

Stromverteilnetz

Prognose der Lastzuwächse und Analyse der Auswirkungen

Welche Lastzuwächse ergeben sich aus dem erwarteten Zuwachs an Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen und wie wirken sich diese auf die Stromverteilnetze aus? Dies hat Consentec zusammen mit dem Netzbetreiber Enervie vernetzt GmbH untersucht. Dafür stehen mittlerweile erprobte methodische Analyseansätze zur Verfügung. Angepasst an die jeweils notwendige räumliche Auflösung der zu betrachtenden Netzebene lässt sich damit fundiert bewerten, ob, wo und wann Ausbaumaßnahmen erforderlich werden.

Die Anforderungen an die Stromverteilnetze haben sich in den vergangenen Jahren durch den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich verändert. Aktuell ist abzusehen, dass auch auf der Verbrauchsseite große Veränderungen eintreten werden. Gründe hierfür sind vor allem der erwartete Zuwachs an Elektrofahrzeugen, teilweise auch an Stromwärmepumpen und – im Versorgungsgebiet der Enervie vernetzt GmbH – Lastzuwächse aufgrund von Industrierweiterungen.

Vor diesem Hintergrund hat Enervie vernetzt mit Unterstützung von Consentec untersucht, welche Lastzuwächse in ihrem Versorgungsgebiet bis zum Jahr 2035 zu erwarten sind. Darauf aufbauend wurde analysiert, ob und an welchen Stellen das Hochspannungsnetz und die Umspannwerke an Grenzen gelangen können und welche Netzausbaumaßnahmen erforderlich sein werden, um etwaige Engpässe zu beheben oder zu vermeiden. Die Methodik für die Prognose der Lastzuwächse und ein Über-

blick über die Ergebnisse der Untersuchung werden im Folgenden dargestellt.

Prognose des Umfangs und der räumlichen Verteilung von Lastzuwächsen

Bei der Prognose von Lastzuwächsen für Stromverteilnetze sind aktuell vor allem neue Technologien wie Elektromobilität und Stromwärmepumpen eine Herausforderung für Verteilnetzbetreiber. Um die Auswirkung dieser Technologien auf

Prognose			
	Anteil Enervie an deutschlandweiter Zunahme	Min-Szenario	Max-Szenario
Elektrofahrzeuge	0,5 % (anhand Einwohner)	35000	100000
Wärmepumpen	0,45 % (anhand Gebäude)	6750	29250

Tabelle 1. Prognose der Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im Versorgungsgebiet von Enervie vernetzt im Jahr 2035

das Stromnetz ermitteln zu können, ist es nicht ausreichend, Abschätzungen über die aggregierte Zunahme von Fahrzeug- oder Anlagenzahlen zu treffen. Zusätzlich müssen die Hochrechnungen sowohl räumlich als auch zeitlich eine hinreichend genaue Auflösung aufweisen.

Im Fall der vorliegenden Untersuchung wurde als Betrachtungszeitpunkt das Jahr 2035 gewählt. Die räumliche Auflösung im Netzgebiet ergibt sich aus der Zielvorgabe, die Auswirkungen auf das 110-kV-Hochspannungsnetz zu analysieren – folglich wurde der Lastzuwachs auf Umspannungsebene (110 kV/10 kV) betrachtet.

Als Basis für die Prognose der Zahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Netzgebiet wurde der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019)¹ herangezogen. Unter Berücksichtigung weiterer einschlägiger Studien wurde schließlich eine Bandbreite

für den Zuwachs der genannten Technologien für das Jahr 2035 identifiziert. Diese bildet sowohl eine untere als auch eine obere Abschätzung der Zunahme ab, die im Folgenden als Min- und Max-Szenario bezeichnet werden. Damit ist ein Vergleich dieser beiden Entwicklungen mit dem Status quo möglich.

Aus den aggregierten Entwicklungen wurde für beide Szenarien zunächst die Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen für das Versorgungsgebiet von Enervie vernetzt im Jahr 2035 abgeleitet. Hierbei wurde die Annahme zugrunde gelegt, dass die Zunahme neuer Verbraucher im Versorgungsgebiet analog zur deutschlandweiten Entwicklung stattfindet. Das heißt, die deutschlandweiten Prognosen wurden anteilig anhand der Einwohner- und Gebäudezahlen auf das Netzgebiet von Enervie vernetzt übertragen. Das Ergebnis dieser Abschätzung ist in **Tabelle 1** dargestellt. Diese Zuwächse gelten für das gesamte Netzgebiet. Die Herausforderung bestand darin, eine Regionalisierung dieser Zuwächse auf

Umspannungsebene vorzunehmen, um die Auswirkungen auf das Hochspannungsnetz analysieren zu können. Hier – wie auch in verschiedenen weiteren Untersuchungen, die Consentec in den vergangenen Jahren im Auftrag von Verteilnetzbetreibern durchführen konnte – hat es sich bewährt, die erforderlichen Regionalisierungen anhand von Geodaten vorzunehmen, die die jeweils relevanten Eigenschaften des betrachteten Versorgungsgebiets in der erforderlichen räumlichen Auflösung beschreiben. Darunter sind zum Beispiel Angaben zur Gebäudestruktur, also zur Nutzungsart, zur Größe oder zum Alter zu verstehen. In der hier dargestellten Untersuchung wurden Geodaten verwendet, die für das betrachtete Netzgebiet auf Ebene von Wohnquartieren von der Nexiga GmbH bereitgestellt wurden. Hierbei handelt es sich um ursprünglich aus Stimmbezirken gebildete Gebietseinheiten mit durchschnittlich 400 Haushalten und somit um eine räumliche Auflösung, die ausreicht, um Prognosen auf Ebene von Umspannwerken vornehmen zu können². Die Zuteilung der Wohnquartiere zu Umspannwerken wurde hier anhand von geografischen Koordinaten vorgenommen, das heißt, jedes Wohnquartier wurde dem gemäß Luftlinie nächstgelegenen Umspannwerk zugeordnet.

Auf dieser Grundlage lässt sich je Umspannwerk die Summe der versorgten Haushalte und Gebäude ermitteln. Die Zahl der bis zum Jahr 2035 hinzukommenden Elektrofahrzeuge je Umspannwerk wurde dann anhand des Anteils der Haushalte im betrachteten UWBereich am gesamten Netzgebiet ermittelt. Die Zahl der Wärmepumpen wurde anhand des Anteils der Gebäude skaliert.

Im Anschluss an die regionale Verteilung wurden zusätzliche Unterscheidungen hinsichtlich der zu erwartenden Leistung der Ladeinfrastruktur beziehungsweise Wärmepumpen vorgenommen. Hierzu wurden die Nutzer von Elektrofahrzeugen anhand der Gebäudestruktur in zwei Kategorien eingeteilt: Fahrzeugnutzer in Ein- und Zweifamilienhäusern mit Heimladepunkten und Bewohner von Mehrfamilienhäusern mit Bedarf für öffentlich zugängliche Ladesäulen. Heimladepunkte wurden mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 11 kW und öffentlich zugängliche Ladepunkte mit 50 kW an-

¹ BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 vom 15. Juni 2018.

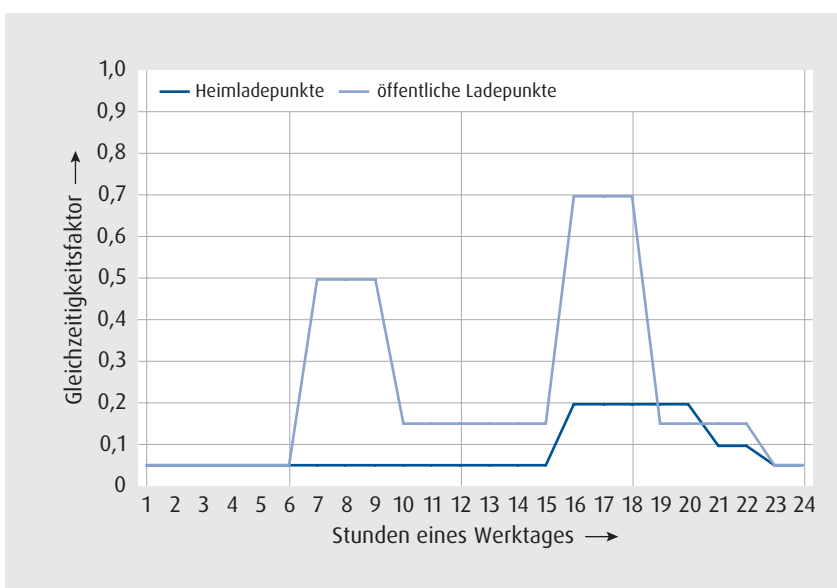


Bild 1. Annahmen zu Gleichzeitigkeitsfaktoren von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge aus Sicht des Hochspannungsnetzes

² Für die Analyse von Mittel- und Niederspannungsnetzen wäre es erforderlich und möglich, die Betrachtungen auf Ebene von Einzelgebäuden vorzunehmen.

gesetzt. In Anlehnung an Empfehlungen der Nationalen Plattform Elektromobilität wurden im Min-Szenario für je 10 Fahrzeuge ein Ladepunkt angesetzt, wohingegen im Max-Szenario 14 Fahrzeuge auf einen öffentlichen Ladepunkt entfallen. Gebäude, für die ein Einsatz von Wärmepumpen prognostiziert wird, wurden ebenfalls in zwei Gruppen unterteilt: Große Gebäude mit einer elektrischen Leistung von durchschnittlich 10 kW und kleine Gebäude mit einer Leistung von 3 kW.

Im Versorgungsgebiet von Enervie vernetzt sind vergleichsweise viele industrielle Verbraucher vorhanden, für die in Zukunft Lastzuwächse in relevanter Größe erwartet werden. Hierzu wurden im Rahmen der Untersuchungen die bei Enervie vernetzt vorliegenden Anfragen und Erwartungen berücksichtigt.

Analyse der Lastcharakteristik

Die Betrachtung der Auswirkungen von Lastzuwächsen auf die Jahreshöchstlast im betrachteten Netzgebiet erfordert eine detaillierte Abbildung der zeitlichen Lastcharakteristik der betrachteten neuen Verbraucher.

Im Fall der Wärmepumpen kann zum einen zwar davon ausgegangen werden, dass mit einer hohen Zahl an Nutzern auch die Durchmischung steigt, die Gleichzeitigkeit der Nutzung jedoch vor allem an mehreren aufeinanderfolgenden Wintertagen mit Außentemperaturen unter 10 °C nahe Eins sein wird. Die Lastcharakteristik von Lasterweiterungen im Industriebereich wurde analog zur Charakteristik bestehender Industrielasten angesetzt. Für die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen wurden letztlich die in **Bild 1** dargestellten Tagesgänge herangezogen. Das als Grundlage hierfür verwendete Modell ist im Folgenden beschrieben.

Ladecharakteristik der Elektromobilität

Zum Ladeverhalten liegen derzeit nur vergleichsweise wenige, auf den breiten Einsatz von Elektro-Pkw übertragbare Erfahrungen vor. Ersten messwertbasierten Erkenntnissen aus Feldversuchen kann entnommen werden, dass die maximalen Gleichzeitigkeiten von Ladevorgängen weitaus überwiegend im unteren zweistelligen Prozentbereich liegen.

Im Rahmen der hier dokumentierten Studie wurde ein von Consentec entwickeltes und bereits in verschiedenen Untersuchungen erprobtes Modell zur analyti-

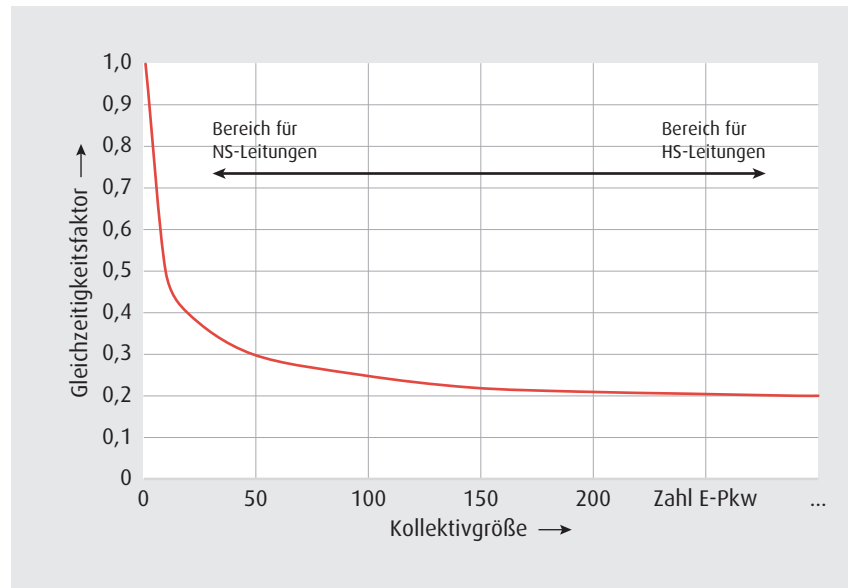


Bild 2. Dimensionierungsrelevante Gleichzeitigkeit in Abhängigkeit von der Größe des Pkw-Kollektivs am Beispiel von Heimladepunkten mit 11 kW Nennleistung bei akzeptierter Leistungsüberschreitung von einer Stunde im Jahr.

schen Berechnung realistisch zu erwartender Gleichzeitigkeiten angewendet, um Leistungsansätze festzulegen. Dabei wurde auf die Auswirkungen von großen Fahrzeugkollektiven aus Sicht der Hochspannungsebene fokussiert.

Das Analysewerkzeug zielt darauf ab, die Wahrscheinlichkeit für alle denkbaren Ladezustände innerhalb eines gegebenen Kollektivs von Elektro-Pkw zu berechnen. Konkret wird berechnet, wie hoch die Wahrscheinlichkeit dafür ist, dass n Pkw in einem Kollektiv aus m Pkw gleichzeitig laden. Durch Variationsrechnungen kann analysiert werden, welchen Einfluss die Kollektivgröße, die Ladeleistung und auch die angenommene Fahrstrecke und damit der Ladeenergiebedarf auf die Gleichzeitigkeit haben.

Entscheidend für die sich ergebende Netzbelastung ist allerdings weniger die Frage nach der Wahrscheinlichkeit dafür, dass genau eine bestimmte Zahl von Pkw lädt, sondern die Wahrscheinlichkeit dafür, dass mehr als eine bestimmte Zahl von Pkw lädt. Soll sicher ausgeschlossen werden, dass jemals höhere Netzbelastungen auftreten, als diejenigen, für die die Netze ausgelegt werden, müssten die Netze zwangsläufig auf eine Gleichzeitigkeit von Eins ausgelegt werden. Dies würde zum einen erhebliche Investitionen bedeuten und zum anderen auch der bisher üblichen Praxis der Netzdimensionierung widersprechen. Die bisher herangezogenen spezifischen Leistungswerte zur Netzdimensionierung (zum Beispiel

von einigen wenigen kW je Wohneinheit) liegen auch systematisch niedriger, als die maximale Bezugsleistung der einzelnen Wohneinheiten. Letztlich liegt auch diesen eine Wahrscheinlichkeitsbetrachtung zugrunde und es wird akzeptiert, dass – mit hinreichend niedriger Wahrscheinlichkeit – Netzbelastungen auftreten können, die oberhalb der Nennbelastbarkeit der Betriebsmittel liegen und im Einzelfall sehr selten sogar eine Schutzauslösung und damit eine überlastbedingte Versorgungsunterbrechung zur Folge haben.

Die Festlegung von Gleichzeitigkeitsansätzen für Ladevorgänge erfordert also die Festlegung akzeptierter Restwahrscheinlichkeiten für Überschreitungen der Nennbelastbarkeit der Netzbetriebsmittel. In **Bild 2** ist der Verlauf der dimensionierungsrelevanten Gleichzeitigkeiten in Abhängigkeit von der Größe des Pkw-Kollektivs am Beispiel von Heimladepunkten mit einer Nennleistung von 11 kW und einer angenommenen Restwahrscheinlichkeit für Überschreitungen der angesetzten Gleichzeitigkeit von einer Stunde im Jahr dargestellt. Der Wert von einer Stunde im Jahr ist kumuliert zu verstehen. Das heißt, die Summe der Dauer aller Überschreitungen innerhalb eines Jahres beträgt maximal eine Stunde, die Dauer jeder einzelnen Überschreitung ist wesentlich kürzer. In der Praxis führen solch kurze Überschreitungen der Nennbelastbarkeiten in aller Regel aufgrund der Trägheit der vor allem in der Niederspannungsebene eingesetz-

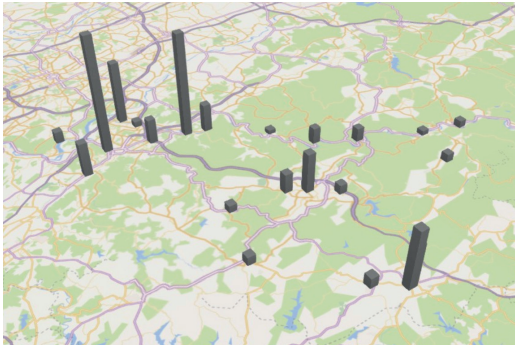


Bild 3. Regionale Verteilung der Lastzuwächse (Darstellung erstellt mit Bing 3D-Karten)

ten Sicherungseinrichtungen nicht zu einer Versorgungsunterbrechung.

Wie aus **Bild 2** ersichtlich, sollten die für die Netzdimensionierung heranzuziehenden Gleichzeitigkeiten abhängig von der erwarteten Kollektivgröße festgelegt werden. Aus Sicht der Niederspannungsleitungen sind Kollektive von nur einigen wenigen Pkw, aus Sicht der Ortsnetzstation von einigen zehn Pkw und aus Sicht der Mittelspannungsleitungen und der hier betrachteten HS-Netzebene einiger hundert Pkw relevant. Durch Berücksichtigung der geeigneten Kollektivgröße, der akzeptierten Leistungsüberschreitung und des zeitlichen Verlaufs der Ladevorgänge können dann die in **Bild 1** dargestellten Lastbeiträge je Stunde ermittelt werden.

Auswirkungen auf die Jahreshöchstlast

Aus den Prognosen zur Zunahme von E-Fahrzeugen, Wärmepumpen und Industrielasten und den hergeleiteten Gleichzeitigkeiten ergeben sich unter Berücksichtigung der heutigen Auslastungen für jedes Umspannwerk die erwarteten Jahreslastgänge für das Jahr 2035. Aus diesen lassen sich wiederum die Jahreshöchstlasten je Umspannwerk und somit auch die Veränderung der Höchstlast im Vergleich zum Status quo ableiten. Die regionale Verteilung der Höchstlastzuwächse ist für das Max-Szenario anhand der Kartendarstellung in **Bild 3** zu erkennen und variiert innerhalb des Netzgebietes aufgrund der unterschiedlichen Laststrukturen der einzelnen Umspannwerke erheblich. Jede Säule in **Bild 3** repräsentiert dabei die Ausprägung des Höchstlastzuwachses für je ein Umspannwerk.

Ableitung des Handlungsbedarfs im Netz

Um den zu erwartenden Handlungsbedarf im Hochspannungsnetz zu ermitteln, wurden schließlich Lastfluss- und Ausfallrechnungen für jede Stunde des betrachteten Zieljahrs durchgeführt. Diese Analysen zeigen, dass das Hochspannungsnetz bereits heute überwiegend ausreichend große Reserven aufweist, um den prognostizierten Lastzuwachs zu beherrschen. Selbst unter der Annahme des Max-Szenarios, in dem im Vergleich zum Status quo ein Lastzuwachs von rund 60 % prognostiziert wird, besteht nur vergleichsweise wenig Handlungsbedarf zur Erhaltung der $(n - 1)$ -Sicherheit.

Handlungsbedarf besteht hauptsächlich im Bereich einer Großstadt. Hier wird bis zum Jahr 2035 im Max-Szenario etwa eine Verdoppelung der Höchstlast erwartet. Der Großteil hiervon ist auf den Zuwachs der E-Mobilität zurückzuführen. Ausbaubedarf entsteht dadurch sowohl im Bereich der HS/MS-Umspannebene als auch der HS-Leitungen zur An-

bindung der Umspannwerke. Ein Lastzuwachs gemäß Min-Szenario wäre hingegen sowohl in der Leitungs- als auch in der Umspannebene mit der heutigen Netzauslegung ohne Überlastungen beherrschbar. Außer dem Bereich dieser Großstadt sind im Max-Szenario in weiteren Umspannwerken Ausbaumaßnahmen notwendig.

Diese Ergebnisse lassen sich auch in **Bild 4** erkennen, in dem eine Einteilung aller Leitungen und Umspannwerke im gesamten Netzgebiet unter Berücksichtigung ihrer Auslastung im jeweiligen Szenario dargestellt ist.

Zusammenfassung

Es bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich Umfang und Geschwindigkeit der Verkehrs- und Wärmewende und der hiermit verbundenen Zunahme der Lasten. Dennoch können unter Verwendung mittlerweile erprobter methodischer Ansätze Lastprognosen in einer an die jeweils zu betrachtende Netzebene angepassten räumlichen Auflösung erarbeitet werden. Auf dieser Grundlage lässt sich fundiert bewerten, ob, wo und wann an den bestehenden Netzen Ausbaumaßnahmen erforderlich werden.

Die vorliegende Studie zur Prognose der zu erwartenden Laststeigerungen und deren Auswirkungen auf das Hochspannungsnetz der Enervie vernetzt zeigt, dass das bestehende Netz überwiegend sehr robust im Hinblick auf Laststeigerungen ist. Folglich werden in den nächsten Jahren lediglich punktuell Ausbaumaßnahmen in Umspannwerken und vereinzelt an Hochspannungsleitungsanbindungen erforderlich sein.

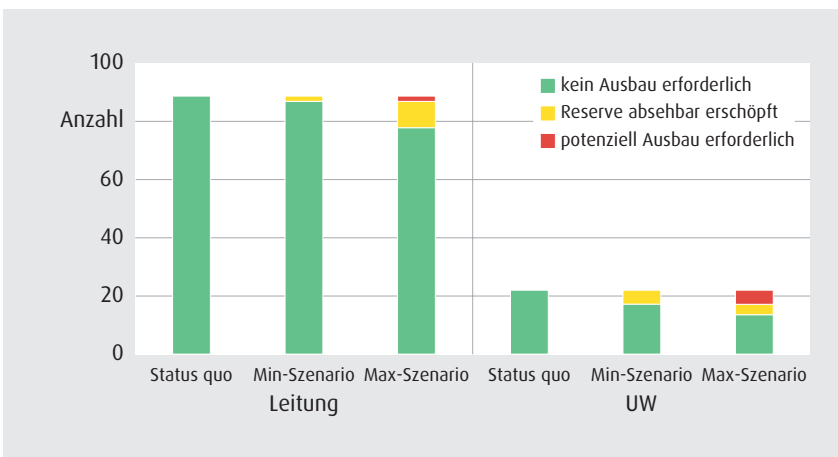


Bild 4. Anzahl der Leitungen und Umspannwerke in der jeweiligen Auslastungskategorie: grün: Auslastung <80 %, gelb: Auslastung zwischen 80 und 100 %, rot: Auslastung >100 %.

>> Dr. **Johannes Groß**,
Enervie vernetzt GmbH, Lüdenscheid

Sebastian Willemsen,
Consentec GmbH, Aachen

Mustafa Akgül,
Consentec GmbH, Aachen

Christian Linke,
Consentec GmbH, Aachen

>> linke@consentec.de

>> www.consentec.de
www.enervie-vernetzt.de