



C/sells – das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschlands

Beschreibung der Rahmenbedingungen der C/sells- Anwendungsfälle im In- und Ausland

MS 2.016 im Rahmen des Arbeitspakets 2.6 - Evaluation der BUC im Gesamtsystem

Ort: Karlsruhe

Datum: 01.12.2020

Impressum

MS 2.016 – Regulatorische Rahmenbedingungen der C/sells-Anwendungsfälle

Autoren

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Klobasa, Marian; marian.klobasa@isi.fraunhofer.de
Pelka, Sabine; sabine.pelka@isi.fraunhofer.de
Stute, Judith; judith.stute@ieg.fraunhofer.de
Kühnbach, Matthias; matthias.kuehnbach@isi.fraunhofer.de

Auftraggeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Zitierempfehlung

Klobasa, M.; Pelka, S.; Stute, J.; Kühnbach, M. *Beschreibung der Rahmenbedingungen der C/sells-Anwendungsfälle im In- und Ausland: MS 2.016 im Rahmen des Arbeitspakets 2.6 - Evaluation der BUC im Gesamtsystem [2.6_ISI_MS_2.016_Status_quo_Rahmenbedingungen_TLPwhite]*, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2020.

Veröffentlicht

Dezember 2020

Hinweise

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „C/sells – das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschlands“ im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ auf Grund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert (Förderkennzeichen 03SIN125).

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
1 Einführung und Zielsetzung	7
2 Aktuelle Rahmenbedingungen	8
2.1 Integration von Erneuerbaren Energien	8
2.1.1 Einspeisevergütung	9
2.1.2 Direktvermarktung	10
2.1.3 Eigenversorgung	14
2.2 Integration neuer Verbraucher (Sektorkopplung)	17
2.2.1 Allgemein	17
2.2.2 Power-to-Heat	18
2.2.3 Power-to-Gas	18
2.2.4 Power-to-Liquid	20
2.2.5 Power-to-Move	20
2.3 Netzbetrieb	21
2.3.1 Kontext Engpassmanagement und Systemdienstleistungen	21
2.3.2 Redispatch	26
2.3.1 Einspeisemanagement	30
2.3.2 Regelenergie	32
2.3.3 Abschaltbare Lasten	35
3 Lösungsoptionen	36
3.1 Regionale Vermarktung	37
3.1.1 Beschreibung	37
3.1.2 Fit aktueller regulatorischem Rahmen	37
3.1.3 Exkurs: Peer-to-Peer Vermarktung	39
3.2 Quartiers- und Prosumerlösungen	40
3.2.1 Beschreibung	40
3.2.2 Fit zu aktuellem regulatorischem Rahmen	41
3.3 Flexibilitätsplattform	42
3.3.1 Beschreibung	43
3.3.2 Fit zu aktuellem regulatorischem Rahmen	44
3.4 Abstimmungskaskade	45
3.4.1 Beschreibung	45

3.4.2	Fit zum aktuellen regulatorischen Rahmen	46
3.5	Digitale Infrastruktur	48
3.5.1	Beschreibung	48
3.5.2	Fit zum aktuellen regulatorischen Rahmen	49
4	Zusammenfassung	54
5	Praxisbeispiele	56
5.1	Praxisbeispiele Regionale Vermarktung	56
5.2	Praxisbeispiele P2P Handel und Quartiers- und Prosumerlösungen	56
5.3	Konzepte und Praxisbeispiele für Flexibilitätsplattformen	56
6	Literaturverzeichnis	60

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vermarktungsformen für PV-Anlagen nach Leistungsklassen.....	12
Abbildung 2:	Direktvermarktungsentgelte der Vermarkter Next Kraftwerke GmbH und EnBW AG in Abhängigkeit der Anlagengröße	13
Abbildung 3:	Entwicklung der PV-Strommengen	14
Abbildung 4:	Betrachtete Sektorkopplungsoptionen.....	17
Abbildung 5:	Darstellung Maßnahmen zur Netz- und Systemsicherheit	22
Abbildung 6:	Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement in Deutschland 2015 - 2017	24
Abbildung 7:	Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB 2013 bis 2017 in Mio. Euro..	25
Abbildung 8:	Spezifische Engpassmanagementkosten (Redispatch/EinsMan/Netzreserve) im Zeitraum 2015 – 2017	26
Abbildung 9:	Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz 2015-2018.....	30
Abbildung 10:	Einspeisemanagementvolumina für die Jahre 2015 - 2018.....	30
Abbildung 11:	Präqualifiziert Leistung (2017) Regelenergie (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie	34
Abbildung 12:	Lösungsansätze für Beteiligung kleinteiliger Einheiten.....	36
Abbildung 13:	Geschäftsmodelle von Quartierslösungen.....	42
Abbildung 14:	Referenz-Architektur für direkte Nachfrageflexibilität.....	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Tabellarische Darstellung technischer Anforderungen.....	29
Tabelle 2:	Tabellarische Übersicht Rahmenbedingungen Regelenergie	35
Tabelle 3:	Fallbeispiel P2P-Vermarktung < < Fallbeispiel P2P-Vermarktung > >	39
Tabelle 3:	Übersicht zum Datenaustausch über das Smart Meter Gateway	50
Tabelle 4:	Netzwerke in der Systemarchitektur des Messstellenbetriebs	52
Tabelle 5:	Relevanteste gesetzliche Grundlagen je Lösungsoption	54

1 Einführung und Zielsetzung

Das Arbeitspaket 2.6 des Forschungsprojektes „C/sells – das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschlands“ beschäftigt sich mit der modellbasierten Bewertung der innerhalb von C/sells betrachteten Einzellösungen im Hinblick auf deren Wirkung auf das Energiesystem als Ganzes. Hierbei wird die Perspektive des Akteurs, die in anderen Teilen des C/sells-Projekts im Vordergrund steht, um die Systemperspektive erweitert. Dazu werden zentrale, innerhalb von C/sells entwickelte Anwendungsfälle einer wissenschaftlichen Gesamtevaluation unterzogen und deren ökonomischer und ökologischer Nutzen bewertet. Für die Bewertung der C/sells-Anwendungsfälle besteht eine hohe Abhängigkeit mit dem regulatorischen Rahmen und der Ausgestaltung des Energiemarktes. Aus diesem Grund werden die regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland mit Fokus auf die Anwendungsfälle innerhalb des AP 2.6 im Rahmen dieses Berichts identifiziert und analysiert.

Die zentrale Zielsetzung von C/sells ist es, ein effizientes und sicheres Energiesystem unter einer breiten Beteiligung von verschiedenen Akteuren zu ermöglichen. Die zentralen Attribute "effizient, sicher und partizipativ" sollen in allen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette angewendet werden: effiziente Integration Erneuerbarer Energien, intelligenter Netzbetrieb und effiziente Integration neuer Verbraucher.

Diese Zielsetzung wird bei C/sells durch drei zentrale Lösungsoptionen adressiert: Regionale Vermarktung, Quartiers- und Prosumerlösungen sowie die Flexibilitätsplattform und Abstimmungskaskade nach § 13.2 EnWG. Grundvoraussetzung für diese Lösungsoptionen ist eine digitale Infrastruktur, die zum Teil neu geschaffen werden muss.

Die Energiewirtschaft ist traditionell und insbesondere im Kontext mit ihrer nachhaltigen Transformation ein stark vom Ordnungs-/Regulierungsrahmen geprägter Sektor. Daher ist der Ordnungs-/Regulierungsrahmen auch ein wichtiger Aspekt für die in C/Sells diskutierten Lösungsoptionen und deren Bewertung. In den folgenden Kapiteln des Berichts wird vor diesem Hintergrund auf folgende Fragen eingegangen:

- Wie werden die Problemstellungen, die von C/Sells adressiert werden, im aktuellen Ordnungs-/Regulierungsrahmen (Kapitel 2) behandelt?
- Inwiefern sind die zentralen C/Sells Lösungsoptionen unter den aktuellen Bedingungen möglich und an welcher Stelle ist die Konformität mit der Regulatorik derzeit nicht gegeben (Kapitel 3)
- Welche innovativen Konzepte bestehen bereits im In- und Ausland, die als Lösung für die in C/Sells genannten Herausforderungen angewendet werden können (Kapitel 5).

Die Antworten auf diese Fragen dienen als Referenz für die Bewertung von neuen Lösungsansätzen, die innerhalb von C/Sells entwickelt werden

2 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die innerhalb von C/Sells entwickelten Lösungsoptionen betreffen die Integration erneuerbarer Energien und neuer Verbraucher sowie einen damit verbundenen intelligenten Netzbetrieb. Bei einer Umsetzung der entwickelten Lösungsoptionen müssen die bestehenden Rahmenbedingungen beachtet werden bzw. ergeben sich aus den bestehenden Rahmenbedingungen auch Anforderungen für eine Anpassung. Innerhalb dieses Kapitels wird daher der bestehende Regulierungs- und Ordnungsrahmen skizziert. Dabei wird herausgearbeitet, welche Rahmenbedingungen derzeit von besonderer Bedeutung sind und wie gut bereits der regulatorische Rahmen neue Lösungsoptionen erlaubt. Ziel dieser Auswertung ist es, Änderungsbedarf bei den Rahmenbedingungen für neue, innovative Lösungsoptionen zu identifizieren. Im weiteren Projektverlauf kann auf dieser Grundlage die Umsetzbarkeit und Vorteilhaftigkeit von vielversprechenden Anwendungsfällen bewertet werden.

Dazu werden die aktuellen Rahmenbedingungen entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette diskutiert - hier wird zwischen der Integration von Erneuerbaren Energien, der Integration neuer Verbraucher und dem Netzbetrieb unterschieden. Je Wertschöpfungsstufe werden folgende Aspekte vorgestellt (soweit relevant):

- Problemstellung und Allgemeines
- Grundsätzliche Regelung: Funktionsweise, gesetzliche Regelungen, technische Randbedingungen
- Status Quo: Akteure und Systemkosten

2.1 Integration von Erneuerbaren Energien

Im Sinne der Nachhaltigkeit der Energieversorgung leitet sich der Zielanteil von EE am deutschen Bruttostromverbrauch aus den Zielen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen ab und ist im EEG 2017 bis zum Jahr 2050 festgeschrieben¹. Der Ausbaupfad für EE wird dabei technologiespezifisch präzisiert (§ 4 Nr. 1-4 EEG 2017). Aktuell werden über 30 % des Bruttostromverbrauchs von Erneuerbaren Energien bereitgestellt (BDEW 2018b). Bis 2050 soll dieser Anteil auf mindestens 80 % ansteigen (BMW 2018b). Die in der Vergangenheit mangelhafte ökonomische Wettbewerbsfähigkeit auf der einen und die Wetterabhängigkeit und bedingte Steuerbarkeit von EE aus Windkraft- und PV-Anlagen auf der anderen Seite erfordert dabei technische und ökonomische Maßnahmen, um diese Technologien in das bestehende Elektrizitätssystem zu integrieren. Nicht zuletzt soll der EE-Ausbau und die Integration von EE in das Energiesystem „kosteneffizient und netzverträglich erfolgen“ (§ 1 Abs. 2 S. 2 EEG 2017).

Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen vorgestellt, die Anreize in Investitionen in EE sowie systemdienliches Verhalten von EE setzen. Instrumente zur Netzverträglichkeit werden im Kapitel 2.3 beschrieben.

Um ausreichend Anreize für Investitionen in EE zu geben, wurde zur Zeit der Einführung einer EE-Förderung (Stromeinspeisungsgesetz, 1991; EEG 2000) eine fixe Fördersumme je produzierter Kilowattstunde (kWh), die sogenannte Einspeisevergütung, als maßgebliches Instrument gesehen. Kleine Anlagen unter 100 kW erhalten auch derzeit (Stand 10/2019) in der Regel eine Einspeisevergütung.

¹ § 1 Abs. 1 EEG 2017

Um die EE sukzessiv in den Markt zu integrieren und Effizienzpotentiale zu heben, wurde 2012 die Direktvermarktung (DV) in Form von der Direktvermarktung im Marktprämienmodell (§ 20 EEG 2017) sowie der Sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG 2017) eingeführt, die für Anlagen ab einer Leistung von 100 kW verpflichtend ist (Stand 10/2019). Als Schritt für einen gesteigerten Wettbewerb wurden 2017 für PV-Freiflächenanlagen, Wind-Onshore-Anlagen jeweils größer 750 kWp und für Offshore-Windparks Ausschreibungen eingeführt. Für kleinere Anlagen, die innerhalb von C/Sells im Fokus stehen, wird die Vergütungshöhe jedoch weiterhin administrativ festgelegt. Daher werden Ausschreibungen in diesem Bericht nicht vertieft betrachtet.

Als Alternative zur Einspeisung ins Netz und zur Vermarktung können Erzeuger auch ihren Strom selbst verbrauchen, sog. Eigenversorgung (eng. Self-Consumption (Luthander 2014)). Einspeisevergütung, Direktvermarktung und Eigenversorgung werden im Folgenden näher erläutert.

2.1.1 Einspeisevergütung

2.1.1.1 Problemstellung/Allgemeines

Die Einspeisevergütung bezeichnet die gesetzlich festgelegte, technologiespezifische Mindestvergütung für Strom aus Erneuerbaren Quellen. Sie stellt das ursprüngliche Instrument des Stromeinspeisungsgesetzes 1991 und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (ab EEG 2000) dar und ist auch in der jüngsten Novellierung des EEG im Jahr 2016/17 ein wesentlicher regulatorischer Bestandteil zur Förderung Erneuerbarer Energien. Es gilt in diesem Zusammenhang zudem ein Einspeisevorrang bzw. eine Abnahmeverpflichtung des EE-Stroms durch die Netzbetreiber. Somit sind für Investitionen in regenerative Energieerzeugungsanlagen langfristige Investitionsbedingungen festgelegt. Das ursprüngliche Ziel der Einführung einer Einspeisevergütung ist, neuen Technologien (Photovoltaik, Windenergie, Biomasse) den Marktzugang zu erleichtern und die Diskriminierung kleinerer EE-Anlagenbetreiber zu beheben.

2.1.1.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Den Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 und § 21 Abs. 1 EEG 2017 haben Betreiber von Erzeugungsanlagen kleiner 100 kW, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen und dem Netzbetreiber die Energie vollständig zur Verfügung stellen (abzüglich der Eigenversorgung²). Die Vermarktung und Bilanzierung erfolgt durch den Netzbetreiber. Es darf keine weitere parallele Vermarktung/Nutzung (bspw. Regelenergie, Direktvermarktung, etc.) erfolgen. Der Anspruch auf die Einspeisevergütung besteht für 20 Jahre (§ 25 Abs. 1 EEG 2017). Bei Anlagen größer 100 kW besteht ein Anspruch auf eine Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) für maximal drei aufeinanderfolgende Monate bzw. maximal sechs Monate pro Jahr.

Die Höhe der Einspeisevergütung ist in der Regel für die Förderdauer von 20 Jahren konstant und bestimmt sich aus der Einspeisevergütung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die Einspeisevergütung für Neu-Anlagen ist einer Degression unterworfen, die seit dem EEG 2017 durch einen „atmenden Deckel“ begrenzt ist. Befinden sich die Zubauraten von PV und Windenergie an Land innerhalb der gesetzlich festgeschriebenen Ausbaukorridore, wird eine standardmäßige Degression für die

² Als Eigenversorgung wird im § 3 Nr. 19 EEG 2017 der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. Nähere Ausführungen im Unterkapitel 4.1.3

Einspeisevergütung von Neuanlagen zugrunde gelegt. Bei einem Überschreiten der Ausbauziele erhöht sich die Degressionsrate, während sie bei einer Unterschreitung sinkt. Somit sinken bei einem hohen Marktwachstum die Vergütungssätze für neu installierte Anlagen schneller als bei niedrigeren Zubauraten. Die Degressionswerte sind in § 46a und § 49 EEG 2017 festgelegt. Bei Windenergie an Land variiert die Degression zwischen 0,5 bis 2,4 Prozent, bei Solarenergie zwischen 1 bis 2,8 Prozent.

Die Einspeisevergütung betrifft nach dem EEG 2014 nur noch kleine und mittelgroße Neuanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 100 kW (§ 21 Abs. 1 EEG 2017). Ab dieser Leistung gilt eine verpflichtende Direktvermarktung (siehe Abschnitt 2.1.2).

2.1.1.3 Status quo: Akteure, Kosten

Ende 2018 werden nach Prognosen der ÜNB 35 % der installierten EE-Leistung und 27 % der EE-Stromerzeugung über die Einspeisevergütung („Festvergütung“) gefördert (ÜNB 2017).

Unter den über das EEG geregelten Vergütungszahlungen an EE-Anlagenbetreiber macht die Einspeisevergütung mit ca. 42 % nach der DV mit Marktprämienmodell (55 %) die zweitgrößte Kostenposition aus (BNetzA 2018c). Unter den Anlagen, die einen Anspruch auf Marktprämien haben, erhalten mittlerweile 56,7 % ihre Vergütung durch das Marktprämienmodell der DV und 43,3 % durch Einspeisevergütungen.

2.1.2 Direktvermarktung

2.1.2.1 Problemstellung/Allgemeines

Die Direktvermarktung bezeichnet den direkten Verkauf von Strom durch den Betreiber von EE-Anlagen am Großhandelsmarkt. Hierbei gibt es zwei Möglichkeiten: Die „Sonstige Direktvermarktung“ (§ 21a EEG 2017), bei welcher nur der Strom als Grünstrom aber ohne Förderung gehandelt wird und die „Direktvermarktung im Marktprämienmodell“ (§ 20 EEG 2017) bei welcher eine sog. Marktprämie für den gehandelten Strom als Förderung bezahlt wird. Die Direktvermarktung erfolgt in der Regel über Dritte, sog. Direktvermarkter.

2.1.2.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Die Direktvermarktung wurde im EEG 2012 (§§ 19 ff. EEG 2012) erstmals eingeführt. Neben den Einnahmen am Großhandelsmarkt wird eine Marktprämie für den gehandelten Strom ausbezahlt. Hierbei entspricht die Summe aus dem durchschnittlich erzieltm Erlös am Strommarkt und der gezahlten Marktprämie pro Monat in etwa der Höhe der fixen Einspeisevergütung der EE-Anlage. Wenn Anlagenbetreiber überdurchschnittliche Erlöse am Strommarkt erzielen, können die Erlöse auch über den bisherigen Einspeisevergütungen liegen. Die Marktprämie (inkl. einer eingepreisten Managementprämie) wird den Betreibern der EE-Anlagen vom Verteilnetzbetreiber ausbezahlt. Biogas- und Biomethananbieter können ergänzend zur Marktprämie auch eine Flexibilitätsprämie erhalten.

Die Teilnahme am Marktprämienmodell gemäß § 20 EEG 2017 ist verpflichtend für Betreiber einer Anlage ab 100 kW (§ 21 Abs. 1 EEG 2017). Ab einer Anlagengröße von 750 kW im Falle von PV- und Windenergieanlagen an Land bzw. 150 kW für Biomasseanlagen besteht der Anspruch auf eine Förderung im Rahmen des Marktprämienmodells nur nach erteiltem Zuschlag nach vorausgegangener

Teilnahme an der Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur (§ 22 Abs. 2-4 EEG 2017). Ausgenommen von dieser Regelung sind Bestandsanlagen.

Betreiber von EE-Anlagen sind verpflichtet, jede ihrer Anlagen entweder der Marktpremie (§ 20 EEG 2017), bei Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor Einführung der Direktvermarktung ggf. auch der Einspeisevergütung (auch in der Form der Ausfallvergütung; § 21 Abs. 1 u. 2 EEG 2017), dem Mieterstromzuschlag³ (§ 21 Abs. 3 EEG 2017) oder der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG 2017) zuzuordnen. Ein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist monatlich möglich (§ 21b Abs. 1 EEG 2017). Eine prozentuale Aufteilung des erzeugten Stroms einer Anlage kann ebenfalls angegeben werden (§ 21b Abs. 2 S. 2 EEG 2017).

Eine Teilnahme an der „sonstigen Direktvermarktung“ ist nach § 21a EEG 2017 für alle Anlagenbetreiber möglich.

Zusätzlicher Aufwand und mögliche Verluste

Neben dem Mehraufwand durch die selbstständige Teilnahme am Börsenhandel kommt für den Direktvermarkter die Pflicht zur Einspeiseprognose und Bilanzierung hinzu (§ 20 EEG). Verfehlt er seine Prognose, fallen für die entstandenen Abweichungen Ausgleichsenergiekosten an. Die Ertragssituation kann zusätzlich verschlechtert werden, wenn mindestens sechs Stunden am Stück zu negativen Preisen eingespeist wird. In diesem Fall entfällt die Marktpremie für den gesamten Zeitraum, in dem die Preise ohne Unterbrechung negativ sind (§ 51 Abs. 1 EEG 2017). Ausgenommen hiervon sind Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW sowie sonstige Anlagen mit installierten Leistungen von weniger als 500 kW (§ 51 Abs. 3 EEG 2017).

Fernsteuerbarkeit

Der Anlagenbetreiber bzw. ein von ihm beauftragter Direktvermarkter ist seit dem EEG 2012 verpflichtet, seine Anlage fernsteuerbar zu machen (§ 6 EEG 2012). Damit kann der Anlagenbetreiber auf niedrige Strompreise bei der Vermarktung oder Fahrplanabweichungen reagieren. Zudem kann der Netzbetreiber die Anlage im Falle einer Netzüberlastung abregeln. Ferner besteht ein Anspruch auf Zahlung der Marktpremie nur für EE-Anlagen mit Fernsteuerbarkeit (§ 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017).

2.1.2.3 Status quo: Akteure, Kosten

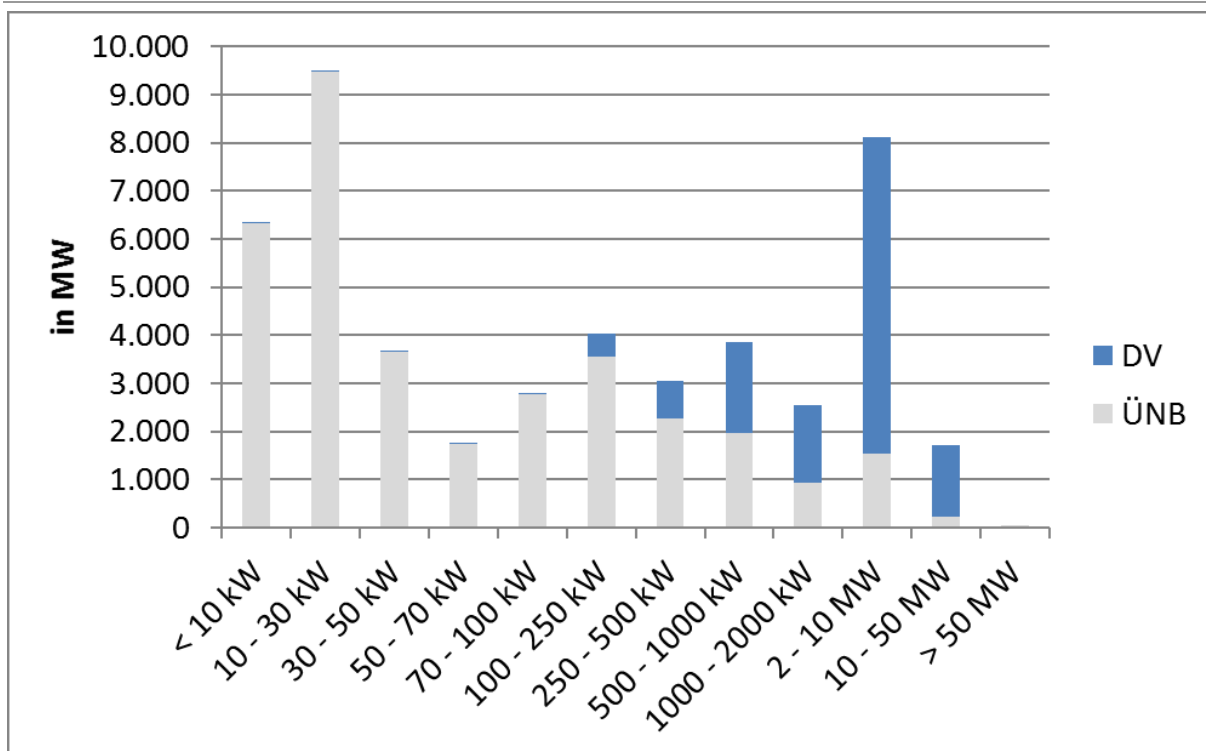
Mit der Grenze von 100 kW für die Direktvermarktungspflicht entfallen eine Großteil von PV-Anlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäusern, Gewerbebetrieben, Scheunen, Verwaltungsgebäuden und Schulen in der Regel aus dieser Vermarktungsform bzw. nehmen nur zu einem begrenzten Anteil freiwillig teil. Es verbleiben daher zum Großteil PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Großbetrieben, großen Supermärkten, Fabrik- und Lagerhallen. Je nach Konstellation können die Rollen des Gebäudeeigentümers, Investors und Anlagenbetreibers auch auf verschiedene Personen verteilt sein. Neben den Erzeugern bzw. Prosumern als Anlagenbetreiber spielen Verteilnetzbetreiber für den Netzanschluss und Übertragungsnetzbetreiber für die Abwicklung der Bilanzierung eine bedeutende Rolle. Die Vermarktung erfolgt entweder über einen Direktvermarkter oder bei der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung über den Übertragungsnetzbetreiber.

Im Jahr 2018 nahmen rund 74.300 MW installierte EE-Leistung an der Direktvermarktung im Marktpremienmodell und rund 270 MW an der sonstigen Direktvermarktung teil (Netztransparenz

³ Mieterstrom wird näher unter Kapitel 4.1.3 erläutert.

2018). Das entspricht etwa 64 Prozent der gesamten EE-Leistung zu diesem Zeitpunkt. Während Windenergie überwiegend direkt vermarktet wird (Onshore 93 % und Offshore 100 %), trifft dies nur auf 21 % der Solarleistung zu. Dies ist auf den historisch hohen Anteil der Leistung in der Einspeisevergütung, der tendenziell kleineren Anlagengrößen und der alternativen Verwendung zum Eigenverbrauch zurückzuführen (Bundesnetzagentur 2017a). Die Tendenz für kleine Anlagen wird in Abbildung 1 verdeutlicht.

Abbildung 1: Vermarktungsformen für PV-Anlagen nach Leistungsklassen



Quelle: (Kelm 2018)

Ca. 86 % der PV-Leistung in der Direktvermarktung stammt von Anlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW, 9 % von Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 500 kW und 1 MW und 5 % von Anlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW (Bundesnetzagentur 2017a). Zwei aktuelle Entwicklungen sind im Zusammenhang mit der kleinsten Leistungsgruppe zu beachten. Erstens kam es aufgrund der stufenweisen Absenkung der Direktvermarktungspflicht bis auf 100 kW im Jahr 2016 zu Vorzieheffekten bei den Investitionen in den Jahren zuvor. Zweitens werden teilweise Anlagen in dieser Leistungsklasse in kleinere Tranchen unter 100 kW aufgeteilt, um der Direktvermarktungspflicht zu entgehen (Kelm et al. 2019). Die zunehmende Digitalisierung, das Angebot an Direktvermarktungsunternehmen und Energiegemeinschaften⁴ können Hemmnisse der Direktvermarktung abbauen.

Betrachtet man die gesamte Stromerzeugung aus PV, wurden 2017 6 % für den Eigenverbrauch verwendet, 72 % erhielten die Einspeisevergütung und 22 % wurden direkt vermarktet (Kelm et al. 2019).

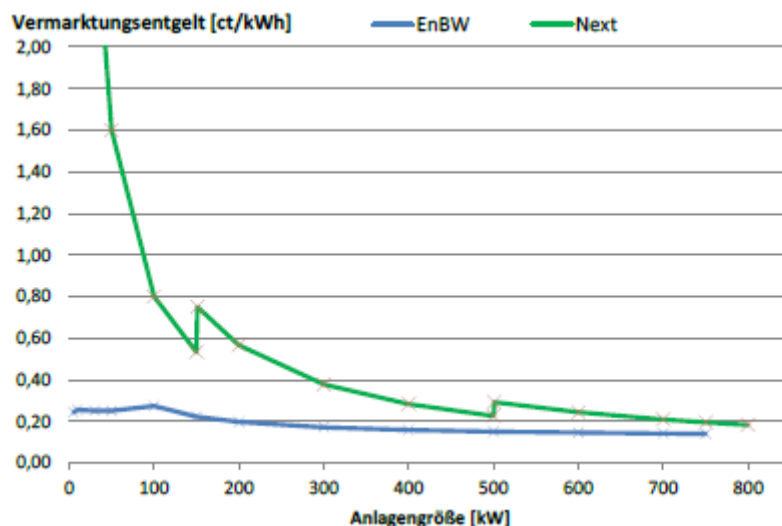
⁴ Nach der EU Erneuerbaren Richtlinie sind Energiegemeinschaften eine juristische Einheit, die auf einer freiwilligen Beteiligung aufbaut, autonom ist und von den Shareholdern oder Mitgliedern organisiert wird, die eine räumliche Nähe zur Anlage aufweisen

Das kontinuierliche Ausscheiden aus der Einspeisevergütung nach 20 Jahren und eine Erhöhung des Eigenverbrauchs werden dieses Bild künftig verändern.

Der Kenntnisstand und die Fähigkeiten zur Vermarktung der Anlagen und der damit verbundenen Prognosegüte sollen durch die Direktvermarktung kontinuierlich verbessert werden. Diesem Effekt steht die Alternative gegenüber, Abweichungen innerhalb eines größeren Pools (wie bspw. der ÜNB-Pool der Einspeisevergütung) auszugleichen. Nach Angaben der Direktvermarkter ist deren Prognosegüte jedoch innerhalb der letzten Jahre auf das Niveau jener der ÜNBs angestiegen (Klobasa et al. 2019). Damit vermeiden sie nicht nur im gleichen Maß Abweichungen vom angegebenen Fahrplan und damit Ausgleichsenergiekosten. Ihr genaueres Verständnis der Einspeisung in Abhängigkeit von Anlagentyp und Standort kann auch hilfreich für weitere Anwendungsfälle sein (bspw. Engpassmanagement auf Verteilnetzebene) und kann damit zu einer besseren Integration der EE-Anlagen beitragen.

Die Hauptkostenkompetenten für die Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung sind die Vermarktungskosten und die Kosten für die Fernsteuerbarkeit (Kelm et al. 2019). Aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit von allgemeinen Daten zu den Vermarktungskosten bezieht sich das ZSW (Kelm et al. 2019) auf die Vermarktungsanbieter Next Kraftwerke GmbH und EnBW AG (siehe Abbildung 2). Während EnBW ein mehr oder weniger fixes Vermarktungsentgelt je kWh ansetzt, reduziert sich das Vermarktungsentgelt bei Next mit der Größe der Anlagen.

Abbildung 2: Direktvermarktungsentgelte der Vermarkter Next Kraftwerke GmbH und EnBW AG in Abhängigkeit der Anlagengröße



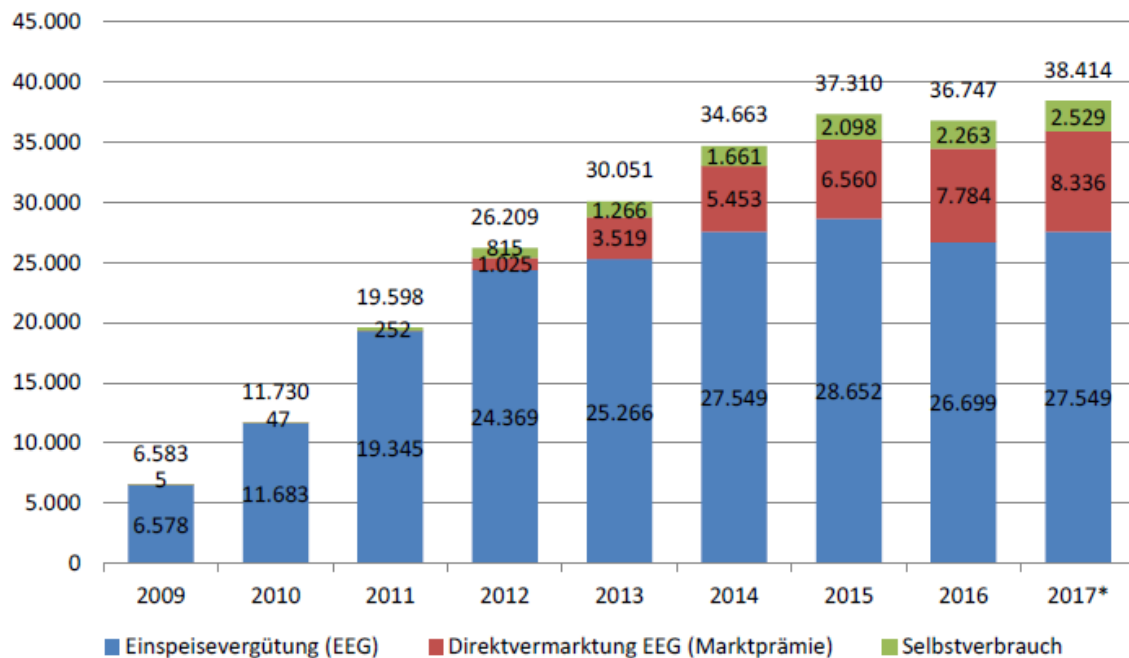
Quelle: (Kelm 2018)

Während die Vermarktungskosten hauptsächlich mengenabhängig sind, sind die Kosten für die Fernsteuerbarkeit überwiegend Einmalkosten, die je nach Begebenheit zwischen 100 und 600 Euro variieren (Kelm 2018).

Direkte systemseitige Kosten stellt insbesondere die Marktprämie dar. Mit rund 14 Mrd. Euro macht sie 2017 knapp 50 % der EEG-Vergütungszahlungen aus. Da sich in der Direktvermarktung über 75 % der erzeugten Strommengen aus Erneuerbaren Energien befinden, relativiert sich dieser Betrag Selbst bei PV steigt der Anteil der Direktvermarktung kontinuierlich an (siehe Abbildung 3). Während für eine

Kilowattstunde Strom aus EE in der Einspeisevergütung durchschnittlich 23 Centausgegeben werden, sind es bei der Marktprämie in der Direktvermarktung rund 6 Cent (BMWi 2018a).

Abbildung 3: Entwicklung der PV-Strommengen



Quelle: (Kelm 2018)

2.1.3 Eigenversorgung

2.1.3.1 Problemstellung/Allgemeines

Als Eigenversorgung wird im § 3 Nr. 19 EEG 2017 der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt bezeichnet.

2.1.3.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Der regulatorische Umgang mit der Eigenversorgung weist europaweit und international ein heterogenes Bild auf. Die Eigenversorgung wird in einigen Ländern restriktiv gehandhabt, in anderen Ländern wird sie begünstigt (van Nuffel und Mihov 2018). In Spanien wurde 2015 bspw. eine Sonnensteuer für Eigenverbrauch eingeführt. Damit bezahlen spanischen Eigenverbraucher einen ähnlichen Preis pro kWh wie die Kunden, die den Strom aus dem Netz beziehen. In Deutschland wurde der Eigenverbrauch von 2009 bis 2012 mit einer Eigenverbrauchsvergütung gefördert. Nach Beendigung der Förderung baute das Geschäftsmodell des Eigenverbrauchs auf dem vermiedenen Strombezug aus dem Netz auf. Dieser Ansatz wurde insbesondere aufgrund der Vermeidung des hohen Anteils an Umlagen, Abgaben und Steuern (bei Haushalten rund 80 % (BDEW 2018b)) begünstigt. Im Zuge der EEG Novelle 2014 wurden die regulatorischen Grundlagen für diesen Sachverhalt angepasst.

Heutzutage müssen Eigenversorger 40 % der EEG-Umlage für ihren selbstverbrauchten Strom bezahlen (§ 61b EEG 2017). Ausgenommen von dieser Regelung sind auf der einen Seite Anlagen, die sich zu 100 % mit ihrem selbsterzeugten Strom versorgen und folglich entweder nicht ans Netz angeschlossen sind oder das Netz nur für die Einspeisung des Überschussstroms verwenden und hierfür keine Zahlung nach Teil 3 EEG 2017 in Anspruch nehmen (§ 61a Nr. 2 u. 3 EEG 2017). Auf der anderen Seite müssen auch Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 10 kW und einem Stromverbrauch des selbsterzeugten Stroms < 10 MWh keine EEG-Umlage für den selbstverbrauchten Strom bezahlen (§ 61a Nr. 4 EEG2017).

Die Belastung des Stroms mit der EEG-Umlage ist auch für den Fall, dass der Strom lokal zwischengespeichert wird, geregelt. Seit der EEG-Novelle 2017 fällt nur beim Ausspeichern des Stroms die EEG-Umlage an (d. h. 100 % bei Netzeinspeisung, 40 % bei Eigenverbrauch) außer 500 kWh p. a. je installiertem kW werden überschritten (§ 61l EEG 2017). Bei einer Überschreitung muss für jede weitere kWh auch bei der Einspeicherung des Stroms die EEG-Umlage gezahlt werden.

Für den selbstverbrauchten Strom müssen keine Netzentgelte, Stromsteuer oder Umlagen bezahlt werden (NEW 4.0; Neussel 2016; Bundesnetzagentur 2016). Wenn man Selbsterzeugen Strom aus EE über die Grenzen eines Haushalts bzw. Gewerbes bezieht, sind in diesem Kontext auch Areal- und Objektnetze zu erwähnen, die innerhalb eines abgeschlossenen, privat betriebenen Netzgebiets mehrere Einheiten für einen möglichst hohen Grad an Eigenversorgung verknüpfen nach §110 EnWG 2005. Ansonsten sind die Regelungen analog zum Eigenverbrauch von kleineren Einheiten (NEW 4.0; Strohe 2015). Gleiches gilt auch für Contracting-Lösungen, bei denen die Verbraucher die Anlage nicht selbst besitzen, sondern Drittanbietern ihnen Anlagen gegen ein Entgelt zur Verfügung stellen (NEW 4.0; Meyer 2018; Neussel 2016).

Die gesetzlichen Regelungen zu Eigenversorgung bei KWK-Anlagen unterscheiden sich zum Teil zu denen von EE. Erstens ist die Beteiligung an der EEG-Umlage mit 15 bzw. 20 % für Bestandsanlagen und 100 % für Neuanlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2015 anders bemessen. Zweitens erhalten Anlagen mit einem KWK-Leistungsanteil von bis zu 100 kW für eine bestimmte Dauer (60.000 Vollbenutzungsstunden für Anlagen kleiner 50 kW, 30.000 Vollbenutzungsstunden für Anlagen zwischen 50 und 100 kW) bei Eigenverbrauch einen reduzierten Zuschlag von 3 bzw. 4 ct/kWh (§ 7 Abs. 3 Nr. 1 & § 8 KWKG 2017).

Im Jahr 2017 wurde ein Gesetz zur Förderung von Mieterstrom im Rahmen der EEG Novelle erlassen. Dabei erhalten Vermieter, die ihre Mieter mit Strom aus einer objekteigenen Photovoltaik-Anlage < 100 kW versorgen einen Mieterstromzuschlag (§ 21 Abs. 3 EEG 2017). Lokal zwischengespeicherter Strom wird ebenfalls vergütet (§ 19 Abs. 3 EEG 2017). Diese Vergütungshöhe hängt mit einem atmenden Deckel von 500 MW p. a. ab. D. h. die jährliche Degression der Vergütungssätze wird höher bei einem Ausbau größer 500 MW und kleiner bei einem Ausbau kleiner 500 MW (§ 46a & § 49 EEG 2017). Im Jahr 2017 lag die Förderung je nach Anlagengröße bei 2,2 ct/kWh bis 3,8 ct/kWh.

Der Mieter kann weiterhin den Stromanbieter frei wählen. Der Vermieter darf maximal 90 % des örtlichen Grundversorgungstarifes als Strompreis ansetzen und ist verantwortlich für den gesamten Strombezug (inkl. Belieferung von Reststrommengen) (§ 2 Mieterstromgesetz). Für den Direktstromanteil muss die EEG-Umlage zu 100 % bezahlt werden, jedoch entfallen Stromsteuer, sonstige Umlagen und die Netzentgelte.

Technische Randbedingungen (Präqualifikation, technische Anforderungen)

Für den Eigenverbrauch werden genaue Abrechnungsdaten benötigt. Das hängt zum einen mit der unterschiedlichen Umlagenverteilung des selbstverbrauchten und aus dem Netz bezogenen Stroms

zusammen. Für den selbstverbrauchten Strom muss der Eigentümer mit einer geeichten Messeinrichtung nachweisen, dass Erzeugung und Verbrauch zeitgleich stattfinden (§ 61l Abs. 1b EEG 2017). In der Regel findet das über die registrierte Leistungsmessung statt, die künftig über ein intelligentes Messsystem abgewickelt werden soll. Für kleinere Einheiten ist in Ausnahmefällen auch der Abgleich mit dem Standardlastprofil möglich.

Es gibt Fälle, bei denen der lokal erzeugte Strom unter mehreren Parteien verteilt wird und zwischen deren Verbrauch unterschieden werden muss. Bspw. beim Mieterstrom ist der Vermieter verantwortlich für die individuelle Abrechnung der teilnehmenden Mieter. Eine genaue Abrechnung ist über das Anbringen eines intelligenten Messsystems in jedem Haushalt möglich, jedoch unverhältnismäßig aufwendig und kostenintensiv. Alternativen hierzu sind die Abrechnung über Summenzählerkonzepte oder Sammelschienen (Bundesnetzagentur 2017b).

2.1.3.3 Status quo: Akteure, Kosten

Je nach Auslegung des Eigenverbrauchsbegriffes kann die Akteursstruktur vielfältige Konstellationen annehmen. Das reicht von einer klassischen Eigenverbrauchsstruktur, in der Erzeuger und Verbraucher in Personalunion innerhalb eines Haushaltes oder Gewerbes sind, über Mieterstrommodelle oder Contracting-Lösungen, bei denen der lokale Anlagenbesitzer den lokalen Verbrauchern Strom anbietet, bis hin zu abgeschlossenen Areal-/Objektnetzen, bei denen mehrere Einheiten miteinander kombiniert werden um die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen.

Je nach räumlichen Begebenheiten, finanziellen Möglichkeiten und Verbrauchshöhe können verschiedene Arten von EE-Anlagen, KWK und Speichertechnologien eingesetzt werden.

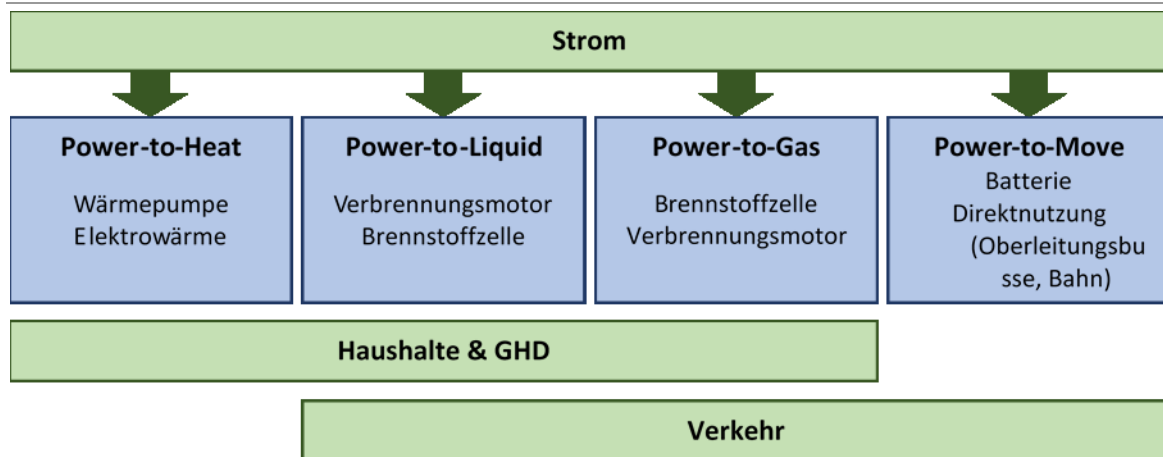
Bei den meisten Eigenverbrauchsansätzen sind die Verbraucher an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen und beziehen die nicht durch die Eigenversorgungsanlage gedeckten Strommengen daraus. In diesem Fall werden trotz des steigenden Grades der Autarkie Stromlieferanten und Netzbetreiber benötigt.

Eine weitere betroffene Akteursgruppe sind die Verbraucher, die nicht an einem Eigenverbrauchskonzept teilnehmen. In der Regel bleiben die umgelegten Kosten für das Energiesystem auch trotz des Eigenverbrauchs gleich und werden durch die geringere Kostenbeteiligung der Eigenverbraucher umgeschichtet auf die Nicht-Eigenverbraucher.

Nach der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber wird 2018/2019 der Eigenstromverbrauch auf 67 TWh ansteigen (Klingler et al. 2018). Während der KWK-Eigenverbrauch vergleichsweise konstant bleibt, erhöhen sich die eigenverbrauchten Energiemengen der Eigenverbraucher mit Photovoltaik-Anlagen in privaten Haushalten. Nach den Berechnungen verdoppelt sich der Eigenverbrauch dieser Gruppe von 2017 bis 2023 auf 5,5 TWh.

2.2 Integration neuer Verbraucher (Sektorkopplung)

Abbildung 4: Betrachtete Sektorkopplungsoptionen



Quelle: Eigene Darstellung

Um Strom aus erneuerbaren Energien zu integrieren und so vollständig wie möglich nutzen zu können, ergeben sich neue Verbraucher in allen Sektoren. Die Sektorkopplung beschreibt dabei eine Kopplung des Stromsektors mit den Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehr. Die Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien erfolgt anhand von verschiedenen Sektorkopplungsoptionen. Diese umfassen die direkte Nutzung von Strom als Ersatz für andere Energieträger. Betrachtet werden dabei: Power-to-Heat, Power-to-Liquid, Power-to-Gas sowie Power-to-Move. Aufgrund des Schwerpunktes von C/sells soll an dieser Stelle nur die Kopplung mit den Anwendungssektoren Haushalte und GHD sowie Verkehr betrachtet werden (siehe Abbildung 4).

Im Folgenden wird ein Überblick über die geltenden Gesetze und Verordnungen gegeben, welche die Integration neuer Verbraucher (ökonomisch) beeinflussen. Hierbei wird zunächst auf Regelungen eingegangen, welche für alle Sektorkopplungsoptionen gültig sind. Anschließend werden die Power-to-X-Optionen einzeln betrachtet.

2.2.1 Allgemein

Für alle hier betrachteten Sektorkopplungsoptionen fallen zunächst die allgemeinen Belastungen der Stromverwendung an. Dies umfasst die EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 EEG 2017), die KWKG-Umlage (§§ 27 Abs. 3, 26 Abs. 3 KWKG 2016), die § 19 StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV), die Offshore-Haftungsumlage⁵ (§ 17f. Abs. 1 und 5 EnWG), die AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 AbLaV), die anfallenden Netzentgelte (§§ 21, 21a, 118 EnWG i. V. m. StromNEV und ARegV), Konzessionsabgaben (§ 48 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 2 KAV) sowie die Stromsteuer (§ 5 Abs. 1 StromStG) und Umsatzsteuer (§§ 3g, 10 Abs. 1, 12 Abs. 1 UStG).

Es bestehen mehrere Möglichkeiten für Entlastungen. Zunächst kann die EEG-Umlage reduziert werden, bzw. ganz entfallen, wenn die Voraussetzungen für den Eigenstromverbrauch nach § 61 EEG 2017 erfüllt sind. Des Weiteren besteht die Möglichkeit zu einer Verringerung der zu zahlenden Netzentgelte, wenn nach § 14a EnWG netzdienliches Verhalten (steuerbare Verbrauchseinrichtungen) vorliegt. Auch kann eine Befreiung von der Stromsteuer gewährt werden, wenn, nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 oder 3 StromStG, der

⁵ ab 2019: Offshore-Netzumlage

verbrauchte Strom aus erneuerbaren Energien stammt und ausschließlich einem damit gespeisten Netz oder einer solchen Leitung entnommen wird (Nr. 1), oder aber Eigenversorgung, bzw. Leistungen an Netzverbraucher im räumlichen Zusammenhang vorliegen (Nr. 3; Anlagengröße muss kleiner 2 MW sein).

2.2.2 Power-to-Heat

2.2.2.1 Problemstellung/Allgemeines

Power-to-Heat beschreibt allgemein die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung. Bei Power-to-Heat handelt es sich dabei i. d. R. um Hybridsysteme. Dies bedeutet, dass eine konventionelle Möglichkeit zum Heizen besteht, welche durch den Einsatz von Elektrokesseln oder Wärmepumpen ergänzt wird. Somit kann überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien verwertet werden.

2.2.2.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Nach § 13 Abs. 6a EnWG kann, im Zeitraum vom 01.01.2017 bis einschließlich 31.12.2023, ein Überschuss an Strommengen durch erneuerbare Energien durch den Verbrauch dieser in einem anderen Sektor abgefangen werden. Hierbei werden besonders KWK-Anlagen erwähnt. Die Idee ist, die Wirkleistungseinspeisung der Anlage zu reduzieren und gleichzeitig mehr Strom aus dem Netz zu beziehen um die Wärmeerzeugung aufrecht zu erhalten. Diese Regelung unterliegt starken technischen Restriktionen nach § 36c EEG 2017 und wird als marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG betrachtet. Betreiber der KWK-Anlagen haben somit Anspruch auf eine angemessene Vergütung für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, eine Erstattung der Kosten für den zusätzlichen Strombezug sowie eine einmalige Erstattung der für die nötigen technischen Anpassungen für elektrische Wärmeerzeugung anfallenden Kosten.

Der Neu- bzw. Ausbau von Wärmenetzen wird nach §§ 18 und 19 KWKG 2016 durch Zuschlagszahlungen gefördert. Ebenso wird nach §§ 22 und 23 KWKG 2016 der Neubau von Wärmespeichern gefördert.

Das EEWärmeG sieht vor, dass bestimmte Wärme- und Kältetechniken finanziell gefördert werden (§ 14 f. EEWärmeG).

2.2.2.3 Status quo: Akteure, Kosten

Angaben zur installierten Leistung großer Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland sind nicht öffentlich. schätzen die Summe der installierten Leistung anhand von Branchenangaben auf etwa 225 MW im Jahr 2014. Im Jahr 2016 betrug der Anteil von Wärmepumpen an allen Heizungssystemen im Gebäudebereich (Bestand) etwa 2 % (Agora Energiewende 2017).

2.2.3 Power-to-Gas

2.2.3.1 Problemstellung/Allgemeines

Unter der Sektorkopplungsoption Power-to-Gas versteht man die Umwandlung von elektrischem Strom in Wasserstoff bzw. Methan anhand verschiedener Methoden. Die bekannteste dieser Methoden ist die

Umwandlung mittels Elektrolyseur. Mithilfe von Power-to-Gas-Optionen kann überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff für den Verkehr oder die Industrie umgewandelt, sowie über den nächsten Schritt der Methanisierung auch direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden. Es ergeben sich zwei Hauptanwendungsfälle für den gewonnenen Wasserstoff bzw. das gewonnene Methan: Wärmeanwendungen sowie Verkehrsanwendungen. Für beide Anwendungsfälle gelten größtenteils die selben Regelungen.

2.2.3.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Bei der Umwandlung in Wasserstoff fällt - im Gegensatz zur Umwandlung in Methan - keine Energiesteuer an. Erfolgt eine Methanisierung, wird das dabei entstehende Methan mit einer Energiesteuer entsprechend der Besteuerung von Erdgas (§ 2 Abs. 1 Nr. 7, Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnergieStG) belastet.

Entlastungen ergeben sich über eine Sonderregelung (Abgrenzung ggü. anderen Speichern) für die Strom-Netzentgelte bei Power-to-Gas (§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG), wonach die gespeicherten Strommengen nicht wieder ins Stromnetz eingespeist werden müssen. Außerdem fallen für die Einspeisung in das Erdgasnetz keine Gas-Netzentgelte an (§ 118 Abs. 6 S. 8 EnWG). Weitere Vorteile bei der Einspeisung in das Erdgasnetz ergeben sich durch § 3 Nr. 10c EnWG, in welchem durch Power-to-Gas erzeugtes Gas (bei einem Anteil von mind. 80 % EE-Strom) grundsätzlich als Biogas definiert wird. Hierdurch ist eine Privilegierung nach §§ 31 ff. GasNZV möglich, nach welcher bei der Einspeisung in das Erdgasnetz nur 25 % der Netzanschlusskosten entrichtet werden müssen, ein privilegierter Netzzugang besteht und ein erweiterter Bilanzausgleich möglich ist. Zusätzlich ergibt sich für Transportkunden von Biogas ein pauschales Entgelt von 0,7 ct/kWh für vermiedene Netzkosten (§ 20a GasNEV). Dies gilt für 10 Jahre ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Eine weitere Privilegierung ergibt sich bei der Einspeisung in das Fernleitungsnetz, bei welchem für Biogas die Einspeiseentgelte entfallen (§ 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV).

Im Bereich der Wärmeanwendungen ist es möglich, nur eine reduzierte EEG-Umlage bzw. keine EEG-Umlage zu zahlen, wenn Eigenversorgung⁶ gegeben ist. In Bezug auf Power-to-Gas bedeutet dies, dass der Betreiber der Stromerzeugungsanlage und des Elektrolyseurs identisch sein muss und der Elektrolyseur mit den Eigenstrommengen gespeist wird.

Bei den Verkehrsanwendungen ergeben sich Entlastungen analog zu jenen bei Power-to-Liquid (siehe Abschnitt 2.2.4).

2.2.3.3 Status quo: Akteure, Kosten

In Deutschland gibt es derzeit mehr als 30 Pilotprojekte für Power-to-Gas. Die kumulierte Elektrolyseleistung der Pilotanlagen liegt bei über 20 MW (Schenuit et al. 2016). Die Investitionen für Elektrolyseure liegen im Bereich von 800 - 6.500 €/kW, wodurch sich bisher keine Wirtschaftlichkeit ergibt (Schenuit et al. 2016). Im Rahmen einer aktuellen Forschungsaktivität des BMWI zu Reallaboren ist ein weiterer Zubau an Elektrolyse-Kapazität von verschiedenen Akteuren angekündigt worden, der in Summe über 300 MW umfasst.

⁶ Zum Thema Eigenversorgung siehe Abschnitt 2.1.3

2.2.4 Power-to-Liquid

2.2.4.1 Problemstellung/Allgemeines

Power-to-Liquid beschreibt die Umwandlung von elektrischem Strom in flüssige Kraft- bzw. Heizstoffe. So kann beispielsweise über Methanisierung gewonnenes Methan oder Synthesegas über die Fischer-Tropsch-Synthese verflüssigt werden.

2.2.4.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Zusätzlich zu den unter 2.2.1 beschriebenen Belastungen kommt bei der Abgabe des entstandenen Flüssigkraft- bzw. Heizstoffs die Energiesteuer in Höhe von 3,18 ct/kWh hinzu (§ 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG).

Entlastungen bestehen durch mögliche Reduktionen bei der KWKG-Umlage (§ 26 Abs. 2 KWKG 2016), der § 19 StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV), der Offshore-Haftungsumlage (§ 17f Abs. 5 S. 2 und 3 EnWG) sowie bei den Netzentgelten (§ 19 Abs. 2 S. 1 oder S. 2 StromNEV). Des Weiteren besteht die Möglichkeit einer Begrenzung der Konzessionsabgaben (§ 2 Abs. 4 KAV).

2.2.4.3 Status quo: Akteure, Kosten

Bisher gibt es in Deutschland keine kommerziell genutzten Power-to-Liquid-Anlagen.

2.2.5 Power-to-Move

2.2.5.1 Problemstellung/Allgemeines

Zur Sektorkopplungsoption Power-to-Move zählen batterieelektrische Fahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge sowie Plug-in-Hybride.

2.2.5.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Entlastungen beim Strombezug dieser Optionen bestehen durch mögliche Reduktionen bei der KWKG-Umlage (§ 26 Abs. 2 KWKG 2016), der § 19 StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV), der Offshore-Haftungsumlage (§ 17f Abs. 5 S. 2 und 3 EnWG) sowie bei den Netzentgelten (§ 19 Abs. 2 S. 1 oder S. 2 StromNEV). Des Weiteren besteht die Möglichkeit einer Begrenzung der Konzessionsabgaben (§ 2 Abs. 4 KAV). Zusätzlich besteht für von Oberleitungsomnibussen (kein Werksverkehr) bezogenen Strom nach § 9 Abs. 2 StromStG ein spezieller Ermäßigungstatbestand für die Stromsteuer (Steuersatz 11,42 Euro/MWh).

Für Elektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge ergibt sich eine verminderte Kraftfahrzeugsteuer. Bei einer Zulassung bis zum 31.12.2020 erfolgt eine vollständige Befreiung der Kfz-Steuer für einen Zeitraum von fünf Jahren. Im Anschluss daran erfolgt die Bestimmung der zu zahlenden Kfz-Steuer nach Gewicht des Fahrzeugs (11,25-12,78 Euro pro angefangene 200 kg Fahrzeuggewicht). Bei Nutzfahrzeugen (Elektro/Brennstoffzelle) beträgt die Kfz-Steuer die Hälfte im Vergleich zum konventionellen Antrieb (§ 9 Abs. 1 Nr. 5 KraftStG).

Für die private Nutzung von Dienstwagen besteht eine einkommenssteuerrechtliche Privilegierung nach § 6 Abs. 1 Nr. 4 S. 2 und 3 EStG.

2.2.5.3 Status quo: Akteure, Kosten

Der Bestand an batterieelektrischen Fahrzeugen in Deutschland lag zum 1. Januar 2019 bei etwa 83.200 Fahrzeugen. Plug-in-Hybride kamen auf einen Gesamtbestand von rund 67.000 Fahrzeugen. Für beide Kategorien stieg die Anzahl der Neuzulassungen im Vergleich zum Vorjahr um über 50 % (Kraftfahrtbundesamt 2019). In Deutschland werden etwa 20 unterschiedliche batterieelektrische und ca. 25 Plug-in-Hybride Fahrzeugmodelle verkauft. Brennstoffzellenfahrzeuge spielen in Deutschland bisher eine untergeordnete Rolle. Die Anzahl an Neuzulassungen in 2018 lag gerade einmal bei 16 Fahrzeugen (Kraftfahrtbundesamt 2019).

2.3 Netzbetrieb

Die Stromnetze dienen der Verteilung elektrischer Energie. Ein stabiler Netzbetrieb und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gehören zu den zentralen Aufgaben der Netzbetreiber. Mit der steigenden Anzahl dezentraler und schwer prognostizierbarer Energieeinspeisung sowie dem geographisch ungleich verteilten EE-Ausbau sind auch Anpassungen einerseits der Netzinfrastruktur und andererseits des -betriebs notwendig. Hier wird ein Fokus auf den Betrieb gelegt, auf den eventuellen weiteren Ausbau der Stromnetze wird dabei nicht näher eingegangen.

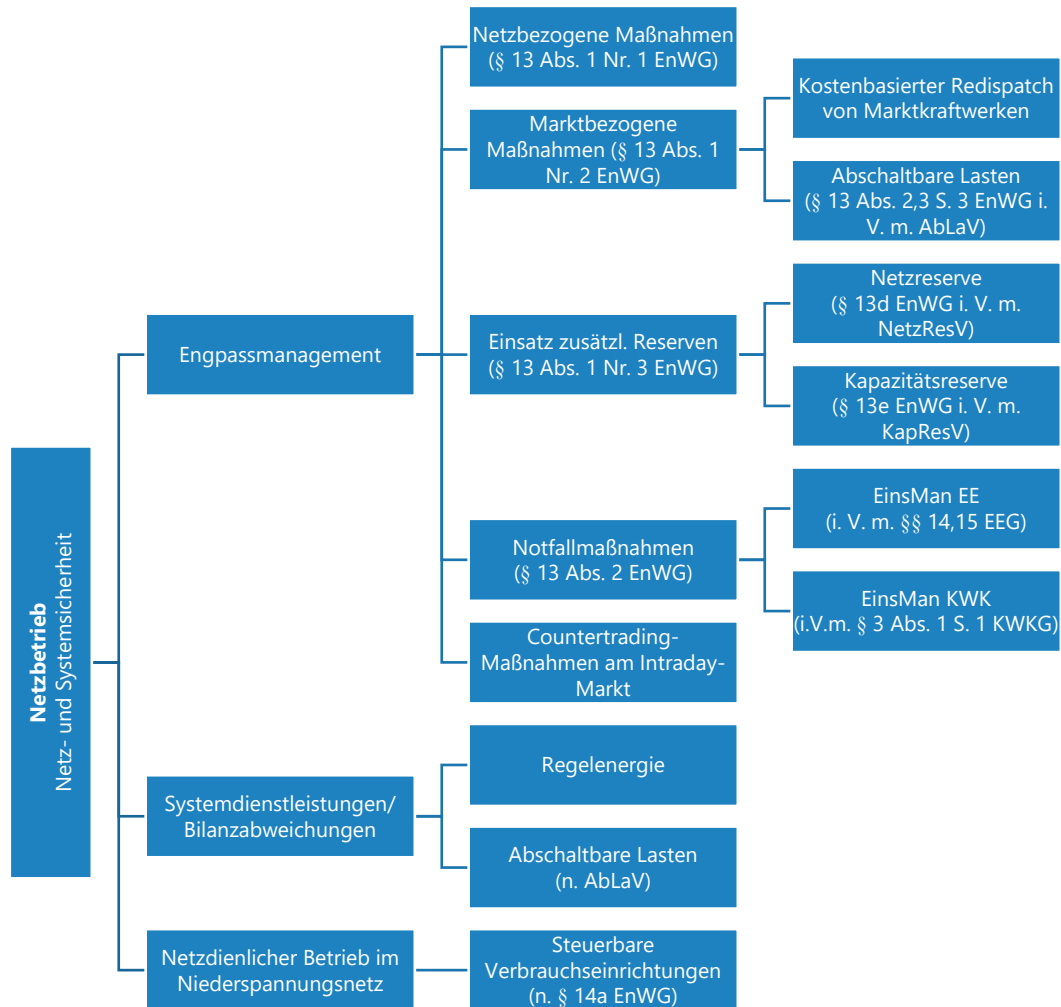
In den folgenden Unterkapiteln werden die relevanten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement) und Systemdienstleistungen (Regelenergie, Abschaltbare Lasten) genauer beschrieben und somit ein Überblick aktueller Rahmenbedingungen im Stromnetzbetrieb gegeben.

2.3.1 Kontext Engpassmanagement und Systemdienstleistungen

2.3.1.1 Allgemeines

Netzengpässe entstehen durch mangelnde Übertragungskapazitäten und stellen i. d. R. eine physische Überlastung eines oder mehrerer Netzelemente dar. Die Übertragungsnetzbetreiber tragen die Verantwortung, diese Engpässe möglichst präventiv zu beheben. Sie können dabei auf verschiedene Maßnahmen zurückgreifen, die in § 13 EnWG gesetzlich verankert sind. Den ÜNB stehen die nachfolgend beschriebenen und in **Error! Reference source not found.** dargestellten Maßnahmen zur Sicherung der Systemsicherheit zur Verfügung. Zunächst werden netzbezogene Maßnahmen wie beispielsweise kostenneutrale Netzschaltungen vorgenommen. Es folgen marktbezogene Maßnahmen wie Redispatch oder ab- und zuschaltbare Lasten und schließlich die Aktivierung zusätzlicher Leistung aus der Netz-/Kapazitätsreserve bzw. der Eingriff in die Erzeugungsleistungen von EE- und KWK-Anlagen. Die genannten Maßnahmen erfolgen teilweise auch alternativ oder in Ergänzung zueinander.

Abbildung 5 fasst die innerhalb dieses Absatzes vorgestellten Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemischerheit zusammen.

Abbildung 5: Darstellung Maßnahmen zur Netz- und Systemsicherheit

Quelle: (BNetzA 2018c), Eigene Darstellung

Der **Redispatch** adressiert einen Engpass. Wesentliches Merkmal ist, dass nicht die Gesamtmenge des eingespeisten Stroms, sondern nur die räumliche Verteilung der Einspeisung verändert wird.

Das **Countertrading** bezeichnet eine marktbezogene Maßnahme, bei der die Übertragungsnetzbetreiber durch gezielte, gebotszonenübergreifende Handelsgeschäfte am Intraday-Markt versuchen, einen Engpass zu reduzieren. Das bedeutet, dass keine spezifischen Kraftwerke geregelt werden (BNetzA 2018c). Wie Abbildung 6 zeigt, macht Countertrading jedoch nur einen geringen Anteil des Energie- und Kostenvolumens für Engpassmaßnahmen aus.

Die **Netzreserve, festgelegt durch § 13d EnWG und präzisiert durch die Netzreserveverordnung** (NetzResV) besteht aus Kraftwerken, die nicht am Markt aktiv sind, jedoch aus Gründen der Systemsicherheit für einen Einsatz bereit gehalten werden. Der Einsatz dient der Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung, die über den Redispatch von Marktkraftwerken hinausgehen (in der Regel im Winter, da hier der Strombedarf höher ist). Er erfolgt nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.

Durch § 13e EnWG wird ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 eine Beschaffung von außermärklicher Kraftwerksleistung, die sog. **Kapazitätsreserve**, festgelegt und in der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) präzisiert. Die Kapazitätsreserve dient zur Sicherung der Leistungskapazität und wird gemäß § 13e Abs. 2 EnWG über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren gebildet.

Der Begriff **Einspeisemanagement** bezeichnet die Abregelung von Stromeinspeisung aus EE- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung (BNetzA 2018a). In der Regel werden bei Einspeisereduzierungen aus EE- und KWK-Anlagen Gegenmaßnahmen jenseits des Netzengpasses durch Einspeiserhöhungen konventioneller Kraftwerke vorgenommen.

Unter **abschaltbaren Lasten** sind Stromverbraucher zu verstehen, die durch den Übertragungsnetzbetreiber steuerbar bzw. abschaltbar sind. Dieser kann bei Bedarf die abschaltbaren Lasten anweisen weniger Strom zu verbrauchen um ein Erzeugungsdefizit oder einen Netzengpass zu beheben. Diese Regelungen sind in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) enthalten, die seit 2013 in Kraft ist. (basierend auf §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 4a, 4b EnWG idF v. 28.12.2012 bzw. §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 6, 6a EnWG).

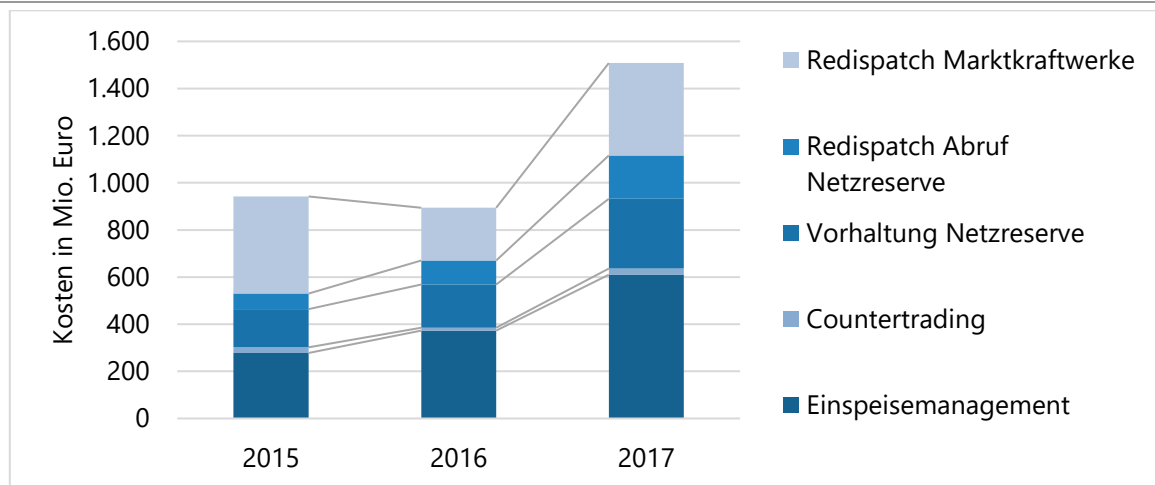
Anders als bereits beschriebene Maßnahmen zur Wahrung der Systemsicherheit adressiert die **Regelenergie** Bilanzprobleme/-abweichungen. D. h. sie wird bei Über- oder Unterdeckung der Nachfrage eingesetzt. Neben den Übertragungsnetzbetreibern haben auch die Betreiber von Niederspannungsnetzen nach § 14a EnWG die Möglichkeit, flexible Lasten einzusetzen. Sie können sogenannte steuerbare Verbrauchseinrichtungen kontrahieren. Im Gegenzug erfolgt eine Gewährung niedrigerer Netzentgelte für die Verbraucher. Eine detaillierte Erläuterung zu § 14a EnWG wird in Abschnitt 3.3.2 gegeben.

Im Folgenden wird genauer auf den kostenbasierten Redispatch (Abschnitt 2.3.2), das Einspeisemanagement (Abschnitt 2.3.1) und die Rahmenbedingungen für Regelenergie (Abschnitt 2.3.2) und Abschaltbare Lasten (Abschnitt 2.3.3) eingegangen.

2.3.1.2 Entwicklung der Kosten für Engpassmanagement und Systemdienstleistungen

In diesem Abschnitt werden die Kosten für Engpassmanagement und Systemdienstleistungen der deutschen Netzbetreiber vergleichend und zusammenfassend dargestellt. Hierbei wird die Entwicklung der letzten Jahre bis 2017 ersichtlich.

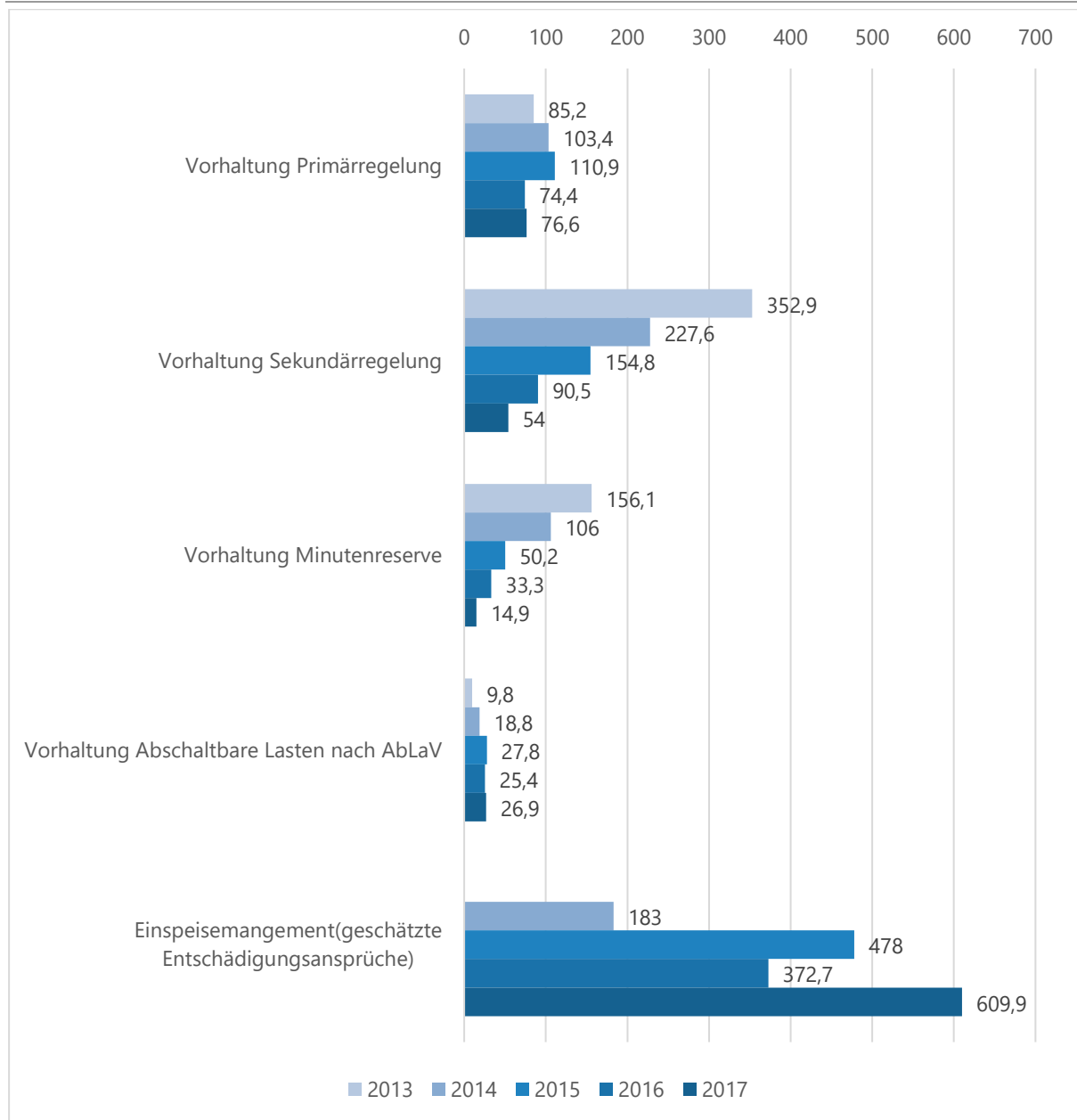
Zur Einordnung der Relevanz der einzelnen Systemdienstleistungen stellt Abbildung 6 die Entwicklung der Kosten für Engpassmanagement in Deutschland nach dem Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur dar (BNetzA 2018c). Es werden insgesamt steigende Systemkosten, v. a. im Segment Einspeisemanagement und Netzreserve (Vorhaltung und Abruf) deutlich. Die hohen Kosten im Jahr 2015 können unter anderem auf Kraftwerksabschaltungen und verspäteten Netzausbau zurückgeführt werden (BDEW 2019).

Abbildung 6: Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement in Deutschland 2015 - 2017

Quelle: (BNetzA 2018c)

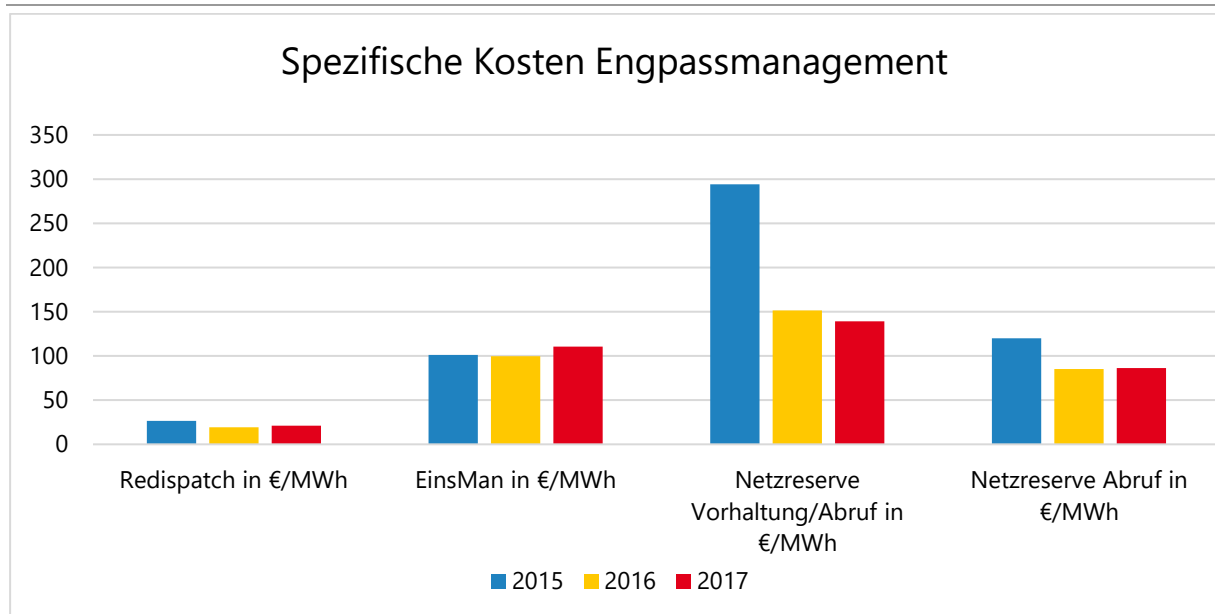
Eine detaillierte Betrachtung der Kosten für Vorhaltung und Einsatz aller Qualitäten von Systemdienstleistungen und Netzsicherheitsmaßnahmen in Deutschland 2013 bis 2017 bietet zusätzlich Abbildung 7. Bezüglich der Regelenergie sind im Bereich Primärregelleistung (PRL) nur kleinere Schwankungen erkennbar, während die Kosten der Vorhaltung für Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) über den Betrachtungszeitraum deutlich sinken.

Abbildung 7: Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB 2013 bis 2017 in Mio. Euro



Quelle: (angepasst und übernommen aus BNetzA 2018c)

Bezogen auf die abgerufenen Strommengen ergeben sich zwischen 2015 und 2017 spezifische Redispatchkosten zwischen 20 und 30 Euro/MWh (siehe Abbildung 8). Für Einspeisemangement sind die Kosten auf Grund der zu zahlenden Entschädigungen für die Einspeisevergütung höher und lagen 2017 im Mittel bei ca. 100 Euro/MWh. Noch höhere Kosten resultieren aus der Netzreserve, die neben den Kosten für den Abruf zusätzlich Kosten für die Vorhaltung der Leistung verursacht.

Abbildung 8: Spezifische Engpassmanagementkosten (Redispatch/EinsMan/Netzreserve) im Zeitraum 2015 – 2017

Quelle: (Fraunhofer ISI 2018)

2.3.2 Redispatch

Die Bundesnetzagentur als verantwortliche Regulierungsbehörde bezeichnet Redispatch als die „Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten“. Konkret wird von einem ÜNB in den marktlich bestimmten Kraftwerksfahrplan eingegriffen, um Leistungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder zu beheben (kurativer Redispatch) (BDEW 2019).

2.3.2.1 Problemstellung/Allgemeines

Treten aufgrund unzureichender Übertragungskapazitäten Engpässe und damit einhergehend Gefährdungen der Systemstabilität in einem oder mehreren Netzelementen auf, weisen die ÜNB bestimmte Kraftwerke zur Anpassung ihrer - zuvor marktlich bestimmten - Einspeiseleistung an und wirken somit dem Engpass entgegen. Eine Gefährdung liegt nach § 13 Abs. 4 EnWG vor, wenn in der jeweiligen Regelzone örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe drohen oder Stabilitätshaltung durch die ÜNB nicht gewährleistet werden kann.

Neben den strombasierten Engpässen (Anteil 98,9 %, s. (BNetzA 2018c)), die durch Anpassung der Wirkleistungseinspeisung behoben werden, können auch spannungsbasierte Systemstabilitätsprobleme (1,1 %) auftreten. Diesen wird durch eine Anpassung der Blindleistungsbereitstellung (spannungsbasierter Redispatch) begegnet. Damit einher gehen auch unterschiedliche technische Ansprüche an die Redispatchkraftwerke. Eine weitere entscheidende technische Kenngröße ist die Engpasssensitivität bzw. Effizienz einer Leistungsanpassung. Hierfür ist v. a. die Entfernung eines Redispatchkraftwerks zum Engpass entscheidend, da die Leistungsanpassung bei geringer Entfernung direkt auf den Engpass wirkt, während sie im vermaschten Netz und bei größerer Entfernung vom Engpass an Wirkungskraft verliert.

2.3.2.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Die gesetzliche Grundlage für den Redispatch bzw. Netz- und marktbezogene Maßnahmen im Allgemeinen stellen §§ 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1 und § 13b Abs. 4 EnWG dar. Sie regeln Netzsicherungen, Regelleistung, zu- und abschaltbare Lasten, Redispatch, Countertrading und Netzreserveeinsätze (siehe auch Abschnitt 2.3.1). Die Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber werden durch §§ 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1 und § 13c EnWG geregelt und betreffen Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern sowie die Vergütung der aufgetretenen Kosten.

Die Bereitstellung von Redispatchleistung erfolgt nicht marktbasierend. Die Beschaffung erfolgt durch die Anweisung zur Leistungsanpassung von Markt- und Reservekraftwerken durch die jeweils verantwortlichen ÜNB. Die Bestimmung des präventiven Redispatch erfolgt nach Handelschluss am Day-Ahead-Markt (D-1) durch die Übertragungsnetzbetreiber. Es wird geprüft, ob der vorhandene Kraftwerkseinsatzplan netzseitig umgesetzt werden kann. Ist dies aufgrund von Engpässen nicht der Fall, muss die Erzeugung einzelner Kraftwerke angepasst werden um ein engpassfreies Netz zu erhalten. Kommt es in Folge von Fehlern dennoch kurzfristig zu sicherheitsrelevanten Netzproblemen wird kurativer Redispatch eingesetzt (BNetzA 2017a).

Bisher sind alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung größer 10 MW nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG verpflichtet, ihre Leistung oder ihren Bezug auf Anforderung der ÜNB anzupassen. Nach dem am 05.04.2019 verabschiedeten Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG), das eine entsprechende Anpassung von § 13a Abs. 1 EnWG vorsieht, sind auch EE-Anlagen, konventionelle Kraftwerke und Speicher, die eine installierte Leistung größer 100 kW haben oder steuerfähig sind verpflichtet, der Aufforderung zur Leistungsanpassung Folge zu leisten oder diese zu gewähren. Durch diese Novellierung der regulatorischen Rahmenbedingungen werden erstmals auch Einheiten in tieferen Netzebenen für das Engpassmanagement herangezogen.

Neben Marktkraftwerken werden auch Kraftwerke aus der Netzreserve (§ 13d EnWG) und zukünftig der Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG) für den Redispatch (im weitesten Sinne) eingesetzt. Im operativen Betrieb sind Netzreservekraftwerke grundsätzlich nachrangig zu Marktkraftwerken einzusetzen (§ 7 Abs. 2 S. 2 NetzResV). Aus Kapazitäts- und Effizienzgründen werden sie dennoch oftmals für den klassischen Redispatch eingesetzt.

Die Europäische Kommission sprach sich im November 2016 mit den Entwürfen zur Binnenmarktverordnung Strom⁷ für ein marktliches Redispatch und Engpassmanagement aus. Voraussetzung dafür sind ausreichend Wettbewerb und erwiesene Nachfrage. Die rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland lassen aktuell keine marktliche Redispatchbeschaffung zu.

Dem konstant hohen Aufkommen an Redispatcharbeit im deutschen Übertragungsnetz kann unter Umständen auch durch eine Trennung der einheitlichen Strompreiszone begegnet werden. In einem nodalen oder zonalen System sorgen dann die Strompreise für eine netzgerechte geographische Verteilung der Stromeinspeisung und des -verbrauchs (Maurer und Hirth 2018).

Die Kosten der Redispatchmaßnahmen werden über die Netzentgelte an die Stromverbraucher weitergegeben. Systemkosten fallen durch Transaktionskosten und Stromverluste, vor allem aber durch

⁷ Artikel 12 Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), COM/2016/0861 final/2 - 2016/0379 (COD)

die strukturelle Verschiebung der Einspeiseleistung von Kraftwerken mit günstigen Erzeugungskosten zu teureren Kraftwerken (Markt- oder Reservekraftwerke) an.

Im Folgenden werden die rechtlichen Vergütungsansprüche für Netz- und Kraftwerksbetreiber genauer beschrieben. Die Vergütung der nach § 13a Abs. 1 EnWG durch die Übertragungsnetzbetreiber angeforderten Leistungsanpassung wird in § 13a Abs. 2 EnWG festgelegt. Der Betreiber einer Anlage darf und soll wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt sein als es ohne die Maßnahme der Fall wäre. Eine angemessene Vergütung nach § 13a Abs. 2 S. 2 EnWG und dem BDEW (BDEW 2017, 2018a) umfasst

- a. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen) oder des Bezugs (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 1 EnWG),
- b. den Werteverbrauch⁸ der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs (anteiligen Werteverbrauch) (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG),
- c. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, falls diese die Summe der nach den Nummern a. und b. zu erstattenden Kosten übersteigen (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EnWG), und
- d. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft von Anlagen, die zum Zeitpunkt der Anforderung nicht einspeisen oder beziehen oder zur Erfüllung der Anforderung eine geplante Revision verschieben müssen (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 4 EnWG).

Sie umfasst keine weitergehenden Kosten, die dem Anlagenbetreiber auch ohne die Anforderung nach (§ 13a Abs. 1 S. 1 EnWG) entstehen (§ 13a Abs. 4 EnWG).

Nach Art. 35 Nr. 5 der EU-Verordnung Nr. 2015/1222 sind die Betreiber von Erzeugungseinheiten verpflichtet, die Preise für Redispatchmaßnahmen (und Countertrading) bereits vorab an die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zu melden. Dafür kann einerseits auf Marktpreise in den entsprechenden Zeitbereichen und Strommarktgebieten zurückgegriffen werden, andererseits kann auch eine transparente Erklärung der tatsächlichen Kosten erfolgen (Europäische Union 2015). In Deutschland wird auf die zweitgenannte Bestimmungsmethode zurückgegriffen. Kostenbeeinflussende Umstände wie Betriebspunkt und Wirkungsgrad der Anlage, die dem Kraftwerksbetreiber ex-ante unbekannt sind, müssen durch Annahmen und Aufschläge in die Bepreisung einfließen (BDEW 2017, S. 6). Auf oben genannter gesetzlicher Basis hat der BDEW gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern und in Abstimmung mit der BNetzA in einer offenen „Arbeitsgruppe Redispatch“ einen Leitfaden zur Konkretisierung der Vergütungsansprüche entworfen (s. BDEW 2018c).

2.3.2.3 Status quo: Akteure, Kosten

Die allgemeinen Rahmenbedingungen im Redispatch werden durch verschiedene regulatorische und technische Anforderungen an das System sowie anlagenspezifisch bestimmt. Es ergaben sich in den Jahren 2015 bis 2017 marktbezogene Anforderungen und technische Randbedingungen für den Redispatchabruf, die in Tabelle 1 dargestellt sind. Die durchschnittlich angeforderten Leistungen liegen zwischen 100 und 500 MW pro Redispatchanlage, die Dauer der Abrufe meist bei mehreren Stunden, im Durchschnitt bei 6,7 h (ÜNB 2018a). Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. rechnet zudem mit

⁸ Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach § 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 EnWG sind die handelsrechtlichen Restwerte und handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren; für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs für die Anlage oder Anlagenteile ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen.

jährlich circa 1.000 Einsatzstunden pro Anlage als generelle Anforderung (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2016).

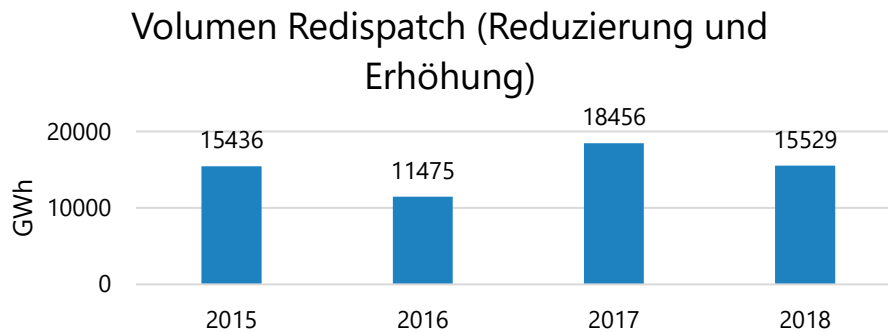
Tabelle 1: Tabellarische Darstellung technischer Anforderungen

Anforderung an	Wert	Quelle, Anmerkung
Leistung	≥ 10 MW	(EnWG)-> abgelöst durch die EnWG-Novellierung in BGBl. I S.706
	≥ 100 kW	NABEG 2019
	100-500 MW	Durchschnittlich; Transparenzdaten ÜNB 2016
	> 100 MW	(Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2016)
Leistungsgradient	100 % P_{nenn} in 30 Min.	(Alt 2010; FFE 2016; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2016)
Kapazität	> 100 MWh	(Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2016)
Dauer	optimal bis 6 h	Transparenzdaten ÜNB 2017
	durchschnittlich 6,7 h	
	2-3 h besser bis 8 h	(Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2016)
Einsatzstunden h/a	Circa 1000	(Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2016)
Kosten spezifisch Euro/MWh	19,4 - 26,7	(BNetzA 2018c; BNetzA 2017b, 2016)

Quelle: abgeleitet aus Studien und Markttransparenzdaten 2015-2017

Die NetzResV sieht eine Leistungsvergütung für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken vor, die zusätzlich eine Vergütung bei tatsächlicher Einspeisung erhalten. Die Kosten für die Vorhaltung der Netzreserve lagen Stand 2017 bei circa 20.000 Euro/MW und Jahr, die spezifischen Kosten für Abruf und Vorhaltung lagen 2015 bzw. 2016 bei 410 bzw. 210 Euro/MWh (frontier 2017). Bis ins Jahr 2021 plant die Bundesnetzagentur mit 6,6 GW an kontrahierter Netzreserveleistung (BNetzA 2018b).

Der Status Quo im Redispatch und Engpassmanagement im Allgemeinen zeigt über die vergangenen Jahre steigende Redispatchvolumen in Deutschland. Die BNetzA berechnet im Monitoringbericht 2018 die Summe der Einspeisereduzierungen und -erhöhungen im Jahr 2017 auf insgesamt über 18 TWh. Dies ist auf eine außergewöhnliche Situation im Europäischen Stromverbundnetz, eine Kälteperiode und strukturelle Nord-Süd-Lastgefälle zurückzuführen. Im Jahr 2018 ist eine im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 4 TWh verringerte Redispatchmenge zu verzeichnen (BNetzA 2019). Sowohl die Absenk- als auch Hochfahrvorgänge von Kraftwerken wurden reduziert. Die Daten sind in Abbildung 9 dargestellt.

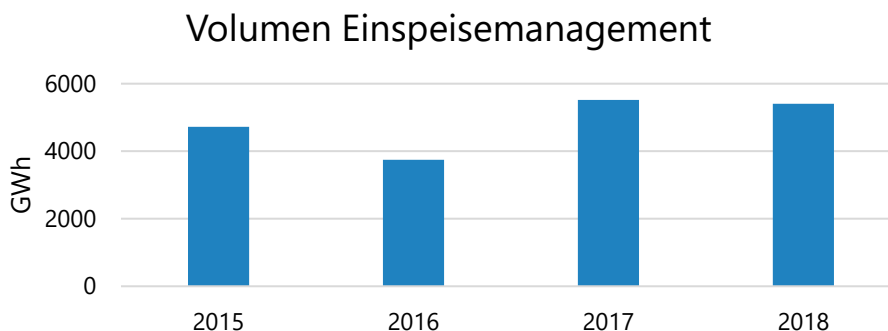
Abbildung 9: Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz 2015-2018

Quelle: für 2015 - 2017 (BNetzA 2018c) , für 2018 (BNetzA 2019)

2.3.1 Einspeisemanagement

2.3.1.1 Problemstellung/Allgemeines

Einspeisemanagement bezeichnet die Verhinderungen von Netzüberlastungen durch die gezielte Abregelung von Erzeugungsanlagen. Die Durchführung entsprechender Maßnahmen durch den Netzbetreiber erfolgt, falls andere Maßnahmen des Engpassmanagement nicht mehr möglich sind. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der EinsMan-Volumina der letzten vier Jahre.

Abbildung 10: Einspeisemanagementvolumina für die Jahre 2015 - 2018

Quelle: (BNetzA 2018c; BNetzA 2019)

2.3.1.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Sofern der Netzbetreiber zu dem Ergebnis kommt, dass Einspeisemanagementvorgänge notwendig sind, ist dieser nach § 13 Abs. 2 EnWG verpflichtet, Anlagen (Stromeinspeisung und Stromabnahme) abzuregeln. Der Netzbetreiber ist angehalten, den Anlagenbetreiber möglichst im Vorfeld über diese Maßnahme zu informieren.

Diese Maßnahme darf nur dann eingesetzt werden, wenn Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (Redispatch, Netzreserve) schon vollständig ausgereizt sind. Ebenso muss der Netzbetreiber eine Abschaltreihenfolge der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien innerhalb des Einspeisemanagements einhalten (§ 13 Abs. 12 EnWG). In der zuerst abzuschaltenden Gruppe befinden

sich konventionelle Kraftwerke, in der Zweiten EE, KWK- und Grubengasanlagen mit einer Leistung größer 100 kW (gegen Entschädigung) sowie kleiner bzw. gleich 100 kW (ohne Entschädigung) Diese Reihenfolge gilt zunächst bis zur Grenze des netztechnisch erforderlichen Minimums und wird dann über diese Grenze hinaus wiederholt (Bundesnetzagentur 2018).

Im Energiesammelgesetzes Artikel 3 wird die beschriebene Regelung zur Abschaltreihenfolge gelockert. Der Einspeiseverrange von EE und KWK Anlagen bleibt zwar im Grundsatz bestehen, aber die Reihenfolge kann durch einen kalkulatorisch durch den Netzbetreiber hinterlegten Preis angepasst werden. Die Bestimmung der mit dem Einspeisemanagement verbundenen Entschädigungszahlungen an die abgeregelten Erzeuger und die Nachweispflicht gegenüber den Regulierungsbehörden werden näher im Leitfaden zum Einspeisemanagement der BNetzA (Bundesnetzagentur 2018) bestimmt. Die Entschädigungszahlungen werden über die Netzentgelte umgelegt.

In einem bestimmten Rahmen darf der Verteilnetzbetreiber das Einspeisemanagement als Planungsgrundlage für die Auslegung seines Netzes zugrunde legen (§ 11 Abs. 2 EnWG). Weicht er von der Worst-Case-Auslegung seines Netzes ab, darf er eine Abregelung von drei Prozent der Energie aus Wind Onshore, Photovoltaik, KWK und Grubengas mit einbeziehen und muss entsprechende Dokumentationspflichten einhalten.

Mit dem Einspeisemanagement geht auch die gesetzliche Verpflichtung für Erneuerbare Energien Anlagen einher, ab einer gewissen Anlagengröße ansteuerbar zu sein. Nach § 9 Abs. 2 EEG 2017 müssen Solaranlagen >30 kW ferngesteuert werden oder die Ist-Einspeisung abrufen können. Solaranlagen <30 kW haben alternativ die Möglichkeit die maximale Wirkleistungseinspeisung ins Netz auf 70 % der installierten Leistung zu begrenzen. Dabei ist auch eine gemeinsame Mess- und Fernsteuereinrichtung für mehrere Anlagen möglich. Anlagen > 100 kW müssen eine aufwendigere Fernsteuervorrichtung vorweisen, die neben dem Hoch- und Runterregeln der Einspeiseleistung auch noch eine Übermittlung der Ist-Einspeisung ermöglicht.

Nach § 29 Abs. 1 MsbG erhalten künftig alle Anlagen > 7 kW ein intelligentes Messsystem im Zuge des Rollouts, mit dem die Anlagen auch ausgelesen und angesteuert werden können.

2.3.1.3 Status quo: Akteure, Kosten

Wie bereits in der Übersicht in Abbildung 8 aufgezeigt, liegen die spezifischen Kosten für Einspeisemanagement in den Jahren 2015 -2017 zwischen 101 und 111 Euro/MWh (BNetzA 2018c). Für das Jahr 2019 erhöhen sich die spezifischen Kosten für EinsMan auf 117 Euro/MWh bei einem insgesamt leicht reduzierten Volumen (siehe Abbildung 10). Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement fällt größtenteils bei der Windenergie an (80,8 % Wind (onshore), 15 % Wind (offshore) im Jahr 2017; (BNetzA 2018c)). Mit den zunehmenden Abregelungen der letzten Jahre stiegen die Entschädigungsansprüche durch Einspeisemanagement kontinuierlich an und lagen 2017 bei ca. 610 Mio. Euro (BNetzA 2018c).

Durch die Regelung zur Einbeziehung des Einspeisemanagements bei der Netzplanung können die Netzausbaukosten gesenkt werden. Eine Studie zum Netzausbau in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 weist, je nach Netzebene und Szenario, eine Kostenreduktion von 13,3 % bis 29,4 % im Vergleich zum konventionellen Netzausbau auf (Rehtanz et al. 2017).

2.3.2 Regelenergie

2.3.2.1 Problemstellung/Allgemeines

Regelleistung (oder Regelenergie) dient dem Angleich von Stromerzeugung und -bezug in einem elektrischen Energieversorgungssystem. Der Einsatz von Regelleistung wirkt Leistungsungleichgewichten und den daraus entstehenden (technisch nicht tolerierbaren) Frequenzabweichungen entgegen und trägt somit zur Systemstabilität bei.

2.3.2.2 Grundsätzliche Regelung und technische Randbedingungen

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind für das Sicherstellen des Leistungsgleichgewichts in ihrer jeweiligen Regelzone verantwortlich. Hierfür setzen sie auch Regelleistung ein. Es wird zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Positive Regelleistung wird eingesetzt, wenn die entnommene Energie die gleichzeitig eingespeiste Energie übersteigt. Entsprechend wird negative Regelleistung bei überhöhter Einspeisung eingesetzt. Ein Leistungsungleichgewicht äußert sich im Stromnetz durch eine Frequenzänderung, der wiederum Regelenergie entgegenwirkt. Den ÜNB stehen drei Qualitäten von Regelleistung zur Verfügung, die sich hinsichtlich ihres Abrufprinzips und der zeitlichen Aktivierung unterscheiden: der Primärregelleistung (PRL), der Sekundärregelleistung (SRL) und der Minutenreserve (MRL).

Die Primärregelleistung (symmetrisch, d. h. positiv und negativ) wird automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Die Aktivierung erfolgt, sobald die Netzfrequenz außerhalb eines Toleranzbandes von $\pm 0,01$ Hz um den Sollwert 50 Hz liegt. Sie muss für mindestens 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Die Bereitstellung der PRL erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ENTSO-E-Gebiet synchron verbundenen ÜNB.

Sekundärregelleistung (Vollständige Erbringung innerhalb von 5 Minuten) und Minutenreserve (Vollständige Erbringung innerhalb von 15 Minuten) werden bei längerfristigen Leistungsungleichgewichten von bis zu einer Stunde eingesetzt. Sie lösen die Primärregelleistung ab und stellen damit deren erneute Einsatzfähigkeit her. Die SRL wird unmittelbar automatisch durch den betreffenden Anschluss-Netzbetreiber aktiviert und dient dem energetischen Ausgleich der Regelzone und der Frequenzregelung. Bei Abweichungen, welche länger als eine Stunde andauern, ist der Bilanzkreisverantwortliche zur Bereitstellung weiterer Ausgleichsleistung in der Pflicht.

Das Prinzip der Regelleistung basiert auf § 22 EnWG („Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen“) sowie den zugehörigen Verordnungen zum Netzzugang StromNZV und der Entgeltverordnung StromNEV.

Um eine gesicherte Leistung für den Regelenergieabruf bereitzuhalten, wird die Regelenergie in Deutschland nach BK6-10-097/098/099 aus dem Jahr 2011 marktbasiert beschafft. Dazu findet ein deutschlandweiter Ausschreibungswettbewerb am Regelenergiemarkt statt. Das Marktdesign wird im folgenden Abschnitt genauer beschrieben.

Auch das EEG enthält Bestimmungen zur Teilnahme von EE an Regelleistungsmärkten (§ 21 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017: keine Teilnahme am Regelleistungsmarkt, wenn Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird). Hingegen gilt nach § 80 EEG 2017 (Doppelvermarktungsverbot), dass die Vermarktung als Regelenergie im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen ist und somit möglich ist.

Um flexiblen Erzeugern, wie z. B. Windenergieanlagen, die Teilnahme an den Regelenergiemärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung und Minutenreserve im Juni 2017 durch die Festlegungen BK6-15-158/159 neu geregelt. So erfolgt bei der Sekundärregelleistung eine kalendertägliche Ausschreibung mit Produktzeitscheiben von vier Stunden (zuvor zwei Scheiben à 12 Stunden).

Die System Operation Guideline nach EU-Verordnung 2017/1485 und die Balancing Guideline nach EU-Verordnung 2017/2195 regeln auf internationaler Ebene die Leitlinien im Übertragungsnetzbetrieb und die Modalitäten für Regelreserveanbieter (ÜNB 2018b).

Auf Basis eines marktlichen Ausschreibungswettbewerbs werden die drei Produkte bzw. fünf Produktdifferenzierungen symmetrische PRL, positive und negative SRL sowie positive und negative MRL durch die ÜNB beschafft (siehe hierzu Bechlüsse BK6-10-097, BK6-10-098 und BK6-10-099 der BNetzA von 2011). Je Produkt wird jährlich (PRL) bzw. vierteljährlich (SRL/MRL) eine Ausschreibungsmenge durch die BNetzA (in Abstimmung mit den im Netzregelverbund (NRV) organisierten ÜNB) festgelegt. Die Ausschreibungen finden regelzonenübergreifend statt; es kann jedoch vorbehaltlich einer Zustimmung durch die BNetzA ein regelzoneninterner Kernanteil/Mindestvorhaltung nach § 6 Abs. 2 StromNZV definiert werden, der unabhängig vom Gebotspreis zu berücksichtigen ist.

Die PRL wird auf wöchentlicher Basis ausgeschrieben, während für die SRL und MRL eine tägliche Ausschreibung erfolgt. Die PRL muss jeweils für eine Woche vorgehalten werden, während Anbieter von SRL und MRL Angebote für täglich sechs verschiedene 4-Stunden-Blöcke abgeben können. SRL- und MRL-Anbieter werden im Gegensatz zu PRL-Anbietern sowohl für die Vorhaltung (Leistungspreis) als auch die erbrachte Arbeit (Arbeitspreis) vergütet.

Die Zuschläge erfolgen gemäß § 7 StromNZV nach einem Merit-Order-Verfahren. Bis Ende 2018 wurde einzig der gebotene Leistungspreis berücksichtigt. Die BNetzA reagierte durch die BK6-18-019/020 auf überhöhte Preise am SRL/MRL-Markt und führte Preisgrenzen und ein Mischpreisverfahren für das Zuschlagsverfahren ein (zur Diskussion um das Mischpreisverfahren siehe FFE 2019). Dieses Mischpreisverfahren ist mittlerweile wieder eingestellt worden und am 31.07.2019 durch das vorher geltende Verfahren ersetzt worden. Als Markteintrittsbarriere sind eine technische Präqualifikation (s. u.) durch den jeweiligen Anschluss-ÜNB sowie Mindestgebotsgrößen festgelegt. Im Rahmen der internationalen Kooperation sind die PRL-Märkte von DE/BE/NL/FR/CH/AU teilweise gekoppelt und werden gemeinsam ausgeschrieben (vgl. hierzu ÜNB 2019).

Während die Kosten der Regelleistungsvorhaltung (im Fall der PRL die Kosten für Regelleistung und -arbeit) in die Netznutzungsentgelte einfließen (§ 8 Abs. 1 StromNZV), wird die tatsächlich eingesetzte Regelarbeit in Form von Ausgleichsenergie abgerechnet. Die Regelenergie verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (bspw. Händler, Lieferanten) müssen für die Kosten der notwendigen Ausgleichsenergie/Regelenergie aufkommen, unabhängig davon, wie die Energie eingesetzt wurde (§ 8 Abs. 2 StromNZV). Dazu wird ein „regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichspreis“ (reBAP) gebildet. Dieser kann sowohl negativ als auch positiv sein (Consentec 2014).

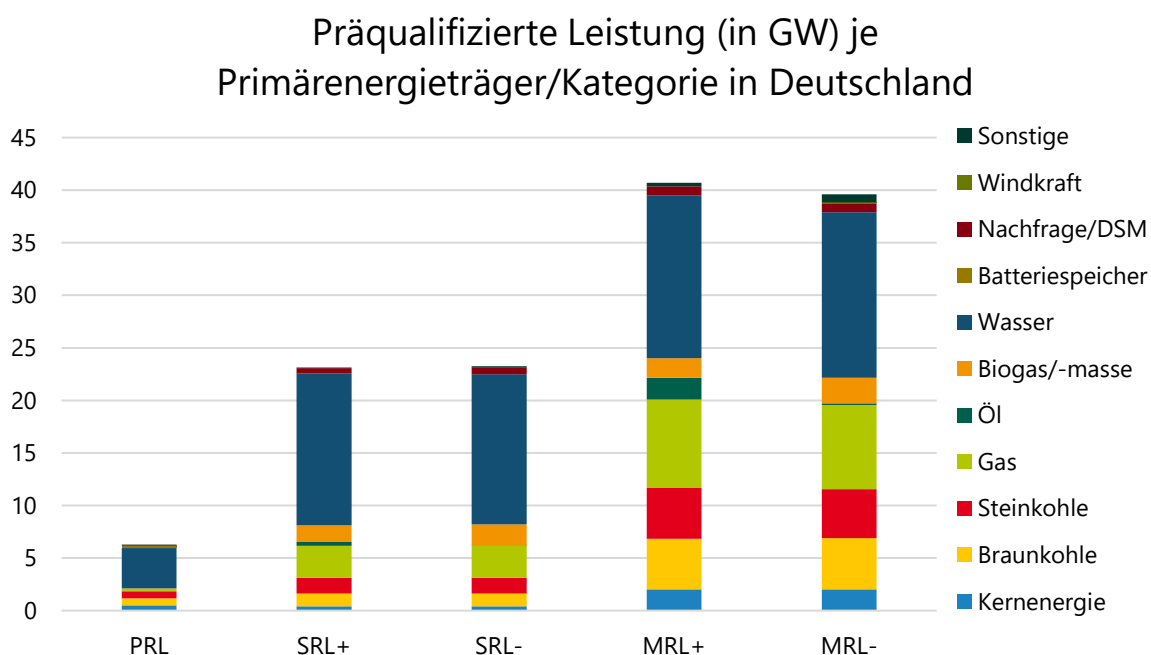
Eine technische Präqualifikation (PQ) ist Voraussetzung, um mit einer Energieerzeugungsanlage/flexiblen Last am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können. Die PQ wird durch denjenigen ÜNB durchgeführt, an dessen Netzinfrastruktur die Anlage angeschlossen ist (Anschluss-ÜNB). Es müssen gemäß § 6 Abs. 5 StromNZV die technische Kompetenz sowie die ordnungsgemäße Erbringung von Regelleistung unter Betriebsbedingungen gewährleistet sein.

Das Pooling von kleineren Anlagen zur Erreichung von Mindestgrößen und Verfügbarkeitsanforderungen ist (seit Beschluss BK6-06-066) prinzipiell gestattet. Für eine erfolgreiche PQ des Pools muss jede Anlage einzeln die technischen Anforderungen erfüllen. Die Steuerung der poolinternen Anlagen wird gebündelt⁹.

2.3.2.3 Status quo: Akteure, Kosten

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke. Abbildung 11 gibt dazu einen Überblick über die präqualifizierte Leistung im Jahr 2017. Unter den Erneuerbaren Energien wird Regelleistung heute - neben Wasserkraftanlagen - vor allem von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt (BNetzA 2018c). Mittlerweile bieten auch Batteriespeicher in zunehmendem Maße Primärregelleistung an (250 MW, etwa 4 % der PQ-Leistung, vgl. Abbildung 11) (ÜNB 2018d, 2018c). Windkraftanlagen sind bisher nur in sehr begrenztem Ausmaß von 80 MW für negative MRL präqualifiziert.

Abbildung 11: Präqualifizierte Leistung (2017) Regelleistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie



Quelle: (ÜNB 2018c)

Es treten aktuell 24 Anbieter in der PRL, 37 in der SRL und 45 in der MRL auf (ÜNB 2018d). Darunter Kraftwerksbetreiber, Energieversorgungs- und Energiehandelsunternehmen, Poolbetreiber/Aggregatoren. Eingesetzt wird die Regelleistung durch die Bilanzkreisverwalter und Netzbetreiber. Die ausgeschriebenen Mengen an Regelleistung sind für das Jahr 2017 in Tabelle 2 zusammengefasst.

Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung betragen im Jahr 2017 insgesamt 145,5 Mio. Euro (2016: 198 Mio. Euro, 2015: 316 Mio. Euro). Diese Kosten fließen voll in die Netzentgeltberechnung ein.

⁹ Weiterführende Informationen zu Präqualifikation und Anforderungen nach Beschluss BK6-06-066 der BNetzA stellen die ÜNB auf der Internetseite www.regelleistung.net dar s. auch BNetzA; ÜNB.

Tabelle 2: Tabellarische Übersicht Rahmenbedingungen Regelenenergie

Regelenenergie Typ	Primärregelleistung PRL	Sekundärregelleistung SRL+ / SRL-	Minutenreserve MR+ / MR-
ENTSO-E Bezeichnung	FCR	aFRR	mFRR
Anbieter (Stand 15.08.2018)	24	37	45
Pooling erlaubt	ja	ja	ja
PQ-Leistung (11.06.2018) (präqualifiziert)	5,44 GW bidirektional/ symmetrisch	ca. 22 GW pos./neg.	ca. 40 GW pos./neg.
Gebotsgrößen/ Angebotsblöcke (Angebotsinkrement)	≥ 1 MW/1 MW	≥ 1 MW/1 MW	
Ausschreibung	Wöchentlich	Täglich	Täglich
Zeitscheibe	Keine	4h-Blöcke	4h-Blöcke
Vergabe	Leistungspreisverfahren	Mischpreisverfahren	Mischpreisverfahren
Marktgröße/Ausgeschriebene Leistung (Stand 10/2018)	600 MW	1,9 GW SRL+ 1,8 GW SRL-	1,3 GW MR+ 1,7 GW MR-
Bedarfsbestimmung	ENTSO-E, jährlich	im NRV organisiert, d. h. 4 RZ quartalsweise	s. SRL
Vergütung	Pay-as-bid (LP)	Pay-as-bid (LP+AP)	Pay-as-bid (LP+AP)

Quelle: BNetzA 2018c; BNetzA 2017b; ÜNB 2018c, 2018d

2.3.3 Abschaltbare Lasten

Unter abschaltbaren Lasten sind Stromverbraucher zu verstehen, die - vertraglich geregelt - durch den Übertragungsnetzbetreiber steuerbar/abschaltbar sind. Dieser kann bei Bedarf die abschaltbaren Lasten anweisen, weniger Strom zu verbrauchen, um ein Erzeugungsdefizit oder einen Netzengpass zu beheben. Diese Regelungen sind in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) enthalten, die seit 2013 in Kraft ist (basierend auf §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 4a, 4b EnWG). Gemäß § 20 Abs. 2 AbLaV tritt die Verordnung am 01. Juli 2022 außer Kraft. Daher wird an dieser Stelle auf eine detailliertere Beschreibung verzichtet.

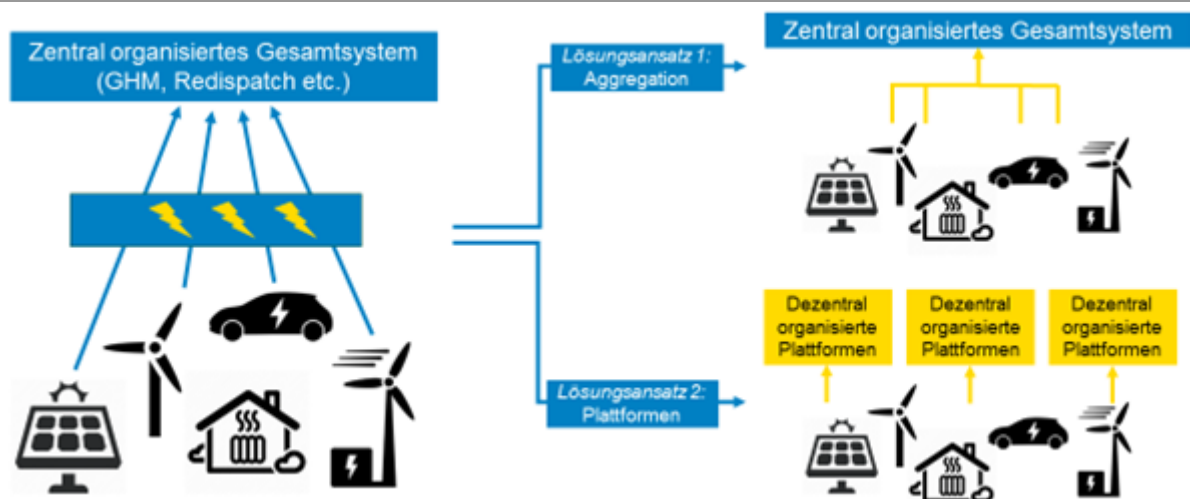
3 Lösungsoptionen

Aufbauend auf der Darstellung der bestehenden Rahmenbedingungen in Kapitel 2 wird nachfolgend geprüft, inwiefern die zentralen C/Sells Lösungsoptionen unter den aktuellen Bedingungen möglich sind und an welcher Stelle die Konformität mit der Regulatorik derzeit nicht gegeben ist. Ausgangspunkt für die in C/Sells betrachteten Lösungsoptionen ist eine starke Dezentralisierung der Energieerzeugung. Gemessen an der aktuell installierten Leistung der Erneuerbaren Energien, werden 2 % im Höchstspannungsnetz, 18 % im Hochspannungsnetz, 50 % im Mittelspannungsnetz und 30 % im Niederspannungsnetz angeschlossen.

Es stellt sich die Frage, ob mit einer stärkeren Dezentralisierung der Erzeugung auch nicht noch weitere Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette anders organisiert werden müssen.

Das energiewirtschaftliche Gesamtsystem ist historisch bedingt auf große Erzeugungsanlagen und Verbraucher mit einer unelastischen Preisnachfrage ausgelegt. Das gilt bspw. für die Teilnahme am Großhandelsmarkt und den Systemdienstleistungen. Mit der Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Anpassungen der Teilnahmebedingungen wird es mehr und mehr dezentralen Erzeugungseinheiten und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ermöglicht teilzunehmen. Für die Einbeziehung ins Gesamtsystem sind grundsätzlich zwei Lösungsansätze möglich: entweder die kleinteiligen Einheiten werden aggregiert und im bestehenden Gesamtsystem vermarktet (Ansatz 1) oder Formate, die speziell für kleine Einheiten ausgelegt sind, werden errichtet (Ansatz 2) (siehe Abbildung 12).

Abbildung 12: Lösungsansätze für Beteiligung kleinteiliger Einheiten



Quelle: Eigene Darstellung

Im C/sells Kontext werden folgende Lösungsansätze betrachtet:

- Regionale Vermarktung und Peer-2-Peer Vermarktungskonzepte
- Quartierslösungen/Prosumer
- Flexibilitätsplattform für Netzengpassmanagement
- Abstimmungskaskade zur Umsetzung des Netzengpassmanagements

Zusätzlich werden notwendige Grundvoraussetzungen für diese Lösungsoptionen in Form einer digitalen Infrastruktur diskutiert.

Im Folgenden werden diese Konzepte kurz beschrieben und ihre Anwendbarkeit im aktuellen Regulierungs- und Ordnungsrahmen diskutiert. Ergänzt wird dies in Kapitel 5 durch internationale Praxisbeispiele, bei denen diese Lösungsoptionen schon Anwendung finden.

3.1 Regionale Vermarktung

3.1.1 Beschreibung

Die Zielsetzung einer regionalen Vermarktung ist in erster Linie eine breitere Beteiligung von verschiedenen Akteuren sowie eine effiziente Integration von erneuerbaren Energien und Verbrauchern zu ermöglichen. Das Konzept der regionalen Vermarktung von Strommengen stellt einen Ansatz dar, der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung und dem Ausbau der EE mit einer geeigneten marktlichen Neuausrichtung zu begegnen. Regionaler Handel kann der Koordination von Marktteilnehmern als auch von Flexibilitäten dienen und damit eine größere Anzahl an Akteuren in ein marktliches Handel einbinden.

Regionale Vermarktung kann einerseits bedeuten, dass Strom in begrenzten, kleineren Bilanzräumen (bspw. Bundesland, Verwaltungsbezirk, Verteilnetzgebiet, Quartier, usw.) gehandelt wird. Weiter kann es auch bedeuten, (marktliche) Anreize zur regionalen Vermarktung von Grünstrom durch Preissignale, Regional- oder Grünstromzertifikate zu schaffen, um den Handel an die zunehmend dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten anzupassen.

Abhängig von der Ausgestaltung einer regionalen Vermarktung kann diese den regionalen Ausgleich von EE-Angebot und Nachfrage erhöhen und gleichzeitig Anreize für den EE-Ausbau in erzeugungsschwachen Regionen schaffen. Damit kann regionaler Stromhandel mit einer Netzentlastung (Übertragungsnetze) und reduzierten Kosten der Systemintegration einhergehen, wenn dabei eine entsprechende Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage bzw. Speicherung gewährleistet ist. Regionale Vermarktung kann als zusätzliche Vertriebsoption oder für Post-EEG-Anlagen eine Alternative zu den in Abschnitt 2.1 aufgezeigten Optionen zur Systemintegration von EE darstellen.

Regionale Vermarktungskonzepte können zu einer Steigerung der Akzeptanz regenerativer Energien führen, wenn sie die regionale Wertschöpfung stärken und eine Partizipation der Bürger vor Ort ermöglichen. Eine stärkere Einbindung/Partizipation kann zudem mit einer wachsenden Akteursvielfalt einhergehen.

3.1.2 Fit aktueller regulatorischem Rahmen

Der aktuelle ordnungsrechtliche und regulatorische Rahmen hat zum Ziel einen integrierten europäischen Strommarkt zu etablieren, der allgemein regionenübergreifend und einheitlich ist. Daneben bestehen jedoch heute bereits Ansätze für eine regionale Vermarktung, die das Ziel einer größeren Beteiligung von Akteursgruppen und damit einer höheren Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien verfolgen. Diese Ansätze umfassen zum einen regionale Grünstromprodukte sowie die regionale Direktvermarktung. Relevante Aspekte werden im Folgenden erläutert.

Die **regionale Vermarktung von Grünstrom** bezeichnet Stromprodukte, bei denen Strom aus erneuerbaren Energien (EE), welcher in der Region erzeugt wird, in derselben Region an Letztverbraucher veräußert wird. Der Händler (bspw. ein Energieversorgungsunternehmen (EVU)) kann den Strom nicht

gänzlich an der Strombörse einkaufen, sondern muss diesen in der definierten Region entweder selbst erzeugen oder von anderen EE-Anlagenbetreibern erwerben (Cielejewski 2017).

Für geförderte direktvermarktete Strommengen können Regionalkennzeichnungen nach § 79a EEG 2017 verwendet werden. Ein Regionálnachweis kennzeichnet eine reale Kilowattstunde EE-Strom, die im Wege der geförderten Direktvermarktung veräußert und in die Region - in einem 50 km-Radius ausgehend vom Postleitzahlengebiet des Verbrauchers - geliefert wurde (§ 79a S. 6 EEG 2017). Mit dem Inkrafttreten der Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionálnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien wurde im Januar 2019 ein Regionálnachweisregister eingeführt, das die Regionálnachweise ausstellt und vermerkt. Regionálnachweise werden streng entlang der Lieferkette des EE-Stroms (im Gegensatz zu Herkunftsnachweisen, die unabhängig gehandelt werden können), für den sie ausgestellt wurden, gehandelt, sodass die Verknüpfung zur Kilowattstunde, für die sie ausgestellt wurden, erhalten bleibt (IKEM 2018). Mit Regionálnachweisen kann dem Stromkunden die regionale Eigenschaft der „Erneuerbaren Energien, die durch die EEG-Umlage finanziert werden“ (Bezeichnung nach § 78 Abs. 1 EEG 2017) nachgewiesen werden. Diese Information soll Akzeptanz und Unterstützungsbereitschaft für die EE-Stromerzeugung vor Ort schaffen und eine entsprechende Bepreisung rechtfertigen. Die kennzeichnungsfähige Strommenge ist allerdings eingeschränkt, sodass sie lediglich für ein gutes Drittel des Stromprodukts genutzt werden können. Eine unmittelbare Aussage zur „grünen“ Eigenschaft erlauben sie nicht (IKEM 2018).

Neben der verpflichtenden Direktvermarktung (auch geförderte Direktvermarktung im Marktprämienmodell, die Grünstromeigenschaft bzw. der Herkunftsnachweis (HKN) entfallen) von EE-Neuanlagen größer 100 kW ab 2016 können EE-Anlagenbetreiber ihre Energie freiwillig über die **sonstige Direktvermarktung** an der Strombörse verkaufen (siehe Abschnitt 2.1.2). Dann bleibt die Grünstromeigenschaft über den HKN bestehen, es entfällt jedoch der Anspruch auf Förderung durch das EEG.

Zusätzlich gibt es das Modell der **regionalen Direktvermarktung**, bei dem Händler durch den **Wegfall der Stromsteuer** profitieren, sofern sie den Strom regional vermarkten. Diese Stromsteuerbefreiung bei regionaler Nutzung betrifft Betreiber von Stromerzeugungsanlagen kleiner 2 MW. Sie können die Stromsteuer (Regelsteuersatz: 2,05 ct/kWh) einsparen, wenn

- a) der Strom vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
- b) von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen (§ 9 Abs. 1 S. 3 StromStG).

Ein räumlicher Zusammenhang besteht nach § 12b StromStV bei einem Radius von 4,5 km um die Stromerzeugungseinheit.

Die Umsetzung regionaler Vermarktungskonzepte betrifft weitere regulatorische Rahmenbedingungen, die im Folgenden stichpunktartig erläutert werden:

- Herkunftsnachweis/Labeling nach § 79 EEG 2017: Anlagenbetreiber treten im Marktprämienmodell der geförderten Direktvermarktung das Recht ab, die Herkunft aus EE zu kennzeichnen; er wird zu Graustrom.
- Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG 2017: Stellt das privatautonom gestaltete Stromprodukt die „grüne“ Eigenschaft heraus, darf nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot verstoßen werden. Für eine EE-Strommenge, für die eine EEG-Zahlung (Marktprämie oder Einspeisevergütung) beansprucht wurde, ist es grundsätzlich nicht denkbar, dass die „grüne“

Eigenschaft als Grünstromprodukt erneut vermarktet wird. Konzepte sollten sich deshalb insbesondere abseits der EEG-Zahlungsansprüche entwickeln. (IKEM 2018)

- Direktlieferung: „Wird eine eigene Leitung anstelle des öffentlichen Stromnetzes verwendet, müssen keine Netznutzungsentgelte und damit verbundene Abgaben (KWK-Umlage, Konzessionsabgabe, Umlage nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG, Umlage für abschaltbare Lasten) entrichtet werden.“ (CARMEN e.V.)

Eine mehrfache Veräußerung des EE-Stroms nach § 80 EEG 2017 ist nicht zulässig. Für Strommengen, für welche bereits eine Zahlung nach dem EEG in Anspruch genommen wurde, dürfen zusätzlich keine Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stromes belegen, weitergegeben werden. Die Vermarktung von Regelenergie (im Rahmen der Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber oder Dritte) ist jedoch nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen (§ 80 Abs. 1 Satz 4 EEG 2017).

3.1.3 Exkurs: Peer-to-Peer Vermarktung

Wie bei der regionalen Vermarktung beschrieben, sind im Rahmen der zunehmend dezentralen Erzeugung andere Vermarktungsmöglichkeiten denkbar als die zentrale Vermarktung am Großhandelsmarkt. Eine Möglichkeit ist die Peer-to-Peer (P2P) Vermarktung. Grundsätzlich kann sie bei einem regionalen oder zentralen Handel angewendet werden. Als Alternative zum bestehenden zentral organisierten System scheint eine Kombination aus selbst organisiertem Handel zwischen den Anbietern und einer regionalen Vermarktung besonders passfähig.

Hierbei organisieren sich Anbieter und Nachfrager eines dezentralen Energiesystems auf einer P2P-Plattform und handeln die selbst erzeugten Strommengen. Im Falle von Eigenverbrauchsansätzen von Prosumern handelt es sich dabei um die Strommengen, die lokal nicht selbst verbraucht werden.

Dabei wird die Anonymität des Großhandelsmarktes (GHM) aufgehoben und vorhandene Energiemengen können direkt zugeordnet werden. In diesem Zug kann der zentrale Marktbetreiber/Intermediär durch neue Ansätze wie Blockchain ersetzt werden. Verschiedene Ausprägungen hinsichtlich des Autarkiegrades und der Marktorganisation sind grundsätzlich denkbar:

Tabelle 3: Fallbeispiel P2P-Vermarktung

Markt- organisation (1 + 2)	Autarkiegrad (A + B)	
	Fall 1.A: Organisation durch Intermediär + Einbindung Großhandel	Fall 1.B: Organisation durch Intermediär + Autarker Handel
	Fall 2.A: Organisation durch Blockchain + Einbindung Großhandel	Fall 2.B: Organisation durch Blockchain + Autarker Handel

Quelle: Eigene Darstellung

Fall 1.A nutzt vergleichsweise stark das bestehende System bzw. führt bestehende Strukturen fort. Es werden bilanziell die Strommengen der Anbieter aufgenommen und bei einer zeitlichen Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage auf der P2P-Plattform dispatcht. Fällt der Zeitpunkt von Angebot und Nachfrage auf der Plattform auseinander, wird der Großhandelsmarkt als Ausgleich herangezogen. Diese Prozesse werden von dem Intermediär der Plattform organisiert.

Das andere Extrem wird durch den Fall 2.B beschrieben. Die Handelsinteraktionen werden automatisiert und validiert mithilfe von Blockchain und Smart Contracts, bei denen Teilnehmer ausreichend Informationen über ihre Anforderungen hinterlegen, dass ein Algorithmus in jedem Fall weiß, wie er im Namen des Teilnehmers zu handeln hat. Der autarke Handel setzt voraus, dass hinreichend Strommengen auf der Plattform vorhanden sind, um die Nachfrage zu decken und hinreichend Flexibilität, dass eine Gleichzeitigkeit zwischen Angebot und Nachfrage hergestellt werden kann.

Mischfälle entlang der zwei Kriterien Marktorganisation und Autarkiegrad (Fall 2.A und 1.B) und Abstufungen innerhalb der jeweiligen Ausprägungen (bspw. 90 % Autarkie oder private Blockchainplattform) sind ebenso möglich.

Für die P2P-Anwendungen ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass die Verrechnung der Nachfrage und des Angebots auf der Plattform ein genaueres Verständnis der Lastprofile benötigt. Ein Bezug auf das Standardlastprofil könnte hierbei Ungenauigkeiten mit sich bringen (Seibring n.d.). Ein Übergang zur Zählerstandgangsmessung und zu besseren Prognosen kann hierbei Abhilfe schaffen. Auf der anderen Seite muss ein Bilanzkreis nur ein Saldo angeben. Ordnet man alle auf der Plattform aktiven Nutzer einem Bilanzkreis zu, können sich individuelle Abweichungen gegenseitig ausgleichen. Das gilt insbesondere für große Bilanzkreise. Gesetzliche Grundlagen für die Bilanzierung und Prognosen werden in Abschnitt 3.5 erläutert.

Verantwortlichkeiten

Das EnWG definiert eine Reihe von Verantwortlichkeiten und Anforderungen an die Vertragserstellung mit dem Kunden:

- § 41 Abs. 1 EnWG: Mindestinhalte für Verträge mit Haushaltskunden (z. B. Vertragsdauer, Kündigung, Preisanpassung, Hinweis auf Schlichtung etc.)
- § 40 Abs. 2 EnWG: Mindestangaben in Rechnungen (z. B. grafische Darstellung, Verbrauch vergleichbarer Kundengruppen, Verbrauch Vorjahreszeitraum, nächstmögliche Kündigung etc.)
- § 40 Abs. 5 EnWG: Angebot Tarif, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt, z. B. lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife
- § 40 Abs. 3 S. 2 EnWG: Monatliche Verbrauchsinformation (inkl. Kosten) für Kunden mit intelligentem Messsystem
- § 42 Abs. 1 EnWG: Veröffentlichung Stromkennzeichnung auf Rechnungen, Internetseite und in Werbematerial

Abgrenzung zum Großhandelsmarkt

2011 wurde vom Europäischen Parlament und dem Rat in Form einer Verordnung (REMIT) ein sektorspezifischer Rechtsrahmen für die Überwachung der Großhandelsmärkte eingeführt (ACER 2012). Die damit einhergehenden Berichtspflichten betreffen jedoch nicht die direkte Lieferung an die Endverbraucher, da die gehandelten Mengen zu gering sind.

3.2 Quartiers- und Prosumerlösungen

3.2.1 Beschreibung

Das Ziel von Quartiers- und Prosumerlösungen ist die verstärkte Integration, Koordination und Beteiligung von kleinen Marktteilnehmern. Diese Lösungen stellen eine sektorübergreifende und lokale Aggregation und Optimierung von Erzeugern und Verbrauchern dar. Der Umfang der Aggregation kann

dabei zwischen individuellen Haushalten bis hin zu ganzen Wohnquartieren reichen. Durch die lokale Optimierung kann der Verbrauch der erzeugten Energie vor Ort erhöht werden. Durch die Aggregation können kleinteilige Einheiten koordiniert werden und am Großhandelsmarkt oder an Systemdienstleistungen teilnehmen. Um die Vermarktungsbedingungen zu verbessern, Skaleneffekte zu realisieren oder den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen, können auch gemeinschaftliche Investitionen getätigt werden (bspw. Quartiersspeicher).

Mit zunehmender Größe des Pools können Synergieeffekte (Skaleneffekte, Ausgleich des Portfolio bei Prognoseungenauigkeiten, höhere Verfügbarkeit des Pools etc.) gehoben werden, gleichzeitig steigt die Komplexität an. Die Aggregation und Optimierung ist ein Service, der entweder in Kombination mit der Stromlieferung, der Bereitstellung von dezentralen Einheiten oder unabhängig angeboten werden kann. Die aggregierten Einheiten können entweder an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen, in einem geschlossenen Microgrid eingebunden oder vollkommen autark sein.

3.2.2 Fit zu aktuellem regulatorischem Rahmen

Die Bündelung und Vermarktung von kleinteiligen Einheiten von Prosumern oder Endkunden in Quartieren kann heute bereits durch Aggregatoren erfolgen. Die Verantwortlichkeiten, Rechte und Pflichten des Aggregators sind von denen des Energielieferanten abzugrenzen, sofern beide nicht in Personalunion auftreten. Dies betrifft insbesondere die Verantwortlichkeiten bei Bilanzkreisabweichungen.

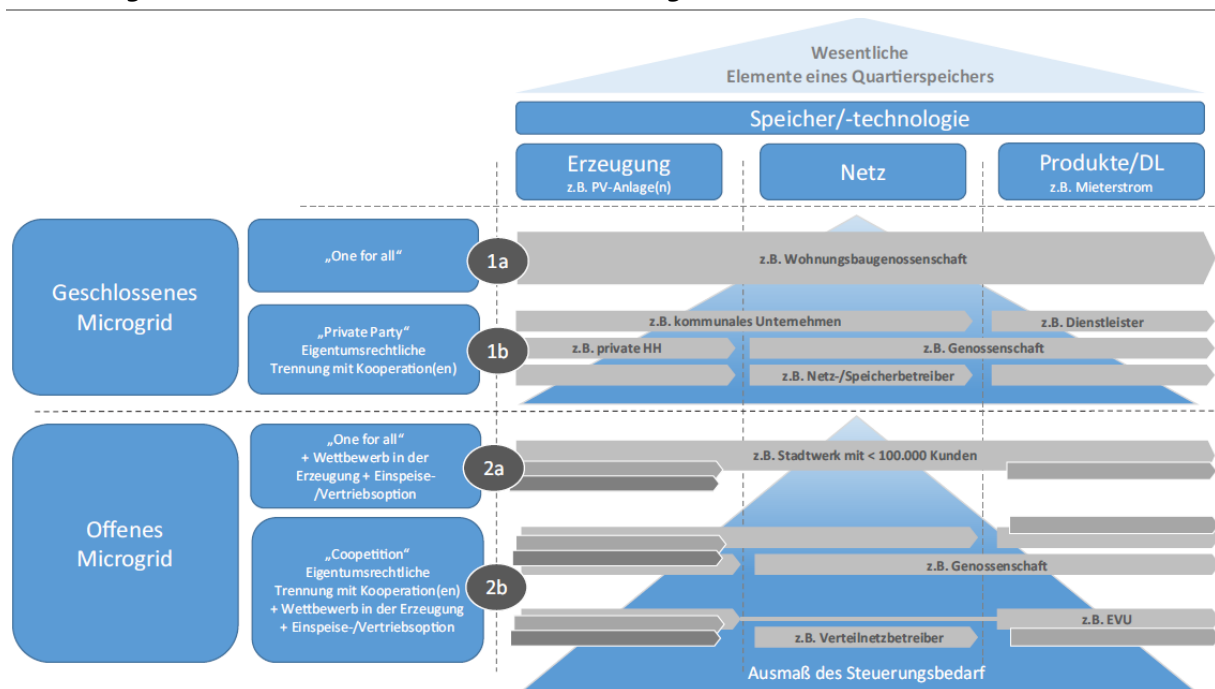
Die BNetzA erarbeitete für den Fall der Bereitstellung von Regelenergie einen Beschluss, der dieses Problem regelt (BK-17-046). Demnach muss der Letztverbraucher (bzw. der Aggregator im Namen des Letztverbrauchers) spätestens sechs Wochen vor der ersten Bereitschaftszeit den Lieferanten darüber informieren. Der Lieferant kann die Anfrage ablehnen, wenn die gegen ausdrückliche Vereinbarungen nach § 26a Abs. 1 S. 3 StromNZV widerspricht. Bei Bejahung der Maßnahme kann der Lieferant die Baseline (viertelstundenscharfe Verbrauchswerte) über den Abrufzeitraum verlangen. Die Differenz zwischen Baseline und tatsächlichen Verbrauch stellt die Regelleistung dar (höherer Verbrauch - negative RL, niedriger Verbrauch als angekündigt - positive RL). Der Lieferant beliefert nach der angegebenen Baseline und greift in diesem Zeitraum nicht auf die technischen Einheiten des Letztverbrauchers zu. Im Gegenzug übernimmt der Letztverbraucher die Verantwortung für mögliche Bilanzkreisabweichungen.

Neben den Regelungen zur Bilanzabweichung muss der Aggregator die Teilnahmebedingungen für seinen Pool an kleinteiligen Einheiten für verschiedene Märkte und Systemdienstleistungen prüfen. Die Teilnahmebedingungen für den Regelenergiemarkt und Netzengpassmanagement werden unter 2.3 Netzbetrieb beschrieben.

Ein weiteres Element insbesondere bei Quartierslösungen ist die Einbindung von Quartiersspeichern oder gemeinschaftlich genutzten Erzeugungsanlagen. Für eine Nutzung eines Quartiersspeicher sind die in Kapitel 2 aufgezeigten Regelungen für Speicher relevant. Die Eigenversorgung mehrerer Parteien in einem Quartier steht nicht "in einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang" nach § 3 Nr. 19 EEG 2017. Auf den verbrauchten Strom müssen daher Umlagen und Netzentgelte in voller Höhe bezahlt werden. Bei gemeinschaftlich genutzten Anlagen kann der Betreiber einen Mieterstromzuschlag erhalten. Dabei wird der Mieterstromzuschlag nur bei Abnehmern "in einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang" ausgezahlt (§ 21 Abs. 3 S.1 Nr. 1 EEG 2017). Eine lokale Belieferung jenseits des unmittelbar räumlichen Zusammenhangs und unter Nutzung des öffentlichen Netzes ist damit in den meisten Fällen unwirtschaftlich.

Neben der Frage, ob das öffentliche Netz benutzt wird (Vgl. Abbildung 13: geschlossenes und offenes Microgrid) ergeben sich verschiedene Produktkonstellationen je nach dem Betreiber des Netz (Vgl. Abbildung 13: Spalte Netz). Betreibt ein Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden ein offenes Microgrid gelten für ihn nicht die Anforderung der rechtlichen und organisatorischen Entflechtung wie für einen Netzbetreiber mit mehr Kunden. Damit kann er Angebote entlang der gesamten Wertschöpfungskette aus einer Hand anbieten (Wawer et al. 2018). Bei geschlossenen Microgrids können diese gesamtheitlichen Produkte von bspw. Wohnungsbaugenossenschaften genutzt werden. In einem geschlossenen Microgrid findet kein Wettbewerb bei Erzeugung und Dienstleistungen statt.

Abbildung 13: Geschäftsmodelle von Quartierslösungen



Quelle: (Wawer et al. 2018)

3.3 Flexibilitätsplattform

Das Ziel der Flexibilitätsplattform ist die effiziente Bewirtschaftung von Engpasssituationen im Übertragungs- und insbesondere im Verteilnetz. Dadurch sollen Abregelungen von Erneuerbaren Energien vermieden und eine Sektorkopplung gestärkt werden. Das Instrument dient darüber hinaus zur Identifizierung als auch zur Koordinierung von Flexibilitätsoptionen in niedrigen Spannungsebenen für den Einsatz im Stromhandel.

Unter dem Begriff der Flexibilität werden im Stromnetz Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher oder aggregierte Untersysteme verstanden, die flexibel ihre Leistung regeln können. Als flexible Lasten sind auch steuerbare Verbrauchseinheiten in Niederspannungsnetzen entsprechend § 14a EnWG zu verstehen. Flexible Lasten können technisch für das Engpassmanagement (nach § 13 EnWG) eingesetzt werden. Ebenso ist ein kommerzieller Einsatz bspw. im Stromhandel oder für Systembilanzprobleme (durch Regenergie, abschaltbare Lasten) möglich. Zukünftig wird mit einem steigenden Flexibilitätsbedarf gerechnet, der sich dabei auf verschiedene Technologien (bspw. flexible Erneuerbare Energien, Speicher, Demand-Side-Management) verteilt (TenneT 2018). Dies führt zu einer zunehmenden Komplexität, die einer Anpassung der regulatorischen und marktlichen

Rahmenbedingungen bedarf. Aktuelle Studien zeigen, dass die Kosten für Einspeisemanagement- und Redispatchmaßnahmen gestiegen sind und die bisherige Engpassauflösung technisch nicht immer effizient ist (vgl. Engpasssensitivität, frontier 2017). Regelungen zur gemeinsamen Koordination von Flexibilität existieren aktuell nur für die Regelenergie (siehe Abschnitt 2.3.2, „vier Module“ im NRV). In Deutschland besteht bisher keine (zentrale) Koordinations- oder Vermarktungsplattform für systemdienliche Flexibilität zum Engpassmanagement.

3.3.1 Beschreibung

Die Flexibilitätsplattform beschreibt eine Plattform zum Netzengpassmanagement im Verteilnetz. Die Plattform kann als Marktplatz für Flexibilität ausgestaltet werden oder zur Organisation von reguliertem Flexibilitätspotential. Eine wichtige Frage bei der Ausgestaltung der Flexibilitätsplattform ist, wie viele Plattformen errichtet werden sollen. Die diskutierte Bandbreite reicht von regionalen Plattformen je Netzbetreiber bis hin zu einer national einheitlichen Plattform.

Gemein haben die Plattform-Ansätze, dass sie Stromprodukte bzw. Flexibilität, also die Bereitschaft zu einem gewissen Preis den Leistungsbezug oder die -einspeisung anzupassen, mit einem spezifischen geographischen Lieferort verknüpfen. Es werden entsprechend kleinteilige Preiszonen für Flexibilität gebildet. Die Flexibilitätsplattform berechnet die Netz- und Engpasssituation in Echtzeit. Tritt eine kritische Netzsituation auf, wird die technisch und finanziell effizienteste Allokation bezuschlagt und der Engpass somit nach Möglichkeit marktlich aufgelöst. Eventuelle Effektivkosten übernimmt bspw. der jeweilige Netzbetreiber (USEF 2018; Hirth und Glisman 2018).

Damit stellt die Flexibilitätsplattform eine Mischform zwischen einem zonalen und nodalen Preisregime vor. Der Dispatch zwischen Erzeugung und Verbrauch findet weiterhin zonal statt. Der Redispatch wird marktlich nodal organisiert. Eine besondere Herausforderung stellt dabei die Koordination und Abstimmung dieser beiden Prozesse dar.

Plattformkonzepte sind als neuer Baustein im Netzbetrieb zu verstehen. Nach der bestehenden Logik kann man den Netzzustand in zwei Phasen unterteilen. Eine Phase mit und eine ohne kritischen Netzzustand. Unter Berücksichtigung der Flexibilitätsplattform ergeben sich drei Phasen - die sogenannten Ampelphasen (grün, gelb, rot) der Netzsampel (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 2017). In der grünen Phase erfolgt der Energiehandel rein marktbasierend ohne Einschränkungen durch den Netzbetreiber. In der roten Phase liegt ein netzkritischer Zustand vor und der Netzbetreiber muss eingreifen. Die Flexibilitätsplattform sieht die Entwicklung einer gelben Ampelphase vor, in der der Netzbetreiber Flexibilität akquirieren kann um netzkritische Zustände über marktliche Mittel zu vermeiden. Das Ziel solcher Plattformkonzepte ist stets die Abwicklung von systemdienlichen Maßnahmen zur Rückführung des Netzes in den grünen Zustand.

Marktmodelle zur Flexibilitätsbereitstellung haben den Vorteil, dass sie transparent und diskriminierungsfrei sind, sofern eine gewisse Marktliquidität eintritt, also eine ausreichend große Anzahl Teilnehmer und eine ausreichende Nachfrage entstehen. Lokale Monopole aufgrund fehlender Marktliquidität müssen verhindert werden.

Es sind verschiedene Arten der Preisbestimmung denkbar. Darunter fallen eine marktliche Preisbildung oder eine regulierte Vergütung. Die wirtschaftlichen Bedingungen für Anbieter müssen einen positiven

Deckungsbeitrag der Flexibilitätsvermarktung erreichen. Es ist demnach darauf zu achten, dass Flexibilität nicht ausschließlich für die gelbe Ampelphase vorgehalten werden muss. Ein Problem und negative Effekte für die Kosten stellen hohe Aufwendungen der Verwaltung, des Monitorings, der Präqualifikation¹⁰ und der Abrechnung der Flexibilität dar.

Es ist sowohl möglich, dass Netzbetreiber eigene operative Flexibilitätsplattformen betreiben, als auch eine zentrale Instanz zu schaffen, die den Flexibilitätseinsatz ermöglicht, indem sie Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Aggregatoren und Endnutzer zusammenbringt. Über eine zentrale Plattform findet dann weiterhin eine Koordination zwischen Netzbetreibern statt (ÜNB-VNB) bzw. können die Netzbetreiber die Koordination untereinander in eine solche Flexibilitätsplattform integrieren. Dabei bleiben sie weiter für die Präqualifikation und physische Erfüllung/Abrechnung verantwortlich. Mögliche Vorteile einer zentralen Plattform sind geringere Transaktionskosten (konzentrierte und einheitlich-organisierte Flexibilitätsmärkte), höhere Liquidität (mehr Teilnehmer und keine Fragmentierung des Flexibilitätsmarktes) und eine höhere Transparenz der Preise (USEF 2018).

3.3.2 Fit zu aktuellem regulatorischem Rahmen

Flexibilitätsplattformen werden aktuell insbesondere im Rahmen von Forschungsprojekten (siehe Kapitel 5) untersucht, um den nötigen Rahmen und etwaige Handlungsoptionen für eine Einführung zu entwickeln. Marktliche oder regulatorische Voraussetzungen für eine Flexibilitätsplattform müssen dazu zunächst geschaffen werden.

Für die Ausgestaltung einer Flexibilitätsplattform stellen sich ähnliche Fragen wie bei der Regelenergie oder beim Redispatch. Acht grundlegende Bausteine wurden innerhalb der C/sells-Arbeitsgruppen für die Flexibilitätsplattform identifiziert:

1. *Registrierung*: Wie ist der Prozess der Registrierung? Müssen sich Anlagen oder Pools präqualifizieren?
2. *Angebotsabgabe/Potenzialermittlung*: Wie viel Vorlauf hat die Angebotsabgabe? Was passiert bei einer Potentialüberschätzung des Anbieters? (Pönalisierung)
3. *Angebotsprüfung und -vorbereitung*: Unter welchen Kriterien wird ein Zuschlag erteilt?
4. *Abruf*: Wie wird der Abruf organisiert? Wer schaltet?
5. *Messung/Monitoring*: Wie wird sichergestellt, dass die Flexibilität zur Verfügung gestellt wurde?
6. *Abrechnung/Vergütungsart*: Wie wird abgerechnet und vergütet? Marktliche oder regulierte Preisbildung? Arbeits- und Leistungspreis analog zum Regelenergiemarkt?
7. *Bilanzieller Ausgleich*: Wie wird die Bilanzkreisverantwortlichkeit geregelt?
8. *Schnittstelle zu bestehenden Märkten/Maßnahmen*: Wie ist die Abgrenzung zum Regelenergiemarkt?

Bei der Ausgestaltung dieser Fragestellungen müssen mehrere Gesetze berücksichtigt und weiterentwickelt werden (u.a. EnWG, StromNEV und ARegV).

EnWG

Flexibilitätsplattformen können eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG darstellen, welcher steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz reguliert. Sollten Flexibilitätsplattformen und § 14a

¹⁰ Präqualifikationskriterien (ähnlich den PQ-Anforderungen in der Regelleistung, siehe Abschnitt 2.3.2) können gewisse technische Mindeststandards garantieren.

EnWG parallel existieren, stünden sie in Konkurrenz zu einander. Nach § 14a EnWG gilt derzeit ein reduziertes Netzentgelt, wenn Verbrauchseinrichtungen mit separatem Zählpunkt durch den Netzbetreiber gesteuert bzw. abgeschaltet werden können (interessant v. a. für Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, batterieelektrische Fahrzeuge). Die reduzierten Netzentgelte für Anlagen nach § 14a EnWG führen dazu, dass die Netzentgelte der übrigen Verbraucher sich erhöhen. Möglich ist auch eine Integration der Anlagen in ein zukünftiges (regionales oder überregionales) Flexibilitätsmarktkonzept. Die Systemdienlichkeit der § 14a-Anlagen ist durch starre Einsatzzeiten (insbesondere durch Zeitschaltuhren bzw. Rundsteuertechnik) der Nachtspeicheröfen v. a. auch im Vergleich zu einer offenen Marktlösung beschränkt. Für einen flexibleren Einsatz der § 14a-Anlagen müssen die Bilanzierungsverfahren und die Ansteuerungsmöglichkeiten angepasst werden (s. Kapitel Digitale Infrastruktur). Es müssen in diesem Zusammenhang auch die Vergütungsmöglichkeiten von § 14a-Anlagen in einer eventuellen Flexibilitätsplattform geklärt werden. Sie stellen eine Herausforderung bspw. im Hinblick auf den Umgang mit einer Netzentgeltreduzierung und spezifischen Abrufkosten dar (Netzentgeltreduzierung bei Abrufkosten = 0 oder keine Netzentgeltreduzierung aber spezifische Abrufkosten).

In Zusammenhang mit Flexmarktplattformen und § 14a EnWG stellt sich auch die Frage nach der Abgrenzung zum Netzausbau, auf den die Flexibilitätsplattformen und § 14a EnWG im ersten Schritt nicht abzielen.

StromNEV

Mit der atypischen Netznutzung bzw. der intensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV besteht bereits ein Anreiz für netzdienliche Flexibilität. Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) gilt - wenn der Höchstlastbeitrag eines Netznutzers von der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Umspann- oder Netzebene abweicht - ein auf maximal 20 % reduziertes Netzentgelt im Vergleich zum veröffentlichten Netzentgelt.

Eine individuelles Netzentgelt ist außerdem anzubieten, wenn die Benutzungsstundenzahl eines Netznutzers mindestens 7000 erreicht (§ 19 Abs. 2 S. 2 u. 3 StromNEV). Dieser Anreiz für ein niedrigeres individuelles Netzentgelt erhöht sich nochmals bei höheren Benutzungsstundenzahlen. Gleichzeitig ist damit ein netzdienlicher Flexibilitätseinsatz nicht sicher gewährleistet.

Anreizregulierung (AREGV)

Die Kostenanerkennung für den Betrieb der Flexibilitätsplattform im Rahmen der Anreizregulierung (Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV)) ist mit Unsicherheiten behaftet. Während Redispatchkosten aktuell auf die Netzentgelte gewälzt werden, ist für die Anerkennung von Kosten für den Betrieb einer Flexibilitätsplattform bisher keine Regelung vorhanden. Daher sind sie nach aktuellem Stand heute beeinflussbare Kosten der Netzbetreiber und würden entsprechend behandelt.

3.4 Abstimmungskaskade

3.4.1 Beschreibung

Kritische Netzzustände an einem bestimmten Netzknoten können sich innerhalb eines vermaschten Netzes auf weitere Netzgebiete auswirken. Durch Anpassungsmaßnahmen von Erzeugung, Last oder Netzschtaltung von Verteilnetz- (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) kann eine Ausbreitung

eingegrenzt werden. Um die ÜNB bei der Sicherstellung der Systemstabilität zu unterstützen, werden VNB über das EnWG mit einbezogen (§ 14 Abs. 1c EnWG). In der Regel geht die Aufforderung für eine Anpassungsmaßnahme vom Übertragungsnetzbetreiber an die Verteilnetzbetreiber aus. Es können aber auch Verteilnetzbetreiber Maßnahmen anfordern und vornehmen.

Die sogenannte Abstimmungskaskade kann zwischen einer informatorischen und operativen Kaskade unterschieden werden. Bei der operativen Kaskade werden die Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität umgesetzt. Bei der informatorischen Kaskade werden die betroffenen Netzbetreiber informiert. Zusätzlich werden Stammdaten zwischen den Netzbetreibern über ein Marktstammdatenregister und teilweise auch bilateral Bewegungsdaten ausgetauscht. Diese Daten helfen Berechnungen zur Netzlast durchzuführen und kritische Netzzustände zu prognostizieren.

Drei Fälle für kritische Netzsituationen können durch den Einsatz einer Abstimmungskaskade adressiert werden:

1. Behebung von thermischen Überlastungen einer Leitung durch die Anpassung der Einspeisung oder der Nachfrage
2. Frequenzhaltung durch den Ausgleich von Systembilanzabweichungen wegen eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Last
3. Spannungshaltung unter Berücksichtigung der Ein- und Ausspeisepunkte und den dort angeschlossenen Netznutzern

Neben den drei Eingriffsfällen zur Vermeidung einer kritischen Situation ist der Netzbetreiber auch verantwortlich für die Wiederherstellung des Regelbetriebs nach einer Störung.

Im Leitfaden vom VKU und BDEW zur Abstimmungskaskade definieren die Autoren den Prozess in fünf untergeordnete Schritte (Meyer 2014):

- (1) Erkennen,
- (2) Vorbereiten,
- (3) Durchführen und Anfordern,
- (4) Prüfen und Modifizieren und
- (5) Zurücknehmen.

Die dabei erwirkte Maßnahme ist je nach Problemfall eine Einspeise- oder Lastreduzierung. Bei Nachweis eines netzkritischen Zustandes muss keine Kompensation an den Netznutzer gezahlt werden.

3.4.2 Fit zum aktuellen regulatorischen Rahmen

Die Abstimmungskaskade baut auf § 13 Abs. 2 und § 14 Abs. 1 EnWG auf. Nach § 13 Abs. 2 EnWG darf der ÜNB eingreifen, wenn eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems nicht durch andere netzsichernde Maßnahmen vermieden werden kann. Bereits der Zustand einer Gefährdung löst eine Handlungspflicht der Netzbetreiber aus. Eine Gefährdung liegt nach der Legaldefinition vor *„wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.“* (§ 13 Abs. 4 EnWG). Soweit möglich sind betroffene Netznutzer im Voraus zu informieren. Nach § 14 Abs. 1c EnWG sind nachgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, den Aufforderungen Folge zu leisten.

Die damit verbundenen Prozesse werden durch die Anwendungsregel AR-N-4140¹¹ des VDE definiert. Sie sollen bis Februar 2019 von den Verteilnetzbetreibern umgesetzt sein. Maßnahmen sind innerhalb von 12 Minuten bzw. 18 Minuten über drei Ebenen umzusetzen. Zur Abwicklung der Kommunikation wird ein Standardformular vom VDE angeboten, das nach Leitfaden von VKU und BDEW per Email oder Fax verschickt werden soll (Meyer 2014).

Darüber hinaus wird in der aktuellen Diskussion eine tiefergehende und effizientere Koordination der Abstimmungskaskade thematisiert. Eine stärkere Automatisierung kann die Prozesse der Abstimmungskaskade vereinfachen und umfangreichere Abschaltungen vermeiden. Bspw. sind Netzleitstellen bei kleineren Stadtwerken in der Regel nicht permanent besetzt. Fällt ein kritischer Netzzustand an einem Wochenende an, kann keine gezielte Anpassung von der nicht besetzten Leitstelle ausgehen und der vorgelagerte Netzbetreiber muss den ganzen Netzstrang abschalten.

Mit einem Austausch der Bewegungsdaten zwischen den Leitstellen der Netzbetreiber können vorgelagerte Netzbetreiber mit ihrer Aufforderung zur Anpassung gleichzeitig Umsetzungsvorschläge an die ausführenden Netzbetreiber senden. Das vereinfacht den Prozess der Abstimmungskaskade zusätzlich. Automatisierungsmaßnahmen und der Bewegungsdatenaustausch werden aktuell nach eigenem Ermessen und bilateralen Abmachungen der Netzbetreiber umgesetzt.

Ein zweites zentrales Element beim Austausch von Daten ist, neben den Daten selbst, die Kommunikationsarchitektur, mit der sie verbreitet werden. Hinsichtlich der Daten muss die Art der Daten, ihre Aggregationstiefe und die zeitliche Auflösung für die Entwicklung äquivalenter oder kompatibler Datenmodelle festgelegt werden.

In Bezug auf die Kommunikationsarchitektur müssen die Leit- und Kommunikationssysteme kompatibel ausgestaltet werden. Dafür muss eine geeignete Technologie (Internet, Satellit, TASE2, SFTP, IEC 101/104) identifiziert und den Ansprüchen an Funktionalität (Fernwirkung, Bandbreite, Volumen, etc.), Verfügbarkeit, Flächendeckung, Wirtschaftlichkeit (v. a. auch für kleinere VNB) und Sicherheit gerecht werden. Eine Kommunikationsarchitektur zur Kopplung der Leitsysteme muss entsprechend der Standardprozesse entworfen werden.

Eine einheitliche Visualisierung (v. a. als Teil der informatorischen Kaskade) kann die Effizienz einer automatisierten Abstimmungskaskade zusätzlich erhöhen. Die Aufgabe besteht in der visuellen Vereinheitlichung unterschiedlicher Leitsysteme (sofern verschiedene Systeme im Einsatz sind) und der gebündelten Simulation von Prognosedaten über alle Kaskadenebenen hinweg. In die Visualisierung sind bspw. auch bereits etablierte Netzzustandsindikatoren entsprechend der Netzampelphasen (Meyer 2014) einzubinden.

Allgemeine Umsetzungshemmnisse entstehen durch fehlende Leitsystemkopplung, IT-Sicherheit, unklare Rollen beim Datenaustausch, der Kommunikationstechnik und beim Datenmodell/Protokoll. Der Prozess der Abstimmungskaskade muss durch eine 2-Wege-Kommunikation und Schwarzfallfestigkeit abgesichert sein.

¹¹ Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen

3.5 Digitale Infrastruktur

Die Umstellung auf ein dezentrales Energiesystem fordert nicht nur neue Ansätze für Erzeugung, Netzbetrieb und die Einbindung der Verbraucher, sondern auch eine allgemeine Anpassung der Energieinfrastruktur, die diese neuen Ansätze ermöglicht. Das betrifft dabei folgende Fragen:

- Wie werden Daten erhoben und bereitgestellt?
- Wie werden Erzeugung und Verbrauch erfasst, bilanziert und abgerechnet ?
- Wie werden Energie und Flexibilität prognostiziert ?
- Wie werden Einheiten geschaltet?

Diese Punkte werden im Folgenden beschreiben und in den regulatorischen Rahmen eingeordnet.

3.5.1 Beschreibung

Datenerhebung und -bereitstellung

Neue Anwendungen bauen auf größerer Datenverfügbarkeit auf (Verbrauchsoptimierung, intelligenter Netzbetrieb etc.). Dafür müssen mehr Daten erhoben, aufgearbeitet und/oder bereitgestellt werden. Die Digitalisierung und die Automatisierung ermöglichen dies. Konkrete Maßnahmen sind u. a. der Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) zur Datenerhebung und das Füllen verschiedener IIS-Register zur Datenbereitstellung.

Abrechnung, Verwaltung und Bilanzierung

Für die Sicherung der Systemstabilität ist zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im System essentiell. Verbraucher und Erzeuger müssen hierfür ihren prognostizierten Verbrauch bzw. ihre prognostizierte Erzeugung im Voraus ankündigen. Speist ein Netznutzer mehr/weniger Energie ein oder verbraucht mehr/weniger als er angekündigt hat, soll dieses Fehlverhalten durch eine zentrale Instanz, den Bilanzkoordinator, erfasst und pönalisiert werden. Für die Handhabbarkeit der Fülle an Endkundendaten und aus Kostengesichtspunkten wurden Verbrauchsdaten im Haushaltsbereich bisher auf jährlicher Basis erhoben und über ein einheitliches standardisiertes Lastprofil (SLP) auf den Haushalt gewälzt und bilanziert. Damit können Reaktionen auf Preissignale oder systemfreundliche Maßnahmen nicht registriert und honoriert werden, gleiches gilt für die Pönalisierung bei einem Verstoß. Eine Weiterentwicklung der Abrechnung, Verwaltung und Bilanzierung steht im Spannungsfeld zwischen einem verhältnismäßigen Aufwand (Kosten) und einer höheren Genauigkeit.

Energie- und Flexibilitätprognosen

Umso genauer und frühzeitiger der Verbrauch und die Erzeugung prognostizierbar sind, desto besser können Verbrauch und Erzeugung zusammengebracht und in das System integriert und somit auch Pönalen vermieden werden. Die höhere Datenverfügbarkeit und bessere Auswertungsmöglichkeiten (bspw. über Machine Learning Algorithmen) ermöglichen verbesserte Prognosen. Der Umfang und die Form der Datenerfassung wird hierbei gesetzlich geregelt und kann innerhalb der gesetzlichen Regelungen durch Zustimmung des Verbrauchers erweitert werden.

Ansteuerbarkeit

Eine zielgerichtete Steuerung oder ein Eingreifen in die reguläre Erzeugung/den regulären Verbrauch erfordert nicht nur das Wissen über die Notwendigkeit eines Eingriffs (Prognosen, Datenverfügbarkeit), sondern auch die Möglichkeit den Eingriff umzusetzen (Ansteuerbarkeit). Für die Ansteuerbarkeit wird

eine Kommunikationsinfrastruktur, die das Signal überträgt (bspw. über LTE, DSL, PLC, Glasfaser etc.) und eine Steuereinheit, die die Erzeuger bzw. Verbraucher schaltet, benötigt. Beide Elemente können mittels eines intelligenten Messsystems verbunden werden. Für die Ansteuerung von erneuerbare Energien Anlagen oder Nachtspeicherheizungen durch Verteilnetzbetreiber werden momentan z. T. auch andere Steuerungstechnologien wie Rundsteuergeräte verwendet.

3.5.2 Fit zum aktuellen regulatorischen Rahmen

Alle oben genannten Fragen werden durch den geplanten Smart-Meter-Rollout adressiert, der durch das Messstellenbetriebsgesetz (MStBG) definiert wird. Spezielle regulatorische Ausgestaltungen und relevante Aspekte des Rollouts werden im Folgenden im Bezug auf die genannten Fragen erläutert.

Datenerhebung und -bereitstellung

Das Messsystem und die dazu gehörige Messinfrastruktur ist ein zentraler Aspekt bei der Datenerhebung und -bereitstellung. Im Folgendem werden die Kosten, die relevanten Akteure, deren Leistungen, der Umfang der Datenerhebung und die Datensicherheit sowie der Datenschutz aufgezeigt. Mit dem Rollout der intelligenten Messsysteme wird der Wechsel von mechanischen Ferrariszählern zu elektrischen Messeinrichtungen eingeleitet. Für bestimmte Kundengruppen wird die elektrische Messeinrichtung in ein Smart Meter Gateway (SMGW) eingebunden. Damit wird die Messeinrichtung sowohl fernauslesbar als auch ansteuerbar. Die Kundengruppen mit Einbaupflicht haben einen jährlichen Verbrauch größer 6.000 kWh, eine steuerbare Verbrauchseinrichtung oder eine Erzeugungsanlage größer 7 kW (§ 29 Abs. 1 MsbG).

Die elektrische Messeinrichtung ohne Smart Meter Gateway wird moderne Messeinrichtung genannt und kostet den Kunden maximal 20 Euro p. a (§ 32 MsbG). Die Messeinrichtung mit Smart Meter Gateway wird intelligentes Messsystem (iMSys) genannt und wird abhängig nach Kundengruppe, installierter Leistung oder jährlichem Verbrauch gestaffelt abgerechnet. Die Spanne der Messentgelte für die Pflichteinbaufälle liegt für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, einer installierten Leistung von 7 bis 15 kW oder einem Verbrauch von 6.000 bis 10.000 kWh p. a. im Bereich von 100 bis 200 Euro p. a. (§ 31 Abs. 1 u. 2 MsbG). Für Verbraucher über 100.000 kWh p. a. oder Erzeuger über 100 kW wird keine Preisobergrenze definiert. Sie sollen lediglich ein "angemessenes Entgelt" in Rechnung gestellt bekommen. Für optionale Einbaufälle mit einem niedrigeren Verbrauch als 6.000 kWh p. a. werden Preisobergrenzen niedriger als 100 Euro p. a. definiert (§ 31 Abs. 3 MsbG).

In der Regel installiert und betreibt der lokale Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber die Messstelle. Der Kunde kann jedoch auch einen anderen Anbieter für den Betrieb seiner Messstelle auswählen (den sogenannten wettbewerblichen Messstellenbetreiber) (§ 5 MsbG).

Mit der Bezahlung des Messentgelts erhält der Kunde sogenannte Standardleistungen. Neben den energiewirtschaftlichen Standardprozessen zur Abrechnung und Bilanzierung beinhalten diese die tägliche Bereitstellung der Zählerstandsgänge des Vortages, eine zweimalige Änderung des Schaltprofils, eine Softwarelösung für Stromsparhinweise und andere Anwendungen und eine lokale Anzeigeeinheit. Es steht dem grundzuständigen Messstellenbetreiber frei, eine häufigere Bereitstellung der Verbrauchswerte, Änderung des Schaltprofils oder sonstige Leistungen als Zusatzdienstleistungen gegen angemessene Entgelte anzubieten (§ 35 MsbG).

Das MsbG folgt dem Grundsatz der Datensparsamkeit. Es werden nur Daten erhoben und verteilt, die vom Netzbetreiber und von vom Kunden hinzugezogenen Marktteilnehmern benötigt werden. Diese Daten, deren Verwendungszweck, der Empfänger und der Turnus ist in Tabelle 4 beschrieben. Allgemein

kann zwischen Datensets, die täglich in 15-minütiger Auflösung erhoben werden, der Monatsarbeit, der monatlichen Maximalleistung und den Summenzeitreihen je Bilanzgebiet unterschieden werden. Die Plausibilisierung, Aggregation und Verteilung der Messwerte findet im Smart Meter Gateway statt. Aktuell mangelt es noch an Technik und den definierten Prozessen, um diese Schritte vollautomatisiert auszuführen. In der Zwischenzeit führt der Messstellenbetreiber diese aus (Edelmann und Fleischle 2018).

Tabelle 4: Übersicht zum Datenaustausch über das Smart Meter Gateway

Zweck	Empfänger	Turnus	Art der Daten
Netznutzungsabrechnung, Erfüllung der Förderpflichten aus EEG/KWKG, Netznutzung nach EnWG, Bilanzierung und weitere VNB-Pflichten (§ 66 Abs. 1 MsbG), Übermittlung an Energielieferant und Bilanzkoordinator durch VNB (§ 66 Abs. 2 MsbG)	VNB	monatlich	Monatsarbeit und Maximalleistung -für alle anderen Fälle jährlich die Arbeitswerte
Bewirtschaftung seines Differenzbilanz- und Netzverlustbilanzkreises (§ 66 Abs. 1 Nr. 7 MsbG)	VNB mit mind. 100.000 Kunden	täglich	Last-, Zählerstands-, Einspeisegänge in 15-minütiger Auflösung
Übertragungsnetzbetrieb und Bilanzkoordination (§ 66 Abs. 1 u. § 67 Abs. 1 MsbG), Übermittlung der Summenzeitreihen je Bilanzierungsgebiet an VNB und BKV durch ÜNB (§ 67 Abs. 2)	ÜNB/Bilanzkoordinator	täglich	Last-, Zählerstands-, Einspeisegänge in 15-minütiger Auflösung -für alle anderen Fälle jährlich die Arbeitswerte
Abrechnung des Liefervertrags, Lieferanten- oder Tarifwechsel und weitere Pflichten des Lieferanten (§ 69 Abs. 1 MsbG), Übermittlung von erforderlichen Informationen an Letztverbraucher und BKV (§ 69 Abs. 2 MsbG)	Energielieferanten	täglich	Last-, Zählerstands-, Einspeisegänge in 15 minütiger Auflösung -für alle anderen Fälle jährlich die Arbeitswerte

Quelle: Eigene Darstellung

Bei der Datenkommunikation sind verschiedene Datenformen je Verwendungszweck festgelegt um Datensicherheit zu gewährleisten. Der Smart Meter Gateway Administrator verfügt über das kryptografische Schlüsselmaterial um die verschiedenen Datenformate zu übersetzen und konfiguriert das Regelwerk im Gateway. Dem zur Folge erhält bspw. der Übertragungsnetzbetreiber für die Bilanzkreisabrechnung lediglich pseudonymisierte Daten, die sich nicht auf den einzelnen Anschlussnutzer zurückführen lassen (VKU 2017).

Nicht nur die Menge und Form der Daten ändert sich, sondern auch wie sie verbreitet werden. Erhobene Daten und ausgehende Signale werden über den Smart Meter Gateway zwischen Messeinrichtungen und den betroffenen Akteuren versendet. Bei einer fehlerhaften Datenübertragung werden im Gateway Ersatzwerte gebildet und die sternförmige Kommunikation unter Einhaltung der Zugriffsberechtigungen organisiert (Walter 2012). Damit ist das Gateway der zentrale Angelpunkt im künftigen Messstellenbetrieb (Bleffert und Heitmann 2018).

Abrechnung, Verwaltung und Bilanzierung

Nach § 20 Abs. 1a EnWG besteht eine Verpflichtung zum Ausgleich der Einspeisung und der Entnahme innerhalb eines Bilanzkreises. Ein Bilanzkreis kann von Netznutzern oder Dritten geführt werden. Im Zuge eines All-Inclusive-Vertrags übernimmt der Stromlieferant die Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen für

den Haushalt. Dabei wird der Haushalt aufgrund des vergleichsweise geringen Verbrauchs und der beschränkten jährlichen Ablesung mit einem sogenannten Standardlastprofil erfasst. D. h. dass der jährliche Verbrauch auf ein Lastprofil gewälzt wird und so die 15-minütigen Verbrauchswerte verallgemeinert für die Bilanzierung festgelegt werden. Das individuelle Verbraucherverhalten wird nicht wiedergegeben.

Das Gegenstück zur Bilanzierung mit dem Standardlastprofil ist die registrierende Leistungsmessung (RLM). Sie ist ab einem jährlichen Verbrauch von 100.000 kWh verpflichtend. Dabei wird pro 15 Minuten ein Leistungsmittelwert erhoben und zu einem Lastgang zusammengefasst.

Durch die Einführung von intelligenten Messsystemen ergibt sich ein drittes Bilanzierungsverfahren, die sogenannte Zählerstandsgangmessung. Dieses Bilanzierungsverfahren adressiert folgendes Problem: Im Zuge des Rollouts erhalten Kunden mit einem höheren Verbrauch als 6.000 kWh p. a. oder mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung ein intelligentes Messsystem. Eine registrierende Leistungsmessung wäre technisch dadurch möglich, jedoch nicht gesetzlich verpflichtend. Zudem wäre sie auch unverhältnismäßig aufwendig durch die Bestimmung der individuellen Leistungswerte und damit nicht massentauglich. Die Zählerstandsgangmessung nach § 12 StromNZV soll das tatsächliche Verbrauchsverhalten besser widerspiegeln als ein Standardlastprofil, jedoch zu ähnlichen Kosten. Dieses Bilanzierungsverfahren findet aktuell noch wenig Anwendung. Es gibt bspw. Diskussionsvorschläge, über Kundengruppen und aggregierte Messungen Referenzprofile zu entwickeln.

Massentaugliche Ansätze das tatsächliche Verbrauchsverhalten möglichst genau wiederzugeben sind für die Systemstabilität und neue Produkte wichtig. Aktuell werden Änderungen des Verbrauchs durch Eigenverbrauch, Elektromobilität oder sonstige neuartige Anwendungen kaum erfasst. Häufen sich diese Anwendungen, kann es zu nicht registrierten Leistungsspitzen kommen, die die Systemstabilität gefährden (Bergmann et al. 2018). Außerdem bauen variable Tarife und Energiedienstleistungen zur zeitlich abhängigen Verbrauchsoptimierung auf der Erfassung von individuellen Verbrauchswerten und deren Abrechnung auf.

Energie- und Flexibilitätsprognosen

Als Grundlage für den Abruf von Regelenergie und den Einsatz von Redispatchmaßnahmen erstellen Übertragungsnetzbetreiber kurzfristige Prognosen. Die Prognosen für Photovoltaik und Windenergie werden für den Vortag regelzonengenau auf einer Informationsplattform¹² veröffentlicht.

Neben den kurzfristigen Prognosen mit einer vergleichsweise hohen Granularität erstellen Übertragungsnetzbetreiber auch mittel- und langfristige Prognosen für ihre Planung. Die Mittelfristprognosen nach § 6 EEG prognostizieren den Ausbau der EE innerhalb der nächsten fünf Jahre. Der Netzentwicklungsplan nach § 12a EnWG wird alle zwei Jahre durchgeführt und gibt einen Ausblick für die nächsten zehn bis 15 Jahre.

Im Jahr 2010 wurden die Verteilnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur aufgerufen Referenzmessverfahren für die Bilanzierung von Photovoltaik-Anlagen einzuführen und davon ausgehend Prognosen für die restlichen nicht-leistungsgemessenen Anlagen abzuleiten. Bei kleineren Netznutzern steht eine Leistungsmessung nicht in Relation zu den damit verbundenen Kosten (siehe Ausführung zu Zählerstandsgangmessung). Um eine höhere Übereinstimmung zwischen den standardisierten Bilanzierungswerten und den tatsächlichen Werten zu erzielen, können Referenzmessungen erhoben und Prognosen abgeleitet werden. Angesichts der zunehmenden

¹² <https://www.netztransparenz.de/>

fluktuierenden Lasten gewinnen Prognosen in diesem Kontext an Bedeutung für Verteilnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche.

Ansteuerbarkeit

Die Kommunikation und Ansteuerbarkeit wird über die Systemarchitektur des Messstellenbetriebs organisiert. Hier unterscheidet man zwischen drei Netzwerken (s. Tabelle 5): dem lokalen metrologischen Netz (Local Metrological Network - LMN), dem Weitverkehrsnetz (Wide Area Network - WAN) und dem lokalen Heimnetz (Home Area Network - HAN). Die Schnittstelle zwischen den drei Netzwerken ist das Smart Meter Gateway (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2020).

Tabelle 5: Netzwerke in der Systemarchitektur des Messstellenbetriebs

	Zweck	Zentrale Akteure
Local Metrological Network (LMN)	Standarderhebung von Verbrauchs-, Einspeisewerte, Netz-zustandsdaten	Smart Meter Gateway Administrator
Wide Area Network (WAN)	Versand der Messwerte zu festgelegten und für den Letztverbraucher einsehbaren Zeitpunkten zu berechtigten Marktteilnehmern	Externe Marktteilnehmer
Home Area Network (HAN)	Anschluss der Verbrauchs- oder Erzeugungseinheiten beim Letztverbraucher für Kommunikation zwischen Geräten und Marktteilnehmern (Konfiguration über Gateway Administrator)	Letztverbraucher

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2020)

Der Zugriff auf Messwerte erfolgt über das LMN und WAN durch das Gateway, in dem auch Tarife hinterlegt werden können.

Die HAN ist verantwortlich für die Ansteuerung der Geräte vor Ort. An die HAN Schnittstelle soll künftig eine Steuerbox für Erzeugungs- und Lastmanagement angebracht werden können (Bleffert und Heitmann 2018). Die Entwicklung, der Test und die Standardisierung beim VDE ist aktuell noch im Gange. Wie im Abschnitt 3.5.1 erläutert, sind die Kosten für den Messstellenbetrieb reguliert durch die Preisobergrenze. Zusatzdienstleistungen für Ansteuerbarkeit und Tarifierung, die über die gesetzlich vereinbarten Standarddienstleistungen hinausgehen, werden extra vergütet. Über seine Rolle als Messstellenbetreiber hinaus kommen mit dem intelligenten Messsystem neue Möglichkeiten und Anforderungen auf den Verteilnetzbetreiber zu. Bspw. kann er durch Einspeisemanagement Netzinvestitionen verringern. Dies hat auch Einfluss auf die Arbeitsweise und Kostenstrukturen des VNBs. Während früher die Errichtung und Instandhaltung der Infrastruktur einen Großteil des Geschäfts ausgemacht hat, geht nun eine Tendenz einher, dass mehr und mehr bestehende Infrastruktur durch neue Maßnahmen und Services besser genutzt wird. Überträgt man das auf die Kosten im aktuellen Regulierungsregime, der Anreizregulierung, ergibt sich ein Switch von CAPEX hin zu OPEX. Dieser kann je nach Verteilnetzbetreiber unterschiedlich stark ausgeprägt sein. Wie man Anreize für den Verteilnetzbetreiber setzen kann, um Möglichkeiten zu nutzen kurz- und mittelfristig nötige

Netzausbaumaßnahmen zu verringern und mehr neue Maßnahmen und Services zu nutzen, steht aktuell zur Debatte (Bergmann et al. 2018).

4 Zusammenfassung

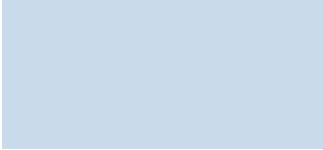
Die Auswertungen der Rahmenbedingungen zeigen, an welchen Stellen Anpassungen und Änderungen für die Umsetzung neuer Ansätze notwendig werden können bzw. welche Ansätze bereits heute im bestehenden Ordnungs- und Rechtsrahmen realisierbar sind.

Wie in Kapitel **Error! Reference source not found.** verdeutlicht, setzt das bisherige Voranschreiten der Energiewende auf eine Reihe von bestehenden Gesetzen auf. Mit dem Anspruch auf die Marktintegration der EE und dem Aufkommen neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtung werden neue Lösungsoptionen für ein sicheres und effizientes Gesamtsystem unter der Beteiligung von vielfältigen Akteuren nötig. Werden diese neuen Einheiten zielführend in das Gesamtsystem eingebettet, können sie Teil der Lösung anstelle des Problems sein (bspw. Laden von Elektrofahrzeugen). Passende Rahmenbedingungen und zielgerichtete Interventionen sind dafür die Voraussetzung.

Der regulatorische Anpassungsbedarf unterscheidet sich je nach vorgestellter Lösungsoption. Während bei der Abstimmungskaskade die Voraussetzungen graduell weiterentwickelt werden sollen, müssen für die Flexibilitätsplattform Rahmenbedingungen für ein neues Format für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene geschaffen werden. Die relevantesten gesetzlichen Grundlagen können je Lösungsoption wie folgt zusammengefasst werden:

Tabelle 6: Relevanteste gesetzliche Grundlagen je Lösungsoption

	VORHANDENE GESETZLICHE GRUNDLAGEN (AUSZUG RELEVANTESTER ASPEKTE)
NEUE VERMARKTUNGSKONZEPTE - REGIONALE VERMARKTUNG	Anforderungen bei Vertragserstellung nach § 40 & 41 EnWG Marktregeln für die Durchführung von Bilanzkreisabrechnung (BK-18-032) und gesetzliche Regelungen für Netzentgelte, Ablagen und Umlagen Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG 2017) Herkunftsnachweis und Regionalkennzeichnungen (§ 79 EEG) Stromsteuerbefreiung bei regionaler Nutzung (Radius 4,5 km) für Erzeugungsanlagen < 2 MW (§ 9 Abs. 1 Satz 3 StromStG)
NEUE VERMARKTUNGSKONZEPTE - QUARTIERS- UND PROSUMERLÖSUNGEN	Festlegungsbeschluss zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher (BK-17-046) Definition "unmittelbar räumlicher Zusammenhang" nach § 21 Abs. 3 S.1 Nr. 1 EEG 2017 als Grundlage für Eigenverbrauchsprivilegien und Mieterstromzuschlag
FLEXIBILITÄTSPLATTFORM	Einsatz steuerbarer Verbrauchseinheiten in Niederspannungsnetzen (§ 14a EnWG) oder bei Sonderformen der Netznutzung (§ 19 (2) EnWG)
ABSTIMMUNGSKASKADE	Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, Maßnahmen bei kritischen Netzzuständen (§13 (2) EnWG) Marktstammdatenregister (§ 111e und § 111f EnWG) Anwendungsregel AR-N-4140 des VDE
DIGITALE INFRASTRUKTUR	Datenerhebung und -austausch: Rollout intelligenter Messsysteme (§ 32 MsbG) und Preisobergrenzen (§ 31 MsbG), Standard- und Zusatzdienstleistungen (§ 35 MsbG), Datenaustausch (§ 66 MsbG) Abrechnung, Verwaltung und Bilanzierung: Bilanzierungsverfahren nach § 12 StromNZV



Energie- und Flexibilitätsprognosen: Langfristige Prognosen über Netz-
entwicklungsplan (§ 12a EnWG) und kurzfristige PV- und Windprognosen
auf netztransparenz.de
Ansteuerbarkeit: Übersicht der Netzwerke HAN, WAN, LNM (nach BSI)

5 Praxisbeispiele

5.1 Praxisbeispiele Regionale Vermarktung

Handel mit kleinteiliger Flexibilität wird in Frankreich durchgeführt. Der Mechanismus, bekannt als "NEBEF", ermöglicht es den Verbrauchern, durch Lastreduzierungen an den Energiemärkten teilzunehmen. Alle Verbrauchsstandorte, die ans französische Netz angeschlossen sind, können am NEBEF-Mechanismus teilnehmen, indem sie auf den Energiemärkten (entweder außerbörslich oder über Day-Ahead- und Intraday-Strombörsen) zu fairen und gleichen Bedingungen wie die Erzeugung Lastanpassungen anbieten können, und zwar ohne die Zustimmung der Lieferanten (siehe RTE)

Regionale Vermarktungskonzepte sind in Deutschland ebenfalls implementiert worden (siehe Energieagentur NRW)

Umsetzungsbeispiele sind WestfalenWind-Strom, Bürgerstrom Osnabrücker Land oder Unser Landstrom.

5.2 Praxisbeispiele P2P Handel und Quartiers- und Prosumerlösungen

Ein direkter Handel zwischen Erzeugern und Verbrauchern sowie Quartiers und Prosumerlösungen sind in zahlreichen Vorhaben getestet und implementiert worden. Beispiele hierfür sind:

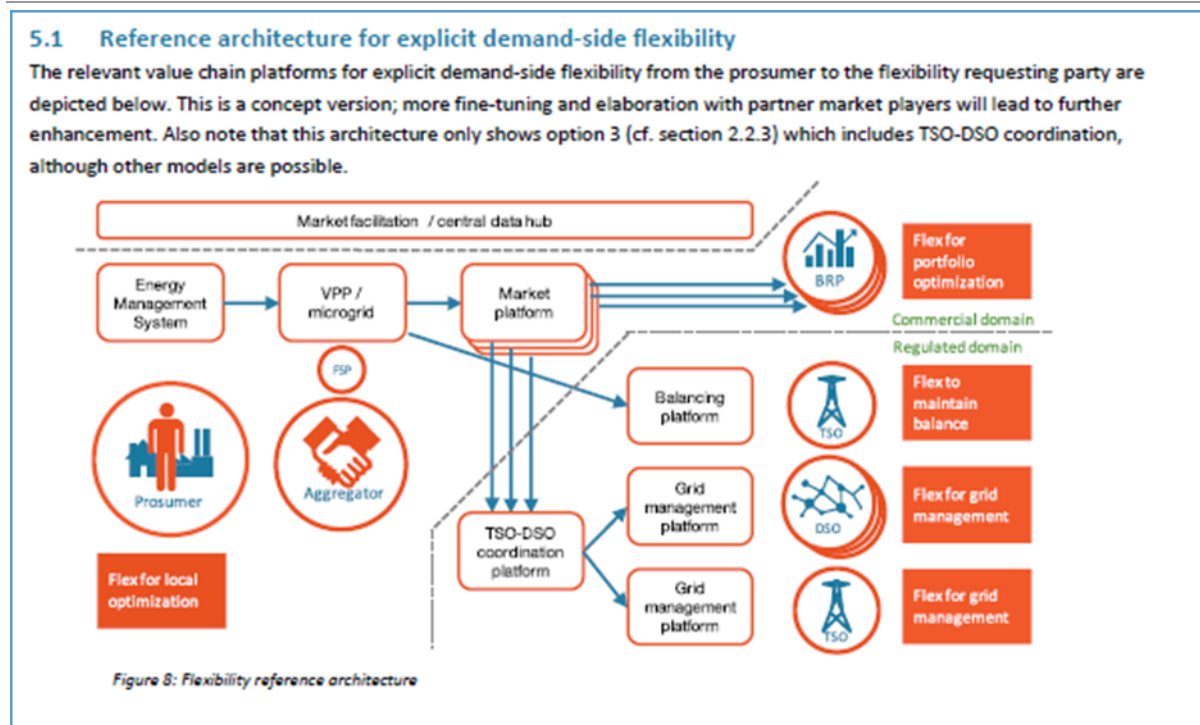
- Piclo - UK
- Vandenbron - Niederlande
- PeerEnergyCloud
- Yeloha and Mosaic - USA
- Smart Watts
- Lichtblick
- Community First TransActive Grid
- Eletrcon
- Enyway
- Tal.Markt WSW
- LO3 Energy - Brooklyn Microgrid & Enexa (Australien) & Allgäu Microgrid
- Elia - Niederlande

Für mehr Informationen zu diesen Beispielen sei auf (Zhang et al. 2017) verwiesen.

5.3 Konzepte und Praxisbeispiele für Flexibilitätsplattformen

Zu Flexibilitätsplattformen bestehen zahlreiche Forschungsprojekte und umgesetzte Praxisanwendungen (s. USEF 2018). Ein beispielhaftes Design eines Flexibilitätsmarktes zeigt nachfolgende Abbildung 14. Da die Beschaffung in dem hier beschriebenen Konzept allerdings starken regulatorischen Vorgaben unterliegt, ist diese Organisationsform von ihren Anreizen und ihrer Wechselwirkung mit dem Strommarkt her einem regulierten Redispatch ähnlicher als einem freien Markt.

Abbildung 14: Referenz-Architektur für direkte Nachfrageflexibilität



Quelle: USEF Foundation 2018

Flex-Plattform (Flex-Router-Konzept)

Das Flex-Router-Konzept entspringt der Projektgruppe DSO 2.0 im BDEW und beschreibt ein Konzept zur Organisation des Engpassmanagements mit Flexibilität im Verteilnetz unter Einhaltung aller Anforderungen an eine netzbetreiberübergreifende Koordinierung. Die Eigenschaften des Konzeptes sind:

1. Single point of contact, als zentraler Datenweg für Anlagenfahrpläne, Flexibilitätspotenziale und Flexibilitätsabrufe. Keine Datenspeicherung-
2. Netzsicherheitsberechnung erfolgt durch NB, nicht den Flex-Router
3. Koordination der Einsätze „lokal vor regional“
4. Unabhängig von Systematik zur Preisbestimmung, d.h. der Flex-Router ist kein Flexibilitätsmarkt.
5. Anreizmechanismen sind bereits in den Anlagenfahrplänen berücksichtigt. Notfallmaßnahmen greifen im Anschluss.
6. (Das Flex-Router-Konzept ist konsistent mit geplanten Ansätzen der SINTEG-Projekte.)
7. Das Flex-Router-Konzept erlaubt eine stufenweise Einführung.
8. Flexibilität kann sowohl von Einzelanlagen als auch von Aggregaten aus mehreren Anlagen bereitgestellt werden.

Die Entwicklung von Flexplattformen auf nationaler Ebene wird von verschiedenen Akteuren betrieben. Beispiele hierfür sind u.a.:

- DA/RE (TransnetBW)
- Interflex (Avacon)
- Heatflex (BAGE/Tennet)
- V2G (TenneT/Nissan/TMH)
- ReFLEX (EAM)

- **Grid Operators Platform for Congestion Solutions GOPACS Niederlande**

Auf der Grundlage aktueller Informationen legt der Netzbetreiber fest, wo und wann mit Engpässen im Übertragungsnetz zu rechnen ist. Um diesen Engpass zu beheben, will der Netzbetreiber zum Beispiel die Stromproduktion in einem Teil des Netzes reduzieren. Die Engpasssituation wird in GOPACS eingegeben, und es wird eine Marktmeldung ausgegeben. Marktteilnehmer mit einem Anschluss im betroffenen Gebiet können dann ein Angebot auf der Marktplattform aufgeben.

Die Bilanz im Übertragungsnetz auf nationaler Ebene soll jedoch nicht gestört werden. Deshalb wird die geringere Strommenge im Engpassgebiet mit einem entgegengesetzten Gebot eines Marktteilnehmers ausserhalb des Engpassgebietes kombiniert. GOPACS prüft schnell, ob dieses Angebot an anderer Stelle im Stromnetz keine Probleme verursachen wird. Ist dies der Fall, zahlen die Netzbetreiber die Preisdifferenz (den Spread) zwischen den beiden Angeboten. Auf diese Weise werden die beiden Aufträge auf der Marktplattform zusammengeführt und die Engpasssituation kann gelöst werden.

- **Intraday congestion spreads IDCONS (TenneT NL)**

Das IDCONS-Konzept führt die Marktplätze von zwei Produkten zusammen: den Intraday-Stromhandel und den Redispatch. Das Verfahren ist folgendermaßen organisiert. Marktparteien werden aufgefordert, freiwillig Gebote mit lokaler, räumlicher Kennzeichnung auf ihrer Handelsplattform anzugeben. Die Handelsplattform liefert geeignete Gebote an eine gemeinsame Netzbetreiber-Plattform. Die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber führen in einem kontinuierlichen Prozess Lastflussberechnungen durch, um Engpässe im Voraus zu erkennen. Sobald Engpässe identifiziert sind, registrieren die Netzbetreiber diese bei der Grid Operators Platform for Congestion Solutions (GOPACS) und legen die Randbedingungen für die Lösung fest. GOPACS berücksichtigt bei der Berechnung einer kostengünstigen Lösung für alle ungelösten Engpässe alle zu diesem Zeitpunkt realisierbaren Gebote. Die Lösung wird als (volumenausgeglichene) Gebotspaare mit einer Clearinganfrage an die Handelsplattform geliefert. Dies sind die eigentlichen IDCONS. Die Handelsplattform führt das Clearing (falls noch verfügbar) und die Abrechnung der IDCONS durch. Für den Fall, dass nicht genügend Gebote verfügbar sind, um die Engpässe vollständig zu lösen, teilen die Netzbetreiber ihren Bedarf an zusätzlichen Gebote über Websites und E-Mails mit (Hirth und Glisman 2018).

Marktparteien, die Gebote für IDCONS bereitstellen, geben einen Lieferort für dieses Gebot an. Wenn das Gebot jedoch ohne Beteiligung eines Netzbetreibers (d.h. nicht als IDCONS) gematcht wird, kann er überall mit den üblichen Verpflichtungen des Stromhandels geliefert werden. Im Falle eines IDCONS-Handels ist die involvierte Marktpartei mit dem Verkaufsgebot verpflichtet, die Einspeisung/den Verbrauch im Verhältnis zur geplanten Einspeisung/zum geplanten Verbrauch am Lieferort zu erhöhen/verringern. Der Marktteilnehmer mit dem Kaufgebot ist verpflichtet, die Einspeisung/den Verbrauch im Verhältnis zur geplanten Einspeisung/zum geplanten Verbrauch am Lieferort zu verringern/zu erhöhen. Diese geänderte Lieferung darf nicht durch spätere Änderungen rückgängig gemacht werden, in umgekehrter Richtung. Der Marktteilnehmer mit dem Kaufauftrag eines IDCONS-Geschäfts zahlt (bei positiven Preisen) seinen Angebotspreis. Der Marktteilnehmer mit dem Verkaufsauftrag eines IDCONS-Geschäfts erhält (im Falle positiver Preise) seinen Gebotspreis. Der Netzbetreiber zahlt die Preisdifferenz (Spread) der beiden Aufträge (Hirth und Glisman 2018).

- **Nodes**

Der NODES-Markt umfasst den Kauf von LongFlex (Sicherung der Flexibilität in der Zukunft durch eine Verfügbarkeitszahlung), der es den Verteilernetzbetreibern ermöglicht, sich die Option zu sichern, über einen bestimmten Zeitraum Zugang zu Flexibilität zu erhalten, wodurch die Systemicherheit und -stabilität für den Verteilernetzbetreiber gewährleistet wird; dieser kann dann mit dem ShortFlex-Markt (der sofortige Kauf von Flexibilität) verbunden werden, wo Flexibilität vom Verteilernetzbetreiber gekauft werden kann, um einen unmittelbaren Bedarf zu decken. Über den NODES ShortFlex-Markt können die Flexibilitätsanbieter ihre Anlagen auf dem Markt anbieten, wo die verschiedenen Technologien unter gleichen Wettbewerbsbedingungen miteinander konkurrieren können.

Bei ShortFlex sind die Verteilernetzbetreiber in der Lage, überlastete Bereiche in den verschiedenen Spannungsebenen des Stromnetzes zu identifizieren. Mit Hilfe der NODES-Plattform können sie dann diese überlasteten Bereiche auf der Plattform veröffentlichen und den Netzstandort des überlasteten Bereichs hervorheben. Die Anbieter von Flexibilitätsdiensten und die Eigentümer von Anlagen können dann ihre Anlagen auf der Plattform registrieren und die Art der Anlage (z.B. eine Batterie), eventuelle Einschränkungen und ihren Anschlusspunkt eingeben. Die Anlage wird dann auf der Karte in dem überlasteten Gebiet hervorgehoben und so das Auftragsbuch erstellt. Der Verteilernetzbetreiber ist dann in der Lage, den Preis, den sie zu zahlen bereit sind, sowie das benötigte Volumen und den entsprechenden Zeitraum zu veröffentlichen. Der Flexibilitätsdienstleister kann den Preis und die Menge der Flexibilität, die er in dem relevanten Zeitraum anbieten möchte, kontinuierlich veröffentlichen. Da verschiedene Arten von Flexibilität in Bezug auf Preis und Volumen miteinander konkurrieren, schafft NODES eine Merit-Order-Liste, die es dem Verteilernetzbetreiber ermöglicht, die Art von Flexibilität, die er benötigt, zum niedrigsten Preis zu beschaffen. Sobald ein Handel zwischen Käufer und Verkäufer abgestimmt und die Lieferung validiert ist, wickelt die NODES-Plattform die Transaktion zwischen den beiden Parteien ab.

LongFlex erleichtert NODES die Beschaffung von Flexibilität im für längere Zeit im Voraus. Verteilernetzbetreiber können ihren Bedarf über den NODES-Marktplatz anbieten. Dabei sind typischerweise folgende Anforderungen zu beachten:

- Wo wird Flexibilität benötigt (Engpassgebiete/Netzstandort)?
- Wann wird Flexibilität benötigt (Saison, Wochen, Tage, Stunden)?
- In welche Richtung (Auf- oder Abwärtsregulierung)
- Wie viel Flexibilität wird benötigt?

6 Literaturverzeichnis

ACER (2012): <https://acer.europa.eu/de/remit/Seiten/default.aspx>. Letzte Einsicht: 06.02.2019.

Agora Energiewende (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klima-schutzziele im Gebäudesektor. Studie. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP.

Alt, H. (2010): Potenzial an Regelleistung verschiedener Kraftwerksarten. Zulässige Lastgradienten von Großkraft-werken. Online verfügbar unter http://www.buerger-fuer-technik.de/Hilfsb_60_Regelleis-tung_Kraftwerksarten_2010.pdf.

BDEW (2017): Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. ARBEITSENTWURF. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BDEW (2018a): Branchenleitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Branchenleitfaden_Verguetung-von-Redispatch-Massnahmen.pdf.

BDEW (2018b): Strompreisanalyse 2018.

BDEW (2018c): Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. Branchenleitfaden.

BDEW (2019): Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten April 2013-Dezember 2018.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Diskussionspapier. Berlin.

Bergmann, Peter; Theobald, Christian; Lied, Andreas; Zenke, Ines (2018): Verteilnetzbetreiber 2030 - Aufgaben, Herausforderungen, Strategien. Studie von Becker, Büttner, Held.

Bleffert, Christina; Heitmann, Kristina (2018): Messstellenbetriebsgesetz – Welche Möglichkeiten bietet der wettbewerbliche Messstellenbetrieb für Verbraucher. Präsentation der BNetzA vom 5.6.2018.

BMWi (2018a): Erneuerbare decken 38 Prozent des Stromverbrauchs - <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbare-decken-38-prozent-des-stromverbrauchs/>. Letzte Einsicht: 02.02.2019.

BMWi (2018b): Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende.

BNetzA (2016): Monitoringbericht 2016.

BNetzA (2017a): Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNetzA (2017b): Monitoringbericht 2017. Hg. v. BNetzA und BKartA.

BNetzA (2018a): Engpassmanagement. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html, zuletzt geprüft am 25.04.2018.

BNetzA (2018b): Netzreserve. Ermittlung des Bedarfs an Netzreservekraftwerken für den Winter 2018/2019 und das Jahr 2020/2021. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html, zuletzt geprüft am 26.08.2018.

BNetzA (2019): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, zuletzt geprüft am 10.09.2019.

BNetzA; ÜNB: Präqualifikation für die Erbringung von SRL / Umsetzung des SRL-Poolmodells. Beschluss BK6-06-066. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl/pool>, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

BNetzA, BKartA (2018c): Monitoringbericht 2018.

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2020): Das Smart-Meter-Gateway. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschueren/Smart-Meter-Gateway.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.11.2020.

Bundesnetzagentur (2016): Leitfaden für Eigenversorgung.

Bundesnetzagentur (2017a): EEG in Zahlen.

Bundesnetzagentur (2017b): Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung.

Bundesnetzagentur (2018): EinsMan-Leitfaden BNetzA.

CARMEN e.V. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/768-regionale-direktvermarktung-solar>.

Cielejewski (2017): Regionale Vermarktung von Grünstrom.

Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt - Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, zuletzt geprüft am 11.09.2019.

Edelmann, Helmut; Fleischle, Frank (2018): Digitalisierungsbarometer der Energiewende – Neues Denken und Handeln, Berichtsjahr 2018.

Energieagentur NRW. Online verfügbar unter https://www.energieagentur.nrw/finanzierung/regional_erzeugten_strom_vor_ort_vermarkten_drei_geschaeftsmodelle.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG). Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13.html.

Europäische Union (2015): Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Text von Bedeutung für den EWR).

FFE (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil I: Ergebnisbericht. Unter Mitarbeit von Christoph Pellingner und Tobias Schmid. München: FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

FFE (2019): Einführung des Mischpreisverfahrens im Regelleistungsmarkt führt deutlich zu steigenden Leistungspreisen und sinkenden Arbeitspreisen. Online verfügbar unter <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/816-einfuehrung-des-mischpreisverfahrens-im-regelleistungsmarkt-fuehrt-deutlich-zu-steigenden-leistungspreisen-und-sinkenden-arbeitspreisen>.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2016): Merit Order der Energiespeicherung 2030. Teil I. Ergebnisbericht. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München, zuletzt geprüft am 10.09.2019.

Fraunhofer ISI (2018): Redispatch-Potenziale. Berichtsentwurf im Rahmen des Vorhabens: Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch Referenznummer IC4 233305/001#055 | Projekt Nr. 055/17. Vorläufiger ENTWURF. Unter Mitarbeit von Klobasa und Stute. Hg. v. Fraunhofer ISI.

frontier (2017): Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland. Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0).

Hirth, Lion; Glisman (2018): Congestion Management: From Physics to Regulatory Instruments. Hg. v. ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel. Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/189641>.

IKEM (2018): Regionale Grünstromvermarktung_final_docx. Kurzstudie des IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Kelm, Tobias (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Kelm, Tobias; Metzger, Jochen; Jachmann, Henning (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Klingler, Anna-Lena; Elsland, Rainer; Stute, Judith; Klobasa, Marian (2018): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kaldenerjahre 2019 bis 2023.

Klobasa, Marian; Lux, Benjamin; Pfluger, Benjamin; Bonin, Michael von; Gerhardt, Norman; Antoni, Johannes et al. (2019): Wissenschaftlicher Gesamtbericht. EEG-Erfahrungsbericht 2019 : Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 : Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Kassel, Berlin.

Kraftfahrtbundesamt (2019): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken, 1. Januar 2019 (FZ1). Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019/fz1_2019_xlsx.xlsx?__blob=publicationFile&v=11, zuletzt geprüft am 30.11.2020.

Luthander, Rasmus (2014): PV system layout for optimized self-consumption.

Maurer, C.; Hirth, L. (2018): Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Kurzstudie. Hg. v. BMWi.

Meyer, Markus (2018): Faktenpapier Eigenerzeugung.

Meyer, Nidal (2014): Praxisleitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern. Leitfaden von VKU und BDEW.

Netztransparenz (2018). Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_Dezember2018_inkl_AV.pdf.

Neussel, Martin (2016): Leitfaden KWK und Contracting.

NEW 4.0: Übersicht im Auftrag des BMWi. Online verfügbar unter <http://strompreisbestandteile.de/>, zuletzt geprüft am 09.08.2019.

Rehtanz, C.; Greve, M.; Häger, Ul; Hagemann, Z.; Kippelt, S. (2017): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. ef.Ruhr GmbH. Online verfügbar unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2020.

RTE. Online verfügbar unter <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>.

Schenuit, C.; Reemt, H.; Paschke, J. (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Deutsche Energie-Agentur dena. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/potenzialatlas-power-to-gas/>, zuletzt geprüft am 20.11.2020.

Seibring, Martin (n.d.): Trianel - Smart Metering. Der Mehrwert liegt in den Daten.

Strohe, Dirk (2015): Arealnetze und Objektnetze.

TenneT (2018): Flexibility Roadmap 2018. Hg. v. TenneT TSO. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjQma3AxL3gAhUlWAIHHRjIAGsQFjAAegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.tenneT.eu%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2FCompany%2FPublications%2FTechnical_Publications%2FDutch%2FFlexibilityRoadmapNL.pdf&usg=AOvVaw23cSgf5JM1TxdfC_sA3pBd.

ÜNB (2017): Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEG.

ÜNB (2018a): Netztransparenzdaten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter www.netztransparenz.de, zuletzt aktualisiert am 2018.

ÜNB (2018b): Präqualifikationsverfahren für Reserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland. Entwurf zur Konsultation - Stand: 31.01.2018. ÜNB. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingung_Konsultation_2018_01, zuletzt aktualisiert am 2018.

ÜNB (2018c): Präqualifizierte Leistung Regelenergie (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie. [regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Online verfügbar unter <http://www.regelleistung.net/>, zuletzt aktualisiert am 2018, zuletzt geprüft am 12.11.2018.

ÜNB (2018d): Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart. Liste aller präqualifizierten Anbieter. Online verfügbar unter [regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), zuletzt geprüft am 18.08.2018.

ÜNB (2019): Internationale PRL-Kooperation: Kopplung der Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Frankreich, Schweiz und Österreich. [regelleistung.net](http://www.regelleistung.net). Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>, zuletzt aktualisiert am 2019, zuletzt geprüft am 14.02.2019.

USEF (2018): USEF white paper flexibility platforms. Online verfügbar unter https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-Paper-Flexibility-Platforms-version-1.0_Nov2018.pdf.

van Nuffel, Luc; Mihov, Mihael (2018): National Strategies for Renewables, Energy Efficiency and Self-Consumption. Workshop proceedings by the ITRE committee.

VKU (2017): Digitalisierung. Handlungsoptionen für die Stadtwerke-IT.

Walter, Klaus-Dieter (2012): Smart-Meter-Kommunikation: sicher, aber funktionsüberladen.

Wawer, Tim; Griesse, Kai-Michael; Halstrup, Dominik; Ortmann, Manuel (2018): Stromspeicher im Quartier: Aktuelle Herausforderungen und Geschäftsmodelle in Deutschland. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42. DOI: 10.1007/s12398-018-0230-6.

Zhang, Chenghua; Wu, Jianzhong; Long, Chao; Cheng, Meng (2017): Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. In: *Energy Procedia* 105, S. 2563–2568. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.737.