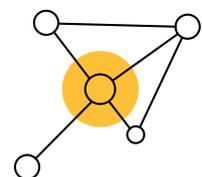
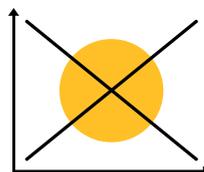
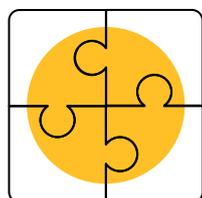
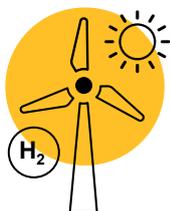


Dezentrale Koordination

Auswirkungen unterschiedlicher Ladekonzepte für
Elektrofahrzeuge auf Markt und Netz

Im Auftrag von:
Gesellschaft zur Förderung des
Energiewirtschaftlichen Instituts e.V.

September 2022



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Johannes Wagner

Nils Namockel

Arne Lilienkamp

Bitte zitieren als

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022). Dezentrale Koordination - Auswirkungen unterschiedlicher Ladekonzepte für Elektrofahrzeuge auf Markt und Netz.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Kernaussagen

- Die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen durch die voranschreitende Elektrifizierung von Wärme und Verkehr steigt. In der Folge kann kostenintensiver Netzausbau notwendig werden, sofern es nicht gelingt, vorhandene Flexibilität bei Verbrauchern und Erzeugern zu nutzen.
- Um Flexibilitätspotenziale zu heben, bedarf es Koordinationsmechanismen, die Signale aus Markt und Netz, die entsprechende Knappheiten in Bezug auf die Elektrizität oder die Infrastruktur abbilden, an die Endkunden weitergeben.
- Im Rahmen dieser Kurzstudie werden am Beispiel von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen unterschiedliche Koordinationsmechanismen untersucht. Dazu wird ein Modell zur integrierten Modellierung von Strommärkten und -netzen entwickelt. Mit diesem werden mit isoliertem, netz-, markt- und systemorientiertem Laden vier verschiedene Ladekonzepte miteinander verglichen.
- Die Analysen zeigen, dass der Elektrofahrzeughochlauf auch unter dem Status quo, dem ungesteuerten bzw. isolierten Laden, nicht zwangsläufig zu Netzengpässen führen muss. Die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen steigt jedoch.
- Netzorientiertes Laden, bspw. in Form von Zeitfenstern mit Leistungsbegrenzungen für Wallboxen, kann Lastspitzen und damit Netzengpässe begrenzen. Der Ansatz kann jedoch auch zu Ineffizienzen führen, wenn die Abregelung von Ladeprozessen pauschal und nicht bedarfsgerecht erfolgt und somit die vorhandene Infrastruktur nicht optimal ausgenutzt wird.
- Marktorientiertes Laden und die Berücksichtigung von variablen Strompreisen ist aus Endkundensicht attraktiv, da Ladekosten deutlich reduziert werden können. Im untersuchten Fallbeispiel sinken die Ladekosten um ca. 25 % im Vergleich zum Status quo mit konstanten Strompreisen.
- Variable Strompreise können jedoch die Spitzenlast im Vergleich zum ungesteuerten Laden durch Herdenverhalten deutlich erhöhen. In der vorgestellten Fallstudie steigt die Spitzenlast um bis zu 75 % an. Der Einsatz variabler Strompreise kann dadurch schon bei Durchdringungsraten von 30 % zu Engpässen im Verteilnetz führen. Dadurch erhöht sich der Bedarf an Flexibilität maßgeblich.
- Durch systemorientiertes Laden, der Kombination von Netz- und Marktsignalen und die Ausnutzung des Flexibilitätspotenzials von Ladevorgängen können Engpässe im Verteilnetz vermieden und Ladekosten reduziert werden. In der Analyse stiegen die Ladekosten durch die kombinierte Berücksichtigung von Markt und Netz nur marginal um 0,7 % gegenüber dem Laden mit variablen Strompreisen ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen.
- Die Umsetzung des optimal systemorientierten Ladens ist in der Praxis auf Grund von regulatorischen Hürden aktuell noch nicht umsetzbar. Hinzu kommt ein sich verzögernder Smart-meter-Rollout, der eine Umsetzung aus technischer Sicht erschwert.

Das gezielte Lademanagement von Elektrofahrzeugen ist eine Koordinationsaufgabe

Mit der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors steigt die Stromnachfrage und somit die Last in Verteilnetzen. Eine hohe Gleichzeitigkeit der zusätzlichen Nachfrage, bspw. in Form unkoordinierter Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen, kann dazu führen, dass die Häufigkeit kritischer Situationen auf Verteilnetzebene steigt.

Ein hoher Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene wird damit wahrscheinlicher. Eine Möglichkeit, um Netzausbau zu vermeiden ist die Nutzung von Flexibilität, sowohl auf Nachfrage- als auch auf Erzeugerseite. Eine Verschiebung von Angebot und Nachfrage in Zeit und theoretisch auch Raum (z.B. Laden des Elektrofahrzeugs an unterschiedlichen Orten) kann temporäre Lastspitzen mindern. Die Integration der neuen Nachfrage in das Gesamtsystem wird damit zu einer Koordinationsaufgabe. Dabei gilt es verschiedene Akteure im Zusammenhang mit der Nutzung von Flexibilität so zu koordinieren, dass die jeweiligen Interessen bestmöglich erfüllt werden. Die Koordinationsaufgabe hat drei Komponenten (vgl. Abbildung 1).

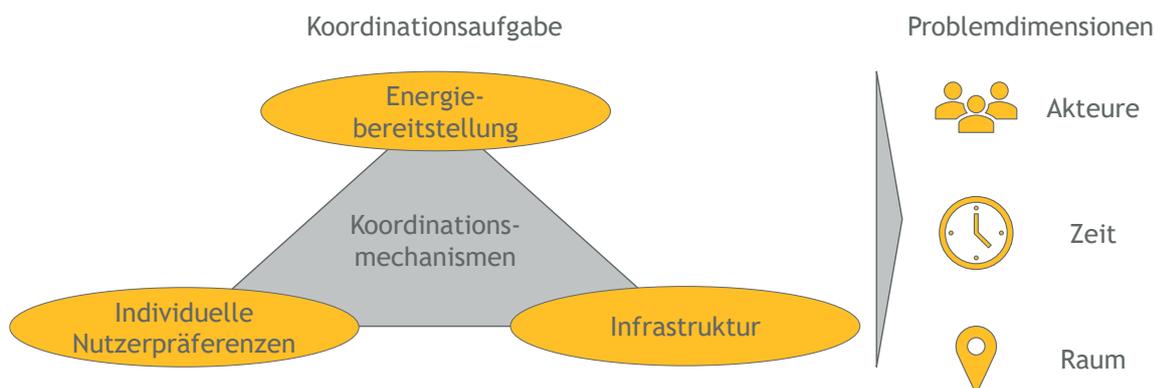


Abbildung 1: Die Koordinationsaufgabe

Die erste Komponente betrifft die Stromerzeugung und Energiebereitstellung. Diese soll in Zukunft primär durch die Nutzung erneuerbarer Energien erfolgen. Dazu wird vor allem im Verkehrs- und Wärmesektor eine breite Elektrifizierung forciert (EWI, 2021). Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ist jedoch stark wetter- und tageszeitabhängig. Energieverbrauch und Einspeisung von Erneuerbaren sollten deshalb zeitlich koordiniert werden, um sowohl eine Unter- als auch eine Übererzeugung zu vermeiden. Einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich von Nachfrage und Verbrauch können Strompreise liefern. So enthält der Börsenstrompreis u.a. auch Informationen über die Einspeisung von PV- und Windenergieanlagen. Je höher deren Einspeisung, desto geringer ist der Strompreis bei gegebener Nachfrage. Ist die Stromnachfrage in der Lage auf Preissignale zu reagieren, bietet sich die Möglichkeit, Strombezugskosten zu reduzieren, während Energieversorger ihre Beschaffungsprofile glätten können.

Die zweite Komponente ist die Bereitstellung der Infrastruktur und die Netzbetriebsführung. Diese liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber, welche den möglichst unterbrechungslosen Betrieb ihrer Stromnetze garantieren müssen. Hierfür sind Entscheidungskompetenzen und

Handlungsspielräume notwendig, um Engpasssituationen zu vermeiden und notfalls auf diese reagieren zu können. Engpasssituationen können sowohl erzeugungs- als auch die verbrauchsseitig getrieben sein.

Die dritte Komponente betrifft den Verbrauch und das Nutzungsverhalten im Endverbrauch. Dieses richtet sich primär nach individuellen Nutzungspräferenzen und weniger nach dem Angebot an EE-Strom oder der Belastungssituation des Netzes. So steht für Nutzer von Elektrofahrzeugen z.B. die eigene Mobilität („Mobility-First-User“) und damit zumindest an der eigenen Ladesäule die uneingeschränkte Lademöglichkeit im Vordergrund. Bei gleichen Nutzungsmustern und einer hohen Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen mehrerer Fahrzeuge kann sich die Spitzenlast deutlich erhöhen und die Netzstabilität gefährden. Ähnlich kann es sich bei Wärmepumpen verhalten.

Um Konflikte zwischen den drei Komponenten und den Interessen der beteiligten Akteure zu vermeiden, müssen Verbrauch, Erzeugung und Netz aufeinander abgestimmt werden. Dazu sind Koordinationsmechanismen bspw. in Form von Märkten und Preissignalen notwendig. Sie zielen darauf ab, Flexibilitätspotenziale in Verbrauch und Erzeugung zu heben, um Netzengpässe zu vermeiden. Die hierzu einsetzbaren Koordinationsmechanismen werden dabei durch das Marktdesign und die Regulatorik bestimmt. Eine der gesetzlichen Grundlagen dazu ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). In den Paragraphen 13ff und 14ff werden dort die Rechte und Pflichten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern und damit auch die Regelung von Erzeugung und Verbrauch adressiert.

Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen fallen unter §14a EnWG. Hier werden Regeln für den Umgang mit *steuerbaren Verbrauchseinrichtungen* in der Niederspannung definiert. Bislang sieht das Gesetz vor, dass Lieferanten und Letztverbrauchern, die ihrem Netzbetreiber einen netzdienlichen Betrieb ihrer steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ermöglichen, ein reduziertes Netzentgelt eingeräumt werden kann. Elektrofahrzeuge werden dabei explizit als steuerbare Verbrauchseinrichtung definiert. Das Gesetz behält es zudem der Bundesregierung in Form einer Verordnungsermächtigung vor, das Gesetz konkreter auszugestalten. Dies betrifft insbesondere die Netzentgeltreduzierung, die Steuerungshandlungen sowie die Handlungskompetenzen der beteiligten Akteure. In Anbetracht der wachsenden Dynamik beim Elektrofahrzeughochlauf erscheint eine Novellierung dringend notwendig.

Mit Blick auf das Laden von Elektrofahrzeugen und die konkrete Ausgestaltung von §14a sind grundsätzlich verschiedene Koordinationsmechanismen denkbar, die u.a. durch die vorschreitende Digitalisierung ermöglicht werden. Dabei gibt es eine Vielzahl von Ansatzmöglichkeiten mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen sowie unterschiedlichen Wechselwirkungen zwischen Markt und Netz. Im Rahmen dieser Studie wird eine Methodik entwickelt, mit der mögliche Ansätze netzknotenscharf und szenarienbasiert auf Verteilnetzebene untersucht werden können. In einer ersten Analyse werden zunächst Mengensignale aus dem Netz und Preissignale aus dem Strommarkt als Koordinationsmechanismen betrachtet und mit dem theoretischen Optimum und dem Status-quo verglichen. Die Grundlage für die Untersuchungen stellt ein synthetisches Verteilnetz dar, das auf ein Zukunftsszenario im Jahr 2030 konfiguriert ist.

Es können unterschiedliche Ladekonzepte differenziert werden, die sich hinsichtlich ihrer Effizienz und Schwerpunkte unterscheiden

Die verschiedenen Ladekonzepte werden nachfolgend in Bezug auf den Koordinationsbedarf mit der Abbildung 2 eingeordnet und beschrieben. Von links nach rechts ergeben sich so Treppenstufen. Je höher die Stufe bzw. das Level, umso mehr Akteure interagieren, wodurch sich der Koordinationsaufwand, aber auch die Effizienz in Bezug auf das sozio-ökonomische Optimum erhöht.

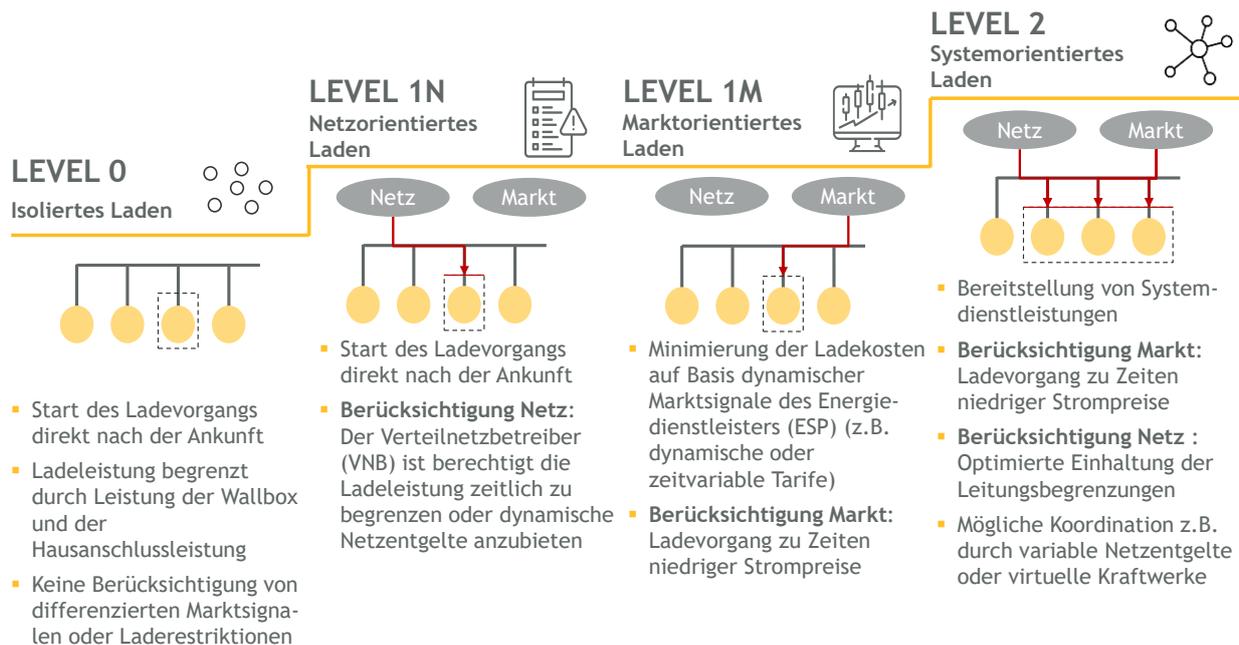


Abbildung 2: Differenzierte Ladekonzepte

Level 0 - Isoliertes Laden: Das isolierte Laden stellt den weit verbreiteten Status quo und den Referenzfall für die nachfolgenden Berechnungen dar. Bei dieser Stufe wird das Elektrofahrzeug entsprechend dem uneingeschränkten und unbeeinflussten Nutzerverhalten geladen. Das Verhalten ist annahmegemäß durch den Start des Ladevorgangs direkt nach der Ankunft zu Hause charakterisiert. Die Ladeleistung wird lediglich durch die Leistung der Ladesäule sowie die Hausanschlussleistung begrenzt. Der Ladevorgang ist abgeschlossen, sobald die Batterie vollständig geladen ist. Darüber hinaus zielen Fahrzeugbesitzer unter den aktuellen Rahmenbedingungen typischerweise auf die Eigenverbrauchmaximierung ab, sofern zusätzlich noch eine PV-Anlage inklusive Speicher vorhanden ist.

Level 1N - Netzorientiertes Laden: Eine Erweiterung des einfachen und unkoordinierten Ladens, entsprechend den reinen Nutzerpräferenzen, stellt die Berücksichtigung von Signalen seitens des Netzes bzw. des Verteilnetzbetreibers dar. Diese können sowohl Mengensignale, bspw. die Begrenzung des Strombezugs für bestimmte Anlagen in bestimmten Zeitintervallen, als auch Preissignale, bspw. in Form variabler oder leistungsabhängiger Netzentgelte, umfassen. Signale aus dem Netz geben Knappheiten in Bezug auf die Netzinfrastruktur wieder. In der einfachsten Umsetzung dieses Konzepts kann bspw. die abgegebene Leistung aller Wallboxen in einem Strang

in einem a-priori definierten Zeitfenster, in dem Engpässe erwartet werden, pauschal begrenzt werden. Auf diese Weise werden Lastspitzen vermieden und der Ladevorgang in weniger kritische Zeitbereiche verschoben. Zwar berücksichtigt dieser Ansatz die diskriminierungsfreie Begrenzung aller Ladevorgänge, allerdings werden die Ladevorgänge durch die pauschale Abregelung nicht optimal gesteuert und es wird oft stärker als notwendig eingegriffen. Dies führt zu Ineffizienzen, die im Rahmen dieser Kurzstudie untersucht werden sollen.

Level 1M - Marktorientiertes Laden: Signale, die das Ladeverhalten beeinflussen, können auch von Energiedienstleistern bereitgestellt werden. Diese Signale haben keinen Bezug zur aktuellen Auslastung des Netzes, sondern haben den Zweck die schwankenden Großhandelspreise für Strom an den Endkunden weiterzugeben. Variable Strompreise geben Knappheiten in Bezug auf die elektrische Energie und damit auch über die Verfügbarkeit von EE-Strom wieder. Mögliche Ausgestaltungen sind Time-of-use-Tarife (TOU-Tarife) und flexible Stromtarife. Für Endkunden bieten sich Sparpotenziale, wenn Strom zu Zeiten verbraucht wird, in denen der Strompreis niedrig ist. Allerdings muss auch entsprechend mehr gezahlt werden, wenn der Strompreis besonders hoch ist. Intelligente Steuerungssoftware bietet hier ein großes Automatisierungspotenzial. Möglich ist es daher das Elektrofahrzeug zwar direkt nach dem Eintreffen zu Hause mit der Ladesäule zu verbinden, aber den Ladevorgang entsprechend der Höhe der Strompreise automatisiert zu steuern. Dies hat den Effekt, dass im Vergleich zum ungesteuerten Laden die Ladekosten für Endkunden reduziert werden können. Der Ansatz kann sich jedoch nachteilig auf das Stromnetz auswirken. Wenn alle Elektrofahrzeuge in einem Verteilnetz denselben variablen Strompreis bekommen, kann sogenanntes Herdenverhalten auftreten. In dem Fall werden alle Elektrofahrzeuge zum selben Zeitpunkt geladen. Die erhöhte Gleichzeitigkeit verstärkt Netzengpässe.

Level 2 - Systemorientiertes Laden: Bei der letzten Stufe, dem systemorientierten Laden, werden die Vorteile des netz- bzw. marktorientierten Ladens kombiniert. Das Konzept entspricht einem optimalen Ladeverhalten, das Ladekosten minimiert und gleichzeitig Netzrestriktionen berücksichtigt. Dieser Ansatz stellt somit die theoretische optimale Lösung des skizzierten Koordinationsproblems dar. Unter Berücksichtigung variabler Strompreise wird für die optimale netzdienliche Koordinierung der Ladevorgänge der Einfluss der einzelnen dezentralen Assets auf Engpässe berücksichtigt. In kritischen Situationen wird die zu verschiebende Ladeleistung minimiert, indem Ladeprozesse gemäß ihrem Einfluss auf den Engpass verursachungsgerecht verschoben werden. Gleichzeitig erfolgt die Minimierung der Ladekosten durch die Verwendung variabler Strompreise. Die Umsetzung dieses Konzepts kann auf unterschiedlichen Wegen geschehen. So könnten bspw. Verteilnetzbetreiber durch lokale und zeitlich differenzierte Netzentgelte den Einfluss auf einen Netzengpass pönalisieren, während der Energieversorger variable Strompreise anbietet. Alternativ könnte ein neuer Akteur, bspw. in der Ausgestaltung eines virtuellen Kraftwerkes, einerseits Preissignale aus dem Großhandel an die Kunden weitergeben und andererseits die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge intelligent steuern, um Netzengpässe zu vermeiden. Dies könnte bspw. durch einen Flexibilitätsmarkt angereizt werden.

Die verschiedenen Ladekonzepte werden in der Anwendung auf ein repräsentatives Verteilnetz miteinander verglichen

Die verschiedenen Ladekonzepte werden mit einer Konfiguration eines repräsentativen Verteilnetzes evaluiert. Dazu werden ein Markt- und ein Netzmodell gekoppelt, um sowohl ökonomische als auch technische Implikationen der verschiedenen Ladekonzepte zu bewerten.

Das betrachtete Modellnetz besteht aus einem Mittelspannungsnetz mit 115 Knoten, an die mehrere Niederspannungsnetze angeschlossen sind, die wiederum insgesamt 1025 Knoten enthalten (Meineke et al, 2020).¹ In der Konfiguration der Haushalte an den Niederspannungsknoten werden alle wesentlichen Anlagentypen, wie Power-to-Heat-, KWK-, Erneuerbaren- und Speicheranlagen sowie Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Durchdringungsraten für die entsprechenden Anlagen werden für das Jahr 2030 mit einer zufälligen Allokation basierend auf der dena Leitstudie „Integrierte Energiewende“ bestimmt (dena, 2018). In der Grundkonfiguration liegt die Durchdringungsrate für Elektrofahrzeuge bei ca. 30 %. Das bedeutet, dass an 30 % aller Knoten im Verteilnetz, die einem Haushalt entsprechen, eine Ladesäule sowie ein Elektrofahrzeug existiert. Die Basiskonfiguration einer dreißigprozentigen Durchdringung von Elektrofahrzeugen, entspricht bereits in etwa einer Gesamtzahl von ca. 14 bis 15 Mio. reinen Elektrofahrzeugen bei insgesamt ca. 48 Mio. PKW in Deutschland. In Form von Sensitivitätsbetrachtungen wird diese Durchdringungsrate auf 40 % und 50 % erhöht.

Die Einsatzoptimierung der im Netz angesiedelten Anlagen wird mittels des EWI Modells EASE zur Anlagenvermarktung durchgeführt (Birk et al, 2021). Ziel der Modellierung in EASE ist es, einzelne Haushalte mit ihrer jeweiligen Strom- und Wärmenachfrage und ihren installierten, steuerbaren Assets abzubilden und den Betrieb zu simulieren. Dabei können unterschiedliche Geschäftsmodelle für dezentrale Anlagen abgebildet und die Assets auf Day Ahead-, Intraday- und Regelleistungsmärkten vermarktet und die jeweiligen Erlöse quantifiziert werden. In das Modell gehen technische Eigenschaften und ökonomische Parameter der Anlagen sowie Preiszeitreihen der verschiedenen Strommärkte ein. Die techno-ökonomischen Daten basieren auf der dena Leitstudie „Integrierter Energiewende“ (dena, 2018).

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist flexibel modelliert, sodass die Anlagen steuerbar sind. Die Förderregime, wie die Einspeisevergütung oder das Marktprämienmodell, sind gemäß des EEG abgebildet. Elektrofahrzeuge werden als erweiterte Speicher modelliert, wobei das Fahrverhalten der Elektrofahrzeuge über Zeitreihen in das Modell eingeht (Birk et al, 2021). Die Zeitreihen enthalten Informationen über den Netzanschluss und den Energiebedarf für die durchgeführten Fahrten. Für die vorgenommene Betrachtung wird angenommen, dass Elektrofahrzeuge nur unidirektional und mit bis zu 11 kW geladen werden können. Die sonstige Strom- und Wärmenachfrage der Haushalte ist unflexibel modelliert, um die Effekte flexiblen Ladeverhaltens auf das Gesamtsystem isoliert untersuchen zu können. Die Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge werden je nach betrachteten Ladekonzept unter der Voraussetzung variiert, dass eine ausreichend geladene Batterie beim Start der nächsten Fahrt erfüllt ist. Outputs der

¹ Für die durchgeführten Analysen wird eine Netzkonfiguration verwendet, die grundlegend auf dem Netz „1-MVLV-semiurb-all-0-sw“ aus dem SimBench-Projekt basiert.

Bei einer rein marktlichen Betrachtung sind variable Strompreise aus Endkundensicht attraktiv

Zunächst wird das rein marktbasierete Ergebnis, welches sich durch die Anwendung von EASE ergibt, betrachtet. Verglichen wird das Ladekonzept 1M, für das variable Strompreise angenommen werden, mit den isolierten Laden (Level 0). Das isolierte Laden dient dabei als Referenzfall. Zusätzlich werden Sensitivitäten in Form unterschiedlicher Durchdringungsraten zwischen 30 und 50 % abgebildet. Die hier zunächst betrachteten Stufen sind in dem Ablaufdiagramm in Abbildung 4 mit der roten Farbe hervorgehoben.

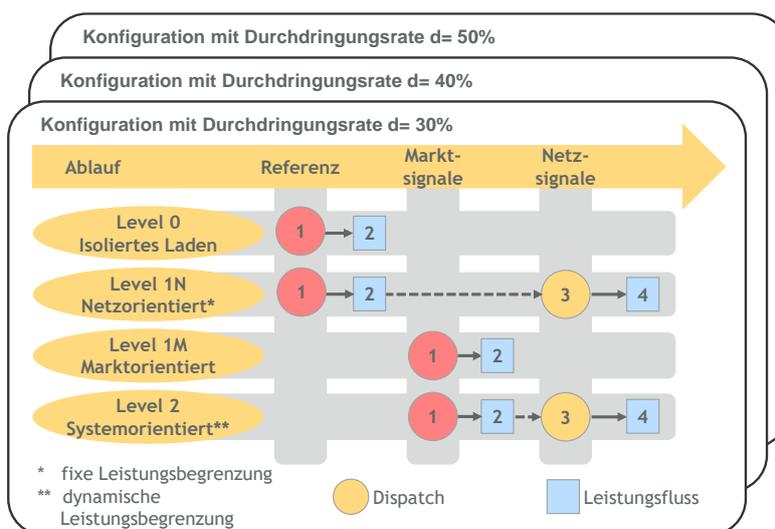


Abbildung 4: Aktuelle Position im Ablaufdiagramm der verschiedenen Ladekonzepte

Die Nutzung variabler Strompreise hat einen erheblichen Einfluss auf die Ladekosten des Endkunden. In der Tabelle 1 sind diese Auswirkungen dargestellt. Für die verschiedenen Durchdringungsrate werden die Ladekosten für Level 0 (isoliertes Laden) als Referenz auf 100 % gesetzt. Für Level 1M (signalbasiertes Laden mit Marktperspektive) wird dann die Abweichung der Ladekosten im Vergleich zu Level 0 angegeben.

Tabelle 1: Vergleich der Ladekosten für Level 0 und 1M in Abhängigkeit der Durchdringungsrate

Durchdringung	Use Case	Ladekosten (gesamt)
30 %	Level 0	100 %
	Level 1M	73,5 % (-26,5 %)
40 %	Level 0	100 %
	Level 1M	74,6 % (-25,4 %)
50 %	Level 0	100 %
	Level 1M	75,4 % (-24,6 %)

Zu sehen ist, dass sich die Ladekosten bei allen abgebildeten Durchdringungsraten durch die Nutzung variabler Strompreise erheblich reduzieren lassen. Die größte Einsparung konnte mit 26,5 % bei einer Durchdringungsrate von 30 % identifiziert werden. Bei einer Durchdringungsrate von 50 % liegt die Einsparung bei rund 24,6 %. Szenarioübergreifend lassen sich folglich rund ein Viertel der Ladekosten durch die Nutzung variabler Strompreise einsparen. Auch wenn die relative Kosteneinsparung mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen abnimmt, steigt die absolute Ersparnis aufgrund der insgesamt höheren Ladekosten.

Reine Strompreissignale können zusätzliche Engpässe hervorrufen

Variable Strompreise führen dazu, dass Elektrofahrzeuge den Ladevorgang auf Zeitintervalle verschieben, in denen die Preise besonders niedrig sind. Wenn eine große Anzahl an Fahrzeugen dieses Verhalten aufweist, spricht man von einem Herdenverhalten mit einer einhergehend hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge. In der Folge erhöht sich die Spitzenlast im Netz.

In der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Abbildung 5 ist die Belastung eines einzelnen beispielhaften Transformators für alle betrachteten Zeitpunkte dargestellt. Auf der y-Achse ist die prozentuale Auslastung dargestellt. Verglichen werden Level 0 (isoliertes Laden) mit Level 1M (marktorientiertes Laden). Außerdem sind die Ergebnisse für die drei verschiedenen Durchdringungsraten mit Elektrofahrzeugen dargestellt.

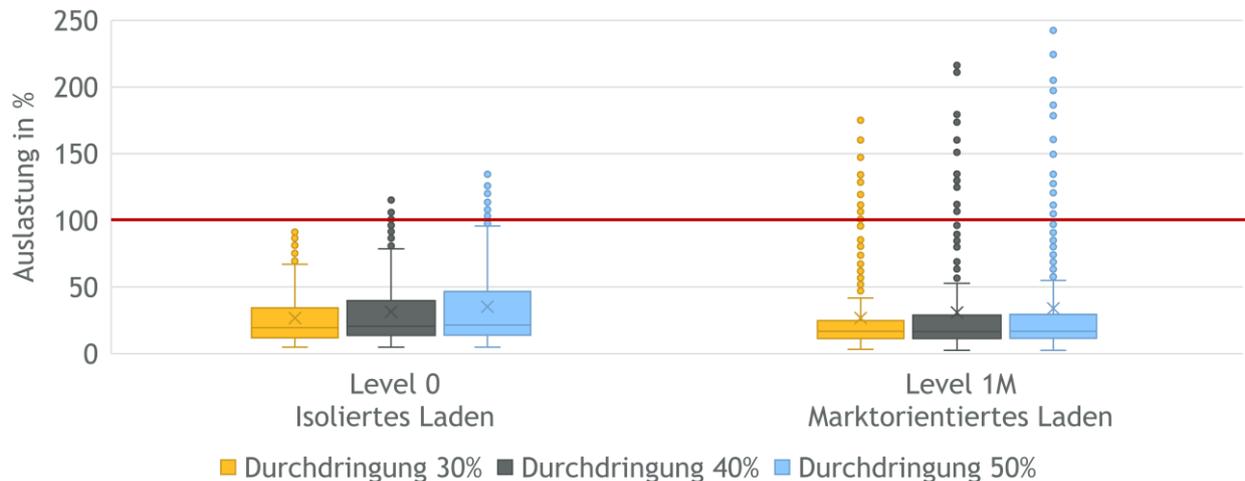


Abbildung 5: Auslastung eines Transformators bei Level 0 und Level 1M

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass im Falle des isolierten Ladens bei einer Durchdringungsrate von 30 % noch keine Engpässe an dem betrachteten Transformator auftreten. Durch einen Hochlauf der Elektromobilität muss es also auch unter dem techno-ökonomischen Status quo nicht zwangsläufig zu Netzengpässen kommen. Dies belegen auch Studien von Verteilnetzbetreibern für ihr jeweiliges Netzgebiet (vgl. IWR, 2019 und Groß, 2020). Deutsche Verteilnetze haben teilweise noch Puffer, um in den kommenden Jahren weitere Elektrofahrzeuge und die notwendigen Ladesäulen in die Netze zu integrieren. Dies ändert sich jedoch bei Durchdringungsraten von 40 und 50 %. Zu einzelnen Zeitpunkten kommt es hier zu Überlastungen.

Zu sehen ist auch, dass marktorientiertes Laden im Falle der Verwendung von variablen Strompreisen zu einer deutlich höheren Belastung in einzelnen Zeitpunkten führt. Durch die höhere Gleichzeitigkeit kommt es auch schon bei einer Durchdringung von 30 % zu Engpässen. Des Weiteren lässt sich aus den Boxplotdiagrammen ablesen, dass die Häufigkeit niedrigerer Auslastungen im Falle von Level 1M steigt. Dies ist an der Stauchung der Boxplots gegenüber Level 0 zu erkennen. Dafür nehmen die Ausreißer, also die Zeitpunkte mit sehr hohen Belastungen, jedoch deutlich zu.

Die Unterschiede in Bezug auf die Spitzenlast in den zwei verschiedenen Use Cases Level 0 und Level 1M verdeutlicht auch die nachfolgende Tabelle 2. In dieser ist die Spitzenlast lediglich in Bezug auf den Strombezug von Elektrofahrzeugen angegeben. Differenziert wird auch hier wieder zwischen den verschiedenen Durchdringungsraten.

Tabelle 2: Vergleich der Spitzenlast in den verschiedenen Use Cases in Abhängigkeit der Durchdringungsrate

Durchdringung	Use Case	Spitzenlast, bezogen auf Elektrofahrzeuge
30%	Level 0	1,87 MW
	Level 1M	3,25 MW (+74 %)
40%	Level 0	2,79 MW
	Level 1M	4,30 MW (+54 %)
50%	Level 0	3,61 MW
	Level 1M	5,34 MW (+48 %)

Die Tabelle 2 veranschaulicht, dass die Spitzenlast der Elektrofahrzeuge von 1,87 MW bei Level 0 und einer Durchdringungsrate von 30 % auf rund 5,34 MW bei einer Durchdringungsrate von 50 % ansteigt. Variable Strompreise erhöhen die Spitzenlast um bis zu 74 % im Szenario mit einer Durchdringungsrate in Höhe von 30 %. Bei höheren Durchdringungsraten sind es noch rund 50 %. Die absolute Reduktion der Lastspitze steigt mit der Durchdringungsrate.

Im gesamten betrachteten Netzgebiet kommt es im Falle von Level 0 und einer Durchdringungsrate von 30 % zu keinem Zeitpunkt zu Überlastungen an Transformatoren oder Leitungen. Bei Durchdringungsraten von 40 und 50 % sind es hingegen 19 bzw. 37 Zeitpunkte von insgesamt 288. Im Fall von Level 1M steigt die Anzahl der Zeitpunkte mit Überlastungen von Transformatoren und Leitungen. Bei einer Durchdringungsrate von 30 % sind es 14 Zeitpunkte und bei Durchdringungsraten in Höhe von 40 und 50 % sind es 30 bzw. 37 Zeitpunkte.

Durch netzdienstliches Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge können Engpässe vermieden werden

Die bisherigen Rechnungen haben gezeigt, dass sowohl beim isolierten Laden (Level 0) mit höheren Durchdringungsraten, als auch beim Laden mit variablen Strompreisen (Level 1M) Netzengpässe im Verteilnetz auftreten können. Diese können durch Ladekonzepte, wie dem netzorientierten Laden (Level 1N) und systemorientierten Laden (Level 2) vermieden werden. In beiden Ansätzen werden Netzzustände bei der Optimierung des Ladeverhaltens berücksichtigt, was in der Abbildung 6 durch den dritten Schritt (rote Markierung) gekennzeichnet ist.

Bei Level 1N werden vom Netzbetreiber Zeitfenster mit Leistungsbegrenzungen für alle Ladesäulen a-priori definiert. Die maximale Ladeleistung wird im Rahmen dieser Analysen für einen definierten Zeitbereich um 50 % abgesenkt.

Bei Level 2 lässt sich mit den Informationen über die aktuelle Betriebsführung der berücksichtigten Assets und der gemessenen Netzbelastung der Einfluss eines einzelnen Assets auf einen bestimmten Leitungsabschnitt im Verteilnetz quantifizieren. Diese Information des marginalen Einflusses wird dazu genutzt, um einzelne Assets so zu steuern, dass mit möglichst wenig Einschränkungen der Ladevorgänge eine Engpasssituation vermieden wird.

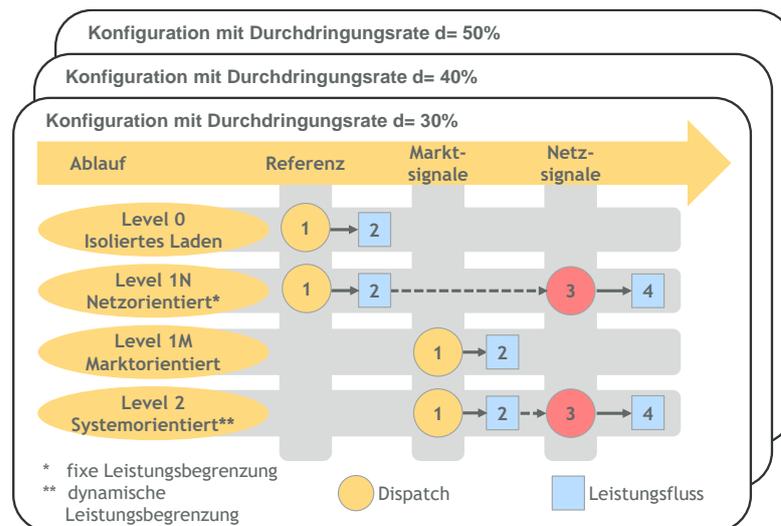


Abbildung 6: Aktuelle Position im Ablaufdiagramm der verschiedenen Ladekonzepte

In der Abbildung 7 sind die Charakteristika der Ergebnisse in Bezug auf die Auslastung einer repräsentativen Leitung im Netzgebiet dargestellt. Bei der Durchdringungsrate von 30 % kommt es beim Ladekonzept Level 1M im Vergleich zu Level 0 zu zahlreichen Engpasssituationen. Durch intelligentes Steuern des Ladeverhaltens der Elektrofahrzeuge bei Level 2 lassen sich die Engpässe beseitigen.

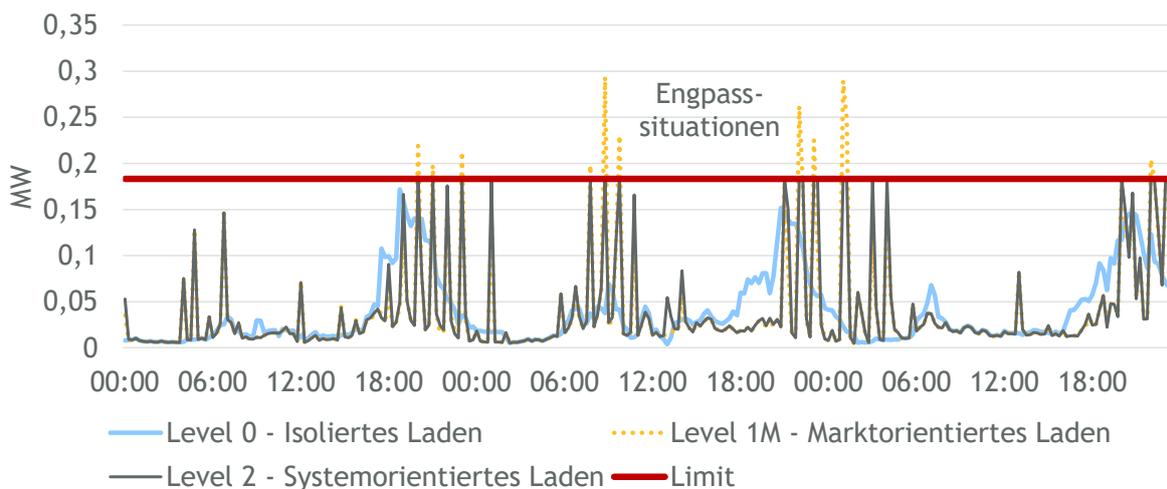


Abbildung 7: Leistungsfluss auf einer repräsentativen Leitung bei einer Durchdringungsrate von 30 %

Zusammenfassend sind die Auswirkungen der verschiedenen Ladekonzepte in Bezug auf Ladekosten, Spitzenlast und Flexibilitätsbedarf in der Tabelle 3 gegenübergestellt. Alle drei Auswertungsparameter beziehen sich nur auf die Elektrofahrzeuge und deren Ladeflexibilität zur Beseitigung der Engpässe durch zeitliche Verschiebung. Die Höhe der Flexibilität ergibt sich aus der Abweichung der Ladeprofile vor und nach Beseitigung des Engpasses (vgl. auch ewi, 2019).

Tabelle 3: Vergleich der Ergebnisse für alle Level und Durchdringungsraten

Durchdringung	Use Case	Ladekosten	Spitzenlast	Flexibilitätsbedarf
30%	Level 0	100 %	1,87 MW	-
	Level 1N	100 %	1,87 MW	0,0 MWh
	Level 1M	73,5 %	3,25 MW	-
	Level 2	74,0 %	2,94 MW	2,7 MWh
40%	Level 0	100 %	2,79 MW	-
	Level 1N	100 %	2,41 MW	7,2 MWh
	Level 1M	74,6 %	4,30 MW	-
	Level 2	75,1 %	2,85 MW	19,6 MWh
50%	Level 0	100 %	3,61 MW	-
	Level 1N	100 %	2,65 MW	24,9 MWh
	Level 1M	74,9 %	5,34 MW	-
	Level 2	75,4 %	2,53 MW	54,2 MWh

Die Auswertung zeigt, dass die Ladekosten durch variable Strompreise in etwa um 25 % im Vergleich zum Status quo gesenkt werden können. Die Beseitigung der Engpässe bei variablen Strompreisen führt dazu, dass nicht mehr alle Elektrofahrzeuge zu Zeitpunkten mit den niedrigsten Strompreisen geladen werden können. Die sich dadurch ergebenden Mehrkosten liegen jedoch im Schnitt nur 0,7 % über den Kosten vor der Engpassbeseitigung.

Bei Betrachtung der Spitzenlast zeigt sich insbesondere bei hohen Durchdringungsraten, dass diese ohne netzdienliche Steuerung deutlich über der maximalen Belastungsgrenze liegt. Die zulässige Spitzenlast liegt in dem hier betrachteten Netzgebiet zwischen 2,4 und 2,9 MW. Die Bandbreite ergibt sich durch die unterschiedlichen Orte der Leitungs- und Transformatorüberlastungen in den verschiedenen Use Cases und Szenarien mit den unterschiedlichen Durchdringungsraten. Bei einer Durchdringungsrate von 50 % in Kombination mit variablen Strompreisen muss die Spitzenlast um bis zu 2,81 MW reduziert werden.

Das Absenken der Spitzenlast unter Betrachtung aller Zeitpunkte zeigt sich auch in dem Einsatz der Flexibilität. Die in der letzten Spalte der Tabelle dargestellte Menge an Flexibilität muss durch die Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden. Bei Durchdringungsraten von 40 bis 50 % wird im Fall von variablen Strompreisen mehr als doppelt so viel Flexibilität benötigt als im Fall konstanter Strompreise. Die Ergebnisse zeigen auch, dass eine hohe Spitzenlast und eine hohe Durchdringungsrate mit einem höheren Einsatz an Flexibilität korreliert.

Abschließend wird mit der nachfolgenden Abbildung 8 veranschaulicht, wie sich die Belastung eines repräsentativen Transformators unter Betrachtung aller Zeitpunkte in den einzelnen Use Cases und Sensitivitäten mit den unterschiedlichen Durchdringungsraten verändert.

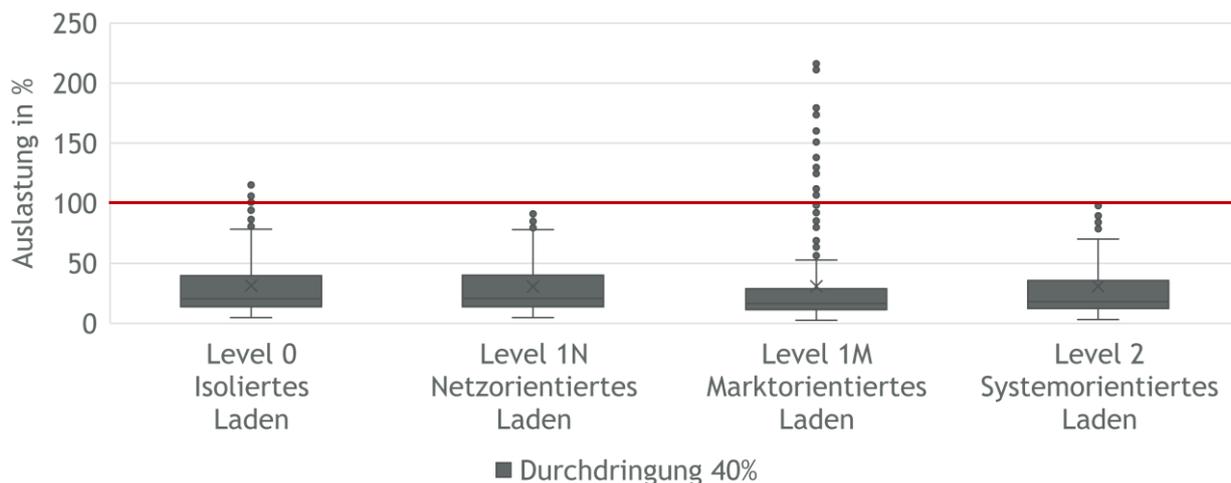


Abbildung 8: Auslastung eines repräsentativen Transformators bei Level 0, 1N, 1M und 2

Anhand der Boxplots ist zu erkennen, dass beim isolierten Laden (Level 0) Engpässe erst ab einer Durchdringungsrate von 40 % auftreten. Diese Überlastungen werden dann durch pauschales Abregeln in den Engpasssituationen entsprechend Level 1N aufgelöst. An der Boxplotdarstellung für die Durchdringungsrate von 40 % ist jedoch zu erkennen, dass diese Art der Engpassbeseitigung Ineffizienzen aufweist. Zu erkennen ist dies bei Level 1N durch die Lücke zwischen dem obersten

Punkt im Boxplot und der eingezeichneten Linie zur Visualisierung der maximalen Auslastung des Transformators. Die pauschale Abregelung der Ladevorgänge im Verteilnetzstrang hinter dem Engpass führt dazu, dass tendenziell zu viel abgeregelt wird.

Variable Strompreise führen ohne Berücksichtigung des Netzes zunächst dazu, dass die maximale Auslastung des Transformators vor allem bei hohen Durchdringungsraten deutlich überschritten wird. Dies ist beim marktorientierten Laden (Level 1M) der Fall. Die Häufigkeit von Engpasssituation wird gegenüber Level 0 deutlich erhöht.

Die beobachteten Effekte erschweren die denkbare Kombination einer pauschalen Leistungsbegrenzung (Level 1N) mit variablen Strompreisen (Level 1M). Aus einer ineffizienten Abregelung folgt, dass Potentiale zur Reduktion von Ladekosten nicht voll ausgeschöpft werden. Zudem hängt auf Grund des beobachteten preisgetriebenen Herdenverhaltens die Definition von Zeitfenstern für die Leistungsbegrenzung von den Großhandelspreisen ab. Eine starre a-priori festgelegte Definition von Zeitfenstern zur Leistungsbegrenzung wäre in diesem Fall schwer umsetzbar.

Im Optimum des vollständig systemorientierten Ladens ist es möglich, Ladekostenvorteile von variablen Strompreisen zu heben und gleichzeitig durch die Beachtung von Netzrestriktionen nur marginale Einbußen hinnehmen zu müssen. Dabei werden die Betriebsmittel im Netzgebiet effizient ausgelastet und Netzausbau vermieden. Die Umsetzung eines optimal systemorientierten Ladekonzepts kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen. Variable oder leistungsgebundene Netzentgelte können als Netzsignal und variable Strompreise als Marktsignal optimales Ladeverhalten anreizen. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung eines Aggregators in Form eines virtuellen Kraftwerks, das die Flexibilität der Haushalte unter Berücksichtigung von Markt- und Netzsignalen effizient koordiniert. Einer Umsetzung stehen jedoch aktuell hohe Hürden gegenüber.

Im Allgemeinen ist für die Umsetzung fortschrittlicher Ladekonzepte, wie variable Strompreise auf Basis von Real-Time-Pricing, die Digitalisierung von Haushalten (Smart-Meter-Rollout) und dem Netz notwendig. Jedoch stockt z.B. die Zertifizierung von Smart Metern, die für einen flächendeckenden Rollout notwendig ist. Viele Verteilnetze haben zudem gemein, dass kaum Daten über die Leistungsflüsse zur Verfügung stehen. Neue digitale Sensoren versprechen hier Abhilfe. Ohne eine weitreichende Digitalisierung sind mit Blick auf das Laden von Elektrofahrzeugen jedoch bereits Konzepte umsetzbar, auch wenn dadurch das techno-ökonomische Optimum nicht notwendigerweise erreicht wird. So werden bspw. „Time-of-Use“-Tarife bereits in einfachster Form (jeweils ein Hochtarif- und ein Niedertariffenster) für Wärmepumpen eingesetzt. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass Preise und Zeitfenster a-priori festgesetzt werden. Ebenso könnte eine pauschale Leistungsbegrenzung für Ladevorgänge an Wallboxen in vorab definierten Zeiträumen voreingestellt werden.

Fazit

Die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors erfordert Koordinationsmechanismen, die sowohl die Verfügbarkeiten von erneuerbarer Stromerzeugung und Infrastruktur als auch individuelle Bedürfnisse und Präferenzen von Verbrauchern berücksichtigen. Dies ist insbesondere im Kontext der zunehmenden Nutzung von Elektrofahrzeugen relevant. Vor diesem Hintergrund werden in dieser Kurzstudie verschiedene Koordinationsmechanismen für Ladevorgänge in einem zukünftigen Verteilnetz analysiert. Dabei wird marktorientiertes Laden, netzorientiertes Laden sowie die Kombination der Ansätze zu systemorientiertem Laden betrachtet.

Marktorientiertes Laden durch variable Stromtarife, die den Großhandelspreis abbilden, kann dazu beitragen, die Ladekosten von Endkunden zu reduzieren und gleichzeitig den Anteil erneuerbarer Energien am Ladestrom zu erhöhen. Das Angebot variabler Strompreise ist damit sowohl im Interesse der Energieversorger, weil es zur Glättung der Beschaffungsprofile beiträgt, als auch im Interesse von Endkunden, die zu geringeren Preisen laden können. Variable Strompreise erhöhen die Attraktivität der Elektromobilität und können dadurch einen wichtigen Beitrag zur Verkehrswende in Deutschland leisten. Einfache TOU-Tarife können hier ein Anfang zur Flexibilisierung sein.

Mit variablen Strompreisen kann jedoch die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen und damit die Spitzenlast durch sogenanntes Herdenverhalten beim Laden der Fahrzeuge zusätzlich ansteigen. In dem Fall erhöhen sich der Flexibilitätsbedarf und die Notwendigkeit der Berücksichtigung von Netzzuständen, wenn gleichzeitig Netzausbau vermieden werden soll. Die Fallstudie zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen bei höheren Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen aufgrund der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge bereits mit fixen Tarifen zunimmt. Marktorientiertes Laden verschärft das Problem der beschränkten Verfügbarkeit von Netzinfrastruktur somit zusätzlich.

Mit den vorhandenen Flexibilitätspotenzialen der Ladevorgänge können Netzengpässe und damit auch Netzausbau vermieden werden. Dies gilt grundsätzlich sowohl für den fortschrittlichen Ansatz des systemorientierten Ladens, der Markt- sowie Netzsignale berücksichtigt, als auch für einfachere rein netzorientierte Ansätze wie eine pauschale Leistungsbegrenzung. Letztere können jedoch zu ineffizienten Lösungen führen, da die vorhandene Infrastruktur nicht optimal ausgenutzt wird. In der betrachteten Fallstudie können mit beiden Ansätzen Netzengpässe vermieden werden, ohne das Mobilitätsverhalten der Fahrzeugnutzer einzuschränken.

Während die Umsetzungshürden für die Integration von Marktsignalen eher technischer Natur sind (z.B. Verzögerung Smart Meter Rollout), sind in Bezug auf Netzsignale zusätzlich noch regulatorische Hürden zu nehmen. So fehlt bspw. die regulatorische Grundlage, um bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch geeignete Konzepte netzdienliches Verhalten anzureizen. Hier bedarf es u.a. einer Reform des §14a EnWG, der steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung adressiert.

Literatur

dena (2018): Bründlinger, T., König, J. E., Frank, O., Gründig, D., Jugel, C., Kraft, P., ... & Seidl, H.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), ewi Energy Research & Scenarios, 2018.

EWI (2019): Frings, C., Jeddi, S., Sitzmann, A. (2019). Netzdienliches Flexibilitätspotenzial von Haushalten mit elektrischer Wärmeversorgung. In et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 69 (9), 2019 pp. 14-16.

EWI (2021): EWI Insights - Das „Lade-Trilemma“ beim Smart Charging von Elektroautos. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/ewi-insights-smart-charging/>

Meineke et al. (2020): Meinecke, S., Sarajlić, D., Drauz, S. R., Klettke, A., Lauven, L. P., Rehtanz, C., ... & Braun, M. (2020). Simbench—a benchmark dataset of electric power systems to compare innovative solutions based on power flow analysis. *Energies*, 13(12), 3290.

Birk et al. (2021): Birk, S., Fler, S., Holtz, G., Jeddi, S., Lilienkamp, A., Namockel, N., Schönfisch, M. und Wagner, J.: Geschäftsmodelle für Regionale Virtuelle Kraftwerke. Projektbericht Virtuelles Institut Smart Energy. 2021.

Groß (2020): Groß, U.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netze der RheinEnergie. 5. Wuppertaler Energie-Forum 13.02.2020. <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-9635/eaw0120.pdf>

IWR (2019): IWR Online. Main Donau Netzgebiet schon fit für die Elektromobilität. 2019. <https://www.iwr.de/news/main-donau-netzgebiet-schon-fit-fuer-die-elektromobilitaet-news36408>