

# „Smarter“ Laden an öffentlich zugänglichen Ladesäulen – Teil 1: Quo vadis, Marktdesign?

Jörg Heiner Georg, Dominik Stollenwerk, Sebastian Reinkensmeier und Christian Jungbluth

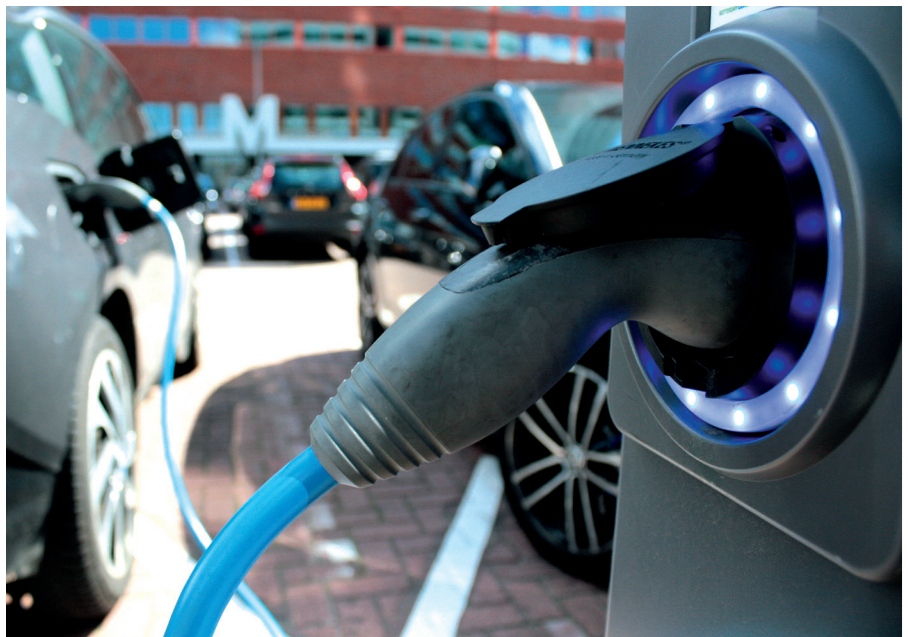
*Markt- und netzdienliches Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten zu ermöglichen, ist fundamental für das Funktionieren des künftigen Energiesystems. Für eine erfolgreiche Implementierung stehen Lösungsansätze im Mittelpunkt, mit denen „smarter“ – gleich kundenorientiertes, markt- und netzdienliches Laden – ermöglicht werden kann. Der vorliegende Teil 1 der Artikelserie setzt dazu über die Herleitung exemplarischer Marktdesigns zunächst den grundlegenden Bezugsrahmen.*

Die BNA-Konsultation BK6-20-160 zum Netznutzungsvertrag „E-Mob“ [1] verpflichtet Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG, spätestens ab dem 01.04.2021 mit Betreibern von Ladepunkten (CPO) für Elektromobile auf deren Verlangen einen Netznutzungsvertrag abzuschließen, um Ladekunden (USER) bzw. Lieferanten einen bilanziellen Zugang (nach unserem Verständnis: eindeutige Zuordnung der von einzelnen Lieferanten entnommenen Ladestrommengen an einzelnen Ladepunkten zu Bilanzkreisen) zu öffentlich zugänglichen Ladepunkten zu ermöglichen.

Damit wäre USERn neben der Gewährung von Roaming-Optionen ein bilanzieller Wechsel des Ladestromlieferanten an öffentlich zugänglichen Ladepunkten möglich. Die damit angeregte Diskussion über ein zukünftiges Marktdesign für öffentlich zugängliche Ladevorgänge ist in vollem Gange und wird durch zahlreiche Stellungnahmen von Verbänden, Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen kontrovers geführt [2]. Markt- und netzdienliches Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten steht dabei nicht im Kern der Diskussion, ist aber aus Sicht der Autoren fundamental für das Funktionieren des Energiesystems und steht deshalb im Mittelpunkt der folgenden Betrachtungen.

## Zukünftig steigende Zahlen an Elektroautos und resultierend Ladepunkten

Aktuelle Hochlaufszenerarien zur Marktdurchdringung von Elektroautos (EV) erwarten 2 bis 10 Mio. EV im Jahr 2030 [3]. Die Bundesregierung erwartet einen EV-Bestand (Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge – BEV und Plug-in-Hybrid – PHEV) von 7 bis 10 Mio. im Jahr 2030 [4]. Stand 01.01.2020 waren ca. 240.000 EV zugelassen [5], und die Ladeinfrastruktur



Im Laufe des Jahres 2020 gab es eine rasante Zunahme an EV-Neuzulassungen

Bild: Adobe Stock

frastruktur in Deutschland umfasste im März 2020 rund 27.730 öffentlich und teilöffentlich zugängliche Ladepunkte von Energieunternehmen, Parkhaus- und Parkplatzbetreibern, Supermärkten und Hotels [6]. Dies entspricht ungefähr einem Verhältnis von Ladepunkt zu EV von 1:9. Zum Vergleich: Es gibt in Deutschland aktuell ca. 14.500 Tankstellen [7] für über 47 Mio. PKWs mit Verbrennungsmotor, dies entspricht bei der Annahme von 10 Zapfsäulen pro Tankstelle einem Verhältnis von Zapfsäulen zu PKWs von ca. 1:470. Aufgrund der veränderten Tank- bzw. Ladevorgänge und -dauern wird für die EV ein Verhältnis von 1:165 für öffentliche (DC-) Schnellladesäulen und 1:16,5 für öffentliches AC-Laden, sowie 1,125:1 für privates Laden angestrebt [8].

Im Verlauf des Jahres 2020 gab es eine rasante Zunahme an EV-Neuzulassungen, die

den Bestand um mehr als 100 % auf knapp 491.000 EV (Stand 07.11.2020) anstiegen ließ (vgl. Abb. 1). Bis zum Stand November 2020 stieg hierbei die Anzahl nur um knapp 20 % auf ca. 33.107 öffentlich zugängliche Ladepunkte. Das Verhältnis von Ladepunkten zu EV verschlechterte sich somit auf 1:15. Der Ausbau von Ladeinfrastruktur müsste in den nächsten Monaten und Jahren deutlich zunehmen, um bei einer weiterhin steigenden Marktdurchdringung der Elektromobilität mit-zuhalten und das Ziel der Bundesregierung bzw. des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) – im Jahr 2030 sollen rund 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte in Deutschland installiert sein – zu erreichen [9]. In der noch im November 2020 veröffentlichten Studie „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur und des Reiner

Lemoine Instituts wurden die Bedarfe an Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2030 anhand verschiedener Parameter nochmals detailliert analysiert. Die Studie, die dort implementierte (Aktualisierungs-)Methodik und die daraus bisher resultierenden Ergebnisse (u.a. Anzahl der benötigten öffentlich zugänglichen Ladepunkte) bieten für politische Entscheidungsprozesse in naher Zukunft sicherlich einen relevanten Orientierungsrahmen.

### Die Flexibilitätspotenziale beim Laden müssen zukünftig gehoben werden

In einem Energiesystem mit steigenden Anteilen von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie steigenden Netzanschlusswerten durch zahlreiche neue Ladepunkte [10] sind ebenfalls steigende Netzhöchstlasten in den Verteilnetzen zu erwarten, denen grundsätzlich mit der intelligenten Nutzung vorhandener Flexibilität von Verbrauchern wie Wärmepumpen oder Elektroautos lokal begegnet werden kann. Der Elektromobilität kommt dabei bei der Vermeidung von Netzausbau und zusätzlicher Erzeugungs- oder Speicherkapazität eine Schlüsselrolle zu: Zum einen kann der Ausbau der Ladeinfrastruktur in Verteilnetzen perspektivisch zu einer deutlichen Erhöhung der bestehenden Netzlast führen [3, 10]; zum anderen bietet die E-Mobilität insbesondere im Bereich der öffentlich zugänglichen Ladepunkte die

Möglichkeit, die Nachfrage nach elektrischer Energie und Leistung zu flexibilisieren und gleichzeitig auch zusätzliche Stromspeicherkapazität bereitzustellen.

Die Nutzung der Flexibilitätspotenziale beim Laden hat allerdings folgende *Grundvoraussetzungen* [11]:

- **Bilanzierungsrelevanz** des tatsächlichen, zeitlichen Ladevorgangs anstelle Verwendung von Standardlastprofilen;
- Ladestromtarife, die in ihren *Preisen zeitliche Knappheiten des (Intraday-)Strommarktes und ggf. zeitliche und örtliche Knappheiten des Netzes* widerspiegeln, um die effektive Steuerung der Verbraucher-Flexibilität in der Beladung von Elektroautos zu ermöglichen;
- **Informationen über das konkrete Ladeverhalten der USER** – u.a. die voraussichtliche Standzeit und die gewünschte Beladung je Ladevorgang sowie USER-spezifische Ladegewohnheiten, um überhaupt zeitliche Flexibilität des Ladevorgangs zu ermitteln;
- **Ladestromlieferanten**, die den USERn spezifische Stromtarife auf Basis der genannten Informationen anbieten können, um Flexibilitätspotenziale zu heben – dies wiederum wird wesentlich begünstigt durch den *diskriminierungsfreien Zugang von Anbietern zum Ladepunkt (= Lieferantenwettbewerb)*.

Darüber hinaus entscheiden die individuelle Präferenz, Preissensitivität und Akzeptanz der USER, ob Anreize überhaupt wirken können.

### Aktuelles Marktdesign ermöglicht Zugang zu Ladepunkten über Roaming, aber kein Heben der Flexibilitätspotenziale

Im aktuellen Marktdesign für Elektromobilität können folgende Rollen und Funktionen beschrieben werden:

- **Anbieter oder E-Mobility Service Provider (EMP)**: Diese ermöglichen den Kunden u.a. die Authentifizierung und den Zugang zu Ladepunkten, sorgen für reibungslose Ladeabrechnungen und zusätzliche Serviceleistungen (z.B. Ladenavigation).
- **Betreiber der Ladepunkte** – häufig auch als *Charge Point Operator (CPO)* bezeichnet: Diese betreiben die Ladepunkte technisch sowie kaufmännisch und beschaffen den Ladestrom von Lieferanten. CPOs können auch EMPs sein – das ist insbesondere bei vielen Stadtwerken der Fall, die Ladepunkte betreiben und gleichzeitig ihren Kunden vielfältige Serviceleistungen wie Ladezugänge- und Ladeabrechnungen sowie Ladeinformationen – oft über eigene Portale und Lade-Apps – anbieten.
- **Lieferant** – häufig auch als *Stromlieferant* bezeichnet: Dieser beliefert den Ladepunkt mit Strom (bei mehreren Ladepunkten pro Ladesäule wird die gesamte Ladesäule beliefert) und wickelt die Stromlieferung bilanziell in den jeweiligen Bilanzkreisen ab.
- **Netzbetreiber** – häufig auch als *Verteilnetzbetreiber* bezeichnet: Diese schließen die Ladepunkte an das Stromverteilnetz an und unterstützen den Lieferanten bei der bilanziellen Abwicklung der Stromlieferung (u.a. Zurverfügungstellung von Lastprofilen).
- **Hinzu kommen noch Roaming-Anbieter**, die Roaming auch zwischen einer Vielzahl von EMPs und CPOs ermöglichen.

Möchte der USER an einem bestimmten öffentlich zugänglichen Ladepunkt vertragsbasiert laden (also auf Basis einer Vertragsvereinbarung mit einem EMP), kann er das zu den mit dem jeweiligen EMP vereinbarten Konditionen tun – vorausgesetzt der EMP des Kunden hat mit dem Ladepunktbetreiber (CPO) eine Vereinbarung (Roamingvertrag) geschlossen, die das auch zulässt. Vertragsinhalte beziehen sich häufig auf den Ladepunktzugang und das dem USER eingeräumte Recht eines Ladestrombezugs.

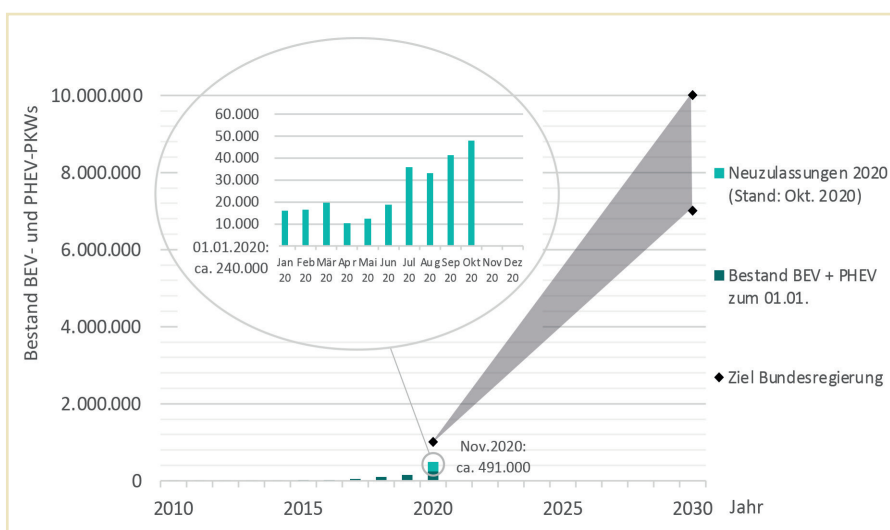


Abb. 1 Bestandsübersicht Elektroautos (EV) [5] und Ziele der Bundesregierung für den EV-Bestand [4]

Der USER muss sich dabei über die geltenden Bruttopreise am jeweiligen Ladepunkt informieren.

Etwas vereinfacht sieht ein vertragsbasierter Ladevorgang an einem öffentlich zugänglichen Ladepunkt aus Sicht eines USERS wie folgt aus (vgl. Abb. 2): Der USER fährt mit seinem Elektroauto (hier: Battery Electric Vehicle – BEV) zum Ziel-Ladepunkt, authentifiziert sich und startet den Ladevorgang. Nach Beendigung des Ladevorgangs wird dieser mit dem vertragsbasierten Preis gemäß geladener kWh und vereinbarter Zahlungsmethode vom EMP abgerechnet. Ein sog. „Adhoc“-Ladevorgang könnte ähnlich ablaufen. Im Gegensatz zum vertragsbasierten Laden entscheidet sich der USER hierbei spontan für einen Ladepunkt, nimmt die dort offerierten Ladepreise in Kauf und bezahlt mit einer gängigen Methode (z.B. EC-Karte, Kreditkarte, Online-Bezahldienste). Künftig ist es denkbar, dass der USER vor dem Start des Ladevorgangs auch eine Anbieter- und Tarifwahl trifft.

Darüber hinaus gibt es im aktuellen Markt design unterschiedliche Ausgestaltungen der Angebote und Preise für die USER. Die angebotenen Preismodelle bestehen laut eigener Tarifrecherche im EFRE-Forschungsprojekt [12] meist aus einem fixen Grundpreis und einem Arbeitspreis in Cent/kWh (insbesondere AC-Laden) sowie reinen Arbeitspreisen (insbesondere DC-Laden) – die beschriebenen Modelle machen über die Hälfte der analysierten Tarife aus (vgl. Abb. 3). Hinzu kommen ergänzende Regelungen betreffend Stand- und Parkzeiten und entsprechende Zusatzgebühren, die sich in Abhängigkeit vom Ladestandort (z.B. Parkhaus, Parkplatz) zum Teil erheblich unterscheiden. Auch vorgangs- bzw. zeitbasierte Tarife spielen im Markt noch eine Rolle. Mit Blick auf die notwendige Umsetzung des eichrechtskonformen Ladens wird nach unserer Einschätzung spätestens mit Ablauf des Jahres 2020 von vielen Anbietern eine Tarif-Umstellung auf gesetzeskonforme Tarifmodelle erfolgen, da reine „Sessions fees“ und rein „zeitbasierte Tarife“ (auf Minuten- oder Stundenbasis) nach der Preisangabenverordnung (PAngV) nicht mehr zulässig sind [13].

Die dem USER offerierten Ladepreise sind „Bündelpreise“, in denen Kosten für Ener-

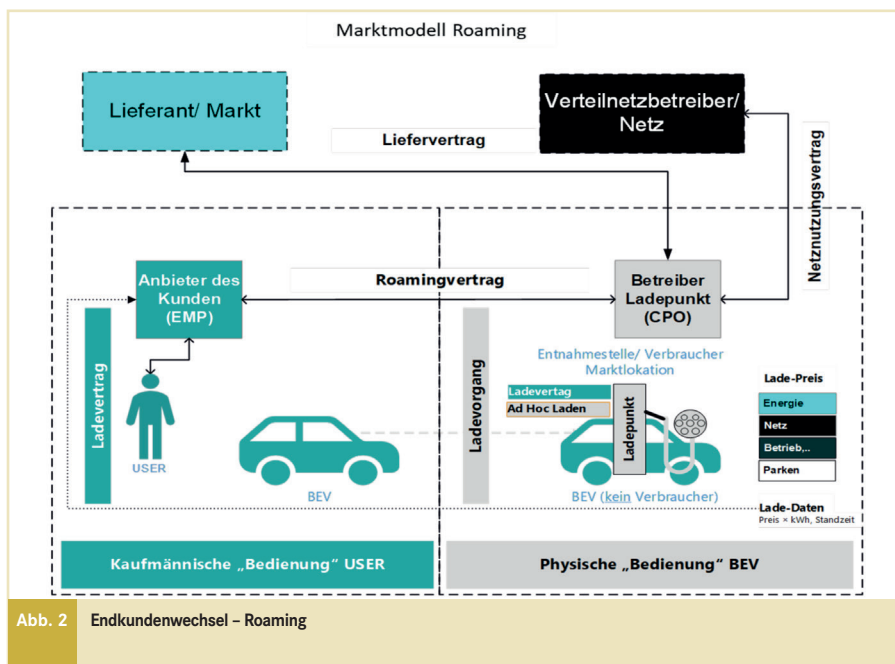


Abb. 2 Endkundenwechsel – Roaming

giebeschaffung zuzüglich Netzentgelte und Umlagen sowie Kosten für Aufbau und Betrieb der Ladepunkte und Dienstleistungen (EMP) einfließen. Die angebotenen Bruttopreismodelle unterscheiden sich zum Teil bis zu 60 ct/kWh, was insbesondere auf Preisdifferenzierungen (Beispiele: Stromkunde/Nichtstromkunde, Eigene Ladepunkte/Partner-Ladepunkte, Besitzer/Nichtbesitzer einer bestimmten Automarke) zurückzuführen ist. Nach Zeit bzw. Zeitfenster differenzierte Tarife, die Marktsignale an USER, z.B. über variable Stundenpreise weitergeben, findet man im Bereich des öffentlichen Ladens im Gegen-

satz zum privaten Laden (u.a. Anbieter Awatar, Tibber) noch nicht. Inwieweit die aktuell „gebündelten“ Preise grundsätzlich geeignet sind, Preissignale aus den Stromhandelsmärkten transparent an die USER weiterzugeben, ist zumindest fraglich und wird im Rahmen weiterer Forschungsarbeiten diskutiert.

### Aktuelle BNA-Konsultation soll bilanziellen Lieferantenwechsel am Ladepunkt ermöglichen

Der vorliegende Netznutzungsvertrag „E-Mob“ umfasst aus unserer Sicht folgende

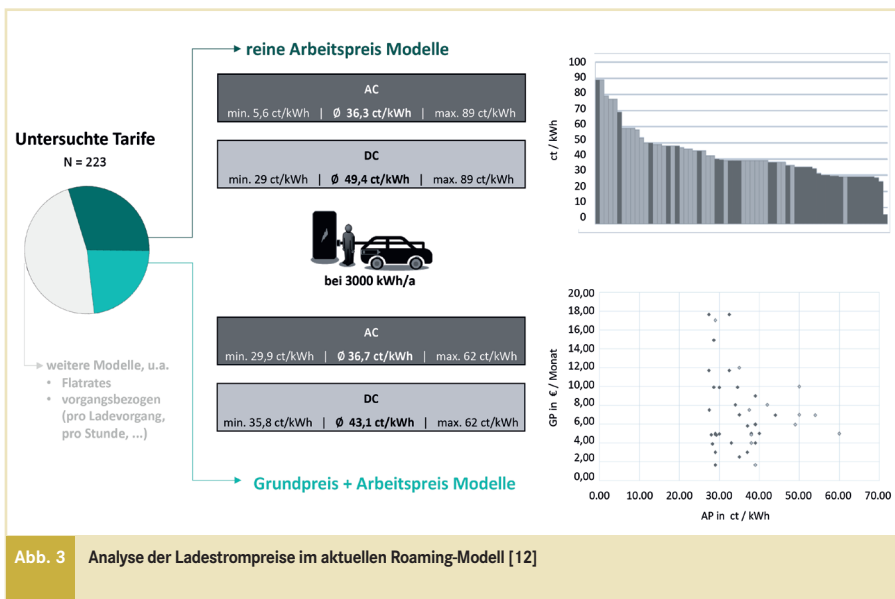


Abb. 3 Analyse der Ladestrompreise im aktuellen Roaming-Modell [12]

zentrale Eckpfeiler, die im Hinblick auf eine stärkere Integration der Elektromobilität in den liberalisierten Strommarkt wirken können:

(1) Ladepunkte sind nach Auffassung der BNA Übergabestellen zwischen dem vorgelagerten Energieversorgungsnetz und einem Ladepunktnetz. An den Ladepunkten erfolgt eine Entnahme von elektrischer Energie aus dem vorgelagerten Netz - diese Mengen sind vom Ladepunktbetreiber anhand einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) in einer ¼-Stunden-Granularität in einem Bilanzkreis zu führen. Ungeachtet der noch zu konkretisierenden Funktion des Ladepunktnetzes sind Ladepunkte damit zumindest nicht mehr Letztverbraucher.

(2) Obwohl nicht Gegenstand des Netznutzungsvertrags, werden im Hinblick auf den Zugang zum Ladepunktnetz „letzverbrauchende Nutzer“ als Marktlokationen sowie Lieferanten erwähnt. Auf Basis der in (1) beschriebenen Leistungsmessung der Netzentnahmemengen am Ladepunkt ist grundsätzlich der Weg frei, an den Ladepunkten gelieferte Strommengen an USER in einer ¼-Stunden-Granularität dem jeweiligen Lieferanten über virtuelle Bilanz- oder Subbilanzkreise zuzuordnen und diese auch entsprechend granular zu bepreisen. Die granulare Bepreisung des Ladestroms ist eine Grundvoraussetzung für die Einführung

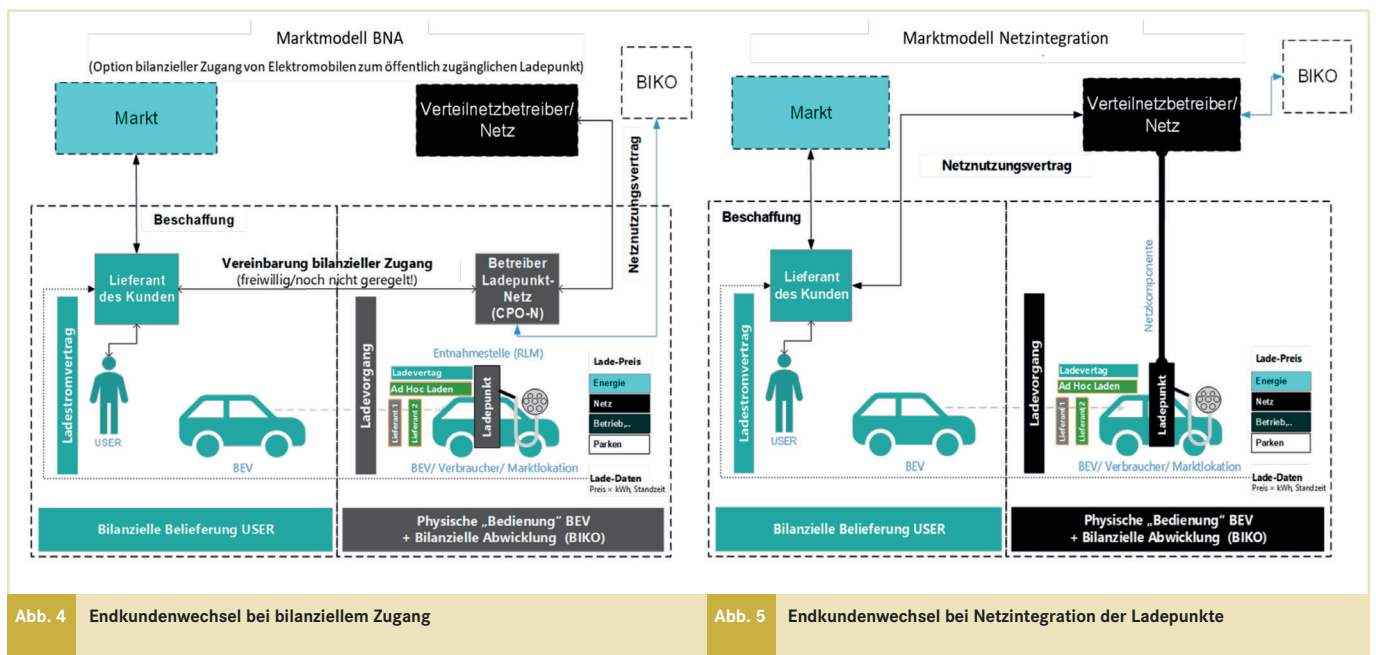
marktorientierter Tarife auf Basis von Spotmarktnotierungen (Anmerkung: Die aktuelle Bilanzierung von öffentlich zugänglichen Ladepunkten über Standardlastprofile stand der Einführung marktorientierter Tarife bisher entgegen). Darüber hinaus kann über die Führung von Bilanz- oder Subbilanzkreise das Ladeverhalten der USER im Detail abgebildet werden, was die Anwendung anreizbezogener Instrumente zur markt- oder netzdienlichen Steuerung des Ladeverhaltens begünstigt. Hinzu kommt, dass die entstehende bilanzielle Stromlieferung an Letztverbraucher den Abrechnungs- und Transparenzvorschriften der §§ 36-42 a EnWG [14] unterliegen würde. Die damit verbundene Standardisierung von Stromkennzeichnungen und Abrechnungen könnte aus Sicht der USER zu einer besseren Orientierung im Markt für Ladestromangebote führen.

Die in Abb. 4 und 5 dargestellten Marktmodelle skizzieren vereinfacht die wesentlichen Rollen und Prozesse, die für einen bilanziellen Endkundenwechsel am Ladepunkt notwendig sind.

Möchte der USER im Marktmodell BNA (Abb. 4) an einem bestimmten öffentlich zugänglichen Ladepunkt laden, so kann er dies ungeachtet der noch zu konkretisierenden Detailprozesse (u.a. GPKE, MaBis, Aktivierung Vertrag am Ladepunkt, Ein-

richtung virtueller Unterkonten) wie folgt tun: Da sein Lieferant eine Vereinbarung für den bilanziellen Zugang zum Ladepunkt hat, fährt er zum Ladepunkt, authentifiziert sich, wählt einen Tarif aus und beginnt den Ladevorgang. Nach Beendigung des Ladevorgangs wird dieser mit dem vertragsbasierten Preis gemäß geladener kWh und der vereinbarten Zahlungsmethode vom Lieferanten abgerechnet. Hierfür muss sichergestellt sein, dass abrechnungsrelevante Strommengen wie oben beschrieben zwischen Netz und Ladepunkt sowie zwischen Ladepunkt und Elektroauto (BEV) gemessen und bilanziert werden. Die Bilanzkreisverantwortung besteht für den Ladepunktnetzbetreiber (CPO-N) gegenüber dem Bilanzkreisordinator (BIKO). Stromlieferungen zwischen Ladepunkt und Elektroauto (BEV) können im Rahmen von virtuellen Bilanz- oder Subbilanzkreisen bzw. virtuellen Unterkonten geführt werden, mit denen „bilanzielle“ Lieferantenwechsel ermöglicht werden [15].

Möchte der USER im Marktmodell Netzintegration (Abb. 5) laden, gelten die für das Marktmodell BNA aufgezeigten Prozesse analog. Allerdings ist der Verteilnetzbetreiber nun Eigentümer und Betreiber der dem Netz zugeordneten Ladepunkte. Knappheitssignale aus dem Netz können so ohne Einschaltung einer „Dritten Instanz“ (Ladepunktnetzbetreiber im Marktmodell BNA)



über die Ladepunkte an USER weitergeleitet werden, was die Etablierung netzdienlicher Anreize erleichtert. Während die Bilanzkreisverantwortung gegenüber dem BIKO im Marktmodell BNA dem Ladepunktnetzbetreiber obliegt, wird diese Rolle im Modell Netzintegration dem Verteilnetzbetreiber (VNB) zugeschrieben, für den der bilaterale Datenaustausch mit BIKOs zum Kerngeschäft gehört. Zudem können Kosten aus Investitionen und Betrieb der Ladepunkte grundsätzlich den Netzentgelten zugeordnet werden. Eine detaillierte Ausgestaltung in Bezug auf Anerkennung von Kosten im Rahmen der Anreizregulierung ist nicht Gegenstand unserer Diskussionsgrundlage und sollte an anderer Stelle vertieft diskutiert werden. Auch müsste erörtert werden, inwieweit die Netzintegration der Ladepunkte den Ausbau der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur beschleunigen kann.

### BNA-Konsultation wird kontrovers diskutiert

Mit Stand 28.09.2020 liegen 77 Stellungnahmen zur BNA-Konsultation von Unternehmen, Gruppen, Verbänden und Wissenschaftlichen Einrichtungen vor. Insgesamt 25 Stellungnahmen sind öffentlich auf der Internetseite der BNA/BK6 einsehbar. Insgesamt acht Stellungnahmen beziehen sich auf den „E-Mob“-Netznutzungsvertrag und sind als Dokumente einsehbar.

Im Hinblick auf die grundsätzliche Notwendigkeit und die konkrete Ausgestaltung des Netznutzungsvertrags „E-Mob“ gibt es aktuell höchst unterschiedliche Vorstellungen, die insbesondere auf einen künftigen Markt- und Regulierungsrahmen für das Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten abzielen. Insgesamt kann man feststellen, dass sich alle Beteiligten grundsätzlich offen für Veränderungen des bestehenden Marktmodells zeigen, das aktuell Anbieterwechsel an öffentlich zugänglichen Ladepunkten lediglich über „Roaming“ zulässt. Die Änderungsvorschläge sind dabei mehr oder weniger konkret formuliert und betreffen die grundsätzliche Neugestaltung des Marktmodells ebenso wie konkrete Text-Änderungsvorschläge im vorliegenden Netznutzungsvertrag. Abb. 6 fasst die aus unserer Sicht gewünschten Marktausrichtungen der Teilnehmer zusammen. Hierbei

unterscheiden wir zwischen Teilnehmern, die tendenziell eine Beibehaltung des aktuellen Marktrahmens mit internationalen Weiterentwicklungen von Standards befürworten, anderen, die darüber hinaus einen optionalen bilanziellen Zugang befürworten, und dritten, die einen Modellwechsel hin zur Integration von Ladepunkten in das Verteilnetz favorisieren.

### Fazit

Mit der BNA-Konsultation BK6-20-160 zum „E-Mob“-Netznutzungsvertrag hat die Diskussion über ein zukünftiges Markt-design für öffentliches Laden weiter Fahrt aufgenommen. Wenn aus volkswirtschaftlicher Perspektive die Flexibilitätspotenziale der vielen künftigen Elektroautos beim Ladevorgang genutzt werden sollen, um die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung zu verbessern und übermäßigen Netzausbau im Verteilnetz zu vermeiden, dann ist folgendes unabdingbar: Der regulatorische Rahmen für Ladeinfrastruktur und Ladevorgänge muss so ausgestaltet werden, dass die von uns aufgeführten Grundvoraussetzungen wie die Erfassung und Bilanzierung der USER-Lademengen auf Basis zumindest einer ¼-Stunden-Granularität oder reibungslose Informationsflüsse zwischen Netz und Ladepunkt im Marktdesign umgesetzt werden.

Einen Anfang macht im Zusammenhang der Netzdienlichkeit die derzeit ebenfalls laufende Diskussion zur Konkretisierung des § 14a EnWG. Der Paragraph legt bis-

her nur fest, dass Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (u.a. Elektromobile) dem Netzbetreiber eine Steuerungsmöglichkeit bereitstellen und dafür ein reduziertes Netzentgelt erwarten können. Ferner wird eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung zur weiteren Ausgestaltung des dazugehörigen Steuerungsprozesses vorgesehen. Dies wurde bereits Ende 2019 unter Leitung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) angestoßen und wird momentan durch verschiedene Branchenvertretungen mit unterschiedlichen Ausgestaltungsansätzen (u.a. Quotenmodell, Spitzenkappung, Zeitvariable Netzentgelte) kritisch diskutiert [17-20].

Neben den regulatorischen Entwürfen ist aber gerade die Sicht auf die USER-Erwartungen an eine praxistaugliche Ladeinfrastruktur oftmals unterrepräsentiert. Aus unserer Sicht stellen sich daher folgende Fragestellungen, die Gegenstand aktueller Forschungen sind, und die wir im Teil 2 unserer Artikelserie in „et“ 3/2021 adressieren:

- Was erwarten USER generell vom Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten, und können diese Erwartungen im aktuellen Marktdesign erfüllt werden?
- Was sollte konkret geändert werden, um diese Erwartungen zu erfüllen?
- Wie und mit welchen Mechanismen kann mit Blick auf den Umgang mit Knappheiten markt- und netzdienliches Verhalten der USER angereizt werden?

Stellungnehmer:	Windland Energieerzeugungs-GmbH	Bundesverband e Mobilität eV (BEM)	BMWi	E.ON	MVV	EnBW	BDEW/ VKU	FH Aachen	Lichtblick*
	<b>Marktmodelle:</b>								
Beibehaltung Roaming-Modell/ internationale Weiterentwicklung von Standards	-	-	✓	✓	-	-	-	-	-
Roaming + bilanzieller Zugang als zusätzliche Option	✓	-	-	-	✓	✓	✓	-	-
Netzintegration der Ladepunkte	-	✓	-	-	-	-	-	✓	✓

**Abb. 6** Gewünschte Ausrichtung des Marktmodells abgeleitet aus Stellungnahmen [2]  
\*Bezug auf Ladesäulencheck 2020 [16]

## Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: Netznutzungsvertrag zur Ermöglichung des bilanziellen Netzzugangs an Ladepunkten für Elektromobile, Version 10.06.2020.
- [2] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom, veröffentlichte Stellungnahmen BK6-20-160, 19.11.2020.
- [3] Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH): „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“, im Auftrag von Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE|FNN) und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 12.2018.
- [4] Bundesregierung: „Klimaschutz in Zahlen – Verkehr“, Veröffentlichung, Stand 11.2020.
- [5] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Statistiken zu Neuzulassungen und Fahrzeugbestand, Stand 11.2020.
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): „Ladesäulen: Energiewirtschaft baut Ladeinfrastruktur auf“, Stand 11.2020.
- [7] Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MVV): Statistiken zum Tankstellenbestand, Stand 11.2020.
- [8] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH und Fraunhofer IOSB: „Infrastrukturbedarf E-Mobilität – Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland“, S.22, 25.06.2019.
- [9] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): Masterplan Ladeinfrastruktur

der Bundesregierung – Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030, 18.11.2019.

- [10] Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf; gemäß Szenario B stammen rund 75 % der Gesamtproduktion aus erneuerbarer Erzeugung.
- [11] FH Aachen: „Stellungnahme BNA-Konsultation BK6-20-160 zum E-Mob Netznutzungsvertrag“, BNA 22.07.2020.
- [12] JHC Energie UG: „Ladestromanalyse“, im Rahmen des EFRE-Projekts Smarte Ladesäule, 2020.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Rechtsgutachten zur Anwendbarkeit von § 3 Preisangabenverordnung (PAngV) auf Ladestrom für Elektromobile sowie zur Zulässigkeit und Vereinbarkeit verschiedener am Markt befindlicher Tarifmodelle für Ladestrom mit den Vorgaben der PAngV, 24.08. 2018.
- [14] Bundesamt für Justiz (BfJ): Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, zuletzt geändert durch Art. 9 G v. 19.2.2016 I 254, Teil 4 Energielieferungen an Letztverbraucher.
- [15] Hamburger Verkehrsverbund GmbH: „Schlussbericht hh=more. Einsatz von elektrisch betriebenen Pkw und Aufbau einer Ladeinfrastruktur in der Modellregion Hamburg“, Projektbericht, 11.10.2012.
- [16] LichtBlick: „Ladesäulencheck 2020“, 19.10.2020.
- [17] Zander W.; Nolde A.; Rosen U.: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung: Erstellt im Auftrag

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berichtsjahr 2018:

- [18] Consentec: „Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten“, Gutachten für Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), Abschlussbericht, 5. Juni 2020.
- [19] Agora Energiewende: „Kommentierung: Spitzenlastglättung nach § 14 a EnWG“, Stellungnahme, 02.2020.
- [20] Bundesverband Neue Energiewirtschaft: „Das bne-Quotenmodell für mehr Flexibilität im Verteilnetz“, Positionspapier, 18.03.2020.

*Dipl.-Kfm. (Univ.) J. H. Georg, Projektpartner EFRE-Projekt „Smarte Ladesäulen“ und Geschäftsführer, JHC Energie UG, Reichshof-Eckenhagen; D. Stollenwerk M. Sc, Projektleiter EFRE-Projekt „Smarte Ladesäulen“ und Arbeitsgruppenleiter Nachhaltige Energiesysteme am Institut NOWUM-Energy, FH Aachen, Jülich; S. Reinkensmeier M. Sc., Wissenschaftlicher Mitarbeiter und Projektmitglied EFRE-Projekt „Smarte Ladesäulen“, FH Aachen, Jülich; Prof. Dr.-Ing. C. Jungbluth, Lehrgebiet Energiewirtschaft, Institut NOWUM-Energy, FH Aachen, Jülich  
joerg.georg@outlook.com  
stollenwerk@fh-aachen.de  
reinkensmeier@fh-aachen.de  
jungbluth@fh-aachen.de*

## NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE

[www.energie.de/marktpartner](http://www.energie.de/marktpartner)

**Das Portal der Energiewirtschaft**

**energie.de**