

TARIFSTRUKTUREN UND ÖKONOMISCHE ANREIZE FÜR NETZDIENLICHES LADEN

White Paper zur Analyse des regulatorischen Anpassungsbedarfs



Ort: Bremen

Datum: 06.03.2024

Impressum

TARIFSTRUKTUREN UND ÖKONOMISCHE ANREIZE FÜR NETZDIENLICHES LADEN

Autoren

Dr. Roland Meyer¹, Jessica Schwabe¹, Chris VertgeWall², Marc Trageser²

¹ Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM
Wiener Straße 12
28359 Bremen
Kontakt: roland.meyer@ifam.fraunhofer.de

² RWTH Aachen University
Schinkelstraße 6
52062 Aachen
Kontakt: c.vertgeWall@iaew.rwth-aachen.de

Bildnachweis

Deckblatt: © Adobe Stock/g-konzept.de

Veröffentlicht

März 2024

DOI

doi:10.24406/publica-2768

Zitierempfehlung

Meyer, R., Schwabe, J., VertgeWall, C., Trageser, M. (2024): Tarifstrukturen und ökonomische Anreize für netzdienliches Laden - White Paper zur Analyse des regulatorischen Anpassungsbedarfs, Bremen: Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM doi: 10.24406/publica-2768.

Anmerkung

Dieser Beitrag basiert auf Forschungsergebnissen des Verbundprojekts „Cities in Charge“, das im Rahmen der Förderlinie „Sofortprogramm Saubere Luft 2017 bis 2020“ durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wurde.

Hinweise

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative-Commons-Lizenz CC BY-NC-ND.



Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Für einen einfachen Lesefluss wird die männliche Form von Substantiven verwendet, bei der wie immer auch Frauen und Diverse eingeschlossen sind, falls nicht explizit anders her-

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	5
1 Einleitung.....	6
2 Regulatorische Anreize für netzdienliches Laden	8
3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für öffentliches Laden	10
3.1 Tarifkomponenten.....	10
3.2 Tarifkomponenten.....	11
4 Ökonomisches Potenzial für netzdienliches Laden	14
4.1 Exemplarische Netzsimulation	14
4.2 Potenziale für Anreize zum netzdienlichen Laden	15
5 Regulatorische Bewertung.....	17
6 Schlussfolgerungen	19
Referenzen	20

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Durchschnittstarife für öffentliches Laden im Fall 1: „gelegentliches öffentliches Laden“	12
Abbildung 2:	Durchschnittstarife für öffentliches Laden im Fall 2: „vermehrtes öffentliches Laden“	13
Abbildung 3:	Durchschnittstarife für öffentliches Laden im Fall 3: „häufiges öffentliches Laden.....	13
Abbildung 4:	Relative Anzahl von Grenzwertverletzungen (bezogen auf die Anzahl Betriebsmittel und Zeitschritte).....	16

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Fallbeispiele	12
Tabelle 2:	Strukturdaten Elektromobilität für das Untersuchungsgebiet im Jahr 2030	15
Tabelle 3:	Vergleich der Ausgaben und Kosten für Netzausbau mit und ohne gesteuertem Laden	16

Executive Summary

Mit dem zukünftig starken Anstieg der Elektromobilität wird die Vermeidung von Stromnetzengpässen durch netzdienliches Laden an Bedeutung gewinnen. In diesem Beitrag werden das ökonomische Potenzial und die regulatorischen Anreize für netzdienliches Laden untersucht. Eine exemplarische Netzsimulation für ein Netzgebiet im Großraum Dresden zeigt, dass durch netzdienliches Laden mehr als 50 % der durch Elektromobilität verursachten Netzausbaukosten bis 2030 eingespart werden können. In absoluter Betrachtung sind die Einsparungen jedoch gering.

Die geplanten Regelungen zu § 14a EnWG sehen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf der Niederspannungsebene finanzielle Anreize in Form von Netzentgeltreduktionen vor. Bei einer direkten Übertragung auf die Mittelspannungsebene erscheinen die Anreize für Netzdienlichkeit deutlich zu hoch. Vor allem würde eine vergleichbar, bundesweit einheitliche Berechnung der Förderhöhe den unterschiedlichen Netzsituationen und monetären Nutzen der Netzdienlichkeit nicht gerecht werden. Um Fehlanreize zu vermeiden, sollte die Höhe der Netzentgeltreduktionen stärker durch den Netzbetreiber steuerbar sein.

1 Einleitung

Mit den europäischen Bestrebungen zur Klimaneutralität sind Fahrzeuge mit klassischem Verbrennungsmotor zu einem Auslaufmodell geworden. Ab 2035 soll keine Zulassung mehr für Neuwagen erfolgen, die klimaschädliche Treibhausgase ausstoßen. Die Zukunft liegt in der Elektromobilität, die auch in Deutschland mittels Zuschüssen gefördert wird. Ausgehend von einem vor 10 Jahren noch niedrigen Stand an Elektro-PKW in Deutschland (ca. 4.500 Fahrzeuge im Jahr 2012) zeigt sich seitdem eine exponentielle Entwicklung bei den Neuzulassungen.

Der zu erwartende weitere Anstieg der Elektromobilität führt zu neuen Herausforderungen für die Stromnetze. Die Übertragungsnetze sind bereits jetzt aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Ausstieg aus Kohle und Kernenergie häufig überlastet. Dies zeigt sich in dem seit Jahren zunehmenden Redispatch-Bedarf (vgl. BDEW, 2022). Betroffen sind jedoch auch die Verteilnetze. Zum einen müssen sie die mehrheitlich in den Übertragungsnetzen verursachten Netzengpässe durch Maßnahmen wie Abregelung von Erzeugern im eigenen Netz beseitigen (vgl. BNetzA, 2022). Zum anderen nimmt die Netzbelastung auch in den Verteilnetzen selbst mit der Dezentralisierung der Erzeugung, der steigenden Komplexität durch Anforderungen an eine aktive Betriebsführung, der Eigenerzeugung privater Verbraucher sowie der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung weiter zu. Werden nun vielerorts öffentliche Ladesäulen installiert, an denen zu bestimmten Tageszeiten zeitgleich und zumeist mit hoher Leistung E-Fahrzeuge geladen werden, können sich Netzengpässe vermehrt auch im Verteilnetz ergeben. Diese müssen dann entweder durch einen Netzausbau oder einen entsprechenden Abruf von Flexibilität behoben werden.

Im Fall der E-Mobilität kann durch „netzdienliches Lademanagement“ Flexibilität für das Netz bereitgestellt werden, sodass Netzausbaumaßnahmen in Teilen vermieden werden können. In Situationen, in denen eine Netzüberlastung droht, während gleichzeitig eine hohe Ladeleistung abgerufen wird, kann das Problem mit Hilfe einer vorübergehenden Wirkleistungsanpassung behoben werden. Diese bedeutet jedoch für die betroffenen Kunden an den Ladesäulen eine Komforteinbuße, da die Batterie im betroffenen Zeitraum nicht vollständig geladen wird. Zum anderen erleidet in der Regel auch der Betreiber der Ladesäulen eine finanzielle Einbuße, da sein Geschäftsmodell – der Verkauf des Stroms an die Nutzer der Ladesäulen – durch die Leistungsanpassung beeinträchtigt wird. Folglich werden finanzielle Anreize notwendig sein, um beide betroffenen Parteien zur Bereitstellung der Netzflexibilität zu motivieren.

Im Rahmen dieses Aufsatzes sollen die Anreize und das Potenzial für netzdienliches Laden an öffentlichen Ladesäulen untersucht und auf Basis einer exemplarischen netztechnischen Simulation quantitativ bewertet werden. Dabei stehen folgende Fragen im Vordergrund:

- Welche Möglichkeiten und Spielraum hat ein Netzbetreiber, die Kosteneinsparungen, die sich aus dem netzdienlichen Laden ergeben, an die Betreiber der Ladesäulen als Netzkunden weiterzugeben, um diese (und ihre Ladekunden) für den Komfortverlust zu entschädigen?
- Reichen die Kosteneinsparungen volkswirtschaftlich gesehen aus, um die Kosten für den Komfortverlust aufzuwiegen?
- Reichen die regulatorischen Anreize aus, um bei den Ladekunden die Akzeptanz für netzdienliche Ladetarife zu schaffen?

Der weitere Aufbau des Artikels ist wie folgt. In Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** werden zunächst die regulatorischen Rahmenbedingungen für netzdienliches Verhalten von Netzkunden dargestellt und untersucht, inwieweit eine Übertragung auf netzdienliches Laden möglich ist. Der Fokus liegt dabei auf den Regelungen des § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Diese gelten aktuell nur für Anlagen, die an die Niederspannungsebene angeschlossen sind, und kommen daher für die hier betrachtete öffentliche Ladeinfrastruktur nicht unmittelbar in Betracht. Dennoch lassen sich daraus Rückschlüsse auf eine mögliche regulatorische Beeinflussung netzdienlichen Lademanagements ziehen. In Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für öffentliches Laden untersucht und ein Überblick über die Tarifkomponenten gegeben. Für die nachfolgenden Berechnungen der jährlichen Kosten für öffentliches Laden werden verschiedene Nutzertypen mit unterschiedlichen Fahrzeugtypen und Ladeverhalten betrachtet. In Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erfolgt eine Darstellung und Auswertung der exemplarischen Netzsimulation. Aus den Modellerggebnisse wird das Einsparpotenzial für netzdienliches Laden abgeschätzt und dieses anschließend zu den zuvor berechneten Gesamtkosten und Tarifen ins Verhältnis gesetzt. Schließlich erfolgt eine Bewertung des Potenzials für Anreize zur Netzdienlichkeit für die beispielhafte Netzsimulation. Die regulatorische Bewertung findet sich in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Die Schlussfolgerungen werden in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

Der ökonomische Vorteil netzdienlichen Ladens besteht darin, die Auslastung der Stromnetze zu verbessern, und damit Kosten für Redispatch-Maßnahmen oder Netzausbauinvestitionen zu reduzieren. Um dieses Einsparpotenzial zu heben, müssen jedoch zumindest Teile dieser Ersparnisse ausgehend vom Stromnetzbetreiber entlang der Wertschöpfungskette bis an die Endkunden weitergereicht werden. Dies stellt in einem teilweise regulierten, teilweise marktlichen Umfeld eine Herausforderung dar. Zum einen sollte der Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung einen unverzerrten Anreiz haben, die Einsparungen aus der Netzdienlichkeit in seinen Entscheidungen zu berücksichtigen, d.h. Kosten und Nutzen zwischen den verschiedenen Optionen des Lastflussmanagements ökonomisch abzuwägen. Zum anderen muss ihm der Regulierungsrahmen auch den Spielraum geben, diesen Vorteil an die Netzkunden (Ladesäulenbetreiber) weiterzureichen, die wiederum ihre Ladekunden für den Komfortverlust aus der Ladeunterbrechung entschädigen können.

Der Regulierungsrahmen definiert die zentrale Aufgabe der Stromnetzbetreiber, wonach dieser für den Erhalt, Ausbau und Betrieb der Stromnetze zu sorgen hat (vgl. insbesondere § 11 EnWG). Damit dies auf kosteneffiziente Weise erfolgt, wird im Rahmen der Anreizregulierung eine Erlösobergrenze vorgegeben, durch die Kosteneinsparungen des Netzbetreibers finanziell entlohnt werden. Umgekehrt werden Kostenerhöhungen nicht direkt in höhere Erlöse umgesetzt und führen daher zumindest temporär zu finanziellen Einbußen für den Netzbetreiber. In dieser Grundsystematik sollten Entscheidungen, durch welche Maßnahmen das Netz betrieben und/oder ausgebaut wird, technologie-neutral sein und rein auf den Kostenabwägungen des Netzbetreibers beruhen.

Aus den Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und des EnWG sind unterschiedliche Ausnahmeregelungen zur Berechnung der Netzentgelte bekannt. Diese dienen dazu, die Abgabenlast für Verbraucher zu reduzieren, wenn diese durch netzdienliches Verhalten dazu beitragen, Kosten für den Netzausbau oder Netzverluste zu reduzieren. Viele dieser Regelungen gelten jedoch nur für bestimmte Verbraucher oder Verbrauchsverhalten und sind nicht universell für alle Formen von Netzdienlichkeit anwendbar. Im Hinblick auf Anreize für netzdienliches Laden kommen aktuell zwei Regelungen in Betracht.

Zum einen gibt es Individuelle Netzentgelte (§ 19 Abs. 4 StromNEV), die Letztverbraucher mit dem Netzbetreiber vereinbaren können, wenn sie zu einer Netzentlastung beitragen. Dies trifft entweder auf Letztverbraucher zu, „bei denen die Jahreshöchstlast vorhersehbar in lastschwachen Zeiten auftritt (atypische Netznutzer) oder Letztverbraucher, die das Netz besonders intensiv nutzen (jährlich mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 Gigawattstunden)“. Für Ladesäulen könnte die „atypische Netznutzung“ in Frage kommen, sofern die Spitzenlasten der Aufladungen von den Spitzenlasten abweichen. Dabei können um maximal 80 % verringerte Netzentgelte angesetzt werden. Dabei muss jedoch die von der Bundesnetzagentur festgelegte Erheblichkeitsschwelle bei der Abweichung der Höchstlast erreicht werden (BNetzA, 2011, S. 10/11), und es wäre daher im Einzelfall zu prüfen, ob mit netzdienlichem Laden eine solche erhebliche Höchstlastabweichung zu erreichen ist.

Im Fokus dieses Beitrags stehen die Regelungen für *steuerbare Verbrauchseinrichtungen* in der Niederspannung nach § 14a EnWG. Hierbei sollen Anlagen im Gegenzug zur Vereinbarung einer netzdienlichen Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber verringerte Netzentgelte angeboten werden. Die Bundesnetzagentur soll hierzu eine bundeseinheitliche

Regelung treffen, und hat im Anschluss an eine erste Konsultation im Juni 2023 ein zweites Konsultationspapier mit Eckpunkten zur Ausgestaltung der Anreize vorgelegt. Demnach sollen Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die Wahl zwischen drei Modulen haben, nach denen Vergünstigungen der Netzentgelte bestimmt werden (BNetzA, 2023). Dabei ist die Beschränkung der Regelungen auf Anlagen der Niederspannungsebene zu beachten. Dies trifft auf private Wallboxes zu, während öffentliche Ladestationen, wie sie in diesem Beitrag untersucht werden, an die Mittelspannungsebene angeschlossen sind. Dennoch lohnt sich eine Betrachtung von § 14a EnWG, um eine Bewertung für eine mögliche analoge Umsetzung der Regelungen für Anlagen der Mittelspannungsebene vorzunehmen.

Regulatorische Anreize für
netzdienliches Laden

Für die regulatorische Bewertung der Anreize (Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) unterstellen daher die Umsetzung der von der BNetzA geplanten Regelungen zu § 14a EnWG für Ladeinfrastrukturen und ziehen für die Berechnungen Daten des exemplarischen Netzgebietes und Ergebnisse der Netzsimulation heran. Dabei geht es insbesondere um die Frage der volkswirtschaftlichen Effizienz: Sind die regulatorischen Anreize geeignet, netzdienliches Laden in der richtigen Höhe zu fördern und Fehlanreize zu vermeiden?

3

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für öffentliches Laden

Für die Beurteilung, welche Anreize für netzdienliches Laden volkswirtschaftlich angemessen sind, und wie sich diese zu den Kosten des öffentlichen Ladens verhalten, werden im Folgenden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aus Sicht der Mobilitätskunden untersucht. Dazu wird zunächst ein Überblick über die Tarifstrukturen gegeben und anschließend exemplarisch die Gesamtkosten für das öffentliche Laden für unterschiedliche Fahr- und Ladeverhalten berechnet.

3.1

Tarifkomponenten

Für eine optimale Nutzung und zügige Etablierung der Elektromobilität spielen einheitliche Bezahl- und Ladestandards eine entscheidende Rolle. So sind insbesondere eine verbraucherfreundliche und sichere Ladeinfrastruktur, mit denen NutzerInnen die Gewissheit haben, ihr Elektromobil überall verlässlich laden zu können, essenziell, um eine Elektrifizierung des Straßenverkehrs zu beschleunigen.

So wurden am 17. März 2016 eine Ladesäulenverordnung (LSV) durch die Bundesregierung verabschiedet, die einerseits die Steckerstandards an öffentlichen Ladepunkten vereinheitlichen soll und andererseits durch verbindliche Vorschriften für mehr Rechts- und Investitionssicherheit sorgt. Die LSV hat mittlerweile eine zweite Novellierung erfahren, die am 1. Januar 2022 in Kraft getreten ist. Hintergrund der Änderung ist ein Beschluss der Konzertierte Aktion Mobilität vom 8. September 2021, sowie eine Vorgabe im Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung von November 2019. Eine wesentliche Änderung ist die Einrichtung eines einheitlichen Bezahlsystems beim spontanen Laden. Zuvor war die Mindestvoraussetzung ein übliches karten- oder webbasiertes Bezahlssystem. Nun muss an den jeweiligen Ladepunkten bzw. in unmittelbarer Nähe ein kontaktloser Zahlungsvorgang mittels gängiger Debits- oder Kreditkarten angeboten werden. Dies gilt für alle neu errichteten öffentlichen Ladepunkte ab Juli 2023, bestehende Ladesäulen müssen nicht nachgerüstet werden. Neben der LSV müssen die Ladepunkte daher nun auch die Vorgaben nach dem Zahlungsdienstaufsichtsgesetz in Verbindung mit den entsprechenden EU-Verordnungen erfüllen, die u.a. eine starke Kundenauthentifizierung erfordern. Gegebenenfalls ist eine bauliche Anpassung der Ladesäulen dahingehend notwendig. Insgesamt kann die Neuregelung als sehr nutzerfreundlich eingestuft werden, da nun schnell und einfach bezahlt werden kann und nahezu jeder zu jeder Zeit an öffentlich zugänglichen Ladepunkten Strom laden kann, ohne eine neue Vertragsbeziehung eingehen zu müssen oder eine neue App herunterzuladen. Des Weiteren hat die geänderte LSV zur Folge, dass alle ab den 1. März 2023 in Betrieb genommenen Ladesäulen eine standardisierte Schnittstelle vorhanden haben müssen, womit einerseits Autorisierungs- und Abrechnungsdaten sowie dynamische Daten wie der Belegstatus und die Betriebsbereitschaft übermittelt werden können. Auch hier zeigt sich eine zunehmende Verbraucherfreundlichkeit, die eine schnelle Etablierung der Elektromobilität im Straßenverkehr fördern kann.

Dahingehend gestaltet sich die derzeitigen vorhandenen Tarifoptionen für Ladetarife an öffentlichen Ladesäulen als sehr komplex. Für eine Analyse dieser wurden 193 Ladetarife für öffentlich zugängliche Ladepunkte in Deutschland untersucht, geclustert und verglichen. Insgesamt lassen sich die Tarife in reguläre Tarife und Ad-Hoc Tarife untergliedern, anbei folgt eine kurze Zusammenfassung.

Für die *regulären Tarife* existieren sowohl solche mit als auch ohne Vertragsbindung. Die Verträge sind meist monatlich kündbar, in manchen Fällen beträgt die Mindestlaufzeit jedoch 12 Monate. 10 % der untersuchten Tarife sehen eine einmalige Einrichtungsgebühr bei Vertragsabschluss vor. Oftmals ist dies die Gebühr für die Ladekarte (RFID-Chip). Daneben wird in vielen Fällen eine monatliche Grundgebühr verlangt, beziehungsweise erfolgt eine Verrechnung mit den Ladegebühren bei manchen Tarifen. Davon am stärksten betroffen sind sogenannte „Vielfahrer-Tarife“, wobei dann die Verbrauchspreise entsprechend geringer ausfallen. Für Ladesäulen, die nach dem 01.04.2019 in Betrieb genommen worden sind, gilt, dass die verbrauchten Energiemengen (kWh) eichrechtskonform abgerechnet werden müssen. Davor durften die Anbieter Pauschalbeträge verlangen oder nach Nutzungs- beziehungsweise Standzeit abrechnen. An älteren Ladepunkten dürfen sie das gemäß § 1 der aktuellen Mess- und Eichverordnung immer noch. Trotz der Eichrechtsverordnung dürfen Anbieter Zusatzgebühren wie eine Blockiergebühr (berechnet nach Minuten oder Stunden) und zusätzliche Pauschalbeträge pro Ladevorgang veranschlagen. Diese komplementären Gebühren werden oftmals nur nach Überschreiten festgelegter Standzeiten erhoben und variieren oft in Abhängigkeit von der Tageszeit und dem Wochentag. In den meisten Fällen gibt es Maximalbeträge, wodurch enormen Kosten durch das Blockieren eines Ladepunktes entgegengewirkt wird.

Schnellladen (DC, HPC) ist fast immer teurer als das Normalladen (AC) in Bezug auf die geladene Energiemenge und die Zusatzgebühren. Viele Anbieter haben feste Verbrauchspreise, die für eigens betriebene Ladesäule und/oder für Ladesäulen im Verbundnetz gelten. Die Preise für Roaming-LP sind meist etwas höher. Die Kostentransparenz der Tarife ist sehr unterschiedlich. Die Mehrheit der Anbieter arbeitet zumindest teilweise mit Festpreisen, in einigen Fällen werden die Ladekosten jedoch erst bei Freischaltung des Ladepunktes ersichtlich. Die Freischaltung der LP funktioniert mithilfe einer Ladekarte, via App, QR-Code, SMS oder mit Plug & Charge. Die Nutzung von Lade-Apps ist am weitesten verbreitet. Die Abrechnung kann durch Lastschrift, Kreditkarte, Rechnung oder Online-Zahlungsdienstleister, SMS oder in einem online Kundenportal erfolgen. Je nach Anbieter (regional & überregional) sind die Tarife im Stadtgebiet, im Stadt-Einzugsgebiet, deutschlandweit und sogar im europäischen Ausland nutzbar. Einige lokale Energieversorger (Stadtwerke) bieten ihren KundInnen exklusive Ladetarife an, die an bestehende Haushaltsenergieverträge gekoppelt und vergleichsweise günstig sind. Automobilclubs bieten ihren KundInnen ebenfalls vergünstigte Tarifkonditionen an.

Mit der Novellierung der LSV müssen ab dem 1. Juli 2023 Anbieter kontaktloses Bezahlen beim *Ad-hoc Laden* ermöglichen. Freischaltung erfolgt entweder per App, über einen QR-Code oder EC- bzw. Kreditkarte. In seltenen Fällen kann mittels Fremdladekarte oder SMS freigeschaltet werden. Bezahlt werden kann mit Kreditkarte oder Online-Zahlungsdienstleistern wie Paypal oder DirectPay oder SMS. Die Ladekosten fallen meist höher aus als bei den regulären Tarifen. Lade-Flatrates ohne Limit werden Stand April 2022 nicht mehr angeboten. Stattdessen sind einige Prepaid-Tarife auf dem Markt.

3.2 Tarifkomponenten

Die Kostenberechnungen für öffentliches Laden dienen als Basis, zu denen die möglichen Einsparungen aus netzdienlichem Laden anschließend in Beziehung gesetzt werden können (vgl. Abschnitt 4). Hierzu wurden drei Fallbeispiele mit unterschiedlichen Fahrzeugen sowie Fahr- und Ladeverhalten betrachtet. Die Grundannahmen der Fälle entsprechen den im Ladereport von Prognos (2020) verwendeten Annahmen und sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wiedergegeben. Für die Kostenberechnung erfolgte eine Aktualisierung der Anbieterpreise und Verbrauchsdaten.

Tabelle 1: Fallbeispiele

Fallbeispiel	Fall 1 Gelegentliches öffentliches Laden	Fall 2 Vermehrtes öf- fentliches Laden	Fall 3 Häufiges öf- fentliches Laden
Fahrzeug	Renault Zoe In- tens (41 kWh)	Hyundai Kona Elektro (64 kWh)	Audi e-tron 55 quattro
Verbrauch ¹⁾ [kWh/100 km]	20,3	16,7	25,8
Energiemenge Vollladung ¹⁾ [kWh]	49,5	72,8	94,3
Jahresfahrleistung ²⁾	7500	15000	25000
Anteil öff. Laden ²⁾	10 %	25 %	40 %
Anteil AC ²⁾	80 %	60 %	20 %

Wirtschaftliche
Rahmenbedingungen für
öffentliches Laden

Quellen: ¹⁾ <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>; ²⁾ Annahmen Prognos (2020).

Im Folgenden werden die Durchschnittstarife des öffentlichen Ladens [ct/kWh] für die drei Fallbeispiele und verschiedene Anbieter dargestellt. Die Tarifdaten entstammen dem Vergleichsportal Lowago (www.lowago.com). Insgesamt wurden 31 Tarife zum Stand April 2022 erfasst. Die Darstellung erfolgt in jedem Fallbeispiel für die jeweils 20 günstigsten Tarife.

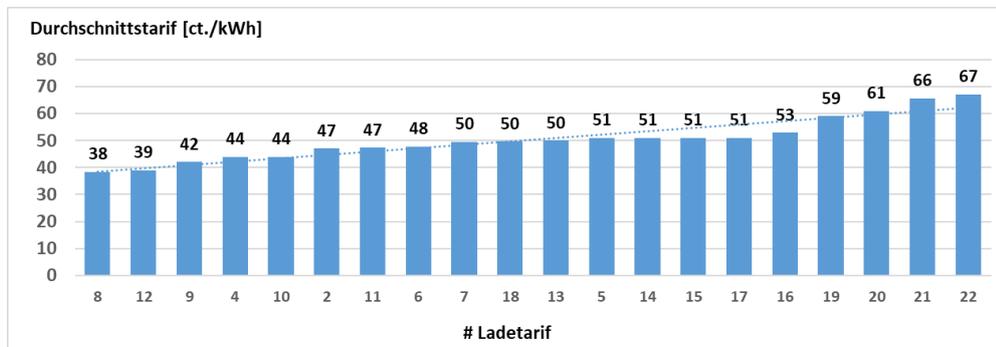
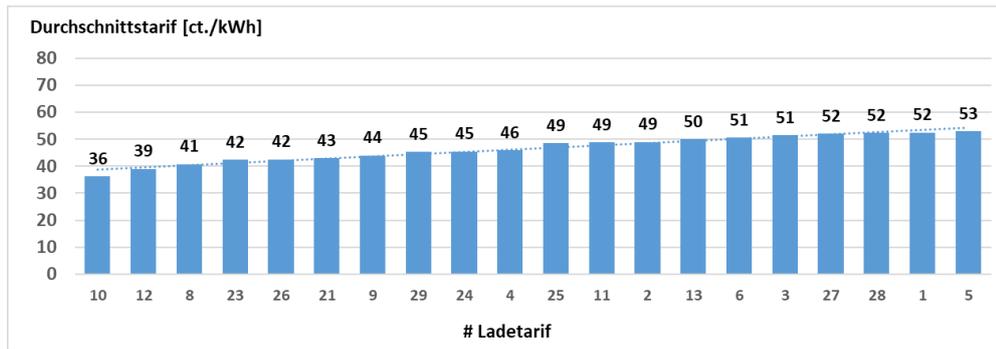


Abbildung 1: Durchschnittstarife für öffentliches Laden im Fall 1: „gelegentliches öffentliches Laden“



Wirtschaftliche
Rahmenbedingungen für
öffentliches Laden

Abbildung 2: Durchschnittstarife für öffentliches Laden im Fall 2: „vermehrtes öffentliches Laden“

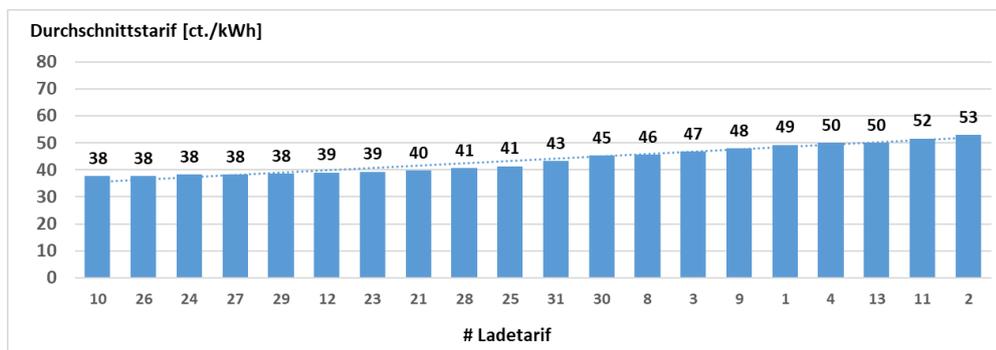


Abbildung 3: Durchschnittstarife für öffentliches Laden im Fall 3: „häufiges öffentliches Laden“

Ein Vergleich der Abbildungen zeigt, dass die Durchschnittstarife bei weniger häufigem öffentlichem Laden etwas höher sind und größeren Schwankungen unterliegen. Dies ist auf die unterschiedlich hohen Grundgebühren zurückzuführen, die sich bei häufigerem Laden auf eine größere Menge verteilen. Dieser Effekt dominiert trotz des mit häufigerem Laden einhergehenden höheren Anteils an teureren DC-Ladungen. Betrachtet man nur den jeweils günstigsten Anbieter, liegt der Ladetarif bei 36 bis 38 ct/kWh.

Aus ökonomischer Sicht lassen sich Anreize für netzdienliches Laden mit Kosteneinsparungen im Stromnetz begründen. Mit betrieblichen Maßnahmen, die zu einer Vermeidung extremer Lastspitzen beitragen, lassen sich unter Umständen Netzausbaukosten vermeiden, die nicht zuletzt durch den vermehrten Ausbau der Ladeinfrastruktur verursacht werden. Das Potenzial dieser Kosteneinsparungen lässt sich anhand einer Netzsimulation abschätzen, bei der die Entwicklung der Netzbelastung durch Zunahme der Elektromobilität simuliert und ein Vergleich zwischen unreguliertem und reguliertem, d.h. netzdienlichem, Laden angestellt wird. Im Folgenden werden zunächst das Vorgehen und die zugrundeliegenden Annahmen der Simulation beschrieben. Anschließend werden die Auswirkungen des regulierten und unregulierten Ladens auf die Netzausbaukosten diskutiert und das daraus resultierende Potenzial für Anreize zum netzdienlichen Laden aufgezeigt.

4.1

Exemplarische Netzsimulation

Für diesen Anwendungsfall werden im vom BMWK öffentlich geförderten Projekt „Cities in Charge“ exemplarische Netzmodelle mit zukünftigen Szenarien des Energiesystems konfrontiert. Als Datengrundlage wird im Folgenden ein synthetisches, georeferenziertes Netzmodell für ein städtisches Versorgungsgebiet herangezogen. Dieses umfasst ein elektrisches Mittelspannungsnetz sowie die unterlagerten Niederspannungsnetze. Die Dimensionierung ist hierbei so gewählt, dass ein engpassfreier Betrieb unter Einhaltung der einschlägigen Normen zur Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung im heutigen Ist-Zustand des Energiesystems ermöglicht wird.

Als Zukunftsszenario wird ein zukünftiges Energiesystem für das Jahr 2030 betrachtet. Hierbei wird von einer Steigerung des Anteils von Elektrofahrzeugen im privaten Bereich auf 40 %, einer Anzahl von 6 Millionen Wärmepumpen sowie einem Ausbau von Photovoltaikanlagen auf eine in Deutschland installierte Anlagenleistung von insgesamt 100 GW ausgegangen. Diese im Zukunftsszenario dargestellten Ausbauzahlen werden für Deutschland regionalisiert und für das betrachtete Versorgungsgebiet aufbereitet. Die Integration der zusätzlichen Anlagen erfolgt in Abhängigkeit der bestehenden Letztverbraucher sowie den verfügbaren Dachflächenpotentialen für den Einsatz von Photovoltaikanlagen. Für letztere ist zu beachten, dass der Ausbaupfad der Solaranlagen den angedachten Zubau gemäß dem aktuellen Stand des Erneuerbare-Energien-Gesetzes darstellt und somit nicht die aktuell diskutierte Steigerung des Hochlaufs von Solaranlagen im Rahmen des Osterpakets umfasst. Die zentralen Strukturdaten zur Elektromobilität und den Netzmanagementmaßnahmen im Untersuchungsgebiet im Jahr 2030 ist in folgender **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

Tabelle 2: Strukturdaten Elektromobilität für das Untersuchungsgebiet im Jahr 2030

Ökonomisches Potenzial für netzdienliches Laden

Strukturdaten öffentliches Laden	Gesamt	AC	DC
Anzahl Ladesäulen	2035	1768	267
		86,9 %	13,1 %
Energiemenge pro Ladevorgang [kWh]	21,66	–	–
Gesamtmenge öff. geladener Energie [MWh]	15.091	11.333	3.758
		75,1 %	24,9 %
Abgeregelte Energie (energy not served) [MWh]	416,90	289,33	127,57
		69,4 %	30,6 %
Anzahl öff. Ladevorgänge pro Jahr	696.708		
Ungeladene Energie pro Ladevorgang [kWh]	0,60		

Das in diesem Szenario betrachtete Verteilnetz ist exemplarisch zur Verdeutlichung der Wirkzusammenhänge des Nutzens von Lastmanagementstrategien, stellt jedoch keine repräsentative Datengrundlage für eine umfassende Bewertung von Lastmanagementstrategien in Deutschland dar.

4.2

Potenziale für Anreize zum netzdienlichen Laden

Im Rahmen des Projekts „Cities in Charge“ wurde eine exemplarische Simulation des vorgestellten Verteilungsnetzgebietes für das Jahr 2030 vorgenommen. Dabei wurde der Fall des unregulierten Ladens mit dem Einsatz eines netzdienlichen Lastmanagements verglichen. Es gibt eine Vielzahl möglicher Ansätze für Lastmanagement. In diesem Fall wurde ein dezentraler Ansatz zur Anpassung des Wirkleistungsbezuges der Fahrzeuge in Abhängigkeit der Netzspannung gewählt. Der Vorteil dieses Ansatzes ist, dass die Ladesäulen keine informationstechnische Anbindung an andere Ladesäulen oder den Netzbetreiber benötigen. Die Anpassung der Leistung basiert rein auf dem gemessenen lokalen Spannungswert. Das Projekt Cities in Charge fokussiert sich auf öffentliche Ladeinfrastruktur. Deshalb wird das Lastmanagement in diesem Fall nur an öffentlichen Ladesäulen eingesetzt.

Es wurde ein gesamtes Jahr in 15 min Zeitschritten simuliert. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die Grenzwertverletzungen bezüglich Spannungen und Betriebsmitteln für beide Szenarien dargestellt. Hierbei wird unterschieden zwischen der relativen Anzahl von Betriebsmitteln oder Knoten, die überlastet sind, und der relativen Anzahl von Zeitschritten, in denen mindestens eine Grenzwertverletzung auftritt. Hierbei ist zu erkennen, dass durch den Einsatz von Lastmanagement die Anzahl der Grenzwertverletzung relativ stark gesenkt werden kann. Es ist jedoch auch erkenntlich, dass die relative Anzahl von Grenzwertverletzungen im Referenzszenario nicht sehr hoch ist. Den höchsten Anteil von Betriebsmitteln, die eine Grenzwertverletzungen erfahren, haben Transformatoren mit etwa 1,5 %. Dies spiegelt sich dann auch in den Netzausbaukosten, die aus den Grenzwertverletzungen resultieren würden, wider (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die gesamten Ausgaben für den Netzausbau im betrachteten Gebiet sind etwa 700.000 €, wobei diese mithilfe

des Einsatzes von Lastmanagement auf etwa 300.000 € gesenkt werden können. Die relative Verringerung ist also hoch, die absoluten Netzausbaukosten sind jedoch insgesamt sehr gering. Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei den Netzausbaukosten um die durch die Elektromobilität verursachte, zusätzlichen Ausbaukosten der Netze handelt. Die Kosten berücksichtigen keine Kosten durch Anschluss anderer Anlagen, Industriegebiete oder den Investitionen in Erhalt und Erneuerung der Betriebsmittel. Wie **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt, liegt die durchschnittliche jährliche Kostenersparnis durch netzdienliches Laden bis 2030 bei gut 21.000 €. Für die Kostenberechnung wurde eine Abschreibungsdauer der Netzanlagen von 20 Jahren unterstellt.

Bei der Simulation ist zu beachten, dass es sich um ein exemplarisches Netzgebiet mit nur einem betrachteten Szenario handelt. Dieses Ergebnis kann, vor allem aufgrund der Heterogenität der deutschen Verteilungsnetze, deshalb nicht als repräsentativ für Deutschland angesehen werden. Das Ergebnis ist jedoch trotzdem unter den gewählten Annahmen plausibel. Momentan sind die elektrischen Netze in Deutschland relativ gut ausgebaut und teilweise deutlich höher dimensioniert, als es unbedingt sein müsste. Dies ist vor allem auch eine Folge relativ simpler Planungsverfahren, beispielsweise mit Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die Installation von Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2030 sorgt für einen Mehrbedarf an elektrischer Energie, dieser macht jedoch keine 10 % des elektrischen Gesamtenergiebedarfes aus und auch die Erhöhung der Leistungsspitzen hält sich in Grenzen. Durch die Verwendung probabilistischer Zeitreihen wird eine weniger konservative Abschätzung des Einflusses der Ladevorgänge auf das Netz gewählt. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die relative Anzahl von Grenzwertverletzung unter Lastmanagement im Vergleich zum Referenzszenario ohne netzdienlichem Laden jeweils bezogen auf Betriebsmittel und Zeitschritte.

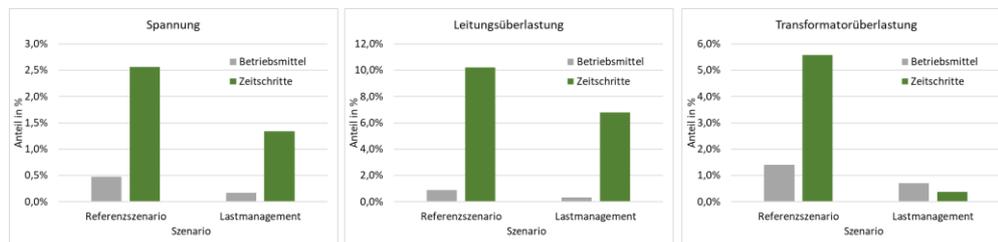


Abbildung 4: Relative Anzahl von Grenzwertverletzungen (bezogen auf die Anzahl Betriebsmittel und Zeitschritte)

Quelle: IAEW, RWTH

Tabelle 3: Vergleich der Ausgaben und Kosten für Netzausbau mit und ohne gesteuertem Laden

Ausgaben und Kosten für Netzausbau	
Gesamtausgaben Netzausbau „Referenz“ bis 2030 [€]	706.577 €
Gesamtausgaben Netzausbau „Gesteuertes Laden“ bis 2030 [€]	307.624 €
Gesamte Ausgabenersparnis Netzausbau [€]	398.953 €
Durchschnittliche jährliche Ausgabenersparnis Netzausbau [€]	49.869 €
Durchschnittliche jährliche Kostenersparnis Netzausbau [€]	21.132 €

Bei der Beurteilung der regulatorischen Anreize geht es in erster Linie um die volkswirtschaftliche Effizienz. Ziel der regulatorischen Vorgaben sollte es sein, dass die Anreize der Höhe nach angemessen sind und Fehlanreize in Richtung einer zu hohen oder zu niedrigen Bereitstellung von Netzdienlichkeit vermieden werden. Dies ist im optimalen Fall dann gegeben, wenn der volkswirtschaftliche Nutzen der Netzdienlichkeit (in der Grenzbetrachtung) genau den volkswirtschaftlichen Kosten entspricht. Wie lassen sich diese beiden Werte berechnen?

Der **Nutzen der Netzdienlichkeit** wird durch die Kosteneinsparungen bestimmt, die durch das netzdienliche Laden erzielt werden können. Zur Quantifizierung dieser Größe ziehen wir die geschätzte jährliche **Kostensparnis beim Netzausbau** heran, die in der Modellsimulation mit 21.000 € berechnet wird (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Die **Kosten der Netzdienlichkeit** bestehen im Wesentlichen aus dem Komfortverlust der Ladekunden, der sich durch die Abregelung des Ladestroms ergibt. Hinzu kommen ggf. weitere Kosten auf Seiten des Ladesäulenbetreibers, um das netzdienliche Laden technisch umzusetzen, die entsprechende Tarife einzuführen und mit den Kunden abzurechnen.

Wir fokussieren uns hier auf den Komfortverlust der Ladekunden. Ökonomisch kann dieser Wert als „Willingness to Accept“ aufgefasst werden: Er stellt die Höhe der Kompensationszahlungen (z.B. in Form eines Rabatts auf den Ladetarif) dar, ab der die Ladekunden bereit sind, den Komfortverlust aus netzdienlichen Ladevorgänge zu akzeptieren. Dieser Wert ist quantitativ schwer abzuschätzen, da er individuell und situationsabhängig unterschiedlich sein wird und vom zu erwarteten Ausmaß (Wahrscheinlichkeit) der Abregelungen beim öffentlichen Laden abhängt. Wir können hier nur eine Grobabschätzung vornehmen. Im Fallbeispiel zeigen die Strukturdaten der öffentlichen Ladevorgänge (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), dass die abgeregelte (also ungeladene) Energiemenge (416,9 MWh) anteilig etwa 3 % der Gesamtmenge der öffentlich geladenen Energie (15.091 MWh) ausmacht. Der Komfortverlust kommt vor allem in dem zusätzlichen Zeitaufwand durch das längere Laden der Batterie zum Ausdruck. Geht man für den Betrachtungszeitraum von 2030 von einer (im Vergleich zu heute deutlich höheren) durchschnittlichen Ladeleistung von 100 kW aus, so würde die zusätzliche Ladezeit in der Gesamtsumme bei etwa 4.169 Stunden im Jahr liegen. Bei einer Bewertung dieses Zeitaufwands mit 10 € pro Stunde, ergäbe sich damit Kosten in Höhe von 41.690 € bei den Ladekunden. Hinzu kommen ggf. weitere Kostenelemente für die Umsetzung des netzdienlichen Ladens durch den Ladesäulenbetreiber. Insgesamt sind die Kosten für die Bereitstellung der Netzdienlichkeit im simulierten Fall somit doppelt so hoch wie der Nutzen aus den Kostensparnissen beim Netzausbau. Unter diesen Umständen wäre die Nutzung des Lastmanagements zumindest langfristig nicht volkswirtschaftlich effizient und käme allenfalls als kurzfristige Lösung zur zeitlichen Überbrückung bis zur Fertigstellung des Netzausbaus infrage.

In jedem Fall verbleibt die Frage, ob die **Netzentgeltreduktion**, die im Rahmen des § 14a EnWG vorgesehen ist, in einem angemessenen Verhältnis zu Nutzen und Kosten der Netzdienlichkeit stehe. Zwei Fehlanreize können auftreten:

- Wenn die Netzentgeltreduktion **geringer** ist als der Nutzen aus der Netzdienlichkeit, dann besteht die Gefahr, dass „zu wenig“ Netzdienlichkeit bereitgestellt wird, weil die Vergütung zu gering ist, um die notwendige Akzeptanz bei den Ladekunden und Ladesäulenbetreiber zu schaffen. Ineffizient wäre dies immer dann, wenn der Nettonutzen positiv ist, die Vergütung aber nicht ausreicht

oder in angemessener Höhe bei den Entscheidungsträgern ankommt, die die Kosten letztlich tragen.

- Wenn die Netzentgeltreduktion **größer** ist der Nutzen aus der Netzdienlichkeit, besteht die Gefahr eines Fehlanreizes in die andere Richtung: Bei negativem Nettonutzen (wie im betrachteten Fallbeispiel) kann eine zu hohe Vergütung zu einer ineffizient hohen Bereitstellung von Netzdienlichkeit führen.

Folglich sollte der regulatorische Anreiz möglichst dem Nutzen der Netzdienlichkeit entsprechen, um die Gefahr von Fehlanreizen gering zu halten.

Wir quantifizieren im Folgenden zwei Module zur Ausgestaltung der Netzentgeltreduktionen, die im Konsultationsentwurf der BNetzA (2023) vorgeschlagen werden:

Modul 1 sieht eine pauschale Netzentgeltreduzierung vor, die sich nach der folgenden Formel berechnet (BNetzA, 2023, S. 4):

$$\text{Pauschale Netzentgeltreduktion} = 50 \text{ €/a} + 30 \text{ €/a} + 3.750 \text{ kWh/a} \cdot AP_{NS} \cdot 0,2.$$

Dabei stehen die 50 € und 30 € pro Jahr jeweils für die auf den Betreiber entfallende Preisobergrenze für ein zu installierendes intelligentes Messsystem und die Bereitstellungskosten einer Steuerbox. Der letzte Summand sieht zudem eine Reduzierung um 20 % des Arbeitspreises vor, der im jeweiligen Netz für die Entnahme auf Niederspannungsebenen für Kunden ohne Reallastgangmessung anfällt [AP_{NS}]. Diese Reduktion ist fixiert für den durchschnittlichen Jahresverbrauch einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung in Höhe von 3.750 kWh/a. Bei einem durchschnittlichen Netzentgelt von 8 ct/kWh liegt die Netzentgeltreduktion pro Ladesäule bei 140 € pro Jahr, wenn sie eine netzdienliche Steuerung durch den Netzbetreiber zulässt. Für eine Gesamtzahl an 2035 Ladesäulen ergibt sich eine jährliche Ersparnis von knapp 285.000 €.

Modul 2 gewährt eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises in Höhe von 60 % des AP_{NS} , wobei sich diese Reduktion auf die tatsächliche Verbrauchsmenge bezieht. Bei einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauch von 7.400 kWh pro Ladesäule – wie in unserem exemplarischen Netzgebiet – ergibt sich eine jährliche Ersparnis von 724.353 €.

Bei beiden Modulen läge der regulatorische Anreiz für netzdienliches Laden mit 280 T € (Modul 1) bzw. 724 T € (Modul 2) im Fallbeispiel um ein Vielfaches über dem erwarteten monetären Nutzen der Netzdienlichkeit (21 T €), obwohl der Nettonutzen in der Modellregion negativ ist. Bei einer direkten Übernahme der Regelungen nach § 14a EnWG für die Mittelspannungsebene ergäbe sich eine volkswirtschaftlich ineffizient hohe Beanreizung von Netzdienlichkeit. Auch hier gelten alle zuvor genannten Einschränkungen: Die Beispielregion ist nicht repräsentativ für Gesamtdeutschland, und die Kosten und Nutzen der Netzdienlichkeit können nur grob abgeschätzt werden.

In jedem Fall lässt sich jedoch festhalten, dass eine bundesweit einheitliche Berechnung der Förderhöhe für öffentliche Ladeinfrastrukturen in der Form von § 14a EnWG problematisch erscheint, da dies den unterschiedlichen Netzsituationen nicht gerecht wird. Der monetäre Nutzen der Netzdienlichkeit wird sich lokal unterscheiden, und dies sollte sich auch in der Vergütung für netzdienliches Lademanagement widerspiegeln. Um Fehlanreize zu vermeiden, empfiehlt es sich, die Höhe der Netzentgeltreduktionen stärker durch den Netzbetreiber selbst steuern zu lassen.

Mit dem zukünftig starken Anstieg der Elektromobilität wird die Vermeidung von Stromnetzengpässen durch netzdienliches Laden an Bedeutung gewinnen. In diesem Beitrag werden das ökonomische Potenzial und die regulatorischen Anreize für netzdienliches Laden untersucht. Dabei erfolgt insbesondere eine Betrachtung des § 14a EnWG, der eine Netzentgeltreduktion für steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf der Niederspannungsebene vorsieht.

Eine exemplarische Netzsimulation für den Großraum Dresden zeigt, dass mehr als 50 % der durch Elektromobilität verursachten Netzausbaukosten bis 2030 durch netzdienliches Laden eingespart werden können. Die Ersparnis ist mit jährlich etwa 21 T € jedoch absolut gesehen gering. Der Wert der Ersparnis lässt sich als monetärer Nutzen der Netzdienlichkeit auffassen.

Demgegenüber würden die Netzentgeltreduktionen nach § 14a EnWG für die exemplarische Modellregion zwischen 280 T € und 724 T € liegen, sofern man von einer direkten Übertragung der Regelungen auf die Mittelspannungsebene ausgeht. Der finanzielle Anreiz wäre damit deutlich größer als der erwartete Nutzen, sodass Netzdienlichkeit in ineffizient hohem Maße gefördert würde. Die Folge wären auch Verteilungseffekte zwischen den Netzkunden. Die Gefahr eines Fehlanreizes ist im vorliegenden Fall insbesondere deshalb groß, weil der geschätzte Nettonutzen (nach Abzug der Bereitstellungskosten) negativ ist. Bei den zugrundeliegenden Berechnungen und Annahmen muss einschränkend erwähnt werden, dass diese sich auf ein exemplarisches Netzgebiet beziehen und nicht repräsentativ für Gesamtdeutschland sind. Auch ist von einer direkten zahlenmäßigen Übertragung der Regelungen nach § 14a EnWG auf die Mittelspannungsebene nicht auszugehen.

Dennoch lässt sich festhalten, dass eine bundeseinheitliche Festlegung der Netzentgeltreduktion für netzdienliches Laden kritisch zu sehen ist. Da die Vorteilhaftigkeit netzdienlichen Ladens sehr wahrscheinlich einzelfallabhängig sein wird, bedeutet dies, dass eine starre regulatorische Vorgabe zur Berechnung der Netzentgeltreduktion ineffizient wäre. Eine zentrale Handlungsempfehlung ist daher eine flexiblere Ausgestaltung der Anreizmodule, die dem Netzbetreiber eine fallspezifische Steuerung der Netzdienlichkeit erlaubt.

Referenzen

- BDEW (2022). Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten April 2012 bis einschließlich Dezember 2021, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 28.07.2022.
- BNetzA (2023). Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300, Beschlusskammer 8, Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A_Eckpunktepapier_zweite_Kons.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- BNetzA (2022). Netzungspassmanagement, gesamtes Jahr 2021. Bericht der Bundesnetzagentur, 2022.
- BNetzA (2011): Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, Bundesnetzagentur, September 2011. Download: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Leitfaeden/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_neu_2011_download.pdf;jsessionid=C523C55CB78BAC30C51D3C503BF6FE87?__blob=publicationFile&v=1
- Prognos (2020). Ladereport. Entwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität sowie Vergleich der Ladetarife in Deutschland, Februar 2020.