



ENavi: Transformation des Stromsystems

BEREITSTELLUNG VON FLEXIBILITÄT IN DER NIEDERSPANNUNG – STATUS QUO, WECHSELWIRKUNGEN UND AUSBLICK

GEFÖRDERT VOM

IMPRESSUM

HERAUSGEBER

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

Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel: +49 (0)30 / 4081870-10
Fax: +49 (0)30 / 4081870-29
www.ikem.de

E-Mail: info@ikem.de
www.energiewende-navi.de

AUTOREN

Ass. jur. Johannes Antoni, LL.B.: johannes.antoni@ikem.de
Ass. jur. Joschka Selinger, B.A.: joschka.selinger@ikem.de



STAND

12/2019

INHALT

Impressum	2
1 Einleitung	4
2 Zwischen Heizstrom und Smart Grid – Entstehungsgeschichte und Anwendungsbereich von § 14a EnWG	6
2.1 GESETZ ZUR NEUREGELUNG ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER VORSCHRIFTEN	6
2.2 GESETZ ZUR DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE	6
3 Ausgestaltung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG	9
3.1 TATBESTANDSVORAUSSETZUNGEN	9
3.2 VERORDNUNGSERMÄCHTIGUNG	10
3.3 EUROPÄISCHE VORGABEN AN DEN RECHTSRAHMEN FÜR FLEXIBILITÄT	12
3.4 AUSBLICK	13
4 Wechselwirkungen von § 14a EnWG im geltenden Energiewirtschaftsrecht	14
4.1 MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ (MSBG)	14
4.2 SCHUTZ VON BESTANDSKUNDEN	16
4.3 BILANZKREISBEWIRTSCHAFTUNG	17
4.4 NETZENTGELTSYSTEMATIK – REFORMBEDARF FÜR FLEXIBILITÄTSBEREITSTELLUNG?	17
5 Weiterentwicklung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG	20
5.1 AUSDEHNUNG AUF MITTELSPANNUNG	20
5.2 AUSDEHNUNG AUF ERZEUGUNGSANLAGEN	20
5.3 ERWEITERTE FLEXIBILITÄT DURCH VEHICLE-TO-GRID ANWENDUNGEN	21
6 Fazit	22

1 EINLEITUNG

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Deutschland bis 2050 auf mindestens 80 Prozent zu steigern. Damit gehen zwangsläufig stärkere Schwankungen der Residuallast (derjenige Teil des Stromverbrauchs, der unabhängig von den fluktuierenden erneuerbaren Energien ist) einher, da die Energie aus Wind und Sonne wegen der Abhängigkeit von meteorologischen Gegebenheiten nur eingeschränkt prognostizier- und steuerbar ist.¹ Das deutsche Stromversorgungssystem basierte lange Zeit auf dem Prinzip, dass die Erzeugung sich an den Verbrauch anpasste. Mit der fortschreitenden Integration erneuerbarer Energien kommt nun der Erschließung von Flexibilitätspotentialen auf Verbrauchsseite eine immer wichtigere Rolle zu. Die Nutzung von Flexibilitätspotentialen auf Verbrauchsseite wird immer wichtiger für eine stabile Stromversorgung, um die zunehmend volatile Stromerzeugung durch einen entsprechenden Verbrauch in der Waage zu halten.² Durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität kann der lastgetriebene Netzausbau gedämpft werden, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Die Begrenzung des teuren Netzausbaus ist auch aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll. Eine höhere Auslastung der bestehenden Infrastruktur kann die Betriebskosten und den Ausbaubedarf senken.³

Grundsätzlich kann Flexibilität auf unterschiedliche Weise bereitgestellt werden. Erzeugungsseitig erfolgte dies bislang durch eine flexible Fahrweise von Kraftwerken entlang der Last, durch (Pump-)Speicher, die Strom zwischenspeichern oder ein leistungsfähiges Stromnetz,⁴ das eine gleichmäßige Verteilung ermöglicht.⁵ Zunehmend gewinnt die Steuerung auf Nachfrageseite an Bedeutung, deren Potential für Deutschland von Studien in Größenordnungen zwischen 5 und 15 GW beziffert wird.⁶ Die Nachfragesteuerung beruht auf einer aktiven Einbindung der Letztverbraucher durch die flexible Zu- und Abschaltung von Lasten. Die aktive Steuerung der Stromnachfrage ist gerade für die Integration der

¹ Vgl. etwa Forschungsradar Energiewende, Metaanalyse: Flexibilität durch Sektorenkopplung, S. 1, 8, www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_sektorkopplung_042016/AEE_Metaanalyse_Flexibilitaet_Sektorkopplung_apr16_fixed.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

² Das Kopernikus-Projekt SynErgie, Positionspapier zu regulatorischen Änderungen, abrufbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles?backRef=33&news=Notwendige_regulatorische_Aenderungen_fuer_industrielle_Stromnachfrageflexibilitaet, zuletzt abgerufen am 22.01.2020.

³ Vgl. u. a. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses: Höhere Auslastung des Stromnetzes - Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien, Juli 2017, www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019; Navigant, Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus, Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und, August 2019, www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

⁴ Streng genommen ist auch der Netzausbau eine Flexibilitätsoption, die aber nicht kurzfristig zum Einsatz kommen kann. Zudem ist auf Verteilnetzebene ein Netzausbau nicht zwingend ökonomisch sinnvoll.

⁵ Dena (Hrsg.), Roadmap Demand Side Management, Juni 2016, S. 1, www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9146_Studie_Roadmap_Demand_Side_Management.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019; vgl. zu den Potentialen von Demand Side Management im industriellen Bereich auch: Kopernikus-Projekt Synergie, Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität, Status-Quo-Analyse und Metastudie, abrufbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/91BBC769CFC775ABE0539A695E86AF4A/current/document/SynErgie_Metastudie_Zweite-Auflage.pdf, zuletzt abgerufen am 22.01.2020.

⁶ Ebd., S. 9.

volatilen, dezentral erzeugten erneuerbaren Energien sinnvoll. Einerseits finden sowohl Erzeugung – im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken – als auch Verbrauch auf unteren Spannungsebenen statt,⁷ andererseits kann durch die Aktivierung von Lasten in erzeugungsstarken Zeitfenstern erneuerbarer Strom von Anlagen genutzt werden, die andernfalls abgeregelt werden müssten. Insofern trägt die kurzfristige, an die jeweilige Netzsituation angepasste Laststeuerung zu einer Integration größerer Mengen erneuerbarer Energien und zu einer effizienten Auslastung der Netze bei.⁸

Die flexible Laststeuerung ist zudem volkswirtschaftlich sinnvoll, da durch eine effiziente Bewirtschaftung existierender Netze, die Anpassungsfähigkeit des Gesamtsystems erhöht wird und der lastgetriebene und kostenintensive Netzausbau gedämpft bzw. zumindest verzögert wird. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass in den kommenden Jahren absehbar eine Vielzahl von zusätzlichen, lastintensiven Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge als neue Verbraucher hinzukommen werden. Diese Verbrauchseinrichtungen weisen zudem eine natürliche Gleichzeitigkeit in ihrem Bezugsverhalten auf (z. B. alle laden nach Feierabend Zuhause ihr Elektrofahrzeug) bei prinzipiell möglicher Flexibilität (z. B. verteiltes Laden der Elektrofahrzeuge bis zum nächsten Morgen) und sind damit als optionale aber nicht zwingende Flexibilität geeignet.

Der vorliegende Aufsatz stellt die rechtlichen Rahmenbedingungen der Nachfrageflexibilität auf Niederspannungsebene dar und soll insoweit die Ergebnisse aus den Kopernikus-Projekt Synergie zu industrieller Nachfrageflexibilität ergänzen.⁹ Für die Laststeuerung insb. in der Niederspannung gibt der regulatorische Rahmen in Deutschland bislang kein kohärentes Bild ab. Alleiniger Anknüpfungspunkt ist die bereits 2011 eingeführte Norm des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),¹⁰ die die Vermarktung flexibler Lasten unter Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen regelt. Diese Regelung dient im Folgenden als Ausgangspunkt für eine Untersuchung, inwieweit durch die regulatorischen Vorgaben die Bereitstellung von Flexibilität durch Nachfragesteuerung bereits angereizt wird und wo weiterer Handlungsbedarf besteht, letztlich auch mit dem Ziel einen unnötigen Netzausbau zu vermeiden. Dazu werden zunächst die Entstehungsgeschichte und die bestehenden Anwendungsfälle von § 14a EnWG betrachtet, bevor in einem nächsten Schritt Tatbestand und Systematik der Norm analysiert werden. Schließlich werden in einem Exkurs Bezüge zur Diskussion über die Reform der (Strom)Entgeltsystematik hergestellt und daraus Empfehlungen für die weitere Ausgestaltung des Rechtsrahmens abgeleitet.

⁷ *Busch, Claudia*: Demand Side Management – Rechtliche Aspekte der Vermarktung flexibler Lasten in der Stromwirtschaft, 2017, S. 24.

⁸ S. o. Fn. 3.

⁹ Vgl. zu den Ergebnissen aus dem Synergie-Projekt etwa Fn. 2.

¹⁰ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, 3621.

2 ZWISCHEN HEIZSTROM UND SMART GRID – ENTSTEHUNGSGESCHICHTE UND ANWENDUNGSBEREICH VON § 14A ENWG

2.1 GESETZ ZUR NEUREGELUNG ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER VORSCHRIFTEN

§ 14a EnWG wurde durch das „Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“ vom 26. Juli 2011¹¹ in das EnWG aufgenommen. Der Gesetzgeber verfolgte damit das Ziel, das Potential von sog. „unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“ zur Netzentlastung zu erschließen.¹² In der Gesetzesbegründung heißt es zudem, dass damit erste Voraussetzungen für intelligente Netze (Smart Grids) geschaffen werden sollen.¹³ Nach der Definition des Umweltbundesamts sind Smart Grids insbesondere dadurch gekennzeichnet, dass sie nicht nur Energie, sondern auch Daten transportieren, die eine Koordination von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch, gerade von fluktuierenden erneuerbaren Energien, ermöglichen.¹⁴

Als unterbrechbare¹⁵ Verbrauchseinrichtungen waren hauptsächlich Elektro-Speicherheizungen (Elektro-Speichergeräte-, Fußboden-, Zentralspeicherheizungen) sowie Elektro-Wärmepumpen erfasst. Nach Wortlaut der Regelung in § 14a S. 2 EnWG wurden aber ausdrücklich auch schon Elektrofahrzeuge (sog. „Elektromobile“) erfasst. Die Gestattung der Steuerung sollte freiwillig gegen ein reduziertes Netzentgelt erfolgen und durch eine Verordnung konkretisiert werden. Von der Verordnungsermächtigung in § 14a S. 3 2. HS EnWG a. F. wurde bis heute kein Gebrauch gemacht.

2.2 GESETZ ZUR DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende¹⁶ hat der Wortlaut von § 14a EnWG im Jahre 2016 einige Änderungen erfahren: der Anwendungsbereich wurde von „unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“¹⁷ auf sämtliche „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung“¹⁸ erweitert und die Steuerung nicht nur zum „Zweck der Netzentlastung“,¹⁹ sondern zu

¹¹ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juli .2011, BGBl. I S. 1554.

¹² BT. Drs. 17/6072, Gesetzentwurf zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, S. 73 f.

¹³ BT-Drs. 17/6072, S. 73.

¹⁴ Umweltbundesamt, www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-smart-grid, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

¹⁵ In der Regel Abschaltungen, vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 74.

¹⁶ Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom 29. August .2016, BGBl. I S. 2034.

¹⁷ § 14a S. 1 EnWG i. d. F. v. 2011.

¹⁸ Überschrift § 14a EnWG.

¹⁹ § 14a S. 1 EnWG i. d. F. von 2011.

jedem „netzdienlichen Zweck“²⁰ ermöglicht. Mit der Neufassung von § 14a EnWG stellte der Gesetzgeber zudem klar, dass ein zweiseitiger Vertrag zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Stromlieferanten oder Letztverbraucher vorliegen muss und eine einseitige Gestattung der Steuerung nicht ausreicht.²¹

Für die praktische Bedeutung, die § 14a EnWG heute, d. h. acht Jahre nach der Einführung zukommt, ergibt sich ein anderes Bild. Zwar profitieren von der Regelung des § 14a EnWG heute ca. 1,8 Mio. Heizstromkunden, die für den nachts bezogenen Heizstrom ein reduziertes Netzentgelt entrichten.²² Daneben existieren im Bundesgebiet einige Pilotprojekte für Ladesäulen und Wallboxen im Bereich der Elektromobilität.²³ Die anvisierte Entwicklung intelligenter Netze im Verteilnetzbereich wurde durch die Einführung von § 14a EnWG indes bisher nicht angestoßen. Die Gründe dafür sind vielfältig. Die Voraussetzungen für eine flächendeckende flexible Laststeuerung auf Grundlage von § 14a EnWG bestehen derzeit weder auf regulatorischer noch auf technischer Seite.

Die Situation ist wesentlich durch die Heterogenität der Verteilnetze geprägt. Bislang fehlt es an bundesweit einheitlichen Vorgaben für eine praktische Ausgestaltung von § 14a EnWG. In Anbetracht dieser lückenhaften Vorgaben setzen die knapp 900 Verteilnetzbetreiber die Regelung des § 14a EnWG recht unterschiedlich um.²⁴ Dies betrifft grundsätzliche Fragen wie die Voraussetzungen für die Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus des § 14a EnWG und die Höhe der Netzentgeltreduktion. Dies führt zu Rechtsunsicherheit auf Seiten der Netzbetreiber und der Kunden und macht die Entwicklung überregionaler Standards unmöglich, womit letztlich auch entsprechende Produkte wirtschaftlich unattraktiv bleiben.²⁵

Nach dem Willen des Gesetzgebers soll die notwendige Vereinheitlichung durch eine Rechtsverordnung geschaffen werden. § 14a S. 3 EnWG ermächtigt die Bundesregierung, den Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG durch eine Rechtsverordnung auszugestalten und die notwendige Vereinheitlichung zu schaffen. Die Regelungsbereiche, die der Ausgestaltung durch die Rechtsverordnung bedürfen, sind umfassend und betreffen alle für die Standardisierung des Flexibilitätsmechanismus notwendigen Bestandteile.²⁶ Andernfalls ist schon aufgrund rechtlicher Unsicherheiten eine wirtschaftliche sinnvolle Laststeuerung über § 14a EnWG nicht möglich. Ziel der Verordnung muss die Schaffung standardisierter und transparenter Regelungen sein. Dies ist zwingend notwendig, um Transaktionskosten zu reduzieren und eine wirksame Implementierung des Flexibilitätsmechanismus zu ermöglichen. So wird einerseits den Verteilnetzbetreibern ermöglicht, den Netzausbau wirtschaftlicher zu gestalten und andererseits Stromlieferanten in die Lage versetzt, überregionale Flexibilitätstarife anzubieten.

²⁰ § 14a S. 1 EnWG.

²¹ Ebd.; langfristig gesehen ist diese Entscheidung des Gesetzgebers aber nicht als zwingend anzusehen.

²² Dies beruht im Wesentlichen aber auf der alten Fassung des § 14a EnWG und betrifft vor allem Nachtspeicherheizungen, die entsprechend in spezifischen Lastfenstern betrieben werden.

²³ *Schnurre, Sebastian*: Ausgestaltung einer Flexibilitätsverordnung nach § 14a EnWG, *Energiepolitische Tagesfragen* 66 (2016).

²⁴ Beispiele für Netznutzungsentgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz gem. § 14a EnWG (z.B. für Elektro-Speicherheizungen, Elektro-Wärmepumpen, Beregnungsanlagen usw.), Celle-Uelzen Netz, www.celle-uelzen-netz.de/fileadmin/data/netze_documents/3_Netze/1_Strom/Entgelte/Preisblaetter/SNNN_Preisblaetter_Netzentgelte_01_01_2018.pdf, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019; Bayernwerk sieht einen Zeitblock vor, www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/20190513-BAGE-Preisblatt-E-Mobilitaet.pdf, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019.

²⁵ Vgl. www.energate-messenger.de/news/176998/verbraucherzentrale-fordert-standards-fuer-heizstrom, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019.

²⁶ Dazu mehr im Folgenden.

Hinzu kommt, dass die in den Verteilnetzen eingesetzte Rundsteuerungstechnik es nicht erlaubt, Lasten flexibel zu vermarkten, da eine entsprechende Bilanzierung schon mangels Datentransparenz und -austausch nicht möglich ist. Die veraltete Rundsteuerungstechnik erlaubt keine Messung innerhalb von Zeitfenstern.²⁷ Die Verteilnetzbetreiber legten zudem in der Vergangenheit eine Vielzahl statischer Hochlastzeitfenster fest, die allerdings nicht transparent oder einheitlich bekannt gemacht wurden.²⁸ Die bestehende Zählerstruktur entsprach daher nicht im Ansatz den Bedürfnissen eines intelligenten Elektrizitätsnetzes oder einer flexiblen Laststeuerung. Durch die Einführung des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)²⁹ hat sich der regulatorische Rahmen maßgeblich geändert. Mit dem MsbG wurde ein rechtlicher Rahmen für den Einsatz intelligenter Messsysteme, die eine flexible Laststeuerung ermöglichen, geschaffen. In der Praxis verläuft die Umstellung auf intelligente Messsysteme jedoch schleppend, mit dem Beginn des flächendeckenden Rollouts ist frühestens zum Jahreswechsel 2019/2020 zu rechnen.³⁰

Im Gesetzgebungsverfahren zum „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ forderte der Bundesrat, dass die Konkretisierung des § 14a EnWG durch eine entsprechende Verordnung erfolgen müsse.³¹ Im weiteren Gesetzgebungsverfahren wurde diese Anregungen nicht mehr aufgegriffen und so liegt bis dato kein Entwurf für eine den § 14a EnWG konkretisierende Verordnung vor.³²

²⁷ König, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, Bd. 1, 1. HalbBd., EnWG § 13 Rn. 62.

²⁸ Bne, Position zur Flexibilitätsverordnung, www.bne-online.de/de/presse/positionspapire/artikel/bne-position-zur-flexibilitaetsverordnung/, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019.

²⁹ Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034)

³⁰ Aktuell fehlt es noch an der nötigen Anzahl von drei vom BSI zugelassen Smart-Meter Gateways, um den Rollout zu starten. Aktuell ist nur zwei Smart-Meter zugelassen. Weitere sollen aber dieses Jahr zugelassen werden: www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2019/Smart_Meter_Gateway_2_300919.html, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

³¹ BR-Drs. 543/1/15 - Ausschussempfehlung vom 4. Dezember 2015, S. 27.

³²

3 AUSGESTALTUNG DES FLEXIBILITÄTSMECHANISMUS NACH § 14A ENWG

In seiner aktuellen Fassung³³ sieht § 14a EnWG vor, dass die Verteilnetzbetreiber „denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird“.³⁴ Im Folgenden Abschnitt wird die gesetzliche Konzeption mithilfe juristischer Auslegungsmethoden analysiert und kritisch bewertet.

3.1 TATBESTANDSVORAUSSETZUNGEN

§ 14a EnWG adressiert den Verteilnetzbetreiber und verpflichtet ihn von Gesetzes wegen, den Stromlieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung die Reduzierung von Netzentgelten im Gegenzug zur Ermöglichung der netzdienlichen Steuerung anzubieten. Im Gegensatz zur einseitigen Steuerung bei Notmaßnahmen nach § 17 NAV³⁵ ist hierfür eine vertragliche Vereinbarung zwischen dem Verteilnetzbetreiber und Lieferanten oder Letztverbraucher nötig. Eine Pflicht des Lieferanten oder Letztverbrauchers diesen Vertrag abzuschließen gibt es nicht.

Der Anwendungsbereich von § 14a EnWG schließt sämtliche steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit ein. Unter „steuerbare Verbrauchseinrichtung“ sind Einrichtungen, deren Verbrauch von einem Dritten beeinflusst werden kann, zu verstehen. Dies setzt voraus, dass deren Stromverbrauch vom übrigen Verbrauch abgegrenzt durch einen separaten Zählpunkt gemessen wird, da nur so eine separate Steuerung der Verbrauchseinrichtung und die Bestimmung der auf die Verbrauchseinrichtung entfallenden Strommenge möglich ist.³⁶ Unter den Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen subsumiert man klassisch bspw. die Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und in der neueren Entwicklung vor allem Ladereinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Stromspeicher mit einem separaten Zählpunkt zusammen.³⁷ Die Steuerung kann dabei durch den Verteilnetzbetreiber selbst oder einen Dritten, insbesondere Stromlieferanten³⁸ oder Messstellenbetreiber, erfolgen. Die ausdrückliche Einbeziehung der Stromlieferanten ermöglicht diesen, besondere Tarife für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in ihr Portfolio aufzunehmen.³⁹

Die Steuerung selbst hat netzdienlich zu erfolgen. § 14a EnWG ermöglicht demnach sämtliche Steuerungsmaßnahmen, d. h. Abschaltungen,

³³ Stand 6. Dezember 2019.

³⁴ § 14a S. 1 EnWG.

³⁵ Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006, BGBl. I S. 2977.

³⁶ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 14a Rn. 11.

³⁷ Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“, Anregungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG, www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen_zur_Ausgestaltung_von_14a_EnWG.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

³⁸ Vgl. § 14a S. 3 EnWG.

³⁹ Z. B. Lichtblick in Hamburg: www.lichtblick.de/presse/news/2016/02/04/stromnetz-hamburg-gmbh-und-lichtblick-machen-e-mobilitaet-attraktiver/ oder [enviam: www.enviam.de/elektromobilitaet](mailto:enviam@www.enviam.de), bieten bereits extra Tarife Elektromobilität für Zuhause oder Unterwegs an, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019.

Teilabschaltungen, Lastreduzierungen, aber auch Zuschaltungen und Teilzuschaltungen von Lasten. Ob auch Zuschaltungen vom Anwendungsbereich des § 14a EnWG umfasst sind, blieb trotz der Erweiterung des Wortlauts von unterbrechbaren zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen umstritten.⁴⁰ Nach der hier vertretenen Auffassung ist dieser Streit mit der Erweiterung des Anwendungsbereichs von § 14a EnWG auf netzdienliche Maßnahmen im Sinne der Befürworter geklärt.⁴¹ Eine andere Auffassung ist mit dem Wortlaut, der vom Gesetzgeber von Zwecken der Netzentlastung auf (jede) netzdienliche Steuerungsmaßnahme erweitert wurde (s. o.), nicht vereinbar. Denn netzdienlich ist jede Steuerungshandlung, die Netzbetriebsmittel günstig beeinflusst, etwa zum Abbau temporärer lokaler (Verteil-)Netzengpässe, und somit im Interesse des Netzbetreibers liegt.⁴² Dies schließt Lastverlagerungen zum Ausgleich der Residualkurve und zur Vermeidung von Netzengpässen, sowohl durch Abschaltungen als auch durch Zuschaltungen ein. (Teil-)Abschaltungen können dabei zur Vermeidung von Lastspitzen beitragen, (Teil-)Zuschaltungen eine effiziente Nutzung des Netzes in Niedriglastzeiten gewährleisten und durch eine solche Lastverlagerung gleichfalls Spitzenlasten von vornherein minimiert oder vermieden werden.⁴³

Nicht vorgegeben ist, in welcher Höhe das Netzentgelt zu reduzieren ist. Insoweit war nur im Referentenentwurf vom 26. Juli 2011 zum zweiten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“ eine Reduktion von 20 Prozent vorgesehen.⁴⁴ Diese Regelung wurde letztlich aber durch die Verordnungsermächtigung nach § 14a S. 3 EnWG ersetzt.

3.2. VERORDNUNGSERMÄCHTIGUNG

Über die oben dargestellten Mindestanforderungen hinaus trifft § 14a EnWG keine gesetzlichen Vorgaben für die Ausgestaltung der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen.

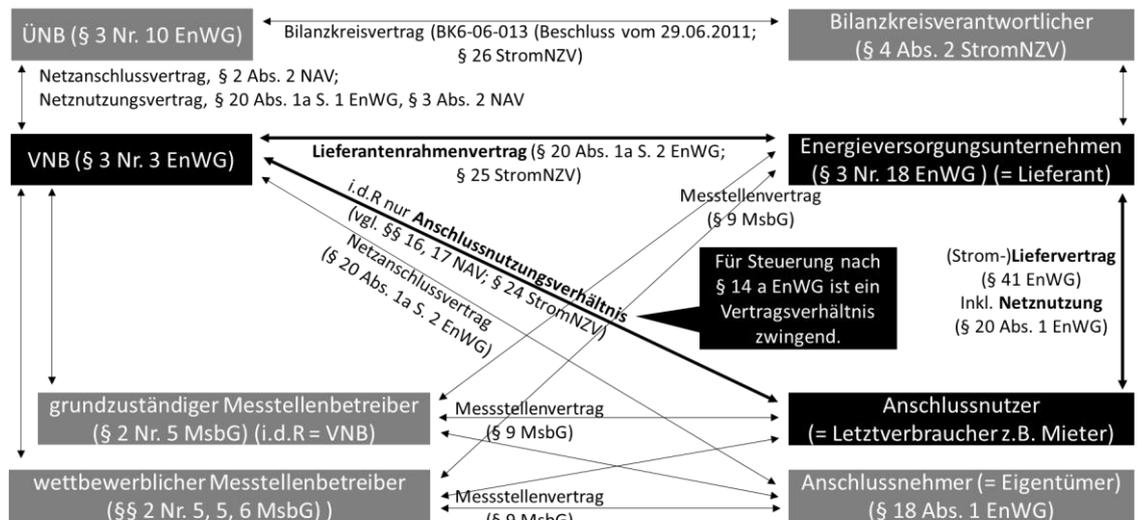
⁴⁰ Ebenso etwa *Franz/Boesche*, in in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, Bd. 1 1 HalbBd., EnWG § 14a Rn. 8; ablehnend u.a. *Missling*, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 14a EnWG, Rn. 11; *König*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, Bd. 1 1 HalbBd., EnWG § 13 Rn. 62, der insoweit noch auf den Rechtsstand vor 2016 abstellt..

⁴¹ So auch *Busch, Claudia*: DSM, S. 327; *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 14a Rn. 15; *Schnurre, Sebastian*: Ausgestaltung einer Flexibilitätsverordnung nach § 14a EnWG, Energiepolitische Tagesfragen 66 (2016).

⁴² Vgl. etwa Consentec/Fraunhofer ISI, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerecht und kosteneffiziente Energiewende, Studie im Auftrag des BMWI, Schlussbericht S. 87, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf, abgerufen am 6. Dezember 2019..

⁴³ *Busch, Claudia*: DSM, S. 327, 332.

⁴⁴ *König*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, Bd. 1, 1 HalbBd., EnWG § 13 Rn. 63.



Quelle: Eigene Darstellung angelehnt an *BNetzA – Die Musterverträge der BNetzA für den Energiemarkt (2016)*.

Abbildung 1: Relevante Akteure und Vertragsbeziehungen

Zu den Aspekten, die ausdrücklich der Regelung durch die Verordnung bedürfen, zählen der „Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung“ sowie die „Benennung von Steuerungshandlungen [...], die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen [...], die Dritten, insbesondere dem Lieferanten vorbehalten sind“, § 14a S. 3 EnWG. Alle wesentlichen Merkmale einer flexiblen Laststeuerung bedürfen der Ausgestaltung durch die Rechtsverordnung. Die Fragen nach der Hoheit über die Steuerungshandlungen und die Ausgestaltung der Vertragsbeziehungen zwischen den beteiligten Marktakteuren und damit zusammenhängende Fragen wie die Höhe einer Netzentgeltreduktion bleiben mangels Erlasses der Verordnung offen. Die Vorgaben von § 14a EnWG selbst sind nur rudimentär. Ohne die Klärung der wesentlichen Fragen ist eine sinnvolle und transparente Anwendung der Regelung des § 14a EnWG jedoch kaum möglich. Solange bleiben die Fragen nach der Hoheit über die Steuerungshandlungen, der Ausgestaltung der Vertragsbeziehungen zwischen den Akteuren, die damit zusammenhängenden Fragen wie die Höhe einer Netzentgeltreduktion und Anforderungen an die kommunikative Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung offen.

Die wesentliche Ausgestaltung bleibt, auch nach der Neufassung von § 14a EnWG, eine Rechtsverordnung, die durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates erlassen werden kann, vorbehalten, § 14a S. 3, 4 EnWG. Von dieser Ermächtigung hat die Bundesregierung bislang keinen Gebrauch gemacht. Auf eine kleine Anfrage der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen⁴⁵ teilte das federführende BMWi keinen konkreten Zeitplan zur Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung mit. Aktuell ist davon auszugehen, dass eine Verordnung nicht vor dem vierten Quartal 2020 zu erwarten ist. Nach Veröffentlichung der Studie von BET im Auftrag des BMWi zur Weiterentwicklung des § 14a EnWG,⁴⁶ hat das BMWi zunächst einen umfassenden Stakeholder-Prozess angestoßen.⁴⁷

⁴⁵ BT-Drs. 19/2157.

⁴⁶ BET, Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Thema 2, im Auftrag des BMWi, 28. August 2019, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

⁴⁷ Branchendiskussion zur Spitzenglättung im Rahmen der AG INuZ - Fragebogen 1, Oktober 2019, vgl. den Zeitplan S. 5, www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2019/1911_AG_INuZ_Fragebogen_Teil_1_Umfrage_Barometer_Spitzenglaettung_bne.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

3.3 EUROPÄISCHE VORGABEN AN DEN RECHTSRAHMEN FÜR FLEXIBILITÄT

Schließlich sind auch Vorgaben aus dem EU-Recht für eine Konkretisierung bzw. Weiterentwicklung des § 14a EnWG relevant. Im Clean Energy Package der Europäischen Union, insb. die am 5. Juni 2019 erlassene Verordnung und die dazugehörige Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt, sehen u. a. eine marktbasiertere Beschaffung von Flexibilitäten im Stromnetz als grundsätzlich verpflichtendes Prinzip vor. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO⁴⁸ spricht in den Erwägungsgründe 7, 22 ausdrücklich von „marktbasierter Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen“ und macht in Art. 18 Abs. 1, 2 Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgelte.

Nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL⁴⁹ sollten Verbraucher in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, z. B. unter Einsatz von Elektrofahrzeugen.⁵⁰ Weitere relevanten Regelungen finden sich in Art. 15 Abs. 2 c), 5 b) sowie Art. 17 Abs. 4 und Art. 32 Abs. 1. Nach Art. 32 sind die Mitgliedstaaten grundsätzlich verpflichtet Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen zu schaffen. Insoweit sind sie ausdrücklich aufgefordert den Rechtsrahmen so anzupassen, dass die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen (inkl. Engpassmanagement) in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Die Regelung sieht jedoch eine Öffnung für den nationalen Gesetzgeber vor. Es kann von einer marktbasierter Beschaffung abgesehen werden, soweit absehbar ist, „dass die Beschaffung dieser Leistungen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würden.“ Das BMWi hat bereits eine entsprechende wissenschaftliche Untersuchung für die Beschaffung Redispatch vornehmen lassen.⁵¹ Diese kommt bezogen auf den Redispatch zu dem Ergebnis, dass sich eine marktbasierter Beschaffung kaum lohnt und schwerwiegende Marktverzerrungen drohen. Eine weitere Studie im Auftrag des BMWi zu zukünftigen Ausgestaltung des § 14a EnWG geht davon aus, dass ein marktlicher Ansatz nicht als eine Lösung von Netzengpässen im Niederspannungsnetz geeignet sei.⁵² Begründet dies nur kurz damit, dass eine Flexibilitätsmarkt in der Niederspannung unzureichend liquide wäre und deswegen keine verlässliche Verfügbarkeit, bestünde und zudem auch keine zuverlässigen Prognose möglicher Netzengpässe möglich wäre. Ob dies für eine EU-rechtskonforme Ausgestaltung ausreicht bleibt hier dahingestellt. Fest steht, dass soweit der Gesetzgeber eine Ausgestaltung bzw. Weiterentwicklung des § 14a EnWG vornimmt, zumindest ein erhöhter Begründungsaufwand besteht, soweit damit kein Markt geschaffen wird.

⁴⁸ Verordnung EU/2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁴⁹ Richtlinie EU/2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie EU/2012/27.

⁵⁰ Richtlinie EU/2019/943, Erwägungsgründe 9, 10, 42.

⁵¹ Consentec, Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch, Studie im Auftrag des BMWi, 7. Oktober 2019, Energie www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019.

⁵² BET, Gutachten Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, im Auftrag des BMWi, 28. August 2019, S. 43 f. abrufbar unter: www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

3.4 AUSBLICK

Um das, wie oben dargestellt, erhebliche Potential flexibler Laststeuerung⁵³ auszuschöpfen, bedarf es der Verordnung nach § 14a S. 3 EnWG. Dass der Gesetzgeber von der Verordnungsermächtigung noch keinen Gebrauch gemacht hat, deutet daraufhin, wie komplex die Ausgestaltung des Flexibilitätsmechanismus ist. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende ist zudem eine Komplexitätssteigerung eingetreten, da die Rechtsverordnung auch den Anforderungen des MsbG an die „kommunikative Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung“ genügen muss, § 14a S. 4 EnWG. Zudem sind auch die Vorgaben des Clean Energy Package mit zu bedenken.

⁵³ Navigant, Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus, Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und, August 2019, S. 44 f., abrufbar unter: www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

4 WECHSELWIRKUNGEN VON § 14A ENWG IM GELTENDEN ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHT

4.1 MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ (MSBG)

Das MsbG normiert für bestimmte Gruppen von Letztverbrauchern eine Einbauverpflichtung. Gem. § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG besteht auch für Letztverbraucher, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG diese Verpflichtung und stellt materielle Anforderungen an den Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen.⁵⁴ Der Einfluss des MsbG für die Umsetzung flexibler Laststeuerung nach § 14a EnWG hat auch Eingang in die Gesetzesbegründung gefunden, in der es ausdrücklich heißt, dass „Konzepte des netzdienlichen Lastmanagements, wie sie in § 14a EnWG gesetzlich angelegt sind, [...] über das intelligente Messsystem [...] zu lösen [sind]“⁵⁵. Folglich müssen § 14a EnWG und die Anforderungen an eine zukünftige Verordnung nach § 14a S. 3 EnWG im Zusammenhang mit den Anforderungen des MsbG gesehen werden.

Das MsbG stellt Anforderungen an die Ausgestaltung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG, die eine praktische Umsetzung erschweren können: Derzeit kann die Steuerung der Verbrauchseinrichtungen sowohl über das Smart-Meter-Gateway als auch über Drittsysteme erfolgen (vgl. § 46 Nr. 10 MsbG). Dies kann dazu führen, dass Verbraucher mehrere Steuerungsanlagen benötigen: Das gesetzlich zwingend einzubauende intelligente Messsystem und daneben eine Anlage zur Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus.⁵⁶ Dies führt zu steigenden Kosten und damit verbundener Unsicherheit sowie potenziell zu (technischen) Kompatibilitätsproblemen. Es wäre daher sinnvoll, die Steuerung der Verbrauchseinrichtungen in den Fällen des § 14a EnWG ausschließlich über das Smart-Meter-Gateway des intelligenten Messsystems zuzulassen. Eine entsprechende Regelung kann gem. § 46 Nr. 10 MsbG von der Bundesregierung durch den Erlass einer Rechtsverordnung erlassen werden. Um die oben dargestellten Unsicherheiten zu vermeiden, sollte die Bundesregierung möglichst zeitnah von der Verordnungsermächtigung Gebrauch machen.

Zudem ist nach der gesetzlichen Konzeption des MsbG zur „Durchführung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG“ als Standardfall eine nur monatliche Übertragung von dann veralteten Zählerstandsgängen vorgesehen. Dies erschwert die praktische Umsetzung des Flexibilitätsmechanismus. Gem. §§ 55 Abs. 1 Nr. 3, 60 Abs. 3 Nr. 1 lit. c. i. V. m. § 66 Abs. 1 Nr. 5 MsbG werden dem Verteilnetzbetreiber für die Durchführung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG als Standardfall lediglich die von der steuerbaren Verbrauchseinrichtung bezogene Monatsarbeit und die aufgetretene Maximalleistung für den jeweils vorausgegangenen Monat übermittelt. Nur auf ausdrückliches Verlangen des Verteilnetzbetreibers werden die Zählerstandsgänge in 15-minütiger

⁵⁴ Die Systematik des MSBG kann aufgrund des Umfangs an dieser Stelle nicht umfassend dargestellt werden, für eine vertiefende Darstellung vgl. *Busch, Claudia*: DSM, S. 289 ff.

⁵⁵ BT-Drs. 543/15 S. 88.

⁵⁶ *Busch, Claudia*: DSM, S. 335 f.

Auflösung täglich für den Vortag bereitgestellt, § 60 Abs. 3 Nr. 2 lit. c i. V. m. § 66 Abs. 1 Nr. 5 MsbG. Für eine netzdienliche Steuerung müssten die Verbrauchsdaten jedoch in Echtzeit im Wege der Zählerstandgangmessung ermöglicht werden. Denn nur so kann der Verteilnetzbetreiber in Kenntnis der Verbrauchssituation beurteilen, ob und inwieweit die jeweilige Verbrauchseinrichtung zu steuern ist.⁵⁷ Die Erhebung von Echtzeitdaten bedarf wiederum einer gesondert hervorgehobenen, schriftlichen Einwilligung, § 65 MsbG. Die Einwilligung kann gem. § 51 Abs. 2 BDSG mit dem Vertrag über die Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus verbunden werden. Gem. § 51 Abs. 2 BDSG kann das Einwilligungserfordernis in diesem Fall in verständlicher und leicht zugänglicher Form in einer klaren und einfachen Sprache gestaltet und von den anderen Sachverhalten im Rahmen des Vertragsschlusses klar zu unterscheiden sein.

Eine weitere Komplexitätsebene tritt bei den Vertragsverhältnissen zwischen Verteilnetzbetreiber, Stromlieferant und Letztverbraucher hinzu. Im Regelfall schließen die Letztverbraucher mit dem Stromlieferanten einen sog. Integrierten Stromlieferungsvertrag, wonach der Lieferant auch die Abwicklung der Netznutzung gegenüber dem Verteilnetzbetreiber übernimmt.⁵⁸ In diesem Fall bedarf es einer zusätzlichen vertraglichen Vereinbarung des Messstellenbetreibers, als vom Lieferant beauftragter Dritten, mit dem Anschlussnutzer bzw. -nehmer über die Steuerung der Verbrauchseinrichtung gem. § 9 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 10 Abs. 1, Abs. 2 Nr. 1, 2 MsbG. Diese Vereinbarung kann in den integrierten Stromlieferungsvertrag aufgenommen werden, sie setzt aber die grundsätzliche Bereitschaft und Möglichkeit des Lieferanten voraus, die Aufgabe des Messstellenbetriebs wahrzunehmen. Gem. § 14a S. 1 EnWG erhält in diesem Fall der Lieferant das reduzierte Netzentgelt. Der Lieferant ist jedoch nicht zur Weitergabe der Netzentgeltreduktion an den Letztverbraucher, der von etwaigen Komforteinbußen betroffen ist, verpflichtet. Den Lieferanten trifft lediglich die Pflicht, gegenüber dem Verbraucher die Höhe der Netznutzungsentgelte in der Rechnung gesondert auszuweisen, § 40 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 EnWG, wodurch der Lieferant zu einer freiwilligen Weitergabe zumindest angeregt wird.⁵⁹ Zudem ist, wie es der gesetzliche Regelfall der §§ 2 Nr. 4, 3 Abs. 1 MsbG vorsieht, der Verteilnetzbetreiber der grundzuständige Messstellenbetreiber. Der Verteilnetzbetreiber muss mit dem Letztverbraucher einen zusätzlichen Vertrag über den Messstellenbetrieb und Regelungen zur Steuerung intelligenter Messsysteme abschließen, § 9 Abs. 1 Nr. 1, § 10 Abs. 2 Nr. 1, 2 MsbG. Regelungen zur Weitergabe der Netzentgeltreduktion enthält ein solcher Vertrag nicht. Daher bleibt es auch in dieser Konstellation dabei, dass der Letztverbraucher die nicht unerheblichen Kosten für den Messstellenbetrieb (bis zu 100 Euro brutto jährlich im Fall des § 14a EnWG, § 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG) trägt – ohne dass dem eine Pflicht zur Weiterleitung der Netzentgeltreduktion gegenüber steht.

In den, gerade auf Niederspannungsebene seltenen Fällen,⁶⁰ dass zwischen Stromlieferant und Verbraucher ein reiner Stromlieferungsvertrag und der Netznutzungsvertrag unmittelbar zwischen dem Letztverbraucher und dem Verteilnetzbetreiber geschlossen wird, kommt dem Letztverbraucher das reduzierte Netzentgelt zugute. Dafür muss der Letztverbraucher mit dem Verteilnetzbetreiber als grundzuständigen Messstellenbetreiber einen zusätzlichen Messstellenvertrag mit Regelungen zur Steuerung der Verbrauchseinrichtungen über das Smart-Meter-Gateway abschließen, § 9 Abs. 1 i. V. m. § 10 Abs. 1, Abs. 2 Nr. 2, § 35 Abs. 2 S. 3 Nr. 3, § 33 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Nr. 1, 2 MsbG. Zudem trägt der

⁵⁷ Busch, Claudia: DSM, S. 336.

⁵⁸ Britz/Hellermann/Hermes-Britz/Herzmann/Arndt, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 20 Rn. 65.

⁵⁹ Busch, Claudia: DSM, S. 340.

⁶⁰ Diese Vertragskonstellation tritt insbesondere bei Großverbrauchern auf, die Strom von mehreren Lieferanten beziehen und regelmäßig nicht in Niederspannung angeschlossen sind, Britz/Hellermann/Hermes-Britz/Herzmann/Arndt, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 20 Rn. 64.

Letztverbraucher auch in diesem Fall die nicht unerheblichen Kosten für den Messstellenbetrieb. Diese Kosten müssten durch die Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus überkompensiert werden, sodass in diesen – auf Niederspannungsebene ohnehin seltenen Fällen – eine Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus für Letztverbraucher unattraktiv erscheinen kann.⁶¹ Dieses Problem existiert bei größeren Verbrauchern auf Mittelspannungsebene nicht oder allenfalls abgeschwächt, da die wirtschaftlichen Vorteile der Netzentgeltreduktion bei größeren Verbrauchern die Kosten des Messstellenbetriebs deutlich übersteigen dürften.

Das Zusammenspiel von § 14a EnWG als Ausgangspunkt und den Vorgaben des MsbG dürfte in der Praxis nicht unproblematisch sein. Zwar ist, sofern der Verbraucher einwilligt, eine Echtzeit-Nachfragesteuerung und auch die Erhebung von Netzzustandsdaten bei den Verbrauchern möglich, die gesetzliche Konzeption der Vertragsverhältnisse stellt sich indes als problematisch dar und könnte aufgrund der Komplexität Verbraucher auf Niederspannungsebene von der Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus abschrecken. So erhält bei dem praktisch häufigsten Anwendungsfall des integrierten Stromlieferungsvertrags zwischen Verbraucher und Lieferant stets der Lieferant das reduzierte Netzentgelt. Grundzuständiger Messstellenbetreiber ist hingegen der Verteilnetzbetreiber. Dies führt dazu, dass der Letztverbraucher, der ja gerade eine möglichst einfache und bequeme Lösung durch den integrierten Stromlieferungsvertrag wollte, in weitere Vertragsverhältnisse eintreten muss. Denn entweder muss der Verbraucher von seinem Wahlrecht nach §§ 5, 6 MsbG Gebrauch machen und den Lieferanten als Messstellenbetreiber verpflichten (sofern dies möglich ist) oder es müssen gesonderte Vereinbarungen mit dem Verteilnetzbetreiber über die Vornahme der Steuerungshandlungen getroffen werden. Diese Problematik wird durch die Rechtsverordnung nach § 14a S. 3 EnWG adressiert werden müssen, die mit der Ausgestaltung der Steuerungsbefugnisse auch das Verhältnis zwischen Verteilnetzbetreiber und steuerndem Dritten nach §§ 5, 6 MsbG klarstellen kann.

4.2 SCHUTZ VON BESTANDSKUNDEN

Schließlich ist eine Regelung für Verbraucher, die derzeit von der Netzentgeltreduktion nach § 14a EnWG profitieren, erforderlich. Dabei handelt es sich, wie unter 2. dargestellt, weit überwiegend um Heizstromkunden. Gem. §§ 29 Abs. 1 Nr. 1, 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG muss mit Beginn des Smart-Meter-Rollout jede Anlage, die den Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG in Anspruch nimmt, **zuvor** mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet worden sein. Dies ist in der Praxis jedoch kaum der Fall, wobei unklar ist, wie sich die Regelungen des MsbG auf Bestandskunden auswirken.⁶² Ohne eine Übergangsregelung droht den Heizstromkunden somit der Verlust der Netzentgeltreduktion und damit eine erhebliche Erhöhung der Netzentgelte. Wenn die Privilegierung nach § 14a EnWG entfiel und die Bestandskunden ihre Verbrauchsanlagen allein marktgetrieben einsetzen, könnte dies zudem zu einer deutlichen Erhöhung der Gefahr von Netzengpässen führen. Insofern ist eine Übergangsregelung für Bestandskunden nicht nur aus Klarstellungs-, sondern auch aus volkswirtschaftlichen Gründen sinnvoll. Für eine Konkretisierung des Flexibilitätsmechanismus wird schließlich abzuwägen sein, inwieweit eine Ausnahme von der Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme für Heizstromkunden sinnvoll erscheint.

⁶¹ Vgl. dazu ausführlich *Busch, Claudia*: DSM, S. 338 ff.

⁶² Schnurre, Sebastian: Ausgestaltung einer Flexibilitätsverordnung nach § 14a EnWG, *Energiepolitische Tagesfragen* 66 (2016), S. 13.

4.3 BILANZKREISBEWIRTSCHAFTUNG

Der Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG hat zudem Auswirkungen auf das System der Bilanzkreisbewirtschaftung. Gem. § 4 Abs. 2 S. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)⁶³ ist der Bilanzkreisverantwortliche zuständig für einen Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und trägt auch die wirtschaftliche Verantwortung. Der Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen aufgrund von Fehlprognosen erfolgt durch den Einsatz von Sekundärregel- und Minutenarbeit, deren Kosten der Bilanzkreisverantwortliche trägt.⁶⁴ Möglichst genaue Prognosen sind daher für den wirtschaftlichen Betrieb unabdingbar.⁶⁵ Der Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG führt zu einer zeitlichen Verlagerung der Ausspeisung von Strom, die je nach Ausgestaltung der Rechtsverordnung nach § 14a S. 3 EnWG ohne Einflussmöglichkeiten des Bilanzkreisverantwortlichen erfolgen kann. Die Prognose des Bilanzkreisverantwortlichen wird dabei sowohl durch den Letztverbraucher als Flexibilitätsanbieter als auch durch den Verteilnetzbetreiber als Nachfrager von Flexibilitäten erschwert.⁶⁶ Hinzu kommt, dass auch dem Bilanzkreisverantwortlichen nur die Last- und Zählerstandsgänge des Vortags zu übermitteln sind, § 60 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 3 Nr. 3 lit. c, § 67 Abs. 1 Nr. 6, 7 MsbG. Dies erschwert die Erstellung der Prognosen neben den durch den Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG selbst entstehenden Schwankungen zusätzlich.⁶⁷

Für Kosten der zusätzlichen Bereitstellung von Regelenergie, die aufgrund von Fehlprognosen aufgrund Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG entstanden sind, dürften die Bilanzkreisverantwortlichen nicht in Anspruch genommen werden. Denn gem. § 8 Abs. 1 S. 2 StromNZV ist eine finanzielle Beteiligung des Bilanzkreisverantwortlichen nur statthaft, wenn sie „durch das Verhalten des Bilanzkreisverantwortlichen“ verursacht wird. Dies ist bei Schwankungen aufgrund des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG gerade nicht der Fall. Problematisch ist indes, wie nachgewiesen werden kann, inwieweit der Einsatz von Regelenergie gerade auf den Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG zurückzuführen ist und inwieweit es sich um eine Fehlprognose des Bilanzkreisverantwortlichen handelt.⁶⁸

Festzuhalten ist, dass für die Durchführung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG im System der Bilanzkreisbewirtschaftung Abstimmungsprozesse zwischen den Marktakteuren nötig sind, um Kompensationszahlungen aufgrund von Bilanzkreisrekturen und Fahrplanabweichungen zu regeln. Dies kann zu einer weiteren Verzögerung der Implementierung des Flexibilitätsmechanismus führen.

4.4 NETZENTGELTSYSTEMATIK – REFORMBEDARF FÜR FLEXIBILITÄTSBEREITSTELLUNG?

Die Gestaltung der Netzentgeltbestimmungen entfaltet eine enorme Tragweite. Netzentgelte sind als ein bedeutender Bestandteil des Strompreises in den letzten Jahren zunehmend in das Blickfeld der politischen Debatte gerückt. Die

⁶³ Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243).

⁶⁴ Busch, Claudia: DSM, S. 343.

⁶⁵ Schäfer-Stradowsky/Boldt, *Energierrechtliche Anmerkungen zum Smart-Meter-Rollout*, EnWZ 2015, S. 349 (354).

⁶⁶ Ebd., S. 353 f.

⁶⁷ Busch, Claudia: DSM, S. 344.

⁶⁸ Busch, Claudia: DSM, S. 345.

Netzentgeltsystematik ist dabei zentraler Gegenstand der Debatte über Kosten der Energiewende und die Kostenbeteiligung der Verbraucher,⁶⁹ sowie Hemmnisse für die Sektorenkopplung. In der Diskussion besteht weitgehende Einigkeit darüber, dass eine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik notwendig ist, um die Bereitstellung von Flexibilitäten anzureizen und zu einer gerechten Kostentragung auf dem Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele beizutragen.⁷⁰ Dabei divergiert der Regulierungsrahmen für Klein- und Großverbraucher.⁷¹ Auf Niederspannungsebene wurde der Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG eingeführt, der durch eine Netzentgeltreduktion für Kleinverbraucher netzdienlichen Strombezug belohnen und damit zur Integration der erneuerbaren Energien beitragen soll. Der Rechtsrahmen für Großverbraucher, maßgeblich bestimmt von § 19 Abs. 2 StromNEV,⁷² sieht hingegen starre Ausnahmen vor, die unter den geänderten energiewirtschaftlichen Voraussetzungen keinen nennenswerten Nutzen entfalten.⁷³ Die nähere Ausgestaltung von § 14a EnWG gibt insofern Anlass, eine weitergehende Reform der Netzentgeltsystematik in den Blick zu nehmen. Dies gilt umso mehr, da eine Konkretisierung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG mit einer sinnvollen Fortentwicklung der Netzentgeltsystematik vereinbar sein muss.

Anknüpfungspunkte für eine netzdienliche Reform der Entgeltsystematik sind neben § 14a EnWG die Entlastungstatbestände nach § 19 Abs. 2 S. 2 und S. 1 StromNEV. Nach der Verordnungsbegründung sollen durch die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV Verhaltensweisen, die zu einer Entlastung der Netze und zu einem netzstabilisierenden Strombezug beitragen, durch ein reduziertes Netzentgelt privilegiert werden.⁷⁴ Die zu berechnenden Entgelte spiegeln jedoch lastverlagerndes Verhalten nicht wider. Sie sind vielmehr geeignet, über Entgeltreduktionen ein Abnahmeverhalten anzureizen, das in einem zunehmend auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem eine angespannte Netzsituation erst hervorruft bzw. diese perpetuiert.⁷⁵ Das Flexibilisierungspotential durch Nachfragesteuerung in diesem energiewirtschaftlichen Rahmen wird in § 19 Abs. 2 StromNEV gerade nicht abgebildet. Sowohl Erhöhungen als auch Absenkungen der Last können derzeit zu einem Verlust der Netzentgeltprivilegierung führen, sodass hierin ein Hemmnis für den Mechanismus des § 14a EnWG zu sehen ist.

Nach § 19 Abs. 2 StromNEV können industrielle Letztverbraucher eine Netzentgeltreduzierung erhalten, wenn gem. § 19 Abs. 2 S. 1 eine atypische Nutzung vorliegt, d.h. der Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast abweicht,⁷⁶ oder es sich gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV um besonders stromintensive Netznutzer⁷⁷ handelt. Der Ausnahmetatbestand des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV führt zu konstantem, planbarem und gerade nicht zu flexiblem Verbrauchsverhalten und damit auch nicht zu einer netzstabilisierenden

⁶⁹ Vgl. etwa Consentec/Fraunhofer ISI, s. o. Fn. 42, S. 4.

⁷⁰ Kopernikus-Projekt Synergie, Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Änderungen für industrielle Nachfrageflexibilität, abrufbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles?backRef=33&news=Notwendige_regulatorische_Aenderungen_fuer_industrielle_Stromnachfrageflexibilitaet

⁷¹ Vergleiche zum Rechtsrahmen für Großverbraucher und regulatorischen Anpassungsvorschlägen ausführlich: Kopernikus-Projekt Synergie, Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Änderungen für industrielle Nachfrageflexibilität.

⁷² Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225).

⁷³ BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem, Diskussionspapier, 2. April 2017, S. 24, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

⁷⁴ BT-Drs. 245/05, S. 40.

⁷⁵ BNetzA, ebda.

⁷⁶ § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

⁷⁷ Gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sind Großverbraucher mit einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden und einem Stromverbrauch von mindestens 10 Gigawattstunden jährlich erfasst.

Wirkung, wie sie im zukünftigen Energiesystem benötigt wird. Die Festlegung von Höchstlastzeitfenstern jährlich im Voraus erzeugt ein starres System, das netzdienliches Verhalten nicht sicherstellen kann. Die starren Höchstlastzeitfenster verhindern eine Synchronisation von Verbrauch und Erzeugung und damit ein marktdienliches Abnahmeverhalten. Zudem sind Mitnahmeeffekte zu befürchten, da eine – netztechnisch erwünschte - Erhöhung der Entnahmeleistung, bspw. wenn ein Höchstlastzeitfenster mit einer Erzeugungsspitze aus dezentraler Erzeugung (z.B. Windkraft) zusammentrifft, für den atypischen Abnehmer mit dem Verlust der Netzentgeltprivilegierung einhergeht.⁷⁸

Die Regelung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV reizt durch Mindestvorgaben für Stromverbrauch und Vollbenutzungsstunden ein hohes und gleichmäßiges Verbrauchsverhalten an. Stromintensive Energieunternehmen laufen Gefahr, die nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV notwendigen Benutzungsstunden nicht zu erreichen, wenn Lasten netzdienlich abgeschaltet werden und so die Netzentgeltreduzierung zu verlieren.

Die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV verfehlen die gewünschten Effekte für die Gewährleistung von Netzstabilität bei fluktuierender Erzeugung und dynamisch auftretenden Netzengpässen. Vor diesem Hintergrund bietet die Konkretisierung von § 14a EnWG einen Anlass, die flexibilitätshemmenden Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV zu überarbeiten und gemeinsam mit § 14a EnWG in ein Gesamtsystem, das die Netzsituation und die technischen Möglichkeiten der Digitalisierung der Netze berücksichtigt, einzupassen. Die Systematik von § 14a EnWG und § 19 Abs. 2 StromNEV könnte vereinheitlicht werden, denn beide Tatbestände zielen auf die Bereitstellung von Flexibilitäten ab, wobei § 14a EnWG eine Netzentgeltreduktion für Flexibilität im Niederspannungsbereich vorsieht, § 19 Abs. 2 StromNEV dagegen im Wesentlichen Anlagen auf Mittel- und Hochspannung betrifft. So könnte etwa durch oder im Zuge einer Ausdehnung des Anwendungsbereichs von § 14a EnWG auf den Bereich der Mittelspannung, die flexibilitätshemmenden Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV abgelöst werden.

⁷⁸ BNetzA, ebda., S. 24.

5 WEITERENTWICKLUNG DES FLEXIBILITÄTSMECHANISMUS NACH § 14A ENWG

5.1 AUSDEHNUNG AUF MITTELSPANNUNG

Wie oben dargestellt, ist der Anwendungsbereich des § 14a EnWG ausdrücklich auf den Bereich der Niederspannung begrenzt. Dies ist insoweit nachvollziehbar, als die derzeit existierenden steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und die ausdrücklich adressierten Elektrofahrzeuge i. d. R. bei kleinen und kleinsten Letztverbrauchern auf Niederspannungsebene angeschlossen sind.⁷⁹ Demgegenüber ist der Nutzen, bzw. das Flexibilitätspotential umso größer, je höher die Höchstlast der steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist. Die größten Verbraucher, die direkt an das Übertragungsnetz oder das nachgelagerte 110 kV Netz angeschlossen sind, können wegen der gesetzlichen Konzeption des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nicht einbezogen werden. Denn gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG werden marktbezogene Maßnahmen durch zu- und abschaltbare Lasten den Übertragungsnetzbetreibern zugewiesen, damit diese für die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems genutzt werden können. Für die nächstgrößeren Anlagen im Bereich der Mittelspannung bestehen jedoch Potentiale, die vom Anwendungsbereich des § 14a EnWG derzeit nicht adressiert werden.⁸⁰

Zudem könnten Verbraucher auf Mittelspannungsebene, die – im Gegensatz zu Kleinverbrauchern auf Niederspannungsebene – den Netznutzungsvertrag direkt mit dem Verteilnetzbetreiber schließen, die Netzentgeltreduktion vollständig und unmittelbar erhalten. Diese Ausdehnung auf den Mittelspannungsbereich würde schließlich – wie oben dargestellt – die Möglichkeit eröffnen, die dringend reformbedürftigen Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV zu überarbeiten und einen zum transformierten System passenden Mechanismus zu installieren.

5.2 AUSDEHNUNG AUF ERZEUGUNGSANLAGEN

Ebenso ist eine Erweiterung des Anwendungsbereichs von Verbrauchsanlagen auf sämtliche steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wünschenswert. Eine Ausdehnung auf Erzeugungsanlagen trägt der geänderten Rolle von Letztverbrauchern Rechnung, die sowohl als Verbraucher als auch Erzeuger agieren (sog. Prosumer)⁸¹ und damit aktiv eingebunden werden können. Gerade mit Blick auf die Elektromobilität stellen Haushalte, die durch die Kombination eines

⁷⁹ Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“, Anregungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG, www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen_zur_Ausgestaltung_von_14a_EnWG.pdf, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

⁸⁰ Franz/Boesche, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 14a EnWG, Rn.48-49.

⁸¹ Vertiefend DIW, "Eigenversorgung mit Solarstrom" - ein Treiber der Energiewende?, DIW Roundup 89, 7, www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.523544.de, abgerufen am 6. Dezember 2019.

Elektrofahrzeugs oder einer Wärmepumpe mit einer PV-Anlage durch die Rückspeisung auch zu Einspeisern werden, einen relevanten use case dar.⁸² Die Ausdehnung auf Erzeugungsanlagen würde sich zudem in die Systematik des MsbG einfügen. Denn gem. § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG sind Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 KW, ebenso wie steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, ist die Nutzung eines intelligenten Messsystems verpflichtend. Dadurch würde sich die Informationslage des Messstellenbetreibers, gem. § 2 Abs. 1 Nr. 4 MsbG grundsätzlich der Verteilnetzbetreiber, verbessern. Die zusätzlich bereitgestellten Daten zur Einspeisung stellen eine wichtige Ergänzung zur Ermittlung der Belastungszustände des Netzes und damit zu einem optimierten Netzbetrieb dar.⁸³

Problematisch ist in diesem Fall, dass Erzeugungsanlagen nach der geltenden Entgeltssystematik keine Netzentgelte zahlen, sodass die Anreizwirkung der Netzentgeltreduzierung entfiele und über einen anderen Anreizmechanismus kompensiert werden müsste.

5.3 ERWEITERTE FLEXIBILITÄT DURCH VEHICLE-TO-GRID ANWENDUNGEN

Langfristig kann die Elektromobilität bzw. genauer die gesteuerte Ladung der Elektrofahrzeuge nicht nur eine Entlastung des Stromnetzes ermöglichen, sondern auch Strom speichern und so positive Regelenergie bereitstellen. In der Batterie des Elektrofahrzeuges kann so dezentral (mobil) Strom gespeichert und bei Bedarf in das Netz zurückgespeist werden. Das bidirektionale Laden, sogenannte Vehicle-to-Grid Anwendungen,⁸⁴ bietet Stromspeicherpotenzial, welches einen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage leisten kann.

Aus technischer Sicht ist dies bereits heute möglich. Erst Standards werden gerade mit der anstehenden Verabschiedung und zügige Umsetzung der 2. Edition der ISO 15118,⁸⁵ als Kommunikationsstandard zwischen Ladestation und Lade-steuergerät im Auto, der auch bidirektionalen Laden regelt, gesetzt.

Um das volle Potenzial von Vehicle-to-Grid als Flexibilität im Stromnetz nutzen zu können, empfiehlt es sich frühzeitig, den regulatorischen Rahmen insbesondere in Hinblick § 14a EnWG, der bisher nur eine Steuerung des Ladevorganges zur Netzentlastung erlaubt, anzupassen. Es bedarf einer Standardisierung der Anschlussbedingungen.

Aktuell stellt zudem die Stromsteuer eine Hürde dar. Nach § 5 Abs. 4 StromStG sind derzeit nur stationäre Batteriespeicher als stromsteuerbefreite Teile des Versorgungsnetzes definiert. Für mobile Stromspeicher, wie z.B. die Batterie eines Elektrofahrzeuges, fällt die Steuer an.

In letzter Konsequenz dürften Vehicle-to-Grid Anwendungen eine sinnvolle Erweiterung des § 14a EnWG darstellen. Dies entspricht der Einschätzung des europäischen Gesetzgebers, der davon ausgeht, dass Batterien von

⁸² Barometer Digitalisierung der Energiewende, Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, erstellt im Auftrag des BMWi, Berichtsjahr 2018, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf, abgerufen am 6. Dezember 2019.

⁸³ BT-Drs. 17/6072, S. 79.

⁸⁴ *Chau, K. T.*, Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance - Towards Zero Carbon Transportation, 2014, Kapitel 21 - Pure electric vehicles, 21.6. Vehicle-to-grid (V2G) technology, S. 655-684, <https://doi.org/10.1533/9780857097422.3.655>, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

⁸⁵ Vertiefend: <https://v2g-clarity.com/knowledgebase/what-is-iso-15118/>, zuletzt abgerufen am 6. Dezember 2019.

Elektrofahrzeugen auch für den Stromnetzbetrieb (Vehicle-to-Grid) verwendet werden und somit kosteneffizient zum Ausgleich der Netzlast beigetragen werden kann.⁸⁶

6 FAZIT

Der bestehende Rechtsrahmen hemmt die Bereitstellung von Flexibilität im Verteilnetz. Die fehlende Konkretisierung der bestehenden Regelung des § 14a EnWG durch eine Verordnung hat zu einer Rechtsunsicherheit sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch bei den Kunden geführt. Ohne die konkretisierende Verordnung ist z. B. unklar, wer welche Steuerungshandlungen vornehmen darf (s. o. 0). Mögliche Akteure sind insoweit der Verteilnetzbetreiber oder ein Dritter, wie insbes. der Stromlieferant oder Messstellenbetreiber (s. o. 4.1). Auch können Steuerungshandlungen nach § 14a EnWG sich auf die Bilanzkreisbewirtschaftung auswirken, womit es einer Abgrenzung der Verantwortlichkeiten bedarf (s. o. 4.3). All dies hindert die Entwicklung überregionaler Standards und die Entwicklung von Flexibilitätsprodukten, die ohne einen verlässlichen Rechtsrahmen wirtschaftlich unattraktiv bleiben. In einem ersten Schritt sollte der Ordnungs- bzw. Gesetzgeber dringend eine Konkretisierung von § 14a EnWG in Angriff nehmen und damit einhergehend auch für Gestaltung von Schnittstellen und Steuerbarkeit der relevanten Letztverbraucher klar definieren, um Planungssicherheit zu schaffen. Der sich aktuell abzeichnende, ausführliche Stakeholder-Prozess erscheint dies jedoch weiter zu verzögern (s. o 0).

Langfristig ist eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens über den Anwendungsbereich von § 14a EnWG hinaus angezeigt. Nicht nur in der Niederspannung, sondern auch in der Mittelspannung (s. o. 5.1), kann es zukünftig zu Netzengpässen kommen. Hier erweist sich aber die Aufgabenverteilung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern neben den reformbedürftigen Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV (s. o. 4.4) als hinderlich. Eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG sollte daher als Anlass genutzt werden, die flexibilitäts-hemmenden Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV zu überarbeiten und gemeinsam mit den § 14a EnWG in ein kohärentes Gesamtsystem überführen, das die Netzsituation und die technischen Möglichkeiten der Digitalisierung der Netze berücksichtigt.

Der aktuelle Rechtsrahmen bleibt zudem hinter den Vorgaben für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, die ausdrücklich auch markt-basierte Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen, z.B. unter Einsatz von Elektrofahrzeugen, vorsehen, zurück (s. o. 3.3). Auch daher bietet es sich bei einer Weiterentwicklung an, den Anwendungsbereich von Verbrauchseinrichtungen auf sämtliche steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen auszudehnen (s. o. 5.2) und so Letztverbraucher zu erlauben, netzdienlich als Prosumer zu agieren.

Letztlich sollte der Rechtsrahmen so gestaltet werden, dass dort wo bzw. soweit es volkswirtschaftlich sinnvoll ist, das Potential von intelligenten bidirektionalen Laden (Vehicle-to-Grid) genutzt wird (s. o. 5.3) und auch ausreichende Anreize bestehen, dass der Letztverbraucher dieses Potential zur Verfügung stellt.

⁸⁶ Europäische Kommission, Hin zu einer möglichst breiten Verwendung alternativer Kraftstoffe –ein Aktionsplan zur Infrastruktur für alternative Kraftstoffe nach Artikel 10 Absatz 6 der Richtlinie 2014/94/EU, einschließlich einer Bewertung der nationalen Strategierahmen nach Artikel 10 Absatz 2 der Richtlinie 2014/94/EU, COM(2017) 652 final vom 8. November 2017, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2017/DE/COM-2017-652-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF>, zuletzt abgerufen 6. Dezember 2019.