht tun. Geben

⁹⁴ Regelleistung.net, Beschaffung Regelleistung & Regularbeit, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Beschaffung-Regelleistung-Regelarbeit> (zuletzt am 29.11.2024).

⁹⁵ Regelleistung.net, Der Regelreservemarkt, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Marktinformationen/Der-Regelreservemarkt> (zuletzt am 23.03.2025).

⁹⁶ Wagner, Bucksteeg, Schlecht, Lehnert, Kramer, Burges, Greve, Strunck, Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft), Abschlussbericht, S. 40, abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunftiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienstleistungen-sdl-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt am 30.06.2025).

⁹⁷ Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, 05.08.2022, S. 17, abrufbar unter: <https://consentec.de/app/uploads/2024/02/Beschreibung-Systemausgleich-und-Regelreservemaerkte.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

⁹⁸ Diese Blöcke reichen somit von 0-4, 4-8, 8-12, 12-16, 16-20 und 20-24 Uhr.

sie keinen Preis an, überträgt der Übertragungsnetzbetreiber den auf dem Regelleistungsmarkt angegebenen Preis in den Regelarbeitsmarkt. Geben die Anbieter jedoch einen Regelarbeitspreis an, können sie diesen noch für jede Viertelstunde bis zum Gate Closure ändern. Zudem müssen sich die Anbieter dann an die nach PICASSO und MARI geltenden Preisobergrenze halten. Die Regelarbeitsgebote werden anschließend preislich aufsteigend abgerufen, sodass das günstigste Gebot zuerst abgerufen wird und die teuersten Gebote, die die nachgefragte Leistung übersteigen, nicht bezuschlagt werden, vgl. § 7 StromNZV. Hierfür werden die Gebote in eine **Merit-Order-Liste** übertragen. Es wird dabei nur die aktivierte Regelarbeit abgerechnet. Die Abrechnung erfolgt nach dem Grenzpreis, welcher wiederum von den europäischen Plattformen für den Austausch von aFRR (PICASSO) und mFRR (MARI) ermittelt wird.⁹⁹

Bzgl. der Vergütung bestehen Unterschiede zwischen dem kombinierten Markt einerseits und den Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt andererseits. So erhalten auf dem **kombinierten Markt** alle bezuschlagten Angebote dieselbe Vergütung, nämlich die des höchsten Gebotes, welches noch bezuschlagt wurde (**pay-as-cleared**). Auf dem **Regelleistungsmarkt** erhalten die bezuschlagten Anbieter die Vergütung in der Höhe, die sie für die Vorhaltung der Leistung tatsächlich geboten haben (**pay-as-bid**). Auf dem **Regelarbeitsmarkt** erhalten sie den gebotenen Preis bei Abruf.¹⁰⁰

Anzumerken ist außerdem, dass ÜNB zur Erfüllung ihrer Systemverantwortung einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus **Kraftwerken** in ihrer Regelzone ausschreiben dürfen, sofern dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist, § 6 Abs. 2 StromNZV.

⁹⁹ Regelleistung.net, Beschaffung von Regelleistung & Regelarbeit, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Beschaffung-Regelleistung-Regelarbeit>, (zuletzt am 14.11.2024); Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, 05.08.2022, S. 18.

¹⁰⁰ Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, 05.08.2022, S. 18.

Zusammenfassend gibt diese Tabelle einen Überblick: ¹⁰¹

	Gemeinsame Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit (kombinierter Markt)	Regelleistungsmarkt		Regelarbeitsmarkt	
	FCR	aFRR	mFRR	aFRR	mFRR
Aktivierungszeit	30 Sekunden	5 min	15 min	5 min	15 min
Vorlaufzeit und Gate-Closure-Time	Täglich D-1 (8 Uhr)	Täglich D-1 (9 Uhr)	Täglich D-1 (10 Uhr)	Täglich 25 min vor der Lieferperiode	
Produktzeitscheiben	6 x 4-Stundenblöcke				
Produktdifferenzierung	Keine Unterscheidung zwischen positiv und negativ	Unterscheidung zwischen positiv und negativ			
Vergabe	Leistungspreis Merit Order	Leistungspreis Merit Order		Arbeitspreis Merit Order	
Vergütung/Preisbildungsmechanismus	Pay as cleared (Einkaufspreisverfahren, Leistungspreis)	Pay as bid (Leistungspreis)		Pay as bid (Arbeitspreis)	

Tabelle: Überblick Regelenergiemarkt

¹⁰¹ Ebd. S. 17; Windnode, Flexibilität, Markt und Regulierung, S. 14. Abrufbar unter: <https://www.publikationen-bundesregierung.de/pp-de/publikationssuche/windnode-energiesystem-2164984>, (zuletzt am 01.07.2025).

IV. Marktgestützte Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, § 12h EnWG

1. Rechtsrahmen für die Erbringung von nfSDL

§ 12h EnWG regelt die **marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen**. In § 12h Abs. 1 S. 1 EnWG findet sich eine abschließende Aufzählung der nfSDL:

Nach § 12h Abs. 1 S. 1 EnWG sind nfSDL:

1. Dienstleistungen zur Spannungsregelung,
2. Trägheit der lokalen Netzstabilität,
3. Kurzschlussstrom,
4. dynamische Blindstromstützung,
5. Schwarzstartfähigkeit und
6. Inselbetriebsfähigkeit.

Die Vorschrift dient dabei der Umsetzung des Art. 31 Abs. 6 bis 8 und Art. 40 Abs. 5 bis 7 i. V. m. Abs. 1, 4 ElBM-RL aus dem Clean-Energy-Gesetzpaket der EU. Nach § 12h Abs. 1 S. 1 EnWG müssen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung und Verteilernetzbetreiber die aufgezählten nfSDL nunmehr marktgestützt beschaffen. Die Beschaffung darf nur erfolgen, soweit diese für einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich sind, § 12h Abs. 1 S. 2 EnWG. Durch die transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung der nfSDL soll deren Erbringung allen Marktteilnehmern ermöglicht werden, wodurch wiederum Potenziale – sowohl für die wirtschaftliche Effizienz, als auch für die technische Erbringung – gehoben werden sollen.¹⁰² Alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) sollen somit Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können.¹⁰³ Zuvor wurden diese nfSDL hauptsächlich über Technische Anschlussrichtlinien (TAR), bilaterale Verträge und aus den Netzbetriebsmitteln beschafft. Die Vorschrift dient dabei dem Ziel des EnWG einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen Elektrizitätsversorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (§ 1 Abs. 1 EnWG).¹⁰⁴

Die BNetzA hat gemäß § 12h Abs. 5 S. 1, 29 Abs. 1 EnWG die **Spezifikationen und technischen Anforderungen** der **transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung**

¹⁰² BT.-Drs. 19/21979, S. 13 f.

¹⁰³ ElBM-RL, Erwägungsgrund Nr. 39.

¹⁰⁴ BT.-Drs. 19/21979, S. 13 f.

selbst festzulegen¹⁰⁵, soweit sie keine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung nach § 12h Abs. 4 EnWG festlegt. § 12h Abs. 5 S. 2 EnWG schreibt vor, dass die Spezifikationen und technischen Anforderungen sicherstellen müssen, dass sich alle Marktteilnehmer **wirksam** und **diskriminierungsfrei** beteiligen können.¹⁰⁶ Eine **transparente** Beschaffung meint den Zugang potenzieller Teilnehmer zu allen für die Erbringung der nFSDL erforderlichen Informationen. Die **Diskriminierungsfreiheit** verhindert eine Ungleichbehandlung der potenziellen Teilnehmenden im Rahmen der marktgestützten Beschaffung entlang des gesamten Prozesses. **Marktgestützt** setzt das Bestehen eines Marktes voraus, was das Vorliegen mehrerer Akteure auf Anbieter und/oder Nachfrageseite und die freie Bestimmung des Preises durch diese bedeutet.¹⁰⁷ Eine Beschaffung von SDL durch **eigene Netzbetriebsmittel** der Netzbetreiber kann nur erfolgen, wenn die Beschaffung durch den Markt unwirtschaftlich ist.¹⁰⁸

Nach § 12h Abs. 5 S. 3, 4 EnWG sollen die Spezifikationen und technischen Anforderungen sicherstellen, dass die marktgestützte Beschaffung nicht zu einer **Reduzierung der Einspeisung vorrangberechtigter Elektrizität** führt (im Einklang mit dem Ziel der Versorgung durch erneuerbare Energien gemäß § 1 Abs. 1 EnWG) und auf eine **größtmögliche Effizienz** der Beschaffung und des Netzbetriebs hinwirken, was bedeutet, dass die Netzsicherheit gewährleistet sein muss und den Netzkunden keine unnötigen Kosten auferlegt werden.¹⁰⁹ Die Ausgestaltungen der Spezifikationen und technischen Anforderungen sollen dabei eine eventuelle Erhöhung des netztechnischen Minimums nach § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG nur bei einer nicht zusätzlich erforderlichen Reduktion vorrangberechtigter Einspeisung nach sich ziehen.¹¹⁰ Die BNetzA hat im Rahmen des Erlasses einer Festlegung nach §§ 12h Abs. 5 S. 1, 29 Abs. 1 EnWG sowohl einen **Ermessens-** als auch einen **Beurteilungsspielraum**. Sie kann somit entscheiden, ob und mit welchem Inhalt sie eine Festlegung trifft. Die BNetzA muss ihre Entscheidung ausreichend begründen (§ 73 Abs. 1 S. 1 EnWG) und auch die sonstigen allgemeinen Verfahrensvoraussetzungen aus den §§ 65 bis 74 EnWG einhalten.¹¹¹ Gemäß § 12h Abs. 5 S. 5 EnWG können Spezifikationen auch Vergütungsregelungen und insbesondere Preisobergrenzen sein.

Hält die BNetzA hingegen die marktgestützte Beschaffung für wirtschaftlich **ineffizient**, kann sie gemäß **§ 12h Abs. 4 EnWG Ausnahmen von der marktgestützten Beschaffung der nFSDL** nach § 29 Abs. 1 EnWG¹¹² festlegen.¹¹³ Mit „Effizienz“ ist dabei wohl insbesondere volkswirtschaftliche Effizienz gemeint.¹¹⁴ Gewährt sie eine Ausnahme, muss sie ihre Einschätzung spätestens alle drei Jahre

¹⁰⁵ Oder die ÜNB oder VNB dazu auffordern, diese zu erarbeiten, siehe § 12h Abs. 6 EnWG.

¹⁰⁶ BT.-Drs. 19/21979, S. 16.

¹⁰⁷ Wagner, Bucksteeg, Schlecht, Lehnert, Kramer, Burges, Greve, Strunck, Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft), Abschlussbericht, im Auftrag des BMWK, S. 21 f., abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunf-tiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienst-leistungen-sdl-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zuletzt am 30.06.2025).

¹⁰⁸ Siehe D VI 1.

¹⁰⁹ Siehe auch BNetzA, Beschluss vom 25.06.2025, BK6-23-072, S. 2, 10 ff.; Kemper, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 67 ff.

¹¹⁰ BT.-Drs. 19/21979, S. 16.

¹¹¹ Boos, in: Theobald/Kühling, EnWG, § 29 Rn. 39 ff.

¹¹² § 29 Abs. 1. EnWG regelt diesbezüglich in diesem Fall die Berechtigung der BNetzA (§§ 54 Abs. 1 Hs. 1, 59 Abs. 1 S. 1 EnWG), Festlegung gegenüber den Netzbetreibern zu treffen.

¹¹³ BT.-Drs. 19/21979, S. 14 f.

¹¹⁴ Kemper, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 38.

überprüfen und das Ergebnis veröffentlichen, § 12h Abs. 4 S. 3 EnWG. Derzeit bestehen solche Ausnahmen für die SDL der Trägheit der lokalen Netzstabilität, des Kurzschlussstroms, der dynamischen Blindstromunterstützung, der Schwarzstartfähigkeit für die Ebene der VNB und die Inselbetriebsfähigkeit.¹¹⁵ Die marktgestützte Beschaffung i. S. d. § 12h Abs. 1 EnWG ist grds. nur für Dienstleistungen zur Spannungsregelung und zur Schwarzstartfähigkeit auf Ebene der ÜNB festgelegt; außerdem befindet sich der Entwurf eines Beschaffungskonzeptes für die „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG im Konsultationsverfahren.¹¹⁶

2. Einordnung und Beschaffung von nfSDL

a. Dienstleistung zur Spannungsregelung (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG)

i. Begriffsbestimmung

Dienstleistungen zur Spannungsregelung gemäß § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG werden im allgemeinen Sprachgebrauch als **Blindleistung** bezeichnet.¹¹⁷

Blindleistung ist „die Leistung, die im Wechselstromnetz benötigt wird, um die elektrischen und magnetischen Felder, die die Stromleiter (z.B. Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) in einem Wechselstromnetz umgeben, auf- und abzubauen. [...] In einem Wechselstromnetz ist die Blindleistung eine unvermeidbare Begleiterscheinung des eigentlich bezweckten Transports von Wirkleistung [...]. Die Blindleistung führt [...] zu einem höheren Stromfluss [und] beeinflusst auch die Höhe der Spannung. Sie wird daher zum Zweck der Spannungshaltung auch gezielt von den Netzbetreibern eingesetzt.“ (BNetzA, Az. BK6-23-072, S. 3)

Zweck dieser Systemdienstleistung ist die **Spannungsänderungen im Netz in vertraglichen Grenzen zu halten**. Die Blindleistung soll insofern den Regelbetrieb sicherstellen. Die Dienstleistungen bestehen in der Regel aus der Lieferung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen oder Verbrauchseinrichtungen mit entsprechenden Flexibilitäten. Davon zu unterscheiden ist die Einspeisung von Blind- oder Kurzschlussstrom im Fehlerfall.¹¹⁸

¹¹⁵ Beschlüsse der BNetzA vom 18.12.2020 BK6-20-298, BK6-20-295, BK6-20-296 und BK6-20-297 für die Nr. 2, 3, 4 und 6 sowie Beschluss der BNetzA vom 22.2.2023 BK6-21-360 für Nr. 5 für die Ebene der VNB.

¹¹⁶ Festlegungsverfahren gem. §§ 12h Abs. 4, 5, 29 Abs. 1 EnWG – Zweite Konsultation betreffend die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG durch die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) sowie die Aufhebung/ Anpassung des gem. § 12h Abs. 4, Abs. 1 Nr. 2 EnWG erlassenen Beschlusses BK6-20-298 vom 18.12.2020 betreffend die Ausnahme der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung, BK6-23-010.

¹¹⁷ Assmann, in BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, § 12 EnWG Rn. 7.

¹¹⁸ BT-Drs. 19/21979, S. 14.

ii. Marktliche Beschaffung

Gemäß § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG hat die BNetzA am 25.06.2024 Spezifikationen und technische Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der Blindleistung festgelegt.¹¹⁹ Blindleistung soll demnach zukünftig am Markt durch die ein Hochspannungsnetz betreibenden deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB und VNB beschafft werden. Daneben wurde gemäß § 12h Abs. 4 EnWG eine Ausnahme von der Verpflichtung der marktgestützten Beschaffung der Blindleistung durch Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen der Spannungsebenen Niederspannung und Mittelspannung festgelegt.¹²⁰

Das Beschaffungskonzept Blindleistung¹²¹ regelt hierzu unter anderem die **Teilnahmevoraussetzungen**, die die Anbieter der Blindleistung erfüllen müssen, **Produktdefinitionen**, die **Fristen**, wonach der Vorlaufzeitraum bis zu fünf Jahren betragen kann, die **Bewertungskriterien der Gebote und Zuschlagserteilung** sowie die **Vergütung und Abrechnung** nach einem erfolgten Zuschlag. Weitere Details und Informationen werden durch die Bekanntmachungen zu den Ausschreibungen der ÜNB veröffentlicht werden.¹²²

Der **zeitlichen Planung** nach muss jeder Netzbetreiber nach der Festlegung für sein Netzgebiet spätestens im Juni 2025 (12 Monate nach dem Datum der Festlegung) bei entsprechendem Blindleistungsbedarf erstmalig für mindestens eine Beschaffungsregion das Beschaffungsverfahren eingeleitet, also Blindleistung ausgeschrieben haben. Spätestens im Juni 2027 (36 Monate nach dem Datum der Festlegung) müssen Netzbetreiber für alle Netzregionen die marktgestützte Beschaffung der Blindleistung bei entsprechendem Bedarf – also, wenn der Bedarf an Blindleistung nicht aus eigenen VINK oder durch Spielräume innerhalb der TAR beschafft werden können – eingeleitet haben. Die ÜNB geben die ersten Ausschreibungen bis Mitte 2025 auf der Webseite Netztransparenz.de bekannt; die ersten Bezuschlagungen sollen dann bis Ende 2025 erfolgen.¹²³

Grob dargestellt läuft das Beschaffungsverfahren (**Bewertung der Gebote und Zuschlagserteilung**) so ab, dass der beschaffene Anschlussnetzbetreiber **Preisobergrenzen** für den Vorhaltepreis und/oder den Blindarbeitspreis setzen kann. Die Rangfolge der zulässigen Angebote wird dann für jedes ausgeschriebene Produkt separat anhand des **Bewertungspreises** als Zuschlagskriterium gebildet, wobei die Reihung für die Zuschlagserteilung maßgeblich ist. Nach Erteilung des Zuschlags hat der Anbieter gegenüber dem Netzbetreiber während des Erbringungszeitraums einen **Vergütungsanspruch**, wobei zwischen dem Vorhaltepreis und dem Blindarbeitspreis unterschieden wird. Die beiden Preisarten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Verfügbarkeitsanforderungen: ist die Erbringung gesichert, erfolgt die Vergütung der vorgehaltenen Blindleistung über einen Vorhaltepreis und die

¹¹⁹ BNetzA, Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072.

¹²⁰ Ebd.

¹²¹ BNetzA, Beschaffungskonzept für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG, BK6-23-072.

¹²² Ebd; Amprion, Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung, abrufbar unter: <https://www.amprion.net/Strom-markt/Marktplattform/Schwarzstart%C3%A4higkeit/Blindleistung.html>, (zuletzt am 18.11.2024); Netztransparenz.de, Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung, abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Spannungshaltung/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Blindleistung-nach-12h-EnWG>, (zuletzt am 18.11.2024).

¹²³ Ebd.

Vergütung der der tatsächlich erbrachten Blindarbeit über den Blindarbeitspreis; ist die Erbringung nicht gesichert, wird eine Leistungsvorhaltung nicht vergütet und die Vergütung entsprechend der tatsächlich erbrachten Blindarbeit erfolgt über den Blindarbeitspreis.¹²⁴

b. Immediate Frequency Stabilization/Trägheit der lokalen Netzstabilität (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG)

i. Begriffsbestimmungen

Die Trägheit der lokalen Netzstabilität stellt sowohl inhärente als auch regelungstechnisch umgesetzte **Reaktionen infolge eines Wirkleistungsungleichgewichts** dar und hat den Zweck, eine **Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung zu verhindern**.¹²⁵ Inhärente Reaktionen umfassen dabei u.a. die Momentanreserve.

Unter *Momentanreserve* versteht man die aus eigenem Antrieb, zur Begrenzung des Frequenzgradienten erfolgende, unverzögerte Leistungsreserve der rotierenden Massen.

(Amprion, Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve, März 2023, S. i.)

Momentanreserve kann vielseitig erbracht werden, insbesondere **durch Schwungmasse von Synchronmaschinen und mittels synthetischer Schwungmasse von netzbildenden Umrichtern**.¹²⁶

Synthetische Schwungmasse bezeichnet die Fähigkeit einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, die Wirkung der Schwungmasse einer synchronen Stromerzeugungsanlage in vorgegebenem Umfang zu ersetzen. (Art, 32 Nr. 34, Verordnung (EU) 2016/631)

Dabei nutzt sie die Energie von am Netz angeschlossenen rotierenden Massen, bspw. Rotoren von Kraftwerksgeneratoren, zur Frequenzhaltung. Diese Rotationsenergie kann bei Frequenzabfall entgegenwirken und so das Defizit ausgleichen.¹²⁷ Sie wirkt instantan, also im Vorfeld der Primärregelleistung. Entsprechend der Funktionsweise als (weiter)rotierende Massen, besitzt sie lediglich einen überbrückenden Charakter und wird als Maßnahme zur Frequenzhaltung nur so lange eingesetzt, bis andere Schutzmaßnahmen greifen (beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung).¹²⁸

Die **Begriffe** Trägheit der lokalen Netzstabilität und Momentanreserve werden häufig synonym gebraucht.¹²⁹ Dabei stellt die Momentanreserve eigentlich nur einen Teil der Trägheit der lokalen Netzstabilität dar, die daneben grds. auch regelungstechnisch umgesetzte, verzögerte

¹²⁴ BNetzA, Beschaffungskonzept für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG, BK6-23-072, S. 11, 13 ff.; siehe auch BNetzA, Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072, S. 51 ff., 59 ff.

¹²⁵ BT-Drs. 19/21979, 14, *Kemper* in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 26.

¹²⁶ *Assmann* in: BeckOK, EnWG § 12h Rn. 9.

¹²⁷ *Wagner/ Haun*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 12h EnWG, Rn. 14.

¹²⁸ *Wagner/ Haun*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 12h EnWG, Rn. 15 f.

¹²⁹ BNetzA Beschluss vom 18.12. 2020, BK6-20-298, S. 7.

Wirkleistungsänderungen zur Stützung der Frequenz umfasst. Für Letzteres besteht nach gegenwärtiger Auffassung der BNetzA jedoch kein Bedarf. Die BNetzA benutzt daher auch regelmäßig in ihren Festlegungen die Begriffe vereinfacht als Synonym.¹³⁰

Aufgrund der inkonsistenten Verwendung der verschiedenen Begriffe wird innerhalb des Projektes der Begriff der **Immediate Frequency Stabilization (IFS)** verwendet. Dies birgt zudem den Vorteil, dass der Begriff deutlich weniger mit bestimmten Technologien assoziiert wird als der vorherrschende Begriff der Momentanreserve und sich an keinem der bestehenden Märkte orientiert. IFS kann durch netzbildende Steuerkonzepte oder Momentanreserve bereitgestellt werden, da sie innerhalb weniger Millisekunden ohne Messung der Netzfrequenz Leistung bereitstellen können.

ii. Marktliche Beschaffung

Die BNetzA legte eine Ausnahme von der Verpflichtung der marktgestützten Beschaffung der nfSDL Trägheit der lokalen Netzstabilität gemäß §§ 12h Abs. 4 S. 1, 29 Abs. 1 EnWG **Ende 2020** fest,¹³¹ weshalb die letzten Jahre keine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve erfolgte. Hintergrund dieser Entscheidung war ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) in Auftrag gegebener Bericht¹³², der die ökonomische Effizienz der marktgestützten Beschaffung verschiedener nfSDL untersuchte und bezüglich der Momentanreserve zu dem Schluss kam, dass eine marktgestützte Beschaffung nicht effizient sei, da durch eine ausreichend inhärente Erbringung aus Synchronmaschinen und rotierenden Phasenschiebern der Bedarf an Momentanreserve ausreichend gedeckt sei.¹³³

Bezüglich der Aufhebung dieses Beschlusses leitete die BNetzA jedoch wiederum im **September 2023** ein **Festlegungsverfahren** ein. Grund war, dass durch einen im Netzentwicklungsplan für das Jahr 2035 betrachteten System-Split (eine störungsbedingten großräumige Netzauftrennung) deutliche mehr Momentanreserve benötigt werde als bisher. Durch diesen steigenden Bedarf an Momentanreserve müssten neue Potentiale an Momentanreserve – insbesondere durch EE-Anlagen – erschlossen werden und die Beschaffung auch marktgestützt erfolgen.¹³⁴

Die BNetzA leitete zeitgleich zu dem Festlegungsverfahren zur Aufhebung des Beschlusses BK6-20-298 ein **Festlegungsverfahren gemäß §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG** zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gemäß § 12 Abs. 1 S. 1

¹³⁰ BNetzA, Entwurf eines Konzepts für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnW, BK6-23-010.

¹³¹ BNetzA, Beschluss vom 18.12.2020, BK6-20-298.

¹³² Dr. Schlecht, Dr.-Ing. Wagner, Dr. Lehnert, Dr. Bucksteeg, Schinke-Nendza, Voß, Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL).

¹³³ Ebd., S. 48 ff., 55.

¹³⁴ BNetzA, Einleitung eines Festlegungsverfahrens gem. §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung (nfSDL) „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG durch die deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie zur Aufhebung des gem. § 12h Abs. 4, Abs. 1 Nr. 2 EnWG erlassenen Beschlusses BK6-20-298 vom 18.12.2020 betreffend die Ausnahme der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung, BK6-23-010.

Nr. 2 EnWG durch die deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB ein.¹³⁵ Die Einleitung dieses Festlegungsverfahrens folgt daraus, dass gemäß **§ 12h Abs. 5 EnWG** die BNetzA, soweit sie keine Ausnahmen von der Verpflichtung der marktgestützten Beschaffung festlegt, die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der jeweiligen Systemdienstleistung festzulegen hat.¹³⁶ Da durch die Aufhebung des Beschlusses BK6-20-298 die Trägheit der lokalen Netzstabilität nicht mehr von der Verpflichtung der marktgestützten Beschaffung ausgenommen war, hat die BNetzA diese Spezifikationen und technischen Anforderungen der Beschaffung der Momentanreserve festzulegen.

Zu diesem Zweck hat die Bundesnetzagentur gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern ein **Beschaffungskonzept** entwickelt, welches sich derzeit im Konsultationsprozess befindet und bis zum 31.12.2031 gelten soll. Hierbei berücksichtigten sie insbesondere zum einen den **enormen und kurzfristig benötigten Bedarf an Momentanreserve** und zum anderen, dass aufgrund des Umbaus der Stromerzeugung **hauptsächlich EE-Anlagen diesen Bedarf decken** müssen. Hierbei sieht die BNetzA als problematisch an, dass EE-Anlagen bisher keine Momentanreserve bereitstellen können und hierfür beispielsweise die Anpassung der Umrichter (bzw. allgemeiner die Entwicklung netzbildender Technologien) nötig sei. Der erste Entwurf des Beschaffungskonzepts¹³⁷ wurde am 29.09.2023 veröffentlicht. Aufgrund der in der darauffolgende Marktkonsultation vom 29.09.2023 bis zum 03.11.2023 abgegebenen Stellungnahmen überarbeitete die BNetzA das Beschaffungskonzept¹³⁸ und gab die Möglichkeit zur Abgabe von Stellungnahmen vom 12.09.2024 bis zum 11.10.2024.

Inhaltlich regelt der Entwurf unter anderem die **Vergütung** für das Anbieten von Momentanreserve. Er nennt hierfür die einzuhaltenden Voraussetzungen und nennt vergütungsfähige und nicht vergütungsfähige Mengen an Momentanreserve.¹³⁹ ÜNB sollen dem Entwurf nach in von ihnen gebildeten Beschaffungsregionen einheitliche **Festpreise** bestimmen, welche von der Verfügbarkeit der Momentanreserve abhängig sind. Der ÜNB muss die daraufhin angebotene Momentanreserve abnehmen und mit diesem Festpreis vergüten. Dabei soll zwischen verschiedenen Produkten an Momentanreserve, welche bezüglich der Aktivierungsrichtung (positiv oder negativ) sowie der Verfügbarkeitsanforderungen und damit auch bezüglich der Höhe des Festpreises differenzieren, unterschieden werden. Es ist zudem die Anreizung einer **frühzeitigen Angebotseinreichung** gewollt. Zu diesem Zweck soll der

¹³⁵ BNetzA, Festlegungsverfahren gem. §§ 12h Abs. 4, 5, 29 Abs. 1 EnWG – Zweite Konsultation betreffend die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG durch die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) sowie die Aufhebung/ Anpassung des gem. § 12h Abs. 4, Abs. 1 Nr. 2 EnWG erlassenen Beschlusses BK6-20-298 vom 18.12.2020 betreffend die Ausnahme der nFSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung, BK6-23-010.

¹³⁶ Die Festlegung erfolgt dabei wieder nach § 29 Abs. 1 EnWG.

¹³⁷ BNetzA, Entwurf eines Konzepts für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnW, BK6-23-010.

¹³⁸ Ebd.

¹³⁹ z.B. nicht vergütungsfähig: Momentanreserve, die inhärent durch Synchronmaschinen bei gleichzeitiger Bereitstellung von Wirkleistung erbracht wird; vergütungsfähig: Momentanreserve von Synchronmaschinen im Wirkleistungsbereich, die aus einer zusätzlichen Schwungmasse resultiert.

Festpreis mit der Zeit sinken und die gesamte Erbringung von Momentanreserve soll vergütet werden.¹⁴⁰

Wegen der Frequenzabhängigkeit der Momentanreserve soll die Zuständigkeit für die Beschaffung dieser bei den ÜNB liegen, wobei auch die Beschaffung durch die Verteilnetzbetreiber der Mittelspannungsebene möglich ist. Der Netzanschluss darf sich hingegen nur dann in der Niederspannungsebene oder Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung befinden, wenn eine Zustimmung des Anschlussnetzbetreibers hierzu vorliegt. Ohne dessen begründeten Widerspruch sollen zudem ab 2027 in diesen Netzebenen angeschlossenen Momentanreserve-Einheiten vom ÜNB kontrahiert werden können.¹⁴¹

iii. Umrüstung von Erzeugungsanlagen (§ 13l EnWG)

§ 13l EnWG ermöglicht Übertragungsnetzbetreibern, **die Umrüstung bestimmter Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt zu verlangen, um Blind- und Kurzschlussleistung sowie IFS bereitzustellen**. Dies betrifft insbesondere Steinkohle- und Braunkohlekleinanlagen, aber auch weitere zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen, deren Stilllegung eine Gefährdung der Systemsicherheit verursachen könnte (§ 13l Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG). Bei Gelegenheit der Umrüstung kann der ÜNB zudem verlangen, dass die Anlage zukünftig zusätzlich in der Lage ist, Trägheit der lokalen Netzstabilität bereitzustellen, **§ 13l Abs. 2 EnWG**. Hierfür muss am Standort der Erzeugungsanlage zusätzlich ein entsprechender Bedarf für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität bestehen und die Stilllegung müsste wegen dieses Bedarfs mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen, die nicht anderweitig beseitigt werden kann, § 13l Abs. 2 Nr. 2 EnWG.

Ein Umrüstungsverlangen bedarf der vorherigen Genehmigung durch die Bundesnetzagentur (§ 13l Abs. 3 EnWG). Die umgerüsteten Anlagen dürfen ausschließlich für Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden, die Dauer ist auf maximal acht Jahre begrenzt (§ 13l Abs. 4 EnWG). Anlagenbetreiber erhalten eine Erstattung der Umrüstungskosten sowie eine angemessene Vergütung für den Betrieb (§ 13l Abs. 5 EnWG).

¹⁴⁰ BNetzA, Erläuterungsdokument zum Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung (nfSDL) „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gem. § 12h Abs.1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG, BK6-23-010, S. 1.

¹⁴¹ BNetzA, Festlegungsverfahren gem. §§ 12h Abs. 4, 5, 29 Abs. 1 EnWG – Zweite Konsultation betreffend die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG durch die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) sowie die Aufhebung/ Anpassung des gem. § 12h Abs. 4, Abs. 1 Nr. 2 EnWG erlassenen Beschlusses BK6-20-298 vom 18.12.2020 betreffend die Ausnahme der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung, BK6-23-010.

c. Dynamische Blindstromstützung (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EnWG)

*Dynamische Blindstromstützung ist „die Einspeisung von Strom aus nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (darunter fallen auch nichtsynchrone Speicher) oder einem HGÜ-System während einer durch einen elektrischen Fehler verursachten **Spannungsabweichung**, die u. a. dazu dient, einen Fehler von Netzschutzsystemen im Anfangsstadium zu erkennen und die Aufrechterhaltung der Netzspannung zu unterstützen.“ (Theobald/Kühling/Wagner/Haun, 125. EL Mai 2024, EnWG § 12h Rn. 19, BT-Drs. 19/21979, 14)*

Die BNetzA hat eine **Ausnahme** von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung der dynamischen Blindstromstützung festgelegt und dieses Ergebnis gemäß § 12h Abs. 3 EnWG überprüft. Sie sieht die wirtschaftliche Effizienz einer marktgestützten Beschaffung nicht als gegeben an.¹⁴²

d. Schwarzstartfähigkeit (§ 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnWG)

i. Begriffsbestimmung

Schwarzstartfähigkeit beschreibt „die Eignung einer Stromerzeugungsanlage oder eines Speichers, ohne die externe Zufuhr elektrischer Energie (Hilfsstromquellen der Anlage ausgenommen) vollständig abgeschaltete Teilabschnitte des Stromnetzes wieder unter Spannung zu setzen und innerhalb vorgegebener Grenzwerte (Spannung/Frequenz) stabil zu halten.“ (Theobald/Kühling/Wagner/Haun, 125. EL Mai 2024, EnWG § 12h Rn. 22)

Sie dient insofern dem **Versorgungswiederaufbau des Netzes nach einem Ausfall**.

ii. Marktliche Beschaffung

Die BNetzA hat gemäß §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit festgelegt.¹⁴³ Jeder ÜNB soll demnach die marktgestützte Beschaffung grundsätzlich eigenständig durchführen. Dabei haben sie das Recht, in ihrer jeweiligen Regelzone mehrere Beschaffungsregionen zu bilden, für die dann jeweils der Bedarf an Schwarzstartfähigkeit in einem Beschaffungsverfahren beschafft wird. Auf jedes dieser Beschaffungsverfahren folgt eine – in Ausnahmefällen auch kürzer mögliche – drei- bis fünfjährige **Vorlaufzeit**, welche der jeweilige ÜNB zu bestimmen hat. Überdies bestimmt der ÜNB den zwischen vier bis zehn Jahren liegenden **Erbringungszeitraum**, welcher sich an die Vorlaufzeit anschließt. Das Beschaffungskonzept nennt überdies u.a. die Teilnahmevoraussetzungen für die Angebote, die Bewertung der Gebote und die Veröffentlichungspflicht der ÜNB. Die **Vergütung** im Rahmen der marktlichen Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit richtet sich nach dem gebotenen Preis. Zudem kann der ÜNB eine **Preisobergrenze** setzen, wonach Angebote außerhalb dieser Grenze nicht bezuschlagt werden können.¹⁴⁴

¹⁴² BNetzA, Beschluss vom 18.12.2020, BK6-20-295; BNetzA, Beschluss vom 18.12.2020, BK6-20-296; BNetzA, Beschluss vom 18.12.2020 BK6-20-297.

¹⁴³ BNetzA, Beschluss vom 13.01.2023, BK6-21-023.

¹⁴⁴ Ebd.

V. Grundlagen von Netzzugang und Netzanschluss

1. Europäische Netzkodizes

Die **Europäischen Netzkodizes** oder auch European Network Codes **harmonisieren die europäischen Netzzugangsbedingungen und den grenzüberschreitenden Stromhandel**. Sie werden von der Kommission nach den Art. 58, Art. 59 ElBM-VO erlassen. Sie bestehen aus einer Reihe von Verordnungen wie der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, (EU) VO 2017/2196, die Regelungen für das Elektrizitätsnetz zu Notfall, Stromausfall und Wiederherstellungsmaßnahmen regelt, dem „Demand Connection Code“ (DCC), (EU) VO 2016/1388, der Regeln zum Lastanschluss trifft, den „Requirements for Generators“ (RfG), (EU) VO 2016/631, die Regelungen zum Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen beinhaltet und der „High Voltage Direct Current“, (EU) VO 2016/1447, die Regelungen zum Netzanschluss von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) trifft.

EU-Netzkodizes sind wegen ihres Verordnungscharakters in Deutschland **direkt rechtsverbindlich**, Art. 288 UAbs. 2 AEUV, können jedoch teilweise auf nationaler Ebene konkretisiert werden. Die **Konkretisierungsmöglichkeiten** bieten die Option, nationale Perspektiven und Spezifikationen des nationalen Stromnetzes zu berücksichtigen. In Deutschland wurde diese Kompetenz mit § 19 Abs. 4 EnWG für einen Großteil der EU-Verordnungen dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V. (VDE) als beauftragte Stelle übertragen.¹⁴⁵

2. Technische Anschlussregeln

Nach § 19 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, **technische Mindestanforderungen** an die Auslegung und den Betrieb von Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, Elektrizitätsverteilnetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden, Verbindungsleitungen und Direktleitungen festzulegen und zu veröffentlichen. Mit § 19 Abs. 4 S. 2 EnWG wird der Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e.V. (VDE) als beauftragte Stelle bestimmt, die allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Art. 7 VO 2016/631, Art 6 VO 2016/1388 und Art. 5 VO 2016/1447 zu verabschieden. Hierbei soll der VDE alle Regelungsbereiche möglichst konkret und abschließend behandeln.¹⁴⁶ Der VDE tut dies durch die allgemeinen Technischen Anschlussregeln (TAR), vgl. VDE-AR-N 4100, 4105, 4110, 4120, 4130, 4131.

Die TAR werden für jede Spannungsebene erlassen.¹⁴⁷ Da sie auf den EU-Netzkodizes basieren, müssen Änderungen der Netzkodizes mithin auch in die nationalen TAR übersetzt werden. Sowohl die Netzkodizes als auch die TAR unterliegen regelmäßigen Revisionen, um kurzfristig auf aktuelle energiepolitische Entwicklungen zu reagieren.

¹⁴⁵ Nicht inkludiert sind u.a. die EU-VO 2017/2196 „Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes oder die EU-VO 2017/1485 Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

¹⁴⁶ Riege in: BeckOGK, EnWG, § 19 Rn. 53.

¹⁴⁷ Vgl. dazu: VDE, Europäische Network Codes, abrufbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/europaeische-network-codes/erstellung-und-nationales-regelwerk> (zuletzt am 30.06.2025).

Auch hinsichtlich der **Beschaffung und Bereitstellung von nFSDL** können die TAR Regelungen beinhalten. So beinhaltet die TAR Mittelspannung (VDE AR-N 4110) erhöhte Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung. IFS nimmt hierbei jedoch eine besondere Rolle ein, da sie historisch nicht explizit über die TAR beschafft, sondern stets durch rotierende Generatoren der konventionellen Kraftwerke als Koppelprodukt bereitgestellt wurde.

Zudem erlässt der VDE die **Anwendungsregeln** (VDE-AR-N 4000) in denen die allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt werden. Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährt wird, § 49 Abs. 1 S. 1 EnWG. Nach § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG wird die Einhaltung vermutet, wenn die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) eingehalten wurden (§ 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dieser dynamische Verweis gilt auf die Anwendungsregeln des VDE in ihrer aktuellen Fassung dar.¹⁴⁸

3. Technische Anschlussbedingungen

Die „**technischen Anschlussbedingungen**“ (**TAB**) regeln technische Mindestanforderungen an Auslegung und Betrieb des jeweiligen Netzes. Sie werden von den einzelnen Netzbetreibern festgelegt und veröffentlicht (§ 19 Abs 1 S. 1 EnWG). Dabei sollen sie die Interoperabilität der Netze untereinander durch **sachlich gerechtfertigte** und **nichtdiskriminierende Vorgaben** sicherstellen, § 19 Abs. 3 EnWG. Sie basieren auf den TAR und können sie nur sofern explizit vorgesehen konkretisieren oder erweitern. Die TAB dürfen dabei **nicht im Widerspruch** zu den TAR stehen (§ 19 Abs. 1a S.1 EnWG). Daher gibt es Spielräume für Konkretisierung i.d.R. nur dort, wo netzbetreiberspezifische Bedürfnisse zur Wahrung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung dies erfordern.¹⁴⁹ Dies soll eine homogene Ausgestaltung der TAB der verschiedenen Netzbetreiber fördern und Energiewendeprojekte so erleichtern.¹⁵⁰

TAB sind Vertragsbestandteil des **Netzanschlussvertrages**. Dieser regelt die Anbindung und den Betrieb des Netzanschlusses und behandelt insbesondere **technische Bestimmungen**, § 17 EnWG. **Stromnetzanschluss** meint allgemein die tatsächliche, physische Anbindung und Aufrechterhaltung der Verbindung von Erzeugungs-, Speicherungs- und Verbrauchseinrichtungen sowie gleich- oder nachgelagerten Netzen und Leitungen an das Elektrizitätsnetz.¹⁵¹ Der Netzanschluss ist damit die tatsächliche technische Voraussetzung für die Teilnahme am Strommarkt und für den Netzzugang.¹⁵²

Der Netzanschluss ist vom Begriff des **Netzzugangs** abzugrenzen. Unter Zugang ist die Möglichkeit zur Benutzung des Netzes zu verstehen.¹⁵³ Auf Netzzugang besteht grds. ein rechtlicher Anspruch, § 20 EnWG. Die Modalitäten werden sodann vertraglich durch **Netznutzungsverträge** geregelt, welche

¹⁴⁸ Säcker/König in: BerlKommEnergieR, EnWG § 49 Rn. 48.

¹⁴⁹ Riege in: BeckOGK, EnWG § 19 Rn. 53.

¹⁵⁰ BT-Drs. 20/11180, 148.

¹⁵¹ Vgl. § 8 Abs. 1 EnWG.

¹⁵² BGH, Beschluss vom 01.09.2020 – EnVR 7/19 Rn. 34; BGH, Beschluss vom 12.11.2013 – EnVZ 11/13.

¹⁵³ Säcker in: BerlKommEnergieR, EnWG, § 20 Rn. 27.

einen eher wirtschaftlichen Fokus haben und bspw. Kündigungs- und Haftungsfragen regeln. Außerdem ist Vertragsinhalt das für die Netznutzung zu entrichtende **Netzentgelt**.¹⁵⁴

Vor Inkrafttreten des § 12h EnWG wurden nFSDL regelmäßig aufgrund von Vorgaben in den technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber beschafft.¹⁵⁵ Nunmehr ersetzt § 12h EnWG diese Funktion und schreibt eine marktgestützte Beschaffung vor.

VI. Netzbetreibereigene Speicheranlagen

1. Vollständig integrierte Netzkomponenten

Der Begriff der vollständig integrierte Netzkomponenten (**VINK**) ist in Art. 2 Nr. 51 RL 2019/944/EU sowie in § 3 Nr. 38b EnWG legaldefiniert.

VINK sind „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs und nicht der Bereitstellung von Regelernergie oder dem Engpassmanagement dienen.“ (§ 3 Nr. 38b EnWG)

Obwohl bei der Definition Eigentumsverhältnisse außen vor bleiben, entspricht es der Vorstellung des Gesetzgebers, dass nur Betriebsmittel im Eigentum der Netzbetreiber VINK darstellen.¹⁵⁶ VINK **dienen der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs** und sollen damit vor allem Kondensatoren und Schwungräder erfassen.¹⁵⁷ Der Begriff der VINK bezieht sich insofern nicht auf eine konkret zu erbringende SDL. Vielmehr können VINK grundsätzlich in der Lage sein, mehrere SDL zu erbringen.

Die Notwendigkeit der Integration der Netzkomponenten schließt dabei Netzbetriebsmittel aus, die keinen unmittelbaren Teil des Stromnetzes ausmachen, sondern lediglich angeschlossen sind, wie bspw. rotierende Phasenschieber oder ganze Kraftwerke.¹⁵⁸ Auch Netzbooster sind daher wohl nicht erfasst, da ihr Hauptanwendungsfall das Engpassmanagement ist.¹⁵⁹

Aufgrund ihrer Beschaffenheit, können VINKS grundsätzlich auch IFS bereitstellen. VINKS gehören jedoch nicht zu den Adressaten der marktlichen Beschaffungspflicht aus § 12h EnWG, sondern sind vielmehr gemäß § 12h Abs. 3 EnWG explizit von der marktlichen Beschaffungspflicht der nFSDL ausgenommen.¹⁶⁰

¹⁵⁴ Hartmann/Wagner in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG, § 20 Zugang zu den Energieversorgungsnetzen, Rn. 67 ff.

¹⁵⁵ BT-Drs. 19/21979, 9.

¹⁵⁶ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 46.

¹⁵⁷ Vgl. BT-Drs. 19/27453, 90 f.; EIBM-RL Erwägungsgrund Nr. 63.

¹⁵⁸ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 45.

¹⁵⁹ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 47.

¹⁶⁰ Diese Ausnahme folgt den entsprechenden europarechtlichen Vorgaben aus Art. 31 Abs. 7 S. 2 für VNB und Art. 40 Abs. 7 für ÜNB der EIBM-RL.

Nach § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG (i.V.m. § 14 EnWG für VNB) können Netzbetreiber zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit Anlagen nutzen, die keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind. Hierunter fallen grds. auch VINK. Dies bedeutet jedoch nicht, dass bei einer Beschaffung durch VINK stets auf eine marktliche Beschaffung verzichtet werden kann, da sonst die Schaffung von Märkten für nFSDL – das explizite Ziel von ElBM-RL und § 12h EnWG – unterlaufen werden würde. Es bedarf daher einer richtlinien- und systemkonformen Auslegung im Lichte des Subsidiaritätsgedankens des § 12 Abs. 3 S. 3 EnWG.¹⁶¹ Dies führt dazu, dass die **Erbringung von nFSDL durch VINK auf Fälle beschränkt ist, in denen diese Erbringung wirtschaftlicher ist als die Erbringung durch Marktteilnehmer**.¹⁶² Die Abwägungsentscheidung hat dabei stets nachvollziehbar und überprüfbar zu sein.¹⁶³

2. Drittvermarktungsverbot

§ 8 Abs. 2 S. 4 EnWG regelt als Umsetzung des Art. 54 Abs. 1 ElBM-RL ein Verbot, wonach **ÜNB grds. kein Eigentum an Energiespeichieranlagen halten und diese auch nicht errichten, verwalten oder betreiben dürfen**. Allerdings dürfen Netzbetreiber **ausnahmsweise** Eigentum an Energiespeichieranlagen haben oder solche errichten, verwalten oder betreiben, sofern die BNetzA dies genehmigt bzw. gestattet, § 11b Abs. 1 EnWG.

Hierfür kann die BNetzA als zuständige Regulierungsbehörde dies auf Antrag des Netzbetreibers **genehmigen** (§ 11b Abs. 1 Nr. 1 EnWG) oder für Energiespeichieranlagen, die VINK darstellen, durch Festlegung gegenüber allen oder einer Gruppe von Netzbetreibern nach § 29 Abs. 1 EnWG gestatten (§ 11b Abs. 1 Nr. 2 EnWG).

Die Genehmigung nach Abs. 2 Nr. 1 wird nur erteilt, wenn der Betreiber nachgewiesen hat, dass die Energiespeichieranlage notwendig ist, um seinen Verpflichtungen zum Erhalt der Sicherheit des Netzes nachzukommen und daneben Leistung oder Arbeit nicht auf den Strommärkten gehandelt wird. Zusätzlich bedarf es neben einem Ausschreibungsverfahren, wobei nachgewiesen werden muss, dass der Netzbetreiber den Zuschlag nicht an einen Dritten erteilen konnte (§ 11b Abs. 2 Nr. 2 lit. a) oder sich nach der Erteilung des Zuschlags herausstellt, dass dieser die angebotene Dienstleistung nicht rechtzeitig erbringen kann (§ 11b Abs. 2 Nr. 2 lit. b).

Soweit eine Genehmigung erteilt wurde, sind in regelmäßigen Abständen Markttests vorzunehmen (§ 11b Abs. 3 S. 1 EnWG). Wenn die Energiespeichieranlagen zu angemessenen Kosten und unter Einhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems von einem Dritten verwaltet und betrieben werden kann, müssen die Netzbetreiber den Betrieb der Anlage einstellen, und Anlage und Betrieb gegen Zahlung des Restbuchwerts an den Dritten zu übertragen, § 11 Abs. 3 S. 2-4 EnWG. Nach einem negativen Markttest und daraufhin letztendlich nach der Übertragung des Eigentums an der Energiespeichieranlage vom Netzbetreiber an einen Dritten, darf der Dritte jedoch die Leistung oder Arbeit der Energiespeichieranlage nicht unmittelbar auf den Strommärkten anbieten,

¹⁶¹ Wagner/Haun in: Theobald/Kühling, EnWG, § 12h Rn. 41.

¹⁶² BT-Drs. 19/27453, 97.

¹⁶³ Bourwieg in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12 Rn. 58.

sog. Verbot der Drittvermarktung (§ 11 Abs. 3 S. 7 EnWG).¹⁶⁴ Dieses gilt, solange über die Energiespeicheranlage ein Dienstleistungsvertrag mit dem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes besteht, oder mindestens für einen Zeitraum von fünf Jahren ab dem Zeitpunkt, an dem die erste Ausschreibung für die Energiespeicheranlage durchgeführt wurde (§ 11 Abs. 3 S. 7 EnWG).¹⁶⁵

¹⁶⁴ Für die Gestattung von Energiespeicheranlagen als VINK (§ 11b Abs. 1 Nr. 2 EnWG) gilt diese Veräußerungspflicht mit anschließendem Partizipationsverbot des Abs. 3 nicht.

¹⁶⁵ *Bourwieg* in: *Bourwieg/Hellermann/Hermes*, EnWG, § 11b Rn. 18.

E. Rechtliche Einordnung des entwickelten IFS-Produkts

Im Rahmen des Forschungsprojekts SysZell hat die Universität Duisburg-Essen (UDE) ein **konkretes neuartiges Immediate Frequency Stabilization Produkt entwickelt**.¹⁶⁶ Das Produkt zielt darauf ab, langfristig eine marktlich effiziente Bereitstellung von IFS in einem dekarbonisierten Energiesystem der Zukunft sicherzustellen. Dafür wird im Rahmen des Projekts das Stützjahr 2037 analysiert sowie das Ziel-Energiesystem ab 2045. Das IFS-Produkt kann damit einen wesentlichen Beitrag zur effizienten Beschaffung im Ziel-Energiesystem 2045+ leisten.

Im Folgenden werden zunächst die Kernmerkmale des entwickelten IFS-Produkts dargestellt. Die einzelnen Produktmerkmale sowie die potenziellen Auswirkungen auf bestehende Märkte und Systemdienstleistungen werden anschließend ausführlich rechtlich geprüft und eingeordnet.

I. Darstellung des entwickelten IFS-Produkts

Als Prämisse wird angenommen, dass im Zielsystem 2045+ ausreichend IFS-Kapazitäten vorhanden sind. Dabei unterscheidet sich das vorgeschlagene Marktdesign signifikant von bestehenden Konzepten, insbesondere dem aktuellen Momentanreserve-Beschaffungskonzept der Bundesnetzagentur. Das IFS-Produkt zeichnet eine marktliche Beschaffung über Auktionen aus, die speziell für die Anforderungen eines dekarbonisierten Energiesystems konzipiert wurde. Es wird eine neuartige Beschaffungsform in Form einer marktlichen Auktion von IFS vorgeschlagen und konkretisierende Merkmale bestimmt. Die Beschaffungsform über Auktionen erfordert ein standardisiertes Produktdesign. Für den Preisbildungsmechanismus werden konkrete Vorschläge gemacht, um den Preis in einem angemessenen Rahmen zu halten. Ziel ist es, eine **langfristige, marktlich effiziente Bereitstellung von IFS und damit die ökonomische Effizienz sicherzustellen**. Hierbei werden marktliche sowie technische Rahmenbedingungen definiert, um eine effiziente Versorgung sicherzustellen.

Das IFS-Produkt zeichnet sich durch folgende wesentliche **Merkmale** aus:

- Bestimmung der physikalischen Größen (Energie in MWs)
- Symmetrie: separate Handloptionen für positive und negative IFS (zwei asymmetrische Produkte).
- Temporale Granularität: stündliche Erbringungsdauer und Clearing am Vortag
- Räumliche Granularität: Räumliche Märkte auf Ebene der Bundesländer
- Preisbildungsmechanismus: Pay-as-cleared

Das vorgeschlagene Produktdesign muss nicht nur die Anforderung erfüllen, eine **ökonomisch effiziente Bereitstellung von IFS zu ermöglichen**, sondern **darf sich dabei auch nicht negativ auf das restliche Energiesystem auswirken**. Andernfalls könnten ungewünschte Folgeerscheinungen auftreten, welche die Gesamtsystemkosten erhöhen. Daher werden auch die **Auswirkungen des konkret**

¹⁶⁶ Das IFS-Produkt wurde im Rahmen des Projekts entwickelt und wird gesondert veröffentlicht.

vorgeschlagenen Produktdesigns auf bereits existierende Elemente des Energiesystems dargestellt. Insbesondere die Interdependenzen zu bestehenden Marktstrukturen und Systemdienstleistungen werden kritisch beleuchtet, um negative Auswirkungen auf das Gesamtsystem erkennen und vermeiden zu können. Schließlich erfolgt auch eine **Betrachtung der Anwendbarkeit auf den zellularen Ansatz** (dezentrale Betrachtungsweise).

Im weiteren Verlauf dieses Kapitels erfolgt eine umfassende **rechtliche Prüfung** der festgelegten Produktmerkmale sowie der potenziellen Auswirkungen auf bestehende Märkte und Systemdienstleistungen. Diese rechtliche Analyse bildet die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzungen des IFS-Produkts in der Praxis.

Es erfolgt eine rechtliche Einordnung **(1) der Ausgestaltung und der Produktmerkmale**, beispielsweise der **Beschaffungsform** über Auktion und des **Preisbildungsmechanismus** und **(2) eine Analyse** der rechtlichen Rahmenbedingungen bezüglich **Marktinterdependenzen** zu bestehenden, etablierten Strukturen und Beschaffungsformen sowie bezüglich **Interdependenzen zur Systemverantwortung und zum Netzbetrieb**.

II. Rechtliche Betrachtung der Produktmerkmale

Derzeit sind die einzelnen Produktmerkmale der nfSDL nicht rechtlich kodifiziert. Gesetzlich festgelegt ist, dass die Beschaffung der nfSDL transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt erfolgen muss, § 12h Abs. 1 S. 1 EnWG. Eine konkretisierende Ausgestaltung der Spezifikationen und technischen Anforderungen der Beschaffung erfolgt durch Festlegung der BNetzA gemäß §§ 12h Abs. 5 S. 1, 29 Abs. 1 EnWG. Ziel ist die größtmögliche Effizienz bei Beschaffung und Netzbetrieb.

1. Marktliche Auktion

Die Beschaffung der nfSDL muss marktgestützt erfolgen, § 12h Abs. 1 S. 1 EnWG. Das entwickelte IFS-Produkt konkretisiert die Merkmale für eine solche marktgestützte Beschaffung.

a. Möglichkeit der Beschaffung auf einem eigenen IFS-Markt

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: Festlegung durch BNetzA

Mögliche Hemmnisse: nicht zu erwarten, ggf. Aufhebung anderer bestehender Beschaffungskonzepte notwendig

Es ist die Schaffung eines **eigenen Marktes** (IFS-Markt) vorgesehen, der **neben dem Reserve- und Wirkleistungsmarkt** bestehen soll.

Wie zuvor festgestellt, schreibt § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG die marktgestützte Beschaffung von nfSDL (und die Festlegung der Spezifikationen und technischen Anforderungen dieser durch die BNetzA) vor, sofern die BNetzA wegen der wirtschaftlichen Ineffizienz keine Ausnahme nach § 12h Abs. 4 S. 1 EnWG festgelegt hat. Nach dieser Vorgabe hat die BNetzA ein Festlegungsverfahren für die marktgestützte

Beschaffung der Momentanreserve eingeleitet.¹⁶⁷ Eine marktgestützte Beschaffung erfolgt gemäß § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG auch bereits bei anderen nfSDL. So hat die BNetzA gemäß §§ 12h Abs. 5 S. 1, 29 Abs. 1 EnWG am 25.06.2024 eine **marktgestützte Beschaffung der Blindleistung** beschlossen und das Beschaffungskonzept hierzu festgelegt.¹⁶⁸ Auch bezüglich der **Schwarzstartfähigkeit** hat die BNetzA die marktgestützte Beschaffung beschlossen.¹⁶⁹ Die Beschaffung dieser nfSDL erfolgt also (im Falle der Momentanreserve voraussichtlich zukünftig) durch die Anwendung eines wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens.¹⁷⁰

Die Beschaffung auf einem wettbewerblichen Markt und das Treffen einer anhand einer nach festgelegten Kriterien erfolgten Auswahlentscheidung wirken zudem gemäß §§ 12h Abs. 5 S. 4 EnWG auf eine größtmögliche Effizienz der Beschaffung und des Netzbetriebs hin.¹⁷¹

Im Rahmen des Projekts wurde auch **diskutiert, inwiefern eine Beschaffung von IFS über die TAR und TAB möglich sei**. Bereits hier kamen Bedenken hinsichtlich der Effektivität einer derartigen Beschaffung auf. Auch aus rechtlicher Sicht ist die einheitliche marktgestützte Beschaffung zu präferieren, welches sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene vorgesehen ist.

Vor Inkrafttreten des § 12h EnWG wurden nfSDL regelmäßig aufgrund von Vorgaben in den technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber beschafft.¹⁵⁶ Nunmehr ersetzt § 12h EnWG diese Funktion und schreibt eine marktgestützte Beschaffung vor. Eine einheitliche Beschaffung nach festgelegten marktlichen Grundsätzen verringert das Risiko für Ungleichbehandlungen.

Soweit in den TAR Anforderungen an die Bereitstellung von IFS getroffen werden,¹⁷² fungieren diese gewissermaßen als Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme am IFS-Markt. Eine weitere Verquickung marktgestützter Beschaffung von nfSDL und verpflichtenden Vorgaben aus den TAR/TAB ist ineffizient und wird auch von der BNetzA abgelehnt.¹⁷³

¹⁶⁷ BNetzA, Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG, BK6-23-010.

¹⁶⁸ Siehe [D IV 2 a](#).

¹⁶⁹ Siehe [D III 2 d](#).

¹⁷⁰ Kemper, in: Bourweig/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h, Rn. 4.

¹⁷¹ BNetzA, Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072, S. 12.

¹⁷² Siehe: VDE FNN, Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve, abrufbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2302434/acff76fee47440831e27aefe1418deb2/vde-fnn-hinweis-netzbildende-eigenschaften-anforderungen-download-data.pdf> (zuletzt am 01.07.2025).

¹⁷³ BNetzA, Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072, S. 25.

b. Symmetrie

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: Festlegung durch BNetzA

Mögliche Hemmnisse: nicht zu erwarten

Der Markt soll **separate Produkte für sowohl positive** (Einspeisung von Strom gegen Unterfrequenz) **als auch negative** (Entzug von Strom gegen Überfrequenz) **IFS** anbieten. Es soll demnach zwei verschiedene Produkte hinsichtlich der Aktivierungsrichtung geben, um so eine bessere Differenzierung bezüglich der Deckung der jeweiligen IFS-Bedarfe zu erhalten und das potenzielle Angebot nicht unnötig für Technologien einzuschränken, die in nur eine Richtung agieren können. Auch eine effiziente Ressourcenallokation kann entsprechend der vorangehenden Analysen im Projekt damit erreicht werden.

Dies erscheint rechtlich unproblematisch. Bereits das derzeit im Konsultationsprozess befindliche **Beschaffungskonzept zur Momentanreserve**¹⁷⁴ unterscheidet zwischen einer positiven und negativen Aktivierungsrichtung. Dies erscheint sinnvoll, da beispielsweise Wind- und PV-Anlagen nur negative Momentanreserve leisten können¹⁷⁵ und sie somit ohne Unterscheidung der Aktivierungsrichtungen nicht am Markt teilnehmen könnten. Auch im Rahmen der **Regelenergie** werden die aFFR und die mFFR getrennt nach positiven und negativem Regelenergiebedarf ausgeschrieben, § 6 Abs. 3 S. 2 StromNZV, da positive Regelenergie in größerer Menge benötigt wird als negative Regelenergie.¹⁷⁶

c. Temporale Granularität

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: Festlegung durch BNetzA

Mögliche Hemmnisse: nicht zu erwarten

Die **Erbringungsdauer** des IFS-Produkts soll jeweils eine Stunde betragen. Anbieter von IFS wären also verpflichtet, die IFS für den Zeitraum von jeweils einer Stunde bereitzuhalten und ggf. zu aktivieren, bis die IFS von der FCR vollständig abgelöst wurde.

Generell werden für die Erbringungsdauer einerseits eher große Zeitspannen – also bspw. viele Jahre – gewählt, wenn der Kapazitätsausbau bezweckt werden soll und andererseits geringe Zeitspannen – d.h. stündliche Zeiträume – wenn die Vorhaltung im Vordergrund steht. Längere Zeiträume bedeuten für die ÜNB einen geringeren Aufwand und damit geringere Kosten und für Anbieter eine bessere

¹⁷⁴ BNetzA, Entwurf eines Konzepts für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG, BK6-23-010.

¹⁷⁵ Amprion, Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve, März 2023, abrufbar unter: <https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Markt-gest%C3%BCtzte-Beschaffung-Momentanreserve.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

¹⁷⁶ Laubenstein, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, StromNZV, § 6 Rn. 19.

Planungssicherheit. Für geringere Zeiträume hingegen spricht die gesteigerte Flexibilität, da noch kurzfristige Anpassungen umgesetzt werden können.¹⁷⁷

Die **Erbringungsdauer orientiert sich damit an den Spotmärkten**, auf welchen innerhalb der Intraday und Day-Ahead-Märkte Strommengen als Viertelstunden bis Stundenprodukte gehandelt werden. Eine Erbringungsdauer von einer Stunde existiert somit bereits im Stromgroßhandel. Anhaltspunkte, die gegen die Anwendbarkeit eines Stundenprodukts im Rahmen der Beschaffung von IFS sprechen, sind nicht ersichtlich.

Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass im Rahmen anderer SDL die Erbringungsdauer andere Zeiträume umfasst: so wird die **Regelenergie** wegen der Anfahrtszeiträume konventioneller Kraftwerke in vier-Stunden-Blöcken gehandelt. Das IFS-Produkt orientiert sich an einem Energiesystem mit einem hohen Anteil von fluktuierenden EE-Einspeisung und hierdurch sich schneller ändernden Netznutzungsfällen, weshalb im Forschungsvorhaben eine Stunde als Erbringungsdauer als bedarfsorientierter angesehen wurde. Im Rahmen des **Entwurfs eines Beschaffungskonzepts für Momentanreserve der BNetzA** muss der Anbieter den Erbringungszeitraum, welcher zwischen zwei und zehn Jahren liegen muss, im Angebot selbst bestimmen, im Rahmen der **Blindleistung** kann die Erbringungsdauer bis zu fünf Jahre betragen und im Rahmen der **Schwarzstartfähigkeit** liegt der Erbringungszeitraum zwischen vier bis zehn Jahre. Diese deutlich längeren Erbringungszeiträume ergeben sich aus den **unterschiedlichen Zielsetzungen der Beschaffungskonzepte**. So soll im jetzigen Entwurf eines Beschaffungskonzepts für Momentanreserve der BNetzA die Innovationsförderung im Vordergrund stehen, für deren Erfüllung eine Planungssicherheit der Anbieter erforderlich ist. Das IFS-Produkt hingegen konzentriert sich auf die Flexibilitätsbereitstellung, sodass hier ein Erbringungszeitraum angelehnt an die Regelenergie bedarfsorientiert erscheint.

Die **Vorlaufzeit** für den Abruf der IFS – die Zeit zwischen dem Inkrafttreten des Vertrages und dem Beginn des Erbringungszeitraums¹⁷⁸ – soll **einen Tag** betragen. Bei einer kürzeren Vorlaufzeit bestünde nach den Überlegungen der vorangehenden Arbeitsschritte innerhalb des Projekts die Gefahr von Gaming-Effekten, weshalb die IFS vor oder zeitlich zu den liquidesten Energie- bzw. SDL-Märkten erfolgen soll. Außerdem soll bei einem geringen IFS-Angebot noch die Möglichkeit zur Maßnahmenergreifung im Systembetrieb zur Frequenzstabilisierung und ein zeitlicher Puffer zum Ausgleich administrativer Fehler bestehen. Bei einer längeren Vorlaufzeit nähme die Prognosefähigkeit weiter ab.

Auf dem **kombinierten und dem Regelleistungsmarkt** beträgt die Vorlaufzeit einen Tag (D-1). Auf dem derzeit im Konsultationsverfahren befindlichen **Entwurf der BNetzA zur Beschaffung der Momentanreserve** soll die Vorlaufzeit durch den Anbieter im Angebot bestimmt werden, wobei sie höchstens drei Jahre betragen darf.¹⁷⁹ Im Rahmen der marktlichen Beschaffung der **Blindleistung** und der **Schwarzstartfähigkeit** kann die Vorlaufzeit bis zu fünf Jahre betragen. Durch längere Vorlaufzeiten steigt die Planungssicherheit des ÜNB und die Investitionssicherheit des Anbieters. Kurzfristige

¹⁷⁷ Amprion, Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve, März 2023, S. 33, abrufbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Markt-gest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf (zuletzt am 30.06.2025).

¹⁷⁸ Wagner, Bucksteeg, Schlecht, Lehnert, Kramer, Burges, Greve, Strunck, Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft), Abschlussbericht, S. 40.

¹⁷⁹ BNetzA, Entwurf eines Konzepts für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG, BK6-23-010.

Vorlaufzeiten hingegen sind bei einem unvorhersehbaren Bedarf notwendig;¹⁸⁰ diesen Zweck soll das IFS-Produkt erfüllen. Da die Vorlaufzeit von einem Tag auf dem kombinierten und dem Regelleistungsmarkt bereits existiert, erscheint dies unproblematisch.

d. Räumliche Granularität

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: Festlegung durch BNetzA

Mögliche Hemmnisse: nicht zu erwarten

Im Rahmen der räumlichen Granularität soll eine **Unterteilung überwiegend den Bundesländern folgen**. Lediglich sehr kleine Bundesländer werden den benachbarten größeren zugeordnet. Hierdurch soll die Marktliquidität gefördert und Marktmacht entgegengewirkt werden. Die Aufteilung nach Bundesländern spiegelt politisch-administrative Grenzen wider und wird bspw. auch im Netzentwicklungsplan 2023 verwendet. **Insofern unterscheidet sich das Produktdesign von den Beschaffungsgebieten anderer nfSDL**. Blindleistung wird beispielsweise in von den ÜNB zu bestimmenden Beschaffungsregionen beschafft.¹⁸¹

Eine Aufteilung der Beschaffungsregionen nach Bundesländern dürfte **rechtlich möglich** sein. § 12h EnWG reguliert, dass ÜNB nfSDL für ihr jeweiliges Netz beschaffen. Die Netzgrenzen verlaufen jedoch nicht parallel mit den Bundesländergrenzen. In diesem Fall müssten die Netzbetreiber ggf. auf mehreren Teilmärkten für ihr Netz beschaffen, um den eigenen IFS-Bedarf zu decken, woraus sich gegebenenfalls organisatorische Aufwände ergeben könnten. Insbesondere ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern notwendig. Dies **entspricht dem Willen des Gesetzgebers**. Nach **§ 12h Abs. 8 EnWG** besteht eine Kooperationspflicht, wonach Netzbetreiber verpflichtet sind, alle erforderlichen Informationen untereinander auszutauschen und sich abzustimmen. Kooperationen zwischen Netzbetreibern sind also auszubauen, soweit sie eine wirtschaftliche Alternative darstellen. Die Beschaffung der nfSDL soll nicht darunter leiden, dass die Netze von unterschiedlichen Unternehmen betrieben werden und sich gerade an übergreifenden, auf sämtliche Netze bezogenen Kriterien orientieren.¹⁸²

¹⁸⁰ Wagner et al, Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft), S. 40.

¹⁸¹ BNetzA, Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072.

¹⁸² König in: BeckOGK, EnWG, § 12h Rn. 35.

e. Preisbildungsmechanismus

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: Festlegung durch BNetzA

Mögliche Hemmnisse: separater Kapazitätsmarkt ungeeignet, stattdessen längere Vorlaufzeiten und größere Erbringungsdauern

Der Preis soll sich nach dem **Pay-as-cleared** Mechanismus bilden, wonach alle erfolgreichen Gebote einen auf dem teuersten zugeschlagenen Gebot basierenden einheitlichen Marktpreis erhalten (Grenzkostenprinzip). Grund hierfür ist entsprechend der vorangehenden Analysen im Forschungsvorhaben die dadurch gegebene Markteffizienz, die Anreizbildung für Effizienz und Innovation, die gesteigerte Transparenz und Vorhersehbarkeit für Marktteilnehmer sowie die höhere Kosteneffizienz.

Der Pay-as-cleared Mechanismus besteht bereits zum einen auf dem kombinierten Markt im Rahmen der marktlichen Beschaffung der Regelernergie und zum anderen an den Spotmärkten der Strombörse durch das Merit Order Prinzip. Seine Anwendung erscheint damit unproblematisch.

Zudem ist die Einführung einer optionalen **Preisobergrenze** (§ 12h Abs. 5 S. 5 EnWG) denkbar, um so unverhältnismäßig hohe Preise in Märkten mit geringer Liquidität oder regionalen Engpässen zu verhindern. Kraftwerke sollen dadurch davon abgehalten werden, aufgrund einer nahezu sicher gegebenen Abrufwahrscheinlichkeit überhöhte Angebote abzugeben. Preisobergrenzen bestehen auf dem Regularitätsmarkt und im Rahmen der marktgestützten Beschaffung verschiedener nFSDL. Sie werden zudem als mögliche Spezifikationen ausdrücklich in § 12h Abs. 5 S. 5 EnWG genannt.

Zur Sicherstellung eines ausreichenden Angebots wurde innerhalb des Projekts diskutiert, ob ein **separater Kapazitätsmarkt** eingefügt werden könnte. Einen Kapazitätsmarkt gibt es in Deutschland bisher nicht.¹⁸³ Stattdessen wird der Energy-Only-Markt durch verschiedene mögliche Maßnahmen ergänzt, die die ÜNB treffen können, um die Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit zu sichern, siehe § 13 Abs. 1 EnWG.¹⁸⁴ Hierzu zählen u.a. neben dem Einsatz von Regelernergie und Redispatch-Maßnahmen auch nFSDL nach § 12h EnWG, siehe § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG. Diese Netzsicherheitsmaßnahmen werden kurzfristig beschafft. Im Gegensatz dazu soll auf dem geplanten Kapazitätsmarkt die Vorhaltung von Energie – unabhängig vom aktuellen Strombedarf – langfristig vergütet werden, um so einen Anreiz für Investitionen zu geben und damit eine ausreichende Kraftwerkskapazität sicherzustellen. Der geplante Kapazitätsmarkt und nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen dienen jeweils unterschiedlichen Zielen im Energiesystem. Die Schaffung eines separaten Kapazitätsmarktes ist damit kein geeignetes Instrument, um ein ausreichendes Angebots an IFS sicherzustellen.

Die Sicherstellung eines ausreichenden Angebots von IFS könnte durch die separate Ausschreibung von IFS mit **längeren Vorlaufzeiten und größeren Erbringungsdauern** geschehen. Durch längere Vorlaufzeiten besteht eine höhere Planungssicherheit, wodurch die Investitionssicherheit und der Kapazitätsausbau gefördert werden. Kurze Vorlaufzeiten und geringe Erbringungsdauern bringen dagegen Flexibilität und dienen den kurzfristigen Strom- und Regelerenergiemärkten und decken damit

¹⁸³ Siehe [D.I.2.](#)

¹⁸⁴ Sötebier, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13, Rn. 4.

einen unvorhersehbaren Bedarf an Energie ab.¹⁸⁵ Es wäre somit denkbar, die IFS parallel sowohl als kurzfristiges, als auch als langfristiges Produkt auszuschreiben.

2. Teilnahmevoraussetzungen

Bei der Ausgestaltung des Marktes gelten insbesondere die gesetzlichen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und effizienten Beschaffung von nFSDL nach § 12h Abs. 1 EnWG. Die Prüfung der Teilnahmevoraussetzungen für den Markt ist dabei insbesondere eine Prüfung **der diskriminierungsfreien Beschaffung**. Hierbei gilt es, alle **Marktteilnehmer wirksam und diskriminierungsfrei zu beteiligen**, einschließlich Anbieter erneuerbarer Energien, Anbieter dezentraler Erzeugung, Anbieter von Laststeuerung und Energiespeicherung sowie Anbieter ein, die in der Aggregation tätig sind, § 12h Abs. 5 S. 2 EnWG. Diskriminierungsfrei bedeutet, dass das Beschaffungsverfahren grundsätzlich **allen interessierten Marktteilnehmern offenstehen muss und die Netzbetreiber niemanden ohne sachliche Rechtfertigung ausschließen dürfen**.¹⁸⁶

Der entwickelte IFS-Markt lässt eine möglichst breite Vielfalt von Technologien zu und dürfte daher die Anforderungen erfüllen. Die Teilnahme erfolgt rein auf Basis der gebotenen Energie in MWs. Außerdem ist die Teilnahme nicht an einen Energiespeicher gebunden. Teilnehmende sind unter anderem Synchronmaschinen im Bestand, Synchronmaschinen mit zusätzlich installiertem Schwungradspeicher, Batteriekraftwerke, Windparks, EE-Abregelung sowie alle Anlagen mit reduzierter Wirkleistungsbereitstellung. Außerdem sollen Anlagen mittels Aggregation teilnehmen können. Die Vergütung ist für alle Technologien gleich. Zusätzliche Privilegierungen sind nicht vorgesehen. Es ist lediglich eine kontinuierliche Energiebereitstellung über das Marktintervall hinweg notwendig.

a. Präqualifikationsverfahren

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: ÜNB

Mögliche Hemmnisse: Eintrag ins Handelsregister als Voraussetzung nicht möglich

Um sicherzustellen, dass die Anlagen auch in kritischen Systemzuständen eine kontinuierliche Energiebereitstellung über das Marktintervall hinweg erbringen können, erscheint ein **Präqualifikationsverfahren** sinnvoll. Hierbei handelt es sich um eine vorgelagerte, auftragsunabhängige Eignungsprüfung, die der Beschleunigung und Vereinfachung dient.¹⁸⁷ Durch das Präqualifikationsverfahren kann sichergestellt werden, dass die am Markt teilnehmenden Einheiten die erforderlichen Voraussetzungen an Energiebereitstellung, technischen Anforderungen und IT-Anforderungen erfüllen. Die Ausgestaltung kann sich hierbei an bereits erprobten Präqualifikationsverfahren für den Strommarkt im Rahmen der Regelreserve orientieren.

¹⁸⁵ Wagner et al, Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft), S. 40.

¹⁸⁶ König in: BeckOGK, EnWG § 12h Rn. 23.

¹⁸⁷ Laubenstein in: BerlKommEnergieR, StromNZV § 6 Rn. 40.

Relevante Bestimmungen für die Präqualifikation ergeben sich aus den Leitlinien für den Übertragungsnetzbetrieb (**SO GL**)¹⁸⁸ sowie der **StromNZV**. Nach § 6 Abs. 5 S. 1 StromNZV haben potenzielle Anbieter von Regelenenergieprodukten nachzuweisen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenenergiearten erfüllen. Hierbei ist insb. ein Nachweis über notwendige technische Fähigkeiten und die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen zu erbringen, § 6 Abs. 5 S. 2 StromNZV.

ÜNB haben die Anforderungen an die Präqualifikation gem. § 22 Abs. 2 S. 1 EnWG **diskriminierungsfrei und transparent** zu gestalten und unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts ständig weiter zu entwickeln, § 49 EnWG. Dies erfolgte mit Kapitel 5 „Systemdienstleistungen“ sowie Anhang D des Transmission Code 2003 bzw. 2007.¹⁸⁹

Danach haben Anbieter von Regelenenergieprodukten den Nachweis zu erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenenergiearten – insb. die notwendigen technischen Fähigkeiten und die ordnungsgemäße Erbringung der SDL unter betrieblichen Bedingungen – erfüllen.¹⁹⁰ Die Präqualifikationsanforderungen entscheiden über die Marktteilnahme und stellen daher einen Eingriff in die Gewerbe- und Wettbewerbsfreiheit dar. Sie sind daher einer am **Verhältnismäßigkeitsprinzip** orientierten Sachgerechtigkeitskontrolle sowohl nach nationalem als auch nach europäischen Recht unterworfen.¹⁹¹

Die zu entwickelnde Präqualifikation sollte sich in ihrer Konzeption an den **Vorgaben für das Anbieten von Regelenenergieprodukten orientieren**. Die hier getroffenen Regelungen der Berufsausübung sind angesichts des verfolgten Ziels – die Sicherstellung der System- und Versorgungssicherheit im Netzbetrieb durch sekundengenaue Spannungs- und Frequenzerhaltung – unter verfassungsrechtlichen Gesichtspunkten grds. unbedenklich.¹⁹² Eine Ergänzung könnten die Anforderungen des VDE an die Bereitstellung von IFS bieten.¹⁹³

Innerhalb des Projekts wurde diskutiert, ob auf eine **Eintragung ins Handelsregister als Kriterium** im Rahmen der Präqualifikation abgestellt werden kann. Dies dürfte **im Ergebnis zu verneinen** sein. Das Handelsregister dient primär der Offenlegung von Tatsachen und Rechtsverhältnissen von Kaufleuten und Handelsgesellschaften, die für den Rechtsverkehr von wesentlicher Bedeutung sind.¹⁹⁴ Grds. ist jeder Kaufmann verpflichtet, seine Firma, den Ort und die inländische Geschäftsanschrift seiner Handelsniederlassung zur Eintragung in das Handelsregister anzumelden, § 29 HGB¹⁹⁵. Kaufmann ist, wer ein Handelsgewerbe betreibt, also grds. jeden Gewerbebetrieb, es sei denn, dass das

¹⁸⁸ Siehe Präqualifikationsverfahren gemäß Art. 155 SO GL für FCR, Art. 159 SO GL für FRR, Art. 162 SO GL für RR.

¹⁸⁹ Laubenstein in: BerlKommEnergieR, StromNZV, § 6 Rn. 40.

¹⁹⁰ Schwintowski, Verfassungs- und europarechtliche Grenzen zulässiger Präqualifikation auf Märkten für Regelenenergie EWeRK 2016, 248.

¹⁹¹ Ebd.

¹⁹² Laubenstein in: BerlKommEnergieR, StromNZV, § 6 Rn. 41.

¹⁹³ VDE, Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve, abrufbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2302434/7a6cf4ae811e789d599c10578a5025b9/netzbildende-eigenschaften-hinweis-download-data.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

¹⁹⁴ Krafska, RegisterR/Krafska, Rn. 1.

¹⁹⁵ Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 69) geändert worden ist.

Unternehmen nach Art oder Umfang einen in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb nicht erfordert, § 1 Abs. 1 und 2 HGB. Der notwendige Umfang, ab dem ein Gewerbebetrieb vorliegt, wird in der Praxis nach überwiegender Ansicht ab 500.000 EUR Jahresumsatz festgesetzt.¹⁹⁶ Neben dieser Pflicht zur Eintragung besteht aber auch die Möglichkeit sich als gewerbliches Unternehmen freiwillig ins Handelsregister aufnehmen zu lassen, vgl. § 2 HGB. Aus der Eintragung ins Handelsregister allein lassen sich daher noch keine Rückschlüsse auf die Größe des Unternehmens oder eine evtl. Befähigung zur tatsächlichen Erbringung von SDL ziehen. Zudem läuft eine Limitierung auf aufgenommene gewerbliche Unternehmen den ausdrücklichen europäischen und nationalen Zielen, Prosumer zu stärken und in die Flexibilitätserbringung einzuschließen. Das Abstellen auf einen Eintrag, sollte daher kein eigenständiges Ausschlusskriterium im Rahmen der Präqualifikation darstellen.

b. Aggregierte Anlagen

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: Festlegung durch BNetzA

Mögliche Hemmnisse: separater Kapazitätsmarkt ungeeignet, stattdessen längere Vorlaufzeiten und größere Erbringungsdauern

Der entwickelte IFS-Markt sieht zudem eine Vermarktung **mehrerer Anlagen innerhalb derselben IFS-Region als Portfolio** vor und folgt damit den Vorgaben des § 12h Abs. 5 S. 2 EnWG. Das Einbeziehen von **aggregierten Anlagen** ist auf europäischer und nationaler Ebene mehrfach ausdrücklich vorgesehen.¹⁹⁷

Die Limitierung auf Anlagen innerhalb derselben IFS-Region dürfte hierbei eine notwendige und **zulässige Einschränkung** darstellen. Bereits jetzt folgt eine Unterteilung der marktlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen regelmäßig räumlichen Unterteilungen.¹⁹⁸ Eine räumliche Unterteilung ist für eine effektive, sichere und wirksame Beschaffung notwendig. Dabei stellt jede Art der Unterteilung grds. eine marktliche Limitierung dar. Diese gilt jedoch für alle Marktteilnehmenden gleichermaßen. Bei der geplanten Unterteilung der IFS-Regionen nach Bundesländern dürften insbesondere keine härteren Einschränkungen als bei anderen Unterteilungen zu erwarten sein.¹⁹⁹ Eine geeignetere Unterteilung ist nicht ersichtlich. Es handelt sich mithin um eine verhältnismäßige Einschränkung.

¹⁹⁶ Schwartze in: BeckOK HGB, § 1 Rn. 35.

¹⁹⁷ vgl. z.B. Art. 15 Abs. 2a) EIBM-RL und § 12h Abs. 5 S. 2 EnWG.

¹⁹⁸ § 12h Abs. 1 EnWG verpflichtet zur Beschaffung von SDL innerhalb des jeweiligen Netzes und impliziert dabei bereits eine regionale Beschaffung.

¹⁹⁹ Vgl. [E II 1 d.](#)

III. Interdependenzen

1. Marktinterdependenzen

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Mögliche Hemmnisse: nicht zu erwarten

Die unterschiedlichen Märkte beeinflussen einander. Der im Rahmen des Projekts entwickelte IFS-Markt reiht sich dabei neben dem Regelenenergie- und dem Wirkleistungsmarkt ein. Entsprechend der vorangehenden Analysen im Projekt ist zu erwarten, dass Betreiber flexibler Anlagen ihre Leistung auf dem Markt anbieten, der ihnen die höchste Vergütung bietet, wodurch langfristig ein Gleichgewicht zwischen den Märkten entsteht.

Weiter wurde im Rahmen des Projekts angemerkt, dass sich durch die IFS-Vorhaltung von Anlagen mit Energiespeichern deren **Betriebs- und Vermarktungsstrategie** ändert. Dies ergibt sich unter anderem aus der Unsicherheit, dass sich der Abruf von IFS und damit der Füllstand der Anlage nach einem Abruf nur eingeschränkt prognostizieren lässt.

Es wurde zudem diskutiert, dass die abgerufene Energiemenge – neben der ohnehin gegebenen Vergütung für die Vorhaltung der Energie²⁰⁰ – entweder kompensiert werden (führt zu besserer Kosten-Nutzen-Abwägung für den Anlagenbetreiber, aber erhöht den administrativen Aufwand für den Netzbetreiber) oder nicht kompensiert werden (was zu Unsicherheit bei Anlagenbetreibern führt). **Beide Varianten erscheinen hier unproblematisch**, da sie im Rahmen der Regelenenergie existieren. So erfolgt die Vergütung für FCR aufgrund der Vorhaltung der Leistung und ist unabhängig vom tatsächlichen Abruf, also der tatsächlich erbrachten Arbeit. Die aFRR und die mFRR werden im Gegensatz dazu separat für die Regelleistung (die Vorhaltung der Leistung) und die Regelarbeit (die tatsächlich erbrachte Arbeit) vergütet.

Das Forschungsvorhaben stellt zudem fest, dass zur **Verhinderung von Informationsasymmetrien und Marktmacht** eine **ausreichende Anzahl an Wettbewerbern** und ggf. eine **Preisobergrenze** als Schutzmechanismen geeignet sind. Marktmacht könnte nämlich bei Intraday- oder Regelleistungsmärkten durch asymmetrische Informationen entstehen. Preisobergrenzen sind zum einen **Teil der Festlegung der BNetzA** zur marktlichen Beschaffung der nFSDL der Blindleistung, im Rahmen derer der Anschlussnetzbetreiber die Preisobergrenze für den Vorhaltepreis und den Blindarbeitspreis setzen kann, um so dem gesetzgeberischen Gedanken der wirtschaftlichen Effizienz der Beschaffung Rechnung zu tragen,²⁰¹ und der Schwarzstartfähigkeit, bei der der ÜNB die Preisobergrenze setzen kann. Zum anderen besteht auf dem Regelarbeitsmarkt eine **Europäische Preisobergrenze**. Anhaltspunkte, die gegen die Festlegung einer Preisobergrenze sprechen, sind nicht ersichtlich.

²⁰⁰ Siehe [E II 1 e](#).

²⁰¹ BNetzA, Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072, S. 51.

2. Implikationen für die Systemverantwortung und Netzbetrieb

Das neue IFS-Produkt birgt die Möglichkeit von Implikationen für a) die Frequenzerhaltung, b) weitere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit und c) für Betriebsmittel der Netzbetreiber, insb. VINK.

a. Implikationen für die Frequenzerhaltung

Das neue IFS-Produkt könnte **Auswirkungen auf die bestehenden Regelennergie-Produktklassen** haben. Zunächst ist klarzustellen, dass IFS und FCR als eigenständige Produkte gedacht sind, die nebeneinander laufen und sich im normalen Betrieb grds. nicht beeinflussen. Die FCR bleibt als wesentlicher Bestandteil der Frequenzerhaltung von Bedeutung, da die IFS als unregelmäßige Reaktion nicht selbstständig fähig ist, ein Wirkleistungsungleichgewicht auszuregulieren. Hinzu kommt, dass die Energie der IFS je nach Intensität des Abrufs nur für kurze Zeiträume ausreicht und nach wenigen Sekunden von der FCR abgelöst werden muss.

Vereinzelt besteht jedoch eine nicht auszuschließende Möglichkeit, dass kleine Leistungsänderungen, die heute bereits zur Aktivierung von FCR führen würden, zukünftig nicht mehr zu Frequenzänderungen führen, die die Totbandgrenzen der FCR überschreiten. Eine genaue Prognose der Veränderung des FCR-Einsatzes im zukünftigen Energiesystem ist allerdings wegen der Vielfalt der Einflussgrößen nicht möglich. Es ist daher nicht gänzlich auszuschließen, dass die FCR in einzelnen Fällen weniger abgerufen werden könnte als dies heute der Fall ist. Hierbei dürfte keine Diskriminierung von Anbietern von FCR vorliegen (i). Bisher erfolgt die Betrachtung der verschiedenen Regelennergieklassen separat. Eine gemeinsame Betrachtung würde mögliche Interdependenzen zwischen den Produkten besser berücksichtigen (ii). Um diesen eventuellen Herausforderungen zu begegnen, könnte zudem die **Einführung eines Marktes für schnelle Regelung (Fast Frequency Response, FFR)** sinnvoll sein (iii). Dieser Markt würde gezielt schnell reagierende Technologien integrieren und so für mehr Flexibilität im Regelleistungsregime sorgen. Gleichzeitig muss jedoch gewährleistet sein, dass durch diese Umstellungen keine **Systemschutzmaßnahmen** vernachlässigt werden (iv). Ein umfassender Schutz des Stromnetzes bleibt auch bei einer stärkeren Integration von IFS essenziell.

i. Keine Diskriminierung von FCR

Ergebnis: keine Überschneidung von FCR und IFS, im Übrigen keine Diskriminierung bestehender FCR-Produkte

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, leichter Schwierigkeitsgrad

Mögliche Hemmnisse: nicht zu erwarten

Die umfassende marktgestützte Beschaffung von IFS durch Auktion könnte im Zielnetz den Einsatz von FCR stark verändern. Es ist davon auszugehen, dass kleine Leistungsänderungen unmittelbar durch IFS ausgeglichen werden können und daher gar nicht erst die Totbandgrenze von FCR überschreiten. **FCR könnte daher in diesen Fällen deutlich weniger abgerufen werden** als im aktuellen System.

Hierbei dürfte es sich im Ergebnis nicht um eine unstatthafte Privilegierung von IFS handeln. Die vorgeschlagene Ausgestaltung dürfte vielmehr eine **faire Marktintegration** darstellen.

Wie bereits dargestellt, ist zunächst die marktgestützte Beschaffung von IFS durch Auktion zu etablieren. Die Ausgestaltung der Auktion hat dabei den Anforderungen an ein transparentes, **diskriminierungsfreies** und marktgestütztes Verfahren nach § 12h Abs. 1 EnWG zu genügen. Es darf also nicht zu einer Diskriminierung von Anbietern von FCR kommen. § 12h EnWG legt ÜNB mit Regelzonenverantwortung und den VNB die grds. Verpflichtung auf, für ihr jeweiliges Netz bestimmte nfSDL in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. § 12h EnWG ist dabei im Zusammenhang mit der aus §§ 13 und 14 EnWG resultierenden Systemverantwortung der Netzbetreiber zu lesen.²⁰²

§ 13 EnWG regelt die Anforderungen an die ÜNB im Rahmen der Systemverantwortung und berechtigt und verpflichtet die ÜNB dabei zu bestimmten Maßnahmen (Abs. 1). Hierfür können die ÜNB auf einer ersten Stufe vorrangig netzbezogene Maßnahmen, auf einer zweiten Stufe marktbezogene Maßnahmen und anschließend auf einer dritten Stufe zusätzliche Reserven heranziehen. Die Reihenfolge der Auflistung in § 13 Abs. 1 EnWG gibt dabei eine klare Hierarchie in der Heranziehung der Maßnahmen vor.²⁰³

Abhängig davon, ob die jeweilige nfSDL auf Basis marktgestützter Verfahren entsprechend der Verpflichtung aus Abs. 1 oder über die Errichtung von VINK beschafft wird, handelt es sich entweder um netzbezogene (VINK) oder marktbezogene Maßnahmen iSv § 13 Abs. 1.²⁰⁴

Zu den marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zählen grds. auch die nfSDL aus § 12h Abs. 1 EnWG. Während § 12h EnWG also die **Art und Weise der Beschaffung** der benötigten nfSDL reguliert, bestimmt § 13 EnWG, **wie und in welcher Rangfolge** die Maßnahmen bei Gefährdungen und Störungen des Elektrizitätsversorgungssystems einzusetzen sind.²⁰⁵ Vorrangerwägungen bei der Beschaffung marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG folgen allein aus der Anwendung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes.²⁰⁶ Bei der Beschaffung nach § 13 EnWG kommt es allein auf die unter Abwägung aller maßgeblichen Gründe **effizientere** Form der Beschaffung an. Ein Präjudiz für nfSDL gibt es gerade nicht.²⁰⁷

Die **Maßnahmen des § 13 EnWG** dienen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit des Elektrizitätsversorgungssystem und der schnellen Beseitigung von Netzengpässen bei möglichst geringen Kosten für das Gesamtsystem.²⁰⁸ IFS und Regelenergie sind dabei geeignet, Frequenzabweichungen abzufangen. Hierbei ist zu beachten, dass über den Anwendungsbereich von IFS hinaus FRR längere Frequenzabfälle ausgleichen und gleichzeitig Verluste in der Wirkleistung kompensieren kann. Für das schnelle Ausgleichen der Frequenz erfüllen mithin nur IFS und FCR den gleichen Anwendungsfall. Grundsätzlich ist IFS etwas schneller verfügbar als FCR. Aufgrund der inhärenten Eigenschaften der

²⁰² Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 6.

²⁰³ Siehe [D II 4](#).

²⁰⁴ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 7.

²⁰⁵ Ebd. Rn. 6.

²⁰⁶ Kment in: Energiewirtschaftsgesetz, EnWG, § 13 Rn. 59

²⁰⁷ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG § 12h Rn. 8,

²⁰⁸ Assmann in: BeckOK EnWG, EnWG § 13 Rn. 1.

jeweiligen Synchronmaschine kommt IFS grundsätzlich vor der Regelennergie.²⁰⁹ Im derzeitigen System kommt IFS lediglich ein überbrückender Effekt zu. Sie findet Anwendung, bis weitere Schutzmaßnahmen, bspw. die Bereitstellung von Regelreserven greifen.²¹⁰ Innerhalb des Projekts wird von ausreichend IFS zum Auffangen von Schwankungen bis zum Einsatz von FRR ausgegangen. Aufgrund der ähnlichen Eigenschaften zur FCR bei schnellerer Verfügbarkeit dürfte IFS im Zielnetz bereits als geeigneter anzusehen sein.

Auch bei weiterführender Betrachtung der Verhältnismäßigkeit ist der Einsatz von IFS als **erforderlich** anzusehen. Sind mehrere Maßnahmen gleich geeignet, müssen die ÜNB gem. Abs. 1 S. 2 nach dem Grundsatz der Kosteneffizienz auswählen.²¹¹ Hierbei hat eine ganzheitliche Prognoseentscheidung zu erfolgen, in der die tatsächlichen Kosten einer Maßnahme anzusetzen sind.²¹² Im Zielsystem sind aufgrund einer der zu erwartenden ausreichenden Vorhaltung von IFS und des marktlichen Wettbewerbs durch Auktion günstige Preise für IFS möglich. Es ist zu erwarten, dass das Heranziehen von IFS günstiger als der Bezug von FCR und mithin auch als wirtschaftlicher effizienter anzusehen ist.

IFS dürfte im Zielsystem daher als effizienter anzusehen sein. Indem kurzfristige Frequenzabweichungen in Zukunft vorrangig über IFS ausgeglichen werden, besteht dann **keine Benachteiligung von FCR**, vielmehr wird dadurch gerade dem Gebot der Kosteneffizienz Rechnung getragen.

ii. Gemeinsame Bedarfsbestimmung der Regelennergie-Produktklassen

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja auf nationaler Ebene leichter Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: EU und ÜNB (national)

Mögliche Hemmnisse: Einhaltung der europarechtlichen Vorgaben, insb. der Grenzwerte für das kontinentaleuropäische Verbundsystem

Damit im Rahmen der Dimensionierung der Regelennergie von Anfang an die neuartige Größe der IFS berücksichtigt werden kann, könnte es sinnvoll sein, die Bedarfsbestimmung der Regelennergie-Produktklassen gemeinsam vorzunehmen. Die nachvollziehbare Bestimmung des Bedarfs ist **wesentlicher Bestandteil der marktbasierten Beschaffung der notwendigen Reservekapazität**.²¹³ Die Dimensionierung der erforderlichen Mengen für die Regelennergiearten stellt dabei als wesentliche Voraussetzung der marktbasierten Beschaffung die erste Stufe des Beschaffungsverfahrens dar. Derzeit erfolgt die **Bedarfsermittlung** für die verschiedenen Produktklassen zum Frequenzausgleich – FCR und FRR (bestehend aus aFRR und mFRR) – auf unterschiedliche Weise und in unterschiedlichen Fristen. Einerseits vereinfacht die separate Betrachtung die Berechnungen, vermindert die

²⁰⁹ BNetzA, Beschluss vom 18. 12. 2020, BK6-20-298, S. 5.

²¹⁰ Wagner/Haun in: Theobald/Kühling, EnWG, § 12h Rn. 16.

²¹¹ BT-Drs. 19/7375, 51.

²¹² Assmann in: BeckOK EnWG, EnWG, § 13 Rn. 37.

²¹³ Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, S. 24, abrufbar unter: <https://consentec.de/app/uploads/2024/02/Beschreibung-Systemausgleich-und-Regelreservemärkte.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

Fehleranfälligkeit und stellt die verschiedenen Aufgaben und Zeithorizonte der jeweiligen Regelenergiearten heraus. Auf der anderen Seite könnte eine gemeinsame Bedarfsbestimmung die Interdependenzen zwischen den einzelnen Produkten besser berücksichtigen. Durch eine effizientere Verteilung und Koordinierung der Regelenergie könnten lokale Ungleichgewichte reduziert und so eine bessere Gesamtstabilität des Stromsystems mit verringertem System-Split-Risiko erreicht werden.

Auf europäischer Ebene regelt die **SO GL**²¹⁴ den regulären Betrieb der Übertragungsnetze und beinhaltet dabei unter anderem Vorschriften zur Bedarfsermittlung und Betriebsplanung. Im nationalen Recht finden sich keine Regelungen zur Dimensionierung des Bedarfs. Sie erfolgt vielmehr nach den Vorgaben der deutschen ÜNB²¹⁵ aufgrund Prognosen der maximalen Höhe der Ungleichgewichte durch gutachterliche Dimensionierungen und Werten aus Referenzfällen.

Die Ermittlung des Bedarfs an **FCR** richtet sich insb. nach den Art. 153 und 156 SO GL. In Art. 153 Abs. 2b) SO GL ist normiert, dass im kontinentaleuropäischen Verbundsystem die Gesamtmenge ± 3.000 MW FCR vorzuhalten ist. Dieser Wert findet sich auch im Handbuch der ENTSO-E²¹⁶. Dies hat den Hintergrund, dass hierdurch bis zu zwei überlappende Referenzereignisse ausgeglichen werden können. Ein Referenzereignis stellt die größte erwartete Leistungsbilanzstörung dar. In der Praxis ist dies der Ausfall eines der größten Kraftwerkblöcke. Dies entspricht ca. 1.500 MW. Die Ermittlung basiert damit auf festen (Worst-Case) Szenarien.

Weiterhin ist geregelt, dass jede Regelzone an diesem Gesamtbedarf einen Anteil vorzuhalten hat, der ihrem Anteil an der gesamten Stromerzeugung und -entnahme im Synchronverbund entspricht, Art. 154 Abs. 1 SO GL. Die Höhe wird einmal jährlich aktualisiert und liegt für Deutschland bei ca. 560 MW.²¹⁷

Nach Art. 153 Abs. 1 SO GL legen alle ÜNB jedes Synchrongebiets mindestens einmal jährlich die FCR-Kapazität fest, die für das Synchrongebiet und für die anfängliche FCR-Verpflichtung jedes ÜNB benötigt wird. Die genauen Kriterien für die Festlegungen der ÜNB in den Betriebsvereinbarungen sind sodann in Abs. 2 normiert. Jeder ÜNB hat sicherzustellen seiner FCR-Verpflichtung nachzukommen, Art. 156 Abs. 1 SO GL.²¹⁸ Die bezuschlagte FCR-Leistung kann abweichen, da ÜNB aus Belgien, Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz gemeinsam ausschreiben.²¹⁹

Für **FRR** unterscheidet sich die Dimensionierungspraxis teilweise deutlich, da es keine vergleichbaren Vorgaben der ENTSO-E gibt.²²⁰ So werden in der SO GL lediglich von den ÜNB einzuhaltende

²¹⁴ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb" (System Operation Guideline, SOGL)

²¹⁵ Netztransparenz.de, Implementierungsvorschriften, Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/SO-Verordnung/Datenaustausch/Implementierungsvorschriften> (zuletzt am 30.06.2025).

²¹⁶ ENTSO-E, Continental Europe Operation Handbook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, abrufbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf/ (zuletzt am 30.06.2025).

²¹⁷ Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, S. 24, abrufbar unter: <https://consentec.de/app/uploads/2024/02/Beschreibung-Systemausgleich-und-Regelreservemärkte.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

²¹⁸ Ebd.

²¹⁹ Ebd.

²²⁰ Ebd.

Mindestanforderungen reguliert. Die konkrete Dimensionierung bleibt den jeweiligen ÜNB in der Betriebsvereinbarung überlassen, Art. 157 Abs. 1 SO GL.

Die deutsche Implementierung erfolgt mit den **Implementierungsvorschriften der ÜNB**. Die vorzuhaltende Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird von allen vier deutschen ÜNB gemeinsam für das deutsche Netzgebiet auf Grundlage eines wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatzes quartalsweise dimensioniert.²²¹ Die deutschen ÜNB nutzen dafür seit 2019 zur Bemessung ein dynamisches Dimensionierungsverfahren für aFRR und mFRR, bei dem eine situationsabhängige Bemessung vorgenommen wird.²²² Entgegen den konkreten Szenarien die Grundlage für die FCR-Dimensionierung sind, basiert die Berechnung für FRR ausschließlich auf Tageseigenschaften. Die Dimensionierung ist dabei so ausgelegt, dass die deutschen ÜNB auch zukünftig selbstständig in der Lage sind, in Deutschland verursachte Bilanzungleichgewichte auszugleichen.²²³

Die getrennte Betrachtung ist also bereits im europäischen Recht verankert, das insbesondere für die Bedarfsbestimmung von FCR konkrete Werte an die einzelnen ÜNB vorschreibt. Aufgrund ihrer rechtlichen Natur als Verordnung hat die Regelung allgemeine Geltung und ist in allen Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedsstaat, vgl. Art. 288 UAbs. 2 AEUV.

Für eine Abänderung, die eine gemeinsame Bedarfsbestimmung nach einheitlichen Kriterien vorsieht, müsste die SO GL als Verordnung angepasst werden, also das europäische Gesetzgebungssystem durchlaufen werden. Eine entsprechende Anpassung ist als unwahrscheinlich einzustufen.

Dies muss jedoch einer **gemeinsamen Bedarfsbestimmung auf nationaler Ebene nicht entgegenstehen**. Denn solange der Anteil an der vorzuhaltenden Gesamtmenge FCR gewahrt wird und die Vorgaben der Art. 153, 156 und 157 SO GL gewahrt werden, obliegt die weitere Ausgestaltung den ÜNB. Im Rahmen dieser Vorgaben, können die ÜNB bei der Dimensionierung, insb. von FRR, weitere Faktoren, wie die Bestimmung anderer Regelenergiemengen und Energiemengen weiterer Systemdienstleistungen, berücksichtigen.

iii. Schaffung eines Marktes für schnelle Regelung (FFR)

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja, mittlerer Schwierigkeitsgrad

Zuständigkeit: ÜNB

Mögliche Hemmnisse: Nachweis, dass Standardprodukte nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit oder das Gleichgewicht im System effizient zu gewährleisten. Regelmäßige Überprüfung der Voraussetzungen

Angesichts der zu erwartenden Veränderung der technischen Voraussetzungen der IFS- und FCR-Erbringung könnte die **Einführung eines separaten Marktes für die Bereitstellung von Fast Frequency Response (FFR)** sinnvoll sein. FFR ist eine sehr schnelle Regelenergieform, die

²²¹ Regelleistung.net, Dimensionierung Regelreservebedarf, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/de/Marktinformationen/Dimensionierung-Regelreservebedarf> (zuletzt am 30.06.2025).

²²² BNetzA, Beschluss vom 12.08.2019, BK6-18-185.

²²³ Consentec, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, S. 24.

Frequenzabweichungen innerhalb von wenigen Sekunden entgegenwirken kann. Sie wird häufig als der FCR vorgelagertes Produkt gestaltet, um die entstehende „Lücke“ zwischen IFS und FCR zu schließen.

Grundsätzlich gibt es zwei Hauptmodelle, wie FFR in den bestehenden Regelenenergiemarkt verankert werden kann. **Zunächst ist die Einführung von FFR als neues Systemdienstleistungsprodukt denkbar.** In diesem Szenario würde FFR neben FCR und FRR parallel existieren. Diese Variante wäre unter Einhaltung bestimmter Voraussetzungen wohl mit dem europäischen Rechtsrahmen kompatibel. Im Einzelnen:

Die parallele Koexistenz von FFR mit dem bestehenden Regelenenergiemarkt bedarf der Schaffung einer neuen Systemdienstleistung auf nationaler Ebene mitsamt eines separaten Beschaffungsverfahrens. Ein vergleichbares Unterfangen erfolgt bereits in Irland²²⁴ oder dem Nordic power system (u.a. in Schweden und Finnland)²²⁵. Die Einführung eines neuen SDL-Produkts auf nationaler Ebene ist dabei grundsätzlich möglich:

Die EB GL als detaillierte Leitlinie für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem basiert grds. auf der Einteilung der Regelleistung in die Kategorien Frequenzhaltungsreserven (FCR), Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR) und Ersatzreserven (RR), Art. 1 Abs. 1 EB GL. Auch die SO GL basiert auf dieser Unterteilung zwischen FCR (Art. 153ff. SO GL) und FRR (Art. 157ff. SO GL). Es handelt sich um sog. Standardprodukte. Der Begriff Standardprodukt bezeichnet ein von allen ÜNB für den Austausch von Regelreserve definiertes harmonisiertes Regelreserveprodukt, Art. 1 UAbs. 2 Nr. 28 EB GL.

Zwar dürfen ÜNB nach Art. 25 Abs. 1 EB GL, sobald sie die europäische Plattform nutzen, grds. nur Standardprodukte verwenden, allerdings kann jeder ÜNB unter bestimmten Voraussetzungen einen Vorschlag zur Festlegung und Nutzung spezifischer Produkte für Regularbeit und Regelleistung entwickeln, Art. 26 Abs. 1 EB GL. Hierfür bedarf es unter anderem einen Nachweis, dass Standardprodukte nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit oder das Gleichgewicht im System effizient zu gewährleisten, Art. 26 Abs. 1 lit. b) EB GL. Die ÜNB überprüfen mindestens alle zwei Jahre die Notwendigkeit diese Produkte zu nutzen, Art. 26 Abs. 2 EB GL. Die spezifischen Produkte sollen dabei grds. parallel zu Standardprodukten umgesetzt werden, Art. 26 Abs. 3 EB GL.

Ein separater, nationaler FFR-Markt dürfte daher zulässig sein, sofern er den Vorgaben aus Art. 26 Abs. 1 lit. a-f EB GL genügt, er nicht gegen die Prinzipien von Transparenz, Nichtdiskriminierung und Effizienz verstößt und nicht dauerhaft als Ausnahmeregelung geführt wird, sondern regelmäßig geprüft wird.

In einer **zweiten Variante könnten bestehende Regelenenergieprodukte so abgewandelt werden, dass FFR eine Variante innerhalb der bestehenden Regelenenergieprodukte darstellt.** Dies dürfte rechtlich jedoch **nicht zulässig** sein. In der Praxis würde eine solche Ausgestaltung eine schrittweise

²²⁴ Economic Consulting Associates, Fast & furious: fast frequency response services as the key to rev up battery investments S. 3, abrufbar unter: <https://www.eca-uk.com/wp-content/uploads/2021/11/Fast-furious-fast-frequency-response-services-as-the-key-to-rev-up-battery-investments.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

²²⁵ Vgl. Ismael, Comparison of fast frequency reserve strategies for Nordic grid frequency stability, abrufbar unter: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1434191/FULLTEXT01.pdf> (zuletzt am 30.06.2025).

Integration von FFR ermöglichen, ohne Märkte grundlegend umzubauen. Anbieter mit schnellerer Leistung würden bspw. bei Ausschreibungen bevorzugt werden oder Bonuszahlungen erhalten.

Wie zuvor ausgeführt, handelt es sich bei der Regelennergie um ein Standardprodukt. Die Liste der Standardprodukte umfasst unter anderem die Vorbereitungszeit, Rampenzeit, Zeit bis zur vollständigen Aktivierung, Mindest- und Höchstmenge, Deaktivierungszeit oder die Mindest- und Höchstdauer der Erbringung, Art. 25 Abs. 4 EB GL. Hierbei handelt es sich um Merkmale, die nicht national anpassbar sind. Ein FFR-Markt kann daher nur zusätzlich existieren und kein verpflichtender Ersatz werden. Eine Abänderung, die FFR in die bestehenden Standardprodukte etabliert, widerspräche also den Anforderungen des Art. 26 Abs. 3 EB GL, wonach spezifische Produkte grds. parallel zu Standardprodukten umgesetzt werden sollen.

iv. Sicherstellung des Systemschutzes

Ergebnis: Einhaltung des Systemschutzes muss sichergestellt werden

Zuständigkeit: Gesetzgebung durch Bund, Umsetzung durch ÜNB

Es muss sichergestellt werden, dass durch die Einführung des IFS-Produkts die **Systemsicherheit nicht beeinträchtigt** wird. Störereignisse dürfen die Sicherheit des Gesamtsystems, bspw. durch Netzininstabilitäten, Frequenzeinbrüche und Spannungsschwankungen nicht gefährden. Dabei fördert das frühzeitige Erkennen von Engpässen oder Überlastungen, die Systemsicherheit, da evtl. Vorlaufzeiten eingehalten und notwendige Fahrplanänderungen vorgenommen werden können

Insofern muss der IFS-Markt **den bestehenden europäischen und nationalen Schutzkonzepten entsprechen und in bestehende Schutzmechanismen und Notfallmaßnahmen integriert werden**. Es gilt insbesondere zu vermeiden, dass das schnelle Eingreifen des IFS-Produkts zu Regelinterferenz (z.B. durch Überschwingung) aufgrund zusätzlichen Eingreifens bestehender Produkte führt. Die Einführung des IFS-Marktes sollte daher zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) abgestimmt werden, um grenzüberschreitende Interoperabilität sicherzustellen.

Auf europäischer Ebene ist hierbei zu beachten, dass IFS nicht in die bestehenden Schutzsysteme eingreift oder diese überlagert. So ist IFS u.a. in die Frequenzerhaltungs- und Frequenzwiederherstellungsprozesse nach Art. 142 f. SO GL einzubeziehen und in den Echtzeit-Datenaustausch und Informationspflichten der ÜNB zu integrieren Art. 152 SO GL.

Zudem ist das neue IFS-Produkt in die Systemschutzpläne der ÜNB zu integrieren. Der **Systemschutzplan** verpflichtet Netzbetreiber, bei Frequenzereignissen bestimmte Maßnahmen zur Stabilisierung des Stromnetzes, im Einklang mit den bestehenden Regelungen zur Systemsicherheit und zum Netzbetrieb zu ergreifen.

Nach Art. 11 und 12 NC ER²²⁶ waren diese von jedem ÜNB zu entwerfen und die enthaltenden Maßnahmen bis zum 18. Dezember 2019 umzusetzen. Die Aktivierung kann sowohl automatisch (Art. 11

²²⁶ Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes.

Abs. 5 NC ER) als auch manuell durch den jeweiligen ÜNB erfolgen (Art. 13 Abs. 2 NC ER). Diese enthalten u.a. Maßnahmen zur automatischen Unterfrequenz- und Überfrequenzregelung (Art. 15 f. NC ER), Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung (Art. 17 NC ER) und Umgang mit Frequenz- und Spannungsabweichungen (Art. 18 f. NC ER). Insbesondere die Notfallmaßnahmen bei Frequenzabweichung nach Art. 18 NC ER dürfen nicht beeinträchtigt werden.

Im Systemschutzplan der deutschen ÜNB²²⁷ werden daher automatische und manuelle Maßnahmen für die Fälle der Frequenz- und Spannungsabweichung geregelt, in die sich das IFS-Produkt eingliedern muss. Hierbei sind im Übrigen keine großen Hemmnisse zu erwarten.

Des Weiteren befinden sich im nationalen Recht **zusätzlich zu beachtende Sicherheitsanforderungen**. So haben ÜNB nach § 12 EnWG zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen und einen sicheren und effizienten Betrieb sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sofern es hierdurch zu einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kommt, muss die Beseitigung zunächst dem Maßnahmenkatalog des § 13 EnWG folgen. Hierunter fallen auch Redispatch-Maßnahmen i.S.d. § 13a EnWG.²²⁸ Nach § 11 Abs. 1a EnWG ist zudem ein angemessener Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind, erforderlich. Zudem ist zu beachten, dass es sich bei Übertragungsnetzen ab 3700 GWh Arbeit um Kritische Infrastruktur des Sektors Energie handelt und daher die gesonderten Anforderungen an kritische Infrastruktur eingehalten werden müssen, § 11 Abs. 1b EnWG i.V.m. BSIG und KritisV.

²²⁷ 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarktdesign/er-verordnung/ver%C3%B6ffentlichung-systemschutzplan/20240620_systemschutzplan_der_%C3%BCnb_2024.pdf (zuletzt am 30.06.2025).

²²⁸ Exkurs Netzreserve: Die Netzreserve § 13d EnWG hält Kraftwerkskapazitäten für Redispatch-Eingriffe der ÜNB zurück, die über den gewöhnlichen Redispatch hinausgehen. Die Anlagen müssen für den Bedarfsfall, in dem andere Maßnahmen nicht mehr ausreichen, in Bereitschaft gehalten werden.

b. Implikationen für weitere Systemdienstleistungen

i. Implikationen für die Blindleistungsbereitstellung

Ergebnis: Die Berücksichtigung des IFS-Marktes bei der Dimensionierung der Blindleistungsmengen dürfte nicht zu einer Gefährdung führen.

Durch die geplante neuartige marktliche Beschaffung ist ein **stärkerer Fokus auf die Bereitstellung von IFS durch die Marktteilnehmer zu erwarten**. Ohne die Schaffung zusätzlicher Leistungen droht diese zusätzliche Erbringung von IFS zu einer **Reduktion von Wirkleistung oder anderer Systemdienstleistungen** zu führen. Hier ist insbesondere die Blindleistungsbereitstellung zu thematisieren. Es besteht die Möglichkeit, dass Anlagen bei gleichbleibender Scheinleistung die Wirkleistung halten und zu Lasten der Blindleistung zusätzlich IFS anbieten. Eine Priorisierung der Wirkleistung (IFS) auf Kosten der Blindleistung könnte die Netzstabilität durch Spannungsprobleme gefährden und mit den Verpflichtungen der Netzbetreiber sowie der Anlagenbetreiber kollidieren. Es kann also zu einem Konflikt zwischen Maßnahmen der Frequenz- und der Spannungshaltung kommen.

Auf europäischer Ebene verpflichtet **Art. 27 SO GL** alle ÜNB, die Spannung in bestimmten Spannungsgrenzwerten zu halten. Dafür haben nach Art. 29 Abs. 3 SO GL alle ÜNB eine ausreichende Menge an schnell aktivierbarer Blindleistungsreserven vorzuhalten.

Im nationalen Recht sind nach **§ 11 EnWG** Netzbetreiber verpflichtet ein sicheres und zuverlässiges Energieversorgungsnetz zu betreiben. Dies umfasst auch die Pflicht, die Spannung in einem zulässigen Bereich zu halten. Zur Vermeidung von Netzproblemen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass adäquate Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen getroffen werden, § 13 Abs. 1 S. 1 EnWG. Dies umfasst als marktbezogene Maßnahme auch die Beschaffung von Blindleistung zur Spannungsregelung nach § 12h Abs. 1 Nr. 4 EnWG.²²⁹ Für die marktliche Beschaffung hat die BNetzA das Beschaffungskonzept Blindleistung festgelegt.²³⁰ Die Bereitstellung von **Blindleistung zwischen Netzbetreibern** erfolgt hingegen nicht marktgestützt im Sinne der Festlegung, sondern im Rahmen der Kooperation gemäß § 11 Abs. 1 S. 3 u. 4 EnWG.²³¹

Die Netzbetreiber und Energieversorger haben in Ausübung ihrer Systemverantwortung in der **VDE-AR-N 4110** die Anforderung an Erzeugungsanlagen gestellt, eine bestimmte Menge an Blindleistung in einem definierten Spannungsbereich bereitzustellen. Es muss also stets eine angemessene Menge Blindleistung vorgehalten werden. Eine absichtliche Reduktion der Blindleistung, um mehr IFS und Wirkleistung anbieten zu können, kann zu einem Verstoß gegen diese Anforderungen führen.

Auch mit Blick auf die entwickelten IFS-Märkte muss sichergestellt werden, dass noch ausreichend SDL zum Spannungsausgleich zur Verfügung stehen. Das Verhältnis zwischen Blindleistung und IFS-

²²⁹ Sötebier in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG § 13 Rn. 198, 199.

²³⁰ BNetzA, Beschaffungskonzept für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG, BK6-23-072.

²³¹ Hierfür haben ein Großteil der deutschen Netzbetreiber einen Leitfaden für die gegenseitige Bereitstellung von Blindleistung an der Schnittstelle zwischen zwei Netzbetreibern erstellt Leitfaden für die gegenseitige Bereitstellung von Blindleistung an der Schnittstelle zwischen Netzbetreibern, abrufbar unter: [leitfaden nb-q-bereitstellung 2024.pdf](#) (zuletzt am 01.07.2025).

Bereitstellung muss so gestaltet werden, dass die **Netzstabilität** nicht gefährdet wird. Bei einer Dimensionierung der benötigten Mengen an Blindleistung müsste daher der neue IFS-Markt einzubeziehen sein.

ii. Versorgungswiederaufbau

Ergebnis: Vorhaltung der erforderlichen Mindestmenge an Energie für die Schwarzstartfähigkeit muss weiterhin gesichert werden.

Der **Versorgungsaufbau nach einem eventuellen Stromausfall** ist zentraler Bestandteil der Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Der Schwarzstart von Netz und Anlagen bedarf dabei eine ausreichend vorgehaltene Energiemenge, deren Vorliegen auch bei zusätzlicher IFS-Erbringung sichergestellt werden muss. Die Definition der Schwarzstartanlage umfasst dabei explizit auch die Teilnahme von Speichern an den Beschaffungsverfahren, auch in Aggregation.²³²

Vor der Regelung der Schwarzstartfähigkeit in § 12h Abs. 1 Nr. 5 EnWG wurden die hierfür erforderlichen Leistungen im Rahmen von bilateralen Verhandlungen mit Kraftwerkstreibern beschafft. Nuncmehr ist eine **marktliche Beschaffung** vorgesehen. Die BNetzA hat die Spezifikationen für die marktliche Beschaffung durch ÜNB hierzu mit Beschluss vom 13. Januar 2023 festgelegt.²³³ Für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen hat die BNetzA im Folgenden eine Ausnahme von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit festgelegt.²³⁴

Damit die erfolgreiche Durchführung des Netzwiederaufbaus nicht gefährdet wird, werden in Abschnitt C. des Beschlusses konkrete Teilnahmevoraussetzungen zur Sicherstellung einer dargebotsunabhängigen Verfügbarkeit gestellt. Diese bauen auf die zuvor für die bilaterale Beschaffung geltenden vertraglichen Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau (MASN) auf.²³⁵

Im Hinblick auf die **möglichen Interdependenzen zur IFS-Erbringung** sind hier insbesondere Abschnitt C.I.2.a, C.I.3.a und C.I.3.b relevant. Nach Abschnitt C.I.2.a. muss die Schwarzstartanlage über eine mindestens erforderliche Wirkleistung verfügen, die vom beschaffenden ÜNB zu bestimmen ist. Hintergrund ist, dass Anlagen mit geringer Nennleistung für den Netzwiederaufbau nicht sinnvoll einsetzbar sind.²³⁶ Zudem hat der ÜNB nach Abschnitt C.I.3.a das Recht, von den Anlagenbetreibern die Bevorratung einer Mindestmenge an Primärenergie zu verlangen. Dies soll sicherstellen, „dass eine bezuschlagte Schwarzstartanlage jederzeit [...] im Ernstfall angefahren werden kann“. ²³⁷ Zudem regulieren die ÜNB die Minstdauer (Abschnitt C.I.3.b) in dem die Energie beim Netzwiederaufbau sicher und permanent abgerufen können werden muss.

²³² BNetzA, Beschluss vom 13.01.2023, BK6-21-023, S.10.

²³³ Ebd.

²³⁴ BNetzA, Beschluss vom 22.02.2023, BK6-21-360.

²³⁵ BNetzA, Beschluss vom 20.05.2020, BK6-18-249.

²³⁶ BNetzA, Beschluss vom 13.01.2023, BK6-21-023, S.33.

²³⁷ Ebd. S. 35.

Durch die Festlegung einer Mindestmenge vorzuhaltender Energie durch die jeweiligen ÜNB werden auch zukünftig Konflikte bei der Bereitstellung von SDL vermieden. Dies gilt auch bei der zukünftigen marktlichen Beschaffung von IFS. Eine die Schwarzstartfähigkeit gefährdende Doppelnutzung ist mithin grds. nicht zu befürchten. Um einer missbräuchlichen Doppelnutzung vorzubeugen, könnte es sinnvoll sein zusätzliche Monitoring- und Nachweispflichten einzuführen.

c. Implikationen für VINK und Multi-Use

Ergebnis: Doppelte Abwägung vorzunehmen: Zunächst für die Notwendigkeit der Beschaffung der jeweiligen nfSDL (§ 12h Abs. 1 S. 2 EnWG). Dazu bei VINK Abwägung der kostengünstigsten Option, § 12 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12h Abs. 3 EnWG.

Mögliches Hemmnis: keine klaren Anforderungen an Zeitpunkt der Vornahme der Abwägung

Eine Reihe von VINK lassen sich – häufig auch zeitgleich – für die Erbringung verschiedener SDL einsetzen.²³⁸ Diese Möglichkeit der Erbringung verschiedener SDL wird „**Multi-use**“ genannt. Auch bei einem potentiellen Multi-Use von VINK gilt es das **Risiko von Marktpreisverzerrungen zu minimieren**.

Bei einem potentiellen Multi-use vom VINK ist – wie auch bei jeder Single-use Verwendung – das **Abwägungsgebot** nach § 12 Abs. 3 S. 3 i.V.m. § 12h Abs. 3 EnWG zu berücksichtigen. Hiernach müssen Netzbetreiber zwischen der Erbringung von nfSDL durch VINK und einer marktlichen Beschaffung die kostengünstigste Option abwägen.²³⁹

Systematisch ist nicht eindeutig, ob § 12h Abs. 1 S. 2 EnWG auch für die Beschaffung der jeweiligen nfSDL durch VINK gelten soll.²⁴⁰ Hiernach dürfen nfSDL nur beschafft werden, wenn diese für einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Die Beschaffung darf also nur im notwendigen Umfang erfolgen.²⁴¹ Zudem soll ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis gesichert werden. Für eine Anwendung von § 12h Abs. 1 S. 2 EnWG spricht ein Erst-Recht-Schluss: Wenn schon der Regelfall der marktgestützten Beschaffung nur zur Erforderlichkeit eines sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetriebs erfolgen darf, so hat dies erst Recht mindestens im gleichen Maße für die Bereitstellung von nfSDL über VINK zu gelten.²⁴² Auch die Gesetzesbegründung des § 12h EnWG führt an, dass der Netzbetreiber im Falle von VINK die entsprechende nfSDL bei sich selbst beschafft²⁴³, was dafür spricht, dass die gleichen Voraussetzungen, inkl. Abs. 1 S. 2 EnWG anzuwenden sind.

Fraglich ist zudem, inwiefern die Erforderlichkeit der Beschaffung von nfSDL durch die Netzbetreiber geprüft werden soll. Hier macht es Sinn im Rahmen einer Ex ante Prüfung sicherzustellen, nfSDL nur

²³⁸ Wagner et al, Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft), S. 79ff.

²³⁹ Vgl. [E.VI.1.](#)

²⁴⁰ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 40.

²⁴¹ BT-Drs. 19/21979, S. 15.

²⁴² Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12h Rn. 40.

²⁴³ BT-Drs. 19/21979, S. 1, 15.

im erforderlichen Umfang zu kontrahieren. Im Rahmen des nachgelagerten Effizienzvergleichs nach §§ 12, 22 ARegV könnte sodann auch eine Ex-post Kostenprüfung erfolgen.²⁴⁴

Es bedarf also einer **Abwägung der volkswirtschaftlichen Effizienz** der Beschaffung.²⁴⁵ Hierdurch wird auch gewährleistet, dass Multi-use-Optionen besser berücksichtigt werden können.²⁴⁶

3. Einordnung in den zellularen Ansatz

Ergebnis: Grds. Übertragbarkeit in den zellularen Ansatz

Mögliche Hemmnisse: Notwendige Anpassungen bei räumlicher Granularität, Interoperabilität, Systemverantwortung und Marktmachtkontrolle. Eine Abwägungsentscheidung mit transparentem Reporting der ÜNBs sollte zu Lasten der VINKs und zu Gunsten der marktgestützten Beschaffung durchgeführt werden.

Rechtliche Umsetzbarkeit: Ja. Decken sich mit ähnlichen grundlegenden Anpassungen, die bei der Umstellung auf den zellularen Ansatz vorzunehmen sind.

Die **Integration des IFS-Produkts dürfte auch in einem zellularen System der Zukunft möglich sein.** Zellularer Ansatz meint ein System, in dem Energiesysteme in kleinere, weitgehend autarke Energiezellen unterteilbar sind, bei denen der Energiehaushalt sowie der Energieaustausch untereinander plan- und steuerbar sind.²⁴⁷ Der Ausgleich wird dabei so weit wie möglich bereits auf lokaler Ebene hergestellt und die Restlast mit der nächsthöheren Ebene ausgeglichen. Der zellulare Ansatz verfolgt das Ziel, Systemstabilität und Versorgungssicherheit zunehmend **durch lokal organisierte, autonome Energiezellen** sicherzustellen.

§ 12h Abs. 5 EnWG erlaubt ausdrücklich eine marktgestützte Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL) in flexiblen Ausgestaltungen, sofern die Kriterien Transparenz, Diskriminierungsfreiheit und Effizienz gewahrt bleiben. Diese Offenheit bietet grundsätzlich einen geeigneten Anknüpfungspunkt für die Implementierung eines zellular strukturierten IFS-Markts. Die im IFS-Produkt vorgesehene dezentrale Auktionsarchitektur und technologische Offenheit sind mit den Grundprinzipien des zellularen Ansatzes kompatibel.

Gleichzeitig bestehen für eine vollständige Übertragbarkeit einige **technische und regulatorische Herausforderungen**, die angepasst werden müssten. Dies betrifft die räumliche Granularität der Beschaffungsregionen auf Bundeslandebene, die derzeit nicht zu einer echten Zellstruktur im Sinne kleiner, autonomer Netzbereiche führt. Für eine zellulare Umsetzung wäre eine noch feinere

²⁴⁴ Kemper in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG § 12h Rn. 41.

²⁴⁵ Ebd. Rn. 38.

²⁴⁶ Ebd.

²⁴⁷ Siehe: VDE FNN, Zellularer Ansatz, abrufbar unter: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studie-der-zellulare-ansatz#:~:text=Die%20Grundidee%20des%20Konzepts%20%E2%80%9EZellularer,untereinander%20plan%20und%20steuerbar%20sind> (zuletzt aufgerufen am 01.07.2025).

Regionalisierung zu diskutieren. Dies würde im Folgenden neue Anforderungen an die Interoperabilität, Systemverantwortung und Marktmachtkontrolle aufwerfen.

Diese neuen Anforderungen decken sich mit grundlegenden **rechtlichen Änderungen**, die für die **Einführung eines zellularen Ansatzes** notwendig wären. Hierbei müsste insbesondere die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber in einem stärker regionalisierten Beschaffungssystem neu interpretiert oder arbeitsteilig organisiert werden. Bestehende Koordinierungs- und Sicherheitsaufgaben müssten an die neue Dezentralität des zellularen Ansatzes angepasst werden. Auch Anpassungen von Marktmechanismen zur Vermeidung struktureller Marktmachtkonzentrationen sind zu prüfen. Schließlich ist sicherzustellen, dass die zellulare Struktur nicht Aggregationspotentiale begrenzt und zu einem faktischen Ausschluss aggregierter Flexibilitätsanbieter führt.

F. Handlungsempfehlungen

Gegenstand dieses Kapitels ist es, identifizierte Hemmnisse darzustellen, die insbesondere der rechtlichen Umsetzung des entwickelten Produkts entgegenstehen, und Handlungsempfehlungen für die Überwindung dieser Hemmnisse zu formulieren. Ziel ist es, den Weg zum Ziel-Energiesystem zu ebnen und dabei entstehende Hürden zu überwinden.

Das Zielsystem zeichnet sich im Gegensatz zum bisherigen System insbesondere durch eine flächendeckende und umfassend dekarbonisierte Energieversorgung aus. Um dieses System zu erreichen und dabei eine funktionierende Versorgung sicherzustellen, bedarf es ausreichender Mengen an IFS, die dem System zur Verfügung stehen, um den Frequenzgradienten wirksam zu begrenzen. Dafür muss der Ausbau von IFS-Kapazitäten gefördert werden, was insbesondere Ziel der BNetzA-Festlegung für ein marktgestütztes Verfahren zur Beschaffung von IFS ist.

Um im Zielsystem genügend IFS-Mengen effizient zu beschaffen, braucht es dabei zweierlei: Anreize zur technischen Bereitstellung von IFS und die Möglichkeit einer effizienten Beschaffungsstruktur. Der EU-Gesetzgeber und die BNetzA erkennen marktgestützte Verfahren grundsätzlich als effiziente Methode zur Beschaffung an.

Bei der Umsetzung des Produktes und Anpassung des Rechtsrahmens sollten folgende identifizierten Hemmnisse und Handlungsempfehlungen beachtet werden.

I. Rechtliche Ausgestaltung eines IFS-Marktes

1. Festlegung der BNetzA erforderlich

Identifiziertes Hemmnis

Die BNetzA hat ein **Festlegungsverfahren** zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der **marktgestützten Beschaffung** der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG eingeleitet.²⁴⁸ Derzeit befindet sich ein von der BNetzA vorgelegte Beschaffungskonzept im Konsultationsprozess, das sich von den im Rahmen dieses Projektes entwickelten Produktmerkmalen unterscheidet. Dieses von der BNetzA konsultierte Beschaffungskonzept ist zwar bis zum 31.12.2031 befristet, während das im Rahmen dieses Projekts diskutierte Produkt sich auf die Jahre über 2045 hinaus bezieht. Diesseitig wird die Option betrachtet, dass sich das zukünftige Beschaffungskonzept der BNetzA ab dem 01.01.2032 von den hier diskutierten Produktmerkmalen unterscheidet.

²⁴⁸ Einleitung eines Festlegungsverfahrens gem. §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung (nfSDL) „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG durch die deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie zur Aufhebung des gem. § 12h Abs. 4, Abs. 1 Nr. 2 EnWG erlassenen Beschlusses der BNetzA vom 18.12.2020 (BK6-20-298) betreffend die Ausnahme der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung, BK6-23-010.

Mögliche Handlungsoption

Die BNetzA muss eine entsprechende Festlegung gemäß §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nFSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ erlassen. Hierbei müssen die entwickelten **Produktmerkmale** des IFS-Produkts **etabliert** und eine **marktliche Beschaffung** durch die Netzbetreiber auf operativer Ebene **ausgestaltet** werden.

Alternativ kann die BNetzA die ÜNB und VNB auffordern, jeweils gemeinsam die Spezifikationen und technischen Anforderungen zu er- oder überarbeiten und diese anschließend genehmigen, § 12h Abs. 6 EnWG.

Sollte sich das von der BNetzA festgelegte Beschaffungskonzept ab 2045 von den hier entwickelten Produktmerkmalen unterscheiden, müsste die entsprechende Festlegung aufgehoben werden.

2. Erweiterung des Beschaffungskonzepts der IFS um ein Produkt mit längeren Erbringungsdauern zur Sicherstellung eines ausreichenden Angebots

Identifiziertes Hemmnis

Zur Sicherstellung eines ausreichenden Angebots an IFS wird die Schaffung eines **separaten Kapazitätsmarkts** diskutiert. In Deutschland besteht ein Energy-Only-Markt. Ein Kapazitätsmarkt, auf dem die Vorhaltung gesicherter, steuerbarer Erzeugungskapazitäten vergütet wird, existiert bisher nicht. Stattdessen ergänzen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG den Energy-Only-Markt, um so die Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Die Schaffung eines separaten Kapazitätsmarktes ist damit **keine geeignete Lösung**, um ein ausreichendes Angebot an IFS sicherzustellen.

Mögliche Handlungsoption

Ein ausreichendes Angebot von IFS könnte dadurch sichergestellt werden, dass IFS anhand **zwei verschiedener Beschaffungskonzepte bzw. in verschiedenen Produktmerkmalen** beschafft wird. Das erste Beschaffungskonzept stellt das in dieser Studie behandelte dar und dient der Abdeckung kurzfristigen Bedarfs. Parallel dazu könnte eine marktliche Beschaffung mit insoweit abgeänderten Produktmerkmalen geschehen, als dass längere Vorlaufzeiten und größere Erbringungsdauern festgesetzt werden. Hierdurch entstünde eine höhere Planungssicherheit, wodurch die Investitionssicherheit und damit der Kapazitätsausbau gefördert wird. Die IFS könnte also parallel sowohl als kurzfristiges, als auch als langfristiges Produkt beschafft werden.

3. Europaweite Standardisierung der Beschaffung von IFS durch Schaffung einer europäischen Plattform

Identifiziertes Hemmnis

IFS wird nach den entwickelten Produktmerkmalen auf regionaler Ebene – mittels mehrere Beschaffungsregionen pro Land – beschafft. Die grenzübergreifende Beschaffung von IFS auf einem gesamteuropäischen Markt ist wegen des System-Splits nicht möglich.

Jedoch haben insbesondere die ElBM-RL, die ElBM-VO, die EB-GL und das EnWG das Ziel, einen **einheitlichen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt** zu schaffen.²⁴⁹ Ein Energiebinnenmarkt ist für die Erhaltung der Energieversorgungssicherheit, die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und die Gewährleistung möglichst preisgünstiger Energiepreise von entscheidender Bedeutung.²⁵⁰ Ein einheitlicher Markt muss hierfür nicht entstehen; so gibt es bspw. auch bei den Wirkleistungsmärkten mehrere Gebotszonen über Europa verteilt. Die deutschen **Strombörsen** EPEX SPOT und EEX sind jedoch eng mit den europäischen Märkten verknüpft. Die Beschaffung von **Regelenergie** erfolgt schon grenzüberschreitend. Die EB-GL schreibt die Schaffung gesamteuropäischer harmonisierter Regelreservemärkte vor. Die FCR wird bereits in koordinierten Ausschreibungen mit anderen europäischen Ländern beschafft und bezüglich des grenzübergreifenden Austauschs von Regelarbeit aus mFRR und aFRR wurden europäische Plattformen entwickelt.

Mögliche Handlungsoption

Um dem Grundsatz eines einheitlichen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes trotz Unmöglichkeit der europaweiten Beschaffung von IFS gerecht zu werden, könnte die Beschaffung von IFS durch die Schaffung einer europäischen Plattform verstärkt standardisiert werden. Länderübergreifende Produkteigenschaften oder Anforderungen an Kommunikation können die Kosten geringer ausfallen lassen. Eine solche Plattform müsste geschaffen werden.

4. Präqualifikationsverfahren schaffen

Identifiziertes Hemmnis

Für einen funktionierenden IFS-Markt muss sichergestellt werden, dass die beteiligten Akteure die angebotene Leistung auch erbringen können. Ein Präqualifikationsverfahren könnte dafür sorgen ein standardisiertes, rechtssicheres Zulassungsverfahren für die Teilnahme am IFS-Markt zu schaffen, in welchem insbesondere die technischen Anforderungen an die IFS-Bereitstellung, aber auch IT-Sicherheitsfragestellungen Berücksichtigung finden.

²⁴⁹ Hierunter fällt gemäß Art. 2 Nr. 9 ElBM-RL der Handel mit Energie, Kapazität, Regelreserve und SDL für alle Zeitspannen, somit auch die Momentanreserve.

²⁵⁰ Siehe auch Erwägungsgrund 1 EB-GL.

Mögliche Handlungsoption

In erster Linie sollte ein Präqualifikationsverfahren für die Teilnahme von technischen Anlagen am IFS-Markt geschaffen werden. Da die Präqualifikationsanforderungen über die Marktteilnahme entscheiden und daher einen Eingriff in die Gewerbe- und Wettbewerbsfreiheit darstellen können, sind sie einer am Verhältnismäßigkeitsprinzip orientierten Sachgerechtigkeitskontrolle sowohl nach nationalem als auch nach europäischen Recht unterworfen.¹⁹⁴

Das zu entwickelnde Verfahren sollte sich dabei an bereits etablierten Prozessen im Bereich der Primär-, Sekundär- und Minutenreserve orientieren. Dabei ist es sachgerecht, die ÜNB als verantwortliche Stelle für die Durchführung zu bestimmen, um eine einheitliche und netzorientierte Ausgestaltung sicherzustellen.

Die Anforderungen sollten dabei auf anerkannten technischen Standards basieren, bspw. unter Beachtung der vom VDE formulierten Technischen Anforderungen.²⁵¹ Darüber hinaus ist es im Hinblick auf die IT- und Datensicherheit sinnvoll, Vorgaben aus dem IT-Sicherheitskatalog nach § 11 Abs. 1a EnWG zu berücksichtigen und entsprechend in die Präqualifikationsanforderungen zu integrieren.

II. Europarechtskonforme Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung im EnWG

Identifiziertes Hemmnis

Die Verpflichtung marktgestützter Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen nach § 14c EnWG gilt für die jeweilige Flexibilitätsdienstleistung erst, wenn die BNetzA hierfür erstmals Spezifikationen genehmigt oder festgelegt hat, vgl. § 118 Abs. 28 EnWG. Da der Erlass derartiger Spezifikationen nicht erfolgt und derzeit auch nicht vorgesehen ist, **gelten die Regelungen des § 14c EnWG nicht**. Eine marktgestützte Beschaffung ist zwar über § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG möglich, diese dient aber grundsätzlich einem anderen Anwendungsbereich. Während § 14c EnWG für den regulären Netzbetrieb gilt und das Ziel hat, die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilnetzes zu verbessern, regelt § 13 EnWG die Systemverantwortung für den Fall einer Gefährdung oder Störung des Netzbetriebs. § 13 EnWG setzt damit nicht bloß Anreize für Flexibilitätsdienstleistungen, sondern dient vorrangig der Abwehr von Gefahren. Aufgrund der anderen Ausrichtung der Maßnahmen, stellt **§ 13 EnWG keine Umsetzung von Art. 32 EIBM-RL** dar.

Durch die Aussetzung der nationalen Umsetzung des § 14c Abs. 1 EnWG und der Vornahme der Flexibilitätsbeschaffung über einen anderen nicht einschlägigen Paragraphen kann es **zu Rechtsunsicherheiten kommen**, zumal § 14c EnWG in Abs. 2 S. 2 einen konkreten, nicht ausgesetzten Handlungsauftrag zur Entwicklung von Marktprodukten an die VNB formuliert.

²⁵¹ VDE, Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve, abrufbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2302434/acff76fee47440831e27aefe1418deb2/vde-fnn-hinweis-netzbildende-eigenschaften-anforderungen-download-data.pdf> (zuletzt am 01.07.2025).

Mögliche Handlungsoption

Für eine richtlinienkonforme Umsetzung bedarf es entweder einer **Festlegung der BNetzA zu § 14c EnWG** oder einer Änderung des EnWG, durch welche die Anwendbarkeit von einer Festlegung der BNetzA getrennt werden würde. Angesichts der derzeitigen Stärkung der neuen Rolle der BNetzA als nationale Regulierungsbehörde für Flexibilitäten durch vielseitige Übertragungen von Kompetenzen, erscheint es sinnvoll, die Kompetenzen für die Ausgestaltung bei der BNetzA zu lassen. Die BNetzA müsste demnach zeitnah eine entsprechende Festlegung zu § 14c EnWG vornehmen. Insbesondere bedarf es dabei einer **Definition zur Abgrenzung der verschiedenen Flexibilitätsprodukte** (Flexibilitätsdienstleistungen, Systemdienstleistungen und Engpassmanagement), damit eindeutig festgelegt ist, unter welchen Umständen welches Produkt beschafft werden kann.

III. Handlungsempfehlungen Interdependenzen

1. Gemeinsame Dimensionierung von Regelenenergiemengen und IFS

Identifiziertes Hemmnis

Derzeit werden die Bedarfe der verschiedenen Regelenenergie-Produktklassen separat voneinander ermittelt. Dies ermöglicht unter anderem eine vereinfachte Berechnungsgrundlage. Im Zielszenario kann die Beschaffung und Bereitstellung von IFS-Energie jedoch starke Auswirkungen auf die Bedarfe von FCR und FRR haben. Da die **Bedarfe voneinander abhängig** sind, erscheint es sinnvoll, diese Interdependenzen bereits bei der Bedarfsbestimmung einzubeziehen.

Mögliche Handlungsoption

Die Bedarfsbestimmung von Regelenenergiemengen und IFS sollte zukünftig **durch die ÜNB gemeinsam** erfolgen. Hierbei ist zunächst zu beachten, dass stets die auf **europäischer Ebene** in Art. 153 Abs. 2b) SO GL vorgeschriebenen Mengen an FCR vorgehalten werden. Dies entspricht 3.000 MW FCR für das kontinentaleuropäische Verbundsystem und damit anteilig 560 MW für Deutschland, § 154 Abs. 1 SO GL. Bei der Dimensionierung und Beschaffung der Energiemengen von FCR sind die **nationalen ÜNB** freier. Auch bei der Ausgestaltung der IFS-Beschaffung sollte die Dimensionierung den ÜNB den Freiraum ermöglichen, auf die wechselseitigen Einflüsse reagieren zu können.

Folglich sollten die ÜNB dann im Rahmen dieser Kompetenzen eine gemeinsame Bedarfsbestimmung vornehmen, die die Interdependenzen berücksichtigt. Eine entsprechende Regelung ist in die Implementierungsvorschriften der ÜNB zu integrieren.

2. Schaffung eines Marktes für Fast Frequency Response

Identifiziertes Hemmnis

FFR kann als **sehr schnelle Regelenenergieform** Frequenzabweichungen innerhalb von wenigen Sekunden entgegenwirken. Damit kann FFR dabei helfen, eine „Lücke“ zwischen der instantanen IFS und der langsameren FCR zu schließen. Derzeit ist FFR als eigenständiges Produkt weder in den

europäischen Standardprodukten noch auf nationaler Ebene vorgesehen. Soweit die bisherigen Regelenenergieformen nicht mehr ausreichen, um im Zusammenspiel mit dem marktgestützten IFS-Produkt das Gleichgewicht im System effizient zu gewährleisten, bedarf es der Schaffung eines eigenständigen Marktes für FFR auf nationaler Ebene.

Mögliche Handlungsoption

Jeder ÜNB ist nach Art. 26 Abs. 1 EB GL unter bestimmten Voraussetzungen einen Vorschlag zur Festlegung und Nutzung spezifischer Produkte für Regularbeit und Regelleistung entwickeln. Eine wichtige Voraussetzung hierbei ist der Nachweis, dass Standardprodukte nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit oder das Gleichgewicht im System effizient zu gewährleisten, Art. 26 Abs. 1 lit. b) EB GL. Sofern dies – und die weiteren Voraussetzungen vorliegen – könnte eine marktgestützte FFR-Beschaffung erfolgen. Bei der Umsetzung kann sich an Netzen, in denen FFR bereits genutzt wird (bspw. Nordic power system oder Irland) orientiert werden.

Bei Umsetzung ist aufgrund der zentralen Lage Deutschlands im Verbundnetz **eine umfassende Abstimmung der ENTSO-E** notwendig, Zudem erscheint eine national regulierte Beschaffung aller ÜNB geboten, um Wettbewerbsverzerrungen und Doppelstrukturen zu vermeiden. Die konkrete Ausgestaltung des Marktes hat sodann den allgemeinen Grundsätzen an eine diskriminierungsfreie, marktliche Beschaffung zu folgen. Auf nationaler Ebene bedarf es insbesondere Anpassungen der § 22 EnWG und §§ 6 ff. StromNZV an die neuen europäischen Regelungen.

3. Sicherstellung der Vorhaltung eines Mindestmaßes an Primärenergie und anderer Systemdienstleistungen

Identifiziertes Hemmnis

Durch die geplante marktliche Beschaffung von IFS ist ein stärkerer Fokus der Marktteilnehmer auf die Bereitstellung von IFS zu erwarten. Zur Wahrung der Systemsicherheit darf dies nicht zu einer Reduktion von Wirkleistung oder anderer SDL führen. Die Netzbetreiber und die BNetzA haben in Ausübung ihrer Systemverantwortung zwar bereits Maßnahmen zur Sicherstellung der Vorhaltung einer Mindestmenge von Energie geschaffen, bspw. für Blindleistung in VDE-AR-N 4110 oder für Schwarzstartfähigkeit mit BNetzA Beschluss BK6-21-023. Dennoch sollten angesichts der neuen IFS-Komponente zusätzliche Regelungen zur Sicherung der Netzstabilität getroffen werden. Eine **Doppelnutzung bzw. Doppelbilanzierung** von Energiemengen **kann die Systemsicherheit gefährden** und muss daher eingegrenzt werden.

Mögliche Handlungsoption

Neben den bestehenden Mechanismen sollten Anlagen und Anbieter mehrerer SDL **konkrete Nachweispflichten** haben, dass die notwendigen Mengen vorgehalten werden. Hierfür können Monitoring-Stellen geschaffen werden, die mit der Überwachung der Vorhaltung betraut sind. Die Nachweispflichten sollten in einem regelmäßigen Abstand erfolgen und von einer stichprobenartigen Kontrolle der Monitoring-Stelle begleitet werden. Eine strafbewehrte Ausgestaltung der Maßnahmen kann zudem Anreize schaffen, einem Verstoß vorzubeugen.

4. Drittvermarktungsverbot für ehemalige netzbetreibereigene Speichieranlagen (§ 11b Abs. 3 S. 7 EnWG)

Identifiziertes Hemmnis

Das in § 11b Abs. 3 S. 7 EnWG normierte Drittvermarktungsverbot für vom Netzbetreiber betriebene Energiespeichieranlagen bleibt in seiner Auswirkung unklar. Die Regelung scheint insbesondere die Wahrscheinlichkeit der Veräußerung von Energiespeichieranlagen – die eigentlich der Netzbetreiber für die Aufgaben i. S. d. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG genutzt hat – an den Markt zu reduzieren. Das Drittvermarktungsverbot wird insoweit als Beschränkung verstanden, als dass dadurch die Attraktivität einer Übernahme von Dritten sinkt, wenn ihnen die marktliche Nutzung der Anlagen für einige Jahre untersagt wird.

Grundsätzlich sollen Netzbetreiber nach den Entflechtungsvorschriften der §§ 7 ff. EnWG kein Eigentum an Energiespeichieranlagen haben, wenn sie die Dienstleistungen aus solchen auch effizient marktlich beschaffen können. Sofern eine Regelung diese Entflechtungsvorschriften konterkariert, sollte indes eine Begründung und der praktische Nutzen einer Begrenzung deutlich herausgearbeitet sein. Zumal die Veräußerung dieser Energiespeichieranlagen bereits vorgesehen ist, erscheint eine Reduzierung der Attraktivität einer Übernahme von Dritten nicht verständlich.

Mögliche Handlungsoption

Das Drittvermarktungsverbot sollte in seiner praktischen Auswirkung evaluiert werden; insbesondere wird angeregt das derzeit restriktiv ausgestaltete Drittvermarktungsverbot gemäß § 11b Abs. 3 S. 7 EnWG aufzuheben.

G. Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW: „Modalitäten für Regelreserveanbieter“, online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-004/BK6-18-004_antrag_vom_18_06_18.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW: „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")“, online: [https://www.regelleistung.net/Portals/1/downloads/regelenergieanbieter_werden/pr%C3%A4qualifikationsbedingungen/PQ%20Bedingungen%20-%2003.06.2022%20\(deutsch\).pdf?ver=gTk-KERK5TUhbzzwSYiJLFA%3d%3d](https://www.regelleistung.net/Portals/1/downloads/regelenergieanbieter_werden/pr%C3%A4qualifikationsbedingungen/PQ%20Bedingungen%20-%2003.06.2022%20(deutsch).pdf?ver=gTk-KERK5TUhbzzwSYiJLFA%3d%3d).
- 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW: „Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, online: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-re-launch/dokumente/strommarktdesign/er-verordnung/ver%C3%B6ffentlichung-systemschutzplan/20240620_systemschutzplan_der_%C3%BCnb_2024.pdf.
- Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: „Haushaltsnahe Flexibilität nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. Die Stromkosten für alle senken können.“, 2023, Version 1.1 2024, online: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf.
- Amprion: „Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung“, online: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Marktplattform/Schwarzstartf%C3%A4higkeit/Blindleistung.html>.
- Amprion: „Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve“, online: https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf.
- Amprion: „Phänomen zur vollen Stunde“, online: <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2021/Ph%C3%A4nomen-zur-vollen-Stunde.html>.
- Bertelsmann Stiftung: „Wo die Vorreiterstaaten bei der Wärme-, Verkehrs- und Stromwende stehen“, 01.10.2024, online: <https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/themen/aktuelle-meldungen/2024/oktober/wo-die-vorreiterstaaten-bei-der-waerme-verkehrs-und-stromwende-stehen>.
- Bons, Marian; Creutzburg, Phillip; Schlemme, Jan: „Energiewende in der Industrie – Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor, Identifikation neuer Anforderungen aus zukünftigem Strommarktdesign – Flexibilität und Eigenerzeugung“, 05.03.2020, online: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2b-executive-summary.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Bourwieg, Karsten; Hellermann, Johannes; Hermes, Georg (Hrsg.): „Energiewirtschaftsgesetz“, München, 4. Auflage 2023.
- Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit (BMZ): „NDC-Partnerschaft“, online: [https://www.bmz.de/de/themen/klimawandel-und-entwicklung/ndc-partnerschaft -](https://www.bmz.de/de/themen/klimawandel-und-entwicklung/ndc-partnerschaft-)

[~:text=Mit%20dem%20Pariser%20Klimaabkommen%20\(Lexikon,dem%20vorindustriellen%20Niveau%20zu%20begrenzen.](#)

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): „Europäische Klimaschutzpolitik“, online: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/europaeische-klimaschutzpolitik.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): „Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“, August 2024, online: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Beschaffungskonzept für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 1, Abs. 5 EnWG“, online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072_beschaffungskonzept.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 12.08.2019, BK6-18-185.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 20.05.2020, BK6-18-249.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 18.12.2020, BK6-20-295.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 18.12.2020, BK6-20-296.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 18.12.2020 BK6-20-297.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 18.12.2020, BK6-20-298.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 13.01.2023, BK6-21-023.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 22.02.2023, BK6-21-360.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Beschluss vom 25.06.2024, BK6-23-072.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Entwurf eines Konzepts für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG, BK6-23-010“, online:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-010/BK6-23-010_konsultationsdokument.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Erläuterungsdokument zum Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung (nfSDL) „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gem. § 12h Abs.1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG (BK6-23-010)“, online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072_erlaeuterungsdokument.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Engpassmanagement“, 04.03.2025, online: <https://www.bundesnetzagentur.de/861712>.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“, 03.04.2017, online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Großhandelspreise“, online: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/562>.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Netzengpassmanagement“, online: <https://www.bundesnetzagentur.de/systemstudie>.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Positionspapier Bilanzkreistreue“, 28.05.2020, BK6-220-147, online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-147/BK6-20-147_Positionspapier_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA):
„Regelenergie“, online: <https://www.bundesnetzagentur.de/861696>.

Consentec: „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland“, S. 16; online: <https://consentec.de/app/uploads/2024/02/Beschreibung-Systemausgleich-und-Regelreservemaerkte.pdf>.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW): „Aufhebung der Sektorziele im ein großer Fehler, Statement vom 15.04.2024, abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.899343.de/aufhebung_der_sektorziele_im_klimaschutzgesetz_ist_ein_grosser_fehler.html.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW): „Stromhandel“, online: https://www.diw.de/de/diw_01.c.413361.de/stromhandel.html.

Deutscher Bundestag: „Umsetzung der Kraftwerkstrategie“, 12.11.2024, online: <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1029362>.

Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin, Brüssel (DIHK); EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V. (EFET): „Strombeschaffung Stromhandel“, 2020, abrufbar unter:

<https://www.dihk.de/resource/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/energie-dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>.

Deutscher Wetterdienst (DWD): „Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduzieren“, 06.03.2018, online: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/180306/ertragsausfaelle_ee_pk_2018.html.

Die Bundesregierung: „Anteil der Erneuerbaren Energien steigt“, 13.09.2024, online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/faq-energiewende-2067498>.

Die Bundesregierung: „So läuft der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“, 13.09.2024, online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ausbau-erneuerbare-energien-2225808>.

Economic Consulting Associates: „Fast & furious: fast frequency response services as the key to rev up battery investments“, online: <https://www.eca-uk.com/wp-content/uploads/2021/11/Fast-furious-fast-frequency-response-services-as-the-key-to-rev-up-battery-investments.pdf>.

Elspas, Maximilian Emanuel; Graßmann, Nils; Rasback, Winfried: „Energiewirtschaftsgesetz“ (EnWG), 2. Auflage, 2023.

ENTSO-E: „Continental Europe Operation Handbook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance“, online: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf/.

ENTSO-E, „Manually Activated Reserves Initiative“, online: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/.

ENTSO-E, „PICASSO“, online: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/.

Europäische Kommission: „European Climate Law“, online: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_en.

Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union: „Ein europäischer Grüner Deal“, online: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/>.

Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union: „Fit für 55“, online: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55/>.

Europäischer Rat; Rat der Europäischen Union: „Maßnahmen der EU gegen den Klimawandel“, online: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/climate-change/-:~:text=Nach%20dem%20Europ%C3%A4ischen%20Klimagesetz%20m%C3%BCssen,Eine%20klimaneutrale%20EU%20bis%202050>.

Gsell, Beate; Krüger, Wolfgang; Lorenz, Stephan; Reymann, Christoph (Hrsg.); Brückner (Hrsg.): „Beck Online Großkommentar BGB“, München, 01.08.2024, (BeckOGK).

Ismael, Alexander: „Comparison of fast frequency reserve strategies for Nordic grid frequency stability“, online: <https://www.diva-porta.org/smash/get/diva2:1434191/FULLTEXT01.pdf>.

Kment, Martin (Hrsg.): „Energiewirtschaftsgesetz. EnWG“, Baden-Baden, 3. Auflage 2023.

Krafka, Alexander: Registerrecht, München, 12. Auflage, 2024.

Netztransparenz.de: „Implementierungsvorschriften“, online: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/SO-Verordnung/Datenaustausch/Implementierungsvorschriften>.

Netztransparenz.de: „Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung“, online: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Spannungshaltung/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Blindleistung-nach-12h-EnWG>.

Next Kraftwerke: „Was ist die Dunkelflaute“, online: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute>.

Pfeiffer, Max; Assmann, Lukas: „Beck’scher Online-Kommentar Energiewirtschaftsgesetz“, (BeckOK EnWG), München, 12. Edt., 01.09.2024.

Pfeiffer, Max; Assmann, Lukas: „Beck’scher Online-Kommentar Energiewirtschaftsgesetz“, (BeckOK EnWG), München, 13. Edt., 01.12.2024.

Rasti, Sasan; Schegner, Peter; Flatter, Felix; Trossen, Christian; Goetz, Stefan; Kreizer, Ailen; Frerk, Julius; Zdrallek, Markus; Kramer, Hendrik; Schinke-Nendza, Aiko; Faesser-Stock, Fabian; Weber, Christoph: „SysZell: A holistic approach for providing ancillary services in cellular energy systems“, IET Conference Proceedings, Volume 2024, Issue 5, <https://doi.org/10.1049/icp.2024.2002>.

Regelleistung.net: „Beschaffung Regelleistung & Regelarbeit“, online: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Beschaffung-Regelleistung-Regelarbeit>.

Regelleistung.net: „Dimensionierung Regelreservebedarf“, online: <https://www.regelleistung.net/de-de/Marktinformationen/Dimensionierung-Regelreservebedarf>.

Regelleistung.net: „Der Regelreservemarkt“, online: <https://www.regelleistung.net/de-de/Marktinformationen/Der-Regelreservemarkt>.

Regelleistung.net: Frequency Containment Reserve, online: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Arten-der-Regelreserve/Frequency-Containment-Reserve>.

Regelleistung.net: Welche Arten der Regelreserve gibt es? online: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Welche-Arten-der-Regelreserve-gibt-es>.

Regelleistung.net: FCR Cooperation, online: <https://www.regelleistung.net/de-de/EU-Kooperationen/FCR-Cooperation>.

Regelleistung: „Was ist Regelreserve“, online: <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen-Regelreserve/Was-ist-Regelreserve>.

Säcker, Franz Jürgen; Appel, Markus; Koch, Oliver; Ludwigs, Markus: „Beck-Online.Grosskommentar Energiewirtschaftsgesetz“, (BeckOGK EnWG), München, erste Auflage 2025.

Säcker, Franz Jürgen: „Berliner Kommentar zum Energierecht“ Band 1 Energiewirtschaftsrecht – Energieplanungsrecht – Energiesicherungsgesetz (BerlKommEnergieR), 4. Auflage 2019.

Schlecht, Ingmar; Wagner, Christian; Lehnert, Wieland; Buscksteeg, Michael; Schinke-Nendza, Aiko; Voß, Nadine: „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-

- frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)“, online: <https://neon.energy/Neon-NF-SDL-BMWi.pdf>.
- Schwintowski, Hans-Peter*: Verfassungs- und europarechtliche Grenzen zulässiger Präqualifikation auf Märkten für Regelenergie, EWeRK 2016, 248.
- Statistisches Bundesamt*: „Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2024: Mehr als 60 % aus erneuerbaren Energien“, Pressemitteilung Nr. 334 vom 04.09.2024, online: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24_334_43312.html.
- Technische Universität Dresden*: „Zellulare Energiesysteme – Was ist das?“, online: <https://zell-sys.de/de/zell-en-sys/>.
- Theobald, Christian; Kühling, Jürgen: „Energierrecht. Energiewirtschaftsgesetz“ (EnWG), München, 128. EL, Dezember 2024.
- Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015*, deutsche Übersetzung veröffentlicht im Amtsblatt der europäischen Union, ABl. L 282 vom 19.10.2016, p. 4–18, online: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)&from=SV](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=SV).
- Umweltbundesamt (UBA)*: „Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2022 gemäß Bundesklimaschutzgesetz“, Begleitender Bericht, 15.03.2023, online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/vjs_2022_-_begleitbericht_final_kurzfassung.pdf.
- Umweltbundesamt (UBA)*: „Netzausbau“, 02.08.2023, online: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau-Netzausbau>.
- United Nations*: „The Paris Agreement“, online: <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.
- United Nations Environment Programme*, Emissions Gap Report 2023: Broken Record – Temperatures hit new highs, yet world fails to cut emissions (again), 2023, online: <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/43922/EGR2023.pdf?sequence=3&isAllowed=y>.
- VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb*: „Europäische Network Codes“, online: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/europaeische-network-codes/erstellung-und-nationales-regelwerk>.
- VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb*: „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“, online: <https://www.vde.com/resource/blob/2302434/7a6cf4ae811e789d599c10578a5025b9/netzbildende-eigenschaften-hinweis-download-data.pdf>.
- Wagner, Christian; Bucksteeg, Michael; Schlecht, Ingmar; Lehnert, Wieland; Kramer, Hendrik; Burges, Karsten; Greve, Marco; Strunck, Christoph*: „Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)“, Abschlussbericht, S. 40, online: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunftiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienst-leistungen-sdl-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Windnode: Flexibilität, Markt und Regulierung, online: <https://www.publikationen-bundesregierung.de/pp-de/publikationssuche/windnode-energiesystem-2164984>.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (WD): „Merit Order. Alternativen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse“, WD 5 – 3000 – 111 – 22, abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/922150/ef7b04eda9b6b5034876248539891467/WD-5-111-22-pdf-data.pdf>.