

Arbeitspapier

Kapazitätsauslegung und -allokation bei Stromverteilnetzen unter Berücksichtigung neuer Lasten aus dem Verkehrs- und Wärmesektor

Eine (institutionen-)ökonomische Analyse

Autoren: Nils Bieschke, Lukas Vorwerk und Thorsten Beckers
Technische Universität Berlin
Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) / IM-VP

Erstellt im Rahmen des Kopernikus-Projektes „Energiewende-Navigationssystem zur Erfassung, Analyse und Simulation der systemischen Vernetzungen“ (ENavi), gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)

Berlin, Juli 2018

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Grundlagen	1
1.1	Technisch-systemische Grundlagen und Entwicklungen sowie institutionelle Rahmenbedingungen	1
1.2	Zentrale Fragestellungen sowie Methodik und Vorgehen	4
1.3	Zielsystem der Analyse	6
2	Kapazitätsauslegung bei Stromverteilnetzen – Allokationsmechanismen als Alternative zum Netzausbau	9
3	Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen.....	12
3.1	Zentrale Gestaltungsoptionen.....	12
3.2	Gründe für den Rückgriff auf Kapazitätsbänder sowie deren grundlegende Ausgestaltung.....	16
3.3	Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsbänder mit unsicherer Verfügbarkeit.....	20
3.4	Weitere institutionelle Gestaltungsfragen bezüglich organisatorischer Aspekte	26
3.5	Exkurs: Interdependenzen zur Finanzierung von Fixkosten im Stromnetzbereich	28
4	Fazit und Ausblick.....	29
	Literaturverzeichnis.....	31

1 Einleitung und Grundlagen¹

Mit der Energiewende hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, das gegenwärtige Energiesystem derart zu transformieren, dass es weitgehend ohne CO₂-Emissionen auskommt und umfangreich auf erneuerbaren Energien basiert. Während dieser Transformationsprozess im Stromsektor stetig voranschreitet, gestaltet sich die Umstellung des Mobilitätsbereichs und der Wärmevorsorgung auf klimaschonende Technologien ungleich schwieriger.² Die verschiedenen energiewirtschaftlichen Szenariorechnungen zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele weisen daraufhin, dass neben einer erheblichen Steigerung der Energieeffizienz die erneuerbare Stromerzeugung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen auch für die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors einen wesentlichen Schlüssel darstellt.³ Im Zuge der sog. Sektorenkopplung wird daher eine umfangreiche Elektrifizierung dieser Sektoren angestrebt, was nicht zuletzt auch in (Privat-)Haushalten Investitionen in „neue“ Technologien erfordert.⁴ BCG / PROGNOSES (2018) schätzen, dass für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 etwa 26 Millionen konventionelle Pkw durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden und ca. 14 Millionen dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden installiert werden müssen. Um diese Endgeräte mit erneuerbarem Strom zu versorgen, bedarf es nicht nur eines umfassenden Ausbaus der Windenergie und Photovoltaik, sondern auch entsprechender Transportkapazitäten in den Stromnetzen. Dieses Arbeitspapier befasst sich daher mit den Herausforderungen, die sich bei der Integration von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in die Stromnetze ergeben, wobei der Fokus auf der Verteilnetzebene liegt, wo diese Endgeräte unmittelbar angeschlossen sind. Im Folgenden werden dazu zunächst die künftigen technisch-systemischen Entwicklungen in Verteilnetzen näher erläutert und zentrale Fragestellungen abgeleitet, um darauf aufbauend im weiteren Verlauf dieses Arbeitspapiers Lösungsoptionen für die Einbindung der „neuen Lasten“ in das Stromsystem aufzuzeigen. Im Mittelpunkt stehen dabei insbesondere Kapazitätsallokationsmechanismen, die potentiell eine wichtige institutionelle Maßnahme für eine effiziente und effektive Integration von Elektromobilität und dezentralen Power-to-Heat-Anlagen bzw. Wärmepumpen in die Stromverteilnetze darstellen können.

1.1 Technisch-systemische Grundlagen und Entwicklungen sowie institutionelle Rahmenbedingungen

In (Privat-)Haushalten werden grundsätzlich eine Vielzahl verschiedener Endgeräte verwendet, die auf Strom als einen essentiellen Input zurückgreifen. Diese Endgeräte beziehen bei gewöhnlichen Haushaltskunden ihren Strom – wenn von Eigenverbrauchslösungen abgesehen wird – in aller Regel

¹ Nils Bieschke ist Hauptautor dieses Arbeitspapiers. Er hat sowohl die Konzeption, Strukturierung sowie die inhaltlichen Analysen im Wesentlichen erarbeitet als auch überwiegende Teile des Textes verfasst und hat somit einen substanziellen Beitrag zu diesem Arbeitspapier geleistet. Lukas Vorwerk hat bei den Analysen unterstützend mitgewirkt und einzelne Textpassagen verfasst. Prof. Dr. Thorsten Beckers hat insbesondere bei der Konzeption und Strukturierung der betrachteten Themenkomplexe sowie bei den Analysen unterstützend mitgewirkt.

² Vgl. UMWELTBUNDESAMT (2018) sowie AEE (2017) und AEE (2015).

³ Vgl. z. B. FRAUNHOFER IWES ET AL. (2015), FRAUNHOFER ISI ET AL. (2017) und BCG / PROGNOSES (2018).

⁴ Größere Nachfrager wie bspw. Industriekunden werden in diesem Arbeitspapier nicht weiter betrachtet.

über den jeweiligen Hausanschluss aus dem Stromverteilnetz und sind auf diese Weise mit dem Stromsystem verbunden. „Neue“ Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, die – wie einführend bereits dargestellt – in Zukunft voraussichtlich in Haushalten umfangreich zum Einsatz kommen werden, unterscheiden sich dabei in einigen wesentlichen Eigenschaften von den bisher vorherrschenden „klassischen“ Haushaltanwendungen. Zunächst gilt dies einmal für den Bedarf an Strommengen und die Höhe der Last, die bei einem Strombezug aus dem Verteilnetz auftreten kann. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen weisen bei einer üblichen Verwendung im Vergleich zu den klassischen Endgeräten im Haushalt wie Kühlschränken, Waschmaschinen etc. sowohl einen höheren Bedarf an Strom als auch – jedenfalls sofern bspw. bei Elektrofahrzeugen gewisse Geschwindigkeiten beim Ladevorgang erreicht werden sollen – eine höhere Last auf.⁵ Weiterhin besteht ein Unterschied hinsichtlich des zeitlichen Verhältnisses zwischen dem Strombezug aus dem Verteilnetz und der Stromnutzung des Endgerätes bzw. der Nutzung des Endgerätes durch die Nachfrager.⁶ Bei klassischen Haushaltanwendungen finden die beiden Prozesse, Stromnutzung des Endgerätes und Strombezug aus dem Verteilnetz, üblicherweise gleichzeitig statt, sodass mit einer Verschiebung des Strombezugs unweigerlich eine Verschiebung der Endgerätenutzung einhergeht. Bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen hingegen besteht durch den Batterie- bzw. Wärmespeicher beim Strombezug aus dem Verteilnetz in zeitlicher Hinsicht ein gewisses technisches Verschiebepotential, ohne dass damit zwangsläufig eine Verschiebung der gewünschten Nutzung bzw. Verwendung des Endgerätes durch den Nachfrager verbunden ist.

In welchem Umfang das Verschiebepotential von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen unter ökonomischen Gesichtspunkten tatsächlich ausgeschöpft werden kann, hängt neben den technischen Eigenschaften der Endgeräte auch von den Charakteristika und Präferenzen der jeweiligen Nachfrager ab. Grundsätzlich dürften Nachfrager unterschiedliche Präferenzen bezüglich der Zeiten, in denen sie ihre Endgeräte verwenden möchten, haben. Kann ein Endgerät zu einem gewünschten Zeitpunkt wiederum nicht eingesetzt werden, gehen damit in jedem Fall Kosten in Form von Nutzenverlusten für den Nachfrager einher. Ferner dürften Nachfrager es wertschätzen, wenn für sie eine gewisse Verlässlichkeit bezüglich der Nutzbarkeit von Endgeräten besteht, da ansonsten zusätzliche Transaktionskosten (z. B. infolge von Unsicherheiten oder für die Beschaffung von Informationen über die Zeiträume, in denen die Verwendung der Endgeräte möglich ist) anfallen. Nichtsdestotrotz weisen einzelne Nachfrager letztlich unterschiedlich hohe Zahlungsbereitschaften für die Nutzung ihrer Endgeräte zu bestimmten Zeiten auf und die Zahlungsbereitschaft eines einzelnen Nachfragers dürfte sich zudem im Zeitverlauf ändern. Entscheidend ist jedoch im Endeffekt, dass im Gegensatz zu der klaren Präferenz, in bestimmten Zeiten ein Endgerät möglichst uneingeschränkt nutzen zu können, der Zeitpunkt des Strombezugs aus dem Verteilnetz durch das Endgerät für Nachfrager lediglich von zweitrangiger Bedeutung sein dürfte, sofern damit keine höheren Kosten des Strombezugs oder Nutzenverluste aufgrund von zeitlichen Änderungen bei der geplanten Anwendung des Endgerätes

⁵ Vgl. z. B. MOSER ET AL. (2015) und LIEBE / WISSNER (2015).

⁶ Vgl. MOSER ET AL. (2015, S. 42).

einhergehen.⁷ Folglich können zwar das Ausmaß und die Zeiten, in denen eine Verschiebung der durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hervorgerufenen Lasten aus ökonomischer Sicht sinnvoll möglich ist, bei einzelnen Nachfragern je nach deren Präferenzen variieren, eine gewisse zeitliche Flexibilität bezüglich des Strombezugs dieser Endgeräte dürfte aber in jeden Fall gegeben sein.

Den zwar hohen, aber durchaus in gewissem Maße flexiblen Lasten, die sich aus dem vermehrten Einsatz von Elektromobilität und Power-to-Heat-Anwendungen in Haushalten ergeben, steht künftig aller Voraussicht nach infolge des erheblichen Zubaus von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ein zunehmend volatiles, wenig steuerbares Stromerzeugungsangebot gegenüber.⁸ Zumindest der vergleichsweise flexible Teil der Stromnachfrage kann und sollte deshalb möglichst in die Zeiten verschoben werden, in denen dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen in einem nennenswerten Umfang Strom produzieren.⁹ Als ein Indikator für Knappheiten oder „Überschüsse“ auf der Erzeugungsseite kann dabei der jeweilige Preis an den Spotmärkten der Strombörse dienen. Häufig wird daher gefordert, dass der Spotmarktpreis für Strom umfassender als dies bislang der Fall ist auch an Haushaltskunden „durchgereicht“ wird, um das gewünschte flexible Nachfrageverhalten zu induzieren.¹⁰ Damit Konsumenten ihr Nachfrageverhalten tatsächlich anpassen, muss allerdings darüber hinaus gewährleistet sein, dass die Preisschwankungen am Spotmarkt eine ausreichende Höhe aufweisen¹¹ und – im Gegensatz zum Status quo – der Stromverbrauch auch in entsprechender Auflösung gemessen werden kann. Die Bedingungen werden für die weiteren Analysen in diesem Arbeitspapier als erfüllt angenommen, um vor allem auch die Auswirkungen, die sich infolge einer potentiell erhöhten Gleichzeitigkeit des ansonsten eher stochastischen Verhaltens von Stromnachfragern durch die Koordination über den zentralen Strompreis ergeben, zu berücksichtigen. Insbesondere können daraus Herausforderungen mit Bezug zur Kapazitätssituation in den Stromnetzen entstehen, wobei in diesem Arbeitspapier die Kapazitätsauslegung und mögliche Engpässe auf der Verteilnetzebene im Fokus stehen, während die Übertragungsnetze nicht betrachtet werden.¹² Auch auf die Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen beim Kapazitätsausbau sowie im Betrieb wird nicht eingegangen.

Abschließend sei angemerkt, dass die in diesem Abschnitt beschriebenen technisch-systemischen Entwicklungen und Veränderungen auf der Nachfrageseite in den verschiedenen Stromverteilnetzen in unterschiedlicher Ausprägung auftreten werden. Ursache hierfür sind einerseits Differenzen in der Nachfragerstruktur und andererseits Unterschiede hinsichtlich der bisherigen Kapazitätsauslegung in

⁷ Wird den Nachfragern eine gewisse Risikoaversion unterstellt, dürfte unter der Annahme ansonsten konstanter Kosten vermutlich eher eine Präferenz für einen zeitlich früheren Strombezug vorliegen. Ein solches Verhalten könnte auch über den damit entstehenden Optionsnutzen erklärt werden.

⁸ Für die Analysen in diesem Arbeitspapier wird grundsätzlich die Annahme getroffen, dass – analog zum institutionellen Status quo – der Ausgleich der Systembilanz weiterhin auf zentraler Ebene und in einer größeren räumlichen Auflösung als die später betrachteten Verteilnetzgebiete erfolgt.

⁹ Vgl. FRAUNHOFER ISI ET AL. (2017).

¹⁰ Vgl. DALLINGER / WIETSCHEL (2012) und SCHREIBER (2017).

¹¹ Vgl. HE ET AL. (2013) und LAYER / FEURER / JOCHEM (2017).

¹² Hinsichtlich der Übertragungsnetzebene wird für die weiteren Analysen grundsätzlich der institutionelle Status quo angenommen.

den Verteilnetzen. In der Folge wird die Heterogenität zwischen den Netzgebieten und ggf. auch innerhalb von Verteilnetzen zukünftig tendenziell zunehmen.

1.2 Zentrale Fragestellungen sowie Methodik und Vorgehen

ZENTRALE FRAGESTELLUNGEN

In Folge der im vorigen Abschnitt beschriebenen technisch-systemischen Entwicklungen im (dezentralen) Energiesystem, also insbesondere dem weiteren Ausbau von dargebotsabhängigen und damit volatil einspeisenden erneuerbaren Energien sowie der erwarteten Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen, die einen Teil der Dekarbonisierungsstrategie für den Mobilitäts- und Wärmesektor darstellen und gleichzeitig als neue laststarke Verbraucher auftreten werden, stellt sich die Frage nach dem zukünftigen Kapazitätsbedarf in Stromverteilnetzen. Aus einer technischen Perspektive bestehen in dieser Hinsicht verschiedene Handlungsoptionen. Einen möglichen Ansatz stellt die Ausweitung der Kapazität der Betriebsmittel dar, was im Folgenden als Verteilnetzausbau bezeichnet wird. Bestehen aufgrund einer hohen Gleichzeitigkeit der Nachfrage „lastgetriebene“ Engpässe¹³ im Verteilnetz oder werden diese prognostiziert, d. h. in einem lokalen Gebiet im Verteilnetz würde eine zu hohe Last zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. in einem bestimmten Zeitintervall auftreten und die „hinter“ diesem Engpass befindlichen Endgeräte könnten somit aufgrund von Knappheiten bei der Verteilnetzkapazität nicht mehr aus dem zentralen Stromsystem bedient werden, besteht als eine weitere Handlungsoption die Möglichkeit, diese Engpässe (in einem begrenzten Umfang) zuzulassen. Die Allokation der verfügbaren Verteilnetzkapazität auf die Nachfrager müsste in diesem Fall über einen sog. Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgen.

Auf Basis dieser Überlegungen können zwei zentrale Fragestellungen abgeleitet werden, die in diesem Arbeitspapier untersucht werden sollen:

- Welche Optionen bestehen bei der Ausgestaltung des institutionellen Rahmens für die Kapazitätsbereitstellung in Stromverteilnetzen? Dabei wird sich auf die Frage fokussiert, in welchem Maße bei der Kapazitätsauslegung auf Verteilnetzausbau zurückgegriffen und in welchem Umfang „lastgetriebene“ Engpässen zugelassen werden sollten, bei denen dann unter Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen die knappe Kapazität alloziert wird. Aus einem institutionellen Blickwinkel lässt sich dieser Aspekt als ein Teilbereich bei der Gestaltung der Regulierung von Stromverteilnetzbetreibern einordnen. In diesem Arbeitspapier soll jedoch keine vollumfassende Analyse dieser Fragestellung erfolgen, sondern die Betrachtung dient vielmehr dem Zweck, mögliche Anwendungsfälle für Kapazitätsallokationsmechanismen zu identifizieren.
- Die zweite zentrale Fragestellung betrifft das Design von Allokationsmechanismen für Verteilnetzkapazitäten und steht im Fokus dieses Arbeitspapiers. In dieser Hinsicht sollen verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten aufgezeigt, analysiert und bewertet werden. Damit

¹³ In diesem Arbeitspapier wird grundsätzlich nur von Verteilnetzengpässen gesprochen. Die technischen Details und auch mögliche Ursachen von Engpässen werden nicht weiter betrachtet.

einhergehend wird auch die grundsätzliche Frage nach den Anschlussrechten für neue Endgeräte im Bereich der Stromverteilnetze und die Organisation der Steuerung dieser Endgeräte diskutiert.

Die beiden zentralen Fragestellungen weisen Interdependenzen sowohl zur Frage der Finanzmittelerhebung für die Finanzierung von Fixkosten des Stromsystems im Allgemeinen und der Stromverteilnetze im Speziellen als auch zur Transformation bzw. Dekarbonisierung des Energie- bzw. Stromsystems auf, weshalb diese Aspekte ebenfalls in den Analysen mitberücksichtigt werden.

METHODIK UND VORGEHEN

Die Untersuchung der dargestellten Fragestellungen erfolgt anhand einer Analyse der Eignung verschiedener Koordinationsformen¹⁴ und damit zusammenhängend der Zuordnung von unterschiedlichen Entscheidungskompetenzen und -rechten an Akteure. Für die Bewertung der Modelle bzw. der Eignung einzelner Politik- und Regulierungsmaßnahmen wird vor allem auf Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik (NIÖ) zurückgegriffen. Dabei wird das im nächsten Abschnitt erläuterte Zielsystem verwendet. Bedeutsame Einflussfaktoren auf die Eignung verschiedener Koordinationsformen sind die jeweiligen Sektor- und Transaktionseigenschaften. Diese hängen wiederum im Wesentlichen vom zugrunde liegenden technischen System inklusive der Nachfrageseite, welches in Abschnitt 1.1 bereits dargestellt wurde, ab. Weiterhin sind die Eigenschaften der betrachteten Akteure zu beachten. Auf diese wird in den nachfolgenden Abschnitten jeweils im Rahmen der entsprechenden Analyseschritte hingewiesen.

Die erste zentrale Fragestellung bezüglich der Gestaltung des institutionellen Rahmens für die Kapazitätsbereitstellung bei Stromverteilnetzen und dabei insbesondere die Abwägungsfrage zwischen Kapazitätsausbau und Kapazitätsallokation wird, wie bereits oben beschrieben, in diesem Arbeitspapier nur kurz in Abschnitt 2 diskutiert. Der Fokus des Arbeitspapiers liegt auf der zweiten Fragestellung, die im dann nachfolgenden Abschnitt 3 ausführlich untersucht wird. Für die Durchführung der Analysen in Abschnitt 3 werden verschiedene Annahmen getroffen mit dem Ziel, die Komplexität der Betrachtung auf ein handhabbares Maß zu reduzieren. Diese Annahmen werden im Laufe der Untersuchung zum Teil schrittweise aufgelöst. Durch dieses sukzessive Steigern der Komplexität soll auch die Nachvollziehbarkeit hinsichtlich der Ursachen einzelner Effekte erhöht werden. Folgende recht restriktive Annahmen, die derzeit noch keineswegs dem technischen Standard entsprechen, werden zunächst für die Analysen getroffen:

- Annahmen zum technischen System:
 - Die Beobachtbarkeit der Verteilnetze ist uneingeschränkt (in „real time“) gegeben, d. h. die Verteilnetzbetreiber können die Netzzustände in ihrem Verteilnetz messen und damit auch die Netzauslastung und Belastung einzelner Betriebsmittel zu jedem Zeitpunkt bestimmen.

¹⁴ Vgl. für eine Übersicht zu idealtypischen Koordinationsformen BECKERS (2018).

- Das Messwesen ermöglicht den Stromverbrauch zu einzelnen Zeitpunkten bzw. in einzelnen Zeitintervallen zu messen und damit individuelle Lastgänge der Nachfrager zu erfassen.
- Die Steuerung von Endgeräten in den Haushalten (insbesondere von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen) ist möglich, sodass deren Strombezug aus dem Verteilnetz auch durch Dritte, d. h. bspw. durch den Verteilnetzbetreiber oder einen Dienstleister des Nachfragers, individuell gesteuert werden kann.
- Annahmen zum Vorgehen bei der Analyse mit dem Ziel der Komplexitätsreduktion der Fragestellung:
 - Zunächst erfolgt die Analyse nur für ein Verteilnetz, sodass die Problematik der Heterogenität zwischen den Verteilnetzen keine Rolle spielt und die Notwendigkeit der Gestaltung eines adäquaten institutionellen Rahmens im Mehrebenensystem ausgeblendet wird.
 - Außerdem werden zunächst nur Koordinations- bzw. Interaktionsformen für die betrachteten Aufgaben diskutiert, sodass im ersten Schritt vom Einfluss der Akteurseigenschaften abstrahiert wird. In einem weiteren Schritt wird dann kurz die Zuordnung von Entscheidungskompetenzen an Akteure betrachtet (vgl. Abschnitt 3.4).

Abschließend wird in Abschnitt 4 ein Fazit gezogen sowie ein Ausblick gegeben und dabei der weitere Forschungsbedarf umrissen.

1.3 Zielsystem der Analyse

Für die Bewertungen im Rahmen der Analysen in den nachfolgenden Abschnitten wird ein Zielsystem benötigt, welches im Folgenden dargestellt und erläutert werden soll. Das übergeordnete Zielsystem umfasst dabei die effektive und effiziente (Energie-)Systemtransformation zur Erreichung der vereinbarten Dekarbonisierungsziele. Mit Bezug zur Stromverteilnetzebene, die im Mittelpunkt der Untersuchungen steht, werden zur Realisierung dieser Ziele einerseits Investitionen in neue Endgeräte wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen und andererseits Investitionen im Bereich der Netzinfrastruktur benötigt. Die im späteren Verlauf dieses Arbeitspapiers betrachteten Modelle bzw. Mechanismen sollten eine derartige Transformation begünstigen. Gleiches gilt auch für den Betrieb der Verteilnetze, mit dem möglichst keine negativen Anreize hinsichtlich der Nutzung der für die Systemtransformation benötigten Endgeräte einhergehen sollte.

Für die beiden zentralen Fragestellungen in diesem Arbeitspapier kann das dargestellte übergeordnete Zielsystem jeweils noch weiter konkretisiert werden. Im ersten Themenbereich zur Kapazitätsauslegung im Allgemeinen und der Abwägung zwischen Kapazitätsausbau und -allokation im Speziellen steht die (Kosten-)Effizienz im Fokus. Die dort betrachteten Handlungsoptionen gehen mit unterschiedlichen Kosten einher, welche gegeneinander abzuwägen sind. Bei der Bewertung dieser Kosten kann zwischen der wohlfahrtsökonomischen Perspektive und der Nachfragerperspektive unterschieden

werden.¹⁵ In diesem Arbeitspapier wird letztere Perspektive eingenommen, bei der die bei Nachfragern (langfristig) anfallenden Kosten minimiert werden sollen. Neben diesen Effizienzbetrachtungen spielt bei der ersten zentralen Fragestellung auch die Effektivität der verschiedenen Handlungsoptionen eine Rolle. So kann es bspw. in bestimmten Konstellationen durch Anreize im Betrieb (z. B. wenn Nachfrage nicht befriedigt wird) zu einem nicht intendierten Einfluss auf die Nutzung der Endgeräte und in der Folge auch auf die Entscheidungen von Nachfragern bezüglich der Investition in Endgeräte kommen.

Auch für die zweite in diesem Arbeitspapier behandelte zentrale Fragestellung, die die Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen betrifft, kann das übergeordnete Zielsystem noch weiter spezifiziert werden. Bei der Bewertung der Effizienz verschiedener Kapazitätsallokationsmechanismen wird wiederum auf die Nachfragerperspektive abgestellt, wobei zu klären ist, welche Kosten bei Nachfragern in diesem Zusammenhang überhaupt anfallen können. Einen relevanten Einfluss haben zunächst einmal die Kosten, die in Form von Nutzenverlusten für nicht befriedigte oder zeitlich verschobene Nachfrage anfallen, wenn Nachfrager zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht wie gewünscht auf Verteilnetzkapazitäten zurückgreifen können. Eine Minimierung dieser Kosten kann erreicht werden, wenn im Knappheitsfall immer die Nachfrager mit der höchsten Dringlichkeit die knappe Verteilnetzkapazität nutzen können, d. h. der Teil der Nachfrager ausgewählt wird, der den größten Nutzen aus der Verteilnetzkapazität zieht. In der ökonomischen Literatur wird häufig argumentiert, dass die Zahlungsbereitschaft eines Nachfragers den geeigneten Indikator für die Dringlichkeit des Konsums darstellt.¹⁶ Es ist jedoch zu beachten, dass die Zahlungsbereitschaft mitunter nicht unerheblich von der Zahlungsfähigkeit, also vom verfügbaren Einkommen und Vermögen eines Nachfragers bzw. Haushalts, abhängt. Da üblicherweise unterschiedliche Zahlungsfähigkeiten bei Nachfragern bzw. Haushalten vorliegen, kann durchaus in Frage gestellt werden, ob die Zahlungsbereitschaft von Nachfragern (allein) als adäquater Indikator für die Dringlichkeit des Konsums eingestuft werden kann. Kapazitätsallokationsmechanismen verursachen des Weiteren bei Nachfragern Transaktionskosten für den Wissensaufbau, der zum Verständnis der implementierten Regelungen nötig ist. Ferner fallen regelmäßig Zeitkosten für die Teilnahme am Kapazitätsallokationsmechanismus an. Die beiden letztgenannten Punkte werden dabei maßgeblich durch die Komplexität des Mechanismus beeinflusst. Zusätzlich entstehen für Nachfrager Transaktionskosten aufgrund der Unsicherheit über die Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazitäten. Dies korrespondiert auch mit dem in Abschnitt 1.1 beschriebenen Aspekt, dass die Verlässlichkeit bezüglich der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität für Nachfrager einen gewissen Wert aufweisen dürfte. Sie haben bei „traditionellen“ strombasierten Haushaltsanwendungen in der Vergangenheit Investitionsentscheidungen getroffen und sind dabei in der Regel – vermutlich eher implizit – davon ausgegangen, dass die Versorgung dieser Endgeräte mit Strom, welcher einen essentiellen Input für die Nutzung darstellt und somit als ein komplementäres Gut angesehen werden kann, jederzeit zur Verfügung stehen wird.¹⁷ Kommt es nun nach dem Zeitpunkt der

¹⁵ Vgl. für eine detaillierte Darstellung der beiden Perspektiven und deren Unterschiede BECKERS / KLATT / KÜHLING (2010, S. 19 ff.) oder BECKERS ET AL. (2014, S. 2).

¹⁶ Vgl. z. B. SCHUMANN / MEYER / STRÖBELE (2007, S. 225 ff.).

¹⁷ Vgl. für die Definition und Eigenschaften komplementärer Güter GIZZI (2016, S. 93).

Investitionsentscheidung aufgrund von Knappheiten bei der Verteilnetzkapazität regelmäßig zu Unterbrechungen bei der Stromversorgung der Endgeräte, mindert dies den ursprünglichen, also vor der Investition vom Nachfrager erwarteten Nutzen. Aus diesem Grund ist die Verlässlichkeit bezüglich der Nutzbarkeit bestehender Endgeräte für Nachfrager Teil des Zielsystems der nachfolgenden Analysen. Weiterhin werden Nachfrager mögliche Einschränkungen beim Betrieb von Endgeräten durch eine Knappheit von Verteilnetzkapazität antizipieren und dies bei ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigen, sodass bspw. anstelle eines Elektrofahrzeuges eher ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor angeschafft wird. Bei der Gestaltung von Allokationsmechanismen ist daher auch der Einfluss auf die Effektivität in Bezug auf die zur Erreichung der Klimaschutzziele angestrebte Systemtransformation zu beachten.

Neben den bislang betrachteten Aspekten stellen auch distributive Fragen bzw. sozialpolitische Ziele innerhalb der Gruppe der Nachfrager eine wichtige Dimension im Zielsystem dar.¹⁸ Zunächst einmal ist Strom ein essentielles Gut für viele Anwendungen im Haushalt, weshalb angenommen wird, dass die Nutzung von Strom grundsätzlich jedem Nachfrager – und zwar unabhängig von seinem Haushaltseinkommen – in einem gewissen Umfang möglich sein sollte. Ferner wurde bereits auf potentielle Probleme im Hinblick auf die Bestimmung der Dringlichkeit des Anspruches auf Verteilnetzkapazitäten und den in diesem Kontext relevanten Einfluss von Zahlungsfähigkeiten eingegangen. Um schlussendlich zu verhindern, dass das Recht zur Nutzung von Verteilnetzkapazität vor allem vom verfügbaren Haushaltseinkommen bzw. der Zahlungsfähigkeit eines Nachfragers abhängt, sind letztlich auch distributive Effekte bei der Analyse von Kapazitätsallokationsmechanismen einzubeziehen.

Eine weitere Dimension im Zielsystem ist die Effektivität (im Sinne der „Treffsicherheit“) eines Allokationsmechanismus. Hierbei geht es um die Frage, ob mit einem Mechanismus im Knappheitsfall die verfügbare Kapazität vollständig alloziert wird, d. h. die verfügbare Verteilnetzkapazität auch vollständig ausgeschöpft werden kann, bzw. ob die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität in ausreichenden Maße reduziert wird, um physische Verteilnetzengpässe zu vermeiden.

Neben den bisher genannten Punkten spielen grundsätzlich noch weitere Aspekte wie etwa Kosten für das Design, die Implementierung und die Anwendung von Kapazitätsallokationsmechanismen, die nicht in den Transaktionskosten der Nachfrager enthalten sind, eine Rolle. Diese werden im Rahmen dieses Arbeitspapiers allerdings nur am Rande betrachtet. Wie bereits in Abschnitt 1.2 beschrieben, werden zudem verschiedene (technisch-systemische) Kosten, die für die erforderliche Beobachtbarkeit der Verteilnetze anfallen, oder Kosten aus dem Bereich des Messwesens sowie für die Steuerung der Endgeräte bei der Analyse weitgehend ausgeklammert.

¹⁸ VASIRANI / OSSOWSKI (2013) schlagen einen Allokationsmechanismus vor, bei dem „Fairness“ berücksichtigt werden soll, indem alle Elektrofahrzeuge im Knappheitsfall einen Mindestanteil an der Verteilnetzkapazität erhalten.

2 Kapazitätsauslegung bei Stromverteilnetzen – Allokationsmechanismen als Alternative zum Netzausbau

In diesem Abschnitt wird kurz auf den institutionellen Rahmen für die Kapazitätsbereitstellung bei Stromverteilnetzen eingegangen, wobei insbesondere die Frage, in welchem Maße bei der Kapazitätsauslegung auf Netzausbau zurückgegriffen werden sollte und inwieweit „lastgetriebene“ Engpässen im Verteilnetz, bei denen dann Kapazitätsallokationsmechanismen Anwendung finden, zugelassen werden sollten. Für eine umfassende Betrachtung dieser Fragestellung wären zunächst technisch-systemische Untersuchungen bzw. Kosten-Nutzen-Analysen notwendig, in denen die mit den jeweiligen Optionen einhergehenden Kosten verglichen werden.¹⁹ Ferner wäre zu klären, wie die Abwägungsentscheidung zwischen den Handlungsoptionen in den institutionellen Rahmen, also konkret in die Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber, integriert werden könnte. Eine derart umfassende Analyse der Fragestellung kann in diesem Arbeitspapier nicht geleistet werden, vielmehr sollen die Betrachtungen in diesem Abschnitt dem Zweck dienen, mögliche Anwendungsfälle für Kapazitätsallokationsmechanismen bei Stromverteilnetzen zu identifizieren. Dafür werden die Kosten, die mit den verschiedenen Handlungsoptionen einhergehen, qualitativ betrachtet und verglichen. Wie in Abschnitt 1.3 beschrieben, wird dabei die Nachfragerperspektive eingenommen, bei der die langfristigen Kosten für Nachfrager minimiert werden sollen.

Zu den Kosten beim Netzausbau gehören zunächst die Planungskosten. Zumindest bei größeren Ausbauprojekten stellen den weitaus umfangreichsten Anteil jedoch die Kosten für die Durchführung der Baumaßnahmen und deren Finanzierung dar. Die dabei anfallenden Kosten können überwiegend als Fixkosten angesehen werden, da ein Großteil der Kosten z. B. bei Maßnahmen im städtischen Bereich den Erdarbeiten zuzuordnen ist. Anders formuliert bedeutet dies, dass die Kosten eines Ausbauprojekts nur in einem geringen Umfang mit der Übertragungsleistung einer verlegten Leitung steigen. Bei den weiteren Betriebsmitteln wie bspw. Umspannstationen oder Ortsnetztransformatoren ist dieser Zusammenhang deutlich stärker ausgeprägt, d. h. die Kosten steigen mit der Leistungsstärke der Betriebsmittel an. Bei einer Gesamtbetrachtung von verschiedenen Maßnahmen im Verteilnetz kann letztlich dennoch davon ausgegangen werden, dass bei den hier diskutierten Erweiterungen bestehender Kapazitäten die Kosten des Ausbaus nur in geringem Maße mit der Leistung korrelieren.

Beim Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen fallen verschiedene Kosten an, die nachfolgend kurz erläutert werden und auf die auch schon teilweise bei der Beschreibung des Zielsystems in Abschnitt 1.3 eingegangen wurde. Bei den Nachfragern direkt können zunächst Kosten in Form von Nutzenverlusten durch nicht befriedigte Nachfrage bzw. Nachfrage, die nicht zum gewünschten Zeitpunkt erfolgt, anfallen.²⁰ Ferner fallen auch Transaktionskosten bei den Nachfragern an, wenn sie

¹⁹ Beispiele für entsprechende Studien sind DENA (2012), E-BRIDGE / IAEW / OFFIS (2014), ENERGYNAUTICS / ÖKO-INSTITUT / BIRD & BIRD LLP (2014), ARGE OST (2017), DENA (2017) und E-BRIDGE (2017).

²⁰ Wird Nachfrage nicht befriedigt oder zeitlich verschoben, geht damit auch eine Änderung der Angebotsqualität für die Nachfrager einher. In diesem Kontext ist zu beachten, wie die Erstzuordnung von Rechten an der

an einem Allokationsmechanismus teilnehmen. Diesbezüglich sind u. a. die Transaktionskosten durch Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität, bei Nachfragern anfallende Kosten für den notwendigen Wissensaufbau, um den Allokationsmechanismus zu verstehen, und zusätzlich die Zeitkosten der Nachfrager für die eigentliche Teilnahme zu nennen. Neben den Transaktionskosten, die unmittelbar bei den Nachfragern anfallen, treten bei Anwendung von Kapazitätsallokationsmechanismen noch weitere Kosten im System auf. Hierbei handelt es sich einerseits um Design- und Implementierungskosten sowie andererseits um dauerhaft anfallende Kosten für die Durchführung des Allokationsmechanismus (wie z. B. IT-Kosten). Außerdem können in einem Energiesystem, welches umfangreich auf erzeugtem Strom aus dargebotsabhängigen regenerativen Quellen basiert, Kosten anfallen, wenn aufgrund von Knappheiten bei der Verteilnetzkapazität in Zeiten mit einem großen Stromangebot keine umfassende Nachfrage nach Strom möglich ist. Die dadurch entstehenden Kosten können sich bspw. in Kosten für zusätzliche Speicher oder Erzeugungsanlagen widerspiegeln. Analog lässt sich diese Argumentation auch auf Übertragungsnetze anwenden, wenn Endgeräte aufgrund von knapper Verteilnetzkapazität nicht als verschiebbare Nachfrage zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen.²¹ Die beschriebenen Kosten beim Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen können je nach ihrer Höhe Rückwirkungen auf die Nutzung der betroffenen Endgeräte haben. Zusätzlich können bei entsprechender Ausprägung die Kosten bei Nachfragern auch zum Unterlassen von Investitionen in Endgeräte, die Strom als Input benötigen und im Verteilnetz angeschlossen werden, führen, was dann auch das Erreichen einer effektiven und effizienten (Energie-)Systemtransformation beeinträchtigen kann.

Aus der bisherigen qualitativen Darstellung der Kosten bzw. Kostenstrukturen lassen sich im Grunde keine direkten Aussagen zur Abwägungsfrage zwischen Netzausbau und Kapazitätsallokation ableiten. Wird jedoch angenommen, dass im Zeitverlauf bei einem längereren Betrachtungshorizont durch die Zunahme des Strombedarfs auf der Nachfrageseite sowieso Netzausbau notwendig wird, stellt sich die Frage, warum in diesem Fall und unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Kostenstrukturen beim Netzausbau das Verteilnetz nicht gleich umfangreich ausgebaut wird, sodass auf absehbare Zeit keine „lastbedingten“ Knappheiten im Verteilnetz auftreten werden, da die Dimensionierung der Kapazität auf die langfristig zu erwartende Nachfrage ausgerichtet ist. Während bei der Kapazitätsauslegung Allokationsmechanismen somit in der Regel keine geeignete Maßnahme zum Umgang mit langfristig zunehmender Nachfrage darstellen, kann hingegen ein möglicher Anwendungsfall das temporäre Management von Engpässen im Verteilnetz, also die Überbrückung des Zeitraums bis zum nächsten Netzausbau, sein. Ein solches Management kann z. B. notwendig werden, wenn eine sehr schnelle Zunahme laststarker Verbraucher erfolgt und dabei der für eine Ausbauplanung benötigte Zeitraum unterschritten wird. In diesem Kontext könnten Kapazitätsallokationsmechanismen auch dabei helfen, einen notwendigen Netzausbau für einen kurzen Zeitraum zu verschieben, sodass

Verteilnetzkapazität erfolgt. Bei einer Erstzuordnung dieser Rechte an den Netzbetreiber fallen die Kosten durch nicht befriedigte Nachfrage unmittelbar bei den Nachfragern an. Liegen die Rechte an der Verteilnetzkapazität hingegen zunächst bei den Nachfragern, ist der Netzbetreiber gezwungen, die Zustimmung für eine Verschiebung der Last bei den Nachfragern einzuholen und diese sind ggf. dafür auch zu entschädigen.

²¹ In welchem Umfang eine derartige Flexibilität in Haushalten vom Übertragungsnetzbetreiber genutzt würde und welchen Wert diese für das Energiesystem aufweist, wird in diesem Arbeitspapier nicht weiter betrachtet.

sorgfältiger geplant oder ggf. sowieso anfallende Ersatz- und Umbaumaßnahmen im Verteilnetz mit in der Planung berücksichtigt werden können. Sind in einem Verteilnetz mittel- bis langfristig keine umfangreichen Lastzunahmen mehr zu erwarten, stellt sich die Frage, wie mit extremen Spitzen auf der Lastseite umgegangen werden soll. Eine derartige Konstellation könnte einen weiteren Anwendungsfall für Kapazitätsallokationsmechanismen darstellen. Dieser Aspekt dürfte insbesondere dann von Relevanz sein, wenn die Nachfrage nicht mehr dem bisher bekannten stochastischen Verlauf folgt, sondern die Nachfrager, wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, auf externe Anreize, wie etwa einen schwankenden Strompreis als Knappheitssignal für die Erzeugungsseite, reagieren und deshalb die Gleichzeitigkeit der Last im Verteilnetz zunimmt. Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass sich einige Anwendungsfälle für Kapazitätsallokationsmechanismen in Stromverteilnetzen identifizieren lassen, weshalb im nachfolgenden Abschnitt mögliche Ausgestaltungsformen für solche Mechanismen ausführlicher diskutiert werden.

Die hier nur kurz angerissene Abwägungsentscheidung zwischen Netzausbau und Kapazitätsallokation ist auf institutioneller Ebene als ein Teil der Regulierung von Stromverteilnetzbetreibern zu sehen. Bei den bisherigen Ausführungen wurde implizit nur ein einzelnes Verteilnetz bzw. ein Gebiet innerhalb eines Verteilnetzes betrachtet, in dem Kapazitätsengpässe auftreten. Bei einer Ausweitung des Betrachtungsraums auf alle Verteilnetze in Deutschland ist bezüglich der Gestaltung des institutionellen Rahmens für die Abwägungsentscheidung zwischen Netzausbau und Kapazitätsallokation die Heterogenität zwischen den Verteilnetzen (sowie auch zwischen einzelnen Gebieten innerhalb der Verteilnetze) zu beachten. Die Unterschiede zwischen den Verteilnetzen lassen sich einerseits auf eine heterogene Nachfragerstruktur und andererseits auf eine unterschiedliche Netzstruktur sowie unterschiedliche Ausbauzustände der Verteilnetze zurückführen. In der Folge kann die Abwägungsentscheidung zwischen Netzausbau und dem Einsatz eines Kapazitätsallokationsmechanismus nur unter Rückgriff auf dezentrales, ortsgebundenes Wissen erfolgen, welches vermutlich nur unter hohen Kosten an eine zentrale Stelle transferiert werden kann. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass dezentrale Akteure wie bspw. Verteilnetzbetreiber aufgrund ihrer Eigentümerstruktur unterschiedliche Zielsysteme aufweisen können, die nicht zwingend mit den Präferenzen der Nachfrager bzw. dem gesamtgesellschaftlichen Zielsystem übereinstimmen müssen. Es besteht daher die Notwendigkeit, eine entsprechende Regulierung im Mehrebenensystem zu gestalten. Mögliche Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung der Regulierung und deren Bewertung werden in diesem Arbeitspapier allerdings nicht weiter betrachtet.

3 Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen

In den nachfolgenden Abschnitten wird analysiert, wie Mechanismen zur Allokation von Verteilnetzkapazitäten vor dem Hintergrund des in diesem Arbeitspapier unterstellten Zielsystems ausgestaltet werden sollten. Dazu werden in Abschnitt 3.1 zunächst die zentralen Gestaltungsoptionen bei solchen Mechanismen strukturiert und beschrieben. Anschließend erfolgt in den Abschnitten 3.2 und 3.3 die konkrete Analyse von verschiedenen Modellen zur Kapazitätsallokation in Verteilnetzen, wobei vorerst nur ein Verteilnetzgebiet betrachtet wird, sodass Fragestellungen zum institutionellen Design im Mehrebenensystem ausgeblendet werden. Auf diesen Punkt sowie weitere organisatorische Aspekte wird separat in Abschnitt 3.4 eingegangen. Abschließend wird sich in Abschnitt 3.5 im Rahmen eines kurzen Exkurses mit den Interdependenzen zwischen Kapazitätsallokationsmechanismen und der Frage der Finanzmittelerhebung zur Deckung von Fixkosten im Stromnetzbereich befasst.

3.1 Zentrale Gestaltungsoptionen

Beim Design von Allokationsmechanismen im Allgemeinen und Mechanismen für die Allokation von (Verteilnetz-)Kapazitäten im Speziellen stellen sich eine Vielzahl von Gestaltungsfragen. Einige der für die weiteren Analysen in diesem Arbeitspapier wesentlichsten Designoptionen werden im Folgenden näher erläutert.

ALLOKATIONSOBJEKT

Zunächst ist bei der Gestaltung eines Allokationsmechanismus für Verteilnetzkapazitäten zu bestimmen, was genau alloziert werden soll oder – präziser formuliert – worauf sich die Rechte erstrecken sollen, die den Nachfragern über den Mechanismus zugeordnet werden. Es ist also ein Allokationsobjekt zu definieren. Dieses umfasst grundsätzlich eine räumliche, eine zeitliche und eine sachliche Dimension. Der räumliche Bezug eines Allokationsmechanismus für Verteilnetzkapazitäten sollte, damit physische Engpässe auch tatsächlich vermieden werden, vor allem daran ausgerichtet sein, wo (also auf welcher Ebene) im betrachteten Netzgebiet potentiell Kapazitätsknappheiten auftreten. Dies lässt sich letztlich nur durch technische Untersuchungen klären und dürfte von Verteilnetz zu Verteilnetz variieren. Auf eine nähere Betrachtung dieses Aspekts wird daher im Rahmen dieses Arbeitspapiers verzichtet.

Von besonderer Relevanz bei der Allokation von Verteilnetzkapazitäten ist die zeitliche Definition des Allokationsobjektes, da es sich bei der Netzkapazität um eine kontinuierliche Größe handelt, die für die Zuordnung an Nachfrager in irgendeiner Form (zeitlich) diskret eingeteilt werden muss. In Anlehnung an die üblicherweise im Stromsektor betrachtete Zeiteinheit könnte die Kapazität etwa in 15-Minuten-Intervallen alloziert werden, prinzipiell können aber auch längere Zeiträume bzw. -blöcke gewählt werden. Ferner ist es, obwohl Netzkapazität grundsätzlich aus Nachfragerperspektive ein homogenes Gut darstellt, denkbar, den sachlichen Bezug der Allokation zu variieren. Es könnte z. B. zunächst anstelle einer direkten Kapazitätszuteilung Nachfragern auch nur das Recht zugeordnet werden, eine bestimmte Strommenge innerhalb eines längeren Zeitraums (etwa von mehreren Stunden) zu verbrauchen, während die konkrete Allokation von Kapazitäten erst auf Basis dieses Allokationsergebnisses in einem zweiten Schritt durch einen zentralen Allokateur vorgenommen wird.

Die (zeitliche) Definition des Allokationsobjektes kann insbesondere Einfluss auf die Transaktionskosten haben, die der Allokationsmechanismus bei Nachfragern verursacht. Diese Kosten können durch die adäquate Gestaltung von „Produkten“, die längere Zeitintervalle umfassen und aus denen Nachfrager dann auswählen können, potentiell gesenkt werden – einerseits aufgrund der geringeren Komplexität und andererseits, weil Nachfrager seltener mit dem Allokationsmechanismus interagieren müssen. Eine entscheidende Voraussetzung für die Definition solcher Produkte ist jedoch, dass der Allokateur ausreichend Wissen über die Präferenzen der Nachfrager besitzt, also beispielsweise mit Bezug zur Elektromobilität unter anderem deren übliche Ladezeiten und -bedarfe kennt.

Mit Bezug zur sachlichen Dimension des Allokationsobjektes besteht eine weitere Gestaltungsoption darin, im Rahmen der Allokation keine absolute, sondern lediglich eine relative bzw. bedingte Rechtezuordnung vorzunehmen. In letzterem Fall könnten z. B. bestimmte Nachfrager die ihnen zugewiesene Kapazität nur unter der Bedingung erhalten, dass andere, ggf. höher priorisierte Nachfrager die für sie vorgesehenen Kapazitäten nicht nutzen. Ein solches Vorgehen kann unter anderem Vorteile bringen, wenn ein Teil der insgesamt zur Verfügung stehenden Kapazität nicht über den Allokationsmechanismus zugeteilt wird und dadurch im Vorhinein Unsicherheit über die tatsächlich zu vergebende Kapazität besteht. Eine relative Zuteilung von Kapazitäten kann im Kontext solcher Prognoseschwierigkeiten dazu beitragen, eine hohe Effektivität der Allokation (im Sinne eines möglichst umfangreichen „Ausschöpfens“ der verfügbaren Gesamtkapazität) sicherzustellen. Andererseits ist aber zu beachten, dass durch die Zuordnung lediglich relativer Rechte auch Unsicherheit bei den Nachfragern erzeugt wird. Die infolgedessen entstehenden Risikokosten sind mit den möglichen Effektivitätsgewinnen abzuwägen.

ALLOKATIONSVERFAHREN

Eine zweite wesentliche Gestaltungsfrage bei Allokationsmechanismen ist, *wie* die Allokation durchgeführt wird, also welches Allokationsverfahren Anwendung findet. Im engeren Sinne umfasst diese Entscheidung insbesondere die Wahl einer geeigneten Allokationsregel. Grundlegend kann in diesem Zusammenhang zwischen Verfahren unterschieden werden, die eine Allokation anhand von Zahlungsbereitschaften der Nachfrager vornehmen, und solchen, die auf eine direkte Berücksichtigung von Zahlungsbereitschaften verzichten.

Das Abfragen von Zahlungsbereitschaften der Nachfrager kann grundsätzlich dazu dienen, Informationen über deren Präferenzen und speziell über die Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs zu generieren, um dies bei der Allokationsentscheidung entsprechend zu berücksichtigen. Wie in Abschnitt 1.3 bereits beschrieben, kann sich bei einem derartigen Vorgehen jedoch regelmäßig die Problematik ergeben, dass weniger die Zahlungsbereitschaft (und damit tatsächliche Dringlichkeiten) als vielmehr die Zahlungsfähigkeit von Nachfragern ausschlaggebend für das Allokationsergebnis ist, was nicht zuletzt auch den im Rahmen dieses Arbeitspapiers unterstellten Sozialzielen zuwiderläuft. Zudem können auch dynamische Aspekte wie etwa die Investitionssicherheit für Assets, deren Nutzbarkeit unmittelbar von der Verfügbarkeit des Stromnetzes abhängt, gegen eine fortlaufende Zuteilung von Netzkapazitäten (rein) anhand von kurzfristigen Zahlungsbereitschaften sprechen.

Sollen bei der Allokation von Verteilnetzkapazitäten nichtsdestotrotz Zahlungsbereitschaften direkt einbezogen werden, bieten sich hierfür im Wesentlichen zwei verschiedene Wege an und zwar einerseits die Verwendung von Listenpreisen sowie andererseits die Durchführung von Auktionen. Bei erstgenanntem Ansatz werden ex ante Preise für die Nutzung von Kapazitäten exogen festgelegt. Wenn dadurch in erster Linie Lenkungswirkungen erzielt werden sollen, ist ein kritischer Punkt die adäquate Preissetzung: Es sollte ausreichend Nachfrage verdrängt werden, um physische Engpässe im Netz effektiv zu vermeiden, aber nicht so viel Nachfrage wegfallen, dass Kapazitäten unnötigerweise ungenutzt bleiben. Diese Abschätzung erfordert insbesondere Wissen über die Preiselastizität der Nachfrage zu verschiedenen Zeitpunkten. Bei Auktionen besteht diese Schwierigkeit nicht, da sich hier der Preis für die Kapazitätsnutzung (im Idealfall) endogen durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage ergibt. Voraussetzung für eine funktionierende Preisbildung ist allerdings, dass ein intensiver Wettbewerb und keine Marktmachtprobleme im Rahmen eines Auktionsverfahrens herrschen, sodass die Anreize für strategisches Gebotsverhalten weitgehend eingedämmt werden. Die Wettbewerbsintensität wird maßgeblich durch die Anzahl der individuellen Nachfrager und damit auch durch die räumliche Ausdehnung des Allokationsmechanismus beeinflusst. Inwiefern bei einer Auktionierung von Verteilnetzkapazitäten eine ausreichende Wettbewerbsintensität zu erwarten ist, kann daher an dieser Stelle nicht pauschal abgeschätzt werden. Gerade bei möglichen Kapazitätsengpässen in einzelnen Netzsträngen bzw. Abgängen in der Niederspannung dürften in dieser Hinsicht aber durchaus Zweifel bestehen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass Auktionen bspw. im Vergleich zu Listenpreisen weitaus höhere Unsicherheit bei Nachfragern erzeugen, was entsprechende Risikokosten nach sich zieht, und für die Teilnahme weitere nachfragerseitige Transaktionskosten anfallen können. Ferner erfordert die detaillierte Gestaltung von Auktionsverfahren ein nicht unerhebliches Maß an institutionellem Wissen und ist ebenfalls mit keineswegs zu vernachlässigenden Kosten verbunden.

Soll die Allokation von Verteilnetzkapazitäten nicht direkt anhand von Zahlungsbereitschaften der Nachfrager erfolgen, können wiederum verschiedene Allokationsverfahren im Knappheitsfall zum Einsatz kommen, von denen nachfolgend zumindest einige der relevantesten kurz erläutert werden sollen. Ein erster Ansatz, der in diesem Zusammenhang zu nennen ist, ist die Quotierung, d. h. die gleichmäßige Verteilung der verfügbaren Kapazität bzw. die gleichmäßige Reduktion der gelieferten Strommengen über alle Nachfrager hinweg.²² Eine entscheidende Frage bei diesem Vorgehen ist, welche Bezugsgröße für die Quotierung zugrunde gelegt wird. Sie sollte nach Möglichkeit nicht unmittelbar durch die Nachfrager zu beeinflussen sein, da sich andernfalls Spielräume für strategisches Verhalten ergeben können. Ist eine geeignete Bezugsgröße gefunden, stellt die Quotierung ein mit vergleichsweise geringen Transaktionskosten verbundenes Allokationsverfahren dar, das zudem vor dem Hintergrund des in Abschnitt 1.3 beschriebenen Sozialziels positiv zu bewerten ist und Nachfragern eine relativ hohe Verlässlichkeit bezüglich der Verfügbarkeit von Netzkapazitäten bietet. Allerdings berücksichtigt es mögliche Unterschiede hinsichtlich der Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs nicht und

²² Vgl. für ein Modell zur Allokation von Verteilnetzkapazitäten, das grundsätzlich auf einer Quotierung als Allokationsregel basiert, ECOFYS / FRAUNHOFER IWES (2017).

je nach Bezugsgröße der Quotierung kann außerdem die Effektivität der Allokation eingeschränkt sein, da unter Umständen Kapazitäten an Nachfrager verteilt werden, die diese letztendlich nicht nutzen. Diese Kritikpunkte treffen im Übrigen auch auf Verlosungen zu, die ebenfalls ein denkbare Verfahren für die Kapazitätszuteilung darstellen. Verlosungen weisen bezüglich ihrer zentralen Eigenschaften gewisse Ähnlichkeiten zur Quotierung auf, erzeugen aber in der Regel eine höhere Unsicherheit bei Nachfragern und werden deshalb hier nicht näher betrachtet.

Eine weit verbreitete Allokationsregel, die ebenfalls nicht auf Zahlungsbereitschaften der Nachfrager beruht, ist das Windhund- oder auch First-Come-First-Served-Prinzip. Es kommt in der Praxis bei der Zuteilung von Kapazitäten insbesondere aufgrund der geringen Komplexität und hohen Nachvollziehbarkeit für Nachfrager in vielfältigen Bereichen zum Einsatz (z. B. bei Parkplätzen, Konzertkarten, Sitzplätzen in der U-Bahn etc.). Dabei stellt der Zeitpunkt der Inanspruchnahme eines Angebots bei bestimmten Anwendungsfällen auch einen geeigneten Indikator für die Dringlichkeit der Kapazitätsnutzung dar, sodass dieser Aspekt ohne den direkten Einbezug von Zahlungsbereitschaften, die – wie bereits beschrieben – mitunter von den Zahlungsfähigkeiten der Nachfrager „verzerrt“ werden, bei der Allokation berücksichtigt werden kann. Bei der Zuteilung von Verteilnetzkapazitäten kann sich das First-Come-First-Served-Prinzip grundsätzlich auf verschiedene „Nutzungszeitpunkte“ beziehen, wie z. B. auf die Anmeldung einer Kapazitätsnutzung durch die Nachfrager oder auf die tatsächliche Kapazitätsnutzung. Inwiefern dadurch allerdings letztlich die Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs abgebildet wird, ist – unabhängig davon – äußerst zweifelhaft. Vor allem in Kombination mit Listenpreisen ist das First-Come-First-Served-Prinzip nichtsdestotrotz als Allokationsregel in Erwägung zu ziehen, da auf diese Weise der Problematik begegnet werden kann, dass über den Preismechanismus allein möglicherweise nicht ausreichend Nachfrage verdrängt wird, um die bestehenden Kapazitätsrestriktionen einzuhalten.

Eine letzte Allokationsregel, die im Rahmen dieses Arbeitspapiers betrachtet werden soll, ist die planerische Allokation durch einen (zentralen) Allokateur oder über einen festgelegten „Allokationsalgorithmus“. Der Grundgedanke dieses Ansatzes ist, dass (Verteilnetz-)Kapazitäten mit vergleichsweise geringen Transaktionskosten direkt zugeteilt werden können, sofern an einer zentralen Stelle ausreichend Informationen über die Präferenzen der Nachfrager, die Eigenschaften der Endgeräte und weitere relevante Aspekte vorliegen. Ein kritischer Punkt ist dabei natürlich, ob und wie das dafür benötigte Wissen generiert werden kann. In Abschnitt 3.3 wird diese Frage daher noch vertieft thematisiert.

Neben der Allokationsregel ist schließlich auch der genaue Ablauf eines Allokationsverfahrens zu bestimmen. Zum einen umfasst dies die Festlegung, ob ein einstufiges oder ein mehrstufiges Verfahren angewendet wird. Im Rahmen eines mehrstufigen Verfahrens besteht die Möglichkeit, verschiedene Allokationsregeln miteinander zu verknüpfen, wie bereits beispielhaft mit Bezug zur Kombination aus Listenpreisen und dem First-Come-First-Served-Prinzip dargelegt wurde. Zum anderen ist auch der zeitliche Ablauf eines Allokationsverfahrens von Relevanz. Insbesondere stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, mit welchem zeitlichen Vorlauf die Durchführung bzw. der Start des (Erst-)Allokationsverfahrens vor dem tatsächlichen „Inkrafttreten“ der Allokation stattfinden sollte und ob in Verbindung damit Mechanismen zur Reallokation implementiert werden sollten. Grundsätzlich kann

ein gewisser zeitlicher Vorlauf Unsicherheiten auf Seiten der Nachfrager begrenzen und die Möglichkeit eröffnen, Verhaltensanpassungen auf Basis der Informationen, die durch das Allokationsverfahren generiert werden (etwa mit Bezug zu Preisen bzw. Knappheiten), vorzunehmen. Durch eine Reallokation von Kapazitäten wiederum kann im Kontext dynamischer Veränderungen unter anderem die Effektivität des Allokationsmechanismus potentiell erhöht werden. Hierfür können z. B. Sekundärmärkte (ggf. unter Einbezug von Intermediären) geschaffen werden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich durch Sekundärmärkte erhebliche Auswirkungen auf das (strategische) Verhalten der Nachfrager im Rahmen des (Erst-)Allokationsverfahrens ergeben können. Alternativ ist daher auch die Reallokation über einen zentralen Akteur in Betracht zu ziehen.

WEITERE GESTALTUNGSFRAGEN

Bei der konkreten Gestaltung eines Allokationsmechanismus für Verteilnetzkapazitäten stellen sich eine Reihe weiterer Fragen, die unter anderem organisatorische Aspekte betreffen. So ist etwa zu klären, welche Akteure bei der Allokation der Kapazitäten und auch bei der Steuerung der Endgeräte im Haushalt einbezogen werden sollten, also z. B. ob (End-)Nachfrager die Verteilnetzkapazität direkt zugeteilt bekommen oder Intermediäre (wie z. B. Stromvertriebe) „zwischen geschaltet“ werden und ob die Durchführung der Kapazitätsallokation integriert mit der Steuerung der Endgeräte erfolgen sollte. Diese Fragen stehen bei den nachfolgenden Analysen zunächst nicht im Mittelpunkt, werden aber in Abschnitt 3.4 noch genauer spezifiziert und es wird der weitere Forschungsbedarf in diesem Bereich skizziert.

3.2 Gründe für den Rückgriff auf Kapazitätsbänder sowie deren grundlegende Ausgestaltung

Nachdem im vorigen Abschnitt die zentralen Designoptionen für Kapazitätsallokationsmechanismen einzeln dargestellt und einige grundsätzliche Abwägungsentscheidungen diskutiert wurden, soll im Folgenden daran anknüpfend analysiert werden, wie vor dem Hintergrund des in Abschnitt 1.3 beschriebenen Zielsystems ein derartiger Mechanismus für Verteilnetzkapazitäten im Detail ausgestaltet werden kann. Zunächst wird dazu aufgezeigt, warum der Einsatz von sog. Kapazitätsbändern eine sinnvolle Lösung ist, um den verschiedenen Zielen, die es bei der Verteilung von Verteilnetzkapazitäten zu berücksichtigen gilt und die teils zueinander in Konflikt stehen, gerecht zu werden. Anschließend wird ein konkreter Vorschlag für eine mögliche Einteilung von Verteilnetzkapazitäten in Bänder sowie für die Allokation zwischen und innerhalb dieser einzelnen Kapazitätsbänder unterbreitet.

GRÜNDE FÜR DEN RÜCKGRIFF AUF KAPAZITÄTSBÄNDER

Wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, unterscheiden sich klassische strombasierte Endgeräte in Haushalten von den neuen laststarken Endgeräten wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen hinsichtlich ihres Verschiebe- bzw. Flexibilitätspotentials. Während bei den klassischen Haushaltsanwendungen eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs unweigerlich mit einer Verschiebung der Endgerätenutzung einhergeht, was mitunter erhebliche Nutzenverluste bei Nachfragern hervorrufen kann, besteht bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen eine gewisse zeitliche Flexibilität bezüglich des Strombezugs, ohne dass damit ein direkter Nutzenverlust bei Nachfragern verbunden ist. Vor diesem Hintergrund

erscheint bei der Allokation von Verteilnetzkapazität eine separate Behandlung von „traditionellen Lasten“ und „neuen Lasten“ (also insbesondere Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen) geboten. Dies hat zwei wesentliche Gründe:

- Erstens ist ein über die verschiedenen Anwendungen hinweg optimierender Allokationsmechanismus angesichts des dafür erforderlichen erheblichen Wissensbedarfs (speziell auch im Hinblick auf die Präferenzen der Nachfrager bezüglich des Einsatzes sämtlicher klassischer Haushaltsanwendungen) kaum umsetzbar. Auch durch das Abfragen von Zahlungsbereitschaften (z. B. im Rahmen einer Auktion) dürften die benötigten Informationen nicht unverzerrt und vollständig zu generieren sein und ferner würde ein solches Vorgehen regelmäßig mit den in dieser Analyse unterstellten Sozialzielen konfliktieren.
- Zweitens sollte für klassische Stromanwendungen im Haushalt ein besonders hohes Maß an Verlässlichkeit bezüglich der Nutzbarkeit sichergestellt sein, da diese Endgeräte oftmals (implizit) in dem Glauben angeschafft wurden, dass die Versorgung mit Strom jederzeit uneingeschränkt garantiert ist, und Nachfrager ihre Lebensgewohnheiten darauf abgestimmt (und in diesem Sinne „spezifisch investiert“) haben.

In Kombination sprechen diese beiden Punkte letztlich dafür, traditionelle strombasierte Haushaltsanwendungen gegenüber den neuen, zum Teil flexiblen Lasten bei der Zuordnung von knappen Verteilnetzkapazitäten zu priorisieren.

Neben der Verlässlichkeit für klassische Stromanwendungen im Haushalt sollte im Zuge der Allokation von Verteilnetzkapazität auch gewährleistet werden, dass für Investitionen in neue Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen eine gewisse Sicherheit hinsichtlich der zukünftig zur Verfügung stehenden Verteilnetzkapazität besteht. Dies bildet eine entscheidende Voraussetzung dafür, dass in (Privat-)Haushalten die für die angestrebte nachhaltige Transformation des Energiesystems benötigten Investitionen in bestimmte Endgeräte tatsächlich getätigt werden. Potentielle Käufer von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen werden andernfalls, wie in Abschnitt 1.3 bereits dargelegt, bei einer zu hohen Unsicherheit darüber, ob künftig ausreichend Verteilnetzkapazität für einen adäquaten Betrieb dieser Endgeräte verfügbar ist, entsprechende Investitionen möglicherweise unterlassen.

Um den beiden aufgeführten Aspekten, Priorisierung und Verlässlichkeit für traditionelle strombasierte Endgeräte im Haushalt sowie Investitionssicherheit für neue Endgeräte wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, Rechnung zu tragen, stellt die Implementierung von sog. Kapazitätsbändern eine mögliche Lösung dar. Kapazitätsbänder weisen im Knappheitsfall, d. h. wenn die (prognostizierte) Last die (Gesamt-)Kapazität im betrachteten Verteilnetzgebiet übersteigt, Nachfragern (relative) Rechte zu, in einem bestimmten Umfang Kapazitäten zu nutzen, und priorisieren dabei bestimmte Nachfrager(-gruppen) und / oder Anwendungen gegenüber anderen. So wird etwa der Kapazitätsbedarf von Endgeräten, die in „unteren“ (und damit prioritären) Bändern einsortiert sind, bevorzugt bedient, während Nachfrager in den nachfolgenden Bändern erst anschließend, falls noch freie Kapazitäten zur

Verfügung stehen, zum Zuge kommen. Es kommt somit zu einer Differenzierung der Angebotsqualität.²³ Je nachdem, in welchem Band oder in welchen Bändern ein Nachfrager sich mit seinen Endgeräten befindet, besteht eine mehr oder weniger große (Un-)Sicherheit darüber, ob im Fall einer Knappheit an Verteilnetzkapazität ein uneingeschränkter Betrieb der Endgeräte möglich ist. Damit die Zugehörigkeit zu einem Band langfristig nicht durch steigende Unsicherheit infolge weiterer Nachfrager entwertet wird, besteht die Möglichkeit, den Zugang zu Kapazitätsbändern mengenmäßig zu begrenzen und auf diese Weise einen gewissen Schutz für Investitionen zu bieten.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass auch in der eher unrealistischen Situation, dass ausreichend Wissen über die Präferenzen der Nachfrager, die Eigenschaften der Endgeräte sowie über weitere relevante Aspekte vorliegt, um jederzeit eine über sämtliche Stromanwendungen hinweg optimale Allokation von Verteilnetzkapazitäten zentral herbeizuführen, der Einsatz von Kapazitätsbändern dennoch Vorteile mit sich bringen kann. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für die Investitionssicherheit auch glaubwürdige Commitments bezüglich der künftigen Zuteilung von Kapazitäten von Relevanz sind. Kapazitätsbänder stellen in diesem Kontext eine vergleichsweise gut kodifizierbare und kontrahierbare sowie für Nachfrager verständliche Regelung dar, was auf komplexe übergreifende Allokationsmechanismen regelmäßig nicht zutreffen dürfte.

VORSCHLAG FÜR DIE EINTEILUNG IN KAPAZITÄTSBÄNDER SOWIE DEREN GRUNDLEGENDE AUSGESTALTUNG

Durch den Rückgriff auf Kapazitätsbänder ergibt sich im Grunde ein (mindestens) zweistufiges Allokationsverfahren:

- Erstens erfolgt eine Einordnung der Nachfrager bzw. der Endgeräte in die zuvor definierten Bänder. Grundsätzlich kommen für diese Allokation auf Bänder verschiedene der in Abschnitt 3.1 aufgeführten Allokationsregeln in Betracht, insbesondere Auktionen, Listenpreise, das First-Come-First-Served-Prinzip sowie auch die planerische Zuteilung durch einen zentralen Akteur.
- Zweitens ist im Knappheitsfall eine Allokation innerhalb des Bandes, in dem der Kapazitätsbedarf nicht vollständig gedeckt werden kann, was wiederum durch die jeweilige Nachfrage in den anderen Bändern bestimmt wird, durchzuführen. In den darunterliegenden (prioritären) Bändern wird die Nachfrage nach Kapazität vollumfänglich bedient, während Nachfrager in den darüberliegenden Bändern keinerlei Kapazität erhalten. Für die Allokation innerhalb von Bändern, also zwischen Nachfragern bzw. Stromanwendungen, die sich im selben Band befinden, können prinzipiell sämtliche der in Abschnitt 3.1 genannten Allokationsregeln angewendet werden.

Bei der detaillierten Ausgestaltung eines Allokationsmechanismus mit Kapazitätsbändern sind somit die Einteilung in Bänder, Verfahren zur Zuteilung auf die Bänder und zur Allokation in den Bändern sowie ggf. weitere Regelungen, etwa zur Zugangsbeschränkung in einzelnen Bändern und zur Fristigkeit des Verbleibs in den Bändern, festzulegen. Dabei sind grundsätzlich die Spezifika des jeweiligen

²³ Bei DENA (2017) wird zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung unterschieden. Eine solche Differenzierung entspricht vom Grundsatz her dem hier vorgestellten Rückgriff auf Kapazitätsbänder.

Verteilnetzgebietes zu berücksichtigen (also bspw. die Präferenzen der Nachfrager, die Eigenschaften der im Verteilnetz angeschlossenen und künftig anzuschließenden Endgeräte, die Häufigkeit und Dauer möglicher Kapazitätsengpässe etc.). Dennoch soll an dieser Stelle ein Vorschlag zur Einteilung und Ausgestaltung von Kapazitätsbändern für Verteilnetze vorgestellt werden, der allgemein als Grundlage dienen und je nach Ausprägung der relevanten Faktoren weiter ausdifferenziert oder auch vereinfacht werden kann:

- Band 1: Um, wie oben begründet, eine Priorisierung und hohe Verlässlichkeit für klassische strombasierte Haushaltsanwendungen, bei denen eine Verschiebung von Nachfrage potentiell mit hohen Nutzenverlusten einhergeht, zu erreichen, bietet es sich an, im ersten und damit sichersten Kapazitätsband sämtliche dieser traditionellen Lasten zusammenzufassen. Ähnlich zur heutigen elektrischen Hausanschlussleistung, sollte für das Band ein – im „normalen“ Ausmaß – freier Zugang bestehen und in dem Band grundsätzlich keine Kapazitätsknappheit herrschen. Dadurch werden in der Vergangenheit getätigte Investitionen in klassische strombasierte Endgeräte im Haushalt geschützt und es wird vermieden, dass Nachfrager ihre Lebensgewohnheiten umfassend anpassen müssen. Ferner korrespondiert eine solche Ausgestaltung des ersten Kapazitätsbandes auch mit den in diesem Arbeitspapier unterstellten Sozialzielen.
- Band 2: Ein zweites Kapazitätsband könnte dafür vorgesehen werden, eine (nahezu) sichere Mindestkapazität für neue Lasten, also einen bestimmten Leistungsumfang für Elektrofahrzeuge einerseits und Wärmepumpen andererseits, zu gewährleisten. Durch einen – abgesehen von Ausnahmesituationen – freien Zugang zu diesem Band würde ein Einstieg in diese Technologien für jedermann ermöglicht. Grundsätzlich sollten auch in diesem Band keine Kapazitätsknappheiten auftreten. Sofern dies dennoch gelegentlich der Fall ist, könnte die Allokation im Band anhand einer Quotierung auf die maximal zugelassene Kapazität für die einzelnen Endgeräte erfolgen. Ein solches Vorgehen verursacht im Vergleich zu anderen Allokationsregeln (wie z. B. Auktionen) geringe Transaktionskosten und trägt zudem zur Erreichung der in Abschnitt 1.3 erläuterten Sozialziele sowie zur Verlässlichkeit aus Nachfragerperspektive bei. Im Knappheitsfall kann darüber hinaus in Erwägung gezogen werden, eine Technologie gegenüber der anderen zu bevorzugen, sofern dies aus einer gesamtsystemischen Perspektive vorteilhaft erscheint. So wäre z. B. eine Priorisierung von Power-to-Heat-Anwendungen denkbar, um dem regelmäßig dringenderen Kapazitätsbedarf für die Wärmeversorgung im Vergleich zur Elektromobilität, wo bei Kapazitätsengpässen für den Ladevorgang potentiell auch auf Schnellladestationen ausgewichen werden kann, gerecht zu werden. Außerdem kann auf diese Weise auch den längeren Investitionszyklen im Gebäudebereich Rechnung getragen werden, damit für die Transformation des Energiesystems nötige Investitionsmaßnahmen in Wärmepumpen nicht „zu spät“ erfolgen.
- Band 3: Ein drittes Kapazitätsband könnte mit dem Zweck implementiert werden, für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen eine nur gelegentlich eingeschränkte Basiskapazität zur Verfügung zu stellen, die jeweils über den Leistungsumfang der in Band 2 gewährten Mindestkapazitäten hinausgeht und in aller Regel einen „Normalbetrieb“ der Endgeräte

ermöglicht. Um Häufigkeit und Umfang der Knappheitssituationen zu begrenzen und damit die Verlässlichkeit bezüglich der („normalen“) Nutzbarkeit der Endgeräte sicherzustellen sowie einer Entwertung der Investitionen in die Endgeräte entgegenzuwirken, sollte der Zugang zu diesem Band mengenmäßig beschränkt werden. Die Einordnung in das Band könnte über das mit geringen Transaktionskosten verbundene First-Come-First-Served-Prinzip erfolgen, wobei dieser Ansatz ggf. mit Listenpreisen kombiniert werden sollte, um Mitnahmeeffekte bei Nachfragern, denen eigentlich die Mindestkapazität aus Band 2 ausreicht, zu vermeiden.²⁴ Auktionen, die ebenfalls ein denkbare Verfahren zur Allokation auf das Band darstellen, wären u. a. aufgrund der zeitlich versetzten Abfolge von Investitionen durch die Nachfrager schwierig umzusetzen und würden zudem unnötige Unsicherheiten erzeugen. Für die Kapazitätsallokation innerhalb des Bandes könnte bei den gegentlich auftretenden Knappheiten – analog zu den Ausführungen zu Band 2 – wiederum auf eine Quotierung mit Bezug zum maximal zugelassenen Leistungsumfang der einzelnen Endgeräte zurückgegriffen werden. Ferner besteht, wie bereits bei Band 2 beschrieben, auch hier die Möglichkeit, eine Technologie gegenüber der anderen im Knappheitsfall zu priorisieren.

- **Band 4:** Über ein viertes Kapazitätsband könnte schließlich weitere, vergleichsweise unsichere Verteilnetzkapazität für neue Lasten, also konkret Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, sowie sonstige Lasten, die nicht durch die anderen Bänder abgedeckt sind, bereitgestellt werden. Bei diesem Band sollte – anders als bei den darunterliegenden Bändern – umfangreicher auf Allokationsverfahren, die Zahlungsbereitschaften der Nachfrager explizit berücksichtigen, zurückgegriffen werden, da aufgrund der häufigeren Knappheitssituationen die Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs einen höheren Stellenwert einnimmt. Welche Ausgestaltungsmöglichkeiten für ein solches Kapazitätsband mit relativ unsicherer Verfügbarkeit bestehen, wird im nachfolgenden Abschnitt 3.3 gesondert analysiert.

3.3 Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsbänder mit unsicherer Verfügbarkeit

Im vorigen Abschnitt stand die Gestaltung und Vergabe von Prioritätsrechten bei Verteilnetzkapazitäten für bestimmte Nachfrager bzw. Anwendungen im Fokus. Durch den Rückgriff auf Kapazitätsbänder können verschiedene der in Abschnitt 1.3 dargestellten Ziele erreicht werden. Dazu gehört zunächst die Gewährleistung einer gewissen Verlässlichkeit für die Nachfrager sowohl bei bestehenden klassischen Haushaltsanwendungen als auch hinsichtlich neuer Endgeräte wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, was eine wesentliche Voraussetzung sein dürfte, damit entsprechende Investitionen überhaupt getätigt werden. Durch die faktische Zusicherung einer gewissen „Grundkapazität“ für jeden Nachfrager werden vor allem auch die bei Nachfragern anfallenden Transaktionskosten infolge von Unsicherheiten über die Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität gesenkt. Gleichzeitig lassen sich über Kapazitätsbänder gewünschte Sozialziele sicherstellen. In den vorangegangenen Abschnitten wurde

²⁴ In diesem Zusammenhang ist auch zu klären, ob die Einordnung in das Band mit Bezug zu Haushalten bzw. Hausanschlüssen oder mit Bezug zu einzelnen Endgeräten erfolgt. Diese Frage soll im Rahmen dieses Arbeitspapiers allerdings nicht vertieft betrachtet werden.

allerdings die Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs, also die Allokation von Verteilnetzkapazität an diejenigen Nachfrager, die zu diesem Zeitpunkt den höchsten Nutzen daraus ziehen können, nur am Rande berücksichtigt. Auch der ebenfalls im hier unterstellten Zielsystem enthaltene Aspekt, wie effektiv ein Allokationsmechanismus im Knappheitsfall die verfügbare Verteilnetzkapazität ausschöpft, stand bisher nicht im Fokus der Analysen. Bei der Diskussion von Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsbänder mit unsicherer Verfügbarkeit für Nachfrager (im beispielhaften Vorschlag im vorigen Abschnitt als Band 4 bezeichnet) spielen diese Aspekte jedoch eine zentrale Rolle und werden daher in den Untersuchungen in diesem Abschnitt umfassend betrachtet. Ergänzend sind auch weiterhin die sonstigen Kosten des Allokationsmechanismus, die insbesondere in Form von Transaktionskosten bei den Nachfragern anfallen, zu berücksichtigen. Eine Betrachtung von Akteuren und welche der in diesem Abschnitt beschriebenen Aufgaben diese übernehmen könnten, findet dann im Abschnitt 3.4 statt.

WAHL DES ALLOKATIONSOBJEKTES

Wie bereits in Abschnitt 3.1 beschrieben, stellt eine erste zentrale Gestaltungsoption beim Design von Allokationsmechanismen die Wahl des Allokationsobjektes dar. Im Kontext der Zuteilung von Verteilnetzkapazitäten ist der zeitliche Bezug des Allokationsobjektes von besonderer Relevanz. Diesbezüglich besteht zum einen die Möglichkeit, ein kurzes Zeitintervall zu wählen, wobei sich in diesem Fall die bereits aus der Energiewirtschaft bekannten 15 Minuten anbieten würden, in denen dann jeweils die knappe Kapazität alloziert wird. Im Idealfall erhalten Nachfrager in diesem Modell exakt zu den Zeiten und in der Menge Verteilnetzkapazitäten, wie es ihren Präferenzen entspricht. Allerdings fallen dafür auch in aller Regel sehr hohe Transaktionskosten an, da die Nachfrager häufig mit dem Allokationsmechanismus interagieren müssen. Zum anderen kann daher auch auf längere Zeitblöcke als Allokationsobjekt zurückgegriffen werden. Diese sollten übliche Zeiten der Netznutzung der Endgeräte abdecken. Dies könnten bei Elektrofahrzeugen bspw. die Nachtzeiten (etwa von 23 Uhr bis 6 Uhr) oder tagsüber während üblicher Arbeitszeiten sein. Gleichzeitig ist bei der Wahl der Länge der Zeitblöcke zu beachten, dass die Gesamtnachfrage im betrachteten Zeitblock nicht die vorliegende (Gesamt-)Netzkapazität überschreitet und damit ein Verschieben von Nachfrage aus dem Zeitblock heraus notwendig wird, um physische Engpässe zu vermeiden.²⁵ Wenn Nachfrager stark abweichende Präferenzen bezüglich der zeitlichen Nutzung ihrer Endgeräte aufweisen, dürfte es wiederum vorteilhaft sein, ihnen Zeitblöcke mit unterschiedlichen Start- und Endzeiten anzubieten (bspw. zusätzlich einen Zeitblock von 22 Uhr bis 4 Uhr). Für die einzelnen Zeitblöcke können vom Allokateur verschiedene standardisierte Produkte gestaltet werden, die sich hinsichtlich der bereitgestellten Menge an Arbeit und / oder Leistung unterscheiden. Die Nachfrager können dann für einen Zeitblock entsprechend ihrer Präferenzen ein Produkt auswählen. Durch den Rückgriff auf derartige Produkte entfällt für Nachfrager die Aufgabe, sich die gewünschte Netzkapazität über eine Kombination verschiedener kleiner Zeitintervalle selbst „zusammenzustellen“.

²⁵ Sollte es dennoch in Ausnahmefällen zu (Gesamt-)Knappheiten im Zeitblock kommen, bietet sich ein recht transaktionskostenarmes Allokationsverfahren wie bspw. eine Quotierung an.

Die wesentliche Schwierigkeit beim Rückgriff auf längere Zeitblöcke als Allokationsobjekt ist die adäquate Gestaltung der Blöcke und Produkte, welche möglichst exakt die Präferenzen der Nachfrager abbilden sollten. Insbesondere bei einer äußerst heterogenen Nachfragerstruktur dürfte dies eine erhebliche Herausforderung darstellen. Decken sich die angebotenen Zeitblöcke und Produkte letztlich nicht mit den Präferenzen, können dadurch hohe Nutzenverluste bei den Nachfragern entstehen, da der Einsatz von Endgeräten unter Umständen nicht zu den gewünschten Zeiten möglich ist. Wenn die Kapazitätsallokation in längeren Zeitblöcken erfolgen soll, ist dementsprechend eine entscheidende Frage, ob und wie ausreichend Wissen über die Präferenzen der Nachfrager und auch die Eigenschaften ihrer Endgeräte generiert werden kann.

GESTALTUNG DES ALLOKATIONSVERFAHRENS BEI VERSCHIEDENEN ALLOKATIONSOBJEKTEN

Soll bei der Allokation in Bändern mit unsicherer Verfügbarkeit die Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs berücksichtigt werden, bietet es sich – trotz der bereits in den Abschnitten 1.3 und 3.1 beschriebenen Probleme – an, in gewissem Maße die Zahlungsbereitschaft von Nachfragern einzubeziehen, wobei entweder Auktionen oder Listenpreise verwendet werden können. Die Wahl einer Allokationsregel kann dabei grundsätzlich immer nur vor dem Hintergrund des jeweiligen Allokationsobjektes bewertet werden. So sind beim Rückgriff auf kurze Zeitintervalle als Allokationsobjekt und Auktionen als Allokationsregel verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar, die es für die Einordnung dieses Ansatzes zu analysieren gilt. Wird die Verteilnetzkapazität für aufeinanderfolgende kurze Zeitintervalle (z. B. über einen gesamten Tag hinweg) im Vorfeld im Rahmen einer Auktion angeboten, können für Nachfrager Interdependenz- bzw. Kombinatorikprobleme auftreten, da die Zahlungsbereitschaft eines Nachfragers für Verteilnetzkapazität in einem bestimmten Zeitintervall und damit sein Bietverhalten von der erhaltenen Kapazität in früheren Zeitintervallen abhängt. Möchte ein Nachfrager über einen gewissen Zeitraum den Strombezug seines Endgerätes sicherstellen, müsste er folglich zusätzliche Gebote für nachfolgende Zeitintervalle abgeben, die er bei erfolgten (aber zum Zeitpunkt der Auktion noch mit Unsicherheit behafteten) Zuschlägen in früheren Zeitintervallen eigentlich gar nicht benötigen würde, was bei ihm letztendlich zu höheren Kosten führt. Um die Effektivität eines solchen Allokationsmechanismus sicherzustellen, müsste außerdem gewährleistet werden, dass ersteigerte, aber dann nicht genutzte Verteilnetzkapazität an andere Nachfrager weitergegeben werden kann. Dies könnte bspw. über mehrstufige Auktionsverfahren oder Sekundärmärkte erfolgen, was jedoch zu weiteren Transaktionskosten bei Nachfragern und höheren Kosten für die Durchführung des Allokationsmechanismus führen würde. Alternativ könnten zur Vermeidung von Interdependenz- bzw. Kombinatorikproblemen die Auktionen sequenziell stattfinden, sodass Nachfrager bei der Gebotsabgabe die Auktionsergebnisse für vorherige Zeitintervalle und damit die bislang allozierte Kapazität kennen. Hierbei fallen jedoch für Nachfrager sehr hohe Transaktionskosten an, weil diese fortwährend an Auktionen teilnehmen müssen. Außerdem besteht bei einer solchen Gestaltung des Allokationsverfahrens nur die Möglichkeit, Nachfrage zeitlich in die Zukunft zu verschieben. Schließlich sei noch darauf hingewiesen, dass bei beiden der vorgestellten Ausgestaltungsvarianten für Auktionen, das Allokationsverfahren mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf stattfinden muss. Nachfrager müssen sich also recht frühzeitig entscheiden, in welchen kurzen Zeitintervallen sie Verteilnetzkapazität benötigen.

Neben Auktionen ist beim Rückgriff auf kurze Zeitintervalle als Allokationsobjekt eine weitere Möglichkeit, Zahlungsbereitschaften der Nachfrager bei der Allokation von Verteilnetzkapazität zu berücksichtigen, die Verwendung von Listenpreisen. Analog zum Vorgehen bei Auktionen können auch Listenpreise sequenziell oder für mehrere kurze Zeitintervalle gleichzeitig festgelegt werden. Beim gleichzeitigen Setzen von Listenpreisen im Vorfeld sind einerseits die verfügbare Verteilnetzkapazität und andererseits die erwartete Nachfrage sowie das mögliche Ausweichverhalten in Abhängigkeit der gewählten Preisstruktur zu beachten, was hohe Wissensanforderungen an den Allokateur stellt. Liegt das notwendige Wissen nicht in ausreichendem Maße vor, dürfte in den kurzen Zeitintervallen entweder durch zu hohe Listenpreise regelmäßig zu viel Nachfrage verdrängt werden oder es besteht bei einem zu geringen Listenpreis weiterhin Knappheit bezüglich der Verteilnetzkapazität. Wie kritisch dieses Problem zu bewerten ist, hängt allerdings letztlich auch davon ab, ob Nachfragern absolute oder relative Rechte zur Kapazitätsnutzung zugewiesen werden. Bei absoluten Rechten erhalten Nachfrager eine fixe Zusage über die für sie zur Verfügung stehende Verteilnetzkapazität, während bei relativen Rechten im Gegensatz dazu nur die Reihenfolge, in der die Kapazitätszuteilung erfolgt, mitgeteilt wird. Bei der Zuordnung von absoluten Rechten wird daher regelmäßig ein „nachgeschalteter“ Allokationsmechanismus oder der Rückgriff auf „Sicherheitspuffer“ im Hinblick auf die insgesamt verteilte Kapazität notwendig sein, um physische Engpässe im Verteilnetz tatsächlich zu verhindern. Bei der Vergabe von relativen Rechten, von der in den folgenden Analysen ausgegangen wird, besteht dieses Problem hingegen nicht, da Nachfrager mit geringer Priorisierung im Knappheitsfall keine bzw. einen geringeren Anteil an der Verteilnetzkapazität erhalten. Eine Alternative zur gleichzeitigen Preissetzung im Vorfeld kann wiederum das sequenzielle Festlegen der Listenpreise immer für das nachfolgende kurze Zeitintervall durch den Allokateur sein, wobei jeweils die aktuelle Kapazitätsauslastung berücksichtigt werden kann.

Um die dargestellten Interdependenz- bzw. Kombinatorikprobleme, die bei der Allokation von Verteilnetzkapazitäten in kurzen Zeitintervallen auftreten und – wie beschrieben – auch nur unter Inkaufnahme weiterer Transaktionskosten reduziert werden können, zu vermeiden, bietet sich die Verwendung von längereren Zeitblöcken als Allokationsobjekt an. In diesem Fall müssen sich Nachfrager lediglich damit auseinandersetzen, welche Strommenge bzw. Kapazität sie über einen längeren Zeitraum brauchen, und die für den gewünschten Strombezug benötigte Verteilnetzkapazität folglich nicht über eine Kombination mehrerer kurzer Zeitintervalle selbst „zusammenstellen“.²⁶ Somit lassen sich die bei der Allokation in kurzen Zeitintervallen bei Nachfragen anfallenden Transaktionskosten deutlich reduzieren. Die konkrete Allokation der Netzkapazität auf die Nachfrager innerhalb eines längeren Zeitblocks könnte letztlich unter Berücksichtigung der von Nachfragern erworbenen Produkte durch einen zentralen Allokateur bzw. den Rückgriff auf einen Optimierungsalgorithmus erfolgen. Da der Allokateur in diesem Fall die Kapazität innerhalb des Zeitblocks frei zuteilen darf, kann zur Vermeidung von Netzengpässen die Last nicht nur zeitlich nach

²⁶ Die Aufgabe, Zeitblöcke und Produkte für Nachfrager zu gestalten, könnte grundsätzlich auch von Aggregatoren bzw. Vertrieben übernommen werden, worauf in Abschnitt 3.4 noch kurz eingegangen wird.

hinten verschoben, sondern auch vorgezogen werden, was ein effektiveres Ausschöpfen der insgesamt zur Verfügung stehenden Verteilnetzkapazität ermöglicht.

Bei einer Gesamtbetrachtung der vorstehend aufgeführten Argumente erscheint es vorteilhaft, bei der Allokation in Kapazitätsbändern mit unsicherer Verfügbarkeit auf längere Zeitblöcke und Produkte für Nachfrager zurückzugreifen, da auf diesem Wege insbesondere die entstehenden Transaktionskosten für Nachfrager deutlich reduziert werden können und gleichzeitig eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität ermöglicht wird. Nachfolgend wird daher bei der Diskussion der weiteren Gestaltungsparameter unterstellt, dass als Allokationsobjekt längere Zeitblöcke verwendet werden und Nachfrager zwischen verschiedenen Produkten, welche sich hinsichtlich der Strommenge und / oder Leistung unterscheiden können, wählen können.

WEITERE WICHTIGE GESTALTUNGSFRAGEN BEI VERWENDUNG VON ZEITBLÖCKEN ALS ALLOKATIONSOBJEKT

Damit die zeitliche Verschiebung von Last durch einen (zentralen) Allokateur bzw. einen Optimierungsalgorithmus innerhalb eines Zeitblocks optimal funktionieren kann, werden Informationen über die Nachfragerpräferenzen benötigt. Hierbei ist zunächst zu klären, welche Produkte die Nachfrager bevorzugen, also in welchen Zeitblöcken in welchem Ausmaß Kapazität gewünscht ist. Um zu verhindern, dass Nachfrager einen erhöhten Bedarf oder Bedarf in Zeitblöcken anmelden, in denen von ihnen eigentlich keine Verteilnetzkapazität benötigt wird, bietet sich es an, die Produkte zu bepreisen (bspw. ein Preis für eine bestimmte Strommenge, die innerhalb des gewünschten Zeitblocks unter Einhaltung der definierten maximalen Leistung vom Endgerät aus dem Stromnetz gezogen werden darf). Da die Zeitblöcke nach der oben getroffenen Annahme grundsätzlich so konzipiert sind, dass keine Gesamtknappheit im Zeitblock herrscht, kommt eine Auktion als möglicher Bepreisungsmechanismus nicht in Frage. Die Bepreisung der Produkte muss somit über vom Allokateur gesetzte Listenpreise erfolgen. Das Ziel bei der Preisgestaltung sollte sein, dass Nachfrager die notwendigen Informationen über ihre Präferenzen bzw. die technischen Randbedingungen des Strombezugs ihrer Endgeräte möglichst umfassend offenbaren.²⁷ Auf diese Weise soll verhindert werden, dass sich Nachfrager bei der Angabe von Informationen strategisch verhalten und in der Folge die vom Allokateur festgelegte bzw. von einem Optimierungsalgorithmus ermittelte Allokation innerhalb eines Zeitblocks nicht mehr effektiv und effizient umzusetzen wäre. Bei Elektrofahrzeugen etwa dürften insbesondere Informationen über die zu erwartende Zeitdauer am Stromnetz, den Bedarf an Strom im Zeitblock und ggf. auch die maximale Ladeleistung des Fahrzeugs von Relevanz sein. Eine längere Zeitdauer am Netz und eine höhere Ladeleistung des Fahrzeugs (wenn die Option eines schnelleren Ladens in bestimmten Konstellationen vorteilhaft ist) sollte mit günstigeren Preisen „belohnt“ werden. Sollten Elektrofahrzeuge verspätet angeschlossen bzw. zu früh wieder vom Netz getrennt werden, kann eine Sanktionierung über eine anteilige Reduktion der Strommenge oder über ein Malus-System erfolgen.

²⁷ Preise dienen in diesem Kontext also nicht als Instrument zur Lenkung von Nachfrage, d. h. dem direkten zeitlichen Verschieben von Last, sondern zur Informationsgenerierung.

Ferner ist zu klären, inwiefern bei einem Rückgriff auf Zeitblöcke der Spotmarktpreis als Indikator für Knappheiten im Erzeugungsbereich vom Allokateur an die Nachfrager innerhalb eines Zeitblocks durchgereicht werden sollte. Da sich die betroffenen Endgeräte in dem Fall, dass eine Kapazitätsallokation notwendig ist, „hinter“ einem Verteilnetzengpass befinden, dürften Informationen über Knappheiten bei der Stromerzeugung zunächst einmal keine große Relevanz besitzen. Da die Allokation innerhalb eines Zeitblocks durch einen (zentralen) Allokateur bzw. einen Optimierungsalgorithmus erfolgt und Nachfrager somit begrenzten Einfluss darauf haben, wann sie Strom beziehen, bietet es sich vielmehr an, innerhalb eines Zeitblocks einen Durchschnittspreis für die Strombeschaffung zu ermitteln, welcher dann für die gesamte Nachfrage in diesem Zeitblock gilt. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass bei sehr langen Zeitblöcken das grundlegende Ziel, dass flexible Endgeräte wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen möglichst in den Zeiten Strom verbrauchen, in denen viel davon erzeugt wird, teilweise nicht erfüllt sein könnte.

Weitere wesentliche Gestaltungsfragen bei Allokationsmechanismen sind, mit welchem zeitlichen Vorlauf die (Erst-)Allokation erfolgt und in welchem Umfang Änderungen an dieser Allokation ermöglicht werden. Zentrale Einflussfaktoren, die es dabei zu berücksichtigen gilt, sind sowohl auf der Angebots- als auch Nachfrageseite die möglichen Veränderungen an der Informationslage der Akteure sowie die notwendigen Vorlaufzeiten zur Anpassung des Verhaltens bzw. der Entscheidungen. Grundsätzlich dürfte auf der Angebotsseite recht wenig Dynamik bestehen, da die verfügbare Verteilnetzkapazität in wiederkehrenden Zeiträumen (z. B. zu einer bestimmten Zeit an einem Wochentag) recht konstant ausfallen dürfte und somit von lediglich geringen Veränderungen bezüglich der Informationslage zur Angebotsseite ausgegangen werden kann. Denkbar wären jedoch Anpassungen, wenn es nennenswerte Veränderungen beim Börsenstrompreis geben sollte, die sich dann auch in einer deutlichen Änderung der Durchschnittspreise in den einzelnen Zeitblöcken niederschlagen. Auf der Nachfrageseite ist im Gegensatz zur Angebotsseite regelmäßig eine deutlich größere Dynamik zu erwarten, da bspw. bezüglich der Nutzung von Elektrofahrzeugen zwar bestimmte Mobilitätsroutinen existieren, jedoch auch in bestimmten Situationen von diesen abgewichen werden dürfte (bspw. wenn ein Urlaub ansteht, ein Notfall eintritt etc.). Nichtsdestotrotz erscheint ein Rückgriff auf Standardverbrauchsprofile, die von Nachfragern – ggf. auch differenziert nach verschiedenen Wochentagen, Wochen und / oder Jahreszeiten – angegeben werden, durchaus vorteilhaft. Zu klären ist in diesem Kontext jedoch, in welchen Abständen ein derartiges Standardverbrauchsprofil angepasst werden kann. Ferner ist zu hinterfragen, mit welchem Vorlauf die konkrete Auswahl für einen bestimmten Zeitblock zu erfolgen hat und bis zu welchem Zeitpunkt ein Abweichen von diesem Verbrauchsprofil möglich sein soll. Dabei könnte ein Abweichen vom ursprünglich angegebenen Lastprofil mit einem entsprechend höheren Preis versehen werden, um auf diese Weise das regelmäßige Anpassen der (Erst-)Allokation eindämmen zu können.

Bei den bisherigen Betrachtungen in diesem Abschnitt wurde die Zahlungsbereitschaft von Nachfragern vor allem zu dem Zweck einbezogen, möglichst „wahrheitsgemäße“ Informationen zu deren Präferenzen einzusammeln und dabei strategisches Verhalten zu vermeiden. Da bei verschiedenen Nachfragern zu einem Zeitpunkt aber unterschiedlich hohe Dringlichkeiten bezüglich des Kapazitätsbedarfs bestehen dürften, können die bereits beschriebenen Produkte auch mit

unterschiedlichen Verfügbarkeitsniveaus angeboten werden. So könnte ein Kapazitätsband mit unsicherer Verfügbarkeit in verschiedene Prioritätsstufen unterteilt werden, wobei die Produkte mit der geringsten Priorität zuerst von Knappheiten betroffen sind. Erst im Anschluss würde es zu Knappheiten in der nächsthöheren Prioritätsstufe kommen. Wie die Bepreisung im Detail auszugestalten ist, kann in diesem Arbeitspapier nicht vollumfänglich untersucht werden. Eine Gestaltungsfrage ist, ob Listenpreise oder Auktionen eingesetzt werden, wobei insbesondere die Höhe der damit jeweils verbundenen Transaktionskosten zu berücksichtigen ist. Ferner kann die Bepreisung zeitbezogen (bspw. pro Jahr) und / oder mit Bezug zu Energiemengen erfolgen. Hierbei ist u. a. zu beachten, welcher Einfluss sich auf das Investitionsverhalten von Nachfragern ergibt. Schließlich wären auch Rückerstattungsregeln zu prüfen, wenn die erworbenen Prioritätsrechte nur in seltenen Fällen zu einer bevorzugten Kapazitätsnutzung verholfen haben.

3.4 Weitere institutionelle Gestaltungsfragen bezüglich organisatorischer Aspekte

Bislang wurde im Rahmen der Analysen in den vorangegangenen Abschnitten nicht thematisiert, wer bestimmte Aufgaben, die im Zuge der Allokation von Verteilnetzkapazitäten zu erbringen sind, übernimmt bzw. übernehmen sollte. Für die Erreichung der in Abschnitt 1.3 beschriebenen Zielsetzung ist jedoch von hoher Relevanz, welche Akteure mit welchen Eigenschaften (insbesondere Zielsystemen) und welchen Ressourcen (vor allem Wissen) an diesem Entscheidungsprozess beteiligt sind und gewisse Kompetenzen zugewiesen bekommen. Naheliegend ist in dieser Hinsicht zunächst, dass die jeweiligen Verteilnetzbetreiber eine zentrale Rolle bei der Kapazitätsallokation einnehmen, da sie u. a. über die umfangreichsten Kenntnisse bezüglich Zustand und Auslastung der von ihnen betriebenen Stromnetze verfügen und zudem auch Kapazitätsausbaumaßnahmen planen und umsetzen. Nichtsdestotrotz stellt sich die Frage, ob Verteilnetzbetreiber Kapazitäten unmittelbar an (End-)Nachfrager zuteilen oder Intermediäre bei der Kapazitätsallokation „zwischen geschaltet“ werden sollten. In Betracht kommen als solche Intermediäre vor allem Stromvertriebe, die als Aggregatoren der Nachfrage für die Beschaffung von Strommengen für ihre Kunden zuständig sind und dadurch sowie ggf. durch weitere Dienstleistungen über einen direkten Kontakt zum (End-)Verbraucher verfügen. Der Einbezug von Stromvertrieben in die Allokation von Verteilnetzkapazitäten könnte sich insbesondere dann als wertvoll herausstellen, wenn diese durch ihre Tätigkeiten einen Wissensvorsprung gegenüber Verteilnetzbetreibern bezüglich der Präferenzen von Nachfragern aufweisen und daher z. B. in der Lage sind, passendere „Kapazitätsprodukte“, etwa im Hinblick auf die angebotenen Zeitblöcke, zu definieren.²⁸ Inwiefern dies in der Praxis tatsächlich zutrifft, kann in diesem Arbeitspapier nicht abschließend beurteilt werden und ist somit noch detaillierter zu analysieren. Werden Verteilnetzkapazitäten zuerst an Stromvertriebe zugeteilt und durch diese dann (Re-)Allokationen vorgenommen, sind darüber hinaus auf Vertriebsebene diverse Probleme denkbar, wie die Ausnutzung von Marktmacht gegenüber (End-)Nachfragern (in einzelnen Netzsträngen bzw. Abgängen in der

²⁸ Vgl. hierzu auch die Ausführungen in Abschnitt 3.3 zu der Frage, ob bei der Allokation von Verteilnetzkapazität das Allokationsobjekt 15-Minuten-Intervalle oder längere Zeitblöcke umfassen sollte.

Niederspannung) und strategisches Verhalten gegenüber Verteilnetzbetreibern, die es genauer zu eruieren gilt.

In Bezug auf die Frage, welche Akteure über das Wissen verfügen, um eine möglichst optimale Allokation von Verteilnetzkapazitäten herbeizuführen, und wie dieses Wissen im Rahmen eines Allokationsmechanismus genutzt werden kann, ist auch zu bedenken, dass eine Vielzahl relevanter Informationen über die Nachfrage zunächst weder bei Verteilnetzbetreibern noch Stromvertrieben vorliegen dürften, sondern vielmehr bei Endgeräteherstellern oder großen Anbietern von Softwarelösungen für den Mobilitäts- und Wärmebereich. So dürften z. B. die Produzenten von Elektrofahrzeugen (künftig) umfassende Kenntnisse über das Verbrauchsverhalten ihrer Fahrzeuge, Ladezustände der Batterien sowie vermutlich auch über das Mobilitätsverhalten der Nutzer besitzen. Der Einbezug dieses Wissens könnte potentiell die Effizienz und Effektivität eines Kapazitätsallokationsmechanismus merklich erhöhen, erfordert jedoch unter Umständen gesetzliche bzw. regulatorische Vorgaben zur Daten- bzw. Informationsweitergabe und wirft damit diverse weitere Fragen auf, u. a. zur Bepreisung dieser Datenweitergabe und zu datenschutzrechtlichen Aspekten, deren detaillierte Untersuchung in diesem Arbeitspapier nicht geleistet werden kann.

Ausgehend von der Annahme, dass Verteilnetzbetreiber die Netzkapazitäten direkt an (End-)Nachfrager allozieren, ist des Weiteren zu analysieren, inwiefern die konkrete Steuerung von Endgeräten im Haushalt integriert mit der Aufgabe der Kapazitätsallokation erfolgen sollte. Diesbezüglich lässt sich zunächst festhalten, dass im Fall eines Verteilnetzengpasses die Steuerung der Endgeräte bei einer zentral optimierten Kapazitätsszuteilung sowieso faktisch vorgegeben ist oder zumindest nur sehr begrenzte Spielräume bei der Steuerung bestehen bleiben. Insofern ist für die Beantwortung der genannten Fragestellung vor allem relevant, welcher (gesamtwirtschaftliche) Mehrwert sich durch den Einbezug von Dienstleistern (wie z. B. Stromvertrieben) bei der Steuerung von Endgeräten in Zeiten ohne Kapazitätsknappheiten ergibt. Jenseits der Engpasszeiten sollte, wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, der Börsenstrompreis ein wesentlicher Treiber für den Strombezug von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen darstellen. Es sind aber natürlich auch Nachfragerpräferenzen sowie die Spezifika des technischen Systems (wie bspw. Eigenschaften der Endgeräte oder – mit Bezug zu Wärmepumpen – Charakteristika des Gebäudes) bei der Steuerung von Relevanz. In diesem Kontext ist zu beachten, dass Stromvertriebe und andere Dienstleister (sowie potentiell auch Verteilnetzbetreiber) als Berater für Nachfrager bei Investitionsentscheidungen im Haushalt fungieren können und sich dabei möglicherweise Synergieeffekte mit der Wahrnehmung von Steuerungsaufgaben ergeben. Letztendlich deutet somit wohl wenig daraufhin, dass eine Integration der Kompetenzen zur Kapazitätsallokation und zur Endgerätesteuerung (beim Verteilnetzbetreiber) zwangsläufig notwendig oder ökonomisch vorteilhaft ist.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass – anders als in den vorangegangenen Abschnitten vorerst angenommen – in Deutschland eine Vielzahl von Verteilnetzen und Verteilnetzbetreibern, die sich zum Teil in privater und zum Teil in öffentlicher Eigentümerschaft befinden, existiert. Dementsprechend stellen sich nicht nur mit Bezug zu der in Abschnitt 2 bereits thematisierten Abwägungsfrage zwischen Verteilnetzausbau und Allokationsmechanismen diverse organisatorische Gestaltungsfragen im Mehrebenensystem, sondern speziell auch hinsichtlich der Regelungen zur Kapazitätsallokation in

Verteilnetzen. Insbesondere ist zu klären, wie mit der Heterogenität zwischen und teilweise auch innerhalb von Verteilnetzen umgegangen wird und wie Regelungen zur Kapazitätsallokation in die Verteilnetzregulierung eingebettet werden können, da vor allem das Zielsystem von privaten Netzbetreibern regelmäßig von dem in diesem Arbeitspapier unterstellten Zielsystem erheblich abweichen dürfte. Einheitliche Vorgaben zur Grundkonzeption von Kapazitätsallokationsmechanismen für alle Verteilnetzbetreiber dürften in diesem Zusammenhang eine sinnvolle Maßnahme darstellen, es sollten jedoch ausreichende Freiheitsgrade bei deren Anwendung bestehen, um den heterogenen Verteilnetzstrukturen Rechnung zu tragen. Als Ansatzpunkt kann dabei der in Abschnitt 3.2 unterbreitete Vorschlag zur Einteilung und Ausgestaltung von Kapazitätsbändern dienen, der sich prinzipiell adäquat in ein Regulierungsregime für Verteilnetzbetreiber integrieren lassen dürfte und zudem je nach Bedarf angepasst, weiter ausdifferenziert oder vereinfacht werden kann.

3.5 Exkurs: Interdependenzen zur Finanzierung von Fixkosten im Stromnetzbereich

Abschließend sei im Rahmen dieses Exkurses noch kurz auf die Interdependenzen zwischen der Ausgestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus für Verteilnetze und der Finanzmittelerhebung zur Finanzierung von Fixkosten im Stromnetzbereich hingewiesen: Bei der Gestaltung von Allokationsmechanismen für Verteilnetzkapazitäten sind – wie in Abschnitt 1.3 dargestellt – vielfältige Ziele zu berücksichtigen, die teilweise auch zueinander in Konflikt stehen. Zu nennen sind u. a. die Berücksichtigung der Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs, Sozialziele sowie eine gewisse Verlässlichkeit für Nachfrager, um deren Investitionen in Endgeräte zu schützen. Die Bepreisung der Kapazitätsnutzung ist für die Erreichung dieser Ziele zwar nicht gänzlich unbedeutend; wie die in den vorangegangenen Abschnitten durchgeführten Analysen jedoch aufzeigen, kann eine effiziente und effektive Allokation von Verteilnetzkapazitäten auch über Mechanismen gewährleistet werden, bei denen Preise keine oder nur eine untergeordnete Rolle zukommt. Bei der Gestaltung von Netzentgelten ist hingegen zunächst sicherzustellen, dass ausreichend Mittel von den Nachfragern eingesammelt werden, um die (Fix-)Kosten im Stromnetzbereich abzudecken. Dabei sind wiederum die oben genannten Ziele durchaus zu beachten und es ist sicherzustellen, dass möglichst keine Anreize existieren, die diesen Zielen entgegenstehen. Wenn Ansätze zur Kapazitätsallokation über eine entsprechende Gestaltung der Netzentgelte realisiert werden sollen und dabei versucht wird, aus dem Blickwinkel der „Kostenwahrheit“ bzw. einer „verursachergerechten Kostenanlastung“ zu argumentieren, werden – jenseits der grundsätzlichen Frage, in welchem Umfang es bei fixkostendominierten Systemen wie Stromverteilnetzen überhaupt möglich ist, Kosten verursachergerecht zuzuteilen – regelmäßig Anreize etabliert, die den genannten Zielen entgegenstehen werden. Aus diesem Grund sollte die Frage der Kapazitätsallokation bei Stromnetzen letztlich nicht von der Kostenanlastung und der Etablierung eines „verursachergerechten Preisregimes“ her gedacht werden. Es gilt folglich, diese beiden Themenkomplexe zunächst analytisch getrennt zu betrachten.

4 Fazit und Ausblick

Mechanismen zur Kapazitätsallokation stellen neben dem Ausbau von Verteilnetzen potentiell eine wichtige Handlungsoption dar, um die Integration neuer, laststarker Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in das Stromsystem zu gewährleisten. Kapazitätsallokationsmechanismen bestimmen im Falle eines Netzengpasses, welche Nachfrager bzw. Anwendungen die knappe Verteilnetzkapazität nutzen dürfen. Anwendungsfälle für solche Mechanismen in Stromverteilnetzen dürften insbesondere das temporäre Management von Netzengpässen sowie auf lange Sicht die Abmilderung extremer Lastspitzen sein.

Im Fokus dieses Arbeitspapiers stand die Diskussion von Gestaltungsoptionen für Mechanismen zur Allokation von Verteilnetzkapazität. Im Rahmen der Analyse wurde aufgezeigt, warum Kapazitätsbänder einen vorteilhaften Ansatz darstellen, um die vielfältigen Ziele, die es bei der Kapazitätsallokation zu berücksichtigen gilt, zu erreichen. Bei Kapazitätsengpässen im Verteilnetz ist zwischen klassischen Haushaltsanwendungen und neuen Lasten wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen zu differenzieren, da sich diese Endgeräte hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften und insbesondere ihres Potentials, den Strombezug aus dem Verteilnetz zeitlich zu verschieben, ohne dass es dabei zwingend zu einer Verschiebung der eigentlichen Nutzung des Endgerätes kommt, unterscheiden. Durch eine Priorisierung klassischer Haushaltsanwendungen werden in der Vergangenheit getätigte Investitionen in klassische strombasierte Endgeräte im Haushalt geschützt und es wird vermieden, dass Nachfrager ihre Lebensgewohnheiten umfassend anpassen müssen. Ferner korrespondiert eine solche Ausgestaltung auch mit den in diesem Arbeitspapier unterstellten Sozialzielen. Durch ein weiteres Kapazitätsband kann eine (nahezu) sichere Mindestkapazität für neue Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sichergestellt werden, was einen Einstieg in diese Technologien begünstigt. Über ein drittes Kapazitätsband kann für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen eine nur gelegentlich eingeschränkte Basiskapazität zur Verfügung gestellt werden. Damit die Verlässlichkeit bezüglich der („normalen“) Nutzbarkeit der Endgeräte sichergestellt ist, sollte der Zugang zu diesem Band mengenmäßig beschränkt werden. Der über die bisher beschriebenen Kapazitätsbänder hinausgehende Kapazitätsbedarf kann über ein weiteres Band bereitgestellt werden. Bei diesem Band sollte – anders als bei den bisher beschriebenen Bändern – umfangreicher auf Allokationsverfahren, die Zahlungsbereitschaften der Nachfrager explizit berücksichtigen, zurückgegriffen werden, da aufgrund der häufigeren Knappheitssituationen die Dringlichkeit des Kapazitätsbedarfs für die Nachfrager einen höheren Stellenwert einnimmt.

Beim institutionellen Design von Kapazitätsbändern mit vergleichsweise unsicherer Verfügbarkeit gibt es verschiedene Ausgestaltungsoptionen. Zunächst konnte gezeigt werden, dass längere Zeitblöcke als Allokationsobjekt Vorteile gegenüber kurzen Zeitintervallen aufweisen, da auf diese Weise mögliche Interdependenz- bzw. Kombinatorikprobleme reduziert werden können und somit geringere Transaktionskosten (sowohl infolge von Unsicherheiten als auch in Bezug auf den zeitlichen Aufwand) bei den Nachfragern anfallen. Nachfrager können für die Zeitblöcke sog. Produkte erwerben, die sich hinsichtlich der Strommenge und / oder Leistung unterscheiden. Die Bepreisung der verschiedenen Produkte wird als Instrument für das Einsammeln möglichst wahrheitsgemäßer Angaben über die

Nachfragerpräferenzen eingesetzt, um auf diese Weise strategisches Verhalten der Nachfrager zu verhindern bzw. zumindest zu reduzieren. Da bei verschiedenen Nachfragern in Kapazitätsbändern mit unsicherer Verfügbarkeit zu bestimmten Zeitpunkten unterschiedlich hohe Dringlichkeiten bezüglich des Kapazitätsbedarfs bestehen, können Produkte auch mit unterschiedlichen Verfügbarkeitsniveaus angeboten werden, wobei die Differenzierung der Nachfrage über die Zahlungsbereitschaft erfolgt. Bezüglich der Details zur Ausgestaltung der Bepreisung sowohl zum Einsammeln von Informationen über Nachfragepräferenzen als auch bei der Differenzierung nach Verfügbarkeitsniveaus innerhalb des Kapazitätsbandes besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

Es erscheint vorteilhaft, dass die Allokation des Strombezugs innerhalb eines Zeitblocks durch einen (zentralen) Allokateur bzw. einen Optimierungsalgorithmus erfolgt, der unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen, die sich durch die jeweiligen erworbenen Produkte ergeben, die Nachfrage innerhalb der Zeitblöcke zeitlich verschieben darf. Naheliegend ist dabei zunächst, dass die jeweiligen Verteilnetzbetreiber eine zentrale Rolle bei der Kapazitätsallokation einnehmen. Nichtsdestotrotz stellt sich die Frage, ob Verteilnetzbetreiber Kapazitäten unmittelbar an (End-)Nachfrager zuteilen oder Intermediäre wie bspw. Stromvertriebe bei der Kapazitätsallokation „zwischengeschaltet“ werden sollten. Der Einbezug von Stromvertrieben könnte sich insbesondere dann als wertvoll herausstellen, wenn diese einen Wissensvorsprung gegenüber Verteilnetzbetreibern bezüglich der Präferenzen von Nachfragern besitzen. Werden Verteilnetzkapazitäten zuerst an Stromvertriebe zugeteilt und durch diese dann (Re-)Allokationen vorgenommen, sind allerdings auf Vertriebsebene diverse Probleme denkbar, wie die Ausnutzung von Marktmacht gegenüber (End-)Nachfragern (in einzelnen Netzsträngen bzw. Abgängen im Niederspannungsnetz) und strategisches Verhalten gegenüber Verteilnetzbetreibern. In welchem Umfang Wissensunterschiede bei den genannten Akteuren vorliegen und welches Ausmaß das strategische Verhalten von Vertrieben aufweisen könnte, kann in diesem Arbeitspapier nicht abschließend beurteilt werden, sodass an dieser Stelle weiterer Forschungsbedarf besteht.

Für die vorstehenden Analysen wurden recht weitführende technisch-systemische Annahmen wie z. B. eine umfassende Beobachtbarkeit der Netzzustände in den Verteilnetzen oder aber auch die vollständige Steuerbarkeit der Endgeräte unterstellt, die nicht dem Status quo entsprechen. Auch bezüglich dieser Aspekte besteht weiterer Forschungsbedarf, da es bisher bspw. keine adäquate Standardisierung für die Steuerung von Elektrofahrzeugen oder auch Wärmepumpen gibt. Sollte sich das technische System (z. B. aufgrund von negativ ausfallenden Kosten-Nutzen-Betrachtungen) nicht in die angenommene Richtung entwickeln, ist der in diesem Arbeitspapier dargestellte Ansatz für einen Kapazitätsallokationsmechanismus im Verteilnetz zu vereinfachen, dürfte aber vermutlich vom Grundgedanken her trotzdem anwendbar bleiben.

Abschließend sei angemerkt, dass die in diesem Arbeitspapier auf Basis ökonomischer Analysen abgeleiteten Vorschläge zur Weiterentwicklung des institutionellen Rahmens, wie teilweise bereits beschrieben, noch an verschiedenen Stellen zu vertiefen und außerdem für die Entwicklung politischer Handlungsempfehlungen hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit im Status quo aus juristischer Sicht zu prüfen sind.

Literaturverzeichnis

- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien (2015):** Energiewende im Verkehr; Forschungsradar Energiewende, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_verkehr_2015/AEE_Metaanalyse_Verkehr_nov15_fixed.pdf.
- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien (2017):** Zusammenspiel von Strom- und Wärmesystem; Forschungsradar Energiewende, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Metaanalyse_Strom-Waerme/AEE_Metaanalyse_Strom_Waerme_Langfassung_jul17.pdf.
- ARGE Ost (2017):** Gemeinsamer Netzausbauplan der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber; zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter [http://www.enso-netz.de/enso-netz/home_netz.nsf/Ressourcen/0A98FC8CEDB3AA5CC12581AA001E129F/\\$file/NAP_2017_2017-09-01.pdf](http://www.enso-netz.de/enso-netz/home_netz.nsf/Ressourcen/0A98FC8CEDB3AA5CC12581AA001E129F/$file/NAP_2017_2017-09-01.pdf).
- BCG / Prognos – The Boston Consulting Group / Prognos (2018):** Klimapfade für Deutschland; Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf.
- Beckers, T. (2018):** Vom Sektordesign zum Sektorkopplungsdesign – Die institutionenökonomische Perspektive; Vortrag auf der Tagung "Ökonomische Grundsatzfragen der Sektorkopplung: Technisches Systemdesign und Governance" am 22.03.2018 in Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2018/2018_03_22-vortrag_beckers-institutionelles_design_der_sektorkopplung-v11_tb.pdf.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. / Kühling, J. / Hertel, W. / Schäfer, D. (2014):** Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“, zuletzt abgerufen im Internet am 26.07.2018 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf.

- Beckers, T. / Klatt, J. P. / Kühling, J. (2010):** Entgeltregulierung der deutschen Flughäfen: Reformbedarf aus ökonomischer und juristischer Sicht; Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Fluggesellschaften e.V. (BDF), zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2010/studie_entgelt_regulierung_der_deutschen_flughaefen-v3.00_01.03.2010.pdf.
- Dallinger, D. / Wietschel, M. (2012):** Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles; in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16. Jg., Nr. 5, S. 3370-3382.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (2012):** dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030; zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (2017):** dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung; zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9191_dena_Netzflexstudie.pdf.
- E-Bridge (2017):** Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz – Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende; Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter http://verteilnetze.de/wp-content/uploads/2017/12/E-Bridge_Abschlussbericht-Sichere-und-effiziente-Koordinierung-von-Flexi....pdf.
- E-Bridge / IAEW / OFFIS – E-Bridge / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft / Oldenburger Institut für Informatik (2014):** Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie); Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- Ecofys / Fraunhofer IWES – Ecofys / Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2017):** Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen; Studie im Auftrag von Agora Energiewende, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.
- Energynautics / Öko-Institut / Bird & Bird LLP (2017):** Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz; Studie im Auftrag des rheinland-pfälzischen Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://mueef.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Energie_und_Strahlenschutz/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf.

Fraunhofer ISI et al. – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung / Consentec / Institut für Energie- und Umweltforschung / Technische Universität Wien / M-Five / TEP Energy (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-0-zentrale-ergebnisse-und-schlussfolgerungen.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Fraunhofer IWES et al. – Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik / Fraunhofer Institut für Bauphysik / Institut für Energie- und Umweltforschung / Stiftung Umweltenergierecht (2015): Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland im Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung; Endbericht zu dem vom BMWi geförderten Forschungsvorhaben „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf.

Gizzi, F. (2016): Implementierung komplexer Systemgüter – Ein methodischer Ansatz für ökonomische Untersuchungen und seine Anwendung auf Verkehrstelematiksysteme für die Straße; Dissertationsschrift, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/5337/9/gizzi_florian.pdf.

He et al. – He, X. / Keyaerts, N. / Azevedo, I. / Meeus, L. / Hancher, L. / Glachant, J. (2013): How to engage consumers in demand response: A contract perspective; in: *Utilities Policy*, 27. Jg., S. 108-122.

Layer, P. / Feurer, S. / Jochem, P. (2017): Perceived price complexity of dynamic energy tariffs: An investigation of antecedents and consequences; in: *Energy Policy*, 106. Jg., S. 244-254.

Liebe, A. / Wissner, M. (2015): Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltbereich; Studie für das baden-württembergische Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz und das baden-württembergische Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://mlr.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlr/intern/dateien/PDFs/Verbraucherschutz/Der_flexible_Verbraucher_WIK_Endbericht_03-15_.pdf.

Moser et al. – Moser, S. / Frank, F. / Muggenheimer, G. / Elbe, C. / Schmutzner, E. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids; Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7g/2015, zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/endbericht_201507g_loadshift_haushalte.pdf.

Schreiber, M. (2017): Design variabler Energie- und Leistungspreiskomponenten von Stromtarifen als Anreiz für ein systemdienliches Energiemanagement flexibler Verbraucher in Haushalten; Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Schumann, J. / Meyer, U. / Ströbele, W. (2007): Grundzüge der mikroökonomischen Theorie; 8. Auflage, Berlin / Heidelberg: Springer.

Umweltbundesamt (2018): Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2017; zuletzt abgerufen im Internet am 27.07.2018 unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/180315_uba_hg_einzahlen_2018_bf.pdf.

Vasirani, M. / Ossowski, S. (2013): A proportional share allocation mechanism for coordination of plug-in electric vehicle charging; in: *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 26. Jg., Nr. 3, S. 1185-1197.