



Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration von Elektromobilität

Vorstellung eines kooperativen Konzeptes für die
Netzintegration von Elektromobilität

21.06.2022



Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration von Elektromobilität

VORSTELLUNG EINES KOOPERATIVEN KONZEPTE FÜR DIE NETZINTEGRATION VON ELEKTROMOBILITÄT

Prof. Dr. Michael Lehmann (MITNETZ)
Steve Bahn (MITNETZ)
Dr. Niklas Schirmer (Elli)
Johanna Kardel (Elli)
Dr. Patrick Hennig (Elli)
Dr. Henning Schuster (E-Bridge)
Kilian Bienert (E-Bridge)
Philipp Laschet (E-Bridge)

21.06.2022

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH. E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden. E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|------------|
| MANAGEMENT SUMMARY | I |
| MANAGEMENT SUMMARY (English version) | III |
| 1 Hintergrund und Zielstellung des Konzeptes | 1 |
| 1.1 Hintergrund | 1 |
| 1.2 Zielstellung | 1 |
| 2 Status quo der Integration von Elektromobilität ins Verteilnetz | 2 |
| 2.1 Situation im deutschen Verteilnetz | 2 |
| 2.2 Aktuelles Konzept zum Engpassmanagement im Verteilnetz | 8 |
| 2.3 Rolle der Elektromobilität im Verteilnetz | 11 |
| 2.4 Anforderungen an eine zukunftsfähige Netzintegration der Elektromobilität | 16 |
| 3 Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration | 17 |
| 3.1 Gesamtkonzept zur zukunftsfähigen Netzintegration | 17 |
| 3.2 Der Netz-Check-In | 19 |
| 3.3 Anreizsystem | 21 |
| 3.4 Notfallmaßnahmen | 24 |
| 3.5 Transparenz für eine erfolgreiche Netzintegration der Elektromobilität | 27 |
| 3.6 Datenwege | 29 |
| 3.7 Vorteilhaftigkeit für Endkunden, Netzbetreiber und die Energiewende | 30 |
| 4 Ansätze zur Entwicklung des rechtlich-regulatorischen Rahmens | 31 |
| 4.1 Umsetzbarkeit des Gesamtkonzeptes | 31 |
| 4.2 Anforderungen an die Netzentgeltverordnung | 31 |
| 4.3 Anforderungen an die Umsetzung von § 14a EnWG | 32 |
| 4.4 Weiterentwicklung der Anreizregulierungsverordnung | 32 |
| 5 Pilot-Anwendung des Konzeptes | 34 |

MANAGEMENT SUMMARY

In vielen Stromnetzen gibt es bereits heute Engpässe aufgrund hoher Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen – Tendenz steigend. Im Jahr 2020 mussten über 6.000 GWh an Strom aus erneuerbaren Energien per Einspeisemanagement abgeregelt werden – damit könnten 2,6 Mio. Elektroautos ein ganzes Jahr lang fahren.

Das Flexibilitätspotenzial der Elektromobilität ist enorm und kann einen Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende darstellen.

Die Flexibilität der Ladevorgänge kann genutzt werden, um den Stromverbrauch zeitlich mit der regionalen Einspeisung erneuerbarer Energie zu synchronisieren. Damit können Netzengpässe heute vor allem in höheren Spannungsebenen reduziert werden.

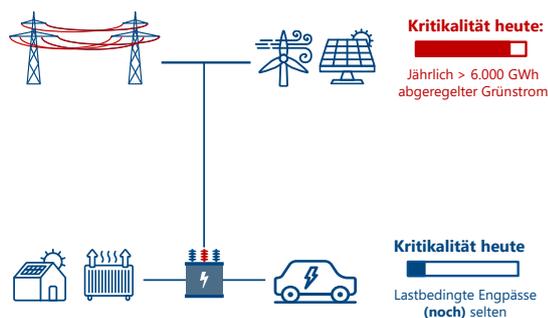


Abbildung 1: Aktuelle Situation im deutschen Verteilnetzen

Netzengpässe in der Niederspannungsebene sind heute zwar noch selten, allerdings nehmen die Anforderungen durch einen kräftigen Hochlauf der Elektromobilität in Verbindung mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung schneller zu, als der Netzausbau folgen kann.

Eine smarte und zukunftsfähige Integration der Elektromobilität muss deren Flexibilität und lokale Ortsnetzkapazitäten bestmöglich ausnutzen.

Mit dem vorliegenden Konzept stellen Elli, eine Marke des Volkswagen Konzerns, und MITNETZ STROM mit Unterstützung von E-Bridge einen Innovationsimpuls für zukunftsfähige Netzintegration von Elektromobilität vor.

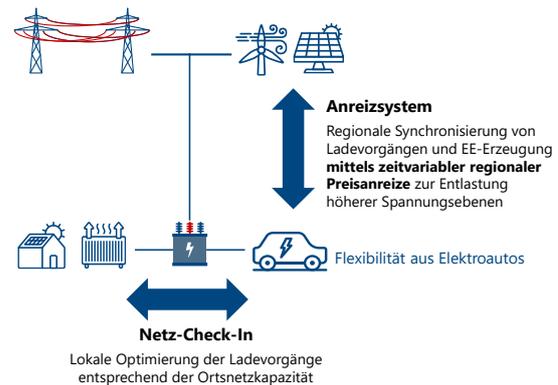


Abbildung 2: Ansatz zur smarten Netzintegration

Den prozessualen Rahmen bildet ein Mechanismus zur smarten Flexibilisierung der Netznutzung – **der Netz-Check-In**. Der Ladefahrplan wird vom Netzbetreiber automatisch bestätigt, welcher diesen mit den verfügbaren Netzkapazitäten abgleicht. Durch die Abstimmung werden kurative Engpassmaßnahmen in der Niederspannung und somit Eingriffe in die Ladevorgänge vermieden.

Durch ein **Anreizsystem basierend auf zeitvariablen Netztarifen durch den Netzbetreiber** kann das Flexibilitätspotenzial in der Niederspannung für Netzbetreiber und Elektroauto-Besitzer **gewinnbringend** gehoben werden. Der Netzbetreiber incentiviert über zeitvariable Netztarife auf Basis von Engpassprognosen eine regionale Synchronisation der EE-Erzeugung und Ladevorgänge der Elektroautos, um damit das Netz zu entlasten. Anreizsysteme beinhalten generell das Risiko, dass sie zu höheren Gleichzeitigkeitsgraden führen, als es eine rein bedarfsorientierte Netznutzung mit sich bringen würde. In der Kombination mit dem Netz-Check-In kann diesem Risiko vorgebeugt werden, sodass das Flexibilitätspotenzial in der Niederspannung gehoben werden kann, während gleichzeitig direkte Eingriffe des Netzbetreibers die Ausnahme bleiben.

Direkte Eingriffe in den Ladevorgang als **Notfallmaßnahme** sind weiterhin möglich, jedoch nur für den Notfall als Ultima Ratio in Form einer Leistungsabsenkung gedacht.



Abbildung 3: Konzeptioneller Ansatz der smarten Netzintegration

Bei Anwendung des Konzeptes **profitiert der Endkunde** finanziell in doppelter Hinsicht bei voller Lade-Flexibilität und einem geringeren CO₂-Fußabdruck:

- 1. Direkte Kostenwirkung:** Der Endkunde profitiert von verringerten Energiepreisen durch Nutzung des Anreizsystems.
- 2. Indirekte Kostenwirkung:** Aufgrund der Vermeidung von klassischen Engpassmaßnahmen verringern sich die Netzkosten insgesamt, was sich positiv auf die Netzentgelte auswirkt.

Netzbetreiber profitieren mit dem vorgestellten Konzept durch geringere Engpassmanagementkosten, da Flexibilität der Elektroautos netzdienlich genutzt werden kann. Die Abstimmung der Ladevorgänge im

Rahmen des Netz-Check-Ins reduziert den Aufwand der direkten Steuerung der Elektroautos und ermöglicht einen schnellen Anschluss der Elektromobilität.

Größter Profiteur des Konzeptes ist die Umwelt, schließlich wird die lokale Nutzung von lokal erzeugter erneuerbarer Energie erhöht. Das Konzept ist schnell und einfach umsetzbar und bildet die Basis für weitere Entwicklungen.

Elli und MITNETZ wenden das Konzept aktuell in einer Pilotanwendung in Deutschland an, um die Funktionsweise zu überprüfen und den Nutzen zu quantifizieren. In einem ersten Schritt nehmen rund 20 Fahrer der Volkswagen-Modelle ID.3, ID.4 oder ID.5 an der Pilotanwendung teil.

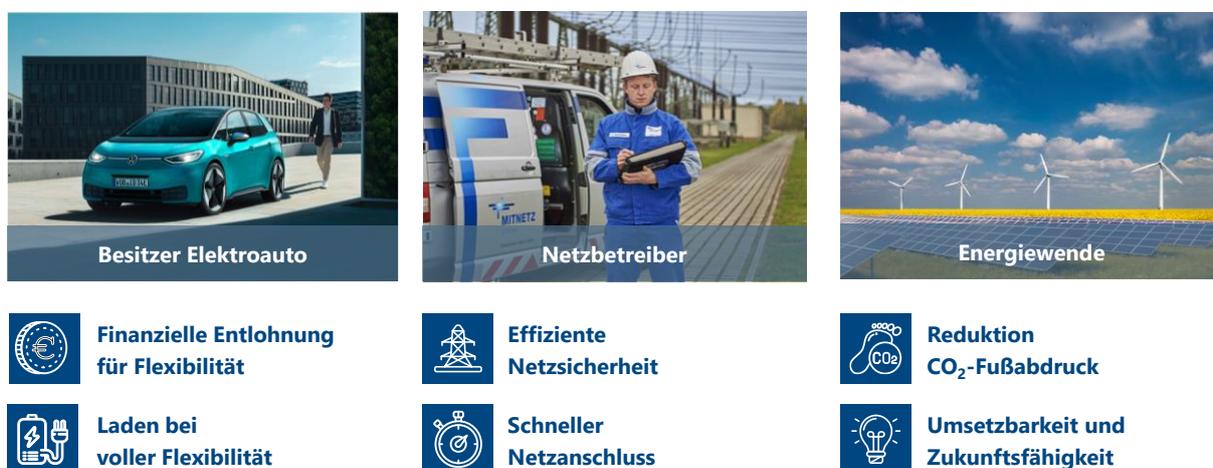


Abbildung 4: Vorteile für Endkunden, Netzbetreiber und Energiewende

MANAGEMENT SUMMARY (English version)

Many distribution networks are already experiencing congestions due to high feed-in from wind power and PV power plants – and the trend is rising.

In 2020, more than 6,000 GWh of electricity from renewables had to be curtailed by feed-in management in Germany – which would allow 2.6 million electric vehicles to run for an entire year.

The flexibility potential of electric vehicles is enormous and can be a key to a successful energy transition.

The flexibility in the charging process can be used to synchronize electricity consumption with the regional feed-in of renewable energy. This can reduce grid congestions today at higher voltage levels.

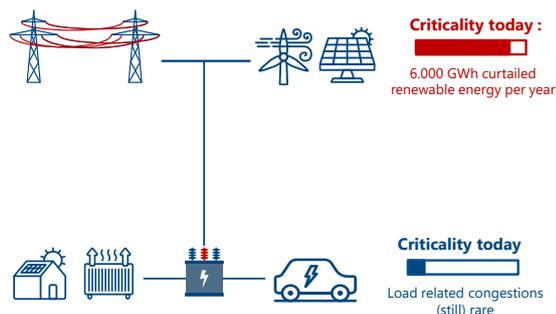


Abbildung 5: Current situation in distribution networks

Although grid congestions at the low voltage level are still rare today, the requirements resulting from a strong ramp-up of electromobility in combination with increasing electrification of heating. The power demand is increasing faster than grid expansion can follow.

A smart and future-proof integration of e-mobility must make the best possible use of its flexibility and local grid capacities.

With the present concept, Elli, a brand of the Volkswagen Group, and MITNETZ STROM, with the support of E-Bridge, are presenting

an innovative impulse for future-proof grid integration of electromobility.

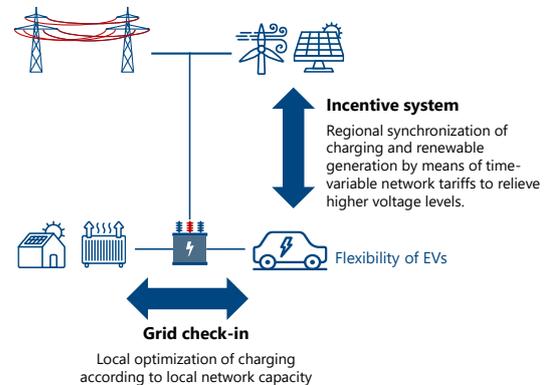


Abbildung 6: Approach for a smart and future-proof integration of e-mobility

The process framework is provided by a mechanism for smart flexibilization of grid usage - the “**grid check-in**”. The charging schedule is automatically confirmed by the network operator, who reconciles it with the available grid capacities. The reconciliation avoids curative congestion measures in the low-voltage level and thus interventions in the charging processes.

An **incentive system based on time-variable grid tariffs** by the network operator can profitably increase the flexibility potential in the low voltage level for grid operators and EV owners. The grid operator uses time-variable grid tariffs based on congestion forecasts to incentivize regional synchronization of RE generation and EV charging, thereby relieving the grid. Incentive schemes generally carry the risk of leading to higher levels of simultaneity than a purely demand-responsive grid use would entail. In combination with grid check-in, this risk can be prevented so that the flexibility potential in low voltage can be raised, while at the same time direct intervention by the grid operator remains the exception.

Direct intervention in the charging process as an **emergency measure** is still possible but is only intended for emergencies as a last resort in the form of a power reduction.

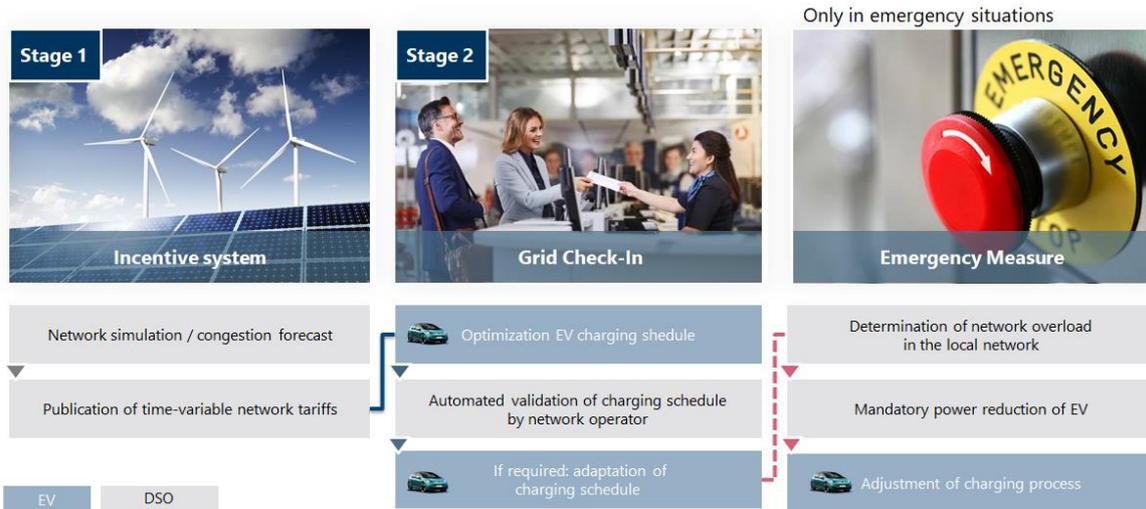


Abbildung 7: Conceptual approach of smart network integration

When applying the concept, the **end customer benefits** financially in two ways with full charging flexibility and a lower carbon footprint:

1. direct cost effect: the end customer benefits from reduced energy prices by using the incentive system.
2. indirect cost effect: due to the avoidance of classical congestion measures, the overall grid costs are reduced, which has a positive impact on grid charges.

Grid operators benefit from lower congestion management costs with the concept presented, as the flexibility of the electric cars can be used to serve the grid.

The coordination of the charging processes within the framework of the grid check-in reduces the effort of direct control of the e-cars and enables a faster connection von EVs.

The biggest beneficiary of the concept is the environment since the local use of locally generated renewable energy is increased. The concept is quick and easy to implement and forms the basis for further developments.

Elli and MITNETZ are currently applying the concept in a pilot application in Germany to test how it works and quantify the benefits. In a first step, around 20 drivers of Volkswagen models ID.3, ID.4 or ID.5 are taking part in the pilot application.

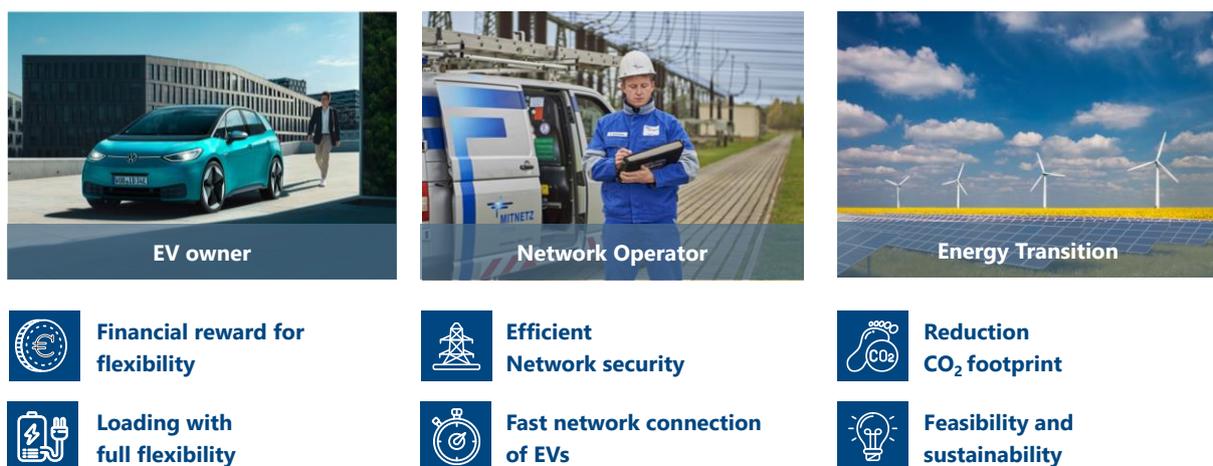


Abbildung 8: Benefits for EV owners, network operators and energy transition

1 Hintergrund und Zielstellung des Konzeptes

1.1 Hintergrund

Die Energiewende schreitet mit hoher Dynamik voran und stellt enorme Anforderungen an das Stromnetz. In vielen Netzen gibt es bereits heute Netzengpässe aufgrund hoher Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen – Tendenz steigend. Im Jahr 2020 mussten über 6.000 GWh an Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom) per Einspeisemanagement abgeregelt werden – damit könnten 2,6 Mio. Elektroautos ein ganzes Jahr lang fahren.

Auch die Elektromobilität nimmt Fahrt auf. Der Bestand von Elektrofahrzeugen (PHEV¹ und BEV²) in Deutschland hat sich innerhalb eines Jahres zwischen Anfang 2020 (ca. 240.000 Elektroautos) und Anfang 2022 (ca. 1.275.000 Elektroautos) mehr als versechsfacht. Gemäß den Zielen der Bundesregierung sollen bis 2030 mindestens 15 Millionen PKW in Deutschland batterieelektrisch (BEV) betrieben werden.

Das Flexibilitätspotenzial der Elektromobilität ist enorm und muss für den Netzbetreiber nutzbar sein, um die gewaltigen Anforderungen der Energiewende bewältigen zu können. Ein PKW parkt im Durchschnitt 20 Stunden am Tag am Wohnort.³ Zugleich benötigt ein Elektroauto für eine Vollladung an einer privaten Wallbox mit typischerweise 11 kW um die 5 bis 8 Stunden. Die lange Standzeiten und die Planbarkeit der regelmäßigen Ladevorgänge an privaten Wallboxen bilden ideale Bedingungen, um das Flexibilitätspotenzial aus Elektroautos durch innovative Ladekonzepte zu erschließen. Gleichzeitig steigt die Größe der verbauten Batterien und damit die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten kontinuierlich.

Netzengpässe in der Niederspannungsebene sind heute zwar noch selten, allerdings nehmen die Anforderungen durch einen kräftigen Hochlauf der Elektromobilität in Verbindung mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung schneller zu, als der Netzausbau folgen kann.

Für Einspeiser elektrischer Energie existiert ein planwertbasiertes Engpassmanagement (Redispatch 2.0) ergänzt mit der Möglichkeit von kurativen direkten Steuersignalen. Auf Verbraucherseite besteht ein solcher Mechanismus nicht. Das positive Potenzial für Netz und Kunden kann derzeit nur geringfügig gehoben werden.

1.2 Zielstellung

Im Rahmen dieses Papiers wird ein auf Netztarifen basierendes präventives Netzintegrationskonzept über Netztarife (Anreizsystem) und Planwertdatenaustausch (Netz-Check-In) sowie ein Vorschlag zur Ausgestaltung kurativer Notfallmaßnahmen vorgestellt. Ziel ist, damit einen Innovationsimpuls für die Netzintegration von Elektromobilität im Verteilnetz zu setzen.

Dabei sollen Endkunden von geringeren Ladekosten, einer vollen Ladeflexibilität und einem geringen CO₂-Fußabdruck profitieren. Netzbetreibern muss die enorme Flexibilität der Elektromobilität nutzbar gemacht werden, um Engpassmanagementkosten zu reduzieren und die Netzsicherheit zu erhöhen. Der Eingriff in die Ladevorgänge der Elektromobilität muss möglichst vermieden werden. Konzepte zur Netzintegration müssen schnell und praktikabel umsetzbar sein, um somit eine erfolgreiche Energiewende zu ermöglichen.

¹ PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle - Plug-in-Hybrid

² BEV: Battery Electric Vehicle – Ausschließlich batteriebetriebenes Elektrofahrzeug

³ Quelle: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur – Mobilität in Deutschland – Ergebnisbericht 2017

2 Status quo der Integration von Elektromobilität ins Verteilnetz

2.1 Situation im deutschen Verteilnetz

In vielen Verteilnetzen gibt es bereits heute insbesondere in höheren Spannungsebenen eine Vielzahl an Netzengpässen aufgrund der Einspeisung von EE-Anlagen – Tendenz steigend. Engpässe durch Stromverbraucher sind aktuell noch selten. Bereits jetzt machen Netzbetreiber jedoch darauf aufmerksam, dass bei Wallboxen größer 11kW nicht immer sofort eine Zustimmung für die Installation von Wallboxen erteilt werden kann⁴.

2.1.1 Das deutsche Verteilnetz

Die Stromerzeugung erfolgte in der Vergangenheit fast ausschließlich durch thermische Großkraftwerke, welche den Strom in das Übertragungs- oder Hochspannungsnetz einspeisen und ihre Leistung flexibel regeln können. Die Stromeinspeisung in der Mittel- und Niederspannung war dagegen selten. Stromverbraucher sind in den verschiedenen Netzebenen des Verteilnetzes angeschlossen. Stromintensive Industrieverbraucher können über einen Netzanschluss an der Hochspannung verfügen. Der Großteil der Stromverbraucher befindet sich aber in der Mittel- und Niederspannungsebene. Die Rolle des Verteilnetzes war es daher bislang, Strom aus dem Übertragungs- und Hochspannungsnetz an die Verbraucher in der Mittel- und Niederspannungsebene zu verteilen.

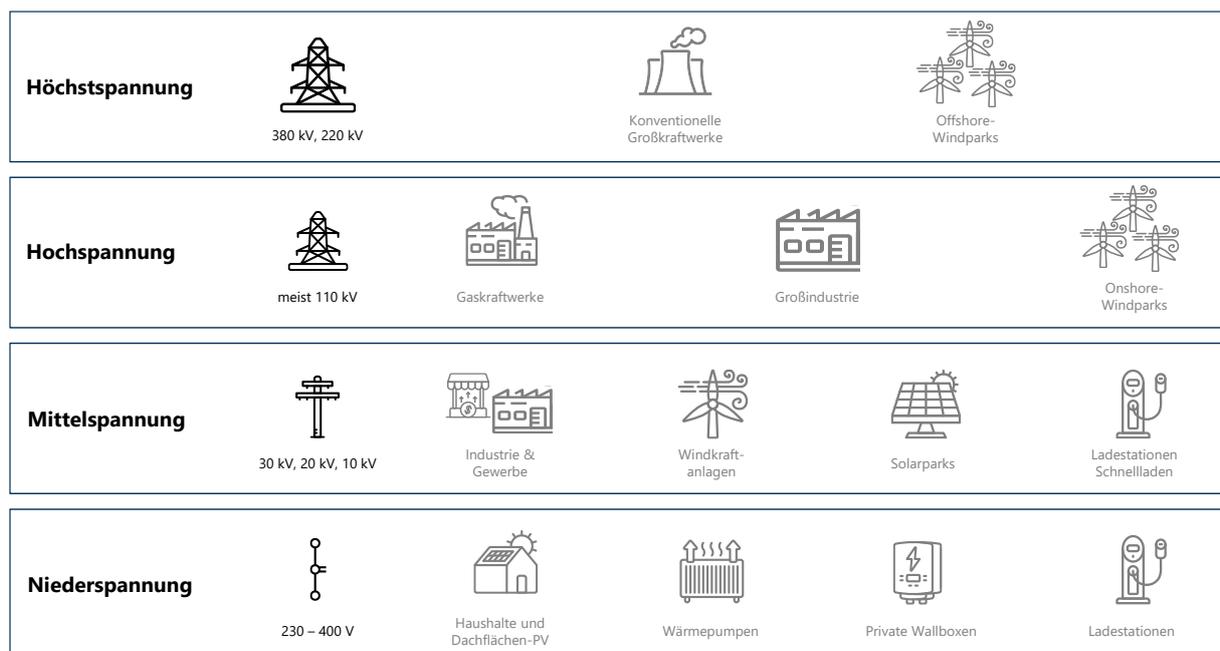


Abbildung 9: Der Aufbau des deutschen Stromnetzes

Der Bedarf an Flexibilität durch Speicherkapazitäten oder eine zeitliche Verschiebung der Last war in der Vergangenheit gering. Die konventionellen Kraftwerke boten die Möglichkeit, die Stromerzeugung jederzeit entsprechend der Schwankung des Stromverbrauchs anzupassen.

Durch die Energiewende und den technologischen Fortschritt verändert sich die Energieversorgung in Deutschland grundsätzlich.

⁴ Gemäß § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) gilt eine Genehmigungspflicht für Wallboxen erst ab einer Summen-Bemessungsleistung von 12 kVA.

Es lassen sich drei wesentliche Treiber für den Wandel der Energieversorgung im Verteilnetz beobachten:

1. **Dezentralisierung:** Zentrale meist konventionelle thermische und geographisch lastnahe Großkraftwerke werden zunehmend durch eine Vielzahl kleinerer dezentraler und volatiler erneuerbarer Erzeuger ersetzt. Parallel nimmt der Bestand kleinerer Speichereinheiten (z. B. PV-Heimspeicher) zu. Perspektivisch werden durch bidirektionales Laden von Elektroautos signifikante zusätzliche Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen.
2. **Elektrifizierung:** Im Rahmen der Dekarbonisierung und Abkehr von fossilen Energieträgern nimmt der Elektrifizierungsgrad in vielen Sektoren zu. Insbesondere der Verkehrs- und Wärmesektor ist von der steigenden Durchdringung von Elektroautos und Wärmepumpen betroffen. Diese neuen Verbraucher erhöhen die maximale Netzlast. Gleichzeitig bieten diese ein für verschiedene Anwendungszwecke nutzbares Lastverschiebepotenzial.
3. **Digitalisierung:** Die Vernetzung und Digitalisierung gewinnt dank Sensorik und intelligenten Energiemanagementsystemen an Bedeutung. Dies erhöht die Transparenz im Stromnetz und vereinfacht die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen im Stromnetz durch eine sektorübergreifende Synchronisierung von Last und Erzeugung.

2.1.2 Stromerzeugung

Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2002 noch bei knapp 9 % lag, stammt heute fast jede zweite Kilowattstunde aus erneuerbaren Stromquellen. Grund hierfür ist vor allem der starke Zubau von Photovoltaik und Windenergie an Land, deren installierte Kapazität sich von 45 GW im Jahr 2010 auf 115 GW im Jahr 2021 mehr als verdoppelt hat.

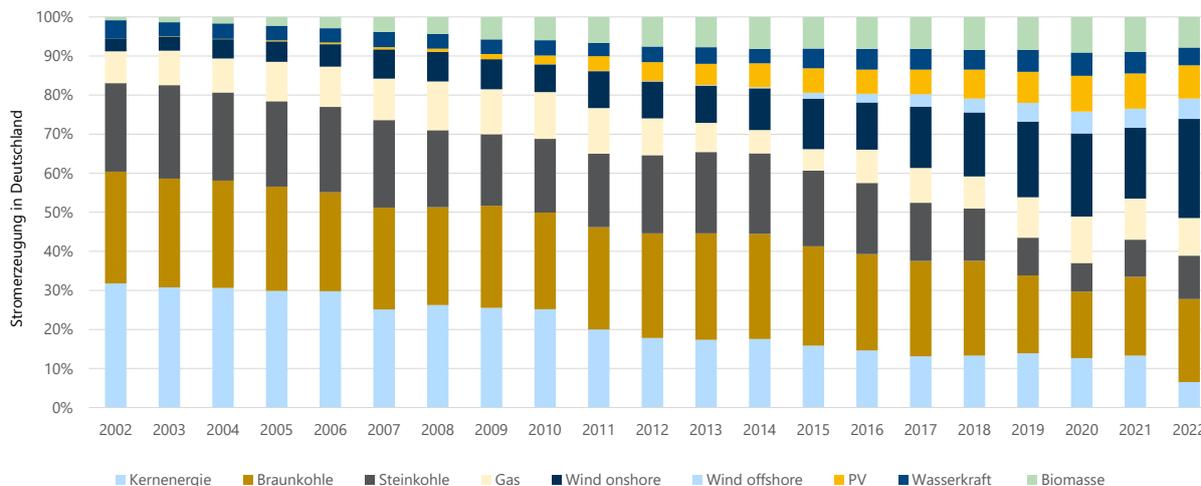


Abbildung 10: Jährliche Nettostromerzeugung in Deutschland⁵

Der Zubau an erneuerbaren Energien gewinnt weiter an Fahrt – die politischen Ziele sind gewaltig.

Im Rahmen des sogenannten Osterpakets wird ein Ausbauziel für Photovoltaik von 215 GW bis 2030 und 115 GW für Windenergie an Land festgelegt.

⁵ Quelle: Fraunhofer ISE – Energy Charts - Jährliche gesamte Stromerzeugung in Deutschland

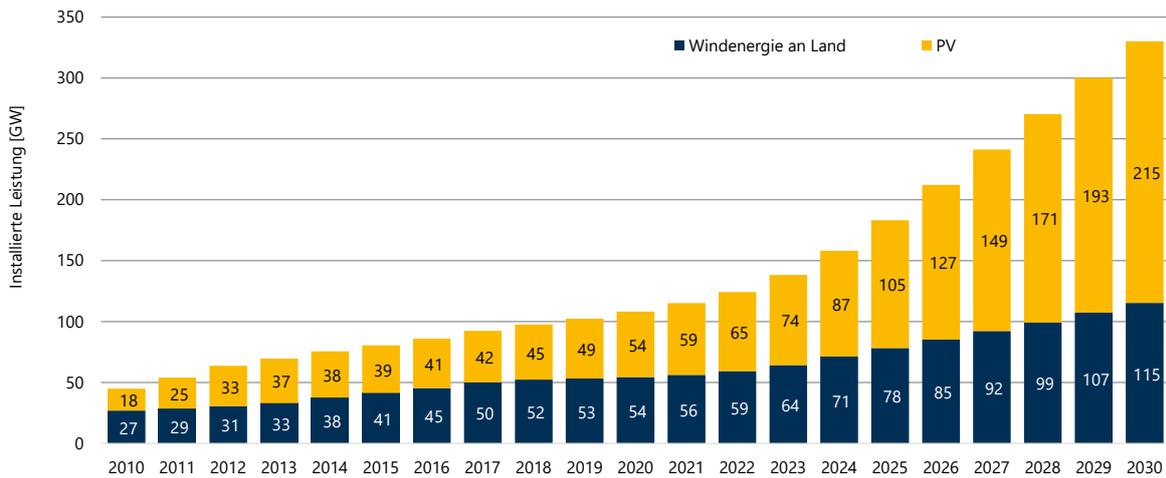


Abbildung 11: Leistung an Windkraftanlagen (onshore) und Photovoltaik (Entwicklung, Prognose)⁶

Der Zubau an Windkraft- und PV-Anlagen findet regional in sehr unterschiedlicher Ausprägung und in unterschiedlichen Geschwindigkeiten statt. Während Dachflächen-PV-Anlagen in Siedlungs- und Gewerbegebieten installiert sind, konzentriert sich der Zubau von Windenergie- und Freiflächenphotovoltaikanlagen in der Regel auf ländliche Gebiete, insbesondere auch in den neuen Bundesländern.

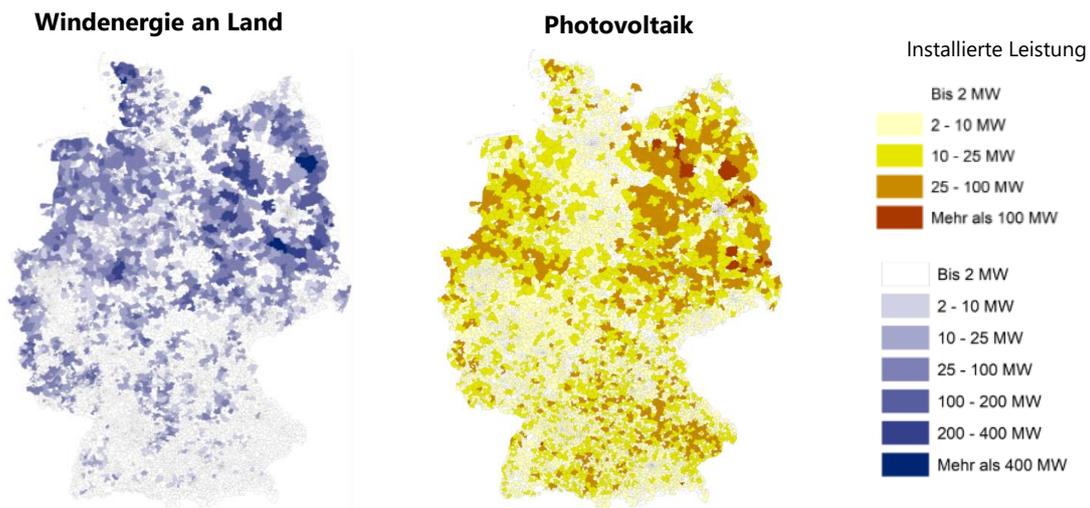


Abbildung 12: Installierte Bruttoleistung Windenergie an Land und Photovoltaik auf Gemeindeebene⁷

Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind im Wesentlichen im Verteilnetz installiert. Während Dachflächen-PV-Anlagen vor allem in Niederspannungs- und PV-Freiflächenanlagen in Mittelspannungsnetzen angeschlossen sind, ist der Großteil der Windenergieanlagen an Land an das Hochspannungsnetz angeschlossen. 22 GW der Windenergie an Land ist an der Mittelspannung angeschlossen.

⁶ Quelle: BMWK – Überblickspapier Osterpaket

⁷ Quelle: BNetzA – Marktstammdatenregister

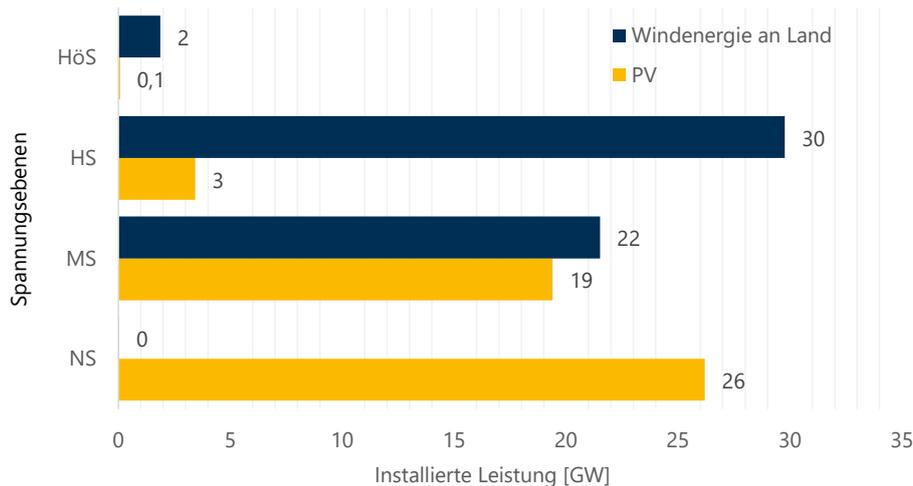


Abbildung 13: Installierte Leistung Windenergie an Land und Photovoltaik nach Spannungsebene⁸

2.1.3 Eingriffe in die Stromerzeugung aufgrund von Netzengpässen

Aufgrund der räumlichen Konzentration und der hohen Zubaugeschwindigkeit der volatilen EE-Erzeuger in ländlichen Gebieten kommt es gerade in diesen Gebieten vermehrt zu Erzeugungsspitzen, welche den regionalen Verbrauch und die Netzkapazitäten zeitweise um ein Vielfaches überschreiten.

Im Jahr 2020 mussten über 6.000 GWh an EE-Strom per Einspeisemanagement abgeregelt werden – damit könnten 2,6 Mio. Elektroautos ein ganzes Jahr lang fahren.

Allein für Einspeisemanagementmaßnahmen mussten im Jahr 2020 über 6.000 GWh an EE-Strom vorwiegend aus Windenergieanlagen abgeregelt werden. Dieser abgeregelt EE-Strom geht als Ausfallarbeit verloren. Um die Ausfallarbeit zu kompensieren, muss die Ersatzenergie meist von fossilen Kraftwerken teuer beschafft werden.

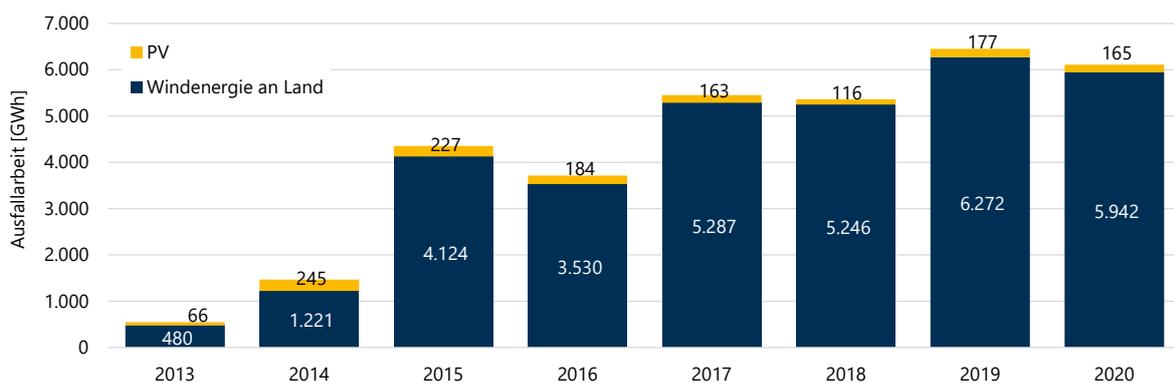


Abbildung 14: Ausfallarbeit im Rahmen von Engpassmanagementmaßnahmen 2020⁹

2.1.4 Neue Stromverbraucher

Der gesamte elektrische Stromverbrauch lag im Jahr 2020 bei knapp 576 TWh. Den Großteil macht hierbei der Verbrauch in Industrie (277 TWh) und Gebäudesektor (245 TWh) aus. 41 TWh der elektrischen Energie geht als Verlustenergie im Stromnetz verloren. Der Anteil des Verkehrssektors ist noch gering (13 TWh). Bis zum Jahr 2030 wird der gesamte Stromverbrauch deutlich ansteigen.

⁸ Quelle: BNetzA – EEG in Zahlen 2019

⁹ Quelle: BNetzA – Quartalsbericht Netz- und Sicherheitsmaßnahmen – Gesamtes Jahr 2020

Der Stromverbrauch für den Industriesektor und für Verlustenergie wird dabei ungefähr konstant bleiben, da sich Effizienzgewinne und die zusätzliche Elektrifizierung ungefähr ausgleichen.

Der Stromverbrauch in Deutschland steigt deutlich an – getrieben durch neuartige Stromverbraucher insbesondere im Gebäude- und Verkehrssektor.

Im Jahr 2030 werden für Elektrolyse- und Power-to-heat-Prozesse 31 bzw. 26 TWh Stromverbrauch prognostiziert. Der größte Anstieg des Stromverbrauchs wird allerdings im Gebäude- und im Verkehrssektor prognostiziert mit jeweils ca. 50 TWh Zunahme. Während der steigende Stromverbrauch für Power-to-Heat und Elektrolyse meist von industriellen Akteuren getrieben und in höheren Spannungsebenen angeschlossen ist, sind dezentrale Kleinstverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos größtenteils am Niederspannungsnetz angeschlossen.

Die deutlichste Zunahme des Strombezugs wird somit in der Niederspannungsebene des Verteilnetzes erwartet.

Der Bestand der Elektroautos in Deutschland (Anfang 2022: 125.000 Elektroautos) wird sich in den nächsten Jahren weiter erhöhen. Durchschnittlich wird eine Neuzulassung von ca. 2 bis 3 Mio. Elektroautos pro Jahr erwartet, die als neue Verbraucher in das Stromnetz integriert werden müssen.

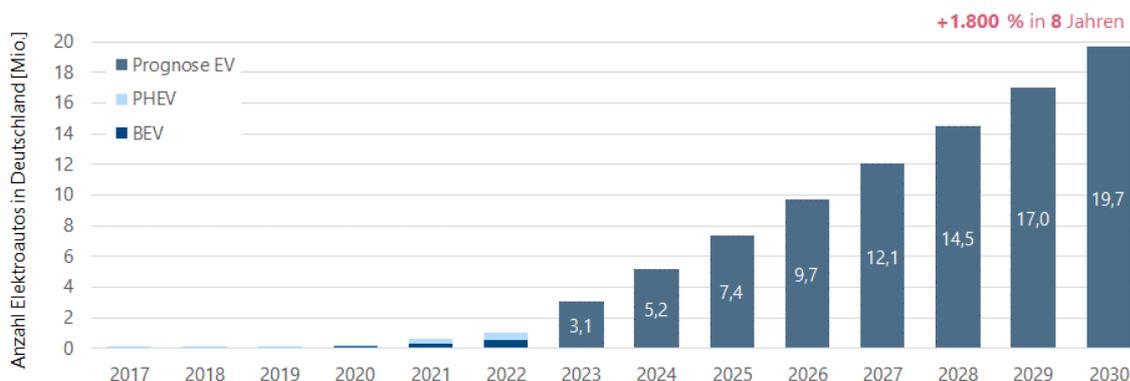


Abbildung 15: Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland ¹⁰ ¹¹

Auch die Anzahl an elektrischen Wärmepumpen ist in den letzten Jahren konstant gestiegen. 2022 sind ca. 1,5 Mio. elektrische Wärmepumpen in Gebäuden in Deutschland installiert. Der Bestand wird in den nächsten Jahren weiter auf fast 6 Mio. Stück bis 2030 ansteigen.

¹⁰ Quelle: Fraunhofer ISE Studie 2021 – Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Antriebstechnologien im PKW-Verkehr

¹¹ Quelle: Kraftfahrt – Bundesamt – Personenkraftwagen (PKW)-Bestand

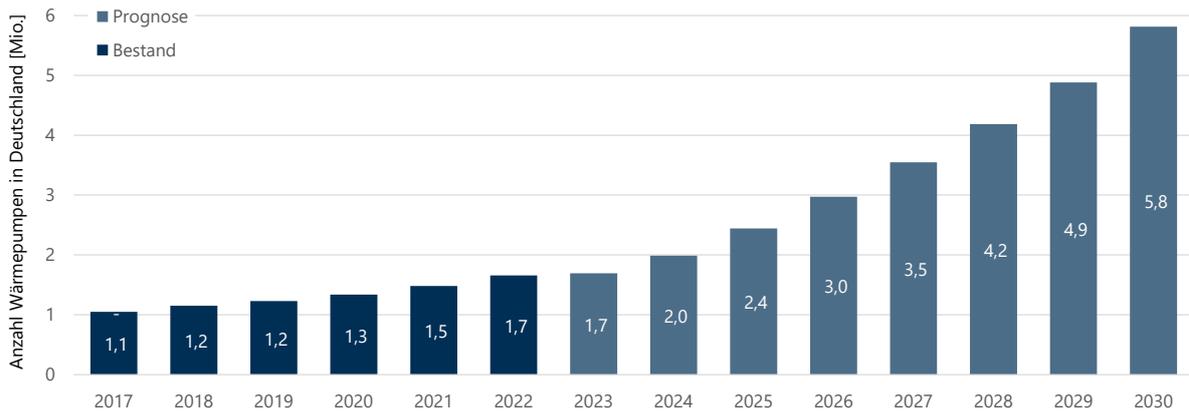


Abbildung 16: Entwicklung der Wärmepumpen in Deutschland¹²

2.1.5 Eingriffe in den Stromverbrauch aufgrund von Netzengpässen

Einen Einblick über die erwartete Entwicklung zu verbrauchsbedingten Engpässen gibt die BNetzA-Umfrage zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2021. Die angefragten 58 Verteilnetzbetreiber gaben an, heute nur über 35 von mehreren Tausend Leitungsabschnitte mit verbrauchsbedingten Engpässen zu verfügen. Nach der zukünftigen Entwicklung im Rahmen einer 5-Jahres-Prognose befragt gibt sich für die Zukunft ein anderes Bild: Die befragten Netzbetreiber rechnen in Summe mit 983 Leitungsabschnitten mit verbrauchsbedingten Engpässen. 81 % dieser Leistungsabschnitte befinden sich hierbei in der Niederspannung oder am Übergang zwischen Niederspannung und Mittelspannung.

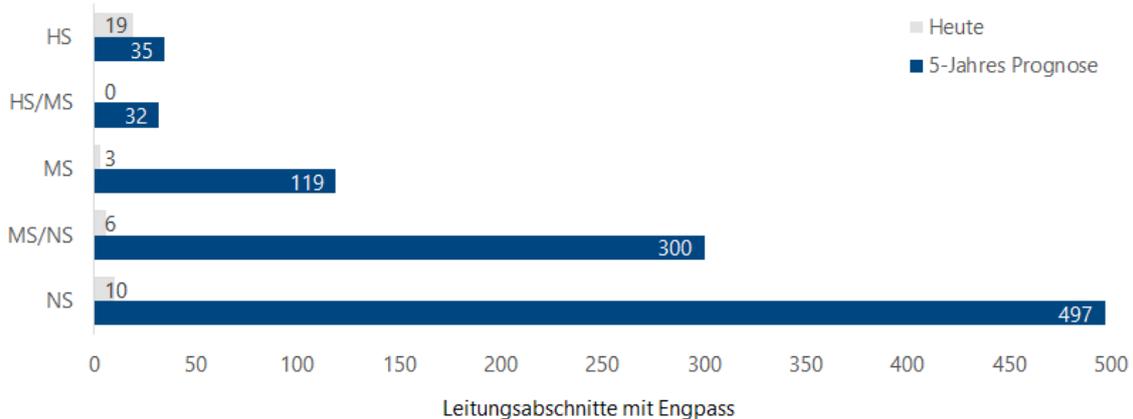


Abbildung 17: Verbrauchsbedingter Kapazitätsengpass heute und 5-Jahres-Prognose¹³

Zu erklären lässt sich die erwartete Zunahme verbrauchsbedingter Engpässe unter anderem mit dem steigenden Stromverbrauch der Elektromobilität. Bei der netztechnischen Wirkung ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass der zusätzliche Strombezug für Elektromobilität in den Verteilnetzen teilweise durch die gleichzeitige Zunahme der Stromeinspeisung aufgrund von Dachflächen-PV-Anlagen kompensiert werden kann, sodass nicht in jedem Netzgebiet mit stark zunehmender Last aus Elektromobilität zwangsweise verbrauchsbedingte Engpässe entstehen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Ladevorgänge der Elektroautos im Rahmen smarter dezentraler Konzepte eigenverbrauchsoptimierend mit der PV-Einspeisung synchronisiert werden.

¹² Quelle: Fraunhofer ISE Studie 2021 – Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Wärmetechnologien in Gebäuden

¹³ Quelle: BNetzA – Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2021

Mangels Instrumente zur Flexibilisierung der Last wird von vielen Netzbetreibern befürchtet, dass die rasante Zunahme der Elektroauto-getriebenen Last das Ortsnetz lokal überlasten wird.

Entsprechend machen bereits heute manche Netzbetreiber darauf aufmerksam, dass nicht immer sofort eine Zustimmung für die Installation von Wallboxen größer 11 kW erteilt werden kann.

2.2 Aktuelles Konzept zum Engpassmanagement im Verteilnetz

Für Stromerzeugung existiert ein planwertbasiertes Engpassmanagement (Redispatch 2.0) ergänzt um die Möglichkeit von kurativen direkten Steuersignalen. Auf Verbraucherseite besteht ein solcher Mechanismus nicht. Das positive Potenzial für Netz und Kunden kann derzeit nur geringfügig gehoben werden.

2.2.1 Notwendigkeit von Engpassmanagement im Verteilnetz

Netzengpässe gefährden die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Zum einen können Grenzwertüberschreitungen zum Ausfall oder zur Beschädigung von Netzbetriebsmitteln und von angeschlossenen Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen führen. Zum anderen können Stromhandelsgeschäfte aufgrund drohender Grenzwertverletzungen undurchführbar werden, was die Versorgungssicherheit der Stromverbraucher infrage stellt.

Mit dem Begriff „Engpassmanagement“ werden alle Instrumente bezeichnet, die dazu dienen, die Gefahr von Netzengpässen bereits im Vorfeld auszuschließen (Engpassvermeidung – präventiv) oder die bestehende Gefahr eines Netzengpasses zu beseitigen (Engpassbehebung – kurativ), um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Der Netzbetreiber verantwortet den sicheren und stabilen Netzbetrieb und somit die Durchführung von Netzengpassmanagementmaßnahmen.

Als Verantwortlicher für den sicheren Netzbetrieb unterliegen Netzbetreiber auch der Verpflichtung, Netzengpässe zu erkennen, Netzengpassmanagementmaßnahmen zu dimensionieren und diese umzusetzen. Grundsätzlich hat der Netzbetreiber drei Möglichkeiten, auf konkrete Netzengpässe zu reagieren:

- Einflussnahme auf das Netz (Schaltmaßnahmen)
- Einflussnahme auf die geographische Verteilung der Stromerzeugung
- Einflussnahme auf die geographische Verteilung des Stromverbrauchs

2.2.2 Rechtlicher Rahmen

Gemäß § 13 EnWG sind Netzbetreiber gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems entsprechende Sicherheitsmaßnahmen zu ergreifen.

Mit Redispatch 2.0 können Netzbetreiber gem. § 13 Abs. 1 EnWG Engpässe durch eine planwertbasierte Anpassung der Erzeugereinspeisung kostenbasiert beheben.

Das Redispatch 2.0 stellt eine marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG dar und beschreibt die Regelungen und Prozesse, nach welchen Netzbetreiber Anpassungen am Lastgang von Erzeugungseinheiten planwertbasiert veranlassen können.

Im Notfall hat der Netzbetreiber die Möglichkeiten, Engpässe per Notfallmaßnahme gem. § 13 Abs. 2 EnWG kurativ zu beheben.

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch eine Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so ist der Netzbetreiber gem. § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen.

Der Verteilnetzbetreiber kann im Gegenzug für reduzierte Netzentgelte auf eine netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung gem. § 14 a EnWG zurückgreifen.

Gemäß § 14a EnWG haben Besitzer von steuerbaren Verbrauchsanlagen (z. B. Elektroautos) die Möglichkeit, Netzbetreibern im Gegenzug für reduzierte Netzentgelte eine direkte Steuerung des Ladevorgangs einzuräumen. Dadurch soll verhindert werden, dass diese Verbrauchseinrichtungen zu Zeiten von hoher Last eine zusätzliche hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsnetz beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Die Regelung zielt im Wesentlichen auf Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektromobile ab. In der Praxis wird dieser Mechanismus – trotz Netzentgeltreduktionen von 40-70 % gegenüber den Standard-Netzentgelte – selten genutzt.

Mit § 14c EnWG beschreibt der Gesetzgeber die neue Generalnorm für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen in Verteilnetzen und schafft die Voraussetzung dafür, dass Verteilnetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen künftig marktgestützt beschaffen können.

Im Zuge der Umsetzung der EU-Richtlinie zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt (2019/944) in nationales Recht wird der Artikel 32 der EU-Richtlinie („Netztarife für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen“) im neu geschaffenen § 14c des EnWG abgebildet. § 14c EnWG ist die neue Generalnorm für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen in Verteilnetzen, da die speziellen Regelungen in §§ 13, 13a, 14 Abs. 1 und 1a sowie § 14a EnWG – soweit sie Flexibilitätsleistungen betreffen – jeweils nur Sonderfälle (etwa den Redispatch bei einer Gefährdung oder Störung des Stromnetzes) regeln. § 14c EnWG hat im Gegensatz dazu einen erheblichen eigenen Anwendungsbereich, da er die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im regulären Netzbetrieb ermöglicht.

Hiermit schafft der Gesetzgeber grundsätzlich die Voraussetzung dafür, dass Verteilnetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen marktgestützt beschaffen können. Mit der Zunahme von flexiblen Erzeugern wie Verbrauchern (Wärmepumpe, PV-Anlagen, Stromspeichern, Elektrofahrzeugen etc.) gewinnt § 14c EnWG kontinuierlich an Bedeutung.

Dabei grenzt sich der neue § 14c EnWG vom 14a EnWG hinsichtlich des Anwendungsbereichs und der Vergütung ab. § 14a EnWG enthält keine originäre Beschaffung einer Flexibilitätsdienstleistung, sondern nur einen vergünstigten Netzzugang für flexible Lasten. § 14c EnWG ermöglicht es, auch unabhängig von einem Netzengpass Flexibilitätsdienstleistungen zu beschaffen. Dabei lassen sich allgemein unter „Flexibilitätsdienstleistungen“ sämtliche last- und erzeugungsseitigen Maßnahmen fassen, die entweder einseitig auf gesetzlicher Grundlage oder bilateral im Zuge der Abwicklung eines Vertrages mit einem Flexibilitätsanbieter durch den Netzbetreiber vorgenommen werden können¹⁴.

Status quo: Flexible Stromverbraucher in der Niederspannungsebene werden im aktuellen Engpassmanagement kaum berücksichtigt – das enorme Flexibilitätspotenzial bleibt unbenutzt.

Während mit Redispatch 2.0 ein umfassender Mechanismus zur Einbindung von Stromerzeugern in das Engpassmanagement existiert, sind elektrische Verbraucher – insbesondere in den unteren Spannungsebenen – zum aktuellen Zeitpunkt nur sehr geringfügig im aktuellen Engpassmanagementkonzept berücksichtigt.

¹⁴ NuR 2022, 13 (15)



Abbildung 18: Einbindung von Erzeugern und Verbrauchern im Engpassmanagement im Verteilnetz

Eine kurzfristige Abschaltung eines elektrischen Stromverbrauchers im Rahmen einer Notfallmaßnahme gem. § 13 Abs. 2 EnWG ist derzeit meist die einzige Möglichkeit, einen lastbedingten Engpass zu beseitigen. Dieser Mechanismus wird den Anforderungen elektrischer Kleinstverbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen allerdings nicht gerecht, da eine unabsehbare Abschaltung dieser Anlagen für den Endverbraucher nicht zumutbare Einschränkungen darstellen. Gleichzeitig bleibt das enorme Flexibilitätspotenzial aufgrund des Fehlens eines transparenten und planwertbasierten Ansatzes ungenutzt.

2.2.3 Kosten für Engpassmanagement

Die Kosten für Engpassmanagement tragen zu einer ungleichen Mehrbelastung von Netznutzern in den regionalen Netzentgelten bei.

Im Jahr 2020 entstanden allein für Redispatch und Einspeisemanagement Kosten i.H.v. 220 Mio. € bzw. 761 Mio. €. Mit der Einführung von Redispatch 2.0 wurden am 01.10.2021 beide Mechanismen zwar zusammengeführt – auch mit dem Ziel, die Gesamtkosten für Engpassmanagement zu verringern. Engpassmanagementkosten werden aber aufgrund der großen abgeregelten Mengen weiterhin eine beträchtliche finanzielle Last für die Netznutzer darstellen. Insbesondere in Nord- und Ostdeutschland sowie in ländlichen Gebieten mit einer hohen Anzahl von volatilen erneuerbaren Erzeugern können hohe Netzengpassmanagementkosten zu regional deutlich erhöhten Netzentgelten und einer ungleichen Mehrbelastung der Netznutzer beitragen.

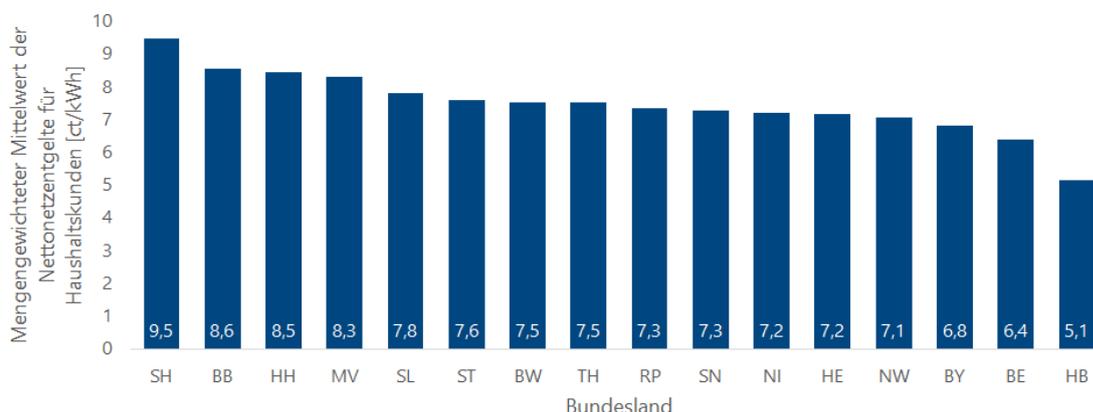


Abbildung 19: Durchschnittliche Nettonetzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesland 2021¹⁵

¹⁵ Quelle: BNetzA – Monitoringbericht 2021

2.3 Rolle der Elektromobilität im Verteilnetz

Bisher treten durch Elektromobilität, wenn überhaupt, nur sehr selten Netzengpässe auf. Allerdings nimmt der Hochlauf deutlich an Fahrt auf, schließlich strebt die Bundesregierung einen Bestand von 15 Millionen Elektroautos bis 2030 an. Plug-In-Hybride werden zunehmend durch vollelektrische Elektroautos ersetzt. Perspektivisch wird bidirektionales Laden an Bedeutung gewinnen.

2.3.1 Einordnung der Elektromobilität im deutschen Verteilnetz

Ladevorgänge von Elektromobilität erfolgen entweder am Wohnort, am Arbeitsplatz oder an (halb-)öffentlichen Ladepunkten. Je nach Ladeort kann sich die maximale Ladeleistung, das Ladeverhalten sowie die Netzebene für den Ladeanschluss unterscheiden.

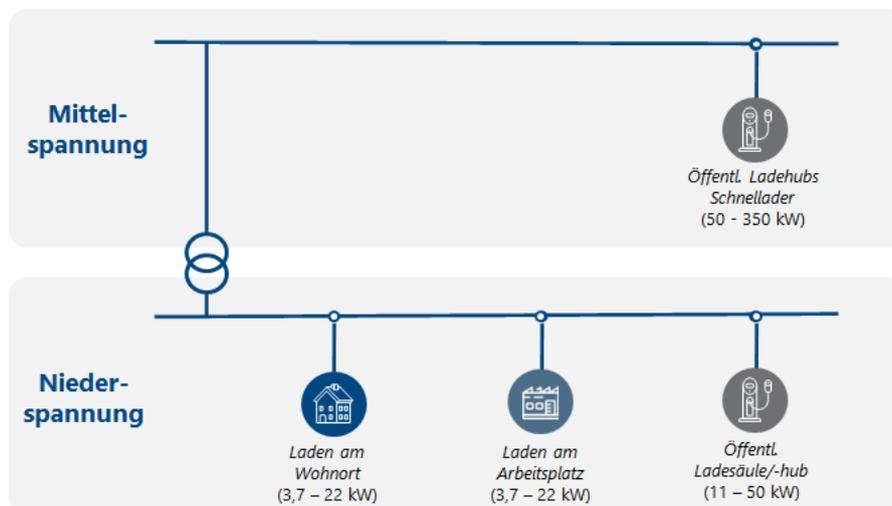


Abbildung 20: Verortung von Elektroauto-Ladepunkten im Stromnetz und typische Ladeleistungen

Für das Laden an privaten Ladepunkten, das heißt am Wohnort oder am Arbeitsplatz, kommt in der Regel AC-Ladetechnik mit einer maximalen Leistung von bis zu 22 kW zur Anwendung. Insbesondere für Ladepunkte am Wohnort sind Ladeleistungen von 11 kW dominant. Wallboxen und Ladesäulen am Wohnort und am Arbeitsplatz werden fast ausschließlich an der Niederspannungsebene angeschlossen. Ladestationen beim Arbeitgeber, welche mehrere Ladepunkte anbieten, verfügen oft über ein internes Lademanagement, welches die Ladeleistung pro Ladepunkt begrenzt, um eine Überlastung des Netzanschlusses zu vermeiden.

Unter (halb-)öffentlichen Ladepunkten werden Ladesäulen in Städten, an Supermärkten oder sonstigen Geschäften sowie Schnelllader an Autobahnraststätten verstanden. Auch bei den (halb-)öffentlichen Ladepunkten dominiert die AC-Ladetechnik, wobei eine Ladeleistung von 22 kW (75 % der (halb-)öffentlichen Ladepunkte) üblich ist. Ungefähr 11 % der (halb-)öffentlichen Ladepunkte sind sogenannte Schnellladepunkte, welche Ladeleistungen > 22 kW ermöglichen¹⁶. Ein Großteil dieser Schnellladepunkte wird mit Gleichspannungstechnik betrieben. DC-Ladepunkte werden meist als Ladehubs mit mehreren Ladepunkten installiert und erfordern aufgrund der hohen Gesamtleistung häufig einen Anschluss an das Mittelspannungsnetz.

Der Großteil der Ladung von Elektromobilität erfolgt an privaten Ladepunkten in der Niederspannung.

Ende 2021 waren ca. 50.000 (halb-)öffentliche Ladepunkte installiert¹⁴. Die Anzahl der privaten Ladepunkte übersteigt die Anzahl (halb-)öffentlicher Ladepunkte um ein Vielfaches. Allein im

¹⁶ Quelle: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen – The development of battery storage systems in Germany – A market review (2020)

Rahmen des KfW-Förderprogramms wurden im Jahr 2021 und 2022 500.000 private Ladestationen innerhalb von 16 Monaten installiert. Das entspricht einem Zubau der installierten Ladeleistung um 340 MW pro Monat. Für die Zukunft wird sich dieser Trend verstärken. Bis 2030 wird mit 8,7 Mio. privaten Ladepunkten an Wohngebäuden und Arbeitsplätzen gerechnet. Das entspricht einer installierten Ladeleistung von über 130 GW (zum Vergleich: Die aktuelle maximale Stromlast in Deutschland liegt aktuell bei 81 GW¹⁷).

Auch die Ladevorgänge selbst erfolgen vorwiegend an privaten Ladepunkten an Wohngebäuden und Arbeitsplätzen (60-85 %). Über 65 % des Ladestroms wird an privaten Ladepunkten geladen. Die entsprechend für Elektroautos geladene Energiemenge ist enorm – für das Jahr 2030 wird geschätzt, dass über 28.000 GWh an Strom in privaten Ladepunkten im Ortsnetz geladen werden. Insgesamt wird in etwa 4 % des heutigen gesamten Stromverbrauchs zusätzlich für das Laden an privaten Ladepunkten in der Niederspannung anfallen¹⁸.

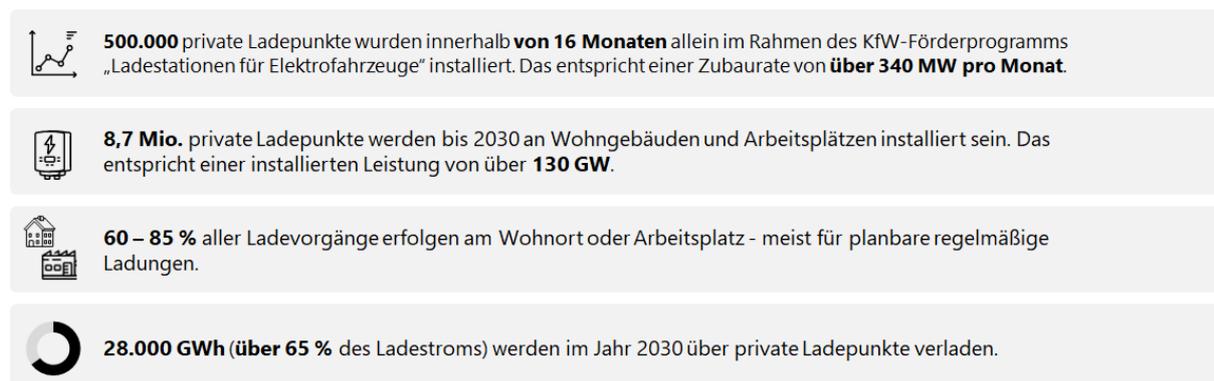


Abbildung 21: Zahlen und Fakten zum Strombezug für Elektromobilität

2.3.2 Zukunftstrends

Parallel zur starken Zunahme der Elektromobilität auf bis zu 19 Mio. Elektroautos bis 2030 erfolgt ein genereller Rückgang des Anteils der Plug-in-Hybride. Während 2022 noch rund die Hälfte aller Elektroautos Plug-In-Hybride sind, wird 2030 gerade mal jedes fünfte Elektroauto mit Hybridantrieb fahren.

Ein PKW parkt im Durchschnitt 20 Stunden am Tag am Wohnort.¹⁹ Zugleich benötigt ein Elektroauto für eine Vollladung an einer privaten Wallbox mit typischerweise 11 kW um die 5 bis 8 Stunden. Die lange Standzeiten und die Planbarkeit der regelmäßigen Ladevorgänge an privaten Wallboxen bilden ideale Bedingungen, um das Flexibilitätspotenzial aus Elektroautos durch innovative Ladekonzepte zu erschließen.

Smart Charging könnte heute bereits zur Anwendung kommen, scheitert jedoch bislang an nicht verfügbaren Netztarifen – perspektivisch könnte bei den richtigen Rahmenbedingungen bidirektionales Laden das Flexibilitätspotenzial aus Elektroautos erhöhen.

Beim Smart Charging wird der Ladevorgang innerhalb der Standzeiten in besonders günstige Zeiträume (z. B. geringe Strompreise) verschoben. Es handelt sich somit um einen Flexibilitätsgewinn durch eine Lastverschiebung.

¹⁷ Quelle: Bundesregierung.de – Spitzenlast in Deutschland

¹⁸ Quelle: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur – Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf

¹⁹ Quelle: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur – Mobilität in Deutschland – Ergebnisbericht 2017

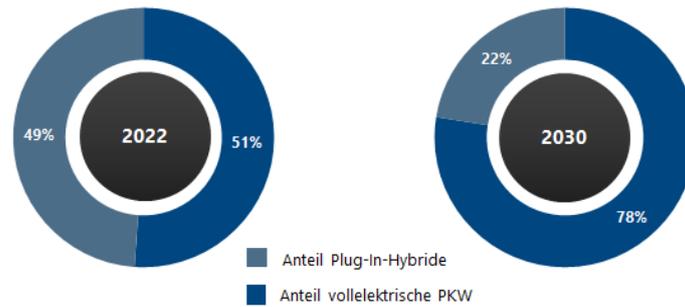


Abbildung 22: Anteil an Plug-In-Hybriden und vollelektrischen Elektroautos ²⁰

Die Ladevorgänge der Elektromobilität an privaten Ladepunkten sind relativ lang.

Das bidirektionale Laden geht einen Schritt weiter. Im Rahmen von Vehicle-to-grid oder Vehicle-to-home fungiert der Batteriespeicher zudem als Zwischenspeicher. Strom wird zu günstigen Zeiten vom Elektroauto in das Stromnetz oder den privaten Haushalt zurückgespeist, um beispielsweise das Stromnetz zu entlasten oder den Eigenverbrauch im Haushalt zu erhöhen.

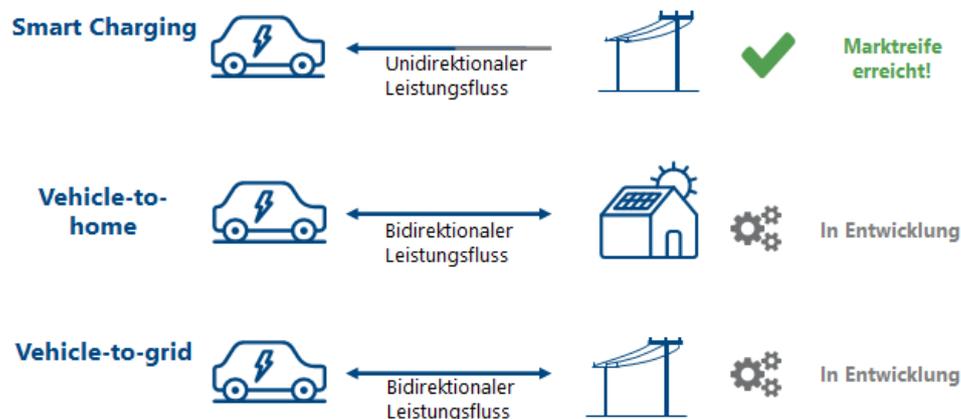


Abbildung 23: Innovative Ladekonzepte für Elektroautos und Reifegrad

Während Smart Charging im Rahmen von marktorientierten Ansätzen bereits heute praktiziert wird, befindet sich das bidirektionale Laden noch in Entwicklung, birgt aber die Chance, das Flexibilitätspotenzial aus Elektroautos zu vervielfältigen.

2.3.3 Mögliche Ladestrategien für Smart-Charging-Anwendungen

Für die Optimierung des Ladevorgangs im Rahmen von Smart Charging gibt es grundsätzlich eine Vielzahl verschiedener Anwendungszwecke.

Für das Netz können sich je nach Ladestrategie aufgrund von Masseneffekten unterschiedliche Auswirkungen ergeben.

Bei marktpreisorientierten, emissionsorientierten und systemorientierten Ladestrategien kommt es aufgrund einer Korrelation mit der EE-Einspeisung als Nebeneffekt oft zu einer Synchronisierung von Last und Erzeugung. Indirekt kann sich bei diesen Ladestrategien das Auftreten von EE-Überschüssen und entsprechend Netzengpässen in höheren Netzebenen verringern. Auf der anderen Seite resultieren diese Ladestrategien in hohen Gleichzeitigkeiten beim Laden. Überlastungen im lokalen Niederspannungsnetz könnten die Folge sein.

²⁰ Quelle: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur – Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf

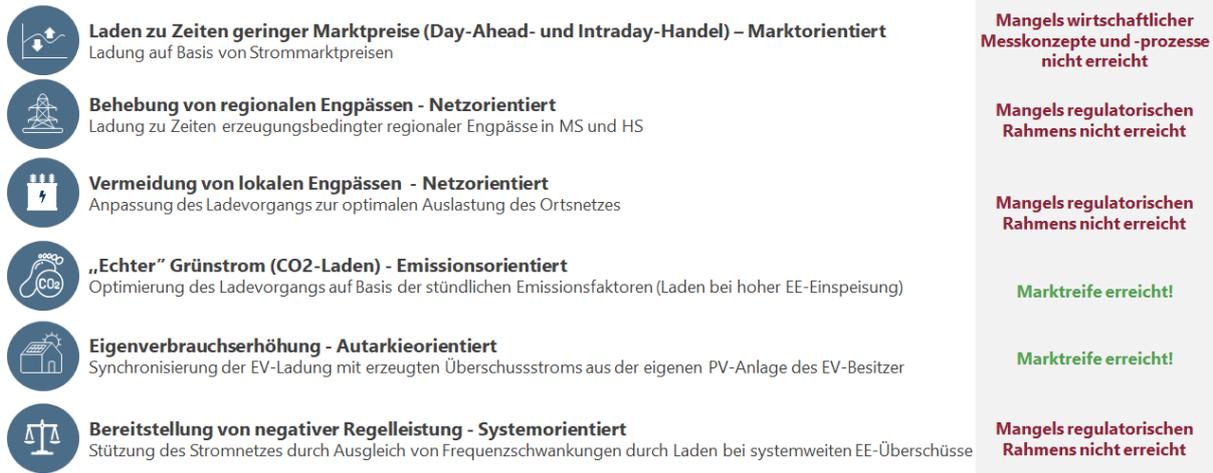


Abbildung 24: Mögliche Ladestrategien für Smart Charging (unidirektional)

Autarkieorientiertes Laden hat grundsätzlich positive Auswirkungen auf die Auslastung des Ortsnetzes, da es vorrangig auf die Nutzung des Überschussstroms aus der eigenen PV-Anlage setzt. Höhere Spannungsebenen werden durch autarkieorientiertes Laden nur indirekt entlastet.

Erfolgt die Ladeoptimierung des Elektroautos primär zur Entlastung des gesamten Stromnetzes, spricht man von netzorientiertem Laden.

Während marktorientierte, emissionsorientierte und autarkieorientierte Ansätze schon jetzt Marktreife erreicht haben, fehlt für netz- und systemorientierte Smart-Charging-Ansätze noch der regulatorische Rahmen.

2.3.4 Potenzial für netzorientiertes Laden

Die Herausforderung einer netzorientierten Integration der Elektromobilität besteht darin, das enorme Flexibilitätspotenzial aus Elektroautos im Niederspannungsnetz für netzdienliche Zwecke zu erschließen. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass das lokale Ortsnetz aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten beim Laden nicht überlastet wird.

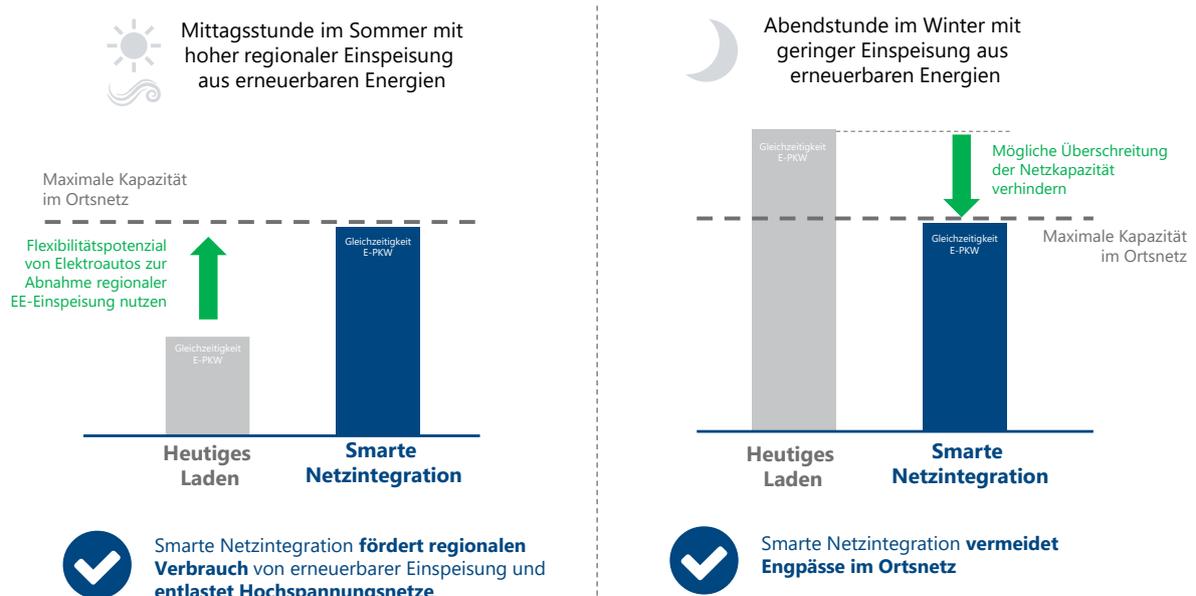


Abbildung 25: Potenziale einer smarten Netzintegration

Abbildung 25 veranschaulicht zwei Netzsituationen, in welchen eine optimierte Netznutzung durch eine Flexibilisierung der Last aus Elektroautos erzielt werden kann.

In Zeiten hoher EE-Einspeisungen und geringer Last (z.B. Mittagsspitze) treten häufig Netzengpässe in den höheren Spannungsebenen auf, während die lastgeprägten Niederspannungsnetze vergleichsweise wenig ausgelastet sind. In solchen Situationen gilt es, eine Erhöhung der Last durch Elektroautos maximal bis zur Kapazität des Ortsnetzes zu fördern, um die EE-Überschüsse in der überlagerten Netzebene zu verringern.

In anderen Fällen kann es wiederum zu Zeiten geringer EE-Einspeisung und hoher Last aus Elektroautos (z. B. Abendstunden im Winter) zu einer lastbedingten Überschreitung der maximalen Kapazität im Ortsnetz kommen. In diesen Situationen gilt es, im Rahmen einer smarten Netzintegration eine Ladung außerhalb dieser Zeitfenster zu fördern.

Um die beiden Aspekte von netzorientiertem Laden – Synchronisierung von Last und Erzeugung einerseits und lokaler Lastoptimierung andererseits – bedarf es eines zusammenhängenden Gesamtkonzeptes, in welchem die Interessen aller Akteure (Elektroauto-Besitzer, Netzbetreiber und Marktteilnehmer) erfüllt werden.

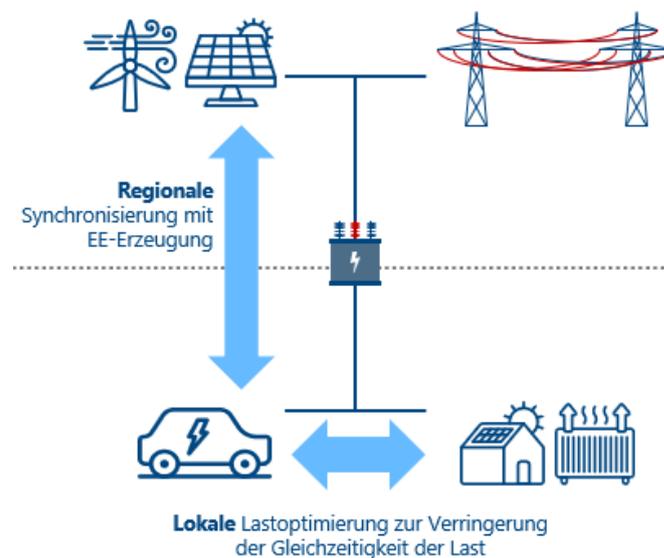


Abbildung 26: Netzorientiertes Laden zur Vermeidung von Engpässen im regionalen und lokalen Netz

2.4 Anforderungen an eine zukunftsfähige Netzintegration der Elektromobilität

Umfragen deuten darauf hin, dass Laden ohne Einschränkungen neben Unabhängigkeit und Kostenminimierung einen hohen Stellenwert einnimmt. Mit speziellen Produkten wäre smartes und netzorientiertes Laden ohne Einschränkungen für die Kunden möglich. Damit könnten Netzbetreiber bei einer zügigen EE- und Netzintegration von Elektroautos unterstützt werden.

Eine verbraucherseitige Akzeptanz für netzorientiertes Laden setzt eine nutzerfreundliche Umsetzung und finanzielle Entlohnung der netzdienlich eingesetzten Flexibilität voraus.

Nach eigenen Anforderungen hinsichtlich der eigenen Mobilität befragt²¹, stehen für Endverbraucher die Themen Flexibilität und Unabhängigkeit sowie die Minimierung von eigenen Kosten vor dem Hintergrund steigender Energiepreise an zweiter und dritter Stelle.

Eine Akzeptanz seitens der Elektroautos-Besitzer für smartes netzorientiertes Laden ist erreichbar, sofern dem Elektroauto-Besitzer im Rahmen attraktiver Produkte eine finanzielle Entlohnung der netzdienlich eingesetzten Flexibilität sowie die Gewährleistung der Planbarkeit beim Laden angeboten wird.

Es bedarf innovativer und schnell umsetzbarer Lösungen, um eine Integration erneuerbarer Energien zu ermöglichen.

Vor dem Hintergrund der angestrebten Klimaneutralität bis 2045 sind Lösungen zur Treibhausgasreduktion erforderlich, welche einerseits kurzfristig umsetzbar sind, andererseits für mittel- und langfristige Entwicklungen anpassbar und kompatibel sind. Ein intelligentes Netzintegrationskonzept für Elektroautos kann ein geeignetes Instrument sein, um die EE-Aufnahmefähigkeit der Stromnetze kurz- bis mittelfristig zu erhöhen.

²¹ Quelle: VdTÜV

3 Innovationsimpuls für eine zukunftsfähige Netzintegration

3.1 Gesamtkonzept zur zukunftsfähigen Netzintegration

Das Gesamtkonzept verfolgt einen zweistufigen Ansatz und vermeidet sowohl die EE-Abregelung als auch Leistungsabsenkungen beim Ladevorgang von Elektroautos durch den Netzbetreiber: Incentiviert durch Netztarife des Netzbetreibers optimieren Elektroautos ihre Ladefahrpläne und können so zur vorrangigen EE-Nutzung beitragen (z. B. Vermeidung regionaler EE-Abregelung), Netzbetreiber bestätigen automatisch den optimierten Ladefahrplan des Elektroautos (Vermeidung von Notfallmaßnahmen) und Notfallmaßnahmen (Leistungsabsenkungen durch den Netzbetreiber oder ungeplantes Sofortladen/Losfahren) treten nur in Ausnahmesituationen auf.

3.1.1 Das Gesamtkonzept im Überblick

Den prozessualen Rahmen und die Grundlage zum Schutz der Niederspannung bildet ein Mechanismus zur smarten Flexibilisierung der Netznutzung – **der Netz-Check-In**. Der Netz-Check-In ermöglicht eine weitgehend freie Nutzung der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten durch Marktakteure und setzt Smart Grids in der Niederspannung auf unkomplizierte Art und Weise um.

Durch ein **Anreizsystem basierend auf zeitvariablen Netztarifen durch den Netzbetreiber** kann das Flexibilitätspotenzial in der Niederspannung für Netzbetreiber und Elektroauto-Besitzer gewinnbringend gehoben werden. Der Netzbetreiber incentiviert über zeitvariable Netztarife eine regionale Synchronisation der EE-Erzeugung und Elektroauto-Ladevorgänge. Anreizsysteme beinhalten generell das Risiko, dass sie zu höheren Gleichzeitigkeitsgraden führen, als es eine rein bedarfsorientierte Netznutzung mit sich bringen würde. In der Kombination mit dem Netz-Check-In kann diesem Risiko vorgebeugt werden, sodass das Flexibilitätspotenzial in der Niederspannung gehoben werden kann, während gleichzeitig direkte Eingriffe des Netzbetreibers die Ausnahme bleiben.

Direkte Eingriffe in den Ladevorgang als **Notfallmaßnahme** sind weiterhin möglich, jedoch nur für den Notfall als Ultima Ratio in Form einer Leistungsabsenkung gedacht.



Abbildung 27: Übersicht Gesamtkonzept

Die Interaktion zwischen Elektroauto-Besitzer und Netzbetreiber sollte durch einen professionellen Marktakteur organisiert und vollständig automatisiert werden. Diese Aufgabe kann über einen sogenannten **Smart-Charging-Anbieter** erfolgen. Dieser kann – muss aber nicht zwangsläufig – personenidentisch mit dem Lieferanten des Elektroautos sein.

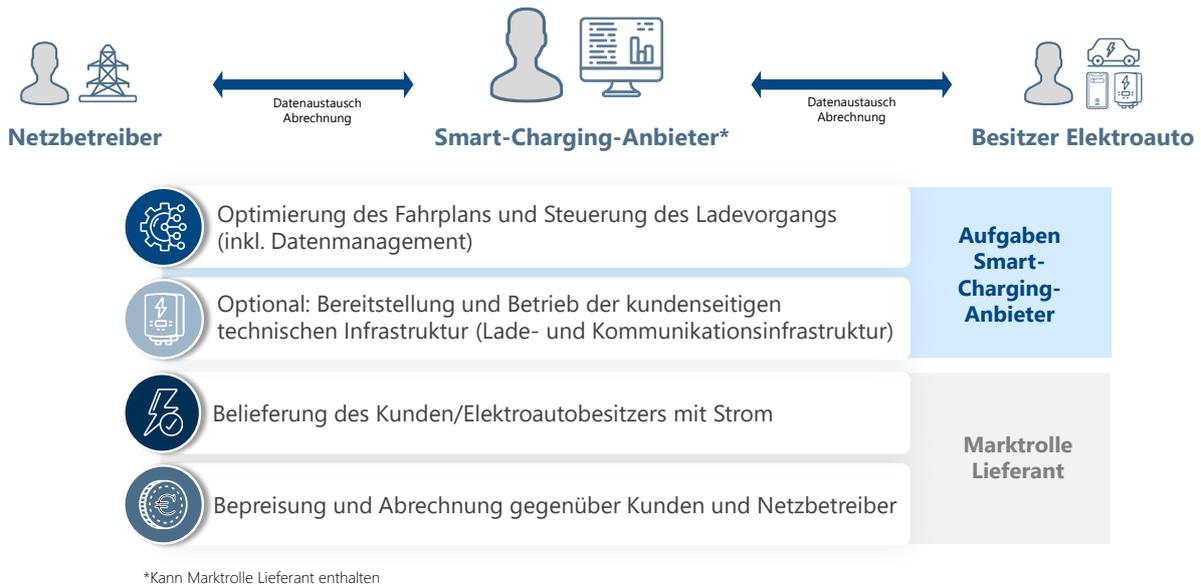


Abbildung 28: Definition "Smart-Charging-Anbieter"

3.1.2 Einordnung des Konzeptes

Für Elektroautos existiert – wie für alle Stromverbraucher – aktuell kein Instrument für präventives Engpassmanagement. Als kuratives Instrument können Netzbetreiber aktuell eine direkte Steuerung des Ladevorgangs gemäß § 14a EnWG durchführen, welches allerdings nur Anwendung findet, wenn Lieferant oder Letztverbraucher einen entsprechenden Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber abgeschlossen haben. In der Praxis wird dieser Mechanismus – trotz angebotenen reduzierten Netzentgelten – selten genutzt.

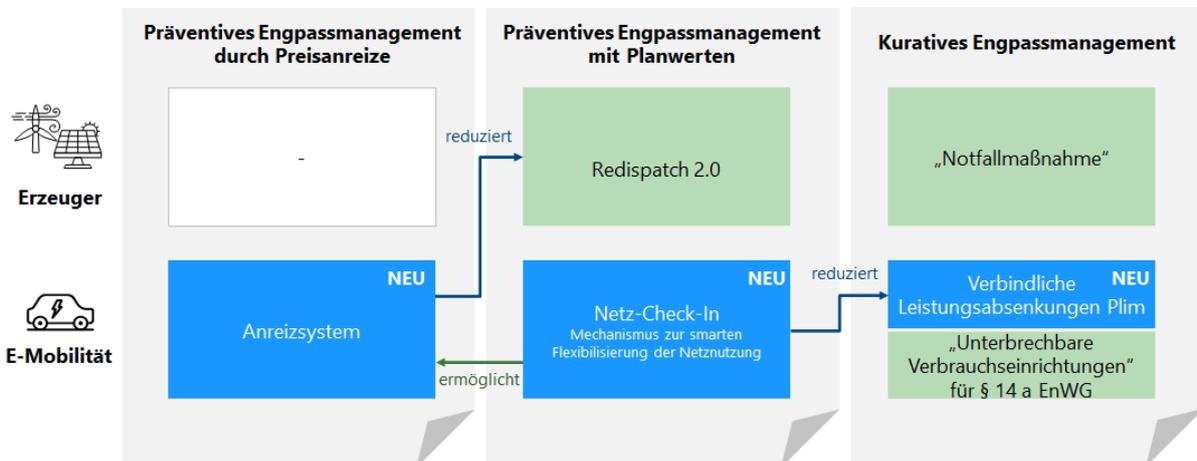


Abbildung 29: Einordnung des Gesamtkonzeptes

Das Konzept zur innovativen Netzintegration schließt die Lücken und hebt die Flexibilität der Elektromobilität sowohl zur Reduzierung von Redispatch 2.0 als auch zur weitestgehenden Vermeidung von verbindlichen Leistungsabsenkungen als kuratives Engpassmanagement.

3.2 Der Netz-Check-In

Der Ladefahrplan wird vom Netzbetreiber automatisch bestätigt, welcher diesen mit den verfügbaren Netzkapazitäten abgleicht (Netz-Check-In). Durch die Abstimmung werden kurative Engpassmaßnahmen in der Niederspannung und somit Eingriffe in die Ladevorgänge vermieden.

3.2.1 Motivation

Es bedarf eines schnell umsetzbaren und simplen prozessualen Rahmens, um innovative Elektroauto-Ladekonzepte zu ermöglichen und zugleich Überlastungen des Ortsnetzes zu vermeiden

Angesichts der anstehenden Mehrbelastung des Ortsnetzes aufgrund der rasanten Zunahme des Bestandes an Elektroautos sowie der Entwicklung innovativer Elektroauto-Ladekonzepte bedarf es eines planwertbasierten und automatisierten Prozesses, welcher eine Elektroauto-seitige Optimierung von Elektroauto-Ladefahrplänen unter Berücksichtigung der verfügbaren Ortsnetzkapazitäten ermöglicht.

Elektroauto-seitige Optimierungen von Ladefahrplänen (auf Basis des zeitvariabler Netztarife gem. oder anderer Mechanismen) beinhalten oft das Risiko, dass hohe Gleichzeitigkeit und Überlastungen im regionalen Ortsnetz entstehen. Durch den im Netz-Check-In beschriebenen Prozess soll das Flexibilitätspotenzial in der Niederspannung entfesselt werden, ohne dass es zur Überlastung des Ortsnetzes und direkt steuernde Eingriffe durch den Netzbetreiber kommt.

3.2.2 Funktionsweise

Der Netz-Check-In startet als vollautomatisierter Prozess, sobald der Elektroauto-Besitzer das Elektroauto zum Laden an das Netz anschließt („Plug-In“). Die kundenindividuellen Ladesettings (z. B. Standzeiten, gewünschter Mindestladezustand der Batterie) sind nach initialer Konfiguration durch den Elektroauto-Besitzer dem Elektroauto und Smart-Charging-Anbieter bekannt. Auf Basis dieser Ladesettings und zum Anlass eines „Plug-In“ generiert das Elektroauto einen Ladewunsch und stößt so den Optimierungsprozess beim Smart-Charging-Anbieter an.

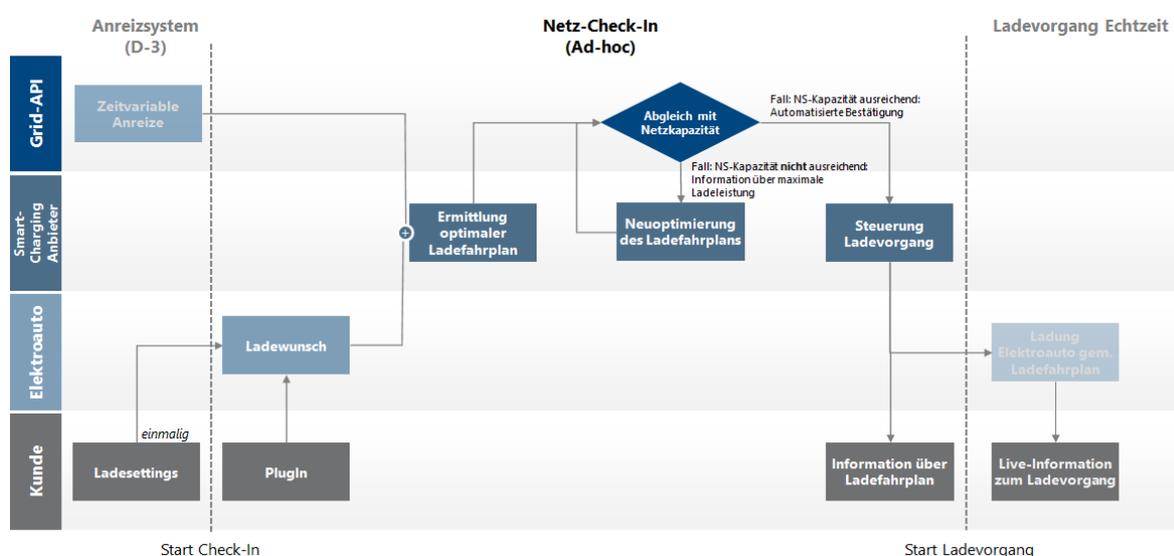


Abbildung 30: Funktionsweise Netz-Check-In

Der Smart-Charging-Anbieter ermittelt für den Ladewunsch unter Berücksichtigung der Netztarife (siehe das in Kapitel 3.3 geschilderten Anreizsystem) über sein Energiemanagementsystem einen optimalen Ladefahrplan, welchen er an den Netzbetreiber übermittelt. Als Taktung für die Fahrplanzeitreihe bietet sich das in der Energiewirtschaft übliche 15-Minuten-Zeitraster an.

Der Netzbetreiber gleicht den Ladefahrplan mit der auf Basis von Messungen und Prognosen ermittelten verfügbaren Niederspannungskapazität ab. Je nach Engpasssituation kann der limitierende Faktor die Strangkapazität oder die Anschlussleistung der Ortsnetzstation sein. Der Netzbetreiber sollte dabei immer einen gewissen Puffer in seiner Prognose vorhalten. Sollte es Ungenauigkeiten in der Prognose geben oder sollten einzelne Elektroautos vom Ladefahrplan abweichen, ist sichergestellt, dass das Ortsnetz weiterhin ohne Engpass betrieben werden kann.

Sollte der Ladefahrplan des Elektroautos die verfügbare Kapazität zu keinem Zeitpunkt überschreiten, bestätigt der Netzbetreiber den Ladefahrplan gegenüber dem Smart-Charging-Anbieter. Ist dagegen eine Überschreitung der verfügbaren Kapazitäten absehbar, übermittelt der Netzbetreiber die für den in Frage kommenden Ladezeitraum maximale Ladeleistung. Der Smart-Charging-Anbieter kann anhand dieser Restriktion eine erneute Optimierung durchführen, welche wiederum vom Netzbetreiber zu validieren ist.

Nach Abschluss des vollautomatisierten Optimierungsprozesses, welcher in der Praxis wenige Sekunden dauert, erhält der Elektroauto-Besitzer eine Information über den abgestimmten Ladefahrplan. Entsprechend dieses Ladefahrplans kann das Smart Charging den Ladevorgang des Elektroautos steuern. Eine direkte Steuerung durch den Netzbetreiber ist nicht notwendig. Gegenüber den Kunden sollte maximale Transparenz sichergestellt werden. Während des Ladevorgangs kann der Kunde jederzeit den Ladezustand der Batterie per App einsehen. Der Netz-Check-In basiert auf Freiwilligkeit mit beidseitigem Nutzen und soll zu keinem Zeitpunkt einschränkend für den Kunden sein. Möchte der Kunde aufgrund eines unvorhergesehenen Ereignisses Sofortladen und den Ladefahrplan verwerfen, ist dies jederzeit möglich.

Durch das System des Netz-Check-In lassen sich präventiv lastbedingte Engpässe auf der Niederspannungsebene und somit direkte kurative Eingriffe durch den Netzbetreiber vermeiden. Während der Netzbetreiber von reduzierten Engpassmanagementkosten profitiert, verringern sich die mögliche Komforteinbußen aufgrund von kurativen Ladebeschränkungen beim Elektroauto-Besitzer.

3.3 Anreizsystem

Der Netzbetreiber veröffentlicht zeitvariable Netztarife (t-72h), um die Flexibilität in der Ladestrategie von Elektroautos in Richtung einer regionalen Synchronisierung mit der EE-Einspeisung zu incentivieren. Elektroautos optimieren das Ladeverhalten entsprechend und tragen so zu einer Reduktion der EE-Abregelung (höhere Spannungsebenen) bei.

3.3.1 Motivation: Vermeidung regionaler EE-Abregelung

Der Zubau erneuerbarer Energien erfolgt zunehmend dezentral und lastfern in ländlichen Gebieten mit einer begrenzten Aufnahmekapazität der Netze. Regionale EE-Überschüsse müssen daher oft im Rahmen von Netzengpassmanagementmaßnahmen abgeregelt werden, wobei die Ersatzenergie durch teure und emissionsreiche konventionelle Erzeuger bereitgestellt wird. Dies resultiert in regional erhöhten Netzentgelten in ländlichen Gebieten. Als Alternative zur Abregelung von EE-Überschüssen besteht die Möglichkeit, EE-Erzeugung und die flexible Last aus Elektromobilität regional zu synchronisieren.

Zeitvariable regionale Netztarife sind ein simples, aber wirksames Instrument, um eine regionale Synchronisation der Last aus der Niederspannung mit EE-Überschüssen aus höher gelegenen Netzebenen zu erwirken.

Zeitvariable Netztarife bieten eine Möglichkeit, die Nutzung von lokal erzeugtem Strom anzureizen und somit die Netze in höheren Spannungsebenen zu entlasten. Verbrauchern wie Elektroautos wird durch einen verringerten Arbeitspreis ohne Kontrahierung ein Anreiz dazu vermittelt, ihre Flexibilität aus eigenem wirtschaftlichem Interesse zu Zeiten von hoher EE-Einspeisung einzusetzen.

3.3.2 Funktionsweise

Der Netzbetreiber führt auf Basis ihm vorliegender Struktur- und Planungsdaten Netzprognosen durch, um zukünftige Netzengpässe zu prognostizieren. Um diese im Vorfeld zu verhindern, veröffentlicht der Netzbetreiber mit ausreichend zeitlichem Vorlauf (z. B. 72 Stunden) für ein bestimmtes Netzgebiet eine Zeitreihe regionaler zeitvariabler auf die Energiemenge bezogene Netztarife in Richtung der Smart-Charging-Anbieter.

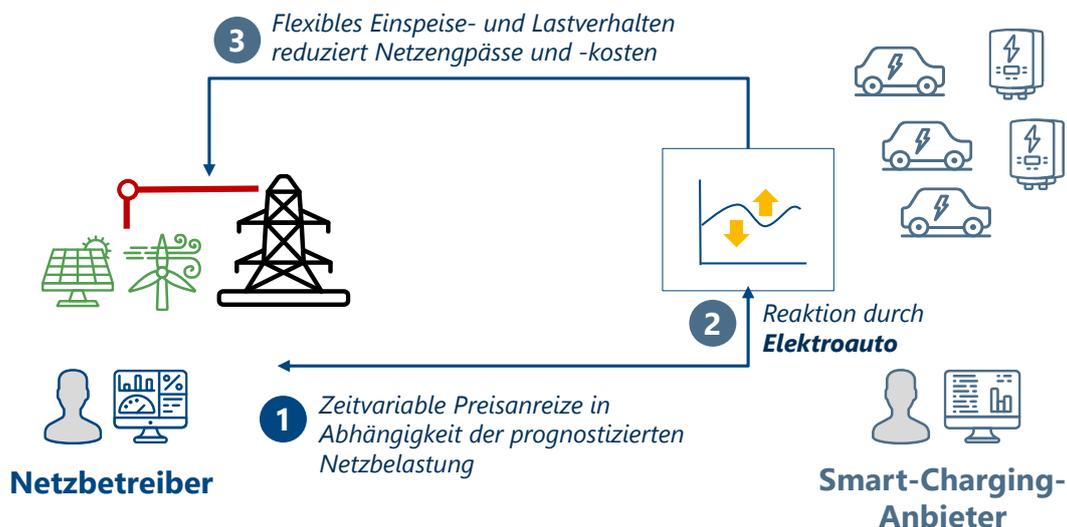


Abbildung 31: Funktionsweise zeitvariabler Netztarife

Stromverbraucher können mithilfe der Netztarife in Netzgebieten mit Erzeugungsüberschuss für die Dauer des Engpasses begünstigt werden. Werden im Netzgebiet lastbedingte Netzengpässe erwartet, sind auch negative Netztarife denkbar.

In der Folge verschiebt der Smart-Charging-Anbieter den Ladevorgang innerhalb der Standzeiten der Elektroautos in die Zeitfenster mit den günstigsten Netztarifen, während die Ladung zu Zeiten von höheren Preisen vermieden wird.

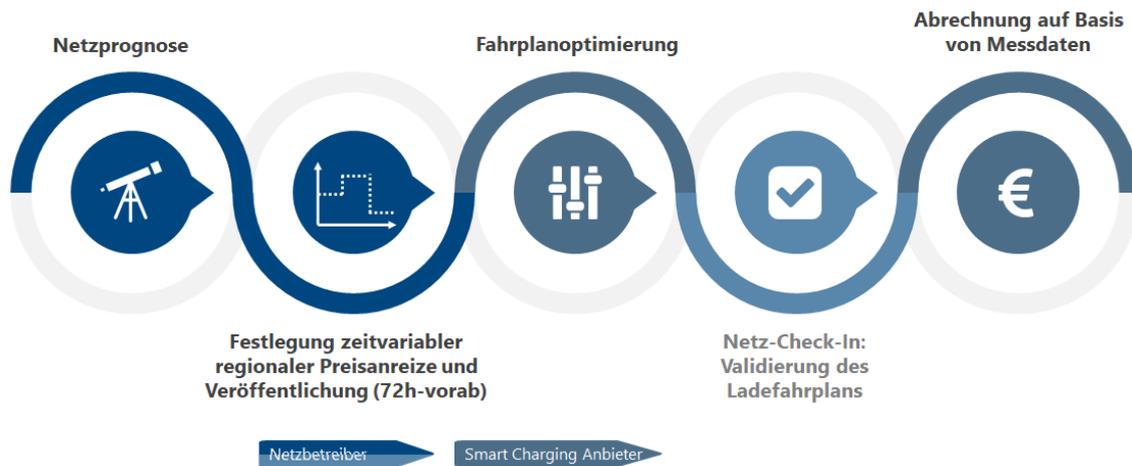


Abbildung 32: Prozesse beim Netzbetreiber und Smart-Charging-Anbieter im Anreizsystem

Nach Abschluss des Ladevorgangs erfolgt die Abrechnung zwischen Netzbetreiber und Smart-Charging-Anbieter auf Basis des tatsächlichen Ladefahrplans des Elektroautos.

3.3.3 Festlegung der Preisstufen der Netztarife

Die Herausforderung bei der Definition der Netztarife besteht für den Netzbetreiber darin, die Höhe der Preisstufen richtig zu parametrieren. Der Netzbetreiber muss dazu stochastische Analysen und Prognosen über das Verbrauchsverhalten und über mögliche Netzengpässe durchführen. Grundlage für die Festlegung der Preisstufen ist eine detaillierte Kenntnis von Kundenstruktur, Flexibilitätspotenzial und Reaktion auf Netztarife im Netzgebiet.

Festlegung und Weiterentwicklung der Preisstufen im Zeitverlauf durch „lernenden“ VNB

Bei der Festlegung der Preisstufen ist zwischen zwei divergierenden Aspekten abzuwägen: Um eine ausreichende Steuerungswirkung für flexible Lasten zu entfalten, muss die Preisdifferenz zwischen den Stufen ausreichend groß dimensioniert werden. Gleichzeitig wächst bei besonders großen Preisstufen das Kostenrisiko für den Netzbetreiber und/oder bei dem Smart-Charging-Anbieter bzw. Elektroauto-Besitzer.

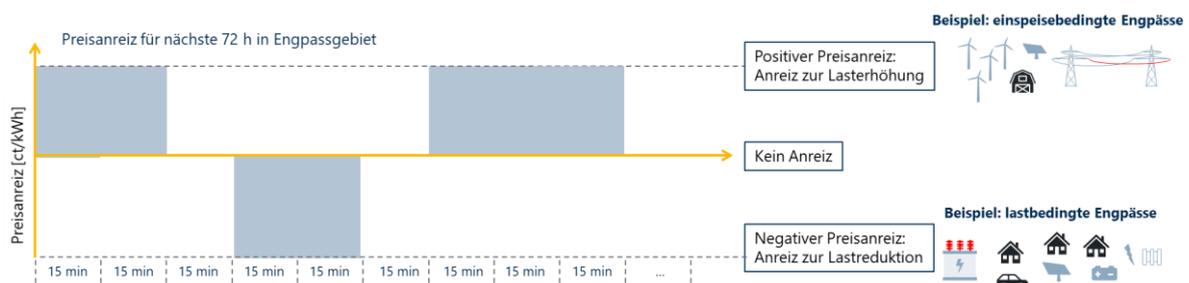


Abbildung 33: Mögliche Ausgestaltung von Netztarifen zur Vermeidung von Netzengpässen

Die Festlegung der Stufen sollte daher individuell bestimmt und im Zeitverlauf angepasst werden, um eine größtmögliche Effizienz und ein Optimum zwischen den divergierenden Anforderungen zu erreichen. Es wird daher eine evolutionäre Einführung des zeitvariablen Netztarife für Elektroautos seitens des Netzbetreibers empfohlen.

3.3.4 Dynamische Festlegung des jeweils gültigen Netztarifes

Die Preisstufen sollen Netzengpässe reflektieren, um netzentlastendes flexibles Verhalten anzureizen. Da die Einspeisung von erneuerbaren Energien mit einer hohen Unsicherheit verbunden ist, können meist keine festen „Schaltzeiten“ im Tagesverlauf für die Tarife für ein ganzes Jahr festgelegt werden. Innerhalb eines Jahres bedarf es daher einer dynamischen Festlegung des jeweils gültigen Netztarifes. Die jeweilige Führungsgröße zur dynamischen Festlegung des Tarifs ist individuell je nach Netzsituation durch Netzbetreiber bei der Einführung des Werkzeugs zu entwickeln.

Zur Anwendung des Anreizsystems zur Vermeidung EE-bedingter Engpässe ist in erster Näherung beispielsweise die Prognose der Leistungsbilanz einer Netzgruppe in der Hochspannungsebene als Führungsgröße denkbar. Hier könnten Grenzwerte für Leistungen analysiert werden, die mit Netzengpässen korrelieren.

3.3.5 Praktische Umsetzung für Netzbetreiber mit unterschiedlichen Anforderungen

In Deutschland gibt es mehr als 900 Verteilnetzbetreiber mit ganz unterschiedlichen Voraussetzungen und Anforderungen. Neben Flächennetzbetreibern mit einer hohen Leistung an EE-Anlagen existieren auch städtische Netzbetreiber mit einer hohen Verbrauchslast und geringer installierter Leistung im eigenen Netzgebiet, jedoch meistens mit hoher Leistung an EE-Anlagen im Umland.

Ein Anreizsystem stellt für alle Netzbetreiber ein wirkungsvolles und einfach zu implementierendes Werkzeug dar.

Für unterschiedliche Netzgebiete ändert sich vor allem die Steuerungsgröße für die Festlegung der zeitvariablen Preisstufen. Das Versorgungsgebiet großer Netzbetreiber umfasst dabei in der Regel Netzgebiete mit unterschiedlichen Charakteristika, bei denen sich sowohl die jeweils gültigen Preisstufen als auch die entsprechende Führungsgröße für die Preisstufe unterscheiden können.

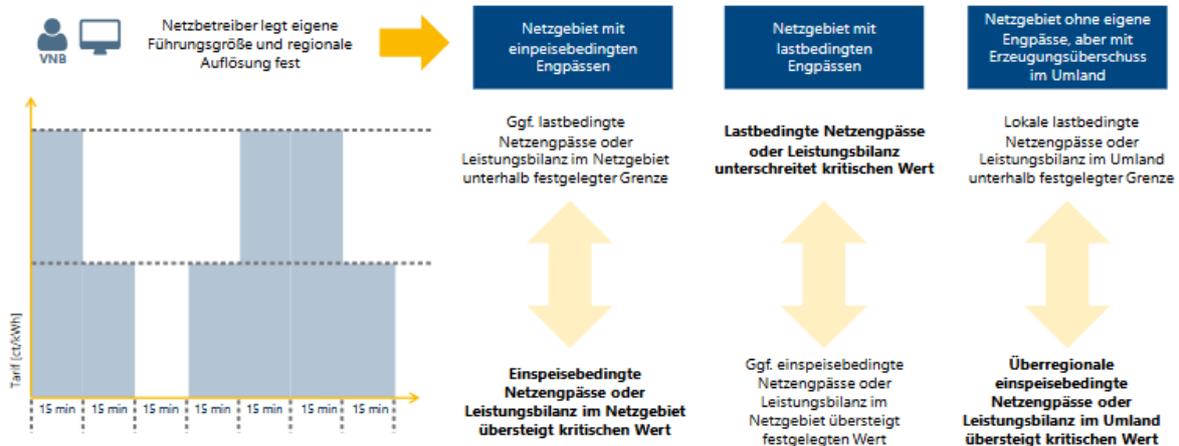


Abbildung 34: Festlegung der Führungsgröße für unterschiedliche Netzsituationen

3.3.6 Fahrplanoptimierung und Kontakt zum Letztverbraucher

Während die Ausgestaltung der Netztarife Aufgabenbereich des Netzbetreibers ist, obliegt nach eigenem Ermessen und unter Berücksichtigung der Kundenrestriktionen (Standzeiten) die Fahrplanoptimierung sowie der Kontakt zum Elektroauto-Besitzer als Letztverbraucher dem Smart-Charging-Anbieter.

Der Smart-Charging Anbieter hat maximalen Handlungsspielraum, um maßgeschneiderte Produkte anzubieten.

Dem Netzbetreiber bleibt ein komplexer Koordinationsaufwand mit der Vielzahl an Elektroauto-Besitzern erspart. Der Smart-Charging-Anbieter hat dagegen einen breiten Handlungsspielraum, um seinen Kunden maßgeschneiderte Produkte anzubieten. So kann der Smart-Charging-Anbieter

beispielsweise entweder die finanziellen Vorteile der Netztarife direkt an den Elektroauto-Besitzer über einen variablen Arbeitspreis weitergeben oder alternativ einen festen, aber reduzierten Arbeitspreis anbieten.

3.4 Notfallmaßnahmen

Im Notfall (nicht regelmäßig, da bereits planwertbasierte Abstimmung erfolgt) kann der Netzbetreiber umzusetzende Leistungseinsenkungen an das Elektroauto verbindlich übermitteln (kurative Maßnahme). Zugleich hat der Elektroauto-Besitzer weiterhin jederzeit die Möglichkeit, ungeplant „Sofortzuladen“ oder das Fahrzeug zum Fahren zu verwenden.

Sowohl vom Netzbetreiber als kurative Eingriffe angeforderte Notfallmaßnahmen wie auch vom Elektroauto-Besitzer vorgenommene Notfallmaßnahmen (d.h. eine unvorhergesehene Nutzung des Elektroautos für Fahren) lassen sich nicht vollständig ausschließen und sollten in einem Konzept für eine Netzintegration der Elektromobilität berücksichtigt werden.

Hierbei ist sicherzustellen, dass die Netzsicherheit zu jedem Zeitpunkt sichergestellt ist und gleichzeitig ein maximaler Handlungsspielraum für den Elektroauto-Besitzer als Endverbraucher beibehalten wird.



Abbildung 35: Umsetzung von Notfallmaßnahmen bei der Ladung

3.4.1 Kurative Eingriffe des Netzbetreibers nur in Notfallsituationen

Grundsätzlich gilt es die Häufigkeit kurativer Eingriffe in den Elektroauto-Ladevorgang auf ein Minimum zu begrenzen. Der Netz-Check-In bietet hierzu ein effizientes präventives Instrument. Dennoch lässt sich das Auftreten von Engpässen in der Praxis z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeit nie vollständig ausschließen, weshalb dem Netzbetreiber eine Möglichkeit für die verbindliche Einschränkung des Ladevorgangs in kritischen Netzsituationen einzuräumen ist, welche wiederum nur als Ultima Ratio zum Tragen kommen sollte. Sollte es trotz Netz-Check-In vermehrt zu kurativen Eingriffen in einem Netzgebiet kommen, löst der Netzbetreiber zeitnah den Netzausbau aus, um Engpässe nachhaltig zu beseitigen.

3.4.2 Minimalinvasive Umsetzung von kurativen Eingriffen

Anhand simpler Maßnahmen ist es möglich, kurative Eingriffe minimalinvasiv auszugestalten, ohne Einbußen in der Netzsicherheit in Kauf nehmen zu müssen.

Leistungsanpassung durch den Netzbetreiber per befristeter Plim-Leistungsabsenkung.

Muss der Netzbetreiber zur Entschärfung einer kritischen Netzsituation durch Lastabsenkung auf kurative Maßnahmen zugreifen, ist dies aktuell meist nur durch einen vollständigen Lastabwurf möglich. Zum Vergleich: Bei einer netzdienlichen Steuerung für steuerbare

Verbrauchseinrichtungen gem. § 14 a EnWG würde die Bezugsleistung eines Elektroautos meist per Schaltuhr vollständig auf 0 kW heruntergeregelt.

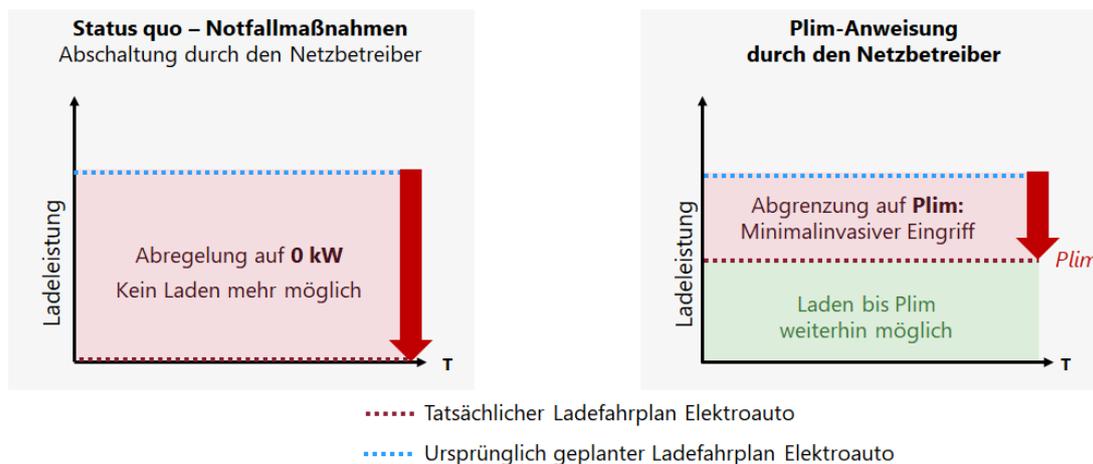


Abbildung 36: Vergleich von Notfallmaßnahmen im Status quo und Plim-Anweisungen

Anstatt einer vollständiger Abregelung eines Ladevorgangs kann ein kurativer Eingriff stattdessen per verbindlicher und befristeter Plim-Anweisung realisiert werden. Droht ein lokaler Netzengpass limitiert der Netzbetreiber für das Elektroauto befristet die Leistungsaufnahme. Der Schwellwert Plim darf für eine bestimmte Zeit nicht überschritten werden – zum Beispiel 7 kW für die nächsten drei Stunden. Die Umsetzung der Leistungsanpassung innerhalb der Plim-Anweisung kann durch die Wallbox sichergestellt werden, wobei eine direkte Steuerung des Ladevorgangs durch den Netzbetreiber nicht notwendig ist.

Aufteilung des kurativen Eingriffes auf alle Flexibilitätsressourcen

In vielen Fällen können zur Behebung von Engpässen eine Vielzahl von Flexibilitätsquellen vom Netzbetreiber in einem Netzgebiet in Anspruch genommen werden. Der Netzbetreiber sollte die kurative Maßnahme auf die einzelnen Flexibilitätsquellen durch eine zeitliche Staffelung oder anteilige Leistungsabsenkung gleichmäßig verteilen, um eine Konzentration des Eingriffes auf ein einzelnes Elektroauto zu vermeiden.

3.4.3 Kundenseitige Notfallmaßnahmen immer möglich

Der primäre Anwendungszweck des Elektroautos liegt in der Mobilität des Endverbrauchers. Um eine Akzeptanz des Gesamtkonzeptes sicherzustellen, sollte eine Einschränkung des Mobilitätsbedürfnisses der Elektroauto-Besitzer im Rahmen einer netzdienlichen Integration der Elektromobilität vermieden werden,

Daher sollten auch die im Rahmen des Netz-Check-In ausgetauschten Ladefahrpläne für den Elektroauto-Besitzer keinen einschränkenden Charakter haben.

Dem Elektroauto-Besitzer sollte es daher jederzeit möglich bleiben, bei unvorhersehbaren Ereignissen vom gemeldeten Ladefahrplan abzuweichen, um...

- 1. das Elektroauto vom Netz zu trennen, um dieses für das Fahren zu verwenden;**
- 2. das Elektroauto bei Bedarf mit voller Ladeleistung „sofortzuladen“. Einzig und allein bei Gefährdung der Netzsicherheit sollte der Ladevorgang durch den Netzbetreiber per Plim verbindlich beschränkt werden.**

Im Rahmen eines automatisierten Prozesses sollten der Netzbetreiber und informatorisch der Smart-Charging-Anbieter über die Verwerfung des ursprünglich gemeldeten Ladefahrplans benachrichtigt werden. Der Netzbetreiber kann auf dieser Basis seine Netzberechnungen für das Ortsnetz korrigieren. Die möglichen Abweichungen in der Lastprognose des Netzbetreibers

aufgrund von kundenseitigen Notfallmaßnahmen kann der Netzbetreiber durch Vorhaltung eines angemessenen Puffers miteinkalkulieren.

3.5 Transparenz für eine erfolgreiche Netzintegration der Elektromobilität

Der Netzbetreiber muss gegenüber allen Marktakteuren Transparenz über die Engpasssituation im Netz aufzeigen und daraus die Engpassmanagementmaßnahmen ableiten. Dafür müssen Netzbetreiber über eine ausreichende Digitalisierung und Beobachtbarkeit des eigenen Netzes verfügen.

Um einen reibungslosen Prozessablauf und die Akzeptanz für eine smarte Netzintegration der Elektromobilität sicherzustellen, muss zwischen den prozessbeteiligten Netzbetreiber, Smart-Charging-Anbieter und Elektroauto-Besitzer ein angemessenes Maß an Transparenz über die Netzsituation und mögliche Rückwirkungen auf den jeweils anderen hergestellt werden.

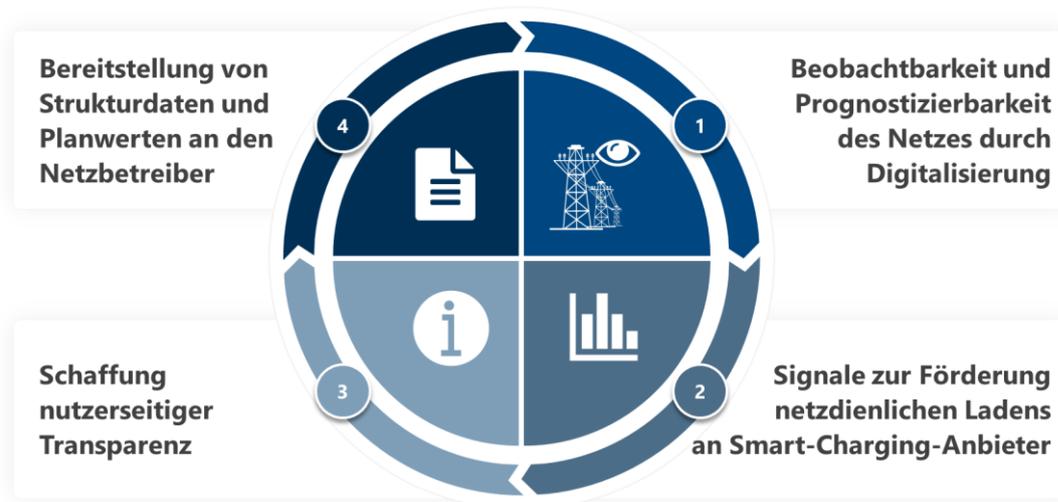


Abbildung 37: Erforderlich Transparenz für eine erfolgreich Netzintegration der Elektromobilität

Netzbetreiber müssen eine Prognostizierbarkeit und Beobachtbarkeit des Netzes durch Digitalisierung sicherstellen.

Der Netzbetreiber muss die Beobachtbarkeit des eigenen Netzes durch ein geeignetes Messkonzept und Netzmodelle sicherstellen. Hierzu sind neben verlässlichen Prognosedaten auch ein hoher Digitalisierungsgrad im Netz und Unternehmen notwendig. Für die Bestimmung der zeitvariablen Netztarife im Anreizsystem muss der Netzbetreiber mithilfe geeigneter IT-Tools und Prognosedaten verlässliche Netzberechnungen für die höheren Netzebenen durchführen. Zur Validierung der Ladefahrpläne im Netz-Check-In muss die Beobachtbarkeit im Ortsnetz hergestellt werden.

Der Smart-Charging-Anbieter benötigt Netztarife und Informationen über die aktuelle Netzsituation, um ein netzdienliches Verhalten einzunehmen.

Mit der Bereitstellung der maximalen Ladekapazität im Netz-Check-In und zeitvariablen Preissignalen im Anreizsystem erhält der Smart-Charging-Anbieter die Informationen und den erforderlichen Anreiz, um netzdienlich zu laden. Zudem wird der Smart Charging frühzeitig über mögliche Notfallmaßnahmen informiert.

Um die nutzerseitige Akzeptanz für netzdienliches Laden zu gewährleisten, muss auch der Elektroauto-Besitzer in Falle von Komforteinbußen frühestmöglich informiert werden.

Die nutzerseitige Akzeptanz für netzdienliches Laden lässt sich nur gewährleisten, sofern beim Elektroauto-Besitzer kein Gefühl des Kontrollverlusts über den eigenen Ladevorgang entsteht. Möglicherweise einschränkende Eingriffe im Rahmen von Notfallmaßnahmen durch den Netzbetreiber lassen sich zwar mithilfe des Netz-Check-In minimieren, aber für den Fall von netzkritischen Situationen nicht gänzlich ausschließen. Daher ist es wichtig, dass der Elektroauto-

Besitzer im Fall absehbarer Komforteinbußen schnellstmöglich, z.B. per App-Notifikation, informiert wird. Die Information über anstehende Notfallmaßnahmen erhält der Smart-Charging-Anbieter vom Netzbetreiber und kann diese an den Elektroauto-Besitzer weitergeben.

Die Bereitstellung von verlässlichen Strukturdaten und Planwerte an den Netzbetreiber ist essenziell, damit dieser ein smartes Laden unter Berücksichtigung der Netzsituation ermöglicht.

Um frühzeitig potenzielle Netzengpässe identifizieren zu können, benötigt der Netzbetreiber Informationen über die geplante Ladeinfrastruktur und das Ladeverhalten in einem Netzbereich. Nur so kann die zusätzliche Last im Netz durch Ladevorgänge bei der Ausgestaltung der Netztarife, der Fahrplanvalidierung im Netz-Check-In oder Entscheidungen über erforderliche Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt werden.

Die Leistungen installierter Wallboxen ab 3,7 kW erhält der Netzbetreiber bereits heute im Rahmen der Meldepflicht gem. § 19 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV). Über den Erhalt der Ladefahrpläne im Netz-Check-In kann der Netzbetreiber seine Prognosegüte verbessern und wichtige Erfahrungen im Zusammenhang mit dem Elektroauto-Ladeverhalten sammeln.

3.6 Datenwege

Für Anreizsystem und Netz-Check-In braucht es einen sicheren und einheitlichen Standard für den Datenaustausch zwischen der Vielzahl an Marktrollen und -akteuren. Bei der Ausgestaltung ist auf schlanke Prozesse und Systeme abzielen.

Für die Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Markt muss eine einheitliche Schnittstelle etabliert werden, um einen effizienten Austausch der Prozessdaten zwischen der Vielfalt an Akteuren zu ermöglichen. Die Schnittstelle zwischen Smart Charging-Anbieter und Endkunden kann unter Einhaltung der Anforderungen an eine sichere Kommunikation individuell ausgelegt werden. Dem Smart-Charging-Anbieter bleibt es so möglich, an der Kundenschnittstelle individuelle und innovative Produkte anzubieten.

Zwischen Endkunden und Netzbetreiber findet mit der Plim-Leistungsbeschränkung ein sicherheitskritischer Datenaustausch statt. Die Plim-Leistungsabsenkung kann über ein Kommunikationsprotokoll, wie beispielsweise EEBus, an die Wallbox oder soweit vorhanden an das lokale Energiemanagementsystem des Endkunden erfolgen. EEBus ist eine herstellerunabhängige und standardisierte Gerätesprache, über die energie- und anwendungsrelevante Informationen ausgetauscht werden können und findet aktuell sowohl in der Hausgeräte- und Heizungsbranche als auch in der Automobilbranche Verwendung.

Der Netzbetreiber benötigt für das Modell Zugriff auf historische Verbrauchsdaten (Viertelstundenmessungen), um ex post zu kontrollieren, ob der im Rahmen des Netz-Check-In gemeldete Fahrplan eingehalten wurde.

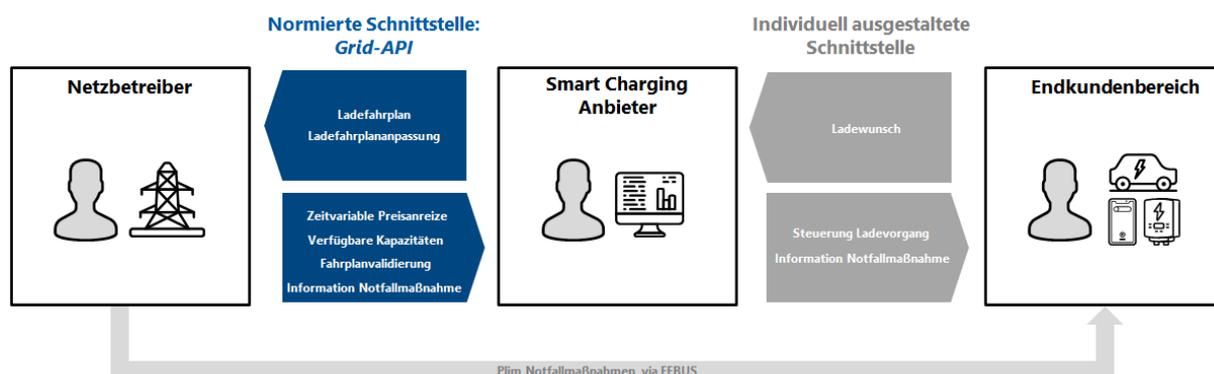


Abbildung 38: Datenaustausche und Schnittstellen zur Umsetzung des Gesamtkonzeptes

3.7 Vorteilhaftigkeit für Endkunden, Netzbetreiber und die Energiewende

Konkreter Nutzen für Endkunden durch geringere Kosten für das Laden des Elektroautos bei voller „Lade-Flexibilität“ und ein geringerer CO₂-Fußabdruck sowie für Netzbetreiber durch geringere Engpassmanagementkosten mit Flexibilität der Elektroautos und weniger Aufwand für eine direkte Steuerung der Elektroautos. Das Konzept ist schnell und einfach umsetzbar. Zudem ist dieses mit zukünftigen Entwicklungen kompatibel.

Bei Anwendung des Konzeptes profitiert der Endkunde finanziell in doppelter Hinsicht:

- 1. Direkte Kostenwirkung:** Der Endkunde profitiert von verringerten Energiepreisen durch Nutzung des Anreizsystems
- 2. Indirekte Kostenwirkung:** Aufgrund der Vermeidung von klassischen Engpassmaßnahmen verringern sich die Netzkosten insgesamt. Für alle Netznutzer sinken entsprechend die Netzentgelte.

Gleichzeitig wird dank der Optimierung der Ladefahrpläne im Netz-Check-In das Auftreten von Ladeeinschränkungen im Rahmen von Notfallmaßnahmen minimiert.

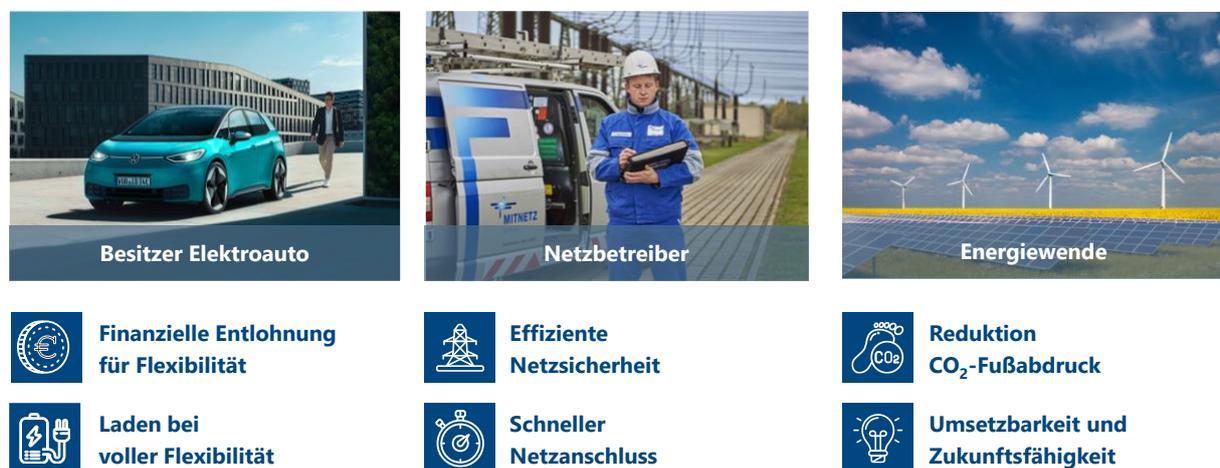


Abbildung 39: Vorteile für Endkunden, Netzbetreiber und Energiewende

Der Netzbetreiber kann effizient die Netzsicherheit gewährleisten und eine schnelle Integration der Elektromobilität ermöglichen.

Der Entstehung von Engpässen kann durch eine Lastverschiebung der Ladevorgänge im Anreizsystem und Netz-Check-In kosteffizient vorgebeugt werden. Entschädigungszahlungen für abgeregelter Anlagen und Kosten zur Beschaffung der Ersatzenergie können so eingespart werden.

Das Gesamtkonzept ermöglicht es, den CO₂-Fußabdruck zu reduzieren. Gleichzeitig sind eine kurzfristige Umsetzbarkeit und Zukunftsfähigkeit gegeben.

Durch die Synchronisation von Last aus Elektroauto-Ladevorgängen und EE-bedingter Einspeisung im Anreizsystem erhöht sich die Aufnahmefähigkeit des Netzes für Erneuerbare Erzeugung. Der grüne Strom aus EE-Anlagen muss seltener abgeregelt und von konventionellen Kraftwerken ersetzt werden. Hierdurch erhöht sich der Grünstromanteil am Strommix und der CO₂-Fußabdruck wird reduziert.

Zugleich ist das Gesamtkonzept langfristig zukunftsfähig. Eine Ausweitung des Anreizsystems und Netz-Check-In auf Zukunftstechnologien, wie bidirektionales Laden, oder auf andere Kleinstverbraucher, wie z. B. elektrische Wärmepumpen, ist grundsätzlich möglich.

4 Ansätze zur Entwicklung des rechtlich-regulatorischen Rahmens

4.1 Umsetzbarkeit des Gesamtkonzeptes

Technisch bestehen keine Hürden für die Umsetzbarkeit des Gesamtkonzeptes. Für eine effiziente und flächendeckende Umsetzung bedarf es der regulatorischen Grundlage und einer Standardisierung.

Das innovative Netzintegrationskonzept basiert darauf, dass für alle Prozessbeteiligten ein wirtschaftlicher Mehrwert entsteht und damit ein Wohlfahrtsgewinn geschaffen wird. Die Umsetzbarkeit ist daher dringend geboten.

Momentan verfügt der Netzbetreiber aber noch nicht über die regulatorischen Instrumente, um ein entsprechendes Anreizsystem (siehe Kapitel 3.2.) umzusetzen. Hierzu bedarf es u.a. einer Präzisierung der Netzentgeltverordnung. Eine abschließende Zusammenstellung aller notwendigen Änderungen erfordert weitere Untersuchungen.

Ein Netz-Check-In (siehe Kapitel 3.3.) ist bei einer Anonymisierung von Kundendaten (Datenschutz) und nach Standardisierung schon heute auf bilateraler und freiwilliger Basis zwischen Netzbetreiber und Smart Charging Anbieter umsetzbar. Ohne Möglichkeit der Monetarisierung (über zeitvariable Netzentgelte) fehlen aber sowohl für Anbieter wie für den Kunden die Anreize zur Teilnahme. Zusätzlich müsste die Anerkennung der entsprechenden Kosten in der Anreizregulierungsverordnung geregelt werden.

Darüber hinaus wären Leistungsbegrenzungen als Plim-Anweisung (siehe Kapitel 3.4.) noch als ein branchenweiter Standard sowie daran anknüpfende Bedingungen für Notfallmaßnahmen an Elektroautos zu etablieren.

4.2 Anforderungen an die Netzentgeltverordnung

Zeitvariable Netztarife sind (beispielsweise in der Ausgestaltung eines dreistufigen dynamischen Ansatzes) bisher nicht in der Netzentgeltverordnung präzisiert. Insbesondere für die Erhebung eines Hochtarifs bedarf es einer Weiterentwicklung.

Der erforderliche regulatorische Rahmen sowie notwendige Änderungen zum Ermöglichen variabler Netztarife ist stark abhängig von deren konkreten Ausgestaltung. Hinzu kommt, dass das Urteil des EuGH²² zur mangelnden politischen Unabhängigkeit der BNetzA den aktuellen Regulierungsrahmen der Netzentgelte und damit insbesondere die Strom- und Gasnetzentgeltverordnung und die Anreizregulierungsverordnung betrifft. Eine abschließende Zusammenstellung notwendiger Anpassungen muss daher zunächst die politische Entscheidung zur Umsetzung des Urteils abwarten, die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Konzepts noch aussteht.

Bislang regelt § 17 Abs.6 StromNEV die Zusammensetzung des Netzentgelts für Kunden mit einer Abnahme kleiner 100.000 kWh: Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht demnach aus einem mengenabhängigen Arbeitspreis und gegebenenfalls einem Grundpreis pro Jahr.

Die in Abschnitt 1.3 beschriebenen dreistufigen zeitvariablen Netztarife setzen sich zusammen aus einem Nieder-, einem Mittel- und einem Hochtarif. Der Niedertarif (reduzierter Arbeitspreis) könnte angewendet werden für Zeiten, in denen ein erhöhter Verbrauch induziert werden soll. In diesem Zeitfenster steht besonders viel Energie zur Verfügung. Damit entlastet der Verbrauch das Netz und rechtfertigt ein reduziertes Netzentgelt als Gegenleistung für ein netzdienliches Verhalten. Der Mitteltarif könnte dem Standardtarif (Arbeitspreis nach § 17 Abs. 6 StromNEV) für Kunden

²² Urteil des EuGH vom 02.09.2021, C-718/18

entsprechen, die sich nicht netzdienlich verhalten können. Ein höherer Tarif oberhalb des allgemeinen Netzentgelts (erhöhter Arbeitspreis) könnte in Zeiten Anwendung finden, in denen ein niedriger Verbrauch induziert werden soll.

4.3 Anforderungen an die Umsetzung von § 14a EnWG

Eine Verordnung zur Ausgestaltung von § 14a EnWG darf nicht allein auf der Möglichkeit der direkten Steuerung durch den Netzbetreiber basieren, sondern muss entsprechend des vorgestellten Konzeptes eine smarte Netzintegration der Elektromobilität mit einem Schwerpunkt auf präventiven Maßnahmen legen.

§ 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) regelt bislang den Umgang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung und umfasst auch eine Verordnungsermächtigung. Wie auch für Kapitel 4.2 gilt, dass hierbei die Richtungsentscheidung zur Zukunft der Netzentgelte abzuwarten ist. Ein erster Entwurf der Ausgestaltung („Spitzenglättung“) im Jahr 2020 hatte ein allein kuratives Modell mit direkter Steuerung durch den Netzbetreiber vorgesehen.

Ein solcher Ansatz hat jedoch entscheidende Nachteile, denn es wird ausschließlich auf die Absenkung des Verbrauchs abgezielt. Das Flexibilitätspotenzial der Elektromobilität, das die Vermeidung erzeugungsseitiger Netzengpässe unterstützen kann, wird nicht genutzt. Die Wahlfreiheit von Endkunden in Bezug auf die Nutzung der Flexibilität wird nicht gefördert und damit ein gesamtwirtschaftlich optimaler Einsatz der Flexibilität nicht sichergestellt.

Eine Ausgestaltung von § 14a EnWG muss eine smarte Netzintegration der Elektromobilität ermöglichen. Der Schwerpunkt muss auf präventiven Maßnahmen und Transparenz liegen. Anreizsysteme müssen ermöglicht werden. Damit kann die Kosteneffizienz der Stromversorgung allgemein verbessert werden.

Auch bleibt das Verhältnis zum § 14c EnWG als neue Generalnorm für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen in Verteilnetzen zu prüfen. Grundsätzlich gilt, dass § 14a EnWG nur eine eng begrenzte Sonderregelung enthält, die den allgemeinen Anwendungsbereich des § 14c EnWG unberührt lässt. Dabei enthält § 14c Abs. 3 EnWG auch eine Handlungspflicht für die BNetzA, Spezifikationen für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zu erlassen.

4.4 Weiterentwicklung der Anreizregulierungsverordnung

Das innovative Netzintegrationskonzept bestehend aus dynamischen Netztarifen und einem Netz-Check-In ist grundsätzlich im Sinne der Anreizregulierungsverordnung und verbessert die Produktivität des Netzbetreibers. Die Kostenanerkennung der notwendigen technischen Voraussetzungen muss gewährleistet sein.

Das Ziel der Anreizregulierung ist es, mithilfe eines simulierten Wettbewerbs Netztarife zu setzen, dass Netzbetreiber die Produktivität steigern und die Kosten für Betrieb und Erweiterung der Energienetze möglichst geringhalten. Wie auf einem Wettbewerbsmarkt werden die Netzbetreiber so motiviert, besser als vergleichbare Netzbetreiber in anderen Regionen und auch besser als sie selbst in der Vergangenheit zu wirtschaften und zu investieren. Das innovative Netzintegrationskonzept bestehend aus Anreizsystem und Netz-Check-In erlaubt dem Netzbetreiber genau diese gewünscht Entwicklung.

Damit der Netzbetreiber den Einsatz des Netzintegrationskonzeptes zielgerichtet und die Digitalisierung des Netzes gezielt entwickeln kann, müssen die mit dem System verbundenen Kosten regulatorisch anerkannt werden. Dies betrifft insbesondere die Entwicklung entsprechender IT-Systeme.

Wie auch für Kapitel 4.2 und 4.3 gilt, dass sich für die Anreizregulierung voraussichtlich Änderungen aufgrund der Umsetzung des EuGH-Urteils vom September 2021 ergeben werden.

5 Pilot-Anwendung des Konzeptes

Das Konzept zur zukunftsfähigen Netzintegration wird in einer Pilotanwendung angewendet. Ziel der Pilotanwendung ist es, die Funktionsweise des Integrationskonzeptes zu verifizieren und den Nutzen konkret zu quantifizieren.

Sowohl Elli als auch MITNETZ haben die in Kapitel 3 vorgestellten Prozesse im Projekt implementiert und in einem ersten Schritt nehmen rund 20 Fahrer der Volkswagen-Modelle ID.3, ID.4 oder ID.5 an der Pilotanwendung teil.

Die Teilnehmer geben dabei Präferenzen in der Elli Charging App ein und das System übernimmt automatisiert die Optimierung der Ladevorgänge und stimmt diese mit den lokalen Netzkapazitäten ab.

Die Ergebnisse der Pilotanwendung werden im Herbst 2022 erwartet.

ANHANG

- A. Abkürzungsverzeichnis
- B. Abbildungsverzeichnis

A. Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------------|--|
| BEV | Battery Electric Vehicle - Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| EMS | Energiemanagementsystem |
| EV | Electric Vehicle - Elektroauto |
| HöSp | Höchstspannung |
| HS | Hochspannung |
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| MS | Mittelspannung |
| NAV | Niederspannungsanschlussverordnung |
| NS | Niederspannung |
| ONS | Ortsnetzstation |
| PHEV | Plug-in Hybrid Electric Vehicle - Plug-in-Hybrid |
| PV | Photovoltaik |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |

B. Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Abbildung 1: Aktuelle Situation im deutschen Verteilnetzen | I |
| Abbildung 2: Ansatz zur smarten Netzintegration | I |
| Abbildung 3: Konzeptioneller Ansatz der smarten Netzintegration | I |
| Abbildung 4: Vorteile für Endkunden, Netzbetreiber und Energiewende | I |
| Abbildung 5: Current situation in distribution networks | III |
| Abbildung 6: Approach for a smart and future-proof integration of e-mobility | III |
| Abbildung 7: Conceptional approach of smart network integration | III |
| Abbildung 8: Benefits for EV owners, network operators and energy transition | III |
| Abbildung 9: Der Aufbau des deutschen Stromnetzes | 2 |
| Abbildung 10: Jährliche Nettostromerzeugung in Deutschland | 3 |
| Abbildung 11: Leistung an Windkraftanlagen (onshore) und Photovoltaik (Entwicklung, Prognose) | 4 |
| Abbildung 12: Installierte Bruttoleistung Windenergie an Land und Photovoltaik auf Gemeindeebene | 4 |
| Abbildung 13: Installierte Leistung Windenergie an Land und Photovoltaik nach Spannungsebene | 5 |
| Abbildung 14: Ausfallarbeit im Rahmen von Engpassmanagementmaßnahmen 2020 | 5 |
| Abbildung 15: Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland | 6 |
| Abbildung 16: Entwicklung der Wärmepumpen in Deutschland | 7 |
| Abbildung 17: Verbrauchsbedingter Kapazitätsengpass heute und 5-Jahres-Prognose | 7 |
| Abbildung 18: Einbindung von Erzeugern und Verbrauchern im Engpassmanagement im Verteilnetz | 10 |
| Abbildung 19: Durchschnittliche Nettonetzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesland 2021 | 10 |
| Abbildung 20: Verortung von Elektroauto-Ladepunkten im Stromnetz und typische Ladeleistungen | 11 |
| Abbildung 21: Zahlen und Fakten zum Strombezug für Elektromobilität | 12 |
| Abbildung 22: Anteil an Plug-In-Hybriden und vollelektrischen Elektroautos | 13 |
| Abbildung 23: Innovative Ladekonzepte für Elektroautos und Reifegrad | 13 |
| Abbildung 24: Mögliche Ladestrategien für Smart Charging (unidirektional) | 14 |
| Abbildung 25: Potenziale einer smarten Netzintegration | 14 |
| Abbildung 26: Netzorientiertes Laden zur Vermeidung von Engpässen im regionalen und lokalen Netz | 15 |
| Abbildung 27: Übersicht Gesamtkonzept | 17 |
| Abbildung 28: Definition "Smart-Charging-Anbieter" | 18 |
| Abbildung 29: Einordnung des Gesamtkonzeptes | 18 |
| Abbildung 31: Funktionsweise Netz-Check-In | 19 |
| Abbildung 32: Funktionsweise zeitvariabler Netztarife | 21 |
| Abbildung 33: Prozesse beim Netzbetreiber und Smart-Charging-Anbieter im Anreizsystem | 22 |
| Abbildung 34: Mögliche Ausgestaltung von Netztarifen zur Vermeidung von Netzengpässen | 22 |
| Abbildung 35: Festlegung der Führungsgröße für unterschiedliche Netzsituationen | 23 |
| Abbildung 36: Umsetzung von Notfallmaßnahmen bei der Ladung | 24 |
| Abbildung 37: Vergleich von Notfallmaßnahmen im Status quo und Plim-Anweisungen | 25 |
| Abbildung 38: Erforderlich Transparenz für eine erfolgreich Netzintegration der Elektromobilität | 27 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 39: Datenaustausche und Schnittstellen zur Umsetzung des Gesamtkonzeptes | 29 |
| Abbildung 40: Vorteile für Endkunden, Netzbetreiber und Energiewende | 30 |

KOMPETENZ
IN ENERGIE

