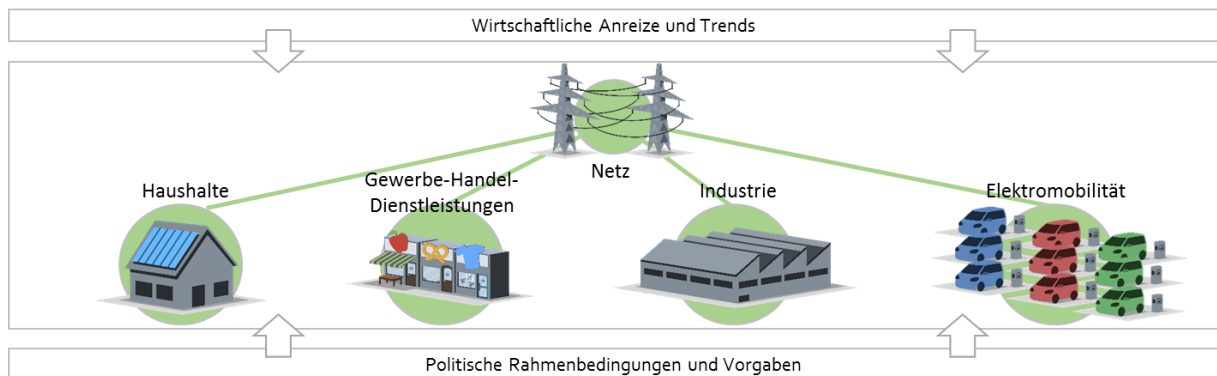


flexess

Entwicklung von Strategien und Lösungen zur Ausschöpfung zukünftiger Flexibilitätspotentiale vollelektrischer Haushalte, Gewerbe, Industrien und Elektromobilität

AP 1.3 Regulatorische Rahmenbedingungen für Flexibilität



Ersteller:

Technische Universität Braunschweig

Mattias Hadlak
Christian Reinhold
Jonathan Ries
Christine Schulze
Malte Schäfer
Lukas Siemon
Benjamin Uhlig

Förderkennzeichen:

03EI4005A

Projektlaufzeit:

01.12.2019 – 30.11.2022

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

1	Zielsetzung und Rahmenbedingungen	1
2	Rahmenbedingungen für den Wohnsektor	5
2.1	Anlagenübergreifende Regularien.....	5
2.2	Anlagenspezifische Regularien	6
2.2.1	Batteriespeicher	6
2.2.2	Ladeeinrichtungen.....	7
2.2.3	Wärmepumpen.....	7
2.3	Intelligente Messsysteme	8
2.3.1	Roll-out und Betrieb.....	8
2.3.2	Smart-Meter-Gateway	9
3	Rahmenbedingungen für GHD	11
3.1	Aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen.....	12
3.2	Zukünftige Entwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen	12
4	Rahmenbedingungen für die Industrie	14
4.1	Anreize und Hemmnisse für Flexibilität	14
4.1.1	Variable Strompreise an Energy-Only-Märkten.....	14
4.1.2	Regelenergie	15
4.1.3	Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	15
4.2	Einschränkungen durch Regulatorik.....	15
5	Rahmenbedingungen für Elektromobilitätsflotten	18
5.1	Aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen.....	18
5.2	Zukünftige Entwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen	19
6	Rahmenbedingung für die Netzbetreiber	20
6.1	Netzengpassdefinition	20
6.2	Netzengpassmanagement.....	21
6.2.1	Netzbetreiberunabhängige Maßnahmen.....	23
6.2.2	Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers.....	24
6.2.3	Maßnahmen des Verteilnetzbetreibers	26
6.3	Redispatch 2.0.....	27
7	Rahmenbedingungen im Handel mit Strom	29

7.1	Eigene Vermarktung der Flexibilität am Strommarkt	29
7.1.1	Spotmärkte	30
7.1.2	Regelleistungsmärkte	31
7.2	Vermarktung der Flexibilität über einen dritten Dienstleister	32
7.2.1	Spotmärkte	32
7.2.2	Regelleistungsmärkte	33
8	Literaturverzeichnis	35

1 Zielsetzung und Rahmenbedingungen

Das Dokument *Regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz von Flexibilität* soll den aktuellen Stand nationaler Normen und Regularien zum Themengebiet Flexibilität (Stichtag 31.08.2020) wiedergeben und Lesern einen Überblick in komprimierter Form anbieten. Die Rahmenbedingungen werden hierfür auf die folgenden Schwerpunkte des Forschungsprojektes flexess bezogen:

- Wohnsektor
- Gewerbe, Handel und Dienstleistung
- Industrie
- Elektromobilitätsflotten
- Stromnetz
- Strommarkt

Darüber hinaus sollen für die zuvor genannten Bereiche mögliche Hemmnisse zur Nutzung von Flexibilität identifiziert und absehbare regulatorische Entwicklungen zusammengefasst werden.

Zur Einordnung der in den folgenden Kapiteln thematisierten rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erbringung von Flexibilität wird zunächst die in Abbildung 1 dargestellte übergeordnete und allgemeingültige Struktur des Rechtsrahmens zur Nutzung des Stromnetzes aus Sicht des Verbrauchers vorgestellt.

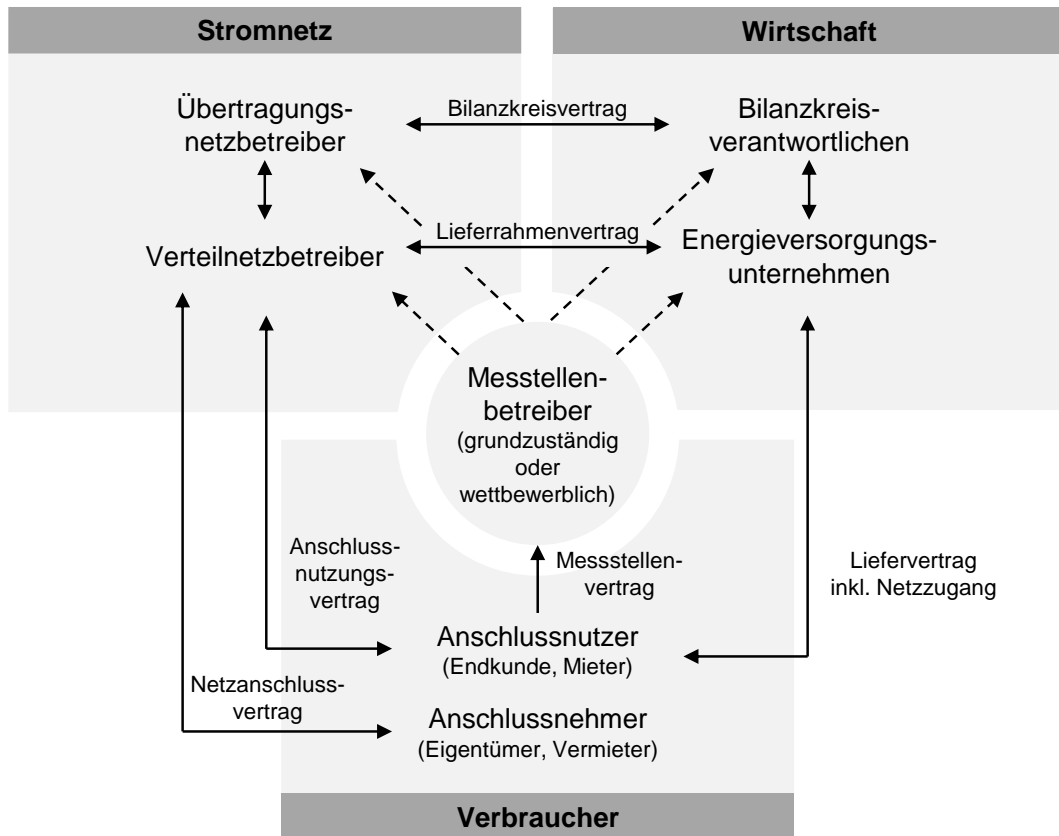


Abbildung 1: Struktur des allgemeingültigen Rechtsrahmen

Ein Anschlussnutzer (Letztverbraucher) respektive Anschlussnehmer (Eigentümer) ist vom lokalen Energieversorgungsnetzbetreiber diskriminierungsfrei an das Stromnetz anzuschließen (§ 20 Abs. 1 S. 1 EnWG). Regelungen zu den Einzelheiten des Netzanschlusspunktes wie das Zutrittsrecht des Netzbetreibers und die Netzanschlusskapazität sind zwischen dem Netzbetreiber und Anschlussnehmer in einem Netzanschlussvertrag festzuhalten (s. § 4 Abs. 1 NAV). Neben dem Netzanschlussvertrag haben zur Ausgestaltung des Rechts auf Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbraucher von Elektrizität oder Lieferanten einen Netznutzungsvertrag mit denjenigen Energieversorgungsunternehmen abzuschließen, aus deren Netzen die Entnahme und die Einspeisung von Elektrizität erfolgen soll (§ 20 Abs. 1a S.1 EnWG). Netznutzungsverträge können vom Kunden direkt mit dem Netzbetreiber oder über sogenannte Vollstromverträge, eine Kombination aus Liefervertrag nach § 41 Abs. 1 EnWG und Nutzungsvertrag, mit dem Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen werden (s. § 3 Abs.1 S. 1 StromNZV). Der Lieferant hat seinerseits in einem Lieferrahmenvertrag gemäß § 25 Abs. 1 StromNZV unter anderem Regelungen zur Netznutzung, Voraussetzungen der Belieferung sowie Kriterien für die Abrechnung mit dem zuständigen Netzbetreiber zu vereinbaren. Ein Nutzungsvertrag ist für die flexible Steuerung der Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung nach § 14a EnWG zwingend erforderlich. Abgesehen vom Netznutzungsvertrag, der den Anschlussnutzer gegen ein Netzentgelt zur Nutzung des Stromnetzes berechtigt, haben Letztverbraucher oberhalb der Niederspannungsebene einen Anschlussnutzungsvertrag entsprechend § 3 NAV mit dem Netzbetreiber zu schließen. Dieser enthält unter anderem Regelungen zur Haftung bei Störungen, die Art der Messung sowie die Zählpunktbezeichnung. Für Letztverbraucher im

Niederspannungsnetz, die ausschließlich Strom entnehmen, kommt es durch die erstmalige Stromentnahme zu einem Anschlussnutzungsverhältnis gemäß der gesetzlich definierten Anschlussnutzungsbedingungen der NAV. Diese müssen aus diesem Grund keinen separaten Anschlussnutzungsvertrag abschließen.

Für die benötigten Messeinrichtungen hat der Anschlussnehmer Zählerplätze nach den anerkannten Regeln der Technik (VDE-AR-N 4100) unter Beachtung weiterer technischer Anforderungen, soweit diese zur sicheren und störungsfreien Versorgung notwendig sind, vorzusehen (§§ 20, 22 Abs. 1 S.1 NAV). Sofern nicht auf Wunsch eines Letztverbrauchers der Messstellenbetrieb von einem dritten wettbewerblichen Messstellenbetreiber durchgeführt wird (§§ 5, 6 MsbG), ist der Messstellenbetrieb die Aufgabe des grundzuständigen Messstellenbetreibers (i.d.R der Verteilungsnetzbetreiber) (§ 3 MsbG). Die Durchführung des Messstellenbetriebs wird in einem Messstellenvertrag zwischen Anschlussnutzer und Messstellenbetreiber nach § 9 Abs. 1 MsbG geregelt. Erhobene personenbezogene Messdaten dürfen ausschließlich von den in § 49 Abs. 2 genannten Stellen, wie dem zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), weiterverwendet werden.

Als zuständig wird der Bilanzkreisverantwortliche bezeichnet, welcher den Bilanzkreis koordiniert, dem der Letztverbraucher direkt oder über einen Dienstleistungsvertrag zwischen einem vermarktenden Dienstleister und dem BKV zugeordnet ist [SCH18]. Die Zuordnung zu einem Bilanzkreis macht den Letztverbraucher zum Gegenstand des Bilanzkreisvertrages zwischen BKV und Übertragungsnetzbetreiber nach § 26 Abs.1 StromNZV. Folglich müssen die Einspeise- und Entnahmezeitreihen des Letztverbrauchers über Standardlastprofile oder soweit vorhanden mittels Last- bzw. Zählerstandsgängen (s. § 12 Abs. 1 StromNZV) in den Prognosen der viertelstündigen Leistungsbilanzen des Bilanzkreises berücksichtigt werden. Bestehende Bilanzierungsperiodensaldi kann der BKV über den Handel am Strommarkt glattstellen, um einen ausgeglichenen Bilanzkreis nach § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV betreiben zu können. Sollte es infolge von Prognoseabweichungen oder Kraftwerksausfällen zu einer Abweichung innerhalb einer Bilanzierungsperiode kommen, ist der zuständige ÜNB verpflichtet, die bestehende Differenz durch den Einsatz von Regelenergie auszugleichen. Die erbrachte Regelenergie wird dem Bilanzkreisverantwortlichen über den Ausgleichsenergiepreis unter Beachtung des § 8 der StromNZV in Rechnung gestellt. Für die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität sind neben dem allgemeingültigen rechtlichen Rahmen bereits explizite Regularien verfasst, welche in den folgenden Kapiteln aus den unterschiedlichen Perspektiven von Flexibilitätsanbietern und -nutzern betrachtet werden.

Im Kapitel 2 sind die Rahmenbedingungen zur Flexibilisierung im Wohnsektor beschrieben. Dabei wird zwischen anlagenübergreifenden und -spezifischen Regularien unterschieden. Besondere Bedeutung im Rahmen einer zukünftigen Flexibilitätsinfrastruktur kommt dem intelligenten Messsystem (iMSys) zu, dessen aktuelle Regularien in einem eigenen Unterabschnitt im Fokus stehen.

Das Kapitel 3 betrachtet die relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen für Flexibilitätsmaßnahmen im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Neben dem bereits

existierenden Rahmenbedingungen wird dabei auf mögliche rechtliche Entwicklungen eingegangen.

Die finanziellen Anreize zur Nutzung des großen Flexibilitätspotentials des Industriesektors sind in Kapitel 4 zusammengefasst. Darüber hinaus werden aktuelle Hemmnisse und regulatorische Einschränkungen für die Erbringung von Flexibilität herausgestellt.

Im Kapitel 5 werden die aktuellen und zukünftigen rechtlichen Aspekte für Elektromobilitätsflotten erläutert und dabei der Unterschied zu privater Ladeinfrastruktur aufgezeigt.

Der rechtlichen Rahmen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität wird in Kapitel 6 thematisiert und in das bestehende Engpassmanagement eingeordnet. Dabei wird zwischen den Maßnahmen die einem Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stehen unterschieden.

Das Kapitel 7 beschreibt die organisatorischen und regulatorische Rahmenbedingungen für den Handel von Flexibilität am Strommarkt. Sowohl die eigenständige Vermarktung von Flexibilität als auch die Vermarktung über einen Dienstleister werden für die nationalen Energy-Only-Märkte und Kapazitätsmärkte betrachtet.

2 Rahmenbedingungen für den Wohnsektor

Aktuell wird die Nutzung von Flexibilität aus dem Wohnsektor u.a. aufgrund des (lückenhaften) regulatorischen Rahmens limitiert. Für den Einsatz flexibler Lasten sehen die derzeit geltenden Regularien lediglich Anreize für den netzdienlichen Einsatz durch den Netzbetreiber vor (siehe Kapitel 6); marktbasierete Abrufmöglichkeiten sind nicht erfasst. In Bezug auf die technische Umsetzbarkeit stellen veraltete Steuerungstechnologien (Steuerung per Rundsteuersignale) sowie die unzureichende kommunikationstechnische Anbindung von Anlagen Verbesserungspotenzial dar. Die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen wird nicht berücksichtigt, da diese unter Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Gesichtspunkte stets die maximale mögliche Leistung erbringen sollten. Die für den Wohnsektor relevantesten Rahmenbedingungen zur Flexibilisierung von Verbrauchsanlagen sind in Abbildung 2 zusammengefasst.

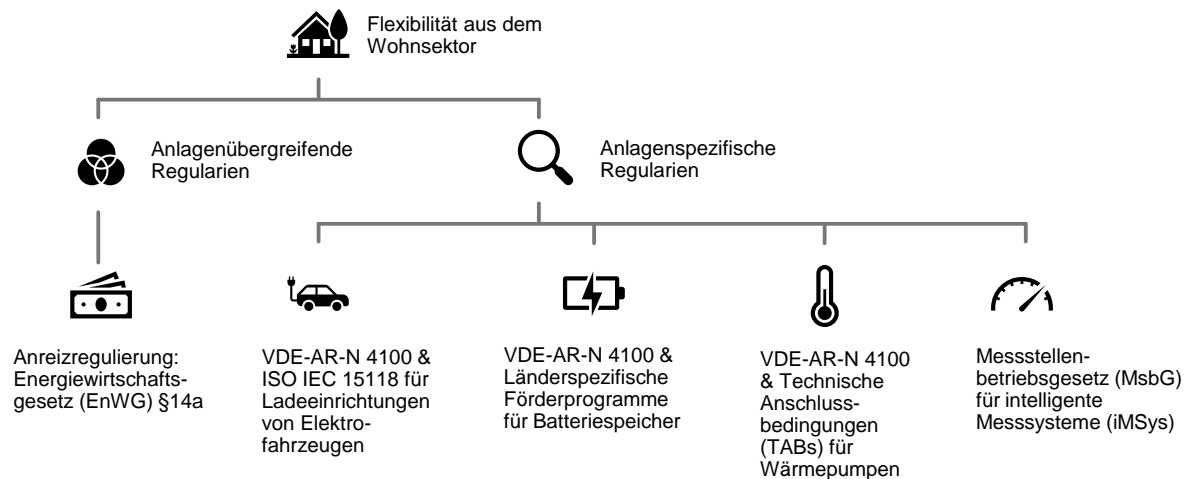


Abbildung 2: Rahmenbedingungen im Wohnsektor

Die betrachteten Regelungen lassen sich in anlagenübergreifende sowie anlagenspezifische Regularien aufteilen. Als anlagenübergreifende Regulierung kann die Anreizregulierung für reduzierte Netzentgelte im §14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) angesehen werden, welcher im folgenden Unterkapitel thematisiert wird. Basierend auf der methodischen Ermittlung des technischen Potenzials in [HAD21] werden anschließend anlagenspezifische Rahmenbedingungen betrachtet. Als zentrale Schnittstelle zwischen Flexibilitätsquellen im Wohnsektor und Dritten (beispielsweise für den Austausch von Messwerten und Steuerbefehlen) werden schließlich allgemeingültige Regularien für intelligente Messsysteme (iMSys) und Wohnquartiere betrachtet.

2.1 Anlagenübergreifende Regularien

Die Motivation von Anlagenbetreibern des Wohnsektors an einem zukünftigen Flexibilitätskonzept teilzunehmen sind stark an wirtschaftliche Interessen gekoppelt. Im

Kontext der Anreizregulierung stellt zum aktuellen Zeitpunkt §14a des EnWG einen ersten Ansatz dar, Flexibilitätserbringung monetär zu vergüten. §14a EnWG bietet die Möglichkeit der Abrechnung eines reduzierten Netzentgeltes für steuerbare Verbrauchseinrichtungen von Letztverbrauchern durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber. Hervorzuheben ist jedoch, dass die Steuerung eine (nicht näher spezifizierte) netzdienliche Wirkung haben muss, wodurch eine rein marktbasiertere (und der Netzdienlichkeit eventuell abträgliche) Anwendung ausgeschlossen ist. In der Praxis findet eine Anwendung des Paragraphen aktuell durch den überwiegenden Teil aller deutschen Verteilnetzbetreiber vor allem für die (Fern-)Steuerung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen statt [ZE119]. Die technische Umsetzung erfolgt über Rundsteuerempfänger bzw. Zeitschaltuhren, deren Ausführung in den Technischen Anschlussbedingungen (TABs) der Verteilnetzbetreiber beschrieben wird. Mittels Rundsteuersignal ist lediglich die Steuerung eines gesamten Anlagenverbunds möglich, weshalb diese Technik nicht für die gezielte Beeinflussung eines einzelnen Netzanschlusses geeignet ist [BUN18b].

2.2 Anlagenspezifische Regularien

Neben einer ersten finanziellen Anreizregulierung existieren technische Regularien, die den Rahmen für Fernzugriffe auf Anlagen von Prosumern festlegen und damit für die Erbringung von Flexibilität relevant sind. Basierend auf der methodischen Ermittlung des technischen Potenzials [HAD21] werden nachfolgend Batteriespeicher, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im Detail betrachtet.

2.2.1 Batteriespeicher

Vor dem Hintergrund der Eigenverbrauchsoptimierung und fallender Batteriezellpreise steigt der Durchdringungsgrad von Batteriespeichern im Wohnsektor stetig an. Für Netzbetreiber besteht nach Unterabschnitt 10.5.4 der technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) die Möglichkeit, „Speicher nach Vorgaben (des Netzbetreibers) am Lastmanagement des öffentlichen Niederspannungsnetzes“ zu beteiligen. Hierzu sind gesonderte vertragliche Regelungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zu treffen. In welchem Umfang dies in der Praxis bereits geschieht, ist aufgrund fehlender Quellen unklar.

Grundsätzlich ist vor dem Hintergrund der Flexibilitätserbringung eine Fernsteuerbarkeit der Batterie-Leistungsflüsse notwendig. So wird beispielsweise im Rahmen des aktuell angebotenen länderspezifischen Förderprogramms für Heim-Batteriespeicher in Bayern gefordert, dass geförderte Batteriespeicher eine Schnittstelle zur Kommunikation und Fernsteuerung enthalten müssen [SCH16b]. Diese ist jedoch aktuell praktisch für Dritte nicht nutzbar, da die Anbindung der vom Hersteller ausgelegten Schnittstelle an das intelligente Messsystem bisher nicht abschließend implementiert ist. Eine aktive Steuerung von Heimspeichern von außen erfolgt derzeit einzig und allein bei der Vermarktung des Batteriespeichers in sogenannten Multi-Use Konzepten, deren Ziel eine Zweitvermarktung des

Speichers z.B. am Regelenergiemarkt ist [ART20]. Die Anbieter von Multi-Use-Modellen nutzen zur Steuerung proprietäre Schnittstellen, welche für Drittanbieter bzw. Außenstehende unzugänglich sind und damit im Rahmen der Flexibilitätserbringung derzeit nicht zur Verfügung stehen.

2.2.2 Ladeeinrichtungen

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors führt zu einer zunehmenden Anzahl von privaten Elektrofahrzeugen, die je nach Ladeleistungen über dedizierte Ladeinfrastruktur geladen werden. Die externe Steuerung von Ladevorgängen stellt einen Beitrag zu einem flexiblen Lastmanagement innerhalb des Niederspannungsnetzes dar. Für private Ladeeinrichtungen (Wallboxen) mit einer (Schein-)Leistung von mehr als 12 kVA hat der Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit nach Unterabschnitt 10.6.4 der TAR Niederspannung, den Ladevorgang in kritischen Netzsituationen komplett zu unterbinden. Die Übermittlung der Steuerungsbefehle erfolgt durch einen verpflichtend einzubauenden, kundenseitigen Funkrundsteuerempfänger. Die bereits im vorherigen Kapitel genannte Einschränkung hinsichtlich der Steuerbarkeit einzelner Anlagen sind daher ebenfalls gültig. Alternativ lässt die Norm auch die Installation einer stufenweisen oder zeitlichen (Ab-)Regelungsmöglichkeit zu.

Neben der Abregelung von Ladevorgängen (Reduzierung der Netzanschlusslast) könnte ein aktives Entladen der Traktionsbatterie ins Netz für Flexibilitätserbringung genutzt werden ("bidirektionales Laden"). Für den Leistungsfluss in Richtung Netz muss die Ladeelektronik einen Vierquadrantenbetrieb ermöglichen, womit im Fahrzeug verbaute (passive) Ladegleichrichter wegfallen. Für den Abruf ist darüber hinaus der Austausch lastmanagementbezogener Informationen zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung notwendig. Hierzu zählen beispielsweise die Zeit, an dem das Auto für eine definierte Strecke zur Verfügung stehen soll. Normativ ist die Kommunikation zwischen Ladeeinrichtung und Elektrofahrzeug anwendungsfallspezifisch in der europäischen Norm ISO/IEC 15118 erfasst. Die für Ende 2020 aktualisierte Fassung soll dabei einen ersten Ansatz zur Implementierung des bidirektionalen Betriebs enthalten, wobei mit einer praktischen Umsetzung nicht vor 2024 gerechnet wird [CHR19].

2.2.3 Wärmepumpen

Im Zuge der Sektorenkopplung weisen Komponenten wie Wärmepumpen nebst Pufferspeicher großes Potenzial für die Flexibilitätserbringung im Niederspannungsnetz auf. Die Steuerung von Wärmepumpen durch externe Signale erfolgt derzeit analog zur Steuerung von Ladeeinrichtungen auf der rudimentären Basis von Rundsteuerempfängern. Die Anforderungen an die technische Installation sind netzbetreiberspezifisch in den jeweiligen Technischen Anschlussbedingungen (TABs) definiert. Für zukünftige Flexibilitätsanwendungen stellt die Nutzung des CLS-Kanals des intelligenten Messsystems eine mögliche Option zur Steuerung der Anlage dar [MIK19]. Des Weiteren beinhalten TABs technische Reglementierungen, wie beispielsweise die Begrenzung der maximalen Anlaufanzahl pro Stunde von einphasig angeschlossenen Wärmepumpen bis 18 A

(Unterabschnitt 10.2.4 TAB). Derartige Vorgaben müssen bei der Erstellung von Anlagenfahrplänen im Rahmen von Flexibilitätskonzepten berücksichtigt werden.

2.3 Intelligente Messsysteme

Eine notwendige und für einige Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen verpflichtende Voraussetzung zur Bereitstellung von Flexibilität sind intelligente Messsysteme (iMSys). Die iMSys bilden die Basis für intelligente Netze (Smart Grids), auf denen schlussendlich intelligente Märkte oder Plattformen zur Vermarktung von Flexibilitäten aufsetzen [VER16]. Ein iMSys besteht aus einer „besonders gesicherte Kommunikationseinheit“ (Smart-Meter-Gateway, SMGW) an welche die digitalen Zähler (Smart Meter) und mögliche Endeinrichtungen zur Bereitstellung von Flexibilität (z.B. Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen) angebunden sind (§ 21 Abs. 1 Nr.4). Durch die Einbindung einer Steuerbox in das System wird die Steuerung der Endeinrichtung und damit die Erbringung von Flexibilität ermöglicht. Der voraussichtliche Funktionsumfang der einzelnen Komponente eines iMSys ist in den vom VDE FNN erarbeiteten Lastenheften genauer beschrieben [VDE19a].

2.3.1 Roll-out und Betrieb

Im Jahre 2016 wurde mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) „die Grundsatzentscheidung für eine energiewendetaugliche digitale Zählerinfrastruktur getroffen“ [BUN19]. Kernstück des GDEW ist das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), welches die Grundlage zur Ausstattung und zum Betrieb von iMSys bildet. Verantwortlich für den Betrieb der iMSys ist nach § 2 Nr. 4 MsbG der grundzuständige Messstellenbetreiber, welcher in der Regel der lokale Netzbetreiber ist. Dieser hat nach §41 MsbG die Möglichkeit zur Übertragung der Grundzuständigkeit auf einen externen Dienstleister. Voraussetzung zur Übernahme des Betriebes ist eine Genehmigung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) entsprechend § 4 MsbG sowie die Zertifizierung nach § 25 MsbG durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) [BUN18a].

Nach § 29 Abs. 1 S. 1 des MsbG hat der grundzuständige Messstellenbetreiber, soweit es technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten mit iMSys auszustatten. Die wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung mit iMSys ist in § 31 des MsbG in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs und einer Preisgrenze für den Messtellenbetrieb definiert. Mit der sogenannten Markterklärung für iMSys vom 31.01.2020 wurde die technische Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme gemäß § 30 MsbG durch das BSI bestätigt und damit die formalen Voraussetzungen für den Roll-out der iMSys bei Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000 kWh und 100.000 kWh erfüllt [BUN20a] [BUN20e]. Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne von § 14a EnWG und Erzeugungsanlagen ist eine gesonderte Markterklärung durch das BSI notwendig [BUN19]. Darüber hinaus können Netzbetreiber, Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber auf eigene Kosten vom grundzuständigen Messstellenbetreiber die Ausstattung von

Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateways sowie die Steuerung dieser Anlagen über ein SMGW verlangen (s. § 33 Abs. 1 MsbG).

Über das Smart-Meter-Gateway der installierten iMSys werden die gemessenen Verbraucherdaten sternförmig an die berechtigten Stellen übermittelt (§ 60 Abs. 2 MsbG). Als berechtigt gelten sämtliche Parteien, die in § 49 Abs. 2 MsbG berücksichtigt werden oder über eine Einwilligung des Anschlussnutzers verfügt, die den in § 49 Abs. 2 S. 7 genannten rechtlichen Anforderungen genügt. Die nachfolgende Abbildung 3 verdeutlicht diese berechtigten Stellen für die Verarbeitung personenbezogener Daten aus iMSys.

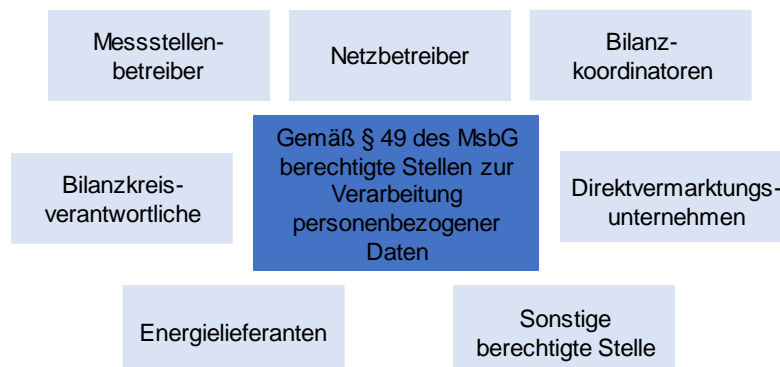


Abbildung 3: Berechnete Stellen für die Verarbeitung personenbezogener Daten

Die „Durchführung eines Flexibilitätsmechanismus nach § 14a des EnWG“ ist ein gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 5 gültiger bzw. zwingend erforderlicher Zweck, welcher dem Netzbetreiber erlaubt, erhaltene Messwerte zu verarbeiten. Für den Handel von Flexibilität am Strommarkt ist mit dem § 67 Abs. 1 Nr. 4 sichergestellt, dass zur „Verbesserung der von Direktvermarktungsunternehmen und Netzbetreibern genutzten Kurzfristprognosen und Hochrechnungen der Ist-Einspeisung“ ein Bilanzkreisverantwortlicher Messwerte erhalten sowie verarbeiten darf.

Sämtliche berechtigten Stellen sind gemäß den parteispezifischen Paragraphen zur Löschung personenbezogener Messwerte verpflichtet, sobald für seine Aufgabenwahrnehmung eine Speicherung nicht mehr erforderlich ist.

2.3.2 Smart-Meter-Gateway

Für die netz- respektive marktdienliche Steuerung von Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität und dem damit verbundenen Einsatz von iMSys ist die Übertragung einer Vielzahl an personenbezogenen Daten notwendig. Hieraus ergibt sich insbesondere für das SMGW, welches die Schnittstelle zwischen dem externen intelligenten Weitverkehrsnetz (Wide Area Network, WAN) und den hausinternen Datenkommunikationsnetzen der Messeinrichtungen (Local Metrological Network, LMN) sowie der Haushaltsgeräte (Home Area Network, HAN) bildet, ein erhöhter Anspruch an den Datenschutz [BUN14]. Das MsbG macht diesbezüglich sowie zur Interoperabilität in § 22 und § 23 Vorgaben.

Nach § 22 des MsbG muss ein SMGW bei der Erhebung, Verarbeitung, Übermittlung, Speicherung und Löschung von Messwerten und damit zusammenhängenden Daten die Anforderungen aus dem Schutzprofil und der Technischen Richtlinien des BSI erfüllen (§ 22

Abs. 2 Satz 1 MsbG). Das Schutzprofil beschreibt mögliche Bedrohungen eines SMGW in seiner Einsatzumgebung und definiert die Mindestanforderungen für entsprechende Sicherheitsmaßnahmen sowie die sicherheitstechnischen Anforderungen für die Schnittstellen zu den drei Netzen (LMN, HAN und WAN) [BUN14]. Smart Meter Gateways müssen auf Basis dieses Schutzprofils geprüft werden und erhalten nach positivem Prüfergebnis ein Zertifikat als verbindlichen Nachweis über die Erfüllung der Schutzziele.

Die Technische Richtlinie 03109 des BSI untergliedert die Anforderungen an die Funktionalität, Interoperabilität und Sicherheit, die die Einzelkomponenten in einem Smart Metering System erfüllen müssen in sechs Abschnitte (siehe Abbildung 4). Unter anderem ist in der BSI TR-03109-1 festgelegt, dass ein SMGW eine Auflösung von fünf Minuten unterstützen muss und kürzere abrechnungsrelevante Zeiträume ausschließlich zulässig sind, sofern die Abweichung zur gesetzlichen Zeit stets weniger als 3 % der Messperiode beträgt. Zur Prüfung der geforderten Eigenschaft sind in der Richtlinie Anforderungen definiert [BUN15a].

Technische Richtlinie 03109 des Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik					
TR-03109-1	TR-03109-2	TR-03109-3	TR-03109-4	TR-03109-5	TR-03109-6
Technische Richtlinie Smart-Meter-Gateway (SMGW)	Technische Richtlinie Sicherheitsmodul für SMGW	Technische Richtlinie Kryptographische Vorgaben für SMGW	Technische Richtlinie Public Key Infrastruktur für SMGW	Technische Richtlinie Kommunikationsadapter	Technische Richtlinie SMGW Administrator

Abbildung 4: Dokumentenstruktur der TR-03109

Für den Einsatz von Flexibilität, und damit verbunden der Steuerung von Verbraucheranlagen, ist insbesondere die in Unterabschnitt 3.2.4 der TR-03019-6 festgelegte Kommunikation eines externen Marktteilnehmers (EMT) mit steuerbaren Geräten (controllable local system, CLS) relevant. Entsprechend der Richtlinie kann ein berechtigter EMT – wie beispielsweise der beauftragte Flexibilitätsvermarkter – die Dienste des sogenannten SMGW Administrators in Anspruch nehmen, um über das SMGW eine Verbindung mit dem zu steuernden Gerät herzustellen. Ein SMGW Administrator ist die vertrauenswürdige Instanz, die das SMGW konfiguriert, überwacht und steuert. Dieser sendet nach Überprüfung der Berechtigung des EMT ein „Wake-Up Paket“ an das SMGW und veranlasst dieses mittels hinterlegter Kommunikationsprofile zu einem Verbindungsaufbau. Über Transport Layer Security (TLS) verschlüsselte Kanäle kann der EMT das Gerät flexibel steuern [BUN15b].

Mit der Einhaltung der Schutzprofile und Technischen Richtlinien des BSI wird neben den Vorgaben aus § 22 MsbG die in § 23 Abs. 1 MsbG geforderte Interoperabilität des SMGW eines iMSys erfüllt. Folglich sind neben den modernen Messeinrichtungen und Erzeugungsanlagen auch Anlagen im Sinne von § 14a EnWG in das Kommunikationsnetz eingebunden und für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz verfügbar (vgl. § 23 Abs. 1 Nr. 3 MsbG).

3 Rahmenbedingungen für GHD

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) umfasst eine Diversität an Endverbrauchern. Neben den drei maßgeblichen Sektorgruppen *Büroähnliche Betrieben*, *Herstellungsbetriebe* sowie *Betriebe des Einzel- und Großhandels* werden weiterhin einzelne Bereiche des Sektors GHD definiert. Hierunter fallen etwa *Schulen, Krankenhäuser und Bäder*, *Beherbergungen, Gaststätten und Heime*; *Gartenbau und Landwirtschaft*, *Flughäfen*; Die *Deutsche Bahn AG* sowie die *Telekom* und weitere Sektorgruppen [BAR15]. Aus der weit gefassten Definition des Sektors ergeben sich verschiedene Ansatzpunkte für Flexibilitätspotentiale sowie aber auch entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen. Mit einigen spezifischen Ausnahmen ist der Sektor GHD durch viele verteilte Verbraucher charakterisiert. Anlagen im Sektor GHD verfügen im Vergleich zu Anlagen im Sektor Industrie nur selten über ausreichend große Lasten, die eine Teilnahme an Regelleistungsmärkten oder im Rahmen der Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) ermöglichen würden [SCH14]. Flexibilisierungsmaßnahmen finden maßgeblich als innerbetriebliches Spitzenlastmanagement auf Grundlage der Regulierungen der StromNEV statt und sind somit nicht direkt mit der Bereitstellung netzdienlicher Last zu verbinden. Trotz der Herausforderung, Energieflexibilisierungspotentiale verteilter Kleinverbraucher auszuschöpfen wird erwartet, dass der Sektor GHD in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur verbrauchsseitigen Energieflexibilisierung betragen kann. Grundlage hierfür sind entsprechende Anpassungen der wirtschaftlichen Anreize [WIN11].

Die aktuell für den Sektor GHD relevanten Rahmenbedingungen sind in Abbildung 5 aufgetragen. Hierzu zählen die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

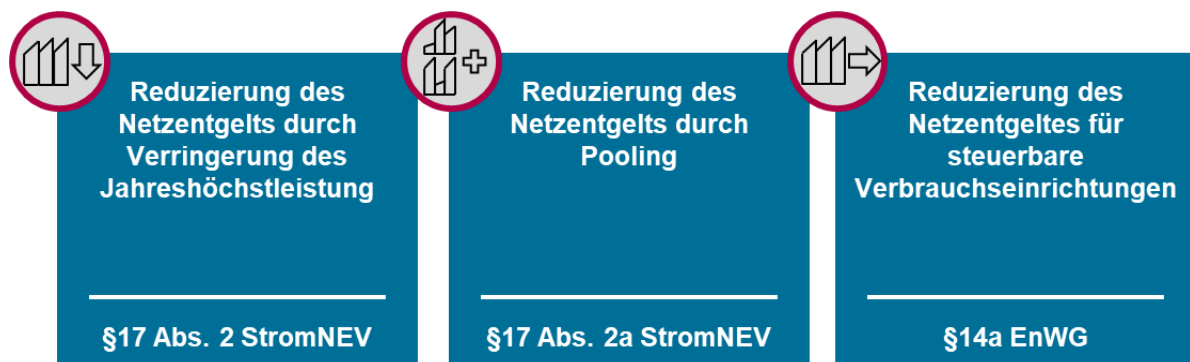


Abbildung 5: Aktuell relevante regulatorische Rahmenbedingungen für Flexibilitätsmaßnahmen im Sektor GHD

Im Folgenden wird auf die Bedeutung der aufgeführten Rahmenbedingungen für Verbrauchseinheiten im Sektor GHD aus heutiger Sicht eingegangen. Außerdem wird ein Ausblick über die zukünftige Entwicklung dieser Rahmenbedingungen gegeben.

3.1 Aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen

§17 Abs. 2 StromNEV: Unter der aktuellen Rahmenbedingung gemäß §17 Abs. 2 StromNEV betreiben bereits heutzutage viele Unternehmen ein aktives Lastmanagement. Relevant ist dies für Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 kWh. Als Anhaltspunkt hierfür kann der durchschnittliche Stromverbrauch im Bereich Einzelhandel – Food dienen. Ein Supermarkt mit einer Grundfläche von 1000 m² verbraucht durchschnittlich 317.000 kWh und wird somit als Kunde mit RLM kategorisiert [BEN19]. Ab der Schwelle von 100.000 kWh ist eine registrierende Leistungsmessung (RLM) und die Entrichtung eines Leistungspreises notwendig. Der Leistungspreis errechnet sich auf Basis der maximalen 15-minütig gemittelten abgerufenen Leistung in einem Jahr. Durch die Reduktion und / oder Verteilung von Lastspitzen kann die Jahreshöchstleistung gesenkt werden. Der direkte wirtschaftliche Anreiz liegt dabei in der Reduktion des zu zahlenden Netzentgeltes auf Grund des reduzierten Leistungspreises. Da das Lastmanagement unabhängig vom aktuellen Netzzustand durchgeführt wird, ist keine direkte Zuordnung dieser Maßnahme als netzdienliche Lastverschiebung möglich. Hierbei handelt sich mehr um eine unternehmensinterne Strategie zur Senkung der Energiekosten.

§17 Abs. 2a StromNEV: Auf Grundlage dieser Rahmenbedingung ist es Verbrauchern möglich, durch einen Zusammenschluss (Pooling) eine Reduktion des Netzentgelts zu realisieren. Für das Pooling gelten die Anforderungen, dass es sich bei den Verbrauchern um den gleichen Netznutzer handelt und die Verbraucher mit einem Versorgungsnetz desselben Netzbetreibers und auf gleicher Netzebene verbunden sind, bzw. Bestandteil desselben Netzknotens sind. Auf Grund der geographischen Verteilung der Standorte von Verbrauchern eines Netznutzers (bspw. Mehrere Supermärkte) ist ein solches Pooling heutzutage noch nicht sonderlich attraktiv. Zusätzlich müssen dieselben Bedenken angemerkt werden, die auch hinsichtlich §17 Abs. 2 formuliert wurden. Somit kann nicht ausgeschlossen werden, dass unter den Rahmenbedingungen von §17 Abs. 2a die Flexibilisierung der Last durch Pooling netzbelastende Auswirkungen entstehen.

§14a EnWG: Durch eine Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen von Letztverbrauchern kann eine Reduzierung des Netzentgeltes durch den zuständigen VNB ermöglicht werden. Dieser Ansatz kann eine Möglichkeit für Energieflexibilisierungsmaßnahmen darstellen, insofern die dadurch gesteuerten Anlagen (bspw. Wärmepumpen oder Verdichter) eine Funktion erbringen, (a) dessen Abruf flexibel gestaltet werden kann oder (b) für die eine ausreichend große Speichermöglichkeit besteht (bspw. Wärme / Kältespeicher). Aus heutiger Sicht verfügen Anlagen im Sektor GHD jedoch nicht über ausreichend große Speicher, als dass eine Steuerbarkeit der Anlagen ohne negative Effekte durchgeführt werden kann.

3.2 Zukünftige Entwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen

Die Reduktion des Netzentgelts auf Basis von §17 Abs. 2 StromNEV und §17 Abs. 2a StromNEV ist in der Ausführung losgelöst von dem flexiblen Verlauf der Stromerzeugung

erneuerbarer Energien und berücksichtigt nicht die aktuelle Balance im Versorgungsnetz. Für eine zukünftige Entwicklung der Bereitstellung netzdienlicher flexibler Lasten sollte daher die Berechnung des Leistungspreises dahingehend überdacht werden, Hemmnisse für verbrauchsseitige Lasterhöhung zu Zeiten hoher Erzeugung zu überwinden [JED19]. Weitere Aspekte zum zukünftigen Umgang mit Lastspitzen sind in Abschnitt 4.2 erläutert. Aktuell wird im Zuge einer Reform des §14a EnWG diskutiert, wie sich zukünftig netzdienliche Eingriffe von Netzbetreibern in den Lastgang von Stromverbrauchern gestalten können. Über konkrete Neuerungen können zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Aussagen getroffen werden.

4 Rahmenbedingungen für die Industrie

Industrielle Prozesse bieten ein hohes Potential ihren Stromverbrauch zu flexibilisieren und dadurch Volatilität im Stromnetz auszugleichen. Das Flexibilitätspotential des Stromverbrauchs der deutschen Industrie wird auf 1 GW bis zu 15 GW geschätzt [ALE19; CON14a]. Die Vermarktung industrieller Flexibilität wird durch die Vorankündigung und Abrufdauer beeinflusst. [ALE19] beschreibt charakteristische energiewirtschaftliche Situationen, bzw. Anforderungsprofile in denen Flexibilität vermarktet werden.

- kurzzeitige Anpassung der Last
- Tag/Nacht-Ausgleich d.h. Anpassung der Last über mehrere Stunden
- Dunkelflaute/Hellbrise, d.h. Anpassung der Last über mehrere Tage

Daraus lassen sich entsprechende Geschäftsmodelle ableiten. Beispielsweise bietet eine Lastanpassung über mehrere Stunden die Möglichkeit, durch negative Strompreise und größere Preisunterschiede während des Tages die Kosten für den Strombezug zu reduzieren. Im Fall der Dunkelflaute wird eine Anpassung über mehrere Tage vorausgesetzt. Dabei liefert die Lastreduktion während dieses Zeitraums einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit und kann durch den Wiederverkauf von bereits kontrahierten Strombezug erhebliche Erlöse generieren. Weitere Beispiele werden in [ALE19] aufgeführt.

4.1 Anreize und Hemmnisse für Flexibilität

4.1.1 Variable Strompreise an Energy-Only-Märkten

Ein wesentlicher Anreiz zur ökonomisch vorteilhaften Nutzung vorhandener Energieflexibilitätspotentiale bietet die Vermeidung hoher Strompreise bzw. die forcierte Nutzung geringer (oder negativer) Strompreise. Diese Strompreis-inzentivierten Flexibilitätsmaßnahmen basieren auf der Möglichkeit, am Energiehandel der Energy-Only-Märkten (EOM) teilzunehmen. Dazu bedarf es entsprechender Preissignale, auf welche die Industrieprozesse mit flexibler Lastanpassung reagieren können. Die Teilnahme an EOM ist dann attraktiv, wenn die Erlöse der Flexibilitätsmaßnahme, d.h. die durch Lastverschiebung erreichbaren Stromkosteneinsparungen, höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch Nutzung der Prozessflexibilität und Ausfall der Wertschöpfung entstehen.

Hieraus resultieren verschiedene Hemmnisse für Industrieunternehmen [ALE19]:

- **Unsicherheiten** der Ex-ante Bewertung für Erlöse und Opportunitätskosten, z.B. da sie von Häufigkeit und Zeitpunkt der Flexibilitätsmaßnahme abhängt
- **Opportunitätskosten** können durch höhere Risikobereitschaft des Unternehmens steigen, z.B. wenn sich die Flexibilitätsmaßnahme negativ auf die Produktqualität auswirken kann

Insbesondere weniger energieintensive Industrieunternehmen sind von Hemmnissen betroffen. Häufig bestehen Stromlieferverträge mit fixen Stromtarifen. Diese haben den Vorteil des geringen Koordinierungsaufwandes bei Beschaffung und Nutzung des Stromes. Die fixen Preisbestandteile können die vom EOM ausgehenden Preissignale verzerren, was die Anreizwirkung der Großhandelspreise bzgl. der Teilnahme am EOM deutlich verringert. Diese Verzerrung stellt ein wesentliches Hemmnis dar. Auch bei energieintensiven Industrieunternehmen ist der Aufwand des direkten Handels an den Strombörsen recht hoch, weshalb diese Aktivitäten häufig durch die Energieversorger abgedeckt wird [ENT21; STE20]. Die Stromlieferverträge der Unternehmen beinhalten zeitvariable Tarife, die sich an den Börsenpreisen orientieren und in denen die Preissignale der EOM sichtbar werden [REI15; INT21].

4.1.2 Regelenergie

Die Bereitstellung von Regelenergie war bislang das am häufigsten genutzte Marktumfeld [DEN16]. Um Regelenergie bereitstellen zu können, müssen die Unternehmen die Präqualifikationsbedingungen erfüllen [CON14b]. Im Jahr 2020 erfüllten dies nur 57 Unternehmen in Deutschland [REG20]. Des Weiteren steht die Teilnahme am Regelenergiemarkt für industrielle Lasten im Konflikt zur momentanen Bestimmung der Netzentgelte (siehe Abschnitt 4.2).

4.1.3 Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Abschaltbare Last definiert Stromverbraucher, deren Last im Falle eines Netzengpasses durch den Übertragungsnetzbetreiber reduziert werden kann. Die Regelungen basieren auf §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG und werden in der AbLaV präzisiert. Weitere Details sind in [ALE19] zusammen gefasst. Zwar sind die Ausschreibungs- und Teilnahmebedingungen der AbLaV Regelung stärker auf industrielle Lasten zugeschnitten als bei Regelenergie, trotzdem wurden nur wenige Industrieunternehmen zur Vermarktung der Flexibilität angereizt. Hemmnisse für die Teilnahme Flexibilitätsvermarktung über die Regelenergiemärkte sowie der AbLaV sind die weiterhin geltenden Opportunitätskosten. Durch das Risiko des externen Eingriffs auf die Produktion und damit verbundenen Auswirkungen auf die Qualität und Stabilität des Produktionsprozesses kann die Flexibilitätsvermarktung trotz technischer Umsetzbarkeit nicht rentabel sein.

4.2 Einschränkungen durch Regulatorik

Trotz der Möglichkeiten die Flexibilität zu vermarkten, werden die industriellen Potentiale kaum ausgeschöpft. Dies kann insbesondere durch die Gesetzeslage in der Energiewirtschaft begründet werden. Da der Regulatorische Rahmen des Stromsektors vor der Energiewende geschaffen wurde und nur teilweise weiterentwickelt wurde, schränken einige Regelungen die Flexibilitätsnutzung ein. In Abhängigkeit davon wie stromintensiv ein Verbraucher ist haben die Einschränkungen in der aktuellen Ausgestaltung unterschiedliche Auswirkungen auf den

Verbraucher und dessen Stromkosten. Für stromintensive Unternehmen besteht die Möglichkeit die Stromkosten durch Vergünstigungen zu senken, wobei der Verlust dieser Vergünstigungen ein zentrales Hemmnis bei der Flexibilitätsbereitstellung darstellt. Für weniger stromintensive Unternehmen stellen Zugangsbarrieren zu Strommärkten und verzerrte Preissignale durch fixe Strompreisanteile eher Hemmnisse dar [ALE19].

Ein zentrales Hemmnis der Nutzung potenzieller Flexibilitätsmaßnahmen stellt die aktuelle Netzentgeltsystematik dar. Der Leistungspreis gem. § 17 Strom NEV begrenzt die individuelle Leistungsspitze des Netznutzers. Unterhalb dieses Werts hat der Leistungspreis einen Flatrate-Charakter. Flexible Großverbraucher haben einen Anreiz ihre individuelle Höchstlast zu reduzieren bzw. diese nicht durch eine potenziell netz-/system-/marktdienliche Lastverschiebung zu erhöhen, nur unterhalb der Leistungsspitze bestehen Anreize zu einem flexiblen Nachfrageverhalten, sofern diese durch Preissignale gegeben sind. Darüber hinaus schränken allerdings Regelungen der Sonderformen der Netznutzung gem. § 19 Strom NEV das Flexibilitätspotential flexibler Großverbraucher ein, sodass auch unterhalb der Leistungsspitzen keine Anreize für flexibles Verhalten bestehen. Wenn Unternehmen ihre Flexibilitätspotenziale nutzen, dies kann zu hohen finanziellen Verlusten führen denn die möglichen Erlöse sind viel geringer als die Einsparmöglichkeiten durch die Vereinbarung individueller Netzentgelte.

Des Weiteren kann es zu einem Zielkonflikt zwischen Flexibilitätsnutzung und Befreiung der EEG-Umlage kommen. Die EEG-Umlage macht nach den Netzentgelten den zweitgrößten Faktor des Strompreises aus. Stromintensive Unternehmen sind unter Nachweis eines zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystems von dieser Umlage befreit. Sobald Flexibilitätspotenziale genutzt werden besteht jedoch die Gefahr, dass die technischen Produktionsprozesse ihren effizienten, optimalen Betriebspunkt verlassen. Letztendlich werden sich Unternehmen gegen die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen entscheiden, wenn die Gefahr besteht, dass sie die volle EEG-Umlage zahlen müssen.

Um das Flexibilitätspotential industrieller Unternehmen vollständig nutzbar zu machen, empfehlen Studien Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen im Markt- und Stromsystem. Abbildung 6 fasst wesentliche Punkte für bestehende Hemmnisse und Vorschläge für regulatorische Änderungen zusammen [KOP19].

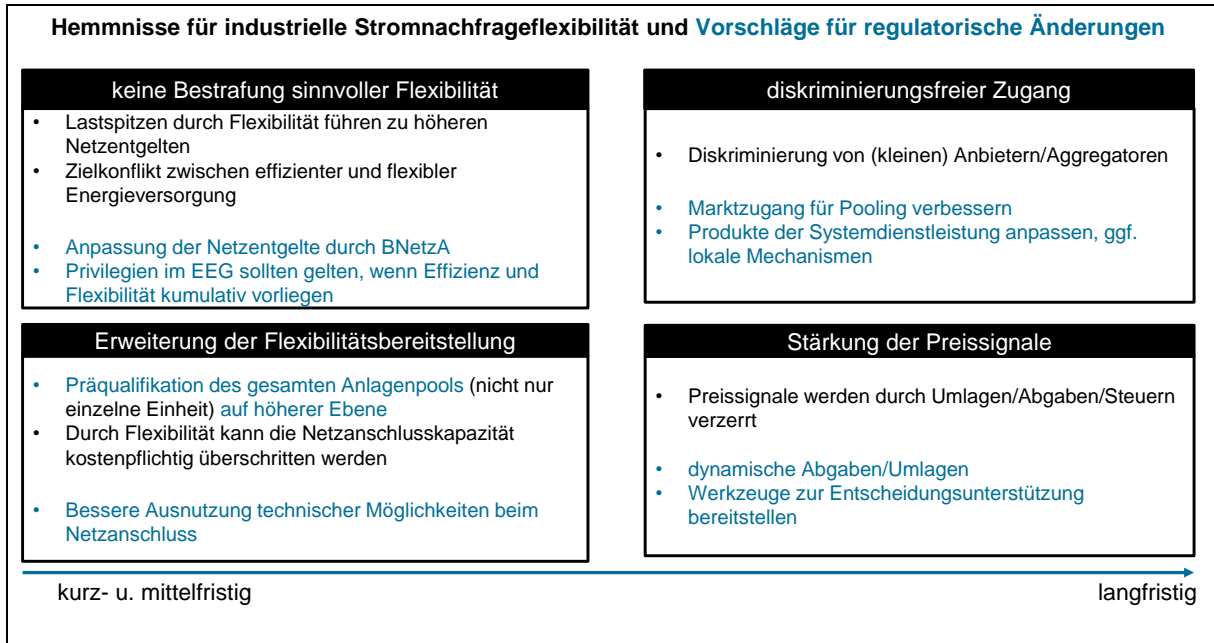


Abbildung 6: Zusammenfassung von Hemmnissen für industrielle Stromnachfrageflexibilität und Vorschläge für regulatorische Änderungen, basierend auf [KOP19].

5 Rahmenbedingungen für Elektromobilitätsflotten

Neben den in Abschnitt 2.2 bereits genannten Aspekten, die für private und gewerbliche Ladeeinrichtungen relevant sind, gibt es für gewerbliche Elektromobilitätsflotten und deren energieflexible Nutzung einige weitere rechtliche Aspekte zu berücksichtigen. Ein umfassender Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird in [FRA17] und [GES15] geboten. Darüber hinaus bietet [VDE19b] einen guten Überblick über relevante technische Normen, die bei der Installation, Inbetriebnahme und dem Betrieb von Ladeinfrastruktur zu beachten sind. Nachfolgend wird auf einige zentrale Aspekte, die für gewerbliche Elektromobilitätsflotten, und deren Nutzung zur Bereitstellung von Energieflexibilität relevant sind, kurz eingegangen (vgl. Abbildung 7).

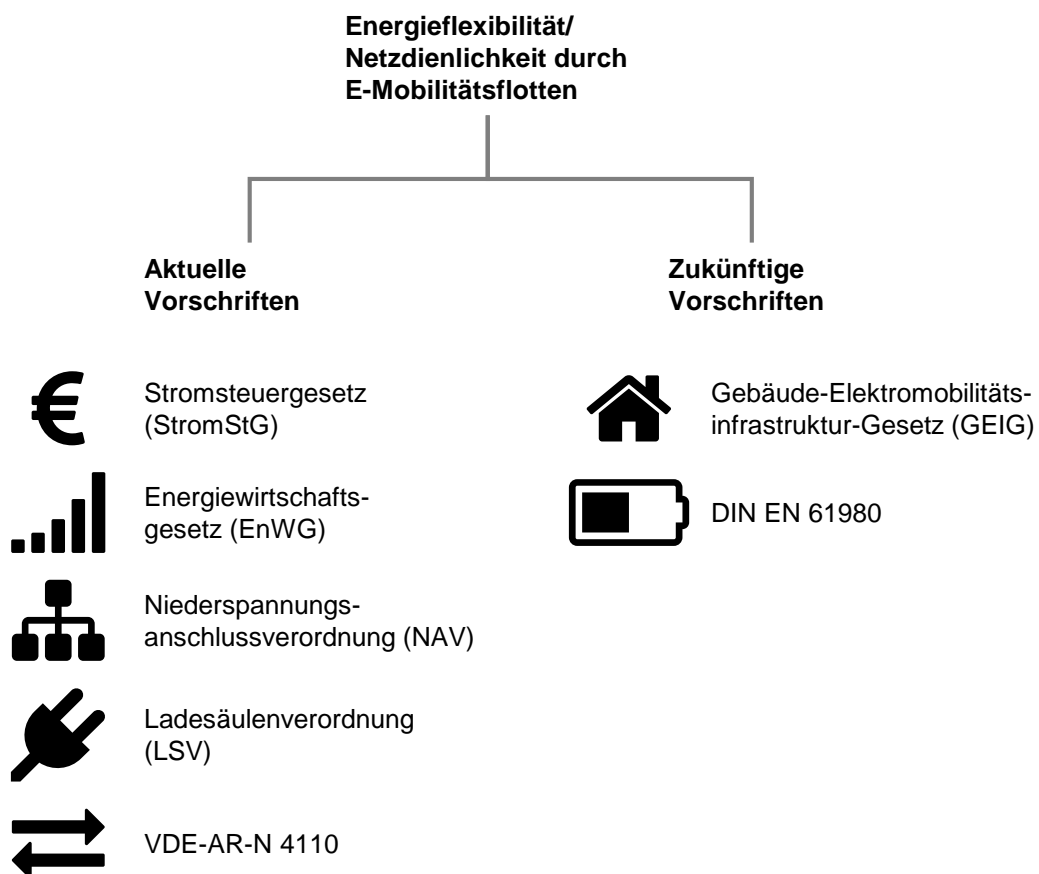


Abbildung 7: Überblick über rechtliche Rahmenbedingungen für energieflexible und netzdienliche E-Mobilitätsflotten

5.1 Aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen

Niederspannungsanschlussverordnung: Die Niederspannungsanschlussverordnung regelt die Bestimmungen, unter denen Netzbetreiber Endnutzer an das von ihnen betriebene Niederspannungsnetz anschließen müssen. Vor der Inbetriebnahme eines Ladepunktes für Elektrofahrzeuge muss der Netzbetreiber benachrichtigt werden [BUN20c].

VDE-AR-N 4110: Beim Betrieb von einem oder mehreren Gleichspannungs-Ladepunkten mit entsprechend hoher Anschlussleistung wird ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz empfohlen. Hier sind die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 hinsichtlich zulässiger Netzurückwirkungen beachtet werden [VDE18].

Ladesäulenverordnung: Ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich, so muss die Ladesäulenverordnung beachtet werden. Sie regelt den Bau und Betrieb öffentlicher Ladeeinrichtungen, und legt u.a. technische Mindestanforderungen fest [BUN16].

Stromsteuergesetz: Das Stromsteuergesetz regelt die Besteuerung von Strom. Die darin enthaltenen Steuerermäßigungen und -befreiungen betreffen u.a. auch den Strom für Elektrofahrzeuge [BUN20b].

§14a des EnWG: Regelt steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz, zu dem laut Gesetz auch Elektrofahrzeuge gehören. Näheres hierzu ist in Abschnitt 2.1 beschrieben. Derzeit (Januar 2021) wird eine Novelle des Gesetzes diskutiert, der finale Stand ist jedoch nicht bekannt [BUN05].

5.2 Zukünftige Entwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen

Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz: Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung für ein Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) hat zum Ziel, den Ausbau der Leitungs- und Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität im Gebäudebereich zu beschleunigen. Im Wesentlichen ist darin vorgesehen, beim Neubau oder größeren Renovierungen von Gebäuden zukünftig eine Mindestanzahl von Ladepunkten pro Stellplatz vorzusehen. Ausnahmen sind für kleine und mittelständische Unternehmen vorgesehen, wenn die Kosten für die Lade- und Leitungsinfrastruktur einen zu großen Anteil an der Renovierung überschreitet [BUN20d].

DIN EN 61980: Sollte induktives Laden vorgesehen werden, sind die Anforderungen der DIN EN 61980 zu berücksichtigen, welche voraussichtlich 2021 in Kraft tritt.

[VDE19b] und [FRA17] bieten einen Überblick über die mögliche Weiterentwicklung des Rechtsrahmens zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen, auch unter dem Aspekt der Netzdienlichkeit und Energieflexibilität. Weiterhin sind in [GES15] technische, regulatorische und marktbedingte Hürden für die Integration von Elektrofahrzeugen in intelligente Netze zusammengefasst.

6 Rahmenbedingung für die Netzbetreiber

Das deutsche Stromnetz ist in mehreren Spannungsebenen unterteilt, welche wiederum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) zugeordnet sind. Die vier ÜNB in Deutschland verwalten dazu die Hochspannungsebene (220 kV und 380 kV) und sind dafür verantwortlich, einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze in einem bestimmten Gebiet (Regelzonen) und die Verbindung mit anderen Stromnetzen zu gewährleisten.

VNB (Anzahl: 883, Stand 2019) hingegen betreiben die Stromnetze der Netzebenen im Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsbereich zur regionalen Stromversorgung der Endverbraucher. Beide sind für die Balance zwischen elektrischer Energieproduktion und Energieverbrauch verantwortlich. Da beide Netzbereiche ein natürliches Monopol bilden, werden sie von der BNetzA kontrolliert und reguliert.

Um einen stabilen und ungehinderten Netzbetrieb zu realisieren, müssen die physikalischen Größen Frequenz, Spannung und der Leistungsfluss über Leitungen und Transformatoren innerhalb definierter Grenzwerte zu jedem Zeitpunkt liegen. Die Einhaltung dieser Grenzwerte wird unter anderem durch die Bereitstellung der vier Systemdienstleistungen gesichert. Insbesondere wenn in Bilanzkreisen ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch vorliegt, kommt Regelenergie zum Einsatz. An dieser Stelle wird ein besonderer Fokus auf den Einsatz von flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichersysteme gesetzt. Die Bereitstellung und der Einsatz von flexiblen Leistungen und Energiemengen wird folgend als Flexibilität bezeichnet. Speziell wird in diesem Kapitel der Einsatz von Flexibilitäten für das Netzengpassmanagement der Netzbetreiber herausgearbeitet.

6.1 Netzengpassdefinition

Man spricht von einem Netzengpass, wenn die physikalischen Leistungsgrenzen einer Leitung oder eines Transformators verletzt werden sowie die Verletzung des n-1 Kriteriums. Zusätzlich werden die Spannungsbandgrenzen der Knoten als Kriterium gesetzt. Grundlegend entstehen Engpässe durch die strommarktbasierete Bewirtschaftung der Last im Stromversorgungssystem. Durch den Handel am Energiemarkt wird der Kraftwerkspark kostenoptimal bewirtschaftet, um die Verbrauchslast zu decken. Dabei werden physikalische Netzrestriktionen im Bewirtschaftungsprozess nicht berücksichtigt, was an gewissen Stellen im Netz zu Engpässen führt. Weitere Ursachen ist die gleichzeitige Einspeisung vieler Erzeugungsanlagen (bspw. Photovoltaik- und Windkraftanlagen) oder perspektivisch der Leistungsaufnahme einer großen Zahl von Verbrauchern (bspw. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen). Ein Netzengpass kann jedoch auch durch notwendige Revisionsarbeiten, planmäßige Abschaltungen für Wartung und Inspektion oder spezielle Ereignisse mit besonderen Leistungsanforderungen (große Sonderverbraucher, z. B. bei einem Volksfest) entstehen. Die Folge ist eine erhöhte Belastung einzelner Netzkomponenten, bis hin zur

Überlastung. Eine regelmäßige oder dauerhafte Überschreitung der Betriebsgrenzen kann schließlich zu erhöhtem Verschleiß und ggf. dem Ausfall einzelner Komponenten führen. Es liegt folglich im Interesse des Netzbetreibers, die Belastung seiner Anlagen unterhalb kritischer Grenzen zu halten. [ZE118]

Neben dem langfristigen Ausbau des Stromversorgungssystems über den Netzentwicklungsplan haben die Netzbetreiber während des laufenden Netzbetriebs die Möglichkeit Maßnahmen des Netzengpassmanagements einzusetzen.

6.2 Netzengpassmanagement

Das Netzengpassmanagement beinhaltet Maßnahmen in der Planung und im Betrieb elektrischer Netze zur Vermeidung der Überlastung von Leitungen oder der Verletzung anderer betrieblicher Grenzen. Die Tabelle 1 listet dazu die bestehenden Maßnahmen des Netzengpassmanagements auf und verweist auf die gesetzlichen Grundlagen.

Tabelle 1: Maßnahmen des Netzengpassmanagements (Vgl. [ZE118])

	Übertragungsnetzbetreiber	Verteilnetzbetreiber
Netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG)	Netztopologiemassnahmen	
Marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1, § 14 a EnWG, AbLaV)	Redispatch, Countertrading	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14 a EnWG)
	Abschaltbare und zuschaltbare Lasten (AbLaV)	
	Netz- und Kapazitätsreserve (national)	
	Netzreserve (international)	
Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)	Einspeisemanagement	
	Kaskadierte Anlagensteuerung	

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Maßnahmen vorgestellt und deren Prozess erläutert. Grundlegend beruhen die Maßnahmen auf den § 13 EnWG für den ÜNB, bzw. gem. § 14 Abs. 1 EnWG für den VNB, soweit er die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung im Netz trägt [DÖR18]. Die allgemeine Beschreibung der Maßnahmen in § 13 EnWG wird teilweise um eine spezielle Ausgestaltung in §§ 13a ff. EnWG sowie in Gesetzen (EEG) und Verordnungen (NetzResV, AbLaV) erweitert. Jede Maßnahme wird dahingehend untersucht, in welcher Ausprägung der Einsatz von Flexibilität bereits berücksichtigt wird. Das Ziel ist langfristig, Flexibilitäten aus Speichersystemen, Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den Netzbetrieb und in das Netzengpassmanagement volkswirtschaftlich zu integrieren. Dabei werden die Maßnahmen unterschieden nach ÜNB und VNB sowie deren Interaktionsmöglichkeit mit den Anlagen.

Netzbezogene Maßnahmen

Netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG umfassen Prozesse, die der Netzbetreiber selbst, bzw. in Abstimmung mit anderen Netzbetreibern vornehmen kann. Für Dritte haben die Maßnahmen die geringste Eingriffsintensität, da sie keine unmittelbar spürbaren Auswirkungen auf Strombezugs- oder Stromeinspeisemöglichkeiten der Netzkunden haben. Wenn die Sicherheit oder die Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, müssen diese Prozesse vor anderen Maßnahmen eingesetzt werden. Diese beinhalten die Anpassung der Netztopologie des Netzes, also Schalthandlungen im Netzgebiet oder den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel zur Entlastung stark ausgelasteter Betriebsmittel. Zusätzlich können betrieblich zulässige Toleranzbänder der Betriebsmittel optimal ausgenutzt werden, wie zum Beispiel die kurzfristige Überlastung von Leitungen und Transformatoren.

Marktbezogene Maßnahmen

Netzbetreiber dürfen nur in die Erzeugung eingreifen, wenn sie nach dem Ausschöpfen aller möglichen netzbezogenen Maßnahmen eine Gefährdung oder Störung nicht verhindern können. Netzbetreiber verfügen selbst aufgrund der Entflechtung über keine Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen. Daher sind sie auf die Schaltung extern betriebener Anlagen angewiesen. Marktbezogene Maßnahmen sind ihrerseits klar im Gesetz beschrieben (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Für den Einsatz dieser Maßnahmen bestehen im Grunde Vereinbarungen oder Regelungen, welche bei Nutzung Vergütungsansprüche bei Dritten auslösen, so dass wirtschaftliche Effekte beim eingeschränkten Netzzugang ausgeglichen werden. [DÖR18]

Folgende Maßnahmen werden dazu aufgeführt:

- Einsatz von Regelenergie nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG
- Vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten in AbLaV
- Informationen über und das Management von Engpässen
- Countertrading
- Redispatch
- Vertragliche Vereinbarung mit Anlagenbetreibern von KWK-Anlagen nach § 13 Abs. 6a ENWG oder EE-Anlagen nach § 11 Abs. 3 EEG

Eine Rangfolge zwischen den Maßnahmen aus § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG besteht nicht. Dennoch soll der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen in § 11 Abs. 1 EEG und § 3 Abs. 1 und 2 KWKG nach § 13 Abs. 3 EnWG gewahrt werden. Dies bedeutet, dass Eingriffe in den Betrieb von EE- und KWKG-Anlagen erst nach Ausschöpfung aller marktbezogenen Maßnahmen anderer Erzeugungstechnologien durchgeführt werden sollen. [DÖR18]

Notfallmaßnahmen

Kann ein Netzengpass weder über netz- noch marktbezogene Maßnahmen verhindert werden, kommt es zu Notfallmaßnahmen, auch Zwangsmaßnahmen genannt. Nach § 13 Abs. 2 EnWG

können Netzbetreiber sukzessive erneuerbare Erzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements abschalten. Ist auch dies nicht ausreichend, können schrittweise Anlagen und Netzstränge vom Netz getrennt werden, um Gefährdungen oder Störungen zu beseitigen.

Die Maßnahmen betreffen Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromtransite. Sie können manuell oder automatisch erfolgen und verschiedene Anlagen betreffen. Auch hier ist der Einspeisevorrang zu berücksichtigen, EE- und KWK-Anlagen (mit Ausnahme der „Schonung“ von Must-Run-Units) sind zuletzt abzuregeln.

Der Ablauf der manuell durchzuführenden Maßnahmen ist in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 konkretisiert worden. Die VDE-AR hat keinen Gesetzesrang, wohl aber wegen der gesetzlichen Vermutung zur Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik gemäß § 49 Abs. 1 und 2 EnWG eine große praktische Relevanz. Sie wird als Grundlage für die Abwicklung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG genutzt.

6.2.1 Netzbetreiberunabhängige Maßnahmen

Netztopologiemassnahmen

Als erste Maßnahme zur Vermeidung von drohenden oder zur Verringerung bestehender Netzengpässe sind Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 EnWG dazu verpflichtet, topologische Maßnahmen in ihrem Netz einzusetzen. Dabei wird die Netztopologie durch das Öffnen oder Schließen von Netzschaltern beeinflusst und so die Belastungen durch einen modifizierten Stromfluss verändert und ggf. reduziert. [ZEI18]

Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement (EinsMan) wird grundlegend nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 geregelt. Zusätzlich können Netzbetreiber gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sukzessive erneuerbare Erzeugungsanlagen oder KWK-Anlagen, welche nach dem EEG bzw. KWKG einspeisen, im Rahmen des Einspeisemanagements steuern, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen. Aufgrund des Einspeisevorrangs der EE-Anlagen ist diese Maßnahme nachgelagert angesiedelt.

Nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sind EEG- und KWK-Anlagen in das Einspeisemanagement einbezogen. EEG-Anlagen sind alle Einrichtungen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (§ 3 Nr. 1 EEG). KWK-Anlagen sind Anlagen nach § 2 Nr. 14 KWKG, also Anlagen, in denen Strom und Nutzwärme erzeugt werden. Einbezogen sind allerdings nur solche Anlagen, die mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 9 Abs. 1 bzw. 2 EEG 2017 ausgestattet sind. Durch diese Einrichtung soll dem Netzbetreiber ermöglicht werden die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln. Grundsätzlich sind Anlagen ab einer Leistung von 100 kW für das Einspeisemanagement vorgesehen. Bei Photovoltaikanlagen liegt die Leistungsgrenze bei 30 kW. Bei PV-Anlagen unter 30 kW kann der Anlagenbetreiber entscheiden, ob er am Einspeisemanagement teilnimmt.

Das Einspeisemanagement darf der Netzbetreiber durchführen, wo die Anlage unmittelbar oder mittelbar (angeschlossen in einer Kundenanlage) netztechnisch angebunden ist (vgl. §

14 Abs. 1 EEG 2017). Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass der Netzbetreiber, wo der Netzengpass auftritt, auch die Anlage regelt. In diesem Fall werden die Entschädigungszahlungen vom regelnden Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Für diese Zahlungen hat der regelnde Netzbetreiber einen Erstattungsanspruch beim Netzbetreiber, in dessen Netz der Engpass auftrat (vgl. § 15 Abs. 1 EEG 2017). [DÖR18]

Kaskadierte Anlagensteuerung

Die ÜNB und vorgelagerte VNB sind insbesondere dann berechtigt, nachgelagerte VNB in die Maßnahmenbefreiung einzubinden, wenn in ihren eigenen Netzen sämtliche netz- und marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG) bereits ausgeschöpft sind. Allerdings darf eine Abregelung von EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen in einem Übertragungsnetz oder vorgelagerten Verteilernetz nur dann erfolgen, wenn in nachgelagerten Netzen keine Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagen mehr zur Verfügung stehen.

Die Abschaltungen innerhalb einer Kaskade wird so durchgeführt, dass der Netzbetreiber, der den Bedarf von zwangsweisen Anpassungen zur Gewährleistung der Systemstabilität feststellt („verantwortlicher Netzbetreiber“), fordert (als „anfordernder Netzbetreiber“) bei den an sein Netz angeschlossenen Netznutzern eine Einspeisereduktion oder einen Lastabwurf durchzuführen. Handelt es sich bei den Netznutzern um Netzbetreiber, so ermitteln diese Netzbetreiber als „ausführende Netzbetreiber“ den Anpassungsbedarf im eigenen Netz, um der Anforderung nachzukommen, und fordern ihrerseits von den Netznutzern ihres Netzes eine Einspeisereduktion oder einen Lastabwurf. Sind weitere nachgelagerte Netzbetreiber betroffen, setzt sich die kaskadierte Anlagensteuerung bis in die letzte Netzebene entsprechend fort. Auch die Aufhebung der Maßnahmen erfolgt in der Kaskade.

Die Netzbetreiber bereiten die Kaskade vor, indem sie für verschiedene Szenarien Abschaltpläne entwerfen, mit denen sie auch kurzfristig auf Anforderungen vorgelagerter Netzbetreiber oder auf Gefährdungs- oder Störungssituationen im eigenen Netz reagieren können. Zu den Vorbereitungsmaßnahmen zählen u.a. die Durchführung von Sensitivitätsanalysen und die Ermittlung von Aufteilungsschlüsseln bei engpassbedingten Abschaltmaßnahmen oder eines Einspeiserankings bei Gefährdungen der ausgeglichenen Systembilanz.

6.2.2 Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers

ÜNB sind hauptverantwortlich für den Einsatz und die Koordination von Maßnahmen des Netzengpassmanagements. Je nach Maßnahmen sind sie berechtigt die beteiligten VNBs einzubeziehen, um den Engpass zu beheben. Die folgenden Maßnahmen werden ausschließlich von den ÜNB durchgeführt.

Redispatch

Beim regulatorisch-kostenbasierten Redispatch wird die Fahrweise von konventionellen Kraftwerken und Speichersystemen mit mehr als 10 MW Leistung vor und hinter einem Netzengpass so angepasst, dass sich die über die Leitung transportierte Leistung reduziert. [ZEI18] Erfolgt die Prognose eines Engpasses an einer bestimmten Stelle im Netz, werden

Kraftwerke vor dem Engpass in ihrer Einspeisung heruntergefahren (Negativer Redispatch). Die heruntergeregelte Leistungshöhe des Kraftwerkes ist dabei von seiner Wirksamkeit auf den Engpass abhängig. Kraftwerke nach dem Engpass werden entsprechend hochgefahren (Positiver Redispatch) in der Höhe der heruntergeregelten Energiemenge. Im aktuell geltenden Redispatch sind Verbrauchsanlagen nicht enthalten, da für diese Technologien keine kostenbasierte Preisbestimmung möglich ist. (Hirth 2017; Schmitz und Weber 2013); [BUN20f

Countertrading

Beim Countertrading können ÜNBs auf Märkten, die einen Handel bis kurz vor Erbringung ermöglichen (Intraday-Handel), Strom kaufen oder verkaufen, um Netzengpässe zu beseitigen. Demnach ist Countertrading eine marktbezogene Redispatch-Maßnahme [ZEI18]. Wie beim Redispatch werden durch das Countertrading Engpässe im Stromnetz aufgehoben. Werden am Strommarkt bspw. durch plötzliche Preisänderungen große Strommengen gehandelt, kann es zu Netzengpässen kommen. Der Übertragungsnetzbetreiber kauft dann gezielt Strom am kurzfristigen Intraday-Markt ein, um dem ursprünglichen Lastfluss entgegenzuwirken und die betroffenen Leitungen zu entlasten. Im Gegensatz zu Redispatch nimmt das Countertrading nur einen geringen Anteil am Engpassmanagement in Deutschland ein.

Abschaltbare und zuschaltbare Lasten (AbLaV)

Die Nutzung von „abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten“ erfolgt unter vertraglich festgelegten Randbedingungen. Dabei werden regelmäßig Anlagen über eine Ausschreibung marktlich beschafft, welche über eine gewisse Zeit ihren Leistungswert im Sinne eines Netzengpasses aktiv anpassen können. [ZEI18] Der ÜNB kann bei Bedarf die abschaltbare Verbrauchsanlage anweisen weniger Leistung aus dem Netz zu beziehen, um ein Erzeugungsdefizit oder einen Netzengpass zu beheben. Die Regelung sind in der Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) enthalten. Unter abschaltbaren Lasten versteht man stromintensive Industrieprozesse, die kurzfristig deaktiviert – abgeschaltet – oder gedrosselt werden können, wenn der physikalische Netzzustand dies erfordert. Abschaltbare Lasten zeichnen sich durch eine sehr hohe, kontinuierliche Stromabnahme aus und finden sich zumeist in der verarbeitenden Industrie. Die Abschaltimpulse werden von den ÜNBs initiiert und entweder direkt oder über ein Virtuelles Kraftwerk an die Betriebe übermittelt. Bereits die Bereitstellung des Abschaltpotentials wird mit einem Leistungspreis vergütet. Werden tatsächliche Abschaltbefehle übermittelt, wird für diese ein zusätzlicher, separater Arbeitspreis gezahlt. Die Höhe von Leistungs- und Arbeitspreisen werden in Auktionen der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt. Die abschaltbare Leistung wird nach der Zeitspanne bis zur physikalischen Bereitstellung unterteilt:

- SOL: Sofort abschaltbare Lasten, die in unter 350 ms bereitstehen müssen
- SNL: Schnell abschaltbare Lasten, die in unter 15 min bereitstehen müssen

Netz- und Kapazitätsreserve (national und international)

Im Rahmen der Netzreserve werden Erzeugungsanlagen als systemrelevant eingestuft und speziell für Netzengpässe vorgehalten, anstatt diese stillzulegen. Im Bedarfsfall werden diese Anlagen durch die ÜNB eingesetzt, um Netzengpässe ähnlich wie im Redispatch zu vermeiden. Dies kann sowohl national als auch international erfolgen. [ZEI18] Die Netzreserve wird nach § 13d EnWG und die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG beschrieben. In der Regel sollen die Reserven erst nachrangig nach den netz- und marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt werden. [DÖR18]

Netzreserve

Vorläufig oder endgültig stillgelegte Kraftwerke können von den ÜNB nach Maßgabe der NetzResV in die Netzreserve eingebunden werden. Diese Kraftwerke werden dann für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, Spannungshaltung oder zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus genutzt.

Kapazitätsreserve

ÜNBs halten Reserveleistung von Kraftwerken nach § 13e EnWG vor, um Leistungsdefizite infolge eines unvollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im Netzregelverbund auszugleichen. Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt im Rahmen eines Beschaffungsverfahrens, welches in regelmäßigen Abständen von den ÜNBs durchgeführt wird. Die Betreiber der Anlagen erhalten eine jährliche Vergütung, welche im Beschaffungsverfahren bestimmt wird. Für die Betreiber der Anlagen gilt, wenn sie in der Kapazitätsreserve gebunden sind, ein Vermarktungsverbot und ein Rückkehrverbot.

6.2.3 Maßnahmen des Verteilnetzbetreibers

Nach § 14 i.V.m. §§ 13 ff. EnWG besitzt der VNB keine Verantwortung zur Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des von ihnen betriebenen Netzes, abgesehen von bestimmten, konkreten Einzelfällen. Aber alle Netzbetreiber sind zunächst nach der Grundnorm des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz“ zu betreiben. Richtigerweise ist die Vorschrift in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG daher so zu verstehen, dass die VNB nur insoweit keine Verantwortung trifft, als die ÜNB für bestimmte Bereiche des Netzsicherheitsmanagements die Alleinverantwortung tragen. Dies gilt insbesondere für die Frequenzregelung (Einsatz von Regelenergie), für das Kontrahieren von Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG (etwa: Netzreserve) sowie für den Abschluss von Verträgen mit KWK-Anlagen.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung

Die Möglichkeiten für Verteilnetzbetreiber (VNB), Netzengpässe marktbezogen zu verhindern, sind im Vergleich zu denen der Übertragungsnetzbetreiber deutlich geringer. So können diese nach dem Ausschöpfen aller netzseitigen Maßnahmen lediglich Verbrauchsanlagen steuern, die nach den Vorgaben in § 14 a EnWG im Gegenzug eine statische Verringerung von Netzentgelten erhalten, um durch zeitliche Verschiebung des Verbrauchs einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten [ZEI18]. Zu den steuerbaren Verbrauchseinheiten gehören z. B. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und

Stromspeichersysteme. Um eine steuerbare Einheit in ein netzdienliches Regelsystem eines VNB zu integrieren, sind ein separater Zählpunkt und eine bidirektionale Kommunikationsverbindung erforderlich. Aufgrund fehlender finanzieller Anreize und der Verfügbarkeit von Technologien sowie rechtlicher Unsicherheiten (z.B. Befugnis über die Regelungsmaßnahmen) wird diese Option bisher selten genutzt. Um die Nutzung von Flexibilität auf der Niederspannungsebene zu fördern, ist eine detailliertere Ausgestaltung des § 14a EnWG durch die zuständigen öffentlichen Stellen in Vorbereitung, die im Jahr 2021 veröffentlicht werden soll. Bei erzeugungsbedingten Netzengpässen haben Verteilnetzbetreiber derzeit keinerlei Möglichkeiten, marktbezogene Maßnahmen zu nutzen.

Derzeit werden die folgenden fünf verschiedenen Flexibilitätsmodelle für den Einsatz von steuerbaren Einheiten nach § 14a EnWG diskutiert:

- -Zugangsrecht des Netzbetreibers
- -Langfristige Flexibilitätsverpflichtungen
- -Quotierung
- Flexibilitätsmärkte
- Zeitvariable Netzentgelte

6.3 Redispatch 2.0

Im Rahmen der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) wird die bestehende Maßnahme des Einspeisemanagement in den Redispatch integriert. Durch die Gesetzesänderung soll die Anzahl der Anlagen für den Redispatch erhöht und die Kosten gesenkt werden. Im aktuellen Redispatch sind EE- und KWK-Anlagen nicht eingebunden, auch wenn deren Einspeisung sensitiver auf den Netzengpass wirkt als die Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Durch die Einbindung dieser Anlagen werden auch die VNB in den Redispatch-Prozess eingebunden. Die Mindestleistung von Kraftwerken, die sich am Redispatch beteiligen müssen, sinkt von 10 MW auf 0,1 MW ab. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 0,1 MW werden nur hinzugezogen, wenn sie durch den VNB gesteuert werden können. Darüber hinaus ist angedacht die Mindestleistung bis 2032 auf 7 kW abzusenken.

Konventionelle Erzeugungsanlagen stellen weiterhin bevorzugt Redispatch Leistung bereit. EE- und KWK-Anlagen werden nur herangezogen, wenn die Bereitstellung von Redispatch Leistung um einen Mindestfaktor günstiger ist. Die BNetzA hat den Mindestfaktor für EE-Anlagen von 10 und für KWK-Anlagen von 5 festgelegt.

Für den Abruf von Redispatch Leistung werden aktuell zwei Modelle diskutiert. Im Duldungsfall schickt der anfordernde Netzbetreiber das Steuersignal direkt an die EE- oder KWK-Anlage und steuert diese selbst. Im Anforderungsfall schickt der Netzbetreiber das Signal an den Einsatzverantwortlichen und dieser steuert die Anlage gemäß den Vorgaben des

Netzbetreibers. Auch der Redispatch 2.0 wird auf einer regulatorischeren Entschädigung der Anlagenbetreiber für entgangene Einspeisung basieren.

7 Rahmenbedingungen im Handel mit Strom

Organisatorische und regulatorische Rahmenbedingungen für den Handel von Flexibilität am Strommarkt sind individuell von der Organisation und Struktur des Anbieters abhängig. Ein Anbieter kann seine Flexibilität selbst oder über einen oder mehrere Dienstleister vermarkten lassen, siehe Abbildung 8. Auf Basis individueller Möglichkeiten und Anforderungen des Anbieters bieten beide Varianten andere Rahmenbedingungen und spezifische Vor- und Nachteile. Neben den im ersten Kapitel genannten grundlegenden Regelungen sind in Deutschland die Ausprägungen der Handelsformen so vielseitig und unterschiedlich, dass sich darüber hinaus keine allgemeingültigen Aussagen zu Anforderungen und Randbedingungen treffen lassen.

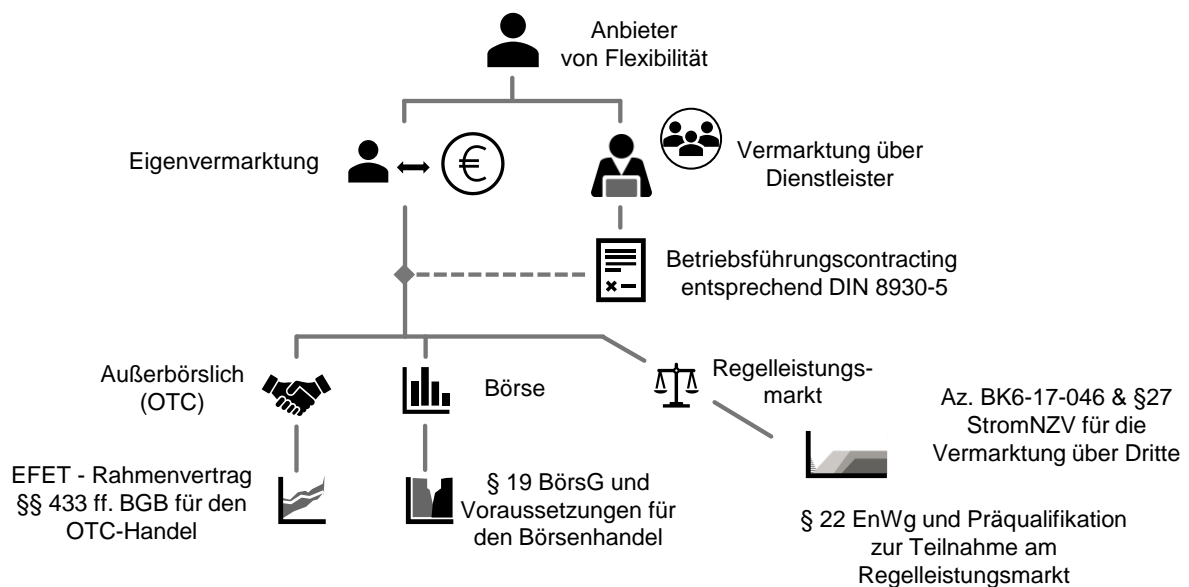


Abbildung 8: Rahmenbedingungen im Handel mit Strom

7.1 Eigene Vermarktung der Flexibilität am Strommarkt

Die eigenständige Vermarktung der Flexibilität am Strommarkt kommt in der Regel nur für Anbieter mit einem größeren Portfolio in Frage, die bereits über weitere Assets und eine Handelsabteilung verfügen. Die Einstiegshürden sind hier für kleinere Anbieter aufgrund überwiegender Betriebskosten (engl. operational expenditures, OPEX) bei kleinerem Volumen deutlich größer. Nachfolgende Anforderungen treffen sowohl für den einzelnen Anbieter als auch auf einen Dienstleister zu.

Einem Anbieter von elektrischer Flexibilität stehen in Deutschland und der Europäischen Union unterschiedliche Märkte zum Stromhandel zur Verfügung. Dominierend im Kontext der Flexibilität sind hierbei die Spot- und Regelleistungsmärkte. Der Terminmarkt, an dem im Wesentlichen rein finanzielle Derivate (z.B. Forwards) gehandelt werden, spielt im Kontext der

Flexibilitätsvermarktung keine direkte Rolle, da das besondere Erlöspotential der Flexibilität im kurzfristigen, volatilen Bereich des physisch-erfüllten Spothandels oder der Bereitstellung von Regelleistung liegen. Der Terminhandel kann daneben aber im Rahmen eines risikooptimierten Portfoliomanagements für einen Anbieter eine Rolle spielen.

7.1.1 Spotmärkte

Die elektrischen Spotmärkte sind börslich (EEX/EPEX) und außerbörslich im sogenannten OTC-Markt organisiert (OTC = „over the counter“). Der bi- bzw. multilaterale OTC-Markt spielt im Stromhandel die größte Rolle und bietet Anbietern einige Vorteile, da die dort bestehende Vertragsfreiheit beliebig flexible, aber auch komplexe Handels- und Vertragsausgestaltungen zulässt. Darüber hinaus verfügt der OTC-Markt über eine wesentlich größere Liquidität als der Börsenmarkt, wodurch Liquiditätsrisiken deutlich geringer sind. Lediglich die Preisgestaltung ist am OTC weniger eindeutig, wenngleich sich der OTC-Preis auf Grund von Arbitrage an der Börse orientiert. Der OTC-Spotmarkt bietet dem Anbieter alle Handelsstufen von Termin- und Day-Ahead-Markt bis hin zum Intradaymarkt bis 15 Minuten vor der untertägigen Fahrplanlieferung an den ÜNB. Die alleinige Restriktion der Produktgestaltung am OTC-Markt liegt in der viertelstündigen Auflösung der Bilanzkreisfahrpläne. Trotz der relativen, vertraglichen Freiheiten haben sich, analog zum Börsenmarkt, zusätzlich zu den komplexer strukturierten Nichtstandardprodukten mit beispielsweise Optionalitäten diverse handelbare Standardprodukte (z.B. Base, Peak, Einzelstunden etc.) am OTC-Markt etabliert. Anders als im börslichen Handel existiert im klassischen OTC-Handel kein Intermediär, sodass ein Anbieter hier auch Clearing - und Kreditrisiken in den Verträgen berücksichtigen muss. Als vertragliche Rahmengrundlage von physikalisch-erfüllten OTC-Geschäften dient heutzutage insbesondere der „European Federation of Energy Traders EFET - Rahmenvertrag über die Lieferung und Abnahme von Strom“, der unter anderem die vertraglichen Leistungsverpflichtungen von Lieferung und Abnahme des Stroms oder aber auch die Nichterfüllung regelt [EFE00]. Da im Weiteren Strom aus zivilrechtlicher Sicht eine Ware darstellt, sind Stromlieferungen demnach Warenlieferungen, auf die die kaufvertraglichen Regelungen der §§ 433 ff. BGB angewandt werden [SCH18].

Der Handel auf der europäischen Börsenplattform der EEX, respektive der EPEX Spot SE, unterliegt einer Vielzahl an Rechtsvorschriften. Während der Großteil der geltenden Rechtsvorschriften – beispielsweise die Börsenordnung – den Handel und die Organisation der Börse betreffen, sind im Wesentlichen das Börsengesetz (insb. §19 BörsG) und die Handelsbedingungen der EEX bzw. EPEX für den handelnden Anbieter relevant. Die Handelsbedingungen reflektieren u.a. die Regelungen des Börsengesetzes und umfassen darüber hinaus die Zulassung zum Handel, Regeln zur Abwicklung und Erfüllung von Handelsgeschäften oder aber auch konkrete Kontraktsspezifikationen [EEX20]. Um am Spothandel der EPEX teilzunehmen, muss ein Anbieter den Nachweis zur Eignung, definiert in den grundsätzlichen Zulassungsvoraussetzungen der EPEX Spot, erbringen. Dies umfasst zum Beispiel Anforderungen an die Zuverlässigkeit und ein gutes „Standing“, die Erfüllung nationaler- und internationaler Richtlinien (z.B. REMIT) und der technischen Anforderungen zum Handel [EPE20].

Der Handel der Flexibilität am Spotmarkt steht der Vermarktung über Dritte mit anderen Vermarktungsoptionen gegenüber, wie nachfolgend detaillierter erörtert wird. Die wesentlichen Unterschiede des Handels am Spotmarkt gegenüber "konservativerer" bzw. risiko-averserer Vermarktungsformen liegen im höheren Preisrisiko des volatilen Spotmarkts sowie dem zeitlichen und organisatorischen Aufwand der Handelsabwicklung. Neben dem erforderlichen organisatorischen Unterbau, der sich aus den Anforderungen der Handelsplätze ergibt, gelten für die meisten Akteure im Spothandel darüber hinaus Anforderungen an das Risikomanagement der Markt-, Kredit- und operationellen Risiken, die sich aus dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) ergeben. Ein adäquater Umgang mit den inhärenten Risiken im Umfeld des Energiehandels ist allerdings weniger eine neue Hürde, als eine in den meisten, gut geführten Unternehmen bereits umgesetzte Praxis, die über die Risikominderung hinaus einen potentiellen Wettbewerbsvorteil darstellt [SCH18].

7.1.2 Regelleistungsmärkte

Am institutionellen Regelleistungsmarkt schreiben Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Vorhaltung von Regelleistung aus, um unvorhergesehene Nachfrage und Angebotsüberhänge auf den Spotmärkten ausgleichen zu können. Je nach Ausprägung des Marktungleichgewichts wird unterschieden zwischen dem Einsatz positiver (Erzeugung steigern, Verbrauch senken) und negativer (Erzeugung senken, Verbrauch steigern) Regelleistung. Die maximale Einsatzzeit beschränkt sich auf die bilanzierte Viertelstunde, in der das Ungleichgewicht auftritt, sowie die nächsten drei darauffolgenden Viertelstunden. Abhängig von der Vorlaufzeit bis zum Abruf der Leistung, wird in die drei Regelreservearten Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden. Tabelle 2 fasst die Anforderungen der Reservearten zusammen.

Tabelle 2: Anforderungen Regelleistung (nach [ALE19; JOA17])

	Primärleistung	Sekundärleistung	Minutenreserve
Aktivierungszeit	< 30 sek	< 5 min	< 15 min
Abrufdauer	$0 < t < 15 \text{ min}$	$30 \text{ sek} < t < 1 \text{ h} \dots 4 \text{ h}$	$15 \text{ min} < t < 1 \text{ h} \dots 4 \text{ h}$
Abruf	automatisch	automatisch	manuell durch Übertragungsnetzbetreiber

Für jede Regelreserveart findet eine Ausschreibung durch den ÜNB statt, wobei für Sekundär- und Tertiärleistung der positive und negative Regelbedarf getrennt betrachtet wird (vgl. § 6 Abs. 3 StromNZV). Sobald ein Anbieter zur Vorhaltung von Regelleistung ausgewählt wurde, erhält dieser eine sichere Zahlung (Leistungspreis); kommt es zudem zu einem Regelleistungseinsatz, erhält der Anbieter darüber hinaus eine separate Einsatzvergütung für die tatsächlich geleistete Arbeit (Arbeitspreis).

Grundsätzlich ist jedem Anbieter von Flexibilitäten durch den ÜNB ein diskriminierungsfreier Zugang zum Regelleistungsmarkt zu ermöglichen (§ 22 Abs. 1 EnWG). Um als Anbieter aktiv am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, muss darüber hinaus eine technische Präqualifikation der entsprechenden Erzeugungs- oder Nachfragekapazitäten erfolgen. Hierbei werden für sämtliche Regelreservearten dem Anbieter Verpflichtungen hinsichtlich des Datenaustausches und der genutzten Informationstechnik (z.B. Punkt-zu-Punkt Verbindung zwischen ÜNB und Anbieter) auferlegt [50H19]. Insbesondere für das Themenfeld der Flexibilität sind die Konzeptionen zur Bündelung von Kleinstanlagen zu berücksichtigen, welche die Bündelung von Kleinstanlagen (≤ 25 kW) über öffentliches Internet bis zu 2 MW gestattet. Eine weitere Voraussetzung für eine erfolgreiche Präqualifizierung ist die Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers für Regelleistungsvorhaltung und –erbringung, mit der dieser bestätigt, dass die Regelleistung in seinem Netz transportiert werden kann. Die Präqualifikation kann für eine Reserveeinheit oder eine Reservergruppe beantragt werden. Reserveeinheiten bezeichnen einzelne oder mehrere aggregierte Technische Einheiten (Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchseinheiten, TE), die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben. Eine Reservergruppe bezeichnet aggregierte TEs und/oder Reserveeinheiten, mit unterschiedliche Netzanschlusspunkte.

Sofern die präqualifizierte Leistung der Mindestangebotsgröße der jeweiligen Regelreserveart entspricht, erfolgt der Abschluss eines Rahmenvertrages zwischen dem Anbieter elektrischer Flexibilität und dem Anschluss-ÜNB [50H20]. Vor einer Teilnahme sollte der Flexibilitätsanbieter jedoch bei den zu erwartenden Erlösen auftretende Opportunitätskosten berücksichtigen, da die vorgehaltene Kapazität nicht zeitgleich erlösoptimal auf dem Spotmarkt vermarktet werden kann.

7.2 Vermarktung der Flexibilität über einen dritten Dienstleister

Insbesondere für kleinere Anbieter von Flexibilitäten kann die Vermarktung über einen Dienstleister, sogenannte Aggregatoren bzw. virtuelle Kraftwerke eine attraktive Option darstellen, um Kosten und Risiken zu minimieren. Durch das Aggregieren mehrerer Kleinstanbieter zu einem Pool kann der Dienstleister seinerseits Risiken und Betriebskosten optimieren und Portfolioeffekte nutzen.

7.2.1 Spotmärkte

Zur Vermarktung von Flexibilität an den Spotmärkten über einen Drittanbieter ist neben den bereits aufgeführten allgemeingültigen Rahmenbedingungen zur Teilnahme an den Märkten insbesondere die Übertragung der Rechte und Pflichten an den Dienstleister relevant. Hierfür können Anbieter der Flexibilität im Sinne eines Betriebsführungscontractings gemäß DIN 8930-5 einen Vertrag mit einem Dienstleister (Contractor) schließen mit dem Ziel der technisch-wirtschaftlichen Optimierung der Betriebsweise der bestehenden Anlagen ohne Eingriff in die Eigentumsverhältnisse. Die vertragliche und preisliche Ausgestaltung eines derartigen Contractings ist dabei vielseitig möglich und besteht hierbei meist aus

Pauschalbeträgen und Preisen für einzelne Dienstleistungen oder aus speziellen Profit-Sharing-Modellen [BUN18c].

7.2.2 Regelleistungsmärkte

Für die Bereitstellung von Regelleistung über einen Dienstleister muss beim Anbieter von Flexibilität eine Zählerstandsgangmessung oder eine registrierende Leistungsmessung möglich sein. Dies ist unter anderem gegeben, wenn der Anbieter mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, da in diesem Fall die Messung der entnommenen Elektrizität unabhängig von dem Jahresverbrauchswert durch eine Zählerstandsgangmessung zu erfolgen hat (vgl. § 55 Abs. 1 Nr. 2 MsbG). Besitzt der Anbieter ein intelligentes Messsystem oder wird eine registrierende Leistungsmessung durchgeführt, muss von den beteiligten Parteien (Lieferant, Bilanzkreisverantwortliche und ÜNB) gegen ein angemessenes Entgelt die Erbringung von Tertiär- und Sekundärregelleistung über einen anderen Bilanzkreis ermöglicht werden (§ 26a StromNZV). Der andere Bilanzkreis kann in diesem Fall der Bilanzkreis des Dienstleisters sein.

Zur vertraglichen Ausgestaltung der Erbringung von Regelleistung über einen anderen Bilanzkreis wurde gemäß § 27 Abs 1 Nr. 23 StromNZV durch die BNetzA mit dem Beschluss Az. BK6-17-046 Regelungen über den Austausch der erforderlichen Informationen zwischen den beteiligten Parteien sowie die Bilanzierung der Energiemengen festgelegt [BUN17].

Regelung zur Erbringung von Sekundär- und Tertiärregelleistung durch Letztverbraucher in Stromlieferverträgen					
Tenzorziffer III.1	Tenzorziffer III.2	Tenzorziffer III.3	Tenzorziffer III.4	Tenzorziffer III.5	Tenzorziffer III.6
Informationsaustausch zwischen Verbraucher und Lieferant	Umfang der Lieferung für den Abrufzeitraum	Mitteilungspflichten des Verbrauchers im Falle der Online-Bewirtschaftung	Einschränkung der Steuerung des Verbrauchers	Grundsatz der Bilanzkreis-korrektur	Abrechnung der Energiemengen

Abbildung 9: Regelung zur Erbringung von sekundär- und Tertiärregelleistung nach Beschluss Az. BK6-17-046

Tenzorziffer III.1 der Festlegung regelt den Informationsaustausch zwischen Letztverbraucher und Lieferant. Darunter fallen unter anderem die Anforderung, dass eine geplante Regelleistungserbringung sechs Wochen vor Beginn der ersten Bereitschaftszeit an den Stromlieferanten zu erfolgen hat sowie die an den Lieferanten zu übertragenden Informationen und dessen Reaktionsmöglichkeiten.

Die Tenzorziffer III.2 legt den Umfang der Lieferung des Stromlieferanten für die Viertelstunden des Abrufzeitraumes fest. Grundsätzlich ist der Lieferant für die elektrische Versorgung der am Regelleistungsmarkt vermarkteten TE verantwortlich. Um den Lieferanten bei einem Einsatz von Regelleistung möglichst so zu stellen, wie er ohne die Regelenergievermarktung durch den Letztverbraucher stünde, erfolgt die Lieferung durch nachträgliche Fahrplananpassung im Rahmen der Bilanzkreis-korrektur (siehe Tenzorziffer III.5). Bezugspunkt für die Bilanzkreis-korrektur ist die vom Letztverbraucher zu bestimmende Baseline, welche seinen Verbrauch ohne den Einsatz von Regelleistung abbildet.

Tenziffer III.3 regelt die Mitteilungspflichten des Letztverbrauchers im Falle der Online-Bewirtschaftung durch den Lieferanten.

Die Tenziffer III.4 ermächtigt den Letztverbraucher, den steuernden Zugriff des Lieferanten während der Regelleistungsvermarktung auf die TE auszuschließen, um einen Vertragsbruch gegenüber dem ÜNB oder Aggregator auszuschließen.

Unter der Tenziffer III.5 wird der Grundsatz der Bilanzkorrektur beschrieben. Der Bilanzkreisausgleich des Lieferanten erfolgt durch eine nachträgliche korrespondierende Fahrplanänderung. Beim Einsatz positiver Regelleistung wird Energie aus dem Bilanzkreis herausgebucht, beim Einsatz negativer Regelleistung wird Energie in den Bilanzkreis des Lieferanten hineingebucht.

Zur Abrechnung der gelieferten Energiemengen sind in Tenziffer III.6 die Zahlungen des Anbieters an den Lieferanten geregelt. Die durch den Beschluss der BNetzA entstehenden Pflichten kann ein Anbieter von Flexibilität auf einen Dienstleister vertraglich abwälzen. Dieser übernimmt beispielsweise die Bestimmung der Baseline des Anbieters und die Bilanzkreiskorrektur.

Ein Dienstleister muss für jede RE oder RG, welche für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung vermarktet werden soll, vorab einen Präqualifikationsprozess durchführen, siehe Abschnitt 7.1. Nach Abschluss sämtlicher Präqualifikationen ist das Gesamtsystem des Anbieters präqualifiziert [SCH16a]. Zur Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren muss dieser noch den bereits erwähnten Rahmenvertrag für die jeweilige Reserveart mit dem Anschluss-ÜNB schließen.

8 Literaturverzeichnis

[50H19] 50hertz; amprion; TENNET; TRANSNET BW (Hg.) (2019): Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenbieters zur Erbringung von Regelreserve. Online verfügbar unter www.regelleistung.net.

[50H20]. 50hertz; amprion; TENNET; TRANSNET BW (2020): Gemeinsame Ausschreibung Sekundärregelleistung. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>.

[ALE19] Alexander Sauer, Eberhard Abele, Hans Ulrich Buhl (2019): ENERGIEFLEXIBILITÄT IN DER DEUTSCHEN INDUSTRIE. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung | SynErgie.

[ART20] Artjom Maksimenko (2020): Sonnen und Next bündeln Kleinanlagen für Regelenergiemarkt. Hg. v. energate gmbh. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/205675/sonnen-und-next-buendeln-kleinanlagen-fuer-regelenergiemarkt>.

[BAR15] Barbara Schlomann; Katharina Wohlfarth; Heinrich Kleeberger; Lukas Hardi; Bernd Geiger; Antje Pich et al. (2015): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Schlussbericht. Hg. v. Fraunhofer ISI, IfE, GfK und IREES.

[BEN19] Benjamin Chini; Laura Fleischmann; Lars Hofacker (2019): EHI Studie: Energiemanagement im Einzelhandel 2019. Forschungsergebnisse zur Energieeffizienz im Einzelhandel.

[BUN14] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (Hg.) (2014): Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Zertifikate_CC/PP/aktuell/PP_0073.html.

[BUN15a] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (Hg.) (2015): Technische Richtlinie. BSI TR-03109. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinie_n/TR03109/TR03109.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

[BUN15b] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (Hg.) (2015): TR-03109-6. Smart Meter Gateway Administration. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinie_n/TR03109/TR-03109-6-Smart_Meter_Gateway_Administration.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

[BUN20a] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (2020): Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme. Markterklärung für iMSys. Online verfügbar unter

https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Einbau_01_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 23.09.2020.

[BUN05]. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz. EnWG.

[BUN20b]. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2020): Stromsteuergesetz (StromStG). StromStG.

[BUN20c]. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV). NAV.

[BUN16]. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile. LSV.

[BUN20d] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur (Pressemitteilung). Gesetz (GEIG) Gesetzentwurf der Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gebaeude-elektromobilitaetsinfrastruktur-gesetz.html>, zuletzt geprüft am 02.02.2021.

[BUN19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Flexibilität intelligent in die Verteilernetze integrieren, Elektromobilität und Sektorkopplung voranbringen: das Instrument „Spitzenglättung“. Diskussionspunkte zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für flexible Verbraucher in den Niederspannungsnetzen. Online verfügbar unter https://www.bne-online.de/fileadmin/documents/AG_INuZ_191014_Diskussionspunkte-Spitzenglaettung.pdf, zuletzt geprüft am 23.09.2020.

[BUN20e] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Pressemitteilung. Startschuss für den Einbau intelligenter Messsysteme - Rollout beginnt. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200131-startschuss-fuer-den-einbau-intelligenter-messsysteme-rollout-beginnt.html>.

[BUN18a] Bundesnetzagentur (2018): Übertragung der Grundzuständigkeit. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzzugang_Messwesen/Mess-undZaehlwesen/UebertragungGrundzustaendigkeit/Ubertragung_node.html.

[BUN20f] Bundesnetzagentur (2020): Redispatch. Hg. v. Bundesnetzagentur. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, zuletzt geprüft am 28.01.2020.

- [BUN18b] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2018): Monitoringbericht 2018. Hg. v. Bundeskartellamt Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7.
- [BUN17] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hg.) (2017): Beschluss Az. BK6-17-046. Online verfügbar unter https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Englisch/Policy_Papers/BNetzA_BK6_17_046_Beschluss_vom_14_09_2017.pdf.
- [BUN18c] Bundesverband Materialwirtschaft, Einkauf und Logistik e.V. (Hg.) (2018): Strategischer Energieeinkauf. Energieeinkauf – kostengünstig, nachhaltig und zukunftsfähig. Online verfügbar unter <https://efi-net.de/wp-content/uploads/2019/02/BME-Leitfaden-Strategischer-Energieeinkauf.pdf>.
- [CHR19] Christoph M. Schwarzer (2019): Plug & Charge: Wann wird das Laden endlich einfach? Ankommen, einstöpseln, fertig – die ISO 15118 soll das Ladeerlebnis komfortabel machen. Hg. v. electrive.net. Online verfügbar unter <https://www.electrive.net/2019/09/29/plug-charge-wann-wird-das-laden-endlich-einfach/>.
- [CON14a] Connect Energy Economics GmbH (2014): LEITSTUDIE STROMMARKT. ARBEITSPAKET OPTIMIERUNG DES STROMMARKTDESIGNS. Connect Energy Economics GmbH.
- [CON14b] Consentec GmbH (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Consentec GmbH.
- [DEN16] dena (2016): Demand Side Management – Unternehmen als Anbieter für Flexibilität im Energiesystem. Ergebnisse aus dem Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg.
- [DÖR18] Döring, Michael; Beier, David; Burges, Karsten; Croneberg, Andreas; Lüdorf, Karten; Maurer, Christoph et al. (2018): Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz. Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs. Endbericht. Hg. v. Ecofys Germany GmbH. Ecofys Germany GmbH. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 25.02.2021.
- [EEX20] eex (Hg.) (2020): Bedingungen für den Handel. Online verfügbar unter https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Rules/Trading_Conditions/20201001_EEX_Handelsbedingungen_0056a_D_FINAL.pdf.

- [EFE00] EFET (Hg.) (2000): European Federation of Energy Traders. Rahmenvertrag über die Lieferung und Abnahme von Strom. Online verfügbar unter <https://www.efet.org/energy-markets/electricity-market/general-market-design-and-governance/>.
- [ENT21] Entelios AG (2021): Entelios - Products & services - Flexibility. Online verfügbar unter <https://www.entelios.com/en/products--services/flexibility/>, zuletzt geprüft am 02.02.2021.
- [EPE20] EPEX Spot SE (Hg.) (2020): EPEX Spot Draft Exchange Rules. Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/en/downloads#rules-fees-processes>.
- [FRA17] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES (2017): Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien. Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107.
- [GES15] Geschäftsstelle IKT für Elektromobilität II (2015): Elektrofahrzeuge als Systemdienstleister? Herausforderungen ihrer Integration in intelligente Netze. Unter Mitarbeit von Heiko Loskill.
- [HAD21] Hadlak, Mattias; Reinhold, Christian; Ries, Jonathan; Schäfer, Malte; Siemon, Lukas; Uhlig, Benjamin (2021): Potenzialanalyse.
- [HIR17] Hirth, Lion (2017): Engpassmanagement. Strommarkttreffen, 2017. Online verfügbar unter https://www.strommarkttreffen.org/2017-01-13_1_Lion_Hirth-Einspeisemanagement_Strommarkttreffen.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2019.
- [INT21] International Energy Agency (IEA) (2021): Demand Response. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/demand-response>, zuletzt geprüft am 02.02.2021.
- [JED19] Jeddi, Samir; Sitzmann, Amelie (2019): Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. In: *Z Energiewirtschaft* 43 (4), S. 245–267. DOI: 10.1007/s12398-019-00265-6.
- [JOA17] Joachim Bertsch; Gilbert Fridgen; Thomas Sachs; Michael Schöpf; Helena Schweter; Amelie Sitzmann (2017): Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität. Status-Quo-Analyse und Metastudie.
- [KOP19] Kopernikus Projekt SynErgie (Hg.) (2019): Positionspapier zu regulatorischen Änderungen.
- [MIK19] Mike Elsner (2019): Schalten und Steuern mit dem intelligenten Messsystem. Hg. v. VDE|FNN. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/lastenhefte/steuerbox>.
- [REG20] Regelleistung.net (2020): Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart.
- [REI15] Reichelstein, Stefan; Sahoo, Anshuman (2015): Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. In: *Energy Economics* 48, S. 97–108. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.12.005.
- [SCH13] Schmitz, Karin; Weber, Christoph (2013): Ausgestaltung von Strommärkten im Hinblick auf ein geeignetes Engpassmanagement. NaREM Abschlussworkshop. Universität

Duisburg-Essen; Lehrstuhl für Energiewirtschaft. Essen, 2013. Online verfügbar unter https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/_migrated/content_uploads/070513NaremAWS_Schmitz_EWL.pdf, zuletzt geprüft am 28.01.2020.

[SCH16a] schnurre, sebastian (2016): Branchenleitfaden. Regelleitsungerbringung durch Drittpartei-Aggregatoren gem. § 26a StromNZV. Online verfügbar unter https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Englisch/Policy_Papers/Branchenleitfaden_Drittpartei-Aggregator.pdf.

[SCH14] Scholz, Yvonne (2014): Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Schlussbericht. Institut für Technische Thermodynamik. Hannover, Stuttgart. Online verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e01fb14/792483081.pdf>.

[SCH16b] Schwab, Bernhard (2016): 10.000-Häuser-Programm EnergieBonusBayern. Förderrichtlinien zur Durchführung des bayerischen 10.000-Häuser-Programms. Unter Mitarbeit von Bernhard Schwab. Hg. v. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. München. Online verfügbar unter https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1783/10.000-Haeuser-Programm_-_Richtlinie.pdf, zuletzt geprüft am 16.09.2020.

[SCH18] Schwintowski, Hans-Peter; Scholz, Frank; Schuler, Andreas (Hg.) (2018): Handbuch Energiehandel. Unter Mitarbeit von Britta Berlinghof, Jörg Fried, Philipp A. Härle, Kai Hufendiek, Thomas Pilgram und Henrik Specht. Erich-Schmidt-Verlag. 4., völlig neu bearbeitete Auflage. Berlin: Erich Schmidt Verlag. Online verfügbar unter <http://www.esv.info/978-3-503-17613-7>.

[STE20] Stede, Jan; Arnold, Karin; Dufter, Christa; Holtz, Georg; Roon, Serafin von; Richstein, Joern Constantin (2020): The Role of Aggregators in Facilitating Industrial Demand Response: Evidence from Germany. In: *SSRN Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.3520592.

[VDE19a] VDE|FNN (Hg.) (2019): Lastenhefte und Leitfäden. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/alle-unterlagen-auf-einen-blick>.

[VDE19b] VDE|FNN (2019): Netzintegration Elektromobilität. Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen.

[VDE18], 11/2018: VDE-AR-N 4110 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb. Online verfügbar unter <https://www.vde-verlag.de/normen/0100495/vde-ar-n-4110-anwendungsregel-2018-11.html>.

[VER16] Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) (2016): Positionspapier des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) zum GDEW und MsbG. Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) - Überblick relevanter Punkte. Hg. v. Verband kommunaler Unternehmen e.V. Online verfügbar unter <https://www.stw->

badnes.de/de/Strom/Netz/Messstellenbetrieb/160923-VKU-Infoblatt-GDEW-MsbG-FINAL.PDF, zuletzt geprüft am 23.09.2020.

[WIN11] Winter, Wilhelm; Neddermann, Bernd; Knorr, Kaspar; Grave, Katharina; Lindenberger, Dietmar (2011): Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft : ZfE* 35 (2), S. 139–153.

[ZEI18] Zeiselmair, Andreas; Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Wohlschlage, Daniela; Müller, Mathias (2018): Altdorfer Flexmarkt. Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft e.V. (FfE).

[ZEI19] Zeiselmair, Andreas; Bogensperger, Alexander; Müller, Mathias; Köppl, Simon (2019): Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. Hg. v. et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/902-erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung>.