



# Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)

Abschlussbericht

Im Auftrag des

**Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz**

# Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)

Abschlussbericht zum Vorhaben „SDL-Zukunft“

Fassung vom: 16.11.2022

## Autoren:

Dr.-Ing. Christian Wagner (ef.Ruhr), Dr. Michael Bucksteeg (HEMF/Universität Duisburg-Essen), Dr. Ingmar Schlecht (Neon), Dr. Wieland Lehnert (BBH), Hendrik Kramer (HEMF/Universität Duisburg-Essen), Dr.-Ing. Karsten Burges (RE-expertise), Dr.-Ing. Marco Greve (ef.Ruhr), Christoph Strunck (ef.Ruhr)

## Inhaltliche Bearbeitung durch:

ef.Ruhr:	Dr.-Ing. Christian Wagner Dr.-Ing. Marco Greve Felix Probst Christoph Strunck
HEMF:	Dr. Michael Bucksteeg Hendrik Kramer Gerald Blumberg Prof. Dr. Christoph Weber
Neon:	Dr. Ingmar Schlecht Prof. Dr. Lion Hirth
BBH:	Dr. Wieland Lehnert
RE-expertise:	Dr.-Ing. Karsten Burges

## Projektleitung SDL-Zukunft

Dr.-Ing. Christian Wagner und Dr.-Ing. Marco Greve (ef.Ruhr)

## Projektpartner

### **ef.Ruhr GmbH**

Dr.-Ing. Marco Greve  
Emil-Figge-Str. 76  
44227 Dortmund



### **RE-xpertise**

Dr.-Ing. Karsten Burges  
Baltzerstraße 13  
15569 Woltersdorf



### **Neon Neue Energieökonomik GmbH**

Prof. Dr. Lion Hirth  
Karl-Marx-Platz 12  
12043 Berlin



### **House of Energy Markets and Finance Universität Duisburg-Essen**

Prof. Dr. Christoph Weber  
Universitätsstraße 12  
45141 Essen



### **BBH**

#### **Becker Büttner Held PartGmbH**

Dr. Wieland Lehnert  
Magazinstraße 15-16  
10179 Berlin



## Impressum

ef.Ruhr GmbH  
Emil-Figge-Str. 76  
44227 Dortmund



Ansprechpartner:

Dr.-Ing. Marco Greve  
Tel.: +49 (0)231 9742-5521  
Mail: [marco.greve@efruhr.de](mailto:marco.greve@efruhr.de)  
Web: [www.efruhr.de](http://www.efruhr.de)

Dortmund, 16.11.2022

## Hinweis

**Bericht.** Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des vom BMWK beauftragten Projekt *Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (kurz: SDL-Zukunft)* zusammen. Während der Projektlaufzeit wurden mehrere ergänzende **Ergebnispapiere** erstellt, die die einzelnen Themenblöcken ausführlich und in höherer inhaltlicher Tiefe behandeln. Diese wurden durch das BMWK auf deren Internetpräsenz veröffentlicht.

**Rolle der Gutachter.** Der Bericht enthält die gutachterlichen Empfehlungen zur nationalen Umsetzung der marktgestützten, transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) basierend auf den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL). Diese Empfehlung ist nicht als Vorentscheidung seitens BMWK und/oder BNetzA zu interpretieren und ersetzt die entsprechenden Gesetzgebungsprozesse und Festlegungen nicht. Dies gilt insbesondere auch für die vorgeschlagenen Beschaffungskonzepte. Gleichwohl sind die Gutachter überzeugt, einen zielführenden Lösungsvorschlag entwickelt zu haben, der die StrommarktRL und die dort verankerten Ziele effizient umsetzt. Nachfolgende Abbildung illustriert die Rolle der verschiedenen Parteien im Projekt SDL-Zukunft



# Inhaltsverzeichnis

<b>Hinweis .....</b>	<b>5</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>6</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>8</b>
<b>1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens .....</b>	<b>10</b>
1.1 Hintergrund .....	10
1.2 Ziele und Berichtsstruktur .....	11
<b>2 Status quo Bedarfsbestimmung und Beschaffung von NF-SDL.....</b>	<b>14</b>
2.1 Definitionen von NF-SDL nach dem Gesetzgebungsprozess.....	14
2.2 Aktuelle Bedarfsbestimmung und Beschaffung von NF-SDL.....	16
2.3 Anforderung an marktgestützte Verfahren .....	21
<b>3 Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von NF-SDL.....</b>	<b>23</b>
3.1 Grundlagen der Effizienzprüfung .....	23
3.1.1 Analytischer Rahmen .....	23
3.1.2 Einordnung marktlicher Beschaffung.....	24
3.2 Effizienzprüfung je NF-SDL .....	26
3.2.1 Spannungsregelung (Blindleistung).....	26
3.2.2 Trägheit der lokalen Netzstabilität.....	28
3.2.3 Dynamische Blindstromstützung .....	29
3.2.4 Kurzschlussstrom .....	30
3.2.5 Schwarzstartfähigkeit .....	31
3.2.6 Inselbetriebsfähigkeit.....	32
3.3 Ergebnis der Effizienzprüfung.....	33
<b>4 Beschaffungskonzepte .....</b>	<b>35</b>
4.1 Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit .....	35
4.1.1 Beschaffung durch öffentliche Ausschreibung .....	36
4.1.2 Kriterien zur Angebotsbewertung .....	37

4.1.3	Vorlauf- und Vertragslaufzeiten .....	39
4.1.4	Veröffentlichung von Preisen und Technologien.....	40
4.1.5	Regulatorische Umsetzung .....	41
4.2	Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung.....	43
4.2.1	Leitgedanke und Ansatz.....	43
4.2.2	Die drei Säulen der Beschaffung .....	45
4.2.3	Vertikale Blindleistungsbereitstellung .....	48
4.2.4	Das 3-Säulenkonzept mit Wahlfreiheit.....	49
<b>5</b>	<b>Mittel- bis langfristige Perspektive.....</b>	<b>50</b>
5.1	Trägheit der lokalen Netzstabilität.....	51
5.1.1	Indikative Betrachtung der Effizienzprüfung für den System-Split .....	52
5.1.2	Exemplarische Bedarfsermittlung im System-Split.....	55
5.1.3	Quellen zur Erbringung.....	62
5.1.4	Handlungs- und Anpassungsbedarf.....	68
5.2	Netz- und Versorgungswiederaufbau .....	72
5.2.1	Heutiger Netz- und Versorgungswiederaufbau .....	73
5.2.2	Handlungs- und Anpassungsbedarf.....	76
<b>6</b>	<b>Multi-Use .....</b>	<b>79</b>
6.1	Einleitung .....	79
6.2	Technische Möglichkeiten zu Multi-Use.....	80
6.3	Ökonomische Bewertung von Multi-Use.....	82
6.3.1	Abgrenzung relevanter Fälle.....	84
6.3.2	Fall 1: „ohnehin gebaut“.....	85
6.3.3	Fall 2: „für Multi-Use ertüchtigt“ .....	88
6.3.4	Fall 3: „nur bei Mehrfachnutzung lohnend“ .....	89
6.4	Fazit zu Multi-Use.....	91
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>93</b>

# Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
Art	Artikel
AVR	automatische Generator-Spannungssollwertvorgabe (engl. Active Voltage Regulation)
AVR-Fähigkeit	Die Möglichkeit zur Bereitstellung von schneller Blindleistung im Sinne der <i>Dienstleistungen zur Spannungsregelung</i>
bK	Beeinflussbare Kostenanteile nach ARegV
BKartA	Bundeskartellamt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
dnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach ARegV
EE	Erneuerbare Energien
StrommarktRL	Strommarkttrichtlinie: Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
StrommarktVO	Strommarktverordnung: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
EZA	Erzeugungsanlagen
FSV	Freiwillige Selbstverpflichtung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
NC RfG	Network Code Requirements for Generators: Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
NC ER	Network Code Emergency and Restoration: Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes



NELEV	Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen
NEP	Netzentwicklungsplan
NF-SDL	Nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistung
Q	Blindleistung
RoCoF	Rate of change of frequency
SDL	Systemdienstleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
TMA	Technische Mindestanforderungen
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VINK	Vollständig integrierte Netzkomponenten
vK	Volatile Kostenanteile nach ARegV
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber

# 1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens

## 1.1 Hintergrund

Die Richtlinie (EU) 2019/944 ([StrommarktRL](#) [1]) schreibt grundsätzlich die marktgestützte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) vor. Nach Art. 40 Abs. 5 Satz 1 i. V. m. Abs. 4 StrommarktRL müssen für die Erbringung von NF-SDL durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren angewendet werden und es muss die Beteiligung aller qualifizierten Elektrizitätsunternehmen und potenziellen Teilnehmer an einem marktgestützten Verfahren sichergestellt sein. Dieselben Vorgaben gelten gemäß Art. 31 Abs. 7 i. V. m. Abs. 6, 8 StrommarktRL auch für die Beschaffung von NF-SDL durch Verteilernetzbetreiber (VNB), sofern diese für die Beschaffung von NF-SDL zur Gewährleistung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebes des Verteilernetzes zuständig sind.

Von der Pflicht zur marktgestützten, transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung sind NF-SDL oder bestimmte Segmente (z.B. Netzebenen) ausgenommen, wenn entweder

- die marktliche Beschaffung **wirtschaftlich nicht effizient** ist und die BNetzA als zuständige Regulierungsbehörde eine entsprechende Ausnahme festlegt (Art. 31 Abs. 7 bzw. Art. 40 Abs. 5 StrommarktRL) oder
- es sich um **vollständig integrierte Netzkomponenten** (VINK) handelt (Art. 31 Abs. 7 StrommarktRL bzw. nach Art. 40 Abs. 5 i. V. m. Abs. 4 StrommarktRL). Als vollständig integrierte Netzkomponenten gelten dabei gemäß Art. 2 Nr. 51 StrommarktRL „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen.“

Die Vorgaben aus der StrommarktRL richten sich an die Mitgliedstaaten der EU und waren bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen. Eine gesetzliche Umsetzung in Deutschland ist mittlerweile

durch die Einfügung des § 12h EnWG vollständig erfolgt. § 12h EnWG sieht zur Konkretisierung der marktlichen Beschaffung von NF-SDL mehrere Festlegungsermächtigungen der BNetzA vor, und zwar zum Einen zur Bestimmung von Ausnahmen von der marktlichen Beschaffung und zum Anderen zur Konkretisierung des Beschaffungsprozesses.

Neben den Vorgaben der StrommarktRL sind auch weitere rechtliche Regeln für die Erbringung von NF-SDL relevant und bei der Regulierung von NF-SDL zu beachten. Auf unionsrechtlicher Ebene spielen die Netzkodizes eine wichtige Rolle, die grundsätzlich dem nationalen Recht vorgehen. Daneben bestehen im nationalen Recht neben § 12h EnWG auch Vorgaben in Technischen Anschlussregeln (TAR) und Technischen Anschlussbedingungen (TAB), die jeweils einen eigenständigen Rechtscharakter besitzen und deren Rechtsverbindlichkeit grundsätzlich nur über die Einbeziehung in Verträgen erreicht werden kann oder die über gesetzliche Vermutungsregelungen, wie in § 49 EnWG, eine rechtliche Wirkung erhalten.<sup>1</sup>

## 1.2 Ziele und Berichtsstruktur

Der Zweck des vorliegenden Projekts SDL-Zukunft war die wissenschaftliche Begleitung und Unterstützung bei der Einführung von Prozessen zur marktgestützten, transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung von NF-SDL auf nationaler Ebene. Hierzu zählt insbesondere die Bewertung des Status quo der Bedarfsbestimmung und Beschaffung von NF-SDL, die Effizienzprüfung einer potenziellen marktlichen Beschaffung, die Ableitung von geeigneten Beschaffungskonzepten bei positiver Prüfung, sowie die Betrachtung ausgewählter Aspekte hinsichtlich der mittel- und langfristigen Perspektive.

Das Vorhaben hat dabei zwei grundlegende Ziele: einerseits sollen kurzfristig umsetzbare Lösungsvorschläge zur Erfüllung der EU-Strommarkttrichtlinie ab dem Jahr 2021 erarbeitet werden (Arbeitspaket 1), andererseits adressieren die Untersuchungen komplexe und strategisch wichtige Entscheidungen für die nächste Phase der Energiewende im Strombereich bis 2045 (Arbeitspaket 2). Nachstehende Abbildung 1-1 zeigt die Projektstruktur schematisch.

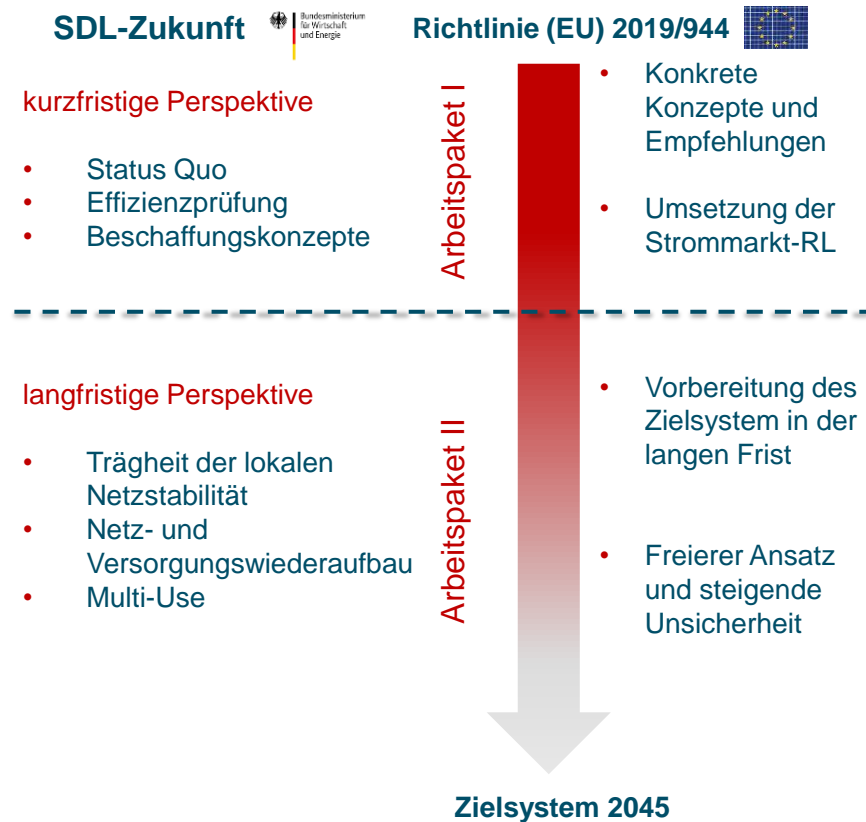


Abbildung 1-1: Projektschema SDL-Zukunft

Ausgangspunkt ist die Analyse des aktuellen Stands der Beschaffung von NF-SDL in Deutschland in Kapitel 2 mit dem Ziel, eventuellen Handlungsbedarf im Zuge der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL) zu identifizieren. Darauf aufbauend wird in Kapitel 3 untersucht, ob eine marktliche, d.h. in einem wettbewerblichen Verfahren organisierte, Beschaffung von NF-SDL, wie z.B. Blindleistung oder Schwarzstartfähigkeit, kurzfristig ökonomisch effizient wäre. Für solche NF-SDL, für die dies effizient erscheint, wurden im Projekt konkrete Vorschläge für marktliche Beschaffungssysteme als Grundlage für den anstehenden Gesetzgebungsprozess auf nationaler Ebene ausgearbeitet, welche in Kapitel 4 vorgestellt werden.

Die Herausforderung besteht darin, Grundlagen für gesetzliche Regelungen und Regulierungsansätze in Deutschland zu schaffen, die unmittelbar praktisch anwendbar sind. Die damit eingeschlagene Richtung soll zugleich robust sein. Das bedeutet, dass die vorgeschlagenen Konzepte und Mechanismen auch dann noch anwendbar

sind, wenn Stromerzeugung überwiegend auf erneuerbaren Energien basiert, Flexibilitäten in großem Maße von Speichern und Verbrauchern bereitgestellt werden und die europäischen Strommärkte und -systeme tief integriert sind. Vor diesem Hintergrund werden in Kapitel 5 fokussiert Aspekte der langfristigen Beschaffung von NF-SDL adressiert.

## 2 Status quo Bedarfsbestimmung und Beschaffung von NF-SDL

**Ziel.** In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) in Deutschland aufgearbeitet. Aus dem Status quo wurden zu Projektbeginn zunächst Handlungsbedarfe im Zuge der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL, [1]) identifiziert.

**Hintergrund.** Im Rahmen der Umsetzung der StrommarktRL ist grundsätzlich eine transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung von NF-SDL vorgesehen. Die Vorgaben der StrommarktRL mussten durch den deutschen Gesetzgeber bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umgesetzt werden. Hierfür galt es zu prüfen, inwiefern die bestehenden Verfahren zur Beschaffung von NF-SDL und die entsprechenden regulatorischen Vorgaben auf nationaler Ebene bereits konform mit dem europäischen Rechtsrahmen waren. Als Grundlage für die juristische Prüfung der Einhaltung der neuen unionsrechtlichen Vorgaben war zunächst ein gemeinsames Verständnis der Begrifflichkeiten und insbesondere der relevanten Systemdienstleistungen (SDL) zu schaffen.

**Vorgehen.** Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses erarbeiteten und mit Stakeholdern diskutierten Definitionen von NF-SDL zusammengefasst. Anschließend werden die zu Projektbeginn bestehenden Verfahren zur Bedarfsbestimmung sowie zur Beschaffung und Vergütung dargestellt. Das Kapitel schließt mit einer Darstellung der identifizierten Handlungsbedarfe im Hinblick auf die nachfolgende Effizienzprüfung.

### 2.1 Definitionen von NF-SDL nach dem Gesetzgebungsprozess

Aufgrund der teils heterogenen Begriffsauffassungen sowohl in der energiewirtschaftlichen Praxis als auch in den einschlägigen Gesetztexten erfolgte zu Projektbeginn eine detaillierte Begriffsprüfung, welche als Grundlage für die Weiterentwicklung im Rahmen des Austauschs mit relevanten Stakeholdern herangezogen wurden.

Nachfolgend werden die abgestimmten und finalen Definitionen dargestellt:

**„Dienstleistung zur Spannungsregelung“** umfasst

*„Regelungshandlungen mit dem Ziel einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Spannungs- oder Blindleistungssollwert einzuhalten. Diese Dienstleistungen können sich auf das Verhalten von Netznutzern am Netzverknüpfungspunkt, auf HGÜ-Systeme, Transformatoren oder weitere Vorrichtungen beziehen. Die Bereitstellung von Blindleistung durch einen Anbieter (z.B. Erzeugungsanlage oder Verbraucher) ist dabei zum Zwecke der Spannungshaltung im Netz des relevanten Netzbetreibers zu verstehen, um schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz des Netzbetreibers in den vertraglichen Grenzen zu halten. Abzugrenzen davon ist die Einspeisung eines Blindstromes oder Kurzschlussstromes im Fehlerfall. Die Ausregelung einer veränderten Blindleistungsbilanz durch Fahrplansprünge oder nach (n-1)-Fällen wird der Spannungsregelung zugeordnet „*

**„Trägheit der lokalen Netzstabilität“** bezeichnet

*„eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter inhärente Reaktionen ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzögert auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen. Davon abzugrenzen ist Regelleistung.“*

**„Dynamische Blindstromstützung“** bezeichnet

*„die Einspeisung eines Stroms aus nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen (darunter fallen auch nicht-synchrone 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.“*

**„Kurzschlussstrom“** im Sinne der NF-SDL bezeichnet

*„insbesondere von einer Synchronmaschine oder durch einen netzbildenden Umrichter eingespeister Strom aufgrund einer durch einen Fehler verursachten Spannungsabweichung zu verstehen. Relevant ist dabei der Anfangskurzschlusswechselstrom (= Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts). Dieser trägt u.a. dazu bei, das selektive Abschalten von Betriebsmitteln zu ermöglichen.“*

**„Schwarzstartfähigkeit“** bezeichnet

*„die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage (darunter fallen auch Speicher), ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen, gegebenenfalls mit Hilfe einer Hilfsstromquelle, einen vorgegebenen Netzabschnitt aus einem vollständig abgeschalteten Zustand innerhalb eines festgelegten Zeitraums wieder unter Spannung zu setzen und Spannung und Frequenz in gewissen Grenzen stabil zu halten.“*

**„Inselbetriebsfähigkeit“** bezeichnet

*„die Fähigkeit zur Regelung von Spannung und Frequenz bei dem unabhängigen Betrieb eines ganzen Netzes oder eines Teils eines Netzes, das nach der Trennung vom Verbundnetz isoliert ist.“*

## 2.2 Aktuelle Bedarfsbestimmung und Beschaffung von NF-SDL

Dieses Unterkapitel fasst den aktuellen Stand der Bedarfsbestimmung und Beschaffung von NF-SDL als Ausgangspunkt für die anschließende Effizienzprüfung und Entwicklung von marktgestützten Beschaffungsverfahren zusammen. Der Status quo hat zunächst keinen Einfluss auf die zukünftige Beschaffungsart.

**Bedarfsbestimmungsverfahren im Status quo.** Der zu beschaffende Bedarf je relevanter SDL wird im Zuge der Bedarfsbestimmung ermittelt. Aufgrund der unterschiedlichen technischen Anforderungen der NF-SDL werden verschiedene Verfahren zur Bedarfsbestimmung eingesetzt. Dabei ist zwischen der langfristigen planerischen Perspektive (insbesondere Beschaffung von „Kapazität“) und der



kurzfristigen operativen Perspektive (insbesondere „Vorhaltung“ und „Abruf“) sowie nach den verschiedenen Netzebenen zu unterscheiden. Grundsätzlich sei darauf hingewiesen, dass nicht zwangsläufig für alle NF-SDL institutionalisierte oder einheitliche Bedarfsermittlungsverfahren existieren, da die Bedarfsermittlung zu den Aufgabebereichen der Netzbetreiber im Zuge eines effizienten und sicheren Netzbetriebs gehört. Bei der Wahl eines geeigneten Verfahrens zur Bedarfsbestimmung ist der Netzbetreiber daher grundsätzlich frei in seiner Wahl.

**Anforderungen abhängig von Netzebene.** Die Differenzierung nach Netzebenen ist von Bedeutung, da die verfügbaren Informationen und Anforderungen und somit auch die praktisch umsetzbaren Methoden zur Bedarfsbestimmung von der jeweiligen Netzebene abhängig sind.

- Das **Übertragungsnetz** ist messtechnisch flächendeckend erfasst und notwendige Schaltmaßnahmen und Regelungsverfahren können automatisiert oder manuell durch die Leitstellen echtzeitnah durchgeführt werden. Auch existieren detaillierte direkt rechenfähige Netzmodelle auf nationaler und CE-Ebene, die System- und Stabilitätsanalysen ermöglichen.
- Im Verteilnetz sind die Möglichkeiten zur Beobachtung und direkten Einflussnahme eingeschränkter. Das **Hochspannungsnetz** ist messtechnisch gut beobachtbar und in die Leitstellen der Netzbetreiber eingebunden. Auch hier existieren flächendeckend direkt rechenfähige digitale Netzmodelle. In der **Mittelspannungsebene** (MS-Ebene) ist die Beobachtbarkeit nicht flächendeckend, sondern i.d.R. nur für ausgewählte Knoten und die Umspannwerke gegeben. Die messtechnische Durchdringung variiert dazu zwischen den Netzbetreibern, eine Einbindung in die Leittechnik erfolgt nur bedingt. In der **Niederspannungsebene** (NS-Ebene) ist die Beobachtbarkeit in der Regel auf Schleppeizerwerte zur Messung der Jahreshöchstast der Ortsnetzstationen beschränkt. Auch existieren oft keine direkt rechenfähigen Netzmodelle, die beispielsweise eine direkte Bewertung der Kurzschlussleistung ermöglichen würden.

**Bestandsaufnahme der Bedarfsbestimmung.** Aktuelle Ansätze zur Beschaffung von NF-SDL sind häufig durch die historische Entwicklung und Struktur der Erzeugungssysteme und die daraus erwachsenen Anforderungen geprägt. Vor dem Hintergrund der Umsetzung der StrommarktRL wird dargestellt, wie der Bedarf der einzelnen Teilaufgaben der NF-SDL im Status quo praktisch bestimmt wird. Dazu wird die aktuelle Bedarfsbestimmung entlang von deskriptiven

Kriterien näher beschrieben. Grundsätzlich erfolgt die Bedarfsbestimmung dabei nur für die unterschiedlichen Teilaufgaben, wobei diese teilweise im Status quo kongruent zu den NF-SDL sind. Als Ergebnis liegt eine systematische Bestandsaufnahme der heutigen Bedarfsbestimmung je Teilaufgabe der NF-SDL – sofern erforderlich – differenziert nach Kapazität, Vorhaltung und Abruf sowie den Netzebenen oder den einzelnen NF-SDL vor. Die nachfolgende Tabelle 2-1 gibt eine Übersicht über den Anlass der der Bedarfsbestimmung im Status quo. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf je Teilaufgabe der NF-SDL bestimmt wird, eine weitere Differenzierung nach NF-SDL innerhalb einer Teilaufgabe findet nicht statt. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass viele Teilaufgaben nur durch einzelne NF-SDL gedeckt werden.

Tabelle 2-1: Übersicht der Anlässe zur Bedarfsbestimmung von NF-SDL im Status quo

Teilaufgabe	NF-SDL	Status quo: Bedarfsbestimmung
<b>Statische Spannungsregelung</b>	Blindleistung	– Anlassbezogen: neuer Netzanschlussnehmer – allgemeine Netzplanung – ÜN: NEP, Year-Ahead, Week-Ahead, Day-Ahead, Intraday, echtzeitnah – HS: Grundsatzplanung in regelmäßigen Abständen, Intraday und echtzeitnah im Betrieb – MS/NS: i.d.R. nur beim Netzanschluss neuer Netznutzer
	Wirkleistung	– Nicht relevant – Nur im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch, der jedoch nicht als NF-SDL zu kategorisieren ist
<b>Trägheit der lokalen Netzstabilität</b> (zur Begrenzung des Frequenzgradienten)	Schwungmasse (Trägheit der Generatoren)	– Analysen zur Frequenzstabilität – CE-Region weit – NEP und TYNDP – Auslegungsrelevante Fälle – SOGL: „Normalzustand“ und „Alarmzustand“ – ER: „Notfall“ – Keine Einheitlichen Vorgaben, aktuell in Abstimmung auf ENTSO-E-Ebene – Aktuell in DE System Split aus 2006 durch ÜNB betrachtet als Indikation jedoch ohne Bestätigung durch BNetzA
	Zukünftig denkbar (nicht Status quo): Synthetische Schwungmasse	– Nicht relevant – Nicht Status quo, keine Bedarfsbestimmung
	Zukünftig denkbar (nicht Status quo):	– Nicht relevant – Nicht Status quo, keine Bedarfsbestimmung

	„schnellere Form der PRL“	– Ausgestaltung und Abgrenzung zur Regelleistung noch ausstehen
<b>Einspeisung von dynamischem Blindstrom</b>	Dynamische Blindstromstützung	<ul style="list-style-type: none"> <li>– TAR schreiben Beitrag vor</li> <li>– Analyse auf ÜNB-Ebene → transiente Stabilität</li> <li>– Planerische Perspektive im NEP: Stabilitätsprüfung</li> <li>– Betriebssicherheitsanalyse für die Year-Ahead- und Week-Ahead-Zeitbereiche</li> <li>– Netzbetrieb: Keine Bedarfsbestimmung von Vorhaltung und Abruf</li> <li>– Stützung auf für den längeren Betrieb durchgeführten Offlinestudien (SOGL, jährlich)</li> </ul>
<b>Kurzschlussstrom</b>	Kurzschlussstromspeisung	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Langfristige Analyse im Rahmen des NEP</li> <li>– Jährliche Offline-Analyse für Worst-Case-Szenarien</li> </ul>
<b>Schwarzstartfähigkeit</b>	Schwarzstartfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Anlassbezogen, wenn schwarzstartfähige Kraftwerke vom Netz gehen oder/und sich die Versorgungsaufgabe signifikant ändert                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Interne Systemanalysen durch ÜNB</li> <li>– Gesamtkonzeptbetrachtung</li> <li>– Abstimmung ÜNB/ÜNB und ÜNB/VNB</li> </ul> </li> </ul>
<b>Inselbetriebsfähigkeit</b>	Inselbetriebsfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Anlassbezogen, wenn schwarzstartfähige Kraftwerke vom Netz gehen oder/und sich die Versorgungsaufgabe signifikant ändert                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Aktualisierung der Netzwiederaufbaupläne</li> <li>– Interne Systemanalysen durch ÜNB</li> </ul> </li> </ul>

**Hintergrund der Beschaffung.** Art. 31 Abs. 7 und Art. 41 Abs. 5 i. V. m. Abs. 4 StrommarktRL schreiben die Beschaffung von SDL durch transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren vor. Eine Ausnahme kann die zuständige Regulierungsbehörde vorsehen, wenn die marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist. Außerdem ist die Beschaffung über marktgestützte Verfahren nicht erforderlich, wenn die nicht frequenzgebundenen SDL durch vollständig integrierte Netzkomponenten erbracht werden.

**Ziel.** Aktuelle Ansätze zur Beschaffung von NF-SDL sind häufig durch die historische Entwicklung und Struktur des elektrischen Energiesystems (und insbesondere der Erzeugungssysteme) und die daraus erwachsenen Anforderungen geprägt. Vor dem Hintergrund der Umsetzung der StrommarktRL werden in diesem Arbeitsschritt die aktuellen Verfahren und Prozesse zur Beschaffung und Vergütung entlang von deskriptiven Kriterien näher beschrieben. Ergebnis ist eine systematische Bestandsaufnahme der Beschaffung und Vergütung in vorwiegend tabellarischer Form mit einer tiefergehenden Betrachtung von Besonderheiten der jeweiligen Prozesse.

**Bestandsaufnahme der Beschaffungsverfahren.** Hinsichtlich der Beschaffung von NF-SDL lassen sich für den Status quo zwei Verfahren unterscheiden. Während die NF-SDLs Blindleistung sowie Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit im Rahmen von bilateralen Verträgen (i.d.R. Netzanschlussverträge) beschafft werden, erfolgt keine explizite Beschaffung der NF-SDLs zur Erfüllung der Teilaufgaben Trägheit der lokalen Netzstabilität, Einspeisung von dynamischem Blindstrom und Kurzschlussstrom. Letztere werden aktuell insbesondere durch die inhärenten technischen Eigenschaften von bestehenden Synchrongeneratoren bereitgestellt. In den meisten Fällen wird die Erbringung der NF-SDLs von den Netzbetreibern nicht vergütet. Lediglich der Abruf von (spannungshebender) Blindleistung im Übertragungsnetz wird mit einem Blindarbeitspreis sowie die Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit mit einem Leistungspreis vergütet. Sowohl die Beschaffung als auch die Vergütung können jedoch individuellen vertraglichen Regelungen unterliegen, sodass die nachfolgende Tabelle den jeweiligen Regelfall abbildet.

Tabelle 2-2: Übersicht über den Status quo von Beschaffung und Vergütung

Teilaufgabe	NF-SDL	Status quo: Beschaffung	Status quo: Vergütung
<b>Statische Spannungsregelung</b>	Blindleistung	Bilaterale Verträge, TAB vorgaben & VINKs	Abruf: Blindarbeitspreis auf Übertragungsebene. I.d.R. keine Vergütung im Verteilnetz
	Direkte Spannungsregelung	Bilaterale Verträge, TAB Vorgaben & VINKs	Sofern kein NB-Eigentum: Keine Vergütung
	Wirkleistung	Keine NF-SDL	-
<b>Trägheit der lokalen Netzstabilität</b> (zur Begrenzung des Frequenzgradienten)	Schwungmasse (Trägheit der Generatoren)	Inhärente technische Eigenschaft von Synchrongeneratoren	Keine Vergütung
	Zukünftig denkbar (nicht Status quo): Synthetische Schwungmasse	-	-
	Zukünftig denkbar (nicht Status quo): „schnellere Form der PRL“	-	-
<b>Einspeisung von dynamischem Blindstrom</b>	Dynamische Blindstromstützung	Bilaterale Verträge, TAB Vorgaben	Keine Vergütung

<b>Kurzschlussstrom</b>	Kurzschlussstrom-einspeisung	Inhärente technische Eigenschaft von Synchrongeneratoren & VINKs	Keine Vergütung
<b>Schwarzstartfähigkeit</b>	Schwarzstartfähigkeit	Bilaterale Verträge, Vorgaben TAB	Vorhaltung: Leistungspreis (jährlich) Abruf: Energiepreis
<b>Inselbetriebsfähigkeit</b>	Inselbetriebsfähigkeit	Bilaterale Verträge, Vorgaben TAB	Keine Vergütung

## 2.3 Anforderung an marktgestützte Verfahren

Die sich aus der StrommarktRL ergebenden regulatorischen Vorgaben beschränken sich zunächst auf die Bestimmungen für ein **transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren** unter Beteiligung aller potenziellen Teilnehmer an einem marktgestützten Verfahren. Die weiterführende Frage, ob die marktgestützte Erbringung wirtschaftlich nicht effizient ist und daher eine Ausnahme in Frage kommt, wird im nächsten Kapitel behandelt.

**Transparenz.** Im Zusammenhang mit der Erbringung von NF-SDL dürfte sich die Transparenz grundsätzlich auf den Zugang zu allen Informationen beziehen, die für eine Erbringung von NF-SDL durch potenzielle Teilnehmer an marktgestützten Verfahren erforderlich sind. In der Angebotsphase und abhängig von der NF-SDL bezieht sich dies etwa auf das Bedarfsvolumen, die technischen Voraussetzungen und Spezifikationen sowie alle sonstigen Bedingungen für die Erbringung der NF-SDL einschließlich von Verfahrensvoraussetzungen, Vertragsbedingungen und möglichen Preis- oder Mengenvorgaben. Im Anschluss können Informationen zu den potentiellen Teilnehmern des marktgestützten Verfahrens, die die NF-SDL erbringen, sowie den konkreten Preisen und Vertragsbedingungen und gegebenenfalls technischen Spezifikationen relevant sein.

**Diskriminierungsfreiheit.** Die Erbringung von NF-SDL muss durch ein diskriminierungsfreies Verfahren erfolgen. Dies bedeutet grundsätzlich, dass Ungleichbehandlungen zwischen den potenziellen Teilnehmern an einem marktgestützten Verfahren ausgeschlossen werden müssen. Die Diskriminierungsfreiheit bezieht sich auf den gesamten Prozess zur Erbringung von NF-SDL, von der Information über die Nachfrage bis zur tatsächlichen Erbringung der NF-SDL.

**Marktgestützt.** Die StrommarktRL verlangt außerdem „*marktgestützte Verfahren*“ für die Erbringung von NF-SDL. Der Begriff „*marktgestützt*“ ist weder in der StrommarktRL noch in anderen Regelwerken definiert. Ein marktgestütztes Verfahren verlangt, dass es jedenfalls grundsätzlich einen Markt für die Beschaffung von NF-SDL gibt. Ein Markt ist dadurch gekennzeichnet, dass es zumindest auf Anbieter- und/oder Nachfragerseite mehrere Akteure gibt und der Preis und/oder die Menge durch diese frei bestimmt wird. Als mögliche Verfahren einer marktgestützten Beschaffung kommen grundsätzlich Ausschreibungen oder Auktionen sowie bilaterale Verhandlungen zwischen dem Netzbetreiber als Nachfrager und den Anbietern von NF-SDL in Frage.

**Notwendigkeit der Effizienzprüfung.** Die Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen erfolgt zurzeit über den Abschluss von bilateralen Verträgen zwischen ÜNB und Anlagenbetreibern. Eine Teilnahme an der Beschaffung ist für Anlagen außerhalb des Anwendungsbereichs des NC RfG jedoch nur beschränkt freiwillig, während der Preis weitestgehend frei bestimmbar war. Das Beschaffungsverfahren ist überwiegend marktgestützt, sodass im weiteren Projektverlauf die Effizienz einer marktgestützten Beschaffung im Detail analysiert wurde. Für die anderen betrachteten NF-SDL erfüllen die bestehenden Verfahren zur Bedarfsdeckung nicht die Anforderungen an eine marktgestützte Beschaffung. Dies ist entweder darin begründet, dass die NF-SDL derzeit inhärent erbracht wird und kein zusätzlicher Bedarf besteht oder aber die Verfahren keine freie Preisbildung oder freie Bestimmung der Menge durch den Anbieter vorsehen. Darüber hinaus sind relevante Informationen hinsichtlich einer potenziellen Teilnahme an der Erbringung der jeweiligen NF-SDL nur teilweise oder nicht transparent verfügbar. Aus letzterem Grund konnte auch nicht in allen Fällen die Diskriminierungsfreiheit der bestehenden Verfahren überprüft bzw. bestätigt werden. Für die NF-SDL wurde in ersten Projektphase weiterer Untersuchungsbedarf festgestellt und in der zweiten Phase jeweils eine Effizienzprüfung einer marktgestützten Beschaffung durchgeführt.

## 3 Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von NF-SDL

**Ziel.** In der Effizienzprüfung wird die Frage nach der ökonomischen Effizienz marktlicher Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen in Deutschland untersucht. Dabei haben wir konkret geprüft, ob die ökonomische Effizienz marktlicher Beschaffung für bestimmte NF-SDL im Analysehorizont von 2021 bis 2025 ausgeschlossen werden kann – für einzelne NF-SDL in diesem Zeitraum also keine ökonomisch effiziente Art der marktlichen Beschaffung vorstellbar ist. Dies erfolgte vor dem Hintergrund der Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL), die die marktgestützte Beschaffung von NF-SDL als Regelfall vorsieht, bei fehlender ökonomischer Effizienz aber einen Ausnahmetatbestand vorsieht (Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 StrommarktRL).

**Ergebnispapier veröffentlicht.** Hier wird das vom SDL-Zukunft-Konsortium erarbeitete Gutachten zur Effizienzprüfung der marktgestützten Beschaffung von NF-SDL kompakt zusammengefasst. Die ausführliche Dokumentation des Gutachtens erfolgte als gesondertes Ergebnispapier, welches auf der Internetseite des BMWK frei zugänglich ([Effizienzprüfung](#), [2]) ist.

### 3.1 Grundlagen der Effizienzprüfung

**Fragestellung.** Die Kernfrage, die wir im Rahmen der Effizienzprüfung für alle in der StrommarktRL genannten sechs NF-SDL-Aufgabenbereiche untersuchen, ist die der Effizienz marktlicher Beschaffung von NF-SDL. Dabei prüfen wir konkret, ob die ökonomische Effizienz marktlicher Beschaffung für bestimmte NF-SDL ausgeschlossen werden kann – mit anderen Worten, ob für einzelne NF-SDL keine ökonomisch effiziente Art der marktlichen Beschaffung im Analysehorizont bis zum Jahr 2025 vorstellbar ist.

#### 3.1.1 Analytischer Rahmen

**Volkswirtschaftliche Wohlfahrt.** Der von uns verwendete Analyserahmen ist die volkswirtschaftliche Wohlfahrt. Dies bedeutet, dass



das Ziel eine möglichst effiziente Bereitstellung von NF-SDL mit Blick auf die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen ist. Konkret sind somit nicht allein die den Netzbetreibern entstehenden Kosten, sondern auch die anlagenseitigen Kosten im Blickfeld. Zudem beziehen wir auch Aspekte wie Systemsicherheit oder Umweltfreundlichkeit in eine umfassende volkswirtschaftliche Wohlfahrtsanalyse mit ein. Eine reine Umverteilung zwischen Akteuren (beispielsweise von Erzeugern zu Netzbetreibern) führt dagegen nicht zu einer Effizienzsteigerung und ist daher für die volkswirtschaftliche Effizienz irrelevant. Daher liegt der Fokus bei der Effizienzprüfung auch nicht allein auf der Reduktion von Netzentgelten, sondern auch auf nicht direkt sichtbaren Kosten wie beispielsweise der Reduktion von zukünftigen Investitionskosten.

**Steigerung der Effizienz.** Falls die Anreize für Akteure durch die Einführung einer marktlichen Beschaffung effizienter gesetzt werden als im Status quo, würde zudem das Stromsystem insgesamt effizienter werden – beispielsweise dadurch, dass in einem Markt nur noch diejenigen Anbieter die SDL anbieten würden, die dies am günstigsten leisten können, statt pauschal über eine Mindestanforderung alle Anbieter gleichermaßen. Veränderte Anreizstrukturen können zudem zu einer bedarfsgerechteren Dimensionierung der NF-SDL führen.

### 3.1.2 Einordnung marktlicher Beschaffung

**Marktliche Beschaffung.** In diesem Abschnitt wird der Begriff der marktlichen Beschaffung zu anderen Arten der Beschaffung abgegrenzt. Zudem werden die spezifischen Vor- und Nachteile gegenübergestellt, auf die die Effizienzprüfung Bezug nimmt. Hier geht es nicht um einen Markt im klassischen Sinne, der viele Produzenten und viele Konsumenten hat, sondern ein monopsonistisches Beschaffungssystem, in dem ein „Konsument“ (Netzbetreiber) mehreren Produzenten (Anlagenbetreibern) gegenübersteht.

**Bereitstellungsarten.** Es gibt verschiedene Arten der Bereitstellung von NF-SDL (vgl. Abbildung 3-1). Zum einen können NF-SDL von Netzbetreibern selbst in „Eigenerbringung“ zur Verfügung gestellt werden, beispielsweise mittels eigener Netzbetriebsmittel (in der Grafik als vollständig integrierte Netzkomponente oder VINK bezeichnet). Alternativ dazu ist die Beschaffung von Marktakteuren. Die Entscheidung zwischen Eigenerbringung und Beschaffung von Marktakteuren



wird in der Ökonomie auch als „make or buy“-Entscheidung bezeichnet. Bei der Beschaffung von Netznutzern können diese für die Erbringung vergütet werden oder nicht. Bei einer Vergütung lassen sich zwei grundlegende Fälle unterscheiden: eine regulatorisch festgelegte Menge und Preis (etwa durch Verpflichtung in TAR i.V.m. fester Vergütung) oder eine marktliche Herausbildung von Preis und/oder Menge. Diesen letzten Fall (mit seinen drei in der Abbildung dargestellten Ausprägungen) klassifizieren wir als marktliche Erbringung.

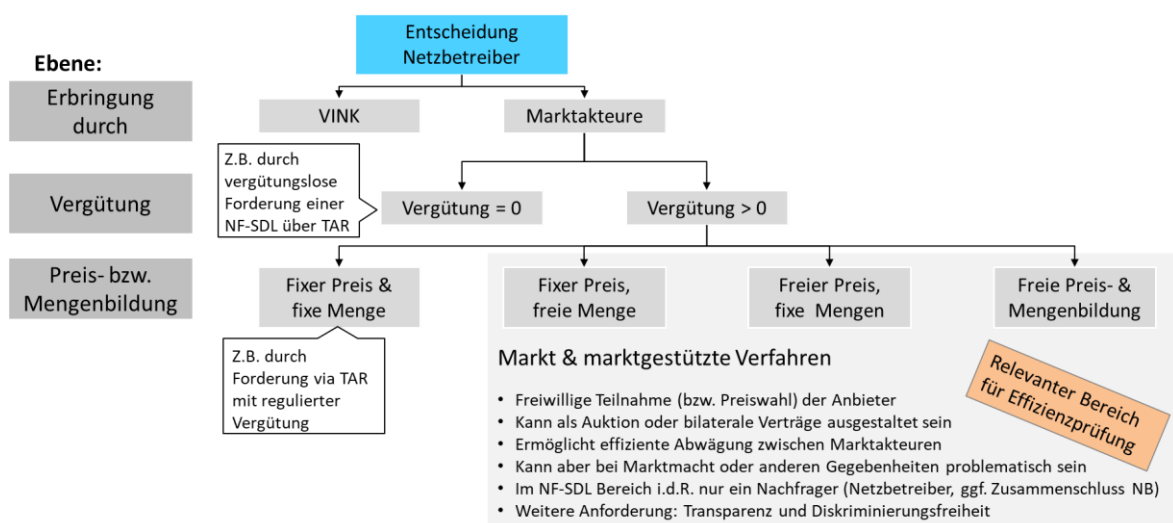


Abbildung 3-1: Bereitstellungsarten von NF-SDL

**Vergütung.** Bei der Beschaffung von Marktakteuren stellt sich die Frage nach der Vergütung. Die Frage nach der Vergütung ist dabei unabhängig davon, ob eine NF-SDL verpflichtend bereitgestellt werden muss. Wenn eine Vergütung gezahlt wird, kann dies Anreize für den Netzbetreiber auslösen, nur dann von der SDL Gebrauch zu machen, wenn auch tatsächlich ein Bedarf besteht und somit „sparsam“ mit der Beschaffung der SDL umzugehen. Diese Abwägung ist unabhängig davon, ob die Beschaffung marktlich erfolgt, sondern nur davon, ob eine Vergütung geleistet wird (und wie hoch diese ist). Darüber hinaus hängt sie davon ab, wie die Kosten regulatorisch eingestuft werden, beispielsweise ob sie als „beeinflussbare“ oder als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eingestuft werden.

**Freie Preis- bzw. Mengenentscheidung.** Das konstituierende Element der marktlichen Erbringung sehen wir in der freien Preis- oder

Mengenentscheidung. Der Anbieter kann also mindestens Preis oder Menge frei wählen, auch die Erbringung an sich ist also freiwillig. Marktliche Beschaffungsformen sind z.B. über bilaterale Verhandlungen zustande gekommene Verträge oder strukturierte Ausschreibungen und Auktionen. Wir definieren den Marktbegriff so, dass auch dann noch eine marktliche Beschaffung vorliegt, wenn der Preis regulatorisch oder durch die beschaffende Instanz (konkret meist den Netzbetreiber) vorgegeben wird, solange es eine vollkommene Freiheit für den Anbieter der SDL bezüglich der Mengenentscheidung gibt (also Menge und/oder Preis für den Anbieter frei wählbar bleiben).

## 3.2 Effizienzprüfung je NF-SDL

Im Folgenden wird sehr knapp die Effizienzprüfung je nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistung (NF-SDL) dargestellt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass für ein vollständiges Nachvollziehen der Argumentation die Lektüre der ausführlichen Fassung des separaten Gutachtens ([Effizienzprüfung \[2\]](#)) essenziell ist.

### 3.2.1 Spannungsregelung (Blindleistung)

**Vielfältige Effizienzpotenziale.** Die marktliche Beschaffung von Blindleistungskapazität kann einerseits zur bedarfsgerechteren Kapazitätsanforderungen von EE-Anlagen (insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen) sowie andererseits zur effizienten Substitution von VINK durch die Nutzung bislang brachliegenden Potenzials (u.a. Erzeugungsanlagen im VN, Bahnstrom, sowie große Lasten) führen.

**Marktgestützte Beschaffung kann im Rahmen der Blindleistung vielfältig interpretiert werden.** Die marktliche Beschaffung von Blindleistung kann grundsätzlich weiterhin ausschließlich über bilaterale Verträge aber auch über Ausschreibungen realisiert werden. Sie kann dabei sowohl die Kapazität als auch den Abruf der Blindleistung adressieren. Es gibt andere Länder, die eine marktgestützte Beschaffung von Blindleistung durchführen, jedoch sehr unterschiedliche Konzepte verwenden (vgl. bspw. [National Grid, 2020 \[3\]](#) oder [Swiss-grid, 2020 \[4\]](#)).

**Transaktionskosten sind unterschiedlich.** Die Transaktionskosten sind mit entscheidend dafür, ob eine marktliche Beschaffung grundsätzlich effizient sein kann. Diese sind von vielen Faktoren (u.a. Anzahl potenzieller Anbieter und deren Leistungsvermögen, Kosten für: Verhandlung, Messwesen, Abrechnung, zus. Personalkosten und Implementierung, Durchdringung von 4-Quadrantenmessung, Gegebenheit von rechenfähigen Netzen und Einbindung in die Leittechnik, u.v.m.) abhängig sowie lokal unterschiedlich und abhängig von der Spannungsebene. Bei der Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung sind daher weitere Differenzierungen notwendig.

**Beschaffungskonzept entscheidend für Effizienz.** Die Effizienz der marktlichen Beschaffung hängt von der konkreten Ausgestaltung des Beschaffungskonzeptes ab. Die durchgeführte Effizienzbewertung zeigt, dass zumindest für Teilbereiche die marktliche Beschaffung von Blindleistung effizient ist. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Gegebenheiten, Zielstellungen, Zusammenkunft von Angebot und Bedarf sowie die Transaktionskosten der Blindleistungsbereitstellung für verschiedene Regionen und Netzebenen stark unterschiedlich sind. Ein geeignetes Beschaffungskonzept muss diese Heterogenität adressieren und klar regeln, welche Teilbereiche der Blindleistung marktlich (effizient) zu beschaffen sind und welche Teilbereiche alternativ, d.h. durch verpflichtende TAR oder VINK (effizienter) beschafft werden sollen. Auch müssen potenzielle Marktmachtprobleme durch ggf. lokal sehr geringe Anbieterzahlen im Beschaffungskonzept berücksichtigt werden.

**Verbesserung zu Status quo bereits durch Markt-Minimalmodell.** Denkbar wäre ein Markt für Blindleistung, welcher die marktliche Beschaffung mit einem Höchstpreis bzw. Referenzpreis kombiniert. Dieser Höchstpreis würde durch die Opportunitätskosten für eine alternative Spannungshaltung über VINK oder technische Anschlussregeln determiniert. Existieren günstigere marktliche Optionen zur Deckung des Bedarfs an Blindleistung, würde der Bau von (in diesem Fall ineffizienten) VINK reduziert, sodass bereits ein solches Markt-Minimalmodell mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Verbesserung zum Status quo wäre. Dies deutet darauf hin, dass Blindleistungs-Marktmodelle möglich sind, die einen Effizienzgewinn zum Status quo darstellen.

**Ergebnis: effizient.** Vor dem Hintergrund der Gesamtheit aller Kriterien und der bereits heute in Teilen praktizierten marktlichen

Beschaffung kann die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht ausgeschlossen werden und die marktlicher Beschaffung ist (zumindest in Teilbereichen) effizient: Wichtig ist dabei zu betonen, dass die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht für alle Teilbereiche der Blindleistungsbeschaffung ausgeschlossen werden kann und somit kein Ausnahmetatbestand i.S.d. StrommarktRL vorliegt. Dies ist jedoch nicht damit gleich zu setzen, dass die marktliche Beschaffung von Blindleistung in allen Teilbereichen (bspw. auf allen Spannungsebenen) bzw. für jede Einheit Blindleistung gegeben ist. Das im Anschluss an die Effizienzprüfung zu erarbeitende Beschaffungskonzept wird diese Punkte/Differenzierung adressieren. Der resultierende Vorschlag der Gutachter für ein solches Beschaffungskonzept wird in Unterkapitel 4.2 vorgestellt.

### 3.2.2 Trägheit der lokalen Netzstabilität

**Ausreichende inhärente Erbringung.** Genau wie Kurzschlussstrom wird auch Momentanreserve heute als inhärente Eigenschaft von Synchronmaschinen erbracht. Diese können die Bereitstellung von Momentanreserve nicht „abstellen“; mit ihrer Bauart geht die Bereitstellung von Momentanreserve inhärent einher. Dies impliziert, dass sie auf einem Markt nicht „nicht bieten“ könnten.

**Gleichgewichtspreis von Null.** Über dieses somit inhärent und ohne Zusatzkosten für die Erbringer bereitgestelltes Niveau ist im Verbundbetrieb für den Betrachtungshorizont bis 2025 kein erhöhter Bedarf zur Beherrschung des normativen Ausfalls absehbar. Bei marktlicher Beschaffung würde sich somit ein Gleichgewichtspreis von Null einstellen.

**System-Split gegenwärtig nicht auslegungsrelevant.** Die aufgezeigten Überlegungen beziehen sich auf den Verbundbetrieb, da heute keine Dimensionierung für mögliche System-Split Ereignisse erfolgt. Sollte sich dies zukünftig ändern, ist ein erhöhter Bedarf zu erwarten (vgl. z.B. [Systemsicherheit2050](#) [5]) und die Effizienz der marktlichen Beschaffung müsste erneut bewertet werden.

**Wirkungsloser Markt.** Bei einem Gleichgewichtspreis von Null und ohne zusätzlichen Bedarf kann ein Markt keine Anreize setzen, keine allokativen Wirkung und keine Effizienzgewinne (statisch oder dynamisch) entfalten. Ein Markt hätte keinen Einfluss auf Investitions- oder Einsatzentscheidungen, und damit auch keine Effekte auf die

Umwelt, Preise auf andere Märkte, Verteilung oder Netz und Systemstabilität.

**Transaktionskosten.** Ein Markt würde nur Transaktionskosten verursachen, dem aber beim aktuellen Marktumfeld kein Nutzen gegenüberstehen würde.

**Ergebnis: nicht effizient.** Eine marktliche Beschaffung ist vor dem Hintergrund ausreichender inhärenter Erbringung nicht effizient.

### 3.2.3 Dynamische Blindstromstützung

**Grundgedanke.** Der Grundgedanke bei dynamischer Blindstromstützung ist, während eines Fehlerfalls am Netz bleibende Anlagen zu nutzen um in den Fehlersituationen „dem System zu helfen“, indem diese einem Spannungseinbruch mit Blindstromeinspeisung entgegenwirken.

**Keine volkswirtschaftlichen Kosten für Bereitstellung bis Nennleistung.** Für den Anlagenbetreiber fallen durch die Bereitstellung keine Mehrkosten an, da die Wechselrichterleistung für diese Fähigkeit nicht höher dimensioniert werden muss und die Kosten für die Regelungsprogrammierung einmalig und bereits versunken sind.

**Heute kein zusätzlicher Bedarf.** Grundsätzlich gilt zwar bei dynamischer Blindstromstützung „viel hilft viel“ – aber da bereits heute EZA der MS- bis HöS-Ebene zur Blindstromstützung gemäß TAR beitragen und darüber hinausgehendes Potenzial nur mit hohen Zusatzkosten (beispielsweise durch eine Überauslegung von Wechselrichtern) verfügbar wäre und den Zusatznutzen daraus unterschreiten würde, wird die derzeitige Menge („alle kostenlos verfügbaren Optionen werden genutzt“) als effizient eingeschätzt.

**Markt könnte keine Effizienzverbesserung erreichen.** Da derzeit bereits alles volkswirtschaftlich kostenfrei vorhandene Potenzial gehoben ist, und das darüberhinausgehende Angebot (Anforderung größerer Nennleistung) höhere volkswirtschaftliche Kosten als Nutzen (da praktisch kein zusätzlicher Bedarf) aufweisen würde, besteht kein Spielraum für Effizienzverbesserungen durch eine marktliche Beschaffung. Ein Markt, der teure von günstigen Anbietern unterscheiden könnte, ist nicht notwendig, da die Trennlinie heute bereits genau bei der Nennleistung (Umrichterleistung) der Erbringer verläuft. Diese

ist effizienter mit regulatorischer Beschaffung (technische Mindestanforderung) adressierbar.

**Transaktionskosten.** Ein Markt würde nur Transaktionskosten verursachen, dem aber keine Effizienzgewinne gegenüberstehen würden.

**Ergebnis: nicht effizient.** Eine marktliche Beschaffung ist vor dem Hintergrund von Transaktionskosten und mangelnder Effizienzsteigerungspotenziale nicht effizient.

### 3.2.4 Kurzschlussstrom

**Ausreichende inhärente Erbringung.** Kurzschlussstrom wird heute v.a. als inhärente Eigenschaft von Synchronmaschinen erbracht. Diese können die Bereitstellung von Kurzschlussstrom nicht „abstellen“, mit ihrer Bauart geht also die Bereitstellung von Kurzschlussstrom inhärent einher. Dies impliziert, dass sie auf einem Markt nicht „nicht bieten“ könnten.

**Gleichgewichtspreis von Null.** Über dieses somit inhärent und ohne Zusatzkosten für die Erbringer bereitgestellten Niveaus ist deutschlandweit bis zum Jahr 2025 kein erhöhter Bedarf ausgewiesen. Bei marktlicher Beschaffung würde sich somit ein Gleichgewichtspreis von Null einstellen.

**Wirkungsloser Markt.** Bei einem Gleichgewichtspreis von Null und ohne zusätzlichen Bedarf kann ein Markt keine Anreize setzen, keine allokativer Wirkung und keine Effizienzgewinne (statisch oder dynamisch) entfalten. Ein Markt hätte keinen Einfluss auf Investitions- oder Einsatzentscheidungen und damit auch keine Effekte auf die Umwelt, Preise auf andere Märkte, Verteilung oder Netz und Systemstabilität.

**Transaktionskosten.** Ein Markt würde nur Transaktionskosten verursachen, dem aber beim aktuellen Marktumfeld kein Nutzen gegenüberstehen würde.

**Ergebnis: nicht effizient.** Eine marktliche Beschaffung ist vor dem Hintergrund ausreichender inhärenter Erbringung nicht effizient.

### 3.2.5 Schwarzstartfähigkeit

**Marktliche Beschaffung bereits heute.** Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken wird für den Netzwiederaufbau nach einem Schwarzfall des Verbundsystems benötigt. Sie wird durch die ÜNB bereits heute über bilaterale Verhandlungen und damit marktlich von Anlagenbetreibern beschafft.

**Wahl eines sicheren und effizienten Netzwiederaufbaukonzepts.** Wahl des ökonomisch effizientesten Gesamtkonzepts, das das geforderte Sicherheitsniveau erreicht; nicht zwingend die günstigsten Einzelanbieter

**Marktmacht.** Deutschlandweit stehen ausreichend (potenzielle) Anbieter von Schwarzstartfähigkeit bereit, um eine Marktmacht einzelner Anbieter zu verhindern. Gleichzeitig hat die Schwarzstartfähigkeit auch eine signifikante lokale Dimension. Lokal kann im Einzelfall bei bestehenden Anbietern Marktmacht vorherrschen. Diese sind jedoch der Konkurrenz durch Markteintritte neuer Akteure ausgesetzt, die die Marktmacht eingrenzen kann. Zudem deuten die aktuellen Gesamtkosten für die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit derzeit nicht auf Marktmachtmissbrauch hin. Es ist zu erwarten, dass die marktliche, transparente und nicht-diskriminierende Beschaffung tendenziell zu einem breiteren Anbieterfeld führen wird (zumindest kein geringeres), wodurch potenzielle Marktmacht weiter eingeschränkt wird.

**Transaktionskosten.** Die Transaktionskosten, die mit einer marktlichen Beschaffung für Schwarzstartfähigkeit einhergehen, sind gering. Einerseits sind die Prozesse bereits eingespielt. Andererseits sind die Transaktionskosten stark von der Häufigkeit der Beschaffung bzw. der Vertragsdauer abhängig. Da es sich im Status quo i.d.R. um langfristige Verträge zur Vorhaltung handelt, sind die Transaktionskosten gering. Die kurzfristige Dimension des Abrufs ist für die Transaktionskosten einer marktlichen Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit aufgrund des außerordentlich seltenen Abrufs zu vernachlässigen.

**Wirkungen eines Marktes.** Ein Markt für Schwarzstartfähigkeit hat insbesondere mit Blick auf die dynamische Effizienz („effiziente Investitionen“) einen Vorteil gegenüber regulatorischen Beschaffungsarten, da bei marktlicher, transparenter und nicht-diskriminierender



Beschaffung die effizientesten Anbieter zum Zuge kämen. Die Effizienz in der Bereitstellung hat zudem positive Effekte auf den Ressourcenverbrauch und damit auf Umweltziele. Aufgrund der langfristigen Dimension von Schwarzstartfähigkeit sind keine negativen Wechselwirkungen auf den Strommarkt zu erwarten. Da auch heute Schwarzstartfähigkeit bereits marktlich beschafft wird, sind weder signifikanten Verteilungseffekte noch Änderungen in Bezug auf Netz- und Systemstabilität von einer marktlichen Beschaffung zu erwarten.

**Ergebnis: effizient.** Vor dem Hintergrund aller Kriterien ist die marktliche Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit als effizient zu beurteilen. Der resultierende Vorschlag der Gutachter für ein Beschaffungskonzept wird in Unterkapitel 4.1 vorgestellt.

### 3.2.6 Inselbetriebsfähigkeit

**Großteil der benötigten Fähigkeiten bereits de facto vorhanden.** Die Kernfähigkeiten für die Inselbetriebsfähigkeit sind die Spannungs- und Frequenzregelbarkeit der Anlage, welche derzeit ohnehin bei einem Großteil der Anlagen der HöS-Ebene vorhanden sind. Nach RfG sind diese für Neuanlagen (Typ C und D) ebenfalls verpflichtend. Die Mehrkosten für die Inselbetrieb umfassen also nur darüber hinaus gehende Fähigkeiten (vor allem die Beherrschung von Leistungssprüngen), welche für konventionelle Kraftwerke als vglw. gering einzuschätzen sind. Für dargebotsabhängige Anlagen sind hingegen vglw. hohe Kosten für Inselbetriebsfähigkeit (Erweiterung um Speicher notwendig) zu erwarten.

**Heute kein zusätzlicher Bedarf.** Grundsätzlich gilt zwar bei Inselbetriebsfähigkeit „viel hilft viel“ – aber da heute EZA der HS- und HöS-Ebene zur Inselbetriebsfähigkeit gemäß TAR beitragen und einerseits kein weiterer Bedarf ausgewiesen wird und andererseits über das heutige Erbringerfeld hinausgehendes Potenzial nur mit hohen Zusatzkosten (beispielsweise durch die zusätzliche Installation von Batteriespeichern) verfügbar wäre, die den Zusatznutzen daraus unterschreiten würde, wird die derzeitige Menge („alle vglw. aufwandsarmen verfügbaren Optionen werden genutzt“) als effizient eingeschätzt.

**Beschaffung über Mindestanforderung (statt Markt) effizienter.** Der Nutzen jedes weiteren inselbetriebsfähigen konventionellen KW überwiegt sehr wahrscheinlich die notwendigen Mehrkosten zur



Bereitstellung von Inselbetriebsfähigkeit durch konventionelle Kraftwerke. Für alternative Erbringer wie bspw. Windenergieanlagen sind deutlich höhere Zusatzkosten zu erwarten, die den systemischen Mehrwert gegenwärtig voraussichtlich übersteigen würden. Eine marktliche Beschaffung würde somit zum gleichen Erbringerfeld führen und keine Effizienzsteigerung ermöglichen, sehr wohl jedoch Transaktionskosten hervorrufen. Die gegenwärtige Beschaffung über Mindestanforderung stellt somit im Analysehorizont bereits die effizienteste Beschaffungsstrategie der NF-SDL Inselbetriebsfähigkeit dar.

**Ergebnis: nicht effizient.** Eine marktliche Beschaffung ist vor dem Hintergrund der spezifischen Mehrkosten für die Bereitstellung der Inselbetriebsfähigkeit in Kombination mit dem systemischen Nutzen und mangelnden Effizienzsteigerungspotenzial nicht effizient.

### 3.3 Ergebnis der Effizienzprüfung

Im Ergebnis kann die ökonomische Effizienz marktlicher Beschaffung für vier NF-SDL im Analysehorizont 2021 bis 2025 ausgeschlossen werden (Ausnahmetatbestand nach Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 StrommarktRL). Dabei handelt es sich um folgende Systemdienstleistungen, für die die marktliche Beschaffung **nicht effizient** ist:

- Kurzschlussstrom
- Dynamische Blindstromstützung
- Trägheit der lokalen Netzstabilität
- Inselbetriebsfähigkeit

Für zwei NF-SDL kann die ökonomische Effizienz marktlicher Beschaffung im Analysehorizont 2021 bis 2025 nicht ausgeschlossen werden (kein Ausnahmetatbestand nach Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 StrommarktRL). Dabei handelt es sich um folgende Systemdienstleistungen, für die die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht ausgeschlossen werden kann und die marktliche Beschaffung (zumindest in Teilbereichen) **effizient** ist:

- Schwarzstartfähigkeit
- Spannungsregelung (Blindleistung)

**Regelmäßige Neubetrachtung.** Dies ist das Ergebnis nach damaliger Analyse. Im Kontext der dynamischen Veränderungen im

Energiesystem kann sich die Einschätzung aber in Zukunft ändern und eine regelmäßige Neubetrachtung wird mindestens alle 3 Jahre stattfinden.

**Beschlüsse der BNetzA.** Die BNetzA hat im Dezember 2020 für vier NF-SDL Beschlüsse gefasst, keine marktgestützte Beschaffung einzuführen. Dies betrifft:

- Trägheit der lokalen Netzstabilität (Beschluss [BK6-20-298](#) [6])
- Dynamische Blindstromstützung (Beschluss [BK6-20-296](#) [7])
- Kurzschlussstrom (Beschluss [BK6-20-295](#) [8])
- Inselbetriebsfähigkeit (Beschluss [BK6-20-297](#) [9])

Die Beschlüsse der BNetzA sind somit deckungsgleich mit den Empfehlungen unseres Gutachtens.

## 4 Beschaffungskonzepte

Als Ergebnis der Effizienzprüfung wird festgestellt, dass für die NF-SDL *Schwarzstartfähigkeit* und *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* im Bereich der *Blindleistungsbereitstellung* die Effizienz einer marktlichen Beschaffung kurzfristig nicht ausgeschlossen werden kann. Folglich liegt kein Ausnahmetatbestand nach Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 StrommarktRL vor, sodass entsprechende Beschaffungskonzepte zu erarbeiten sind. Der gutachterliche Vorschlag zu diesen werden im Folgenden vorgestellt.

**Hinweis.** Der Bericht enthält die gutachterlichen Empfehlungen für eine Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit bzw. Blindleistung und ist nicht als Vorentscheidung seitens BMWK und/oder BNetzA für ein bestimmtes Beschaffungskonzept zu verstehen. Gleichwohl sind die Gutachter überzeugt, einen zielführenden Lösungsvorschlag entwickelt zu haben, der die StrommarktRL und die dort verankerten Ziele effizient umsetzt.

Im Folgenden werden die Beschaffungskonzepte knapp in ihren Grundannahmen und -ansätzen dargestellt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass für ein vollständiges Nachvollziehen der Argumentation und Konzeptdetails die Lektüre der ausführlichen Fassung der Gutachten ([Blindleistung](#) [10] und [Schwarzstartfähigkeit](#) [11]) essenziell ist

### 4.1 Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit

**Ergebnispapier veröffentlicht.** In diesem Unterkapitel wird das von den Gutachtern erarbeitete Beschaffungskonzept für die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit in Deutschland kompakt vorgestellt. Die ausführliche Dokumentation des Beschaffungskonzepts erfolgte als gesondertes Ergebnispapier, welches auf der Internetseite des BMWK frei zugänglich ([Schwarzstartfähigkeit](#) [11]) ist.

**Hintergrund.** Die Erarbeitung des Beschaffungskonzepts erfolgt vor dem Hintergrund der Richtlinie (EU) 2019/944 (Strommarkt-RL), die die marktgestützte, transparente und nicht-diskriminierende Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) fordert. Da Schwarzstartfähigkeit bereits heute über bilaterale Verhandlungen und Verträge marktlich beschafft wird, geht es vor allem um Verbesserungen in Bezug auf **Transparenz** und **Nicht-Diskriminierung**. Gleichzeitig soll mit dem Beschaffungskonzept eine

Verbesserung zum Status quo erzielt werden, insbesondere in Bezug auf Anreize für Innovation und Investition.

**Ansatz.** Der Ansatz des Beschaffungskonzepts ist es, die Aufdeckung von Optionen zu ermöglichen, d.h. von geeigneten Anbietern von Schwarzstartfähigkeit, um eine effiziente, transparente und nicht-diskriminierende Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit zu erreichen. Die Auswahl geeigneter Anbieter obliegt dabei den ÜNB, die aus der Summe aller Anbieter das ökonomisch effizienteste Portfolio auswählt, welches unter Berücksichtigung der ökologischen und technischen Nebenbedingungen das notwendige Sicherheitsniveau erreicht. Dies bedeutet explizit, dass nicht die „günstigsten Einzelanbieter“ zu kontrahieren sind, sondern dass die Anbieter auszuwählen sind, die unter allen geeigneten Netzwiederaufbaukonzepten (d.h. Konzepte, die das geforderte Sicherheitsniveau erreichen sowie vergleichbare und vertretbare ökologische Ausprägungen aufweisen) das effizienteste Netzwiederaufbaukonzept realisieren. Eine weitere Komponente des Beschaffungskonzeptes ist es, die Transparenz über erfolgte Beschaffungen zu erhöhen (ex post-Transparenz), um Investitionssignale an potenzielle neue Marktteilnehmer zu geben.

#### 4.1.1 Beschaffung durch öffentliche Ausschreibung

Zur Erreichung dieser Ziele soll Schwarzstartfähigkeit im Rahmen einer **öffentlichen Ausschreibung** beschafft werden. Die Eckpfeiler der öffentlichen Ausschreibung sind wie folgt:

**Häufigkeit.** Sobald der ÜNB einen Bedarf an Schwarzstartfähigkeit feststellt, schreibt er diesen aus. Dieser Bedarf kann sich beispielsweise dadurch ergeben, dass Schwarzstartanlagen stillgelegt werden oder sich neue netzseitige Anforderungen ergeben. Die Ausschreibung hat dabei keinen Einfluss auf die Verantwortung für die Bedarfsermittlung und die Ausgestaltung geeigneter Netzwiederaufbaukonzepte, die weiterhin beim ÜNB liegt.

**Ausschreibung.** Die Ausschreibung erfolgt regional differenziert nach standardisierten und transparenten Kriterien, die auch als Grundlage für die spätere Bezuschlagung herangezogen werden. Die Kriterien sind dabei verschiedenen Kategorien zugeordnet, die unterschiedlich stark gewichtet werden.

**Regionale Differenzierung.** Schwarzstartfähigkeit wird regional benötigt, sodass Ausschreibungen für einzelne Schwarzstart-Regionen bzw. Netzaufbauregionen durchzuführen sind. Die regionale Differenzierung sollte dabei jedoch nur insoweit erfolgen wie diese technisch notwendig ist, um das Anbieterfeld nicht unnötig einzuschränken. Der Zuschnitt von Schwarzstartregionen kann sich am Design der heutigen Übertragungsnetzgruppen orientieren und berücksichtigt so auch die unterschiedlichen Größen der Regelzonen. Im Sinne einer effizienten marktlichen Beschaffung sollen mehrere Netzgruppen auch zu einer Schwarzstartregion zusammengefasst werden, wenn dies keine negativen Auswirkungen auf das Netzwiederaufbaukonzept hat. Auch andere Zuschnitte als analog zu den Netzgruppen sind möglich. Wir schätzen gutachterlich ein, dass ein bis drei Regionen je Regelzone mindestens vorhanden sein sollten. Die abschließenden Definitionen der Schwarzstart-Regionen sollte unserem Vorschlag nach durch die ÜNB im Einklang mit den Netzwiederaufbauplänen erfolgen.

**Angebote.** Durch die Ausschreibung soll die breite Einholung von Angeboten für individuelle Beiträge an Netzwiederaufbaufähigkeiten ermöglicht werden.

**Standardisiertes Verfahren.** Zur Vermeidung unnötiger Transaktionskosten ist ein standardisiertes und möglichst einfaches Ausschreibungs- und Bieterverfahren vorgesehen. Hierzu kann bspw. ein einfaches Tabellenformat herangezogen werden, welches alle Kriterien adressiert.

#### 4.1.2 Kriterien zur Angebotsbewertung

**Mindestvoraussetzungen.** Für die Mindestanforderungen an Schwarzstartanlagen verweist das Beschaffungskonzept auf die **Modalitäten für Anbieter von Schwarzstartfähigkeit** (nach Network Code Emergency and Restoration, NC ER), die die ÜNB im Rahmen des Verfahrens BK6-18-249 ([Beschluss BNetzA, 2020](#) [12]) erarbeitet haben und das durch die BNetzA genehmigt wurde. Diese müssen von allen potenziellen Marktteilnehmern erfüllt werden.

**Berücksichtigung des Preises.** Bei technisch gleichwertigem Anbieter stellt der Preis ein geeignetes Differenzierungsmerkmal dar. Daher ist dieser bei der Zuschlagung einzelner Anbieter zu berücksichtigen. Da Anbieter jedoch nicht zwangsläufig gleichwertig sind

(bspw., weil ein Anbieter die geforderten Mindestvoraussetzungen in gewinnbringender Weise übertrifft) ist die Differenzierung ausschließlich anhand des Preises nicht sachgerecht. Daher werden zudem die nachfolgend beschriebenen technischen Kriterien auf Anlagenebene sowie systemische Kriterien herangezogen.

**Technische Kriterien auf Anlagenebene.** Alle Anbieter, die die zuvor genannten Mindestvoraussetzungen erfüllen sind geeignet die NF-SDL Schwarzstartfähigkeit anzubieten. Um die gewinnbringende Übererfüllung von Kriterien zu berücksichtigen, empfehlen wir, technische Kriterien auf Anlagenebene einzubeziehen. Diese Kriterien und den angebotenen Preis gilt es systematisch gegeneinander abzuwägen, um so den Mehrwert der Summe aller Kriterien auf Anlagenebene bewerten zu können. Wir empfehlen, die folgenden technischen Kriterien auf Anlagenebene einzubeziehen:

- Art und Redundanz des Netzanschlusspunktes
- Redundanz der Maschinen
- Umfang der Stellbereiche für Wirk- und Blindleistung
- Installierte Leistung
- Beitrag zur Trägheit
- Stoßfestigkeit/Verhalten bei Last- bzw. Leistungssprüngen
- Schnellere Bereitschaftszeit
- Zeitdauer der Erbringung im Einsatzfall bzw. Primärenergie-trägervorhaltung
- Mögliche weitere Kriterien

**Systemische Kriterien.** Schwarzstartfähigkeit ist Teil des Netzwiederaufbaus und daher nicht isoliert zu betrachten. Wir empfehlen, eine weitere Bewertungsebene „systemische Eignung“ einzuführen. Die systemische Eignung führt dazu, dass auf anlagenebene gleich bewertete Anlagen auf- oder abgewertet werden können. Die systemische Eignung ist durch den ÜNB im Rahmen der Erstellung von Netzwiederaufbaukonzepten zu prüfen und sollte grundsätzlich nach möglichst transparenten und nachvollziehbaren Kriterien erfolgen. Die systemische Eignung ist von einer Vielzahl unterschiedlicher, teilweise sicherheitstechnisch sensibler und sich gegenseitig stark bedingender Faktoren abhängig. Folgende Aspekte empfehlen wir, im Rahmen von systemischen Kriterien zur Bewertung von Angeboten heranzuziehen:

- Umfang der notwendigen Netzertüchtigung
- Passgenauigkeit zu Netzwiederaufbaukonzept
- Robustheit im Netzwiederaufbaukonzept
- Gesamtkosten des Wiederaufbaukonzepts

**Kriterienkategorien.** Bei der Bezuschlagung sind die verschiedenen Kriterienkategorien zu kombinieren und gegeneinander abzuwägen. Hieraus ergeben sich sowohl hierarchische als auch parallele Bewertungen. Nachstehende Abbildung 4-1 fasst den Bewertungsprozess basierend auf den Kriterienkategorien zusammen.

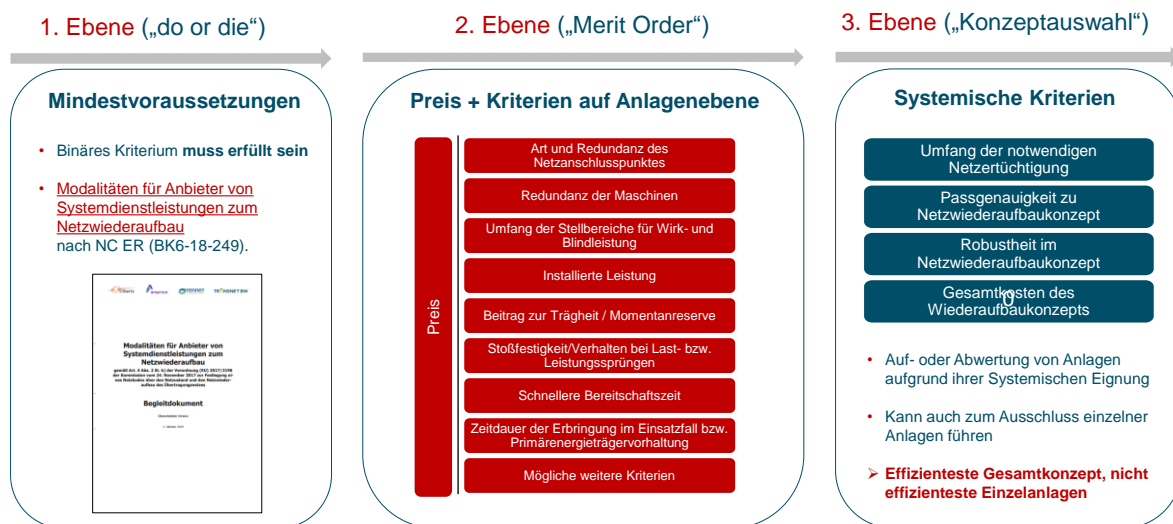


Abbildung 4-1: Übersicht Bewertungskriterien

### 4.1.3 Vorlauf- und Vertragslaufzeiten

**Abwägungen.** Ein wichtiger Aspekt bei der Ausgestaltung der Vertragsbeziehungen zwischen Netzbetreibern und Anbietern von Schwarzstartfähigkeit sind die Vorlauf- und Vertragslaufzeiten. Die Parametrierung dieser Stellgrößen hat unter anderem Auswirkungen auf Transaktionskosten, Planungssicherheit und auf die Stärke der Investitionsanreize. Für kurze Vertragslaufzeiten spricht dabei vor allem, dass kürzere Laufzeiten die Marktentwicklung fördern und einen aktiven Wettbewerb hervorrufen könnten. Für lange Vertragslaufzeiten sprechen hingegen Transaktionskostensenkungen und die Planungssicherheit auf Seiten des Netzbetreibers. Auf Seiten der Anlagenbetreiber spricht für lange Vertragslaufzeiten, dass sie ihre Investitionen über einen längeren Zeitraum amortisieren können. Letzteres

kommt insbesondere neuen Anbietern entgegen, deren Anlagen nicht bereits für Schwarzstartfähigkeit ausgerüstet sind. Durch die Befähigung neuer Anbieter dienen lange Vertragslaufzeiten damit auch der Begrenzung der Marktmacht bestehender Anbieter.

**Kündbarkeit.** Im Status quo werden Verträge für Schwarzstartfähigkeit meist unbefristet, aber jährlich kündbar abgeschlossen. Im Sinne einer Marktentwicklung und der Förderung von Wettbewerb im Bereich Schwarzstartfähigkeit ist die unbefristete Laufzeit nachteilig. Zudem dient sie nicht der Planungssicherheit für den ÜNB, da mit jährlicher Kündigungsfrist das Risiko eines kurzfristigen Ausscheidens der Anlage aus der Kontrahierung für die Schwarzstartfähigkeit bestehen bleibt. Vor dem Hintergrund dieser Abwägungen erscheint eine **fixe Vertragslaufzeit** sachdienlicher als eine jährliche Kündbarkeit.

**Laufzeit.** In Anbetracht der oben genannten Abwägungen empfehlen wir eine Laufzeit für Neuverträge von **5 Jahren Erbringungsdauer (zzgl. Vorlaufzeit)**. In Absprache mit der Regulierungsbehörde empfehlen wir jedoch, dass im Einzelfall, beispielsweise bei notwendigen Neuinvestitionen in einer Region, auch längere Vertragslaufzeiten zulässig sein sollten, damit die Investitionssicherheit für Neuinvestitionen gewährleistet ist.

**Vorlaufzeiten.** Neben der Vertragslaufzeit ist auch die Vorlaufzeit von Bedeutung. Als Vorlaufzeit definieren wir die Zeit von Inkrafttreten des Vertrages bis zum Beginn des Erbringungszeitraums. Eine Vorlaufzeit ist zum einen für die Planung auf Seiten des ÜNB und damit vor allem der Anpassung des Netzwiederaufbaukonzepts notwendig, dient aber auch auf Seiten der Anlagenbetreiber dafür, notwendige Investitionen zur Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit zu tätigen. Eine **Vorlaufzeit von 4 Jahren** erscheint sachgemäß. In Ausnahmefällen halten wir auch kurzfristigere Vorlaufzeiten für notwendig, wenn zuvor nicht prognostizierter Bedarf entsteht und die Regulierungsbehörde dies genehmigt hat.

#### 4.1.4 Veröffentlichung von Preisen und Technologien

**Teilnahmeanreiz.** Zur Stimulation von Wettbewerb ist auch die Transparenz über vergangene Beschaffungsprozesse notwendig. Diese kann potenziellen neuen Marktakteuren zur Abschätzung der



Profitabilität einer Investition in Schwarzstartfähigkeit dienen und somit einen Teilnahmeanreiz entfalten. Eine transparente Beschaffung ist zudem europarechtlich gefordert. Die Transparenz unterliegt jedoch Einschränkungen, beispielsweise durch den Geheimschutz oder den Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.

**Preise und Mengen.** Die wichtigsten zu veröffentlichenden Daten über vergangene Ausschreibungen zu Schwarzstartfähigkeit sind die Preise sowie die Mengen vergangener Ausschreibungen. Diese Daten sollten aggregiert jährlich je Schwarzstartregion veröffentlicht werden (durchschnittliche Preise je MW und je Anlage), um ein Investitionssignal an Marktteilnehmer zu senden. Aufgrund des notwendigen Geheimschutzes muss immer dann auf höherer Ebene aggregiert werden, wenn ansonsten Einzelanlagen identifiziert werden könnten.

#### 4.1.5 Regulatorische Umsetzung

**Begrenzung von Marktmacht.** Zur Begrenzung von Marktmachtmisbrauch empfehlen wir eine fallweise **Preismisbrauchsaufsicht**. Sollte jedoch Marktmacht vermehrt ausgenutzt werden, sollte regulatorisch die Möglichkeit zum fallweisen Rückgriff auf kostenbasierte Vergütung offengehalten werden, um bei absehbaren Ineffizienzen der marktlichen Beschaffung eine Preisregulierung zu ermöglichen.

**ÜNB-Vorschlag für Anforderungen und Zuschlagskriterien.** Da die Systemverantwortung bei den ÜNB liegt und diese langjährige Erfahrung in der Ausgestaltung von Netzwiederaufbaukonzepten haben, erscheint es aus Sicht der Gutachter zielführend, dass die ÜNB einen Vorschlag für Anforderungen und Zuschlagskriterien im Rahmen eines Beschaffungskonzepts erarbeiten und der Bundesnetzagentur vorlegen, der sich an dem hier dargelegten Beschaffungskonzept orientiert.

**Anreizregulierung.** Um eine effiziente Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit anzureizen, sollten die Kosten für Schwarzstartfähigkeit aus Sicht der Gutachter weiterhin als **beeinflussbare Kosten** eingestuft werden. Entsprechend sollte die Kostenprüfung weiterhin nicht ex-ante, sondern ex-post im Rahmen der gewöhnlichen Regulierung stattfinden. Das vorgeschlagene Beschaffungskonzept versetzt Netzbetreiber in die Lage zwischen Kosten und Nutzen der jeweiligen

Gebote im Rahmen des Netzwiederaufbaukonzepts und ihres Beitrags zur Systemsicherheit abzuwägen. Dies ist von besonderer Bedeutung, da der Bedarf an Schwarzstartfähigkeit ex-ante nicht exakt bestimmt werden kann, sondern von der Kombination mehrerer Anlagen und deren Verteilung im Netz im Rahmen eines Aufbaukonzepts abhängt. Eine entsprechend höhere unternehmerische Freiheit ist daher wichtig für den Netzbetreiber; muss aber aus Sicht der Gutachter einhergehen mit Anreizen (wie bisher) in Form von beeinflussbaren Kosten.

**Eckpunkte.** Tabelle 4-1 enthält eine tabellarische Übersicht über die wichtigsten Eckpunkte unserer Empfehlungen.

Tabelle 4-1: Empfehlungen im Überblick

Attribut	Empfehlung
Ziel	Erhöhung von Effizienz und Transparenz im Markt für SSF
Beschaffungsart	Ausschreibung
Anbietersauswahl	Durch ÜNB
Mindestanforderungen	Nach Modalitäten für Anbieter von Schwarzstartfähigkeit (nach BK6-18-249)
Auswahlkriterien	Kriterien auf Anlagenebene und systemische Kriterien
Erbringungsdauer	Grds. 5 Jahre, nicht kündbar
Vorlaufzeit	4 Jahre
Transparenz	Aggregierte Kennzahlen (Preise, Anlagenanzahl und Kapazitäten)
Anreizregulierung	Einstufung als beeinflussbare Kosten
Umgang mit Marktmacht	Preismissbrauchsaufsicht und ggf. Rückfallregel auf Kostenvergütung

## 4.2 Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung

**Ergebnispapier veröffentlicht.** In diesem Unterkapitel wird, das von den Gutachtern erarbeitete, Beschaffungskonzept für Blindleistung in Deutschland kompakt vorgestellt. Die ausführliche Dokumentation des Beschaffungskonzept erfolgte als gesondertes Ergebnispapier, welches auf der Internetseite des BMWK frei zugänglich ([Blindleistung \[10\]](#)) ist.

**Hintergrund.** Die Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL) schreibt die marktgestützte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) vor, sofern die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht ausgeschlossen werden kann. Die Gutachter sind in vorherigen Untersuchungen zu dem Ergebnis gekommen, dass die Effizienz für die NF-SDL *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* im Bereich der Blindleistungsbereitstellung nicht ausgeschlossen werden kann. Vor diesem Hintergrund haben die Gutachter ein marktliches Beschaffungskonzept für Blindleistung entwickelt. Wichtig ist dabei zu betonen, dass bereits im Status quo technisch abgestimmte Prozesse zur Blindleistungsbereitstellung existieren. Dies betrifft beispielsweise die Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Hochspannungs-Netzbetreibern (HS). Im vorgestellten Konzept wird durch bedarfsgerechte Anpassungen und Weiterentwicklungen auf den Status quo aufgesetzt, sodass die Einführung des Beschaffungskonzepts mit vergleichsweise wenig Hemmnissen einhergeht. Gleichzeitig ermöglicht das flexible Konzept die sukzessive Weiterentwicklung anhand künftiger Erfahrungen. Beide Aspekte sind aufgrund der hohen Komplexität des Energiesystems von zentraler Bedeutung.

### 4.2.1 Leitgedanke und Ansatz

Das vorgeschlagene Beschaffungssystem sieht ein **3-Säulen-Konzept mit Wahlfreiheit** zur marktlichen Beschaffung von Blindleistung vor. Trotz des gesamtheitlich marktlichen Beschaffungskonzepts gibt es im entwickelten Vorschlag analog zu bestehenden (Energie-) Märkten bedarfsgerecht einzelne Teilaspekte, die für sich genommen als „nicht marktlich“ einzustufen wären. Die „Marktlichkeit“ des Gesamtkonzepts bleibt hiervon jedoch unberührt. Da Blindleistung

einerseits lokal benötigt wird und andererseits die Voraussetzungen, Anforderungen sowie Transport- und Verteilungswege der Energieversorgungsnetze in den Spannungsebenen und Netzgebieten variieren, ist bedarfsgerecht eine differenzierte Ausgestaltung der Beschaffungssäulen auf den einzelnen Spannungsebenen erforderlich. Die oberste Priorität des Beschaffungskonzepts ist dabei der Erhalt der hohen Systemsicherheit.

Netzbetreiber können ihren Blindleistungsbedarf durch eine grundsätzlich beliebige, frei wählbare Kombination (Wahlfreiheit) der drei Beschaffungssäulen decken. Durch Säule A wird dem Netzbetreiber eine sichere und transaktionskostenarme Bezugsquelle der benötigten Blindleistung garantiert (entsprechend Status quo). Die Säule A umfasst dabei Blindleistungsbeiträge, die durch die technischen Anschlussrichtlinien (TAR) bzw. Anschlussbedingungen (TAB) vom Netzbetreiber insbesondere von Erzeugungsanlagen eingefordert werden können. Hierbei handelt es sich um ein einseitiges Optionsrecht des Netzbetreibers. Für die Bereitstellung der Blindleistungsbeiträge wird eine regulierte Vergütung vorgeschlagen, deren Höhe durch die Regulierungsbehörde festzulegen wäre. Die regulierte Vergütung soll vor allem Anreize schaffen, für die Netzbetreiber abzuwägen, ob die Blindleistungsbeiträge innerhalb der TAB tatsächlich vollumfänglich benötigt werden oder ob eine alternative Beschaffung im Rahmen von Säule B (oder C) effizienter ist. Hierdurch wird auch **innerhalb der TAB** die effiziente Abwägung von Beschaffungsoptionen sichergestellt, ohne dass dem Netzbetreiber gesicherte Blindleistungsquellen verloren gehen.

Gibt es mehrere potenzielle Erbringer, z.B. auch Lasten oder Speicher, welche lokal die Blindleistung wirtschaftlich zu Kosten unterhalb der Kosten der Säule A anbieten können, kann der Wettbewerb zu kostengünstigeren Blindleistungsangeboten führen. Folglich stimuliert die regulierte Vergütung in Säule A den Anreiz für den Netzbetreiber, die marktliche Beschaffung in Säule B zu wählen, sofern vor Ort Wettbewerb existiert. Umgekehrt begrenzt die regulierte Vergütung die Ausübung von Marktmacht, falls kein Wettbewerb besteht, da der Netzbetreiber dann die Blindleistung über Säule A innerhalb der TAB decken kann. Aufgrund der Lokalität des Blindleistungsbedarfs werden Situationen mit wenigen technisch geeigneten Erbringungsoptionen und folglich geringem Wettbewerb praktisch sehr relevant sein. Sollte im Rahmen von Säule A keine regulierte Vergütung

festgelegt werden, müssen andere geeignete Maßnahmen zur Begrenzung von Marktmacht getroffen werden. Dies könnte beispielsweise eine Preisobergrenze sein, deren Festlegung in der Praxis jedoch ebenfalls herausfordernd ist. Aus Sicht der Gutachter ist die regulierte Vergütung in Säule A zu präferieren.

**Außerhalb der TAB** kann der Blindleistungsbedarf ausschließlich durch die marktliche Beschaffung (Säule B) oder eigene Netzbetriebsmittel (sog. VINK/ vollständig integrierte Netzkomponenten) gedeckt werden (Säule C). Letztere komplettieren das Beschaffungskonzept und setzen wiederum eine obere Preisschranke für die marktliche Beschaffung. Die Beschaffung von bzw. durch VINK entspricht der Säule C des Konzepts.

Nachstehende Abbildung 4-2 stellt den Anwendungsbereich sowie das Zusammenspiel der drei Säulen schematisch dar.

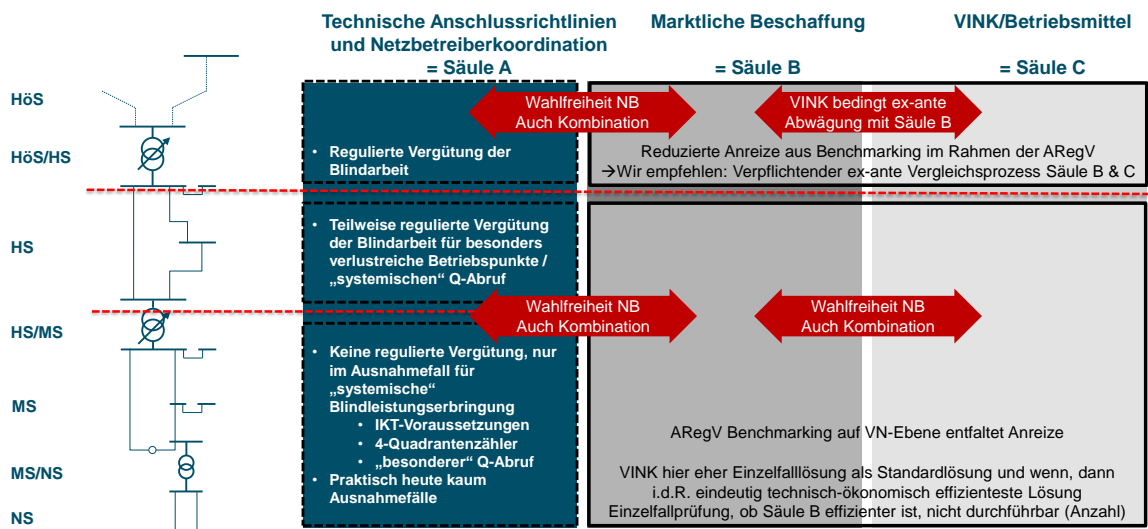


Abbildung 4-2: 3-Säulenkonzept mit Wahlfreiheit

### 4.2.2 Die drei Säulen der Beschaffung

Die drei Säulen sind grundsätzlich wie folgt ausgestaltet:

**Säule A - Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination:** Für Blindleistungsbeiträge, die Netzbetreiber von Bestands- und neuen Erzeugungsanlagen (EZA) im Rahmen der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) (im Einklang mit den Technischen Anschlussregeln (TAR)) einfordern können, ist in **Teilbereichen eine regulierte Vergütung** vom Netzbetreiber zu zahlen. Eine

regulierte Vergütung für Lasten erfolgt nicht, da diese gemäß den Vorgaben der TAR bisher keinen aktiven Beitrag zur Blindleistungsbreitstellung leisten, sondern unabhängig von den Blindleistungsflüssen im Netz einen „beliebigen“ Betriebspunkt im zulässigen PQ-Bereich einnehmen. Die regulierte Vergütung erfolgt bundesweit einheitlich, jedoch differenziert nach den Spannungsebenen. Der Erhalt der regulierten Vergütung setzt dabei voraus, dass ein dezidiertes Abrufverhalten der Blindleistungsbeiträge in den jeweiligen TAB des Netzbetreibers gefordert wird. Daher ist sie initial nur für Erzeuger und ggf. Speicher zu zahlen. Die eingeforderten Blindleistungsbeiträge sind durch den Erzeuger im Rahmen der TAB verpflichtend zu erbringen.

- In der **Höchstspannungsebene (HöS)** empfehlen die Gutachter (in Anlehnung an die heutige Praxis), die gesamte Blindarbeit innerhalb der TAB reguliert zu vergüten. Eine direkte Vergütung der Blindleistungskapazität erfolgt nicht, kann jedoch indirekt durch eine entsprechend hohe regulierte Vergütung der Blindarbeit erfolgen.
- In der **Hochspannungsebene (HS)** sehen die Gutachter die regulierte Vergütung nur für einen Teilbereich der Blindarbeit innerhalb der TAB vor. Nicht reguliert zu vergüten ist der Teilbereich, der entsprechend dem dimensionierungsrelevanten Leistungsfaktor des Erzeugers gemäß TAR zur Verfügung gestellt wird (keine Vergütung innerhalb des V-Profiles). Es wird nur die Blindarbeit innerhalb der TAB und außerhalb des Ausnahmebereichs reguliert vergütet. Eine direkte Vergütung der Kapazität erfolgt nicht.
- In der **Mittel- und Niederspannungsebene (MS und NS)** sehen die Gutachter aufgrund der fehlenden Effizienzsteigerung grundsätzlich keine regulierte Vergütung vor. Ausgenommen ist der Sonderfall besonders systemdienlicher Blindleistungsbereitstellung, hier erfolgt die Vergütung der Blindarbeit analog zur HS für einen Teilbereich. Praktisch ist dieser Fall mindestens kurzfristig jedoch weniger relevant.

Die Höhe der regulierten Vergütung je Spannungsebene ist durch die Regulierungsbehörde im Rahmen einer „Marktstudie“ festzulegen und sollte zyklisch (alle drei Jahre) überprüft werden. Die Gutachter haben hierfür Kriterien entwickelt, die für die Bestimmung der regulierten Vergütung zu berücksichtigen wären.

**Säule B - Marktliche Beschaffung:** Säule B sieht eine marktliche Beschaffung in der Weise vor, dass Leistung (Kapazität und/oder Arbeit) und Vergütung (Leistungs- und/oder Arbeitspreis) vollständig frei auf der Basis von Angebot und Nachfrage bestimmt werden. Hierdurch sind auch regional und lokal unterschiedliche Preise möglich und zu erwarten. Es besteht keine Pflicht zur Teilnahme an der marktlichen Beschaffung. Durch die Wechselwirkung mit der Säule A (Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination) sowie Säule C (Möglichkeit, eigene Betriebsmittel zur Spannungsregelung zu errichten) sind die Preise dabei aber praktisch nach oben limitiert. Es ist zu erwarten, dass sich effiziente Produkte und Anbieter am Markt durchsetzen werden, wodurch die Transaktionskosten der Säule B perspektivisch weiter sinken. Auf der HöS-Ebene unterscheiden die Gutachter zudem zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen marktlichen Beschaffung. In Säule B können alle Anbieter (Erzeuger, Lasten, Speicher, etc.) ihre Blindleistung vermarkten. Dies gilt auch für Anbieter, die im Rahmen von Säule A keine regulierte Vergütung erhalten würden (z.B. Lasten).

**Säule C - Beschaffung von vollständig integrierten Netzkomponenten (VINK):** VINK stellen eine sichere und planbare Bezugsquelle des Netzbetreibers zur Deckung des Blindleistungsbedarfs dar. Im Verteilnetz ist der Netzbetreiber frei in der Entscheidung zur Errichtung einer VINK zur Deckung seines Blindleistungsbedarfs, da die Gutachter davon ausgehen, dass die Anreize aus der Netzentgeltregulierung (ARegV) ausreichen, um die Netzbetreiber intrinsisch zur effizienten Abwägung der drei Beschaffungssäulen zu motivieren. Diese Anreize sind auf der Höchstspannungsebene aus Sicht der Gutachter im Status quo jedoch reduziert. Deshalb wird dort ein verpflichtender Vergleichsprozess zur Abwägung zwischen den Säulen C und B in der langfristigen Beschaffung (sog. ex-ante Vergleichsprozess) empfohlen, um den Anforderungen der StrommarktRL an die marktliche Beschaffung von Blindleistung zu genügen und die volkswirtschaftliche effiziente Bedarfsdeckung anzureizen. Das Sicherheitsniveau im Rahmen der Bedarfsdeckung ist dabei weiterhin vom Netzbetreiber entsprechend seinen Kernpflichten festzulegen und bei der Abwägung der Alternativen zu berücksichtigen.



### 4.2.3 Vertikale Blindleistungsbereitstellung

Ein wichtiger Bestandteil des 3-Säulen-Konzepts ist zudem die gezielte und strukturierte vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern. Praktisch ist zu erwarten, dass insbesondere die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Hochspannungsnetz für das Übertragungsnetz von Relevanz ist und ggf. bereits kurzfristig zur Effizienzsteigerung beitragen kann. Die Koordination dieses Blindleistungsaustausches erfolgt im Status quo bereits teilweise, jedoch weder flächendeckend noch strukturiert. Vor dem Hintergrund der steigenden Anzahl an Erzeugern, flexiblen Lasten und Speichern im Verteilnetz muss dieser Aspekt jedoch strukturiert in einem zukünftigen Beschaffungssystem adressiert werden, um eine effiziente Beschaffung sicherzustellen. Grundsätzlich kann die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in Säule A oder in Säule B des Beschaffungskonzeptes verankert werden. Die Gutachter empfehlen im Ergebnis, die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in Säule A zu integrieren, um rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben zum Unbundling zu reduzieren. Konkret ist angedacht, dass Teile des Blindleistungsbedarfs des Übertragungsnetzes durch die direkte vertikale Blindleistungsbereitstellung des HS-Netzbetreibers gedeckt werden, wenn dies effizient möglich ist. Hierzu bündelt der HS-Netzbetreiber das Blindleistungspotenzial seiner Netzebene und macht dieses für den Übertragungsnetzbetreiber nutzbar. Wichtig ist, dass diese Aufgabe vom HS-Netzbetreiber direkt übernommen wird, da nur dieser seine lokalen Netzrestriktionen kennt und somit die lokale Spannungshaltung trotz vertikaler Blindleistungsbereitstellung sicherstellen kann. Dabei hat der HS-Netzbetreiber prioritär die Spannungsqualität in seiner Netzebene sicherzustellen. Die darüber hinaus bestehenden Blindleistungsbedarfe bzw. Möglichkeiten können sowohl kurzfristig (insbesondere Abrufdimension) als auch langfristig (insbesondere Kapazitätsdimension) sein. Entsprechend der Partizipation und des Leistungsumfangs sehen die Gutachter für die Bereitstellung unterschiedliche Rollen des HS-Netzbetreibers (passiv, teilaktiv, aktiv) vor. Allen Rollen gemeinsam ist eine verpflichtende jährliche Abstimmung zwischen HÖS- und HS-Netzbetreiber zur Koordination des Blindleistungsaustauschs zwischen den Netzebenen. Dieser Austausch entspricht teilweise der bereits heute gelebten Praxis, wird jedoch durch den jährlich verpflichtenden Austausch zur Fixierung des natürlichen



Blindleistungsverhaltens des HS-Netzes sowie zugehörigen Vergütungen und/oder Pönalen strukturiert und flächendeckend eingeführt. Durch den jährlichen Austausch wird die Koordination zwischen den Netzebenen gestärkt und bisher ggf. ungenutzte Effizienzpotenziale gehoben. In der Praxis ist zudem denkbar, verstärkt auch eine langfristige Perspektive in den Austausch zu integrieren. Einzelheiten des Blindleistungsaustauschs sind bilateral zwischen den Netzbetreibern festzulegen. Sollte die vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule B des Konzeptes verankert werden, partizipiert der HS-Netzbetreiber in direkter Konkurrenz zu anderen Marktakteuren an der kurzfristigen und langfristigen marktlichen Beschaffung des Übertragungsnetzbetreibers. Hierzu nimmt er ebenfalls eine der drei zuvor genannten Rollen ein.

Eine analoge Pflicht zum regelmäßigen Austausch zwischen Netzbetreibern in den unterlagerten Netzebenen (Verteilnetz intern) sehen die Gutachter zunächst nicht vor. Insbesondere der Ansatz des natürlichen Betriebs zur Findung vertraglicher Grenzen zwischen Netzbetreibern wird jedoch explizit empfohlen. Der HS-Netzbetreiber kann damit zumindest einen Teilbereich seines natürlichen Verhaltens in den bilateralen Gesprächen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber verankern und so vertraglich „weitergeben“, sodass er seinen Verpflichtungen gegenüber dem ÜNB besser nachkommen kann.

#### 4.2.4 Das 3-Säulenkonzept mit Wahlfreiheit

**Das 3-Säulenkonzept mit Wahlfreiheit** schafft einen Rahmen, der zum einen bewährte bzw. bereits existierende Elemente in einem Konzept strukturiert zusammenführt, sodass die Einführungsphase des Konzeptes trotz dessen Komplexität möglichst vereinfacht wird. Zum anderen erweitert das Konzept die heutigen Beschaffungsmöglichkeiten von Blindleistung bei Erhalt der hohen Systemsicherheit. Es schafft Effizienzanreize, aber keine Fehlanreize zu Lasten der Versorgungssicherheit und stimuliert somit die effiziente, transparente, diskriminierungsfreie und marktliche Beschaffung von Blindleistung, ohne Netzbetreiber in ihrer Souveränität einzuschränken. Es setzt die unionsrechtlichen Vorgaben der Strommarkttrichtlinie vollumfänglich um und ist zudem durch die zyklische Evaluation zukunftssicher.

## 5 Mittel- bis langfristige Perspektive

In diesem Kapitel erfolgt die Analyse der notwendigen Maßnahmen und Anpassungen zur mittel- und langfristigen Weiterentwicklung von Systemdienstleistungen anhand von ausgewählten Fokusthemen. Die Auswahl der Fokusthemen ergibt sich aus den inhaltlichen und zeitlichen Entwicklungen während der Projektlaufzeit und ist mit der Auftraggeberin abgestimmt.

Ein Schwerpunkt ist die Untersuchung der langfristigen Entwicklung und die strukturierte Beschaffung der NF-SDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“. Für diese NF-SDL konnte bei der damaligen Analyse kurzfristig die Effizienz einer marktlichen Beschaffung ausgeschlossen werden, primär da kein Bedarf ausgewiesen wird. Diese Aussage bezieht sich jedoch ausschließlich auf den ungestörten Systembetrieb und ist für Großstörungen, bei denen es zu einer Auftrennung des europäischen Verbundsystems in mehrere Netzinseln (System-Split) kommt, obsolet. Es wird daher untersucht, welcher Bedarf an Trägheit für ein exemplarisches System-Split-Ereignis notwendig wäre, und skizziert welche Quellen zur Erbringung potenziell zur Verfügung stehen, um in eine entsprechende Beschaffung integriert zu werden. Im Ergebnis werden zentralen Herausforderungen und Handlungsbedarfe ausgewiesen und in einem 9-Punkteplan zusammengefasst.

Ein weiteres Fokusthema ist der Netz- und Versorgungswiederaufbau. Für Schwarzstartfähigkeit wurde bereits ein Beschaffungskonzept entwickelt, welches sowohl kurzfristig als auch langfristig für die strukturierte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit genutzt werden kann. Für die Inselnetzbetriebsfähigkeit wurde die Effizienz einer marktlichen Beschaffung zumindest kurzfristig ausgeschlossen. Der Netz- und Versorgungswiederaufbau beinhaltet jedoch mehr als Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit und kann daher nicht isoliert betrachtet werden. Daher wird untersucht, wie sich die Anforderungen und Möglichkeiten des Netz- und Versorgungswiederaufbau langfristig entwickeln, welche Herausforderungen zu erwarten sind und wie der strukturierte Netz- und Versorgungswiederaufbau zukünftig ausgestaltet sein kann. Diese werden in einem 6-Punkteplan zusammengefasst.

Abgerundet wird das Kapitel durch die Betrachtung von Multi-Use-Fällen in denen einzelne Teilnehmer bzw. Anlagen mehrere NF-SDL bereitstellen können, für die ggf. nicht durchweg die Pflicht zur marktlichen Beschaffung besteht.

## 5.1 Trägheit der lokalen Netzstabilität

**Hintergrund.** Momentanreserve wird heute primär von synchron rotierenden Maschinen bereitgestellt. Es erfolgt derzeit keine explizite Dimensionierung. Im Rahmen von systemweiten Analysen im Kontext eines normativen Ausfalls (Ausfall von 3 GW Leistung) wird jedoch auch die ausreichende Momentanreserve durch die ÜNB betrachtet. Neben den Analysen im Rahmen der SOGL erfolgt durch die deutschen ÜNB auch die Bewertung des „Notfallzustands“ im Kontext des Network Code Electricity Emergency and Restoration (NC ER). Für diese Analysen existiert bisher kein auf europäischer Ebene abgestimmter auslegungsrelevanter Fall. Arbeitsgruppen im ENTSO-E beschäftigen sich jedoch mit der Erarbeitung eines solchen. Die deutschen ÜNB betrachten daher bisher den System-Split Fall aus dem Jahr 2006, in dem sich das europäische Verbundsystem in drei Netzeinseln aufgetrennt hat. Dieser Fall ist bereits heute nicht in allen Stunden des Jahres beherrschbar. Wird also angenommen, dass die Trägheit der lokalen Netzstabilität zukünftig auch für einen eventuellen System-Split ausgelegt werden soll, so ergibt sich ein Bedarf und ist die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht a priori zu verneinen.

**Herausforderung.** Die bisherige Effizienzprüfung der marktlichen Beschaffung erfolgte unter Eingrenzung auf die systemweite Momentanreserve, welche beim normativen Ausfall von 3 GW im europäischen Verbundsystem gedeckt werden muss. Kommt es in einer Notfallsituation jedoch zu einer Auftrennung des europäischen Verbundsystems in mehrere Netzeinseln (System-Split), so kann der Bedarf um ein Vielfaches höher sein. Zukünftig wird dieser Fall die Dimensionierung des Bedarfs determinieren, wobei die Abstimmung eines auslegungsrelevanten Falls auf europäischer Ebene noch aussteht.

- **Effizienzprüfung um den System-Split-Fall erweitern:** In jedem Fall gilt jedoch, dass die durchgeführte Effizienzprüfung nach §12h EnWG für die bisher systemweite Momentanreserve dann entsprechend um den System-Split-Fall zu ergänzen ist.

Neben der Frage nach der Ausgestaltung eines marktlichen oder auch nicht marktlichen Beschaffungskonzepts, basierend auf der zukünftigen Effizienzprüfung, ist auch die zeitliche Komponente mit einzubeziehen. So kann es notwendig sein, dass bereits heute Prozesse gestartet werden müssen, damit zukünftig auch ausreichend Erbringer zur Verfügung stehen, um den Bedarf decken zu können. Auch kann es möglich sein, dass für potentielle Erbringer vorab noch Begleitfragen geklärt werden müssen. Ein Beispiel wäre hier sicherzustellen, dass auch bei einer großen Anzahl von netzbildenden Umrichtern sich diese gegenseitig nicht so anregen, dass es zu Instabilitäten im System kommt. Auch muss der Hochlauf der potenziellen Erbringungsoptionen mit in die Entscheidungsfindung (marktlich vs. nicht marktlich) einbezogen werden. So könnte es bspw. bereits heute notwendig sein Momentanreserve marktlich zu beschaffen, damit diese dem System rechtzeitig zur Verfügung stehen, bevor ggf. Netznutzern gewisse Eigenschaften verpflichtend vorgegeben werden. Dies könnte eine Lösung eines Zeitverzugsproblems sein.

- **Zeitliche Komponente berücksichtigen:** Neben der Frage der Effizienz einer marktlichen Beschaffung muss auch sichergestellt werden, dass zukünftig ausreichend Erbringungsoptionen zur Verfügung stehen. Es kann daher – trotz potenziell positiver zukünftiger Effizienzprüfung – sinnvoll sein, die Erbringung von Momentanreserve (zumindest teilweise) auch über technische Anschlussrichtlinien verpflichtend vorzugeben oder über Netzbetriebsmittel zu decken. Dabei muss während der Entwicklung hin zum Zielsystem eine Abwägung stattfinden auf welchem Weg eine Beschaffung am sinnvollsten ist.

### 5.1.1 Indikative Betrachtung der Effizienzprüfung für den System-Split

Ausgehend von der Prämisse, dass zukünftig für Großstörungen ein höherer Bedarf an Trägheit als der heutige ausgewiesen wird, ist die Effizienzprüfung erneut durchzuführen. Dies kann praktisch hier nicht erfolgen, sondern erst, wenn ein entsprechender Bedarf ausgewiesen wurde. Indikativ können hierzu jedoch bereits folgende Überlegungen angestrebt werden.

**Kriterien der Effizienzprüfung.** Für eine Neubewertung der Effizienz einer marktlichen Beschaffung von Trägheit sollten die bisherigen *Kriterien* zugrunde gelegt werden. Diese sind in vier Bereiche

unterteilt und beziehen sich auf den potenziellen Markt selbst, die damit einhergehenden Anreize, mögliche Wechselwirkungen mit anderen Märkten, Kompatibilität mit Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit. Der volkswirtschaftliche Mehrwert einer marktlichen Beschaffung hängt unter anderem von der *Marktgröße* ab. Bei geringer potenzieller Marktgröße ist auch der maximale Effizienzgewinn geringer und eine Kompensation der *Transaktionskosten* unter Umständen nicht möglich. Gleichwohl beeinflusst die *Anzahl potenzieller Bereitsteller* die Liquidität und das Marktmachtpotenzial einer marktlichen Beschaffung. Im Kontext der Anreize ist zwischen Anreizen für einen effizienten und sicheren Betrieb (*statische Effizienz*) und Anreizen für effiziente Investitionsentscheidungen (*dynamische Effizienz*) zu unterscheiden. Bei beiden Perspektiven ist zudem die *Abwägung zu eigener Erbringung* durch die Netzbetreiber relevant. Bezüglich denkbarer Wechselwirkungen ist zu beurteilen, ob die Einführung einer marktlichen Beschaffung *Auswirkungen auf andere (Strom-)Märkte*, sowie strategisches Verhalten, haben kann. Unabhängig von der eigentlichen Effizienzbewertung können *Verteilungseffekte*, bspw. zusätzliche Deckungsbeiträge für Erzeugungsanlagen oder veränderte Netzentgelte für die Verbraucher, bei der Bewertung berücksichtigt werden. Schließlich ist entscheidend, dass eine marktliche Beschaffung weiterhin eine Sicherstellung der Systemsicherheit ermöglicht und keine Zielkonflikte entstehen. Darüber hinaus sollten im Kontext der *Umweltverträglichkeit* Auswirkungen auf relevante Umweltziele einbezogen werden.

**Marktliche Beschaffung zukünftig voraussichtlich effizient, jedoch könnte die Bedarfshöhe auch eine verpflichtende Bereitstellung voraussetzen.** An dieser Stelle soll die durchzuführende bzw. um den System-Split-Fall zu ergänzende Effizienzprüfung nicht vorweggenommen werden. Allerdings lassen sich anhand der Kriterien der Effizienzprüfung die veränderten Rahmenbedingungen einordnen. Es handelt sich folglich um keine Effizienzprüfung, sondern eine indikative Betrachtung. Wesentlicher Unterschied zur bisherigen Effizienzprüfung (vgl. Kapitel 3) ist demnach ein zukünftig veränderter auslegungsrelevanter Fall. Bei einem (deutlich) höheren Bedarf im System-Split-Fall und damit einer höheren potenziellen *Marktgröße* wäre auch der maximale Effizienzgewinn größer und eine Kompensation der *Transaktionskosten* eher möglich. Hinsichtlich der *Anzahl potenzieller Anbieter* führt der System-Split-Fall eine lokale Komponente ein, die im Kontext des Marktmachtpotenzials zu

Ineffizienzen führen, aber auch durch regulatorische Maßnahmen eingedämmt werden kann. Bei einem deutlich höheren Bedarf würden sich die *Effizienzpotenziale* (aus heutiger Sicht) auf den investiven Bereich konzentrieren. Zu prüfen ist also, ob eine marktliche Beschaffung dieses Potenzial heben kann. Die *Abwägung zu eigener Erbringung* durch die Netzbetreiber hängt teilweise vom konkreten Beschaffungsmodell und ansonsten vor allem von den Kosten und der Verfügbarkeit der anderen Optionen sowie der Anreizregulierung ab. *Wechselwirkungen* bei einer, die Momentanreserve ergänzenden, schnellen Regelung, können sich zumindest teilweise mit den Regelleistungsmärkten ergeben. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass die auslegungsrelevanten Ausfalleleistungen im System-Split-Fall um ein Vielfaches höher sein werden. Im Hinblick auf die *Systemsicherheit* ist von keinem negativen Einfluss durch eine marktliche Beschaffung auszugehen, sofern geeignete Kontroll- und Präqualifizierungsprozesse etabliert werden. Bei der Bewertung der Marktgröße muss zudem geprüft werden, ob erwartbar ausreichend Angebot besteht, um die Nachfrage im Zielsystem aber auch auf dem Weg dorthin zu decken. Ist dies nicht der Fall, so kann ein verpflichtender Beitrag ausgewählter Netzanschlussnehmer über TAR zielführend und notwendig sein. Diese Verpflichtung kann jedoch auch Bestandteil eines marktlichen Beschaffungskonzepts sein (vgl. vorgeschlagenes 3-Säulen-Konzept zur Beschaffung von Blindleistung, Unterkapitel 4.2)

### 5.1.2 Exemplarische Bedarfsermittlung im System-Split

Im Folgenden wird exemplarisch aufgezeigt, wie sich der Bedarf an Momentanreserve in einem System-Split gegenüber einer Auslegung auf ein 3 GW Leistungsdefizit entwickelt.

Das Ziel der Analyse ist nicht die exakt Quantifizierung eines zukünftigen Bedarfs, sondern die Einordnung des Bedarfs an Momentanreserve für einen exemplarischen System-Split im Vergleich zu dem Bedarf für einen 3 GW Leistungssprung. Hierbei gilt es zudem zu beachten, dass es nicht „den“ System-Split gibt und die Quantifizierung daher ohne abgestimmten auslegungsrelevanten Fall praktisch nicht möglich ist.

**Konkret werden die folgenden Ziele mit der Analyse verfolgt:** Die Analyse soll basierend auf einer quantitativen Beispielrechnung qualitativ aufzeigen:

- Welche Größenordnung Leistungsdefizite/-überschüsse im System-Split haben, um diese in den Bezug zur 3 GW-Referenz zu setzen
- Wie sich der Bedarf über die Stunden eines Jahres verteilt, um eine Grundlage für die Abwägung zwischen statischer (Orientierung am maximalen Bedarfsfall) und/oder dynamischen (Orientierung jeweils am aktuellen Bedarfsfall) Bedarfsdeckung zu generieren
- Welche Größenordnung an zusätzlicher Momentanreserve zur Beherrschung von System-Splits notwendig wäre, um so ein besseres Verständnis für die notwendigen Erbringungsoptionen zu erhalten

Das angenommene System-Split-Szenario orientiert sich an einer Störung aus dem Jahr 2006 [6]. Hierbei erfolgte die Aufteilung des europäischen Verbundnetzes in drei Netzinseln wie in Abbildung 5-1 dargestellt. Vereinfachend wird angenommen, dass Deutschland sich nicht zerteilt, sondern vollständig in die grüne Netzinsel fällt. Das blau eingefärbte Netzgebiet ist aus heutiger Sicht tendenziell ein Unterfrequenz- d.h. Importgebiet, wohingegen die grün eingefärbte Insel aus heutiger Sicht ein Export- und damit ein Überfrequenzgebiet darstellt.

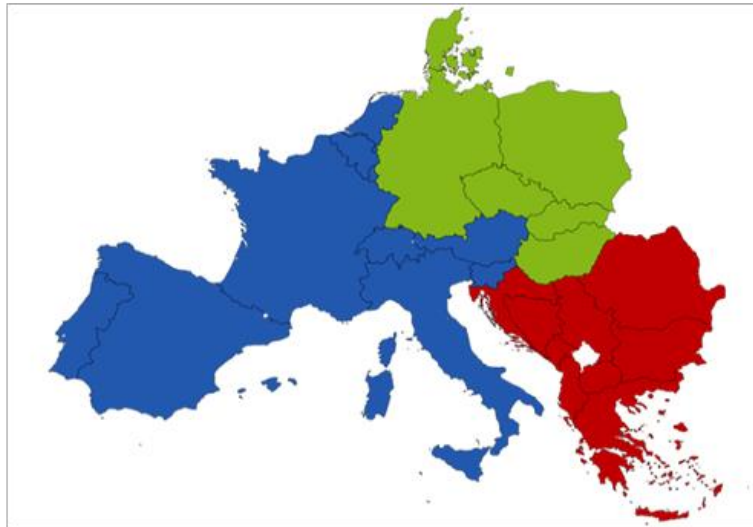


Abbildung 5-1: Aufteilung der Netzeinseln im System-Split 2006

### **Szenario und Kraftwerkspark**

Als Szenario für den europäischen Kraftwerkspark werden die Langfristszenarien 3 des BMWK zugrunde gelegt. Konkret haben wir die Szenarien TN-Strom und TN-H2 für die Jahre 2040 und 2050 betrachtet. Die TN-Szenarien wurden im Jahr 2021 berechnet und berücksichtigen daher noch nicht die inzwischen (Stand 07.2022) ambitionierter geworden Ziele der Klimaneutralität bis 2045. Da die hier durchgeführte Analyse auf die Einordnung der Bedarfsgröße sowie dessen Struktur abzielt, sind sie jedoch weiterhin uneingeschränkt geeignet<sup>1</sup>. Nachstehende Abbildung 5-2 zeigt den gemäß Szenarien vorherrschenden Kraftwerkspark in Deutschland im Jahr 2050. Für weitere Details, sowie eine Übersicht des europäischen Kraftwerksparks wird auf die umfassenden Übersichten der Onlinepräsenz zu den Langfristszenarien 3 [13] verwiesen.

---

<sup>1</sup> Aktuell findet eine Aktualisierung der Langfristszenarien statt. Diese berücksichtigt das politische Ziel der Klimaneutralität bis 2045. [13]



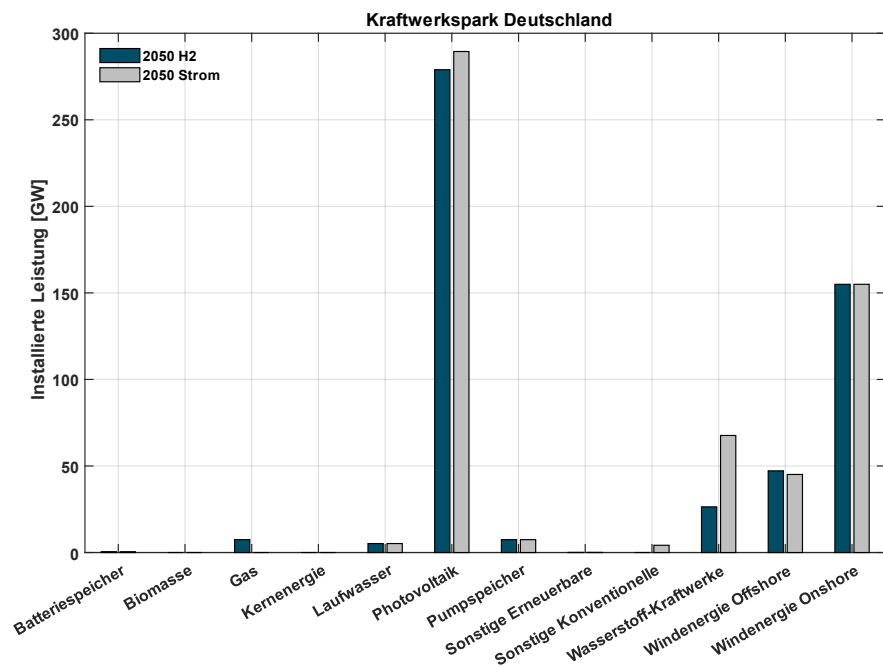


Abbildung 5-2: Deutscher Kraftwerkspark in den Szenarien TN-Strom und TN-H2 der Langfristszenarien 3 des BMWK [13]

### Ergebnisse der Modellrechnung

Die Veröffentlichungen zu den Langfristszenarien umfassen keine stündlichen Einspeisezeitreihen differenziert nach Land und Technologie. Diese sind jedoch notwendig, um die jeweils in der Stunde vorherrschende Momentanreserve zu bestimmen. Daher wurde der stündliche Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2050 mit eigenen Modellen der ef.Ruhr bestimmt. Das Modell wurde dabei so parametrisiert, dass die Ergebnisse der Langfristszenarien ausreichend genau angenähert werden. Die Verifizierung erfolgt anhand der Volllaststunden je Technologie. Da es im Folgenden um die Bewertung von Größenordnungen geht, wird die Darstellung auf das Szenario TN-Strom fürs Jahr 2050 fokussiert.

**Leistungssalden.** In Abbildung 5-3 ist die Entwicklung der Leistungssalden je Netzinsel als Zeitreihe über ein Jahr dargestellt. Negative Werte entsprechen dabei einem Import, also Leistungsdefizit während positive einen Export also Leistungsüberschuss entsprechen.

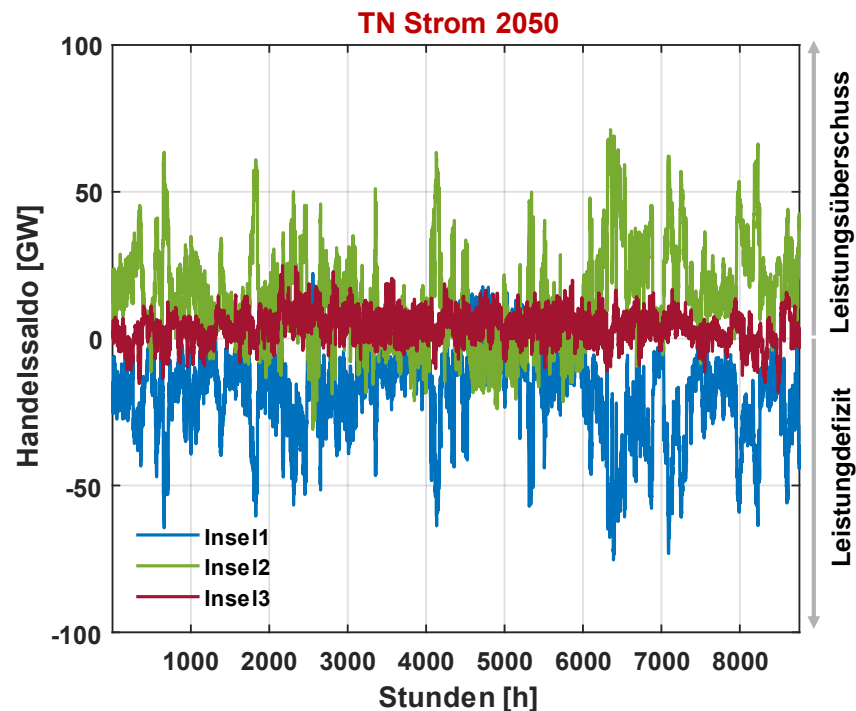


Abbildung 5-3: Leistungssalden der Netzinseln im Szenario TN-Strom 2050

Die Auswertung zeigt, dass die grundlegende Ausprägung der Netzinseln im Jahr 2050 erhalten bleibt (grün: überspeist, blau: unterpeist). Zudem treten zeitweise Leistungsüberschüsse bzw. -defizite von ca. 60 GW auf, die somit die 3 GW Referenz für einen normativen Ausfall um ein Vielfaches übersteigen. An dieser Stelle sei erneut darauf hingewiesen, dass die exemplarische Auswertung nicht für exakte Quantifizierung des zukünftigen Bedarfs herangezogen werden soll, sondern klar verdeutlicht, dass der Bedarf an Momentanreserve für System-Split Ereignisse im Zielsystem um ein vielfaches höher ausfällt.

**Frequenzgradienten im Ursprung.** Der sich im Falle einer Großstörung einstellende globale Frequenzgradient hängt von dem Leistungsungleichgewicht sowie der verfügbaren Momentanreserve im jeweiligen Zeitschritt ab. Hohe Leistungsungleichgewichte und eine geringe verfügbare Momentanreserve erhöhen den Absolutwert des

resultierenden Frequenzgradienten im Ursprung (RoCoF; Rate of change of frequency). Die Ermittlung des RoCoF erfolgt mittels eines Punktmodells der ef.Ruhr, welches bereits in unterschiedlichen Studien und Gutachten zum Einsatz kam. Eine Modellbeschreibung erfolgt in [5]. Mit Hilfe des Punktmodells wird der globale Frequenzgradient ermittelt, welcher in systemischen Untersuchungen, wie der vorliegenden, herangezogen wird. Dieser durchschnittliche Gradient gibt jedoch keine Auskunft über die lokalen Frequenzgradienten, die den globalen Gradienten teilweise deutlich übersteigen können. Dieser lokale Gradient muss individuell bewertet werden, sodass entsprechende Robustheitsanforderungen an die Netznutzer definiert werden können, damit diese sich im Fehlerfall nicht ungeplant und vorzeitig vom Netz trennen. Im Folgenden fokussieren wir uns auf den bedarfsdimensionierenden globalen Frequenzgradienten.

In der Analyse wird zunächst angenommen, dass zukünftig nur die Netznutzer zur Momentanreserve beitragen, die dies bereits heute tun. Hierdurch kann die exemplarische Erbringungslücke aufgezeigt und der Bedarf bzw. notwendige Beitrag alternativer Erbringungsoptionen abgeschätzt werden.

Im Jahreslauf des angenommenen Szenarios zeigt sich, dass es einige Stunden gibt, in denen nahezu keine Erbringer von Momentanreserve aktiv am Marktergebnis teilnehmen. Da in der Simulation des Kraftwerkseinsatzes jedoch bspw. keine bereits heute im System befindlichen rotierenden Phasenschieber berücksichtigt werden, wird vereinfacht angenommen, dass auch in diesen Stunden ein Mindestmaß an Momentanreserve im System verbleibt. Dieses Mindestmaß wird auf eine Netzanlaufzeitkonstante von 1 s bzw. einer rotierenden Energie von 75 GWs je Netzinsel festgesetzt. Folglich wird die Annahme, dass zukünftig auch nur die Netznutzer Momentanreserve erbringen, die dies bereits heute tun, aufgeweicht.

Für die genannten Annahmen zeigt Abbildung 5-4 den sich einstellenden Frequenzgradient im Ursprung je Netzinsel als geordnete Jahresdauerlinie.

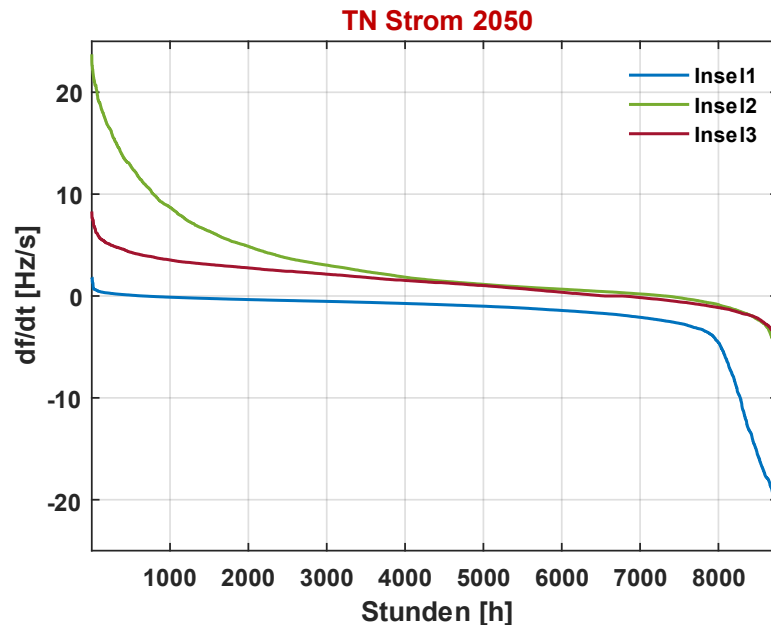


Abbildung 5-4: Frequenzgradienten im Ursprung im System-Split unter der Annahme einer Mindest-Momentanreserve von 75 GWs je Stunde und Netzinsel.

**Erbringungslücke.** Die Identifikation von potenziellen Erbringungslücken erfolgt basierend auf dem sich einstellenden Frequenzgradienten im Ursprung. Ein fixierter Grenzwert im Sinne einer technischen Anschlussrichtlinie o.ä. existiert für diesen bisher jedoch nicht. In verschiedenen Untersuchungen und Veröffentlichungen auf nationaler und ENTSO-E Ebene [14] [15] [16] wird jedoch ein aus systemischer Sicht für die Zukunft maximal beherrschbarer Frequenzgradient im Ursprung von 2 Hz/s ausgewiesen bzw. angenommen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein Frequenzgradient von 2 Hz/s grundsätzlich eine optimistische Abschätzung bzw. weite Auslegung des beherrschbaren Frequenzgradienten darstellt. Wenn gleich dieser Kennwert i.d.R. auf ENTSO-E Ebene in der Vergangenheit genutzt wurde, zeigen die Untersuchungen [17] teilweise auch, dass praktisch nur geringere Grenzwerte in der Höhe von ca. 1 Hz/s beherrschbar wären. Die in Abbildung 5-5 ausgewiesene Erbringungslücke, bzw. der zusätzliche Bedarf an Trägheit, stellt dabei eine in beider Hinsicht optimistische Abschätzung dar. Als Bezugsleistung wurde in allen Analysen und Darstellungen der europäische Schwachlastfall  $P_0 = 150$  GW angesetzt und die Netzanlaufzeitkonstante auf diesen bezogen. Zudem wird die identifizierte Erbringungslücke als äquivalente kinetische Energie ausgewiesen.

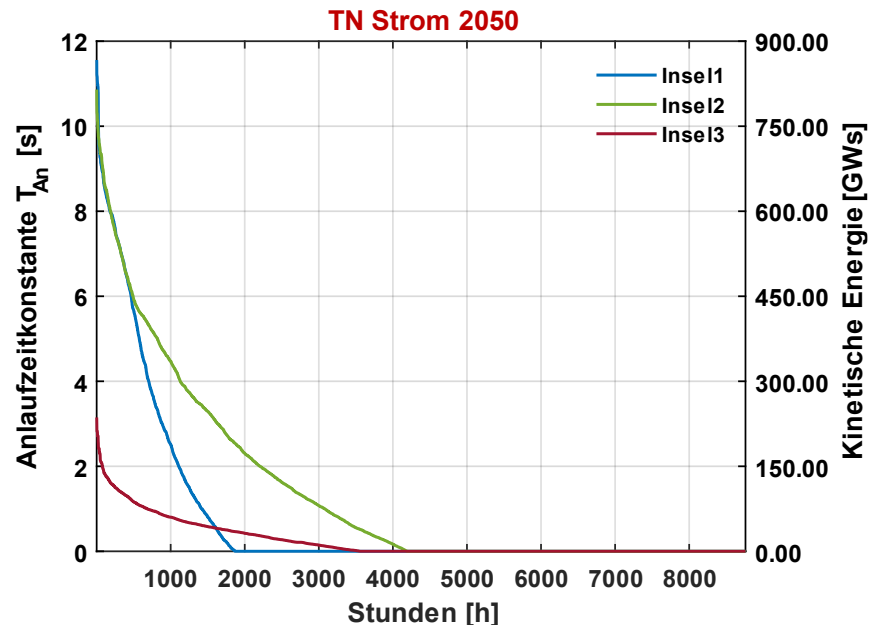


Abbildung 5-5: Ermittelte Erbringungslücke zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 2 Hz/s unter der Annahme einer Mindest-Momentanreserve von 75 GWs je Stunde und Netzinsel.

Zum einen ist aufgrund der Entwicklung des Kraftwerksparks nicht jederzeit sichergestellt, dass das angenommene Mindestmaß an Momentanreserve je Netzinsel auch zur Verfügung steht, wenn keine weiteren Erbringungsoptionen mit einbezogen werden. Zum anderen ist der für die Erbringungslücke angesetzte Grenzwert von 2 Hz/s für den Frequenzgradienten im Ursprung tendenziell zu hoch gewählt. Die Erhöhung der Anforderungen auf einen Grenzwert von 1 Hz/s verdoppeln die Erbringungslücke. Die Analyse zeigt jedoch sehr deutlich, dass für System-Split-Ereignisse ein deutlich höherer Bedarf an Momentanreserve vorliegt. In Kombination mit der Entwicklung des Kraftwerksparks wird zudem deutlich, dass neue Erbringungsoptionen erschlossen werden müssen.

**Kernerkenntnisse.** Die durchgeführte exemplarische Bedarfsermittlung im System-Split ermöglicht die Einordnung des Bedarfs an Momentanreserve für System-Splits im Vergleich zu dem Bedarf für einen 3 GW Leistungssprung. Hierbei geht es nicht um die exakte Quantifizierung eines zukünftigen Bedarfs sondern um dessen qualitative Einschätzung sowie die Ableitung notwendiger weiterer Schritte.

Hinsichtlich der zu Beginn des Abschnitts definierten Ziele können folgende Kernaussagen festgehalten werden:

- Die Leistungsdefizite bzw. -überschüsse im System-Split übersteigen die 3 GW Referenz um ein Vielfaches. Analog steigt auch der Bedarf an Trägheit um ein Vielfaches.
- Es besteht in mehreren, jedoch nicht in allen Stunden des Jahres ein Bedarf an zusätzlicher Trägheit. Nur in sehr wenigen Stunden des Jahres ist der Maximalwert erforderlich
- Der zusätzliche Bedarf an Trägheit übersteigt die heute im System inhärent vorhandene Momentanreserve in Abhängigkeit der Netzinsel und Stunde in einer Größenordnung von bis zu 800 GWs und damit deutlich. Es wird daher nicht ausreichend sein, den Rückgang der Trägheit aus konventionellen Kraftwerken zu substituieren, sondern es wird darüber hinaus noch weitere Trägheit benötigt werden.

### 5.1.3 Quellen zur Erbringung

Aufgrund des sich wandelnden Kraftwerksparks in Zukunft bedarf es eines heterogeneren Mix' an Technologien zur Bereitstellung von Trägheit der lokale Netzstabilität. In der Vergangenheit stellten im wesentlichen thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke ausreichend Momentanreserve bereit. In Zukunft reichen diese physisch rotierenden Massen jedoch nicht mehr aus, sodass auch Inverter-basierte Konzepte eingeführt werden müssen. Tabelle 5-1 zeigt eine Übersicht über mögliche Erbringungstechnologien im heutigen Energieversorgungssystem. Prinzipiell kann zwischen (a) instantaner, d.h. inhärenter Reaktion, sowie (b) einer schnellen (Wirkleistungs-)Regelung unterschieden werden. Eine schnelle Regelung durch Inverters basiert zwnagsläufig auf einer Frequenzmessung. Bei einer inhärenten Bereitstellung ist dies nicht der Fall, sodass die Bereitstellung unverzögert erfolgt. Die Technologien sind entweder im Besitz von Marktakteuren oder des Übertragungsnetzbetreibers. Einige der Technologien werden bereits heute in Deutschland oder an anderen Orten der Welt angewendet. Ansonsten befinden sich die Technologien derzeit in Entwicklungs-, Demonstrator- oder Pilotprojekten.

Tabelle 5-1: Technologien zur Erbringung von Trägheit

	Momentanreserve oder Substitute	Schnelle Regelung
Markt-akteure	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Thermische Kraftwerke</li> <li>• Wasserkraftwerke</li> <li>• EE-Anlagen und Speicher mit netz-bildenden Stromrichtern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kinetische Energie von Windturbinen nutzen</li> <li>• Chopper-Widerstände an Windparks</li> <li>• Abregelung von Photovoltaik-Anlagen</li> <li>• Supercaps an PV-Parks</li> <li>• Verbraucherseitiges Demand-Side-Management</li> <li>• Elektrolyseure</li> </ul>
Netzbetriebsmittel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rotierender Phasenschieber</li> <li>• Statcoms mit netz-bildendem Umrichter und Energiespeichern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HGÜ-Terminals</li> <li>• Statcoms mit Energiespeichern</li> </ul>

Die Technologien weisen unterschiedliche Charakteristika auf. So werden sie hier nach den folgenden Merkmalen kurz diskutiert.

- Verfügbarkeit, d.h. Einschränkungen in der Bereitstellung, insbesondere Saisonalitäten oder Tag-Nacht-Unterschiede
- Umsetzbarkeit, d.h. Dauer von der Projektierung bis zum Technologieeinsatz
- Kostenstruktur, d.h. Herleitung möglicher Bereitstellungspreise anhand erwarteter Bau-, bzw. Umrüstkosten oder erwarteten Einnahmen durch Teilnahme an Beschaffungsmärkten oder -ausschreibungen.

**Thermische Kraftwerke** stellen derzeit die hauptsächliche Erbrigungsquelle für Trägheit dar. Durch die sich an dem Turbosatz befindlichen Synchronmaschinen verfügt das elektrische Energiesystem über träge Masse, die in beide Richtungen (positiv und negativ) einer Netzfrequenzänderung entgegenwirkt. Eine Bereitstellung geschieht (unabdingbar), wenn sich das Kraftwerk im netzgekoppelten

Betrieb befindet. Es ergeben sich keine Nutzungskonflikte mit anderen Energie- und/oder Leistungsdienstleistungen des Kraftwerksblocks, sodass die Bereitstellung als nicht vergütetes Koppelprodukt bisher keine Investment- oder Betriebskosten zugeordnet wurden. Auch zukünftig werden geringe Bereitstellungskosten erwartet, da keine Erweiterungsinvestitionen an den Anlagen notwendig sind.

**Wasserkraftwerke**, d.h. Wasserreservoir- und Pumpspeicher-Kraftwerke verfügen ebenfalls über rotierende Synchrongeneratoren, sodass die oben genannten Merkmale für thermische Kraftwerke ebenfalls auf diesen Kraftwerkstyp anwendbar sind. Bei Laufwasserkraftwerken müssten ebenfalls die Auswirkungen auf den Wasserhaushalt im Fluss und Stausee beachtet werden.

**Netzbildende Stromrichter bspw. in Kombination mit EE-Anlagen oder Batteriespeichern** können ebenfalls instantan Strom bei einer Frequenzänderung bereitstellen. Bei einem Spannungsquellenverhalten wird auf Frequenzänderungen direkt mit einer Veränderung des Strom-Outputs reagiert. Dies impliziert die Notwendigkeit eines lokalen (kleinen) Energiespeichers. Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken erlauben Stromrichter keine kurzzeitigen Ströme oberhalb der Bemessungsgrenze. Deswegen befinden sich Regelungsverfahren zur Begrenzung des maximalen Stroms in Forschung. Netzbildende Fähigkeiten der Stromrichter umfassen weitere Aspekte, wie z.B. eine feste Frequenzvorgabe im Inselnetz, welche für die Trägheit der lokalen Netzstabilität nicht von Relevanz sind. Es finden zurzeit Arbeiten z.B. im FNN zu Definition und Abgrenzung der o.g. Fähigkeiten und zu den Anforderungen im Verbundnetz dieser Technologie statt. Der Begriff *netzbildend* ist dabei heute nicht eindeutig definiert, sodass teilweise leicht unterschiedliche Leistungsspektren darunter verstanden werden.

Die **kinetische Energie von Windturbinen** kann im Rahmen einer schnellen Regelung des Inverters grundsätzlich für lokale Trägheit der Netzfrequenz genutzt werden. Für eine Zeitperiode im Sekundenbereich kann der Wechselrichter einer Windturbine mehr elektrische Energie in das Netz abgeben als mechanisch von den Rotoren zur Verfügung gestellt werden. Dies bremst die Rotation der Anlage dementsprechend ab und sorgt in derselben Zeit für eine erhöhte Leistungsabgabe. In Teilen Kanadas wird diese Technologie bereits angewendet. Die in Deutschland installierten Anlagen verfügen bisher nicht über die Fähigkeit der schnellen Regelung. Eine Umrüstung der



Bestandanlagen ist entsprechend notwendig. Hierbei bedarf es neuer Software, Kommunikationseinrichtungen und ggf. verstärkten mechanischen Strukturen, um zusätzliche mechanische Kräfte aufzunehmen. Wartungsverträge müssen entsprechend nachverhandelt werden. Die Umrüstung von dem Bestand oder der Ersatz durch Repowering dauert folglich mehrere Jahre. Die Verfügbarkeit von Leistungsreserven ist nur vorhanden, wenn die Anlage sich im Betrieb befindet und oberhalb der Mindest-Einspeiseleistung betrieben wird.

**Chopper-Widerstände an Windparks** können einer Frequenzerhöhung entgegenwirken, indem sie die instantan produzierte Energie direkt in Wärme umwandeln bis der Rotor verzögert wird. Durch die Reduzierung der Energiemenge direkt am Einspeiseort wird erhöhten Leistungsflüssen im Netz entgegengewirkt. Bei Schwachwind kann maximal die aktuelle Leistung des Windparks selbst reduziert werden. Bei Starkwind-Situationen, kann der Chopper-Widerstand bis zu seiner Dimensionierung genutzt werden. Die Bereitstellung durch Neuanlagen in einem mittelfristigen Zeithorizont im Rahmen des Art. 21 (2a) RfG scheint denkbar. Umrüstungskosten von Bestandsanlagen betreffen Hard- und Software. Eine Nachrüstung von Bestandsanlagen bedarf mehrerer Jahre.

Die **Abregelung von Photovoltaik-Anlagen** kann durch ein Abweichen des Inverter-Betriebspunkts erfolgen. Da im Gegensatz zur Windturbine keine beweglichen Teile vorhanden sind, bedarf es keiner zusätzlichen Widerstände. Die Volllaststunden von PV-Anlagen sind geringer als bei Windturbinen. Die starke Gleichzeitigkeit von PV-Einspeisung reduziert das Abregelungspotential nachts vollständig. Die Mehrheit der PV-Anlagen sind kleine Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 750kWp. Abseits von PV-Freiflächen-Parks, ist daher von hohen Umrüstungskosten auszugehen.

**Supercaps an Photovoltaik-Parks** in Verbindung mit einem Software-Update bzw. einer Hardware-Umrüstung des Inverters bieten eine Möglichkeit Trägheit der lokalen Netzfrequenz bereitzustellen. Die Verfügbarkeit beschränkt sich jedoch auf Zeiten, in denen der Wechselrichter nicht an seiner Leistungsgrenze einspeist. Insbesondere in den Nachtstunden ergibt sich so ein erhöhter Nutzungsgrad der PV-Inverter [18]. Eine Erhöhung des Inverter-Nutzungsgrads durch Kurzfrist-Speicher ist technisch plausibel und umsetzbar.

**Verbraucherseitiges Demand-Side-Management** bietet die Option, im Sekundenbereich Last schnell abzuregeln. Bis 2022 existierte z.B. mit den „sofort abschaltbaren Lasten“ der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten den ÜNB (AbLaV) ein Mechanismus der Frequenzstützung zur Verfügung. Sofern eine lokale Frequenzmessung unterschritten wird, wurde innerhalb von 350ms die Last getrennt. Per Fernzugriff des Netzbetreibers musste die Anlage innerhalb von einer Sekunde vom Fahrplan abweichen. Auch in Großbritannien gibt es ein Regelleistungsprodukt, das innerhalb einer Sekunde verfügbar sein muss. Entgegen den großen Verbrauchern erscheint ein Rückgriff auf kleine Lasten (Elektrofahrzeuge, Heimspeicher, etc.) mit hohen Umrüst- und Infrastruktur- und Kommunikationskosten verbunden. Zudem ist die Verfügbarkeit der kleinen Verbraucher nicht durchgängig gesichert, was die Planung der aggregierten Vorhaltung erschwert.

Sofern **Elektrolyseure** nicht an ihrer oberen oder unteren Erzeugungsgrenze arbeiten, können mittels schneller Regelung das Leistungsungleichgewichts im elektrischen Energiesystem verringern. Gegebenenfalls wäre eine Markt-Integration dieser Anlagen über ein analoges, bzw. adaptiertes Verfahren ähnlich der AbLaV-SOL möglich. Hierbei wäre die Definition eines leistungserhöhenden Produkts notwendig. Eine zunehmende Anzahl von Elektrolyseuren ist zu erwarten. Studien nennen 50-80 GW im Jahr 2050<sup>2</sup>. Bei der Verfügbarkeit muss differenziert werden, ob die Anlagen dauerhaft oder nur in Zeiten mit hoher Erzeugungsleistung betrieben werden. Zweitere Fahrweise impliziert ähnliche Verfügbarkeitszeiträume wie von erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Zusatzkosten ergeben sich durch schnelle Messtechnik und Kommunikationseinrichtungen. Auch altert die Anlage schneller.

Als Betriebsmittel des Netzbetreibers bieten **rotierender Phasenschieber** und vergleichbare Optionen einen direkten physischen Ersatz zur Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzfrequenz. Kraftwerksblöcke können nach deren Abschaltung und folgender Umrüstung als rotierende Phasenschieber weiterbetrieben werden. Die sich

---

<sup>2</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2019) Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland

physisch auf Netzfrequenz drehenden Maschinen können durchgehend Momentanreserve bereitstellen. Wie alle netztechnischen Betriebsmittel (VINK) reduziert der rotierende Phasenschieber ein mögliches Marktvolumen. Die Umrüstung von Anlagen kann verhältnismäßig kurzfristig geschehen [19]. Die rechtlichen Voraussetzungen sind in §26, Abs. 4 KVVG genannt. Da keine Standortwahl im eigentlichen Sinne stattfindet, befindet sich die Betriebsmittel ggf. netzplanerisch nicht an der präferierten Stelle.

**Statcoms mit netzbildenden Umrichtern und Energiespeichern** können Momentanreserve-Substitute bereitstellen. Als technische Herausforderung einer inhärenten Antwort ist der hohe und nicht vorhersehbare Austausch von Leistung über den Inverter zu nennen. Die Technologiereife ist hoch. Planungs- und Bauzeiten sind einem mittelfristigen Zeitraum zuzuordnen. Netzbildende Regelungskonzepte werden von den ÜNBs gegenüber Anlagen ohne diese Regelung favorisiert<sup>3</sup>. Zusatzkosten gegenüber Statcom-Anlagen ohne diese Fähigkeit ergeben sich primär durch die nicht nutzbaren Leistungsreserven und den entsprechenden Energiespeicher. Diese müssen dauerhaft für den Abruf bereitgehalten werden.

Sofern sich die andere Netzinsel im Normalzustand befindet, können **HGÜ-Terminals** für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität genutzt werden. Sich derzeit in Bau befindliche HGÜ-Konverter sind grundsätzlich nicht als netzbildende Wechselrichter ausgeführt. Eine Umrüstung ist daher notwendig. Regulatorisch sind die europäischen Network Codes bereits vorbereitet aber nicht konkret<sup>4</sup>. Auch für Großstörungen bieten HGÜ einen Mehrwert. Der Mehrwert der HGÜ besteht im Systemsplit-Fall nicht unbedingt in der Bereitstellung von Momentanreserve, sondern in der Möglichkeit zur Aufrechterhaltung des Leistungstransports trotz Inselbildung. Damit wird eine „Verschlimmerung“ der entstehenden Leistungsdefizite vermieden.

---

<sup>3</sup> 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH (2020) Notwendigkeit der Entwicklung netzbildender Statcom-Anlagen / Positionspapier der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

<sup>4</sup> Commission Regulation (EU) 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules, Article 14

Neben der Ausrüstung mit netzbildenden Umrichtern können **Statcoms mit schneller Regelung und Energiespeichern** eingesetzt werden. Da sie gegenüber Statcoms mit netzbildender Regelung nur eine geringfügig angepasste Regelung benötigen, ist ein schnellerer Ausbau möglich. Bezüglich Verfügbarkeit, Umsetzbarkeit und Kostenanteilen gelten die bereits oben genannten Aspekte entsprechend.

#### 5.1.4 Handlungs- und Anpassungsbedarf

Die Argumentation der kurzfristigen Effizienzprüfung bis spätestens 2024 (siehe Kapitel 3), dass kein Bedarf für die Trägheit vorliegt, stützt sich auf die Annahme, dass nur ein Leistungsungleichgewicht von 3 GW beherrscht werden muss. Diese Annahme lässt jedoch sicherheitsrelevante Großstörungen, wie Systemauftrennungen und Inselbildungen (System-Split) außer Betracht und ist daher ungeeignet für die mittel- und langfristige Auslegung und Beschaffung von Trägheit. Um das System zukunftssicher – auch im Hinblick auf die erwarteten Veränderungen im Kraftwerkspark – zu gestalten, sind daher mehrere Schritte und Maßnahmen notwendig, die im Folgenden zusammengefasst werden. Die Darstellung fokussiert dabei auf die zentralen Herausforderungen und ist als Mindestanforderung zu interpretieren. Hieraus ergibt sich ein 9-Punkte Plan, der idealerweise in einer Roadmap weiter ausgestaltet wird<sup>5</sup>.

- 1. Gemeinsames Referenzszenario und Sicherheitsniveau festlegen.** In einem ersten Schritt ist ein Referenzszenario bzw. ein oder mehrere Dimensionierungsrelevante System-Split Ereignisse zu definieren, die eine Dimensionierung des Bedarfs ermöglichen. Hierdurch wird – die bisher nicht vorhandene – Grundlage geschaffen, Bedarfe auch für Großstörungen quantifizieren und ausweisen zu können. Es sind zudem entsprechende Prozesse auf behördlicher bzw. regulatorischer Ebene einzuführen, die die ausgewiesenen Bedarfe prüfen bzw. bestätigen. Dies könnte bspw. analog zum Blindleistungsbedarf im Rahmen des NEP-Prozess erfolgen. Bei der Auswahl des Referenzszenarios ist zudem das angestrebte Sicherheitsniveau zu berücksichtigen. So sollte neben einer bzw. mehrerer

---

<sup>5</sup> Mit der „Roadmap Systemstabilität“ (vgl. KOALITIONSVERTRAG 2021—2025) hat das BMWK bereits ein geeignetes Medium für die weitere Ausgestaltung eingerichtet.

dimensionierungsrelevanten Inselkombination(en) auch festgelegt werden ob und falls ja, in welchem Umfang es planmäßig zu teilweise nicht versorgten Gebieten kommen darf. Grundsätzlich sollte jedoch der Anspruch angesetzt werden, dass es auch in den resultierenden Netzinselfen zu keiner großflächigen Nichtversorgung kommt, wodurch die Resynchronisation beschleunigt wird.

- 2. Bedarfsanforderungen koordinieren.** Aufbauend auf der Bedarfsermittlung sind die Bedarfsanforderungen zu koordinieren. Dies betrifft zum einen relevante Grenzwerte, die in den definierten Referenzszenarien einzuhalten sind und somit in Kombination den Bedarf quantifizieren. Zum anderen ist der Bedarf zeitlich und technisch zu strukturieren. Welcher Anteil entfällt auf Momentanreserve, welcher Anteil auf potenzielle schnelle Regelungsverfahren und welche Grenzwerte und Zeitvorgaben sind hierbei zu berücksichtigen. Dieser Schritt beschreibt praktisch eine Art Lastenheft, womit nachfolgend Produkte mit definierten technischen Anforderungen abgeleitet werden können bzw. die Grundlage für technische Mindestanforderungen geschaffen wird.
- 3. Produktqualitäten und/oder technische Mindestanforderungen definieren.** Aufbauend auf dem Lastenheft sind klare Produktqualitäten zu definieren. Dabei ist sicherzustellen, dass die dort definierten Anforderungen die Deckung des Bedarfs ermöglichen und gleichzeitig auch ausreichend potentielle Erbringer zur Bedarfsdeckung in Frage kommen. Ein ergänzender Weg oder auch eine vollständige Alternative besteht in der Beschreibung eindeutiger technischer Mindestanforderungen an Anlagen. Hierbei wird deutlich, dass auch die Zuständigkeit für die Ausarbeitung geregelt werden muss. Wird dies über diejenigen erfolgen, die auch den Bedarf ermitteln oder erfolgt eine allgemeine Festlegung in einem Gremium wie dem FNN? Insbesondere gilt es hier auch das Zusammenspiel bzw. die teilweise Substitution von Momentanreserve durch eine schnelle Wirkleistungsregelung zu definieren.
- 4. Lokalen RoCoF beachten und bedarfsgerecht zusätzliche Robustheitsanforderungen für EE-Anlagen und Verbraucher ableiten.** Die Messungen beim Systemsplit der iberischen Halbinsel im Juli 2021 sowie diverse Simulationen haben erneut gezeigt, dass die lokalen Frequenzgradienten den globalen Frequenzgradienten (d.h. den systemisch gemittelten Frequenzgradienten im Ursprung) deutlich übersteigen können. Um in solchen Fällen die Situation im Netz nicht weiter zu verschärfen und einer ggf. weiteren kaskadierenden Auftrennung entgegenzuwirken ist es notwendig, dass sich Anlagen nicht vorzeitig vom Netz trennen. Dies kann ansonsten zu flächendeckenden Blackouts

führen, welche durch geeignete Vorgaben abgemildert oder gar vermieden werden sollten. Daher sind entsprechende Robustheitsanforderungen für Netznutzer hinsichtlich der beherrschbare RoCoF-Grenzwerte zu entwickeln. Ein Vorschlag über zeitlich gestaffelte Grenzwertkennlinien wurde in Zusammenarbeit mit den deutschen ÜNB erarbeitet und in [20] und [21] veröffentlicht.

Diese Thematik der Robustheitsanforderungen ist dabei unabhängig und losgelöst von einer marktlichen oder nicht marktlichen Beschaffungslogik zu adressieren.

5. **Räumliche Aufteilung definieren.** Bei der Definition und Festlegung von auslegungsrelevanten System-Split-Ereignissen wird auch bereits ein gewisse Lokalität des Bedarfes hinterlegt. Mindestens diese Räumlichkeit muss bei der Bedarfsdeckung entsprechend berücksichtigt werden. Hierbei gilt es insbesondere zu berücksichtigen, dass der Bedarf im Verbundsystem anfallen wird, sodass auch definiert werden muss, welcher Anteil durch die einzelnen Länder zu erbringen ist. Des Weiteren ist auch auf nationaler Ebene eine feingranuläre Regionalität zu bedenken. So ist sicherzustellen, dass die Erbringung nicht konzentriert an einem Netzknoten erbracht wird. Eine Mindestverteilung oder Deckelung von Einzelbeiträgen (bei sehr hohem möglichem Angebot) wäre hier in der Produktdefinition oder den technischen Mindestanforderungen denkbar.
6. **Statische und dynamische Dimensionierung abwägen.** Die durchgeführte exemplarische Bedarfsbestimmung verdeutlichen, dass die zukünftigen Bedarfe neben dem auslegungsrelevanten Fall und dem Sicherheitsniveau durch die jeweilige Einspeise- und Nachfragesituation determiniert werden. Letztere variieren zunehmend in Systemen mit steigendem Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren. Während ein statischer Bedarf sich am im relevanten Betrachtungszeitraum maximalen Bedarfsfall orientieren sollte (bzw. zu definierender Quartilswerte bei einer entsprechenden Reduktion des Sicherheitsniveaus), kann durch eine dynamische bzw. zeitabhängige Dimensionierung der Bedarf situativ beschafft und vorgehalten werden. So kann bspw. ein geringerer Bedarf in Nebenzeiten zu reduzierten Kosten für die Vorhaltung und entsprechenden Effizienzgewinnen führen. Diese Abwägung ist eng verbunden mit der Ausgestaltung von Produkten, da bspw. ein Mindestbedarf (statisch) mit Blockkontrakten (dynamisch) kombiniert werden könnte. Hier gilt es jedoch die praktische Umsetzbarkeit kritisch zu prüfen.
7. **Effizienzprüfung und Organisation der Beschaffung/Bereitstellung.** Sobald ein zusätzlicher Bedarf an Trägheit für System-Split-Fälle identifiziert wird, muss die Effizienzprüfung der marktlichen Beschaffung nach §12h EnWG erneut durchgeführt

werden. In Abhängigkeit dieser ist dann ein entsprechendes (marktliches) Beschaffungskonzept zu erarbeiten. Zudem muss sichergestellt werden, dass zukünftig ausreichend Erbringungsoptionen zur Verfügung stehen. Es kann daher – trotz potenziell positiver zukünftiger Effizienzprüfung – sinnvoll sein, die Erbringung von Momentanreserve (zumindest teilweise) auch über technische Anschlussrichtlinien verpflichtend vorzugeben oder über Netzbetriebsmittel zu decken. Dabei muss während der Entwicklung hin zum Zielsystem eine Abwägung stattfinden auf welchem Weg eine Beschaffung am sinnvollsten ist.

- 8. Entsprechende Anpassung und Festlegung regulatorischer Rahmenbedingungen.** Aufgrund der verbundübergreifenden Systemrelevanz bedarf es eines über die Mitgliedsstaaten hinweg koordinierten Vorgehens. Die gemeinsame Definition des auslegungsrelevanten Falls/der auslegungsrelevanten Fälle und des Sicherheitsniveaus bedingt somit einen klaren regulatorischen Rahmen auf der europäischen Ebene, welcher in nationales Recht zu überführen ist. Dies gilt analog für die zu koordinierenden Bedarfsanforderungen und Kriterien zur räumlichen Aufteilung der Bedarfe. Gleichwohl können sich Regelungslücken bei weitergehenden (von der europäischen Dimension losgelösten) Aspekten, wie z.B. dynamische Dimensionierung oder asymmetrische Produktqualitäten, ergeben. Letztere wären im Rahmen der Ausgestaltung der Beschaffung und Bereitstellung (über mehrere Netzgebiete hinweg) durch die zuständigen Regulierungsbehörden festzulegen.
- 9. Zyklische Überprüfung des Prozesses und Berücksichtigung potenzieller Zeitverzugsprobleme.** Da die Veränderung des Kraftwerksparks kontinuierlich geschehen wird, ist davon auszugehen, dass die Festsetzung der nationalen Bedarfe repetitiv notwendig sein wird. Je kürzer die aufeinander folgenden Zeitintervalle der Bedarfsbestimmung sind, desto genauer kann die ausgeschriebene Menge an die Zielmenge der Systemstabilität angenähert werden. Dennoch sind mit jeder neuen Berechnung hohe Prozesskosten verbunden. Ein weiterer Grund für sich wiederholende Bedarfsabschätzungen ist z.B. der technische Fortschritt, welcher beachtet werden sollte, da sonst kein Anreiz besteht neue technische Möglichkeiten für die Bereitstellung von lokaler Trägheit der Netzfrequenz zu installieren. Bei der zyklischen Überprüfung ist auch die Dauer bis Maßnahmen zur Verfügung stehen aufzunehmen. Mögliche Zeitverzugsproblemen sind frühzeitig zu identifizieren, um hier auch entsprechend entgegenwirken zu können. Dabei gilt es bereits jetzt zu bedenken, welche Prozesse dafür erforderlich sind und wo die entsprechende Zuständigkeit liegt.



## 5.2 Netz- und Versorgungswiederaufbau

**Hintergrund.** Die Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL) schreibt die marktgestützte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) vor, sofern die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht ausgeschlossen werden kann. Die Gutachter sind in vorherigen Untersuchungen zu dem Ergebnis gekommen, dass die kurzfristige Effizienz für die NF-SDL Inselbetriebsfähigkeit ausgeschlossen und für die Schwarzstartfähigkeit nicht ausgeschlossen werden kann. Daher wurde für die Schwarzstartfähigkeit ein Beschaffungskonzept vorgeschlagen, welches insbesondere die Transparenz, der bereits heute praktizierten marktlichen Beschaffung steigern soll. Bei den Untersuchungen wurde jedoch deutlich, dass mittel- und langfristig ein gesamtheitlicher Ansatz zur Bewertung und Gestaltung des zukünftigen Netz- und Versorgungswiederaufbaus zielführend ist. Hierzu haben die Gutachter ein Ergebnispapier „Mittel- und langfristige Entwicklung des Netz- und Versorgungswiederaufbaus“ erstellt [22]. Dieses adressiert Entwicklungen und Herausforderungen für den zukünftigen Netz- und Versorgungswiederaufbau, sortierte diese in die heutigen Konzepte sowie den Hintergrund der StrommarktRL ein und zeigt Handlungs- und Anpassungsbedarfe auf. Die Wesentlichen Erkenntnisse werden im Folgenden kompakt zusammengefasst.

**Herausforderungen.** Der Umbau des Energiesystems geht mit verschiedenen Entwicklungen einher, welche eine Weiterentwicklung des heutigen Netz- und Versorgungswiederaufbaus bedingen. Der Rückgang an konventioneller Erzeugung vor allem durch die beschlossenen Ausstiegspläne ist mit einem erheblichen Rückgang an steuerbaren und zentralen Anlagen verbunden. Neue Anwendungen, wie z.B. Elektromobilität oder elektrische Wärmepumpen, sind mit einer zunehmenden Elektrifizierung des Energiesystems verbunden. In Verbindung mit der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien erschwert dies das Zuschalten von „Lasten aus dem Verteilnetz“ und somit den Versorgungswiederaufbau. Folglich erfordert der Netz- und Versorgungswiederaufbau zukünftig eine verbesserte Prognose und Steuerung von (dezentralen) Erzeugungspotentialen und Lasten. Die Steuerbarkeit wiederum erfordert eine schwarzfallfeste bzw. schwarzfall-robuste Kommunikationsinfrastruktur. Neben abgestimmten Plänen und der Etablierung geeigneter Kommunikationssysteme sind bei der steigenden Komplexität schließlich klar



abgegrenzte Verantwortungsbereiche und Kompetenzen entscheidend für die Organisation des Netz- und Versorgungswiederaufbaus.

### 5.2.1 Heutiger Netz- und Versorgungswiederaufbau

In Folge eines großflächigen Blackouts erfolgt eine Wiederversorgung der Lasten in zwei von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) koordinierten Phasen. Zunächst wird beim Netzwiederaufbau (NWA) das Netz des ÜNBs, ausgehend von schwarzstartfähigen (SSF) Kraftwerken, wiederaufgebaut und Erzeuger unter Spannung gesetzt. Für eine ausreichende Belastung der Erzeuger werden schon in dieser Phase erste Lasten zugeschaltet. Anschließend erfolgt der Versorgungswiederaufbau (VWA) mit dem Ziel die Lasten möglichst schnell und zuverlässig wieder zu versorgen. Methodisch wird grundsätzlich zwischen einem Top-Down NWA, bei dem mindestens ein benachbarter ÜNB zur Synchronisation bereitsteht, und einem Bottom-Up Ansatz – wo dies nicht der Fall ist – unterschieden. Bei letzterem wird ohne fremde Hilfe das Netz, ausgehend von SSF Kraftwerken oder von Kraftwerken, die sich während der Störung im Inselnetzbetrieb gefangen haben, wieder aufgebaut. Schwarzstartfähigkeit wird heute von Wasser- und Gaskraftwerken bereitgestellt. Die notwendige Inselbetriebsfähigkeit zur Stützung und Ausdehnung der Netzinselfähigkeit wird überwiegend durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt.

Die erforderlichen Maßnahmen im Netz- und Versorgungswiederaufbau können übergeordnet in die drei Phasen

- Netzwiederaufbau
- Versorgungswiederaufbau
- Lastfolgebetrieb

eingeteilt werden, die sich zeitlich bis zu einem gewissen Grad überschneiden können. Abbildung 5-6 gibt eine Übersicht der typischen Phasen sowie ihrer Teilprozesse bzw. -phasen. Die wesentlichen Aspekte werden im Folgenden auf Ebene der übergeordneten Phasen skizziert, Für weitere Details und insbesondere Ausführungen zu den Teilprozessen wird auf das Ergebnispapier „Mittel- und langfristige Entwicklung des Netz- und Versorgungswiederaufbaus“ verwiesen.

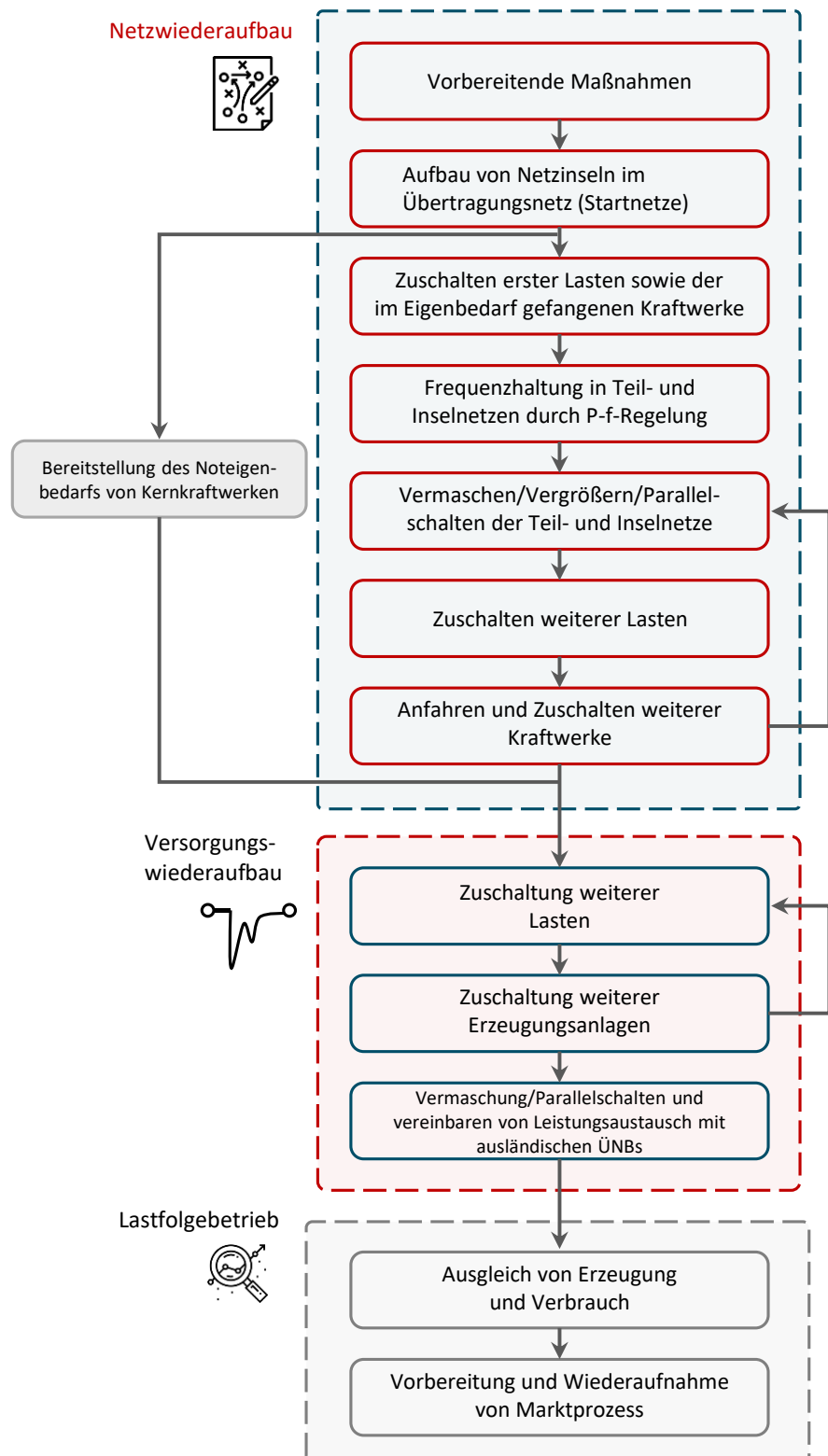


Abbildung 5-6: Typische Phasen des Netz- und Versorgungswiederaufbaus

**Netzwiederaufbau.** In der ersten Phase steht der Netzwiederaufbau im Fokus. Diese Phase gilt als abgeschlossen, sobald das Übertragungsnetz wieder unter Spannung steht und als gesichert angesehen werden kann. Je nachdem ob der Netzwiederaufbau Bottom-Up oder Top-Down erfolgt ist, wird dabei das Startnetz zuerst eigenständig aufzubauen bzw. kann durch die Unterstützung benachbarter ÜNB erfolgen. Die Übersicht zeigt dabei die Teilphasen auch beim Bottom-Up-Ansatz auf.

**Versorgungswiederaufbau.** In der zweiten Phase steht der Versorgungswiederaufbau im Fokus. Hierzu ist eine hinreichende Wiederversorgung des Übertragungsnetz erforderlich, sodass die beiden Phasen zwar grundsätzlich aufeinander folgen, sich jedoch auch überlappen. Wie beschrieben, werden während des Netzwiederaufbaus auch bereits erste Verbraucher wiederversorgt und schrittweise zugeschaltet. Ebenfalls kann auch lokal in Abhängigkeit der Netzwiederaufbaupläne bereits mit der Zuschaltung weiterer Verbraucher fortgefahren werden, bevor das vollständige Übertragungsnetz wieder unter Spannung gesetzt ist. Die Teilphasen sind dabei analog zu den Späteren des Netzwiederaufbaus, d.h. es werden sukzessive weitere Lasten und Erzeuger zugeschaltet, wodurch die Überlappung bzw. der fließende Übergang deutlich wird. Dabei wird weiterhin darauf geachtet, dass die Zuschaltung möglichst ausgeglichen zwischen Last und Erzeugung erfolgt. Während des NWA werden primär regelfähige Anlagen hinzugeschaltet, wohingegen im VWA überwiegend die Anlagen des Verteilnetzes und damit zumeist dargebotsabhängige Anlagen hinzugeschaltet werden. Insbesondere ist dabei darauf zu achten, ob ein zugeschaltetes Verteilnetz zum Zeitpunkt der Zuschaltung sich als Last oder Einspeisung charakterisiert.

**Lastfolgebetrieb.** In der dritten Phase erfolgt der Lastfolgebetrieb. Dieser umfasst die Maßnahmen nach der Wiederversorgung bis hin zur Wiederaufnahme der regulären Marktaktivität, die aufgrund der Großstörung ausgesetzt wurde. Im Wesentlichen koordinieren die ÜNB während dieser Zeit den Einsatz von verfügbaren Erzeugungsanlagen und organisieren nach Können und Vermögen den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb ihrer Regelzonen unter Nutzung von verfügbaren Erzeugungspotentialen benachbarter ÜNB auf nationaler wie europäischer Ebene. Grundlage für den Einsatz der Erzeugungsanlagen sind dabei Lastverläufe und Lastprognosen, die die Netzbetreiber ermitteln bzw. erstellen. Spätestens mit

der Aufnahme des Lastfolgebetriebs beginnen die Netzbetreiber mit den Vorbereitungen für die Wiederaufnahme des Marktes.

### 5.2.2 Handlungs- und Anpassungsbedarf

Der Umbau des Energiesystems, insbesondere der Rückgang der konventionellen Erzeugung, die steigende Elektrifizierung und Dezentralisierung, führen zu Herausforderungen beim zukünftigen Netz- und Versorgungswiederaufbau. Um diesen zu begegnen sind mittel- und langfristig unterschiedliche Maßnahmen notwendig, die jedoch bereits teilweise kurzfristig einzuleiten sind. Der folgende 6-Punkte Plan gibt eine nicht abschließende Übersicht über Maßnahmen, die aus unserer Sicht zeitnah umgesetzt, angegangen oder weiter untersucht werden sollten. Dabei sind die Punkte der Dringlichkeit nach sortiert, wobei die Reihenfolge keine zeitliche Abfolge implizieren soll.

- 1. Unterstützendes Verhalten von Lasten im Netzwiederaufbau.** Anschlussanforderungen bzw. Standards zum Verhalten von „smarte/intelligente“ Lasten bei Spannungswiederkehr sollten umgehend umgesetzt, bzw. angepasst werden. Ziel ist es, dass diese sich bei Spannungswiederkehr nicht unter Volllast zuschalten. Die Anforderung sollte mind. für neue (intelligente) Lasten wie Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen (aktuell im Hochlauf) aber auch für bspw. Elektrolyseure gelten. Bei geringen Anpassungskosten sollten ausgewählt auch Bestandsanlagen umgerüstet werden. Dieses Verhalten ist bereits bei Erzeugungsanlagen nahezu ohne Zusatzkosten umgesetzt, sodass hier Best-Practice-Erfahrungen vorhanden sind und eine Umsetzung mit geringen Risiken verbunden ist.
- 2. Netzbildende Umrichter im Besitz von Netzbetreibern und Multi-Use-Anwendungen von Netzbetriebsmitteln ermöglichen.** Für die Trägheit der lokalen Netzstabilität werden zukünftig netzbildende Umrichter im Besitz der Netzbetreiber eingesetzt. Durch Multi-Use können diese Anlagen kostengünstig für Inselbetrieb und Netzwiederaufbau benutzt werden.
- 3. Komplexitätsreduktion des operativen Netz- und Versorgungswiederaufbaus.** Für die Netzbetreiber (ÜNB, wie auch Verteilnetzbetreiber (VNB)) müssen die Prozesse unter Nutzung von steuerbaren Anlagen handhabbar sein. Die Prozesse sollten daher im Wesentlichen auf steuerbare und ausgewählte Einzelanlagen verteilt werden. Zudem muss eine standardisierte Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren (ÜNB, VNB) in Zukunft weiter ausgebaut werden, um einen zielgerichteten Informationsaustausch zu gewährleisten. Hierbei erleichtert eine

Verknüpfung der Leitstellensysteme der Netzbetreiber sowie entsprechende Automatisierungen den Austausch. Zudem wird entscheidungsunterstützende Software notwendig sein, um Risiken während der einzelnen Zuschaltsschritte zu reduzieren.

4. **Entwicklung beobachten und frühzeitig reagieren.** Die Verteilung und Netzanschlussebene von steuerbarer Erzeugung bzw. Anlagen, die Inselbetriebsfähigkeit und weitere notwendige Systemdienstleistungen heute bereitstellen, bedarf eines Monitorings. Potenzielle Lücken müssen frühzeitig identifiziert werden und entsprechende Kompensationsmaßnahmen initialisiert werden. So sind kurzfristig Kompensationsmaßnahmen für den beschlossenen Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 in Einklang mit den Netzwiederaufbauplänen und -varianten zu finden. Hierbei sind die Ertüchtigung eigener Netzbetriebsmittel, technische Anforderungen an Netznutzer, sowie marktliche Elemente zu prüfen. Unser 6-Punkte-Plan (sowie die weiteren Ergebnis-papiere des Vorhabens SDL-Zukunft, u.a. [2], [10] und [11]) gibt eine Übersicht der von uns vorgeschlagenen Maßnahmen.
5. **Einbindung von erneuerbaren Energien.** Sofern mittel- und/oder langfristig genügend steuerbare Erzeugungsanlagen verfügbar sind (bleiben oder werden), sollten (dezentralen) erneuerbaren Energien keine pauschalen kostspieligen Mindestanforderungen zur Bereitstellung von Inselbetriebsfähigkeit auferlegt werden. Zur Verbesserung der Handhabbarkeit im Netz- und Versorgungswiederaufbau sollten Mindestanforderungen, wenn nicht pauschal, sondern in Abhängigkeit der Leistungsklassen vorgegeben werden. Diese Differenzierung kann zudem auch hinsichtlich der Kommunikation erfolgen. So könnten beispielsweise kleinere Anlagen zukünftig mit Rundsteuersignalen (in Teilen analog zur heutigen Abregelung, Infrastruktur vorhanden) beeinflusst werden, um ihre Einspeiseleistung während des Netz- und Versorgungswiederaufbaus zusätzlich zu reduzieren bzw. deren Zuschaltung zu unterbinden.
6. **Zyklische Überprüfung einer marktlichen Beschaffung.** Schwarzstartfähigkeit sollte zukünftig weiterhin marktlich beschafft werden (siehe auch Vorschlag der Gutachter zur marktlichen Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit [11]). Die potenzielle marktliche Beschaffung von Inselbetriebsfähigkeit gilt es zyklisch zu überprüfen. Sofern im System ausreichend Erzeuger angeschlossen sind, die schon heute inhärent Inselbetriebsfähigkeit aufweisen, erscheint eine marktliche Beschaffung nicht effizient. Dem Rückgang konventioneller Erzeugungsanlagen steht ein zunehmender Anteil von Netzbetriebsmitteln mit potenziellen Multi-Use-Eigenschaft (STATCOMs mit Speichern, HGÜ-Konverter) gegenüber, sodass die Effizienz einer marktlichen

Beschaffung von Inselbetriebsfähigkeit im Wesentlichen durch einen potenziellen verbleibenden Bedarf determiniert wird.

## 6 Multi-Use

### 6.1 Einleitung

**Multi-Use.** Eine Reihe von vollständig integrierten Netzkomponenten, darunter rotierende Phasenschieber, STATCOMs und HGÜ-Konverterstationen, sind nicht auf die Erbringung einer einzigen Systemdienstleistung (SDL) beschränkt, sondern lassen sich, häufig zeitgleich, auch für andere SDL einsetzen.

**Problemstellung.** Im Kontext der Einführung von marktlichen Beschaffungskonzepten für einzelne SDL im Rahmen der Umsetzung der Strommarkttrichtlinie (EU 2019/944) stellt sich die Frage, wie mit solcher Mehrfachnutzung umgegangen werden soll. Hierbei können verschiedene Konstellationen vorkommen: Beispielsweise wäre es denkbar, dass Netzbetreiber aufgrund einer nicht marktlich beschafften SDL ein Netzbetriebsmittel bauen, das aber – im Sinne von Multi-Use – auch für marktliche SDL verwendbar ist. In diesem Fall besteht die Frage, ob der Zusatznutzen aufgrund der marktlichen SDL bei der Entscheidung für oder gegen den Bau des Netzbetriebsmittels eine Rolle spielen und wie er in die Bewertung einfließen sollte.

**Chancen.** Netzbetriebsmittel mit Mehrfachnutzungsmöglichkeiten bieten die Chance, durch kombinierte Erbringung Kosten zu sparen. Mit einem Netzbetriebsmittel können verschiedene Probleme gleichzeitig gelöst werden.

**Risiken.** Mit dem Argument von Multi-Use gerechtfertigte Investitionen in Netzbetriebsmittel können aber auch problematisch sein. So besteht die Gefahr, dass marktlich zu beschaffende SDL mit dem Argument von Multi-Use doch in Eigenerbringung durch den Netzbetreiber erbracht werden, aus evtl. vorgeschobenen Effizienzgründen. So könnte eine marktliche Beschaffung unterlaufen werden.

**Aktualität.** Mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und dem Rückgang konventioneller Kapazitäten steigen die Anforderungen an die Systemsicherheit und -stabilität in den kommenden Jahren massiv an. Dies spiegelt sich bereits heute in den Planungen der Netzbetreiber wider und betrifft auch Anlagen, die mehrere SDLs gleichzeitig erbringen können oder spezifisch dazu befähigt werden können. Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2021-2035,

Version 2021, 2. Entwurf) werden beispielsweise eine Reihe von STATCOMs zur Blindleistungskompensation gefordert, die um die Fähigkeit, Momentanreserve zu erbringen, ertüchtigt werden sollen (z.B. Projekt P400 der Projektsteckbriefe Zubaunetz NEP2035 [23]).

**Ziel.** In diesem Abschnitt soll eine Einschätzung aus ökonomischer Sicht gegeben werden, wie die Bewertung von Mehrfachnutzungsmöglichkeiten von Netzbetriebsmitteln im Kontext von SDL-Beschaffungskonzepten erfolgen kann. Von Interesse sind hierbei insbesondere die Fälle, bei denen ein Netzbetriebsmittel sowohl für eine marktlich beschaffte, als auch für nicht-marktlich beschaffte SDL in Frage kommen. Dabei geht es in diesem Abschnitt nicht darum, eine quantitative Kosten-Nutzen-Abwägung vorzunehmen, sondern zu konzeptualisieren, welche Faktoren bei der Fragestellung nach Multi-Use berücksichtigt werden sollen, und wie eine ökonomische Bewertung grundsätzlich aussehen könnte. Einführend fassen wir zudem kurz die technischen Möglichkeiten der Mehrfachnutzung von Netzbetriebsmitteln zusammen.

## 6.2 Technische Möglichkeiten zu Multi-Use

Einige technische Betriebsmittel können für die Bereitstellung unterschiedlicher Systemdienstleistungen genutzt werden (vgl. IAEW [24]). Dabei muss beachtet werden, ob ein zeitgleicher Abruf der Systemdienstleistungen möglich ist oder ob physikalische Restriktionen eine Multi-Use-Anwendung teilweise behindern bzw. völlig ausschließen. Beispielhafte Netzbetriebsmittel mit Multi-Use-Fähigkeiten sind:

**Statcoms.** Static Synchronous Compensators (Statcoms) sind Stromrichter, die für den Austausch von Blindleistung mit dem Netz genutzt werden können. Statcoms wurden bisher ohne Speicher errichtet. In den letzten Jahren wurde eine Kombination aus Statcom und Speichererweiterung marktreif. Diese kann neben Blindleistung ebenfalls Momentanreserve und dynamische Blindstromstützung (je nach genauer Definition dieser Systemdienstleistungen), sowie Systemdienstleistungen in Netzzuständen Notzustand und Netzwiederaufbau, d.h. Inselbetriebsfähigkeit, bereitstellen. Schwarzstartfähigkeit mit Netzwiederaufbau wäre bei einem ausreichend großen Energiespeicher (Energieabgabe eher im Stundenbereich) durch den Inverter technisch ebenfalls möglich, aus ökonomischer Sicht ist ein solches Investment jedoch realitätsfern. Nutzungskonflikte in der in



Tabelle 6-1 genannten Fähigkeiten ergeben sich folgendermaßen: Während Blindleistungsbereitstellung im Frequenzmittel keinen Energieaustausch mit dem Netz impliziert, müssen geringe Energiereserven im Bereich von Sekunden zur Bereitstellung oder Aufnahme von Momentanreserve oder der dynamischen Blindstromstützung vorgehalten werden, sodass hier Nutzungskonflikte zwischen den beiden letztgenannten SDL existieren. Bei der Inselbetriebsfähigkeit, welche nicht zeitgleich mit dem normalen Netzzustand auftritt, bedarf es Energiereserven im Speicher zur Ab-/Aufnahme von Wirkleistungsungleichgewichten im Teilnetz, wobei der Speicher hierfür ausreichend Leistung und Energiemengen vorhalten müsste.

**HGÜ-Konverter.** Selbstgeführte HGÜ-Konverter bieten die Möglichkeit lokal Systemdienstleistungen bereitzustellen (vgl. ef.Ruhr [25]). Sofern ihre Umrichter netzbildend gesteuert sind, agieren sie als Spannungsquelle am Einspeiseort und können so inhärente Systemdienstleistungen bereitstellen. Alle sich derzeit in Planung befindlichen HGÜ-Verbindungen sind als selbstgeführte Anlagen konzipiert. Im Normalbetrieb kann an beiden Konvertern einer HGÜ-Verbindung induktive oder kapazitative Blindleistung in den Betriebsgrenzen entnommen oder eingespeist werden. Für lokale Trägheit und dynamische Blindleistung kann ad-hoc Energie aus dem Zwischenkreis und kurzfristig (im Millisekunden-Bereich) Energie aus den Gleichstromkabeln entnommen werden. Praktisch ist die Kapazitätseingrenzung von HGÜ-Verbindungen (nicht Offshore-Anbindungen) zur schnellen Wirkleistungsänderung im Falle eines System-Split nicht erforderlich. Dies ist darin begründet, dass der Betriebspunkt der HGÜ (aus dem ungestörten betrieb) auch im Fehlerfall geeignet wäre, da diese in nahezu allen Fällen bereits die Leistung von der potenziell überspeisten Netzinsel in die potenziell unterspeiste Netzinsel transportieren würde.

Systemdienstleistungen im Not- oder im Netzwiederaufbau-Zustand sind möglich, sofern am anderen HGÜ-Konverter Leistung entnommen werden kann.

**Rotierender Phasenschieber.** Dieses Betriebsmittel ermöglicht durch sein Synchronmaschinen-Verhalten den Austausch von Blindleistung. Bei konstanter Netzfrequenz ist jedoch kein Energieaustausch mit dem Netz möglich, sodass keine Schwarzstart- oder Inselbetriebsfähigkeit gegeben ist. Bei einem Fehlerfall im Netz gibt das Betriebsmittel inhärent Momentanreserve und Kurzschlussstrom ab.

Dabei hängt die Menge der bereitgestellten Momentanreserve von der Masseträgheit des Turbinensatzes ab, welche mit zunehmender Größe jedoch auch erhöhten Luftwiderstand und mechanische Kräfte induziert. Nutzungskonflikte zu den oben im Abschnitt genannten Systemdienstleistungen ergeben sich keine.

Die technischen Fähigkeiten der Technologien sind in Tabelle 6-1 abgebildet.

Tabelle 6-1: Betriebsmittel und techno-ökonomische Fähigkeiten

	Blindleistung	Trägheit der lokalen Netzstabilität	Dynamische Blindstromstützung	Kurzschlussstrom	Schwarzstartfähigkeit	Inselbetriebsfähigkeit
STATCOM (ohne Speicher)	✓		✓			
STATCOM (mit Speicher)	✓	✓	✓			✓
HGÜ Konverter	✓	✓	✓		✓	✓
rotierender Phasenschieber	✓	✓		✓		

### 6.3 Ökonomische Bewertung von Multi-Use

Für eine konzeptionelle Betrachtung von Multi-Use-Netzbetriebsmitteln ist es sinnvoll, anhand von zwei beispielhaften SDL vorzugehen, auch wenn in der Praxis weitere SDL-Anwendungsfälle hinzukommen können. Die konzeptionellen Erwägungen gelten unabhängig von der Anzahl der zu erbringenden SDL.

Prinzipiell könnte das betrachtete SDL-Paar drei unterschiedliche Ausprägungen annehmen:

1. Zwei marktlich beschaffte SDL
2. Zwei nicht-marktlich beschaffte SDL
3. Eine nicht-marktliche, eine marktliche SDL (**Fokus**)

Die Grenzen zwischen diesen Konstellationen können fließend sein, da sich die Beschaffungsart einer SDL im Laufe der Lebensdauer eines Netzbetriebsmittels ändern kann. Die BNetzA ist verpflichtet, Ausnahmeentscheidungen zur marktlichen Beschaffung mindestens alle 3 Jahre zu überprüfen, sodass eine derzeit noch nicht marktlich beschaffte SDL in Zukunft marktlich beschafft werden könnte.

In der ersten Konstellation, einer Erbringung von zwei marktlich beschafften SDL durch eine Anlage, würde der Anbieter schlicht auf beiden Märkten agieren und seine Anlage an beiden SDL-Märkten vermarkten, ähnlich einer Vermarktung von Anlagen am Strommarkt und Regelenenergiemarkt. Hier stellt sich die Frage, ob das Beschaffungsdesign dies berücksichtigen sollte und könnte. Dies könnte z.B. über aufs erforderliche Minimum reduzierte Anforderungsprofile je SDL geschehen, um der Anlage Spielräume zu belassen, auch auf anderen Märkten zu agieren.

Die zweite Konstellation ist eine Erbringung von zwei nicht-marktlich beschafften SDL. Hier spielt sich alles im Ermessen des Netzbetreibers sowie des Regulators ab – der Nutzen für das System muss ermittelt werden und den Kosten gegenübergestellt werden, um eine Investitionsentscheidung zu treffen. Die Investitionsentscheidung muss hier gegen die Alternativen abgewogen werden, also beispielsweise die Erbringung durch zwei getrennte Anlagen, die die SDL in gleichem Umfang und in der gleichen Qualität erbringen könnten wie die Multi-Use-Anlage.

Konzeptionell anspruchsvoller ist dagegen die letzte Konstellation einer Verwendung des Netzbetriebsmittels für eine nicht-marktliche SDL einerseits und für eine marktlich beschaffte SDL andererseits. Hier stellt sich unter anderem die Frage, ob durch die Erbringung der eigentlich marktlich zu beschaffenden SDL eine Verzerrung des Marktes oder eine Benachteiligung anderer Akteure ergibt. Diese Konstellation werden wir im Folgenden näher analysieren. Wir

nehmen dabei an, dass der Hauptanwendungszweck des Netzbetriebsmittels im nicht-marktlichen Bereich liegt und definieren wie folgt:

- **Primäre SDL:** Eine nicht-marktlich beschaffte SDL, die den Hauptanwendungszweck für das Netzbetriebsmittel bildet
- **Sekundäre SDL:** Eine marktlich beschaffte SDL, die einen weiteren Anwendungszweck für das Netzbetriebsmittel bildet

### 6.3.1 Abgrenzung relevanter Fälle

Für die ökonomische Bewertung der Mehrfachnutzung von Netzbetriebsmitteln für unterschiedliche SDL lassen sich drei Fälle in Bezug auf das Verhältnis zwischen marktlicher und nicht-marktlicher Nutzung unterscheiden, die wir folgendermaßen benennen: (Fall 1) ohnehin gebaut, (Fall 2) für Multi-Use ertüchtigt und (Fall 3) nur bei Mehrfachnutzung lohnend. Abbildung stellt die betrachteten Fälle graphisch dar, wobei das Farbschema die jeweils Investitions-tragende SDL darstellt.



Abbildung 6-1: Abgrenzung relevanter Fälle

### 6.3.2 Fall 1: „ohnehin gebaut“

In dieser Konstellation wird das Netzbetriebsmittel ohnehin aufgrund eines Bedarfs an der primären, nicht-marktlichen SDL gebaut. Die darüberhinausgehende Erbringung einer (u.a.) marktlich beschafften SDL ist eine positive Begleiterscheinung, aber nicht für die Investitionserscheinung notwendig und bedarf auch keiner zusätzlichen Investitionen.

**Beispiel.** Ein Beispiel für diesen Fall ist der Bau eines rotierenden Phasenschiebers zur Erbringung von Kurzschlussstrom (primäre SDL). Zugleich könnte der rotierende Phasenschieber aber auch für Blindleistung (sekundäre SDL) genutzt werden, die im Rahmen des Beispiels als marktliche SDL angenommen sei.

#### Einordnung

Aus ökonomischer Sicht lässt sich dieser Fall folgendermaßen charakterisieren:

- Die anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten durch das Netzbetriebsmittel sind bereits durch den Beitrag zur primären SDL gerechtfertigt, da ohne den Beitrag zur primären SDL die Stabilität des Gesamtsystems, die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder der sichere, zuverlässige und leistungsfähige Betrieb des Energieversorgungsnetzes gefährdet wäre (siehe auch § 23 ARegV, § 11 EnWG). Dadurch ist die Entscheidung für die Investitionsmaßnahme unabhängig von der sekundären SDL.
- Der Nutzen des Netzbetriebsmittels erhöht sich weiter, dadurch, dass ein zusätzlicher Nutzen durch die sekundäre SDL erzielt wird.
- Für den Markt der sekundären SDL bedeutet die Existenz des Netzbetriebsmittels, dass ein Teil der Nachfrage nach der sekundären SDL bereits durch das Netzbetriebsmittel gedeckt wird. Es verringert somit das verbleibende Marktvolumen und senkt tendenziell den Preis.

### Bewertung

Aus ökonomischer Sicht ist dieser Fall unproblematisch, sowohl in Bezug auf die Investitionsfrage als auch in Bezug auf die Wirkung des Netzbetriebsmittels auf den Markt für die sekundäre, marktliche SDL.

- **Keine Berücksichtigung bei Investitionsentscheidung.** Da die Multi-Use-Eigenschaft nicht notwendig für die Investitionsentscheidung ist, und das Netzbetriebsmittel ohnehin wegen der primären, nicht-marktlichen SDL gebaut wird, muss sie bei der Investitionsentscheidung nicht beachtet werden.
- **Verkleinert Marktvolumen der sekundären SDL.** Aus Sicht des Markts für die sekundäre SDL dagegen ist das Angebot, was durch das Netzbetriebsmittel bereitgestellt wird, als kostenfrei verfügbares Potenzial zu behandeln. Es reduziert damit die zu beschaffende Menge dieser SDL – ändert aber ansonsten nichts an der Struktur des Marktes.
- **Mögliche Folgen für sekundäre SDL.** Sollte die auf diese Weise in den Markt drängende Angebotsmenge «den Markt kaputt machen», also zu klein werden lassen, als dass sich eine Beteiligung an dem Markt für andere mögliche Bereitsteller noch lohnt, ist dies nicht negativ zu sehen, sondern als eine Widerspiegelung der techno-ökonomischen Realitäten: Da genug ohne Mehrkosten vorhandenes Potenzial existiert, wird dann ggf. kein Markt für diese sekundäre SDL mehr benötigt.

- **Annahme der Unabhängigkeit in der Praxis fraglich.** In diesem Fall haben wir angenommen, dass die Investitionsentscheidungen komplett unabhängig bereits aufgrund der primären SDL erfolgt. In der Praxis ist dieser Fall nicht sehr wahrscheinlich – häufig würde wohl mit dem Zusatznutzen in der sekundären SDL argumentiert werden, um den Bau zu rechtfertigen. Es sei daher darauf hingewiesen, dass dieser Fall nur gilt, wenn die Investitionsentscheidung tatsächlich vollständig unabhängig von der sekundären SDL ist. Ansonsten gelten die unten beschriebenen Fälle 2 oder 3 je nach Konstellation.
- **Informationsasymmetrien und Fehlanreize.** Netzbetreiber haben im aktuellen Regulierungsrahmen den Anreiz, kapitalintensive Investitionen zu bevorzugen, selbst wenn volkswirtschaftlich Lösungsmöglichkeiten, die stärker auf operative Kosten setzen, zu bevorzugen wären. Gleichzeitig liegen in der Regulierung von Stromnetzen häufig Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreiber und Regulator vor. Im Kontext von Multi-Use sollte der Regulator also wachsam sein, ob die Investitionsentscheidungen für die Netzbetriebsmittel solide sind und ausreichend mit alternativen Lösungsmöglichkeiten verglichen wurden. Denn je nach regulatorischer Betrachtung der Beschaffungskosten für die marktliche SDL haben Netzbetreiber den Anreiz, mit einer (primären) nicht-marktlichen SDL ein Multi-Use Netzbetriebsmittel zu rechtfertigen, um operative Kosten im Markt der (sekundären) marktlichen SDL einzusparen. Dies unterstreicht den Punkt, dass die Unabhängigkeit der Investitionsentscheidung entscheidend ist und ausreichend geprüft werden sollte. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn die Kosten der marktlichen SDL als beeinflussbare Kosten gelten.
- **Zeitverzug in der Anreizregulierung.** Der Anreiz zu kapitalintensiven Investitionen im Gegensatz zu operativen Kosten ist eng verbunden mit dem Thema Zeitverzug bzw. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung: Änderungen der Kapitalkosten innerhalb der jeweils laufenden Regulierungsperiode dürfen von den Netzbetreibern vollständig und ohne Zeitverzug durch jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Für die Betriebskosten gilt hingegen grundsätzlich weiterhin das „Budget-Prinzip“, wonach Kostenänderungen innerhalb einer Regulierungsperiode erst bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen für die nachfolgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Dies setzt einen starken Anreiz zugunsten von kapitalintensiven Investitionen, also für Netzbetreiber häufig dafür, Aufgaben lieber über eigene kapitalintensive Netzbetriebsmittel, als über Fremdbeschaffung zu erbringen.

### 6.3.3 Fall 2: „für Multi-Use ertüchtigt“

In dieser Konstellation wird das Netzbetriebsmittel zwar ohnehin aufgrund eines Bedarfs an der nicht-marktlichen SDL gebaut. Es muss aber für die darüberhinausgehende Erbringung einer (u.a.) marktlich beschafften SDL kostspielig ertüchtigt werden.

**Beispiel.** Ein Beispiel für diesen Fall ist der Bau einer STATCOM aus Blindleistungs-Gründen (primäre SDL, hier angenommen als nicht-marktliche SDL). Zugleich könnte die STATCOM aber auch für Momentanreserve (sekundäre SDL, Annahme marktliche Beschaffung) genutzt werden, müsste dafür aber zuerst mit einem Speicher erweitert werden.

#### Einordnung

Aus ökonomischer Sicht lässt sich dieser Fall folgendermaßen charakterisieren:

- Die anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten des Hauptteils des Netzbetriebsmittels sind bereits durch den Beitrag zur primären SDL gerechtfertigt, da ohne den Beitrag zur primären SDL die Stabilität des Gesamtsystems, die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder der sichere, zuverlässige und leistungsfähige Betrieb des Energieversorgungsnetzes gefährdet wäre (siehe auch § 23 ARegV, § 11 EnWG). Dadurch ist die Entscheidung für den Hauptteil der Investitionsmaßnahme unabhängig von der sekundären SDL.
- Für die Multi-Use-Fähigkeit fällt ein separater Kostenblock an im Rahmen einer separaten Investitionsentscheidung an. Dieser ist eindeutig der Multi-Use-Fähigkeit (und damit der sekundären SDL) zuzuordnen und sollte daher mit dem Nutzen in dieser Eigenschaft gegenübergestellt werden.

#### Bewertung

- **Zusatzinvestition.** Wenn die Entscheidung für die Hauptinvestition unabhängig erfolgt ist, lässt sich die Zusatzinvestition allein mit dem Mehrnutzen durch die sekundäre SDL vergleichen. Für diese Investitionsentscheidung kann die Hauptinvestition als versunken (bereits getroffen, nicht revidierbar) gelten.
- **Abschätzung des Nutzens für marktliche SDL.** Die Schwierigkeit besteht nun darin, den Nutzen aus der sekundären, marktlichen SDL bereits zum Investitionszeitpunkt abzuschätzen, also möglicherweise mit weitem Vorlauf vor evtl. wiederkehrenden marktlichen Beschaffungsprozessen der sekundären SDL.



- **Analog zu Fall 3.** Die Abschätzung des Nutzens der marktlichen SDL ist näher im Fall 3 beschrieben. Die dort dargestellten Erwägungen für die Investitionsentscheidung des gesamten Netzbetriebsmittels sind analog auf die Zusatzinvestition im Rahmen des Falls 2 übertragbar. Dies betrifft insbesondere den Vergleich mit marktlicher Erbringung, den Umgang mit Vergleichsrechnungen vor Einführung eines Marktes und die Bewertung, falls ein Überangebot an der marktlichen SDL besteht.

### 6.3.4 Fall 3: „nur bei Mehrfachnutzung lohnend“

In diesem Fall ist das Netzbetriebsmittel nicht allein aufgrund der nicht-marktlichen SDL volkswirtschaftlich lohnend.<sup>6</sup> Erst bei Berücksichtigung eines möglichen Nutzens einer marktlich beschafften SDL wäre der Bau eines solchen Netzbetriebsmittels volkswirtschaftlich lohnend.

**Beispiel.** Ein Beispiel für diesen Fall ist der Bau eines rotierenden Phasenschiebers, der nur dann eine volkswirtschaftlich effiziente Investition wäre, wenn er für zwei Anwendungsfälle benötigt würde, beispielsweise für die Blindleistungs-Erbringung (primäre SDL, hier angenommen als nicht-marktliche SDL) als auch für Momentanreserve (sekundäre SDL, Annahme marktliche Beschaffung).

#### Einordnung

Aus ökonomischer Sicht lässt sich dieser Fall folgendermaßen charakterisieren:

- Die anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetriebsmittels sind erst unter Berücksichtigung des Nutzens zu primärer und sekundärer SDL gerechtfertigt. Erst wenn beide Beiträge berücksichtigt werden, lässt sich eine Notwendigkeit des Netzbetriebsmittels feststellen, da ohne ihren Beitrag die Stabilität des Gesamtsystems, die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder der sichere, zuverlässige und

---

<sup>6</sup> „Volkswirtschaftlich lohnend“ ist hier in Anlehnung an die Definition von genehmigungsfähigen Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV gemeint. Dies bedeutet, dass das Netzbetriebsmittel als lohnend bezeichnet wird, wenn ohne das Netzbetriebsmittel die Stabilität des Gesamtsystems, die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder der sichere, zuverlässige und leistungsfähige Betrieb des Energieversorgungsnetzes gefährdet wäre. Zudem muss es die effizienteste Alternative sein.

leistungsfähige Betrieb des Energieversorgungsnetzes gefährdet wäre (siehe auch § 23 ARegV, § 11 EnWG).

- Die Multi-Use-Fähigkeit ist somit elementarer Bestandteil der Kosten- und Nutzenberechnungen der Investitionsmaßnahme.

### Bewertung

- Die Bewertung der Investition muss in diesem Fall anhand einer Kosten-Nutzen-Rechnung beider Anwendungsfälle durchgeführt werden. Auf der Seite der nicht-marktlichen SDL sind die gewöhnlichen Bewertungsmaßstäbe für Netzbetriebsmittel anzulegen. Problematischer dagegen ist die Bewertung des Nutzens im marktlichen SDL-Segment.
- **Vergleich mit marktlicher Erbringung.** Wenn für die sekundäre SDL bereits eine marktliche Beschaffung eingeführt wurde, lassen sich bereits realisierte Preise auf dem Markt beobachten, die einen Vergleichsmaßstab bieten. Ein Problem besteht hierbei darin, dass die Kosten für die marktliche Beschaffung häufig im Bereich von OPEX, also den operativen Kosten, angesiedelt ist, während die Investition CAPEX- (also Kapitalkosten-) intensiv ist. Für einen Vergleich sollte dabei auch der OPEX-Zahlungsstrom in einen Barwert umgerechnet werden, um die Werte vergleichen zu können. Zudem sollten bei marktlicher Beschaffung mögliche Preisänderungen aufgrund neuer Erbringungsoptionen und Technologien in der Zukunft berücksichtigt werden. Die Investitions-Maßnahme in die Erweiterung des Netzbetriebsmittels zur Erbringung der sekundären SDL wäre dann als gerechtfertigt anzusehen, wenn ihre Investitionskosten den Barwert der vermiedenen marktlichen Zahlungen (evtl. um einen gewissen Mindestbetrag) unterschreiten würden.
- **Vor Einführung eines Marktes.** Wenn für die sekundäre SDL noch keine marktliche Beschaffung eingeführt ist, diese aber geplant ist, müssen künftige Preise auf dem Markt der SDL abgeschätzt werden. In Ermangelung eines bestehenden Marktes kann dies nur aufgrund erwarteter Technologien in einem Markt und deren Kostenstrukturen geschehen. Dabei sollte beachtet werden, dass es eine Funktion von Märkten ist, Innovationen zu fördern und Technologieoptionen aufzudecken, die vor Einführung des Marktes nicht abzusehen waren. Dies hat in der Tendenz einen preissenkenden Effekt im Markt. Wenn allein aufgrund bekannter erwarteter Technologien ein Preis abgeschätzt werden muss, erscheint es daher sinnvoll, statt einem mittleren Preis eher den günstigsten erwarteten Preis als Vergleichsmaßstab herbeizuziehen, um einen preissenkenden Effekt weiterer technologischer Optionen zu berücksichtigen. Mit anderen

Worten, die Investitionsmaßnahme in das Netzbetriebsmittel zur Erbringung der sekundären SDL muss für eine positive Entscheidung auch dann noch die bessere Option sein, wenn man sie mit den günstigsten zu erwartenden Optionen eines künftigen Marktes für die SDL vergleicht.

- **Bei Überangebot Bewertung mit Null.** Wichtig ist dabei zu beachten, dass der Mehrnutzen durch eine Knappheit bei der jeweiligen SDL belegt ist. Wenn bereits ohnehin genug der jeweiligen SDL im Markt vorhanden ist und auch in Zukunft sein wird (Überangebot), würde ein weiteres Angebot keinen Nutzen erbringen (ökonomisch gesprochen wäre der Schattenpreis bei dieser SDL in einem solchen Fall Null). In einem solchen Fall dürfte die «zusätzliche» Erbringung dieser SDL im Sinne von Multi-Use nicht zur Rechtfertigung des Netzbetriebsmittels herangezogen werden. Mit einem Beispiel gesprochen, wenn in einem Netzgebiet bereits ausreichend Momentanreserve vorhanden ist, dann kann es nicht als Argument für die Wahl eines bestimmten (evtl. teureren) Netzbetriebsmittels gelten, dass dieses konkrete Netzbetriebsmittel «auch Momentanreserve» bereitstellt. Denn wenn ohnehin genug davon vorhanden ist und auch in Zukunft sein wird, wäre der Wertbeitrag dieser zusätzlichen Fähigkeit gleich Null und damit nicht für die Investitionsrechnung heranzuziehen.
- **Informationsasymmetrien.** Auch in diesem Fall können Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreiber und Regulator problematisch sein. Denn, wie bereits für Fall 1 beschrieben, hat der Netzbetreiber oft einen Anreiz, kapitalintensive Investitionen gegenüber OPEX-intensiven marktlichen Beschaffungen zu bevorzugen. Der Regulator sollte also darauf achten, dass die Investition nur dann zu genehmigen ist, wenn sie einem hohen Standard an Effizienzgewinnen gegenüber der marktlichen Beschaffung standhält.

## 6.4 Fazit zu Multi-Use

Netzbetriebsmittel mit Mehrfachnutzungsmöglichkeiten bieten die Chance, durch kombinierte Erbringung einen effizienten Netzbetrieb zu ermöglichen.

Mit dem Argument von Multi-Use gerechtfertigte Investitionen in Netzbetriebsmittel können aber auch problematisch sein. So besteht die Gefahr, dass marktlich zu beschaffende SDL mit dem Argument

von Multi-Use doch in Eigenerbringung durch den Netzbetreiber erbracht werden, aus evtl. vorgeschobenen Effizienzgründen. So könnte eine marktliche Beschaffung unterlaufen werden.

In diesem Abschnitt haben wir vor allem auf zwei Herausforderungen hingewiesen:

- Bestehende Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreibern und Regulierern bezüglich der Einschätzung der Notwendigkeit von Investitionen in Netzbetriebsmittel in Verbindung mit z.T. problematischen Anreizen zugunsten von kapitalintensiven Investitionen für Netzbetreiber.
- Schwierigkeiten bei der Wertermittlung von Multi-Use-Anlagen aus zukünftig marktlich beschafften SDL.

Auch wenn die Informationsasymmetrien sich nicht gänzlich auflösen lassen, ist es möglich, mit der Wahl eines geeigneten Vergleichsmaßstabs (günstigste, statt durchschnittliche alternative Erbringungsmöglichkeiten) möglichen Verzerrungen entgegenzuwirken.

Ebenso ist zu betonen, dass der Multi-Use-Gedanke nicht im Widerspruch zum Gedanken der Effizienzsteigerung durch eine marktliche Beschaffung steht. Sollte die durch den Sekundäreffekt der Multi-Use-Anwendung in den Markt drängende Angebotsmenge den Markt für die marktliche SDL verkleinern, also das Marktpotenzial für sonstige Anbieter schmälern, ist dies nicht negativ zu sehen, sondern als eine Widerspiegelung der techno-ökonomischen Realitäten: Da ein Teil des notwendigen Angebots an der SDL bereits durch Multi-Use-Assets abgedeckt wird, muss nur noch weniger beschafft werden.

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] EU, „Richtlinie 2019/944 - Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt,“ Europäisches Parlament und europäischer Rat, Brüssel, 2019a.
- [2] I. Schlecht, C. Wagner, W. Lehnert, M. Bucksteeg, A. Schinke-Nendza und N. Voß, „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) - Bericht im Auftrag des BMWi,“ Berlin, 2020.
- [3] National Grid ESO, „Enhanced reactive power service (ERPS),“ 2020.
- [4] Swissgrid, „Spannungshaltung,“ 2020.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ef.Ruhr GmbH, „Systemsicherheit 2050 - Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem,“ Berlin, 2020.
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), „Trägheit der lokalen Netzstabilität, Beschluss BK6-20-298,“ Bonn, 2020.
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), „Dynamische Blindstromstützung, Beschluss BK7-20-296,“ Bonn, 2020.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), „Kurzschlussstrom, Beschluss BK6-20-295,“ Bonn, 2020.

- [9] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), „Inselbetriebsfähigkeit, Beschluss BK6-20-297,“ Bonn, 2020.
- [10] G. Blumberg, C. Wagner, W. Lehnert, M. Bucksteeg und M. Greve, „Markgestützte Beschaffung von Blindleistung - Bericht im Vorhaben SDL-Zukunft,“ Berlin, 2021.
- [11] C. Wagner, I. Schlecht und M. Bucksteeg, „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit - Bericht im Vorhaben SDL-Zukunft,“ Berlin, 2021.
- [12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), „Vertragliche Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau, Beschluss BK6-18-249,“ Bonn, 2020.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Langfristszenarien 3,“ <https://langfristszenarien.de/>.
- [14] 50 Hertz Transmissions GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Frequenzstabilität - Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz,“ 2018.
- [15] ENTSO-E, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,“ 2016.
- [16] ENTSO-E Task Force Overfrequency Control Schemes - Recommendations for the Synchronous Area for Continental Europe, „Task Force Overfrequency Control Schemes - Recommendations for the Synchronous Area of Continental Europe,“, 2017.
- [17] RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,“ 2016.

- [18] P. Riese, FRAKO, November 2018. [Online]. Available: <https://www.frako.com/loesungen/anwendungsbeispiele/blindstromkompensation-bei-solarparks>.
- [19] Bundesnetzagentur, *Pressemittlung - Bundesnetzagentur gibt grünes Licht für Umbau stützender Steinkohlekraftwerke zur Netzsicherheit*, Bonn, 2021.
- [20] Strunck, C; et al., „Correlation between global and local RoCoFs and their relevance for robustness requirements of generation units,“ in *Wind & Solar Integration Workshop*, Den Haag, Niederlande, 2022.
- [21] Strunck, C.; et al., „Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen,“ in *VDE Hochspannungstechnik 2022*, Berlin, 2022.
- [22] C. Wagner, H. Kramer, M. Bucksteeg und C. Strunck, „Mittel- und langfristige Entwicklung des Netz- und Versorgungswiederaufbaus,“ Berlin, 2022.
- [23] „Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf,“ 2021.
- [24] IAEW, „Netzbetriebsmittel und Systemdienstleistungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ 2021.
- [25] ef.Ruhr GmbH, „Systemsicherheit 2050 – Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem,“ 2020.
- [26] Bundesnetzagentur, „Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006,“ Bonn, 2007.
- [27] FRAKO, 2022. [Online]. Available: <https://www.frako.com/loesungen/anwendungsbeispiele/blin>

dstromkompensation-bei-solarparks. [Zugriff am 15  
November 2022].