

Regulierungsansätze zwischen Markt und Staat bei der Netzintegration von Elektromobilität in Europa

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors hat sich jahrelang schwerpunktmäßig um das Angebot an Elektrofahrzeugen gedreht. Erst langsam rückt die Bedeutung, die die Elektrifizierung für die Energiewende hat, in den Fokus der öffentlichen Debatte. Wie können Anreize für intelligentes Laden (*Smart Charging*) von Elektrofahrzeugen gegeben werden, um zum einen die Kosten für Verbraucher*innen zu verringern und zum anderen die Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz zu unterstützen? In diesem Beitrag untersuchen wir Strategien und Politikinstrumente zur Förderung der Integration von Elektromobilität in das Stromnetz. Dabei greifen wir auf Modelle zurück, wie sie in anderen europäischen Ländern bereits entwickelt wurden und genutzt werden. Schließlich formulieren wir auf dieser Basis Empfehlungen für die Energie- und Verkehrspolitik in Deutschland.

JULIA HILDERMEIER, ANDREAS JAHN

1 Einleitung

Die Elektrifizierung des Straßenverkehrs über batterieelektrische Fahrzeuge ist ein entscheidender Baustein für klimaneutrale Mobilität. Sie ist ein wichtiger Beitrag zur Verkehrswende und unabdingbar, um die Luftqualität zu verbessern wie auch die Klimaziele zu erreichen (Agora Verkehrswende 2019). Für deren erfolgreiche Umsetzung bzw. für eine auch volkswirtschaftlich kostenoptimierte Transformation ist wiederum die Integration von Elektrofahrzeugen in die Stromnetze eine Schlüsselbedingung. Das gilt nicht nur für Deutschland, sondern für Europa insgesamt. Dieser Aspekt rückt jedoch erst langsam in den Fokus der öffentlichen Debatte. Wegen der stark steigenden Marktanteile der Elektrofahrzeuge wird sich bald entscheiden, ob der politische Wille und die institutionellen Strukturen vorhanden sind, um einen optimalen Kostenpfad für die Energie- und die Verkehrswende zu beschreiben. In Deutschland wird die Zahl der Elektrofahrzeuge bis 2030 auf mindestens 7 Mio. bis 10 Mio. Fahrzeuge steigen, die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur geht sogar von bis zu 14,8 Mio. Fahrzeugen aus (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur 2020). Fördermaßnahmen wie die Verdopplung des Umweltbonus durch die Bundesregierung und Ausschreibungen für den Bau öffentlicher Ladeinfrastruktur unterstützen diese Entwicklung (BMU 2020).

Bislang ist jedoch wenig diskutiert worden, welche Bedeutung die Elektrifizierung des Verkehrssektors für die *Energiewende* hat. Die Integration von E-Fahrzeugen in die Stromnetze ermöglicht es, Stromerzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien besser auszulasten, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und damit die Kosten des elektrifizierten Verkehrs zu senken, ohne die Kosten für die übrigen Stromnetzkunden¹ zu erhöhen (Hildermeier et al. 2019a). Bisherige Studien haben sich vor allem auf die zusätzliche Stromnachfrage durch E-Fahrzeuge konzentriert; zunehmend finden nun auch die Integration in die Verteilnetze und deren Auswirkungen Eingang in die Debatte. Flächendeckende Kostenanalysen zeigen die Gesamtpotenziale auf. Darauf aufbauende Vorschläge für politische Instrumente geben erste Hinweise für eine ideale Umsetzung (Maier et al. 2019).

In diesem Beitrag untersuchen wir mögliche Politikinstrumente zur Förderung der Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz und geben vor dem Hintergrund der Erfahrungen in anderen europäischen und außereuropäischen Ländern Empfehlungen, welche In-

1 Der Beitrag gendert nur, wenn es sich um Privatpersonen handelt. „Stromkunden“, „Netzkunden“ schließen auch kommerzielle Verbraucher, also Gewerbe beziehungsweise Organisationen ein und werden daher vom Gendering ausgeschlossen.

strumente in Deutschland geeignet und erfolgreich sein könnten. Eine kosteneffiziente, netzdienliche Integration von Elektrofahrzeugen erfordert ein Gesamtkonzept zur Integration der E-Mobilität in die Stromnetze sowie eine engere Zusammenarbeit zwischen energie- und verkehrspolitischen Akteuren. Über den nationalen Politikrahmen hinaus ist auch eine ambitionierte Umsetzung der europäischen Rahmenbedingungen bei der Reform des Stromsektors sowie der EU-Zielsetzungen zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors notwendig. Mit dem *European Green Deal* und dem angekündigten EU-Klimagesetz wurde die Bedeutung der Elektromobilität für das Erreichen der Klimaziele im Verkehrssektor bekräftigt (Minderung des CO₂-Ausstoßes bis 2050 um 90 %) sowie der Ausbau der Ladeinfrastruktur explizit gefordert (European Commission 2019). Die EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, die den Ausbau von Ladeinfrastruktur umfasst, wird ebenfalls revidiert (European Commission o. J.). Zu Beginn der neuen europäischen Legislaturperiode wurde auch ein sektorübergreifendes Verständnis der Elektrifizierung des Verkehrssektors, das auf der höheren Energieeffizienz von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Verbrennern basiert, in der *EU Strategy for Energy System Integration* (European Commission 2020a) formuliert. Des Weiteren wurde eine Strategie intelligenter und nachhaltiger Mobilität ausgearbeitet (European Commission 2020b).

Damit kommt der Frage, wie intelligentes Laden (*Smart Charging*) von Elektrofahrzeugen aussehen kann und was dafür notwendig ist, große volkswirtschaftliche Bedeutung zu. Denn hierbei entscheidet sich, ob Stromnetzinvestitionen in Höhe von mehreren Dutzend Milliarden Euro notwendig werden oder vermieden werden können. Aus strom- und netzwirtschaftlicher Sicht sind insbesondere die Zeit und der Ort des Ladens relevant. Es gilt, die vorhandene Kapazität im Stromnetz optimal für alle Fahrzeuge und Mobilitätsdienste zu nutzen, seien es private Pkw, elektrifizierte Fuhrparks, Taxis, Ridesharing-Dienste oder elektrische Nutzfahrzeuge in der Stadtlogistik.

Die Verkehrspolitik an sich weist schon ein komplexes Umfeld mit diverser Interessenlage auf. Durch die sogenannte Sektorenkopplung mit dem Stromsystem wird die Herausforderung, kohärente politische Förderungsansätze für die Elektromobilität zu entwickeln, noch größer. Dies reicht vom industriepolitischen Aufbau der Ladeinfrastruktur über den verkehrs- und stromnetzoptimierten Standort und den wettbewerbsrechtlichen Zugang zur Ladeinfrastruktur bis zur Tarifierung, um netzdienliches Ladeverhalten zu fördern. Unterschiedliche Gestaltungsziele der einzelnen Sektoren müssen dabei in einer konsistenten Regulierung vereint werden. Ein marktwirtschaftlicher Ansatz für Ladedienstleistungen muss mit dem Ziel der Verteilungsgerechtigkeit und dem Zugang zu staatlich geförderter Infrastruktur sowie der Gestaltung des regulierten Anteils der Strompreise (Netztarife) in Einklang gebracht werden.

Im Folgenden gehen wir auf die wichtigsten Bausteine eines integrierten Gesamtkonzepts für die Netzintegration von E-Mobilität ein: auf die zeitvariable Gestaltung von Strom- und Netztarifen zur Optimierung der Lade- und Netzkosten sowie auf die Planung und den Ausbau von Ladeinfrastruktur. Beispiele aus der deutschen Diskussion werden dabei in den europäischen und internationalen Kontext gesetzt. Abschließend diskutieren wir, welche Maßnahmen die kosteneffiziente Netzintegration von Elektrofahrzeugen in Deutschland und Europa fördern können.

2 Bausteine eines Gesamtkonzepts für die Netzintegration von E-Mobilität

2.1 Marktbasierte Anreize für intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen: Stromtarife

Die Art und Weise, wie Elektrofahrzeuge aufgeladen werden und wie Ladeinfrastruktur genutzt wird, determiniert die ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile der Elektromobilität für Nutzer*innen der Fahrzeuge, aber letztendlich auch für alle Verbraucher*innen. Studien haben gezeigt, wie durch kontrolliertes Laden von Elektrofahrzeugen – unterstützt entweder durch direkte Preisgestaltung oder durch Preisvorteile dafür, dass die Nutzer*innen die Kontrolle den Stromnetzbetreibern überlassen – die Netzkapazität effizienter genutzt werden kann (Hogan et al. 2018). Elektrofahrzeuge werden hierbei zu Zeiten geladen, in denen das Netz nur gering belastet und der Strom besonders günstig ist, tendenziell in windigen Nächten und an sonnigen Tagen. Elektrofahrzeuge werden so als flexible Ressource eingesetzt, wodurch fluktuierender erneuerbarer Strom und das Stromnetz optimal genutzt werden können (Glitman et al. 2019). Dadurch können die spezifischen Kosten (Euro pro Kilowattstunde) sogar gesenkt werden. Es gibt Hinweise darauf, dass Nutzer*innen von Elektrofahrzeugen zu Zeiten laden, die am bequemsten für sie sind, zum Beispiel nach der Arbeit um 17 oder 18 Uhr (Figenbaum/Kolbenstvedt 2016; NetzeBW o. J.)² – sofern sie nicht durch Ordnungsrecht oder Anreize zu einem anderen Verhalten bewegt werden. Dieses „unkontrollierte Laden“ fällt jedoch mit den ohnehin vorhandenen Lastspitzen in den Stromnetzen zusammen, in denen der Strom besonders teuer beziehungsweise das Netz sehr beansprucht ist. Dies führt mittelfristig zu höheren Strompreisen und höheren Investitionskosten in

2 Diese Erhebungen gehen von einem Arbeitsalltag vor den Veränderungen durch die Covid-19-Krise aus.

Netze, deren Kapazitäten auf diese – vermeidbaren – Lastspitzen ausgelegt werden müssen.

Eines der Instrumente, diese Kosten wirksam zu minimieren, sind Stromtarife, die Nutzer*innen von Elektrofahrzeugen Anreize geben, zu unkritischen Zeiten zu laden (Hildermeier et al. 2019b). Gut konzipierte Tarifstrukturen führen zu einem Ladeverhalten, das auf die Netzanforderungen abgestimmt ist. Sie tragen dazu bei, die vorhandenen Ressourcen besser zu nutzen und die Kosten für alle Stromkunden zu senken. Im Gegensatz dazu können schlecht konzipierte Tarife zu erhöhten Systemkosten führen, was höhere Tarife für alle Nutzer*innen verursachen kann. Typische Tarifstrukturen für private Endkunden bestehen derzeit aus einer festen monatlichen Gebühr und einem Preis für den Stromverbrauch (Euro pro Kilowattstunde), der zeitlich nicht variiert und somit keinen Anreiz für zeitvariables Laden setzt. Günstiges Laden durch eine netzdienliche Gestaltung von Stromtarifen beeinflusst außerdem die Wirtschaftlichkeit des Ladens eines Elektrofahrzeugs und damit die Gesamtnutzungskosten im Vergleich zu einem Verbrennungsfahrzeug.

Zu den zeitlich variierenden Tarifen gehören Designs, bei denen längerfristig für bestimmte Tageszeiten unterschiedliche Preise festgelegt werden, sowie dynamischere Preisstrukturen, die täglich gemäß den prognostizierten Großhandelspreisen variieren (SEPA 2019). Zeitlich variierende Energietarife sind in der Hälfte der EU-Mitgliedstaaten verfügbar, meist in einer einfachen Struktur mit zwei Zeiträumen, beispielsweise einem Tag- und einem Nachttarif (ACER/CEER 2018). Ein Angebot differenzierterer dynamischer Tarife, die beispielsweise die Preisschwankungen an der Strombörse widerspiegeln, soll ab 2021 mit der nationalen Umsetzung des EU-Energiemarktpakets (*Clean Energy for all Europeans Package*) und der breiten Einführung intelligenter Zähler verpflichtend werden (CEER 2019a).³

Erste Erfahrungen mit einer kleinen Gruppe von Abonnenten eines aktuell verfügbaren E-Auto-Tarifs in Europa, des *Agile-Octopus*-Tarifs in Großbritannien, belegen die Wirksamkeit von zeitvariablen Tarifen zur Förderung von intelligentem Laden. Die Auswertung in *Abbildung 1* zeigt, dass E-Auto-Fahrer*innen die Ladezeiten seit Einführung dieses Tarifs fast vollständig aus den Spitzenlastzeiten (16 bis 19 Uhr) in Zeiten mit geringerer Auslastung verschoben haben. Die dynamische Gestaltung des Tarifs (der Preis des Ladestroms ist an die halbstündlich erfassten Großhandelspreise der Strombörse gekoppelt) ermöglichte durchschnittlichen E-Auto-Fahrer*innen im Vergleich zum alternativen Zwölf-Monats-Tarif eine Einsparung von rund 132 £ pro Jahr (entspricht rund 150 €).

Dass zeitvariable Tarife einen Anreiz zum intelligenten Laden von Elektrofahrzeugen darstellen, bestätigt auch das bislang größte europäische Pilotprojekt mit 673 Privathaushalten in Großbritannien. Dessen Ergebnisse zeigen, dass die zeitlich variierende Preisstruktur die Nachfrage

sehr effektiv von den Abendstunden wegbewegt und dazu beiträgt, die abendliche Lastspitze zu vermeiden (Dudek et al. 2019).

Die Verfügbarkeit zeitvariabler Tarife ist ein Beispiel für marktbasierende Anreize für intelligentes Laden. Gerade mit steigender Verbreitung von Elektrofahrzeugen ist ein intelligentes Ladeverhalten der Verbraucher essenzielle Voraussetzung für die kostengünstige Integration von E-Fahrzeugen ins Stromnetz und damit für eine gelingende Verkehrswende. Dies setzt voraus, dass Verbraucher ausreichend informiert und zeitvariable Tarife im Angebot sind.

In alternativen Modellen des netzdienlichen Ladens steuert beziehungsweise unterbricht nicht der Verbraucher selbst, sondern eine dritte Partei das Laden, um negative Kostenauswirkungen der entstehenden Lastspitzen zu vermeiden. Auch die zuvor diskutierten zeitlich variierenden Preise können es Verbrauchern ermöglichen, die Steuerung des Ladevorgangs an einen Dritten zu übertragen, indem beispielsweise der Kunde nur seine Präferenzen (über ein Smartphone) setzt, die Lastverschiebung aber nicht selbst durchführt. Ebenso kann ein ermäßigter, regulierter Tarif genutzt werden, um die Verbraucher dazu zu veranlassen, die Steuerung des Ladens dem Netzbetreiber zu überlassen.

Ob und wie weit die sogenannte „Schalthoheit“ beim Netzbetreiber die preislichen Anreize für intelligentes Ladeverhalten beim Kunden ersetzen kann, wird am Beispiel des Regulierungsansatzes in Deutschland im folgenden Abschnitt diskutiert. Im Gegensatz zum Ansatz der Preisdifferenzierung, die ein netzdienliches Ladeverhalten fördern kann, setzt der in Deutschland aktuell diskutierte Ansatz auf Planbarkeit und Kontrolle durch die Netzbetreiber als staatlich regulierte Akteure. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit, die Rolle der Strommarktakteure besser zu definieren, insbesondere die Rolle der Netzbetreiber und der Verbraucher beziehungsweise E-Fahrzeug-Nutzer*innen für die zukünftige Gesamtregulierung und damit auch die Netzintegration von E-Mobilität.

2.2 Die Rolle staatlich regulierter Akteure: Netztarife in Deutschland und Europa

Die Gestaltung der Netztarife – das heißt des regulierten Teils der Stromrechnung, den Privatkunden oder Ladesäulenbetreiber für die Zurverfügungstellung des Stromnetzes bezahlen – ist ein wichtiges Instrument für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen (und anderen flexiblen Endverbrauchern), mit dem das Laden örtlich und zeitlich gesteuert werden kann. Auch hier sind verschiedene Logiken der Regulierung zu identifizieren. Im

3 In den USA sind flexible Tarife weiter verbreitet. Etwa 50 % der Versorgungsunternehmen bieten eine TOU-Tarifoption (*Time-of-Use*) an.

europäischen Durchschnitt machen Netzkosten fast ein Drittel der Gesamtstromrechnung für Privat- und Gewerbekunden aus und können damit ein wichtiges Preissignal für intelligentes Laden darstellen. Diese Netzentgelte werden in Deutschland durch das Energiewirtschaftsgesetz und entsprechende Verordnungen bestimmt und von der Bundesnetzagentur genehmigt. Zurzeit sind diese Tarife in Deutschland und in den meisten EU-Nachbarländern noch maßgeblich für industrielle Verbraucher konzipiert und für den Hochlauf der Elektromobilität ungeeignet: Sie orientieren sich hauptsächlich an der jährlichen Lastspitze des Kunden, also am maximalen Strombezug in einer Viertelstunde innerhalb des Kalenderjahres und der dafür benötigten Netzkapazität. Daraus resultiert ein fixer Jahresleistungspreis, der sich nicht an tatsächlichen Verbrauchsmengen oder an der tatsächlichen Auslastung des Netzes orientiert, wie es zum Beispiel in Form zeitlich variabler Bepreisung möglich wäre. Folglich können die aktuellen Netztarife in den meisten EU-Ländern kaum Preissignale für intelligentes Laden setzen.

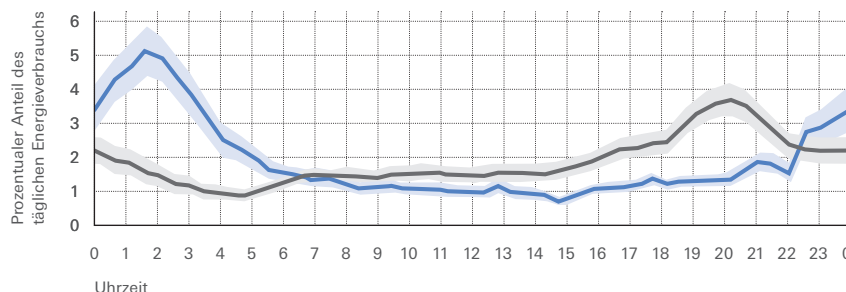
Das ist beispielsweise für den kommerziellen Betrieb von Schnellladepunkten für Elektro-Pkw ein Problem: Betreiber von Schnellladepunkten, die qua Geschäftsmodell eine hohe Kapazität für schnelles Laden beim Netzbetreiber abonnieren müssen, zahlen vor allem für die höchstmögliche Auslastung der Ladepunkte anstatt für den tatsächlichen Verbrauch. Dies kann vor allem in der Phase des Markthochlaufs, in der die Nutzung noch gering sein kann, zu hohen Fixkosten führen und einen wirtschaftlichen Betrieb behindern.⁴ In den kommenden Jahren kann die Netzkostenstruktur auch zu einem Hindernis für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für Nutzfahrzeuge werden, die ebenfalls höhere Ladekapazitäten erfordern. Die oft ignorierten Netzkosten werden damit zur wichtigen Stellschraube für den flächendeckenden Aufbau einer profitablen Ladeinfrastruktur und die Elektrifizierung des Straßenverkehrs. Dies impliziert sowohl industriepolitische Fragen als auch Fragen der Verteilungsgerechtigkeit beziehungsweise eines diskriminierungsfreien Zugangs zur Ladeinfrastruktur. Die Kosten für Betreiber von Schnellladesäulen variieren stark je nach Netzgebiet. In weniger dicht besiedelten Gebieten, in denen die Lastdichte geringer ist (und das Stromnetz von weniger Verbrauchern finanziert werden muss), sind sie tendenziell höher. Dadurch kann paradoxerweise der Strombezug neben dem Windrad teurer sein als im 100 Kilometer entfernten Verbrauchszentrum. Infolgedessen sind auch die Betreiber von Schnellladediensten in ländlichen Netzgebieten mit deutlich höheren Netzkosten konfrontiert. Gleichzeitig kann aber in eben diesen Gebieten der Aufbau von Schnellladeinfrastruktur besonders erforderlich sein, zum Beispiel entlang von Autobahnen. Beispielberechnungen (Tabelle 1) zeigen Merkmale des Netzbetriebsgebiets (das heißt städtisch, dicht besiedelt oder ländlich), die jährlich anfallenden Kosten und die Kostenspreizung für den Ladesäulenbetreiber. Unter der

ABBILDUNG 1

Vergleich des Energieverbrauchs im Tagesverlauf für Kunden des Standardtarifs und des variablen Tarifs bei Octopus Energy

Angaben in Prozent und Stunden

— vor Einführung des Tarifs — nach Einführung des Tarifs



Anmerkung: Eingefärbte Bereiche zeigen die Variationsbreite der Nutzung

Quelle: Octopus Energy (2018)

WSI Mitteilungen

Annahme, dass 100 Ladevorgänge pro Jahr an einer Ladesäule mit 50 Kilowatt stattfinden – was zwar eine Nutzung unterhalb des 2019er-Durchschnitts ist, im Markthochlauf aber durchaus erwartbar –, liegen die Kosten zwischen 4 € pro Ladevorgang in Berlin und fast 23 € im ländlichen Nordosten Deutschlands. Die großen Unterschiede zwischen ländlichen und urbanen Netzen sind ein spezifisch deutsches Problem. Staaten mit größeren oder homogeneren Verteilnetzen haben diese Probleme erst gar nicht (Niederlande, Frankreich), andere Staaten mit heterogenen Netzstrukturen verteilen die Netzkosten eigentumsübergreifend (Österreich).

Berechnungen zeigen, dass die Netzentgeltstruktur auch für die Elektrifizierung von Flotten und gewerblichen Fuhrparks problematisch sein kann (Hildermeier et al. 2020). Da die Preise nicht die reale Netzauslastung widerspiegeln, bekommen Fuhrparkbetreiber kaum Signale für eine bessere Nutzung von volatilen erneuerbaren Energien. Sie können auch kaum Vorteile aus zeitweise niedrigen Strommarktpreisen erzielen, da diese durch den hohen fixen Anteil⁵ der Netzkosten überkompensiert

4 In Deutschland betrug die durchschnittliche Auslastung von Schnellladepunkten (43–100 kW) 0,5 Ladevorgänge pro Tag, gemessen an allen öffentlich zugänglichen Schnellladepunkten in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 und der ersten Hälfte des Jahres 2019 (BMVI 2019, S. 51).

5 Im eigentlichen Sinne sind diese Kosten nicht fix. Es handelt sich um die Leistungspreise für die höchste aus dem Netz bezogene Leistung innerhalb des Abrechnungszeitraums (Jahr). Durch den Bezug auf die Spitzenleistung wirken sie sich als fixe Kosten für das Jahr aus.

TABELLE 1

Netzkosten pro Ladevorgang an einer 50 kW-Ladesäule in drei deutschen Netzgebieten, 2020

Angaben (Netzkosten) in Euro

Netzgebiet	Netzkosten pro Ladevorgang (LV) in Abhängigkeit von der jährlichen Zahl der Ladevorgänge			
	10 LV	100 LV	1000 LV	10 000 LV
städtisch (Berlin)	29,91	3,90	1,30	0,85
mitteldicht besiedelt (Westnetz)	63,20	7,13	1,53	0,85
ländlich (e.dis-Netz)	219,20	22,78	3,14	0,51

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der veröffentlichten Preisblätter Netznutzung der Netzbetreiber

WSI Mitteilungen

werden. Durch die fehlende zeitvariable Ausgestaltung der Tarife wird den Fuhrparkbetreibern ein wichtiges Instrument zur Optimierung der Ladekosten vorenthalten – und damit fehlen Anreize zur Elektrifizierung der Flotte.

Die deutsche Diskussion um Netzentgelte ist eher von Bedenken vor Netzausfällen durch unkontrolliertes Laden als von den Chancen durch intelligentes Laden geprägt. In der Konsequenz wird zum Beispiel die Zuständigkeit für die Steuerung des privaten Ladens zu Hause eher dem Netzbetreiber als den Verbraucher*innen zugesprochen. Das Bundeswirtschaftsministerium erwägt, eine Ladesteuerung durch Netzbetreiber zum Standard zu erheben und damit eine Ablehnung derselben durch entsprechende Zusatzkosten unattraktiv zu machen (BMW 2019). Dies bedeutet, dass Verbraucher*innen mit dem Kauf eines E-Fahrzeugs entweder Regelungen zustimmen, die es den Netzbetreibern ermöglichen, Ladevorgänge zur Vermeidung von Netzüberlastung zu reduzieren oder ganz auszusetzen, oder wesentlich höhere Netzkosten akzeptieren müssen. Alternative Ansätze, mit den Engpässen situationsabhängig entsprechend den augenblicklichen Bedürfnissen der Verbraucher umzugehen, zum Beispiel durch zeitvariable Preisgestaltung, werden damit abgeschnitten. Obwohl sich im Frühsommer 2020 eine Allianz der Fahrzeughersteller, Verbraucher und Energiehändler gegen diesen Ansatz ausgesprochen hat (BNE/VZBV 2020), wird er weiterverfolgt. Problematisch ist dies aus verschiedenen Gründen, vor allem jedoch, weil der Ansatz nicht den Verbraucherinteressen entspricht. Die Teilhabe der Verbraucher wird in anderen Bereichen der Energiewende jedoch als relevant eingestuft. Beispielsweise wird beim Ausbau der Photovoltaik der Mehrwert der Verbraucherbeteiligung in der Richtlinie des Energiebinnenmarktpakets der EU als zentral anerkannt (European Parliament and Council of the European Union 2019). Darüber hinaus verhindert der auf zentraler Kontrolle basierende Ansatz ein lokales Zusammenkommen von erneuerbarer Erzeugung und Nachfrage, vielmehr setzt er darauf, Produktion und Nachfrage separat abzuregeln

(und zu entschädigen). Die Energiewende wird damit teurer als notwendig (Consentec 2020; Jahn et al. 2020).

Um die Planung und den Ausbau der Netze auf ein sinnvolles Maß begrenzen zu können, müssen marktwirtschaftliche Instrumente wie Preisanreize zur Vermeidung kritischer Zeiten stärker berücksichtigt werden. Im europäischen Kontext lassen sich Beispiele für alternative Zugänge finden. Dänemark verfolgt den Ansatz, den längerfristigen Netzausbau über Preisanreize zu optimieren. Seit Anfang 2020 müssen alle Netzbetreiber des Landes einen zeitvariablen Netztarif einführen, der zu Spitzenzeiten (im Winter zwischen 17 und 20 Uhr) mit einer *Peak Charge*, einer Spitzenlastgebühr, belegt ist. Mit dieser Preisstruktur soll der Stromverbrauch in Stunden mit geringerer Netzauslastung verlagert werden. Die Logik der zeitvariabel gestalteten kommerziellen Stromtarife wird auf die Netzkomponente ausgeweitet. Die Netz- und Strompreissignale können sich somit gegenseitig verstärken oder auch gegenläufig sein. Detaillierte Auswertungen sind erst in den nächsten Jahren zu erwarten.

Der deutsche und der dänische Ansatz zeigen exemplarisch, dass für die kosteneffiziente Netzintegration von E-Mobilität europaweit unterschiedliche, sowohl marktliche als auch von staatlich regulierten Institutionen gesteuerte Ansätze verfolgt werden. Insbesondere in der Umbruchphase ist neben den langfristigen Kosten jedoch maßgeblich, dass die Konzepte von den Kunden angenommen werden. Zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Textes existiert das deutsche Vorhaben, die Steuerung des Ladens den Netzbetreibern zu überlassen, nur in der Theorie. Die Verbraucherverbände haben jedoch bereits ihre Ablehnung signalisiert. Bei der Einführung wird sich der Erfolg der Konzepte an der Kundenakzeptanz messen lassen.

2.3 Integrierte Planung von Ladeinfrastruktur im internationalen Vergleich

Ein weiterer wichtiger Beitrag zur nachhaltigen Elektrifizierung des Straßenverkehrs ist der netzoptimierte Aufbau von Ladeinfrastruktur. Um intelligentes Laden zu ermöglichen, ist es wesentlich, sowohl die (mobilitätsseitige) Nachfrage nach Ladevorgängen als auch die (energeseitige) optimale Nutzung der schon vorhandenen Netzkapazität zu berücksichtigen, um kostenintensive Investitionen in Netzausbau – und damit Mehrkosten für die Verbraucher – so gering wie möglich zu halten. Auch in diesem Regulierungsfeld muss der Gesetzgeber zwischen marktbasierendem Aufbau einerseits und einer gegebenenfalls öffentlich geförderten Mindestdichte an Ladepunkten andererseits abwägen, um für den angestrebten Hochlauf der Elektromobilität auch in dünn besiedelten Gebieten eine „öffentliche Daseinsvorsorge“ zu gewährleisten (Hildermeier 2020). Für das Erreichen der Klimaziele und der dafür notwendigen Emissionsreduktion im Verkehrssektor werden in Deutschland im Jahr 2030 etwa 720 000 öffentliche Ladepunkte benötigt (Transport & Environment

2020). Mit Blick auf die Kosten der Netzintegration wurde die Zielsetzung der Regierung von November 2019, eine Million öffentliche Ladepunkte im selben Jahr errichten zu wollen, von der Energiewirtschaft als zu anspruchsvoll kritisiert (BDEW 2019). Bei der Diskussion um Prinzipien und Kriterien, die den Ladeinfrastrukturaufbau leiten sollen, müssen marktliche und staatliche Handlungslogik in Einklang gebracht werden.

EU-rechtlich ist festgelegt, dass der Aufbau von Ladeinfrastruktur nach privatwirtschaftlichen Prinzipien erfolgt, es soll also ein Markt für Ladedienstleistungen entstehen (European Parliament and Council of the European Union 2014; CEER 2019b). Gleichzeitig machen viele Regierungen die Erfahrung, dass der rein wettbewerblich getriebene Aufbau von Infrastruktur ungleich verläuft. Das heißt, in Ballungsräumen wird durchaus investiert oder es bewerben sich bereits genügend Unternehmen auf öffentliche Ausschreibungen, in ländlichen Gebieten dagegen lässt sich vielerorts trotz Subventionen kein Betreiber finden, wie zum Beispiel in Nordnorwegen (Hildermeier 2020, S.10). Um diese Lücken im Ausbau zu schließen, werden zurzeit mehrere Konzepte diskutiert. Auf europäischer Ebene wird über sogenannte „gemischte“ Ausschreibungen nachgedacht, in denen eine Anzahl von profitablen zusammen mit weniger profitablen Ladepunkten ausgeschrieben wird, um deren Betrieb über eine Quersubventionierung zu finanzieren. In den USA wurde über einen politischen Beteiligungsprozess ein Ansatz für eine Mindestinfrastruktur (*Essential Charging Network*) entwickelt und in zwei Bundesstaaten erprobt, auf Grundlage derer sich ein Markt für Ladedienstleistungen und Infrastruktur entwickeln soll (Hildermeier 2020, S.9; Kadoch 2020).

Für eine kosteneffiziente Netzintegration von Elektromobilität sollte öffentliche Ladeinfrastruktur so konzipiert werden, dass die Ladepunkte sowohl den Bedarf an Ladevorgängen (im Zusammenhang der angestrebten Verkehrsplanung) abdecken als auch die Netzkapazität optimal nutzen. Ein Pilotprojekt dieser Art wurde 2016 für das Stadtgebiet San Francisco in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber PG&E durchgeführt. Hierfür wurde ein Standorttool entwickelt, mit dem über 14 000 mögliche Standorte für Schnellladesäulen innerhalb der bestehenden Netzinfrastruktur identifiziert werden konnten, von denen mehr als 6 000 eine Kapazität für zwei oder mehr 50 kW-Ladesäulen hatten (Nicholas/Hall 2018; PG&E 2016).

Norwegen, einer der weltweit am weitesten entwickelten E-Auto-Märkte, setzt beim Ausbau der Ladeinfrastruktur ebenfalls darauf, vorhandene Netzkapazitäten zu nutzen. Mit einer Kombination aus marktbasierter und der staatlichen Regulierung entlehnten Instrumenten hat die Regierung früh darauf hingewirkt, die Auslastung der Ladeinfrastruktur zu maximieren und die Betriebskosten zu minimieren, um so einen wirtschaftlich auskömmlichen, wettbewerblichen Markt für Ladedienstleistungen zu entwickeln. Ein Beispiel sind staatliche Unterstüt-

zungsprogramme für die Kofinanzierung öffentlich zugänglicher Schnellladestationen entlang der Hauptverkehrsachsen Norwegens: Die öffentliche Finanzierung ist auf die Installation der Infrastruktur beschränkt, betrifft also nicht den Betrieb der Ladeinfrastruktur. Infolge dieser Priorisierung und mithilfe umfangreicher anderweitiger Fördermaßnahmen, etwa Kaufanreize für Elektrofahrzeuge und Vorteile für deren Nutzung, werden heute alle Schnellladestationen kommerziell betrieben.

Die kosteneffiziente Netzintegration von Ladepunkten wird durch ein Norwegen-spezifisches Politikinstrument sichergestellt: eine Netzanschlussgebühr (*Anleggsbidrag*). Verteilnetzbetreiber können diese zur Deckung der Kosten für den Anschluss neuer Kunden an das Stromnetz oder für den Ausbau vorhandener Anschlüsse geltend machen. Die einmalige Gebühr ist vom Netzkunden zu bezahlen, zum Beispiel dem Anbieter von Ladedienstleistungen. Die Netzanschlussgebühr kann bis zu 100 % der notwendigen Investitionskosten einschließlich Bau, Personal und Ausstattung betragen. Die Investitionskosten hängen von der vorhandenen Netzinfrastruktur an einem bestimmten Standort ab. Je mehr Kapazität an einem Standort vorhanden ist, desto günstiger wird der Ausbau. Somit liefert die Netzanschlussgebühr ein Investitionssignal, das die Nutzung vorhandener Kapazität widerspiegelt und einen finanziellen Anreiz für den netzdienlichen Aufbau von Ladeinfrastruktur setzt. Ein weiterer Vorteil der Netzanschlussgebühr ist, dass die Kosten vom kommerziellen Betreiber übernommen werden, der die Investition veranlasst hat. Somit wird gleichzeitig sichergestellt, dass die Netztarife nicht mehr als nötig steigen und keine Mehrbelastung für andere Stromkunden entsteht (Norwegian Energy Regulatory Authority 2020).

3 Schlussfolgerungen und Politikempfehlungen

Der Beitrag hat gezeigt, dass die Netzintegration von Elektromobilität einen wichtigen Mehrwert für die Energie- und Verkehrswende darstellt. Aufgabe der Politik ist es nun, für alle Beteiligten einen Rahmen zu schaffen, in dem deren jeweilige betriebswirtschaftliche Optimierungen zur Erreichung des Gesamtziels beitragen: der kostengünstigsten Netzintegration von Elektrofahrzeugen und damit des Gelingens der Verkehrs- und Energiewende. Im europäischen wie im deutschen politischen Kontext wird sich in den nächsten Jahren eine Reihe von Handlungsmöglichkeiten ergeben.

In Deutschland wird insbesondere der beschlossene Ausbau der öffentlichen (Schnell-)Ladeinfrastruktur Maßnahmen zur Netzintegration erfordern (Schwarzer 2020). Dabei geht es um Anreizstrukturen für die Errich-

tung der Ladeinfrastruktur an den optimalen Orten in Abwägung der Kapazitäten im Stromnetz sowie der Mobilitäts- und Ladenachfrage. Aus Sicht der Autor*innen sollte dieser Planungsansatz sowohl in die Überarbeitung beziehungsweise nationale Umsetzung der erneuerten EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als auch in die Programme der Bundesregierung, der Länder, der Städte und der Kommunen als Leitprinzip Eingang finden. Gleichzeitig geht es um die Bepreisung der Netznutzung, über die den Betreibern der Ladeinfrastruktur Investitionssicherheit gegeben, den Nutzer*innen transparente und angemessene Preise geboten und den Verbrauchern insgesamt keine unnötigen (Netz-)Kosten aufgebürdet werden sollen. Hier können mit der zügigen und ambitionierten Umsetzung einer zeitlich dynamischen Strombepreisung entsprechend der europäischen Strommarktreform förderliche Anreize geschaffen werden. Die Orientierung an Best-Practice-Ansätzen wie in Dänemark (vgl. Abschnitt 2.2) kann dabei helfen. Mittelfristig wird eine europäische Vorgabe für zeitvariable Netzentgelte notwendig, die kaum ohne die Unterstützung einiger nationaler Regulierungsbehörden zu erwarten ist.

Was kann Deutschland von Regulierungsansätzen zur Netzintegration der Elektromobilität in Europa und den USA lernen? Festgehalten werden kann, dass für eine kosteneffiziente Elektrifizierung des Verkehrssektors und den dafür benötigten Infrastrukturausbau intelligentes Laden eine entscheidende Rolle spielt und entsprechend mitzudenken ist. Ebenfalls kann festgehalten werden, dass die öffentliche Hand, sofern sie sich am Aufbau der Ladeinfrastruktur beteiligt, eine integrierte Planung priorisieren sollte, die die Nachfrage nach Ladedienstleistungen, die Nutzung vorhandener Kapazitäten und den Betrieb der Ladestationen zu angemessenen Preisen gleichermaßen berücksichtigt. Zudem ist die gegenwärtige Gestaltung der Netztarife für Haushalte, gewerbliche und industrielle Verbraucher konzipiert, aber kaum für die Elektromobilität und schon gar nicht für ihren Hochlauf geeignet. Neue Netzkunden sollen ihren Beitrag für die Infrastruktur leisten – damit sie aber nicht sich selbst und das Stromsystem insgesamt mit unnötigen Kosten be- und überlasten, braucht es neue Anreiz- und Preisstrukturen. Diese Strukturen müssen die örtlichen Gegebenheiten und zeitlichen Verfügbarkeiten berücksichtigen, damit Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien und flexible Verbraucher im Wettbewerb zusammenfinden können und volkswirtschaftliche Geschäftsmodelle aufgesetzt werden können.

Der Erfolg und die Gesamtkosten der Dekarbonisierung im Verkehrs- und Stromsystem werden folglich stark von der Regulierung beider Sektoren abhängen – und davon, wie sie zu einem volkswirtschaftlichen Nutzen zusammengeführt werden. Politikmaßnahmen müssen dabei sowohl Privatkund*innen als auch kommerziellen Verbrauchern gleichermaßen Anreize für netzdienliches Ladeverhalten setzen, da beide Adressaten für die effiziente und kostengünstige Netzintegration der E-Mobilität zentral sind. Mittelfristig stellt intelligentes Laden einen wichtigen Beitrag für die kostenoptimierte Verkehrs- und Energiewende dar. Ein stabiler Regulierungsrahmen, der kostenreflexiv ist, wird es auch ermöglichen, dass Geschäftsmodelle bidirektionalen Ladens, die auch Rückspeisungen in das Stromnetz beinhalten, in den Markt eintreten, sobald hierfür benötigte Lösungen die Marktreife erlangt haben und es volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Geeignete Politikmaßnahmen für die nächsten Jahre sollten die Grundlage für eine funktionierende Sektorenkopplung des Verkehrs- und Energiesektors schaffen – und damit für verbraucherfreundliche und netzdienliche Elektromobilität. Dies sind unter anderem:

- die netzoptimierte Planung und der Ausbau intelligenter Ladeinfrastruktur, sowohl in der anstehenden Novellierung der EU-Richtlinie über den Aufbau alternativer Kraftstoffinfrastruktur als auch in der nationalen Umsetzung in der deutschen Ladesäulenverordnung;
- die breite Einführung zeitvariabler Strom- und insbesondere Netztarife durch nationale Energieregulierungsbehörden, um Verbrauchern Anreize für intelligentes Laden zu geben;
- eine Änderung des nationalen Energiewirtschaftsgesetzes, um die Kontrolle von Ladevorgängen durch Netzbetreiber zu einer Last-Exit-Option zu machen, der Marktmechanismen vorgeschaltet sein sollten;
- die Umsetzung einer breiten Informationskampagne für Energieverbraucher, die die Vorteile des intelligenten Ladens verdeutlicht.

Mit diesem Beitrag haben wir exemplarisch aufgezeigt, dass mit der steigenden Anzahl der Zulassungen von E-Fahrzeugen integrierte Regulierungsansätze in Energie-, Verkehrs- und Umweltpolitik dringend notwendig werden. Die abgestimmte Entwicklung eines Gesamtkonzepts für eine optimale Integration von E-Fahrzeugen in den Stromsektor ist eine Schlüsselbedingung für das kostenoptimierte und verbraucherfreundliche Gelingen der Verkehrs- und der Energiewende. ■

LITERATUR

- ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)/CEER (Council of European Energy Regulators)** (2018): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 – Consumer Empowerment Volume, Ljubljana/Brüssel, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20CONSUMER%20PROTECTION.pdf
- Agora Verkehrswende** (2019): Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz_von_Elektroautos/Agora-Verkehrswende_22_Klimabilanz-von-Elektroautos_WEB.pdf
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft)** (2019): BDEW zum vom Bundeskabinett beschlossenen Masterplan Ladeinfrastruktur, Pressemitteilung vom 18. November 2019, <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/bdew-zum-beschlossenen-masterplan-ladeinfrastruktur>
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit)** (2020): Förderung der Elektromobilität durch die Bundesregierung, <https://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/foerderung>
- BMVI (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur)** (2019): Erster Bericht über die Umsetzung des nationalen Strategierahmens in Deutschland (AFID-Bericht), https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/afid-erster-bericht.pdf?__blob=publicationFile
- BMW i (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)** (2019): BMW i veröffentlicht Gutachten zur Digitalisierung der Energiewende: „Spitzenglättung“ in den Verteilnetzen. Pressemitteilung vom 28. September, <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Meldung/2019/20190828-gutachten-zur-digitalisierung-der-energie-wende-spitzenglaettung-in-den-verteilernetzen.html>
- BNE (Bundesverband Neue Energiewirtschaft)/VZBV (Verbraucherzentrale Bundesverband)** (2020): Flexibilisierung der Stromnachfrage: Marktwirtschaftliche Lösungen statt unangekündigte Netzeingriffe, 27. Mai 2020, https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/05/28/20200527_verbaendepapier_bet-modell.pdf
- CEER (Council of European Energy Regulators)** (2019a): Implementing Technology that Benefits Consumers in the Clean Energy for All Europeans Package: Selected Case Studies, Ref: C19-IRM-16-04, Brüssel, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/bd457593-900f-f995-eac4-ed989255b26f>
- CEER** (2019b): New Services and DSO Involvement: A CEER Conclusions Paper, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ef4d6e46-e0a5-f4a4-7b74-a6d43e74dde8>
- Consentec** (2020): Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten. Gutachten für Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), <https://www.>

vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/06/22/consentec_vzbv_netzentgelt_reform_bericht_20200605.pdf

Dudek, E. / Platt, K. / Storer, N. (2019): Electric Nation. Customer Trial Final Report, Bristol, <https://electricnation.org.uk/resources/smart-charging-project>

European Commission (2019): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The European Green Deal, https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

European Commission (2020a): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Powering a Climate-Neutral Economy: An EU Strategy for Energy System Integration, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

European Commission (2020b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European Transport on Track for the Future, <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/legislation/com20200789.pdf>

European Commission (o. J.): Alternative Fuels Infrastructure – Evaluation, <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/2111-Evaluation-of-the-Alternative-Fuels-Infrastructure-Directive>

European Parliament and Council of the European Union (2014): Directive 2014/94/EU of 22 October 2014 on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure, in: Official Journal of the European Union, L 307/1–19, 28. Oktober, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>

European Parliament and Council of the European Union (2019): Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU (recast), in: Official Journal of the European Union, L 158/125–199, 14. Juni, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=de>

Figenbaum, E. / Kolbenstvedt, M. (2016): Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle Users. Results from a Survey of Vehicle Owners, Oslo, <https://www.toi.no/publications/learning-from-norwegian-battery-electric-and-plug-in-hybrid-vehicle-users-results-from-a-survey-of-vehicle-owners-article33869-29.html>

Glitman, K. / Farnsworth, D. / Hildermeier, J. (2019): The Role of Electric Vehicles in a Decarbonized Economy: Supporting a Reliable, Affordable and Efficient Electric System, in: The Electricity Journal 32 (7), S. 106623

Hildermeier, J. (2020): Building a Market for EV Charging Infrastructure: A Clear Path for Policymakers and Planners, The Regulatory Assistance Project (RAP), Brüssel, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2020/06/rap-hildermeier-building-market-for-ev-charging-infrastructure-june-2020.pdf>

Hildermeier, J. / Kolokathis, C. / Rosenow, J. / Hogan, M. / Wiese, C. /

Jahn, A. (2019a): Smart EV Charging: A Global Review of Promising Practices, in: World Electric Vehicle Journal, 10 (4), S. 80

Hildermeier, J. / Shipley, J. / Jahn, A. (2019b): Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur und das Stromsystem in Kalifornien. Erfahrungswerte für eine systemoptimierte Einbindung, RAP, Berlin, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2019/10/rap-hildermeier-jahn-shipley-ev-charging-in-US.pdf>

Hildermeier, J. / Jahn, A. / Rodriguez, F. (2020): Electrifying European City Logistics. An Analysis of Energy Demand and Charging Cost, RAP/ICCT, Montpelier/Washington, <https://www.raonline.org/knowledge-center/electrifying-city-logistics-in-european-union-optimising-charging-saves-cost>

Hogan, M. / Kolokathis, C. / Jahn, A. (2018): Treasure Hiding in Plain Sight: Launching Electric Transport with the Grid we already have, RAP, Brüssel, <https://www.raonline.org/knowledge-center/treasure-hiding-in-plain-sight-launching-electric-transport-with-the-grid-we-already-have>

Jahn, A. / Maier, U. / Langenheld, A. / Lenk, T. (2020): Kommentierung: Spitzenlastglättung nach § 14a EnWG. Digitalisierung der Energiewende – Thema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorenkopplung, Agora Verkehrswende/ Agora Energiewende/ RAP, Berlin, <https://www.agora-energiwende.de/veroeffentlichungen/kommentierung-spitzenlastglaettung-nach-14-a-enwg>

Kadoch, C. (2020): Roadmap for Electric Transportation: Model Legislation, RAP, Montpelier, <https://www.raonline.org/knowledge-center/roadmap-electric-transportation-model-legislation>

Maier, U. / Peter, F. / Jahn, A. (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus, Agora Verkehrswende/ Agora Energiewende/ RAP, Berlin, https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_2019-08-26.pdf

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2020): Ladeinfrastruktur nach 2025/2030. Szenarien für den Markthochlauf, <https://nationale-leitstelle.de/wp-content/pdf/broschuere-lis-2025-2030-final-web.pdf>

NetzeBW (o. J.): E-Mobility-Allee. Das Stromnetz-Reallabor zur Erforschung des zukünftigen E-Mobility-Alltags, https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSFoE2SqkwSq406/fc1c9430ba88b81c31e399242b09b17e/20191217_BroschuereE-Mobility_210x275mm_100Ansicht.pdf

Nicholas, M. / Hall, D. (2018): Lessons Learned on Early Electric Vehicle Fast-Charging Deployments. The International Council on Clean Transportation, Washington,

Norwegian Energy Regulatory Authority (2020): Anleggsbidrag, <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag>

Octopus Energy (2018): A consumer-led shift to a low carbon future, <https://octopus.energy/blog/agile-report>

PG&E (Pacific Gas & Electric) (2016): Electric Program Investment Charge (EPIC) Final Report, https://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/about-pge/environment/what-we-are-doing/electric-program-investment-charge/EPIC-1.25.pdf

Schwarzer, C. (2020): 1000 DC-Ladeparks: Jetzt lässt der Bund deutsche Supercharger bauen, Electrive.net, 18. Juni, <https://www.electrive.net/2020/06/18/1-000-dc-ladeparks-jetzt-laesst-der-bund-deutsche-supercharger-bauen>

SEPA (Smart Electric Power Alliance) (2019): Residential Electric Vehicle Time-Varying-Rates That Work: Attributes That Increase Enrollment, Washington, <https://sepapower.org/resource/residential-electric-vehicle-time-varying-rates-that-work-attributes-that-increase-enrollment>

Transport & Environment (2020): Recharge EU: How Many Charge Points will Europe and its Member States Need in the 2020s, <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf>

AUTOR*INNEN

JULIA HILDERMEIER, Dr., Associate, Regulatory Assistance Project (RAP). Arbeitsschwerpunkte: EU-Verkehrs- und Umweltpolitik, Netzintegration von Elektromobilität.

@ jhildermeier@raponline.org

ANDREAS JAHN, Senior Associate, Regulatory Assistance Project (RAP). Arbeitsschwerpunkte: Strommarktregulierung, Netzintegration, Energie- und Verkehrswende.

@ ajahn@raponline.org