

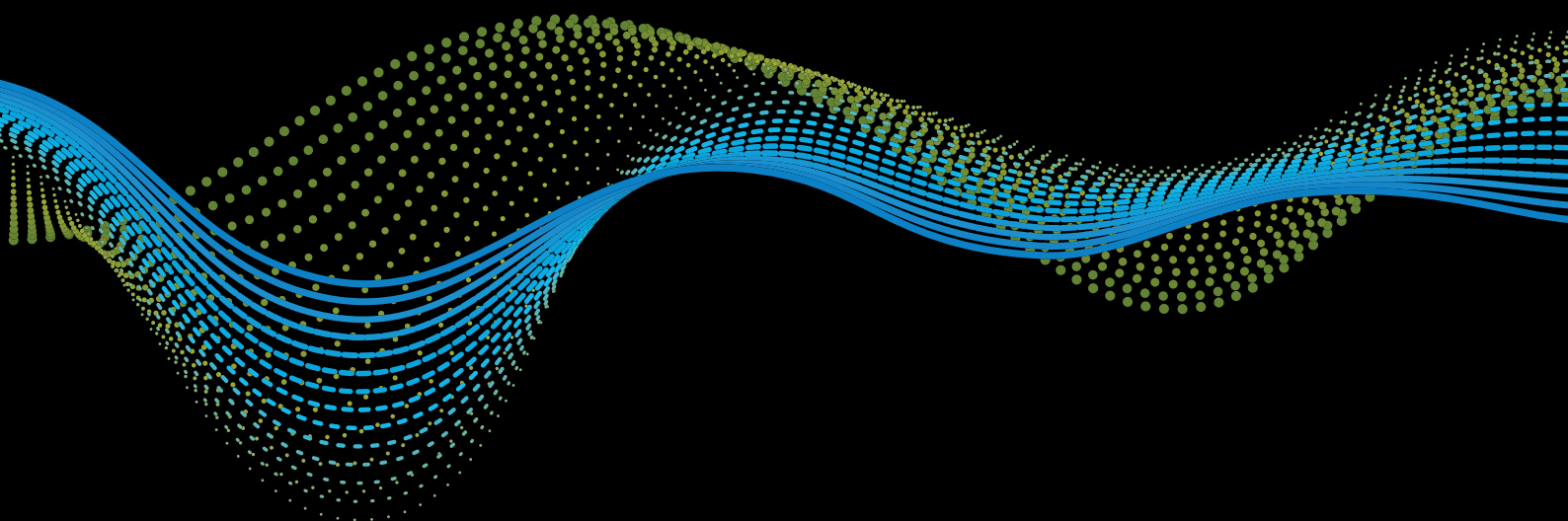
6|23

Ausgabe 6  
Dezember 2023



# e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



**Schwerpunkt** Be flexible –  
Flexibilitätpotenziale nutzen  
Marktorientiertes Laden  
von E-Autos

Von **Fabian Roloff**, Consultant, R2B Energy Consulting GmbH



# Marktorientiertes Laden von E-Autos

## Fluch oder Segen für die Verteilnetze?

Die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrssektors stellt die Verteilnetze vor große Herausforderungen. Intelligente Ladelösungen, wie marktorientiertes Laden, können die Netzintegration der Elektromobilität erleichtern, bergen aber auch Risiken für das Stromnetz.

 Von **Fabian Roloff**, Consultant, R2B Energy Consulting GmbH

Bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors wird der Elektromobilität eine tragende Rolle zukommen, insbesondere der Elektrifizierung des Individualverkehrs. Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2030 15 Millionen vollelektrische Pkw auf die Straße zu bringen. Vor allem die Verteilnetzbetreiber werden dabei vor die große Herausforderung gestellt, die Elektromobilität ins Stromnetz zu integrieren. Während eine Vielzahl an Studien sich mit der zukünftigen Belastung der Verteilnetze durch den Hochlauf der Elektromobilität beschäftigt, wurden die Auswirkungen intelligenter Ladesteuerung auf die Netzstabilität bisher oftmals nur oberflächlich untersucht.

### Laden wenn's billig ist

Bei einer intelligenten Ladesteuerung wird der Ladezeitpunkt nicht allein durch das Mobilitätsverhalten des Fahrzeugnutzers bestimmt, sondern zusätzlich nach verschiedenen Ladesignalen ausgerichtet. Beim **marktorientierten Laden** orientiert sich der Ladezeitpunkt beispielsweise am Börsenstrompreis. Variable Stromtarife, die den aktuellen Börsenstrompreis abbilden, reizen eine Beladung des Elektroautos in den günstigsten Stunden des Tages an. So lassen sich Strombezugskosten sparen und der Anteil erneuerbarer Energien am Ladestrom erhöhen, da niedrige Strompreise insbesondere in Stunden auftreten, in denen die erneuerbaren Energien viel Strom einspeisen, bei gleichzeitig geringem Gesamtverbrauch. Im Stromsystem der Zukunft kann marktorientiertes Laden daher zur effektiven Integration volatiler erneuerbarer Energien beitragen.

Smart-Charging-Anbieter ermöglichen ihren Kunden schon heute eine automatische Ausrichtung der Ladevorgänge nach Börsenstrompreisen. Durch den Smart-Meter-Rollout und die Verpflichtung aller Energieversorgungsunternehmen ab dem Jahr 2025 variable Stromtarife anzubieten (§ 41a EnWG), wird für den Großteil der Haushalte mittelfristig die Voraussetzung für marktorientiertes Laden geschaffen. Außerdem erhoffen sich E-Autohalter eine steigende Ersparnis durch immer volatilere Strompreise aufgrund des zunehmenden Anteils wetterabhängiger erneuerbarer Energien im Stromsystem. In Zukunft ist eine hohe Durchdringung marktorientierter Ladelösungen daher durchaus vorstellbar. So gehen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im aktuellen Netzentwicklungsplan davon aus, dass konservativ betrachtet 50 Prozent der E-Autos im Jahr 2037 ihre Ladevorgänge am Börsenpreis ausrichten können.

### Entlastung oder Belastung der Verteilnetze?

Aus Verteilnetzbetreibersicht ist marktorientiertes Laden mit Chancen und Risiken verbunden. Auf der einen Seite sind Marktsignale ein geeignetes Instrument, um Ladevorgänge effektiv aus Hochlastphasen zu schieben, was Netzengpässen entgegenwirkt und Investitionen in den Netzausbau spart. Auf der anderen Seite kann das einheitliche Ladesignal zu Herdenverhalten und somit zu Lastspitzen führen, die die Verteilnetzstabilität wiederum gefährden.

Vor diesem Hintergrund hat R2B Energy Consulting in einer gemeinsamen Studie mit der Arge FNB Ost, einem Zusammenschluss ost- und norddeutscher Verteilnetzbetreiber, die Auswirkungen des marktorientierten Ladens auf die Verteilnetzbelastung durch die Elektromobilität untersucht. Basierend

auf repräsentativen Mobilitätsdaten haben wir mit unserem Elektromobilitätsmodell Ladeprofile bei ungesteuertem und bei marktorientiertem Laden simuliert und die Gleichzeitigkeit des Netzbezugs berechnet. Dabei dient der Gleichzeitigkeitsfaktor Verteilnetzbetreibern bei der Netzplanung als Berechnungsgrundlage für die Netzbelastung. Das Besondere: Anders als in bisherigen Studien haben wir bei der Modellierung berücksichtigt, dass der Strompreis nicht statisch ist, sondern bei hinreichender Last auf die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge reagiert (elastische Strompreise).

### Berücksichtigung elastischer Strompreise

In der Vergangenheit hat die Annahme statischer, also nicht-elastischer Strompreise, oft zu einer deutlichen Überschätzung der Netzbelastung durch marktorientiertes Laden geführt. Bleibt eine Preisreaktion aus, laden alle bezugsbereiten E-Autos zum gleichen Zeitpunkt in der Stunde mit dem niedrigsten prognostizierten Strompreis.

In der Realität allerdings führt eine große Anzahl an Ladevorgängen, zum Beispiel in einem zukünftigen Energiesystem mit 15 Millionen E-Autos, zu einem hinreichend starken Anstieg der Stromnachfrage. Steigt die Stromnachfrage, führt das gemäß dem sogenannten Merit-Order-Prinzip zum Abruf teurerer Erzeugungstechnologien und somit zu steigenden Strompreisen – diese Preisreaktion bezeichnet man als Elastizität. Der steigende Preis wirkt sich wiederum auf das Ladeverhalten der E-Autos aus.

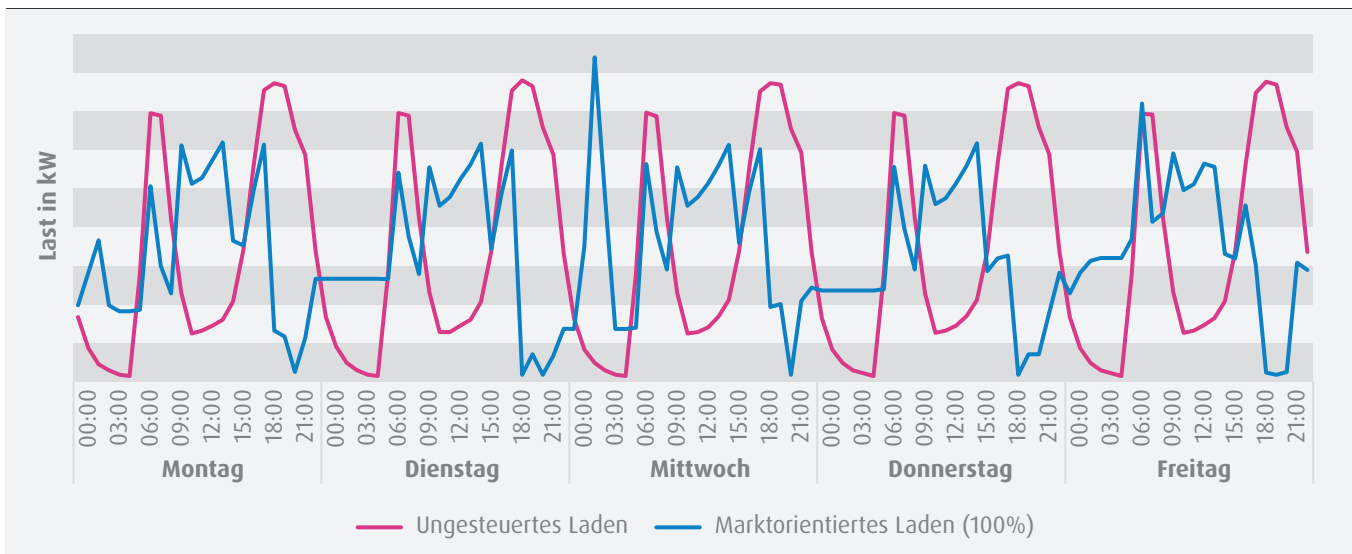
Ein Blick in die Praxis zeigt, wie Anbieter marktorientierter Ladelösungen kurzfristige Preisdynamiken bei der Steuerung ihres Fahrzeugpools berücksichtigen. Per Smartphone-App können Fahrzeugnutzer ihre Ankunfts- und Abfahrtszeiten sowie einen Mindestakkufüllstand zum Abfahrtszeitpunkt hinterlegen. Anhand des Mobilitätsverhaltens können Anbieter die Verteilung der Ladevorgänge ihres Fahrzeugpools im Voraus prognostizieren beziehungsweise planen. Während des Ladefensters kann auf steigende und fallende Strompreise auf dem Intraday-Markt durch die kurzfristige, gezielte Verschiebung von Ladevorgängen reagiert werden, um die Ersparnis zu maximieren. Die Studie simuliert diesen Mechanismus in der Modellierung der Netzbelastung.

### Netzentlastung durch Durchmischungseffekte

Die Analyse zeigt, dass marktorientiertes Laden nicht, wie oftmals befürchtet, zu einem deutlichen Anstieg der Spitzenlast und somit der Netzbelastung durch die Elektromobilität führt.

Unter Berücksichtigung elastischer Strompreise führt marktorientiertes Laden in einem Modellnetzgebiet mit 1.000 Ladepunkten im Jahr 2030 in nahezu allen Stunden zu einer geringeren Netzbelastung als ungesteuertes Laden. Beim ungesteuerten Laden, laden E-Autos unmittelbar nach Ankunft am Ladestandort auf, bis der maximale Akkufüllstand erreicht ist. Dennoch führt marktorientiertes Laden zu einer leichten Erhöhung der Spitzenlast – um circa acht Prozent (siehe Mittwoch 02:00 in Abbildung 1).

Bei der Ergebniseinordnung müssen zwei wichtige Aspekte berücksichtigt werden. **Erstens:** Im Zuge der Studie haben wir die Netzbelastung für mehrere repräsentative Sommer- und

**01** Last der Ladevorgänge bei ungesteuertem und marktorientiertem Laden (100 %) – Beispielwoche Juli 2030

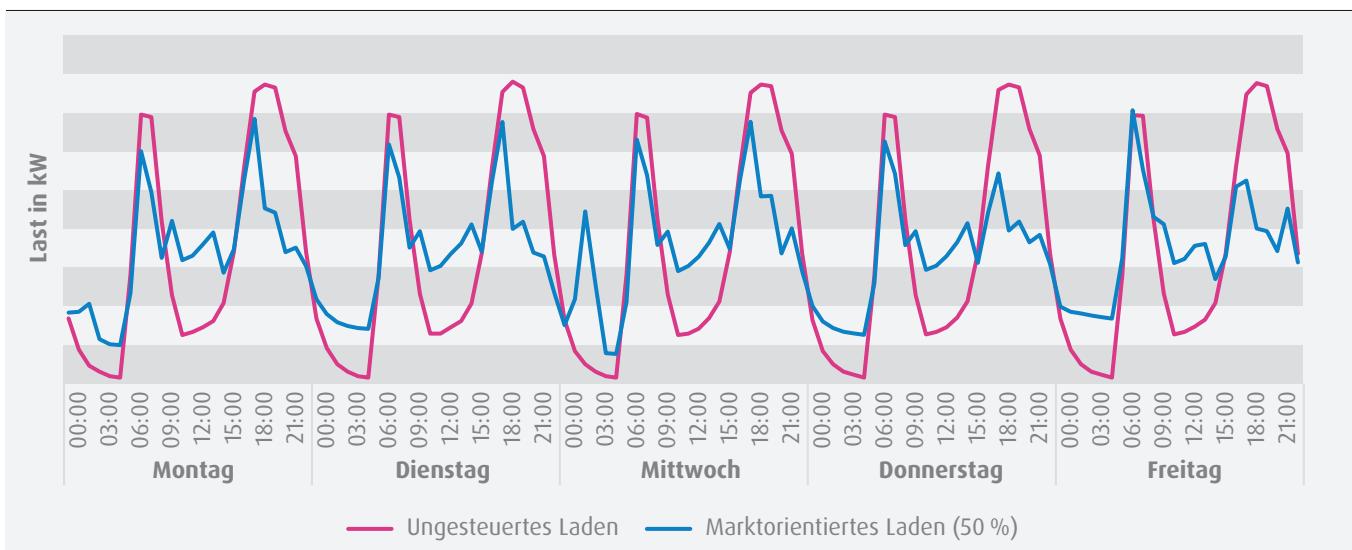
Winterwochen sowie Modellnetzgebiete verschiedener Größe modelliert. Nur in der hier dargestellten Woche im Juli 2030 führt marktorientiertes Laden zu einer erhöhten Spitzenlast. Um die Auswirkungen des marktorientierten Ladens auf die Verteilnetzbelastung zu analysieren, bietet sich dennoch, oder gerade deswegen, die dargestellte Woche an, da die Netzdimensionierung anhand kritischer Stunden erfolgt, um die Systemstabilität auch in Extremsituationen zu gewährleisten. **Zweitens:** Auch in Zukunft werden nicht alle Fahrzeugnutzer ihr E-Auto marktoptimal laden. Realistischer ist eine Durchmischung verschiedener Ladeverhalten. Lädt beispielsweise die Hälfte der Fahrzeuge marktorientiert, reduziert das die Netzbelastung im Vergleich zu einem Szenario ohne marktorientiertes Laden um 10 Prozent (siehe Abbildung 2). Auch bei einem höheren Anteil marktorientierter Ladevorgänge, zum Beispiel 75 Prozent, wird die Spitzenlast um 9 Prozent reduziert.

### Verschiebung der Spitzenlast

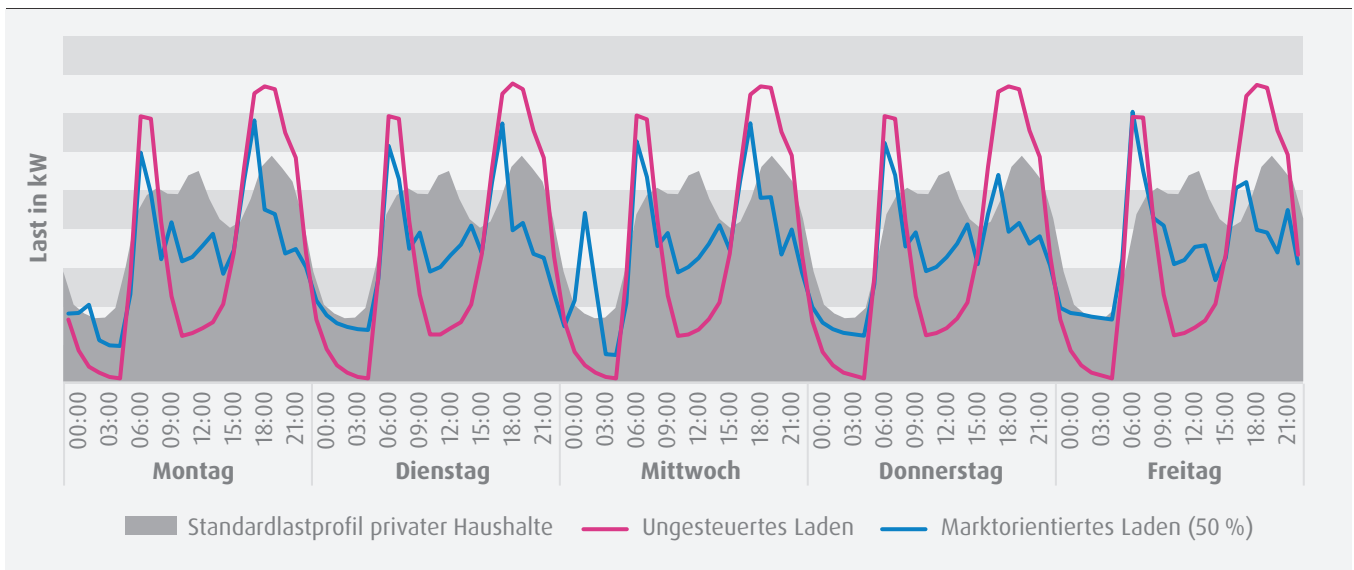
Ein Blick auf das Standardlastprofil privater Haushalte zeigt außerdem, dass ein Großteil der Last ungesteuerter Ladevorgänge genau in die bei der Netzplanung auslegungsrelevante Abendlastspitze zwischen 16 Uhr und 20 Uhr fällt. Grund hierfür ist das klassische Pendelverhalten der meisten Fahrzeugnutzer, bei dem der Ladevorgang abends mit der Ankunft am Wohnort startet. Im Gegensatz hierzu verschiebt sich beim marktorientierten Laden ein Teil in die für die Verteilnetze weniger kritischen Stunden, beispielsweise in die Nacht oder die frühen Morgenstunden (siehe Abbildung 3).

### Bedeutung für Verteilnetzbetreiber?

Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber geben unsere Studienergebnisse Entwarnung – aufgrund elastischer Strompreise und der erwartbaren zukünftigen Durchmischung verschiedener Lade-

**02** Last der Ladevorgänge bei ungesteuertem und marktorientiertem Laden (50 %) – Beispielwoche Juli 2030

**03** Vergleich der Last der Ladevorgänge bei ungesteuertem und marktorientiertem Laden (50 %) mit dem Standardlastprofil privater Haushalte



verhalten ist eine extreme Netzbelastung durch marktorientiertes Laden unwahrscheinlich.

Dabei sind zwei Annahmen unserer Modellierung zu berücksichtigen: Anbieter steuern die Ladevorgänge ihres Fahrzeugpools nach Preissignalen in Echtzeit und die gesteuerten Ladevorgänge verteilen sich gleichmäßig über verschiedene Netzgebiete. Während die optimale Vermarktung steuerbarer Einheiten am kontinuierlichen Intraday-Markt in Echtzeit schon heute gängige Praxis ist, sollte das einheitliche Preissignal innerhalb einer Gebotszone zu einer gleichmäßigen netzgebietsübergreifenden Verteilung marktorientierter Ladevorgänge führen. Regionale und überregionale Anbieter konkurrieren um die gleichen an der Börse günstigsten Stunden. Dadurch sollte es innerhalb eines Netzgebietes nicht zu einer extremen Häufung von Ladevorgängen während einer einzigen Stunde kommen.

Dennoch: Bei einer Verletzung dieser Annahmen, durch eine verzögerte oder ausbleibende Reaktion auf kurzfristige Preissignale oder eine hohe regionale Konzentration von Ladevorgängen, kann nicht ausgeschlossen werden, dass marktorientiertes Laden zu einer kritischen Verteilnetzbelastung führt. Beispielsweise sind kritische Situationen während einer Übergangsphase mit nur wenigen, regional agierenden Anbietern denkbar, da es aufgrund der mangelnden Konkurrenz zu einer regionalen Häufung von Ladevorgängen in einzelnen Stunden kommen kann.

Von Seiten der Regulatorik bedarf es daher eines geeigneten Rahmens, der eine marktorientierte Ladesteuerung zulässt, den Verteilnetzbetreibern aber gleichzeitig die Möglichkeit gibt, Netzengpässen in kritischen Situationen entgegenzuwirken. Die Novellierung des § 14a EnWG, die zum Jahreswechsel in Kraft tritt, ermöglicht Netzbetreibern eine Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen, um Engpässe in kritischen Situationen zu vermeiden.

## Fazit

Bei der Analyse der zukünftigen Auswirkungen marktorientierter Ladestrategien auf die Netzbelastung durch die Elektromobilität, müssen Rückwirkungen der Ladevorgänge auf den Strompreis berücksichtigt werden. Wird von elastischen Strompreisen abstrahiert, führt das zwangsläufig zu einer deutlichen Überschätzung der Netzbelastung durch marktorientiertes Laden.

Zwar zeigt unsere Analyse, dass marktorientiertes Laden bei einer Steuerung aller E-Autos zu einem leichten Anstieg der Netzbelastung führt. Nimmt man allerdings eine in Zukunft realistische Durchmischung verschiedener Ladeverhalten an, wirkt marktorientiertes Laden entlastend für die Verteilnetze. Lädt ein Teil der Elektroautos marktorientiert, dämpft das die Spitzenlast und führt zu einer Verschiebung flexibler Ladevorgänge aus der für die Netze kritischen Abendlastspitze. Neben der Relevanz für eine effektive Integration volatiler erneuerbarer Energien kann marktorientiertes Laden also auch zur Netzintegration der Elektromobilität beitragen. Dafür muss neben dem Ausbau der techno-ökonomischen Infrastruktur allerdings auch zeitnah ein geeigneter regulatorischer Rahmen geschaffen werden. [↩](#)



FABIAN ROLOFF

Jahrgang 1996

→ 2015–2021 Studium der Volkswirtschaftslehre in Köln und Amsterdam

→ seit 2022 r2b energy consulting GmbH

✉ [fabian.roloff@r2b-energy.com](mailto:fabian.roloff@r2b-energy.com)



# e|m|w

Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh

Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

[www.energate.de](http://www.energate.de)

Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**  
und erhalten Sie neben der **e|m|w**  
viele weitere exklusive Leistungen!

[www.energate.club](http://www.energate.club)

