



Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher

Für das

**Ministerium für Wirtschaft Innovation, Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen**

Berger Allee 25
40213 Düsseldorf

Autoren

ef.Ruhr

Maik Tretschock, M. Eng.
Dr.-Ing. Marco Greve
Felix Probst, M. Sc.
Dr.-Ing. Stefan Kippelt
Dr-Ing. Christian Wagner
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz



IAEW der RWTH Aachen

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Niklas Wehbring, M. Sc.
Thomas Offergeld, M. Sc.
Florian Schmidtke, M. Sc.
Mirko Wahl, M. Sc.



Bergische Universität Wuppertal

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Dr.-Ing. Michael Popp
Kevin Kotthaus, M. Sc.
Robert Schmidt, M. Sc.



Impressum

ef.Ruhr GmbH
Emil-Figge-Str. 76
D-44227 Dortmund

Ansprechpartner:

Dr.-Ing. Marco Greve
Tel.: +49 231 9700 987
Mail: marco.greve@efruhr.de
Web: www.efruhr.de

Dortmund, 09.06.2021

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung und Kernaussagen.....	8
1.1 Einleitung	8
1.1.1 Hintergrund und Motivation	8
1.1.2 Aufbau des Gutachtens	9
1.2 Kernaussagen	11
1.2.1 Ausbaubedarf in den NRW-Verteilnetzen.....	12
1.2.2 Flexibilität von Netznutzern	14
1.2.3 Übergreifende Maßnahmen	19
2 Szenariorahmen	21
2.1 Szenario NRW-B.....	23
2.2 Szenario NRW-C.....	30
2.3 Sensitivitätsanalysen.....	35
2.3.1 Alternatives Ladeverhalten.....	35
2.3.2 Gesteuertes Laden	35
2.3.3 Kumulierte Gleichzeitigkeit in der MS-Ebene .	36
2.3.4 Residuallastglättung in der HS-Ebene	37
3 Regionalisierung der Versorgungsaufgabe.....	38
3.1 Elektromobilität.....	38
3.1.1 Private Ladeinfrastruktur	38
3.1.2 Gewerbliche Ladeinfrastruktur	40
3.1.3 Öffentlicher Personennahverkehr.....	43
3.1.4 Öffentliche Ladeinfrastruktur	45
3.2 Wärmepumpen.....	48
3.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen.....	50
3.3.1 Photovoltaikanlagen.....	50
3.3.2 Windenergieanlagen	52
3.4 Gaskraftwerke	53

3.5	Power-to-Gas Anlagen	54
4	Planerische Bewertung neuer Netznutzer	59
4.1	Elektromobilität	59
4.1.1	Private AC-Ladeinfrastruktur	59
4.1.2	Öffentliche AC-Ladeinfrastruktur	61
4.1.3	DC-Schnellladeinfrastruktur	62
4.1.4	Parkplätze großer Unternehmen	67
4.1.5	Betriebshöfe des ÖPNV	68
4.1.6	Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs	70
4.2	Wärmepumpen	74
4.3	Erneuerbare-Energie-Anlagen	77
4.4	Gaskraftwerke und Power-to-Gas Anlagen	78
4.4.1	Gaskraftwerke	80
4.4.2	Power-to-Gas Anlagen	80
4.5	Exkurs: Landstromversorgung Binnenschifffahrt	82
4.6	Exkurs: Kumulierte Gleichzeitigkeiten	84
5	Flexibilisierung von Netznutzern	86
5.1	Netzdienliches Laden	87
5.1.1	Gesteuertes Laden	94
5.1.2	Gesteuertes Laden +	95
5.2	Marktorientiertes Laden	97
5.3	Systemdienliches Laden	98
5.3.1	Frequenzhaltung	98
5.3.2	Spannungshaltung	100
5.4	Gepuffertes Laden	100
5.5	Exkurs: Bidirektionales Laden	102
5.6	Exkurs: Smart Meter	103
6	Erweiterte Einflussfaktoren auf die Netzplanung	105
6.1	Versorgungsqualität	105
6.1.1	Spannungsqualität	105
6.1.2	Versorgungszuverlässigkeit	107

6.2	Systemübergreifende Ansätze.....	108
6.3	Lokaler Ausgleich.....	109
6.4	Schwarzstart und Netzwiederversorgung	111
6.5	Modal-Split	114
6.6	Alternativen zum Netzausbau.....	114
6.6.1	Innovative Betriebsmittel.....	115
6.6.2	Betriebliche Optimierung der Verteilnetze	116
6.6.3	Spitzenkappung von EE-Anlagen.....	116
7	Methode zur Berechnung des Netzausbaubedarfs	117
7.1	Clusterung und Hochrechnung.....	117
7.2	Bewertung der Niederspannungsebene	120
7.3	Bewertung der Mittelspannungsebene	124
7.3.1	Modellierung der Versorgungsaufgabe	124
7.3.2	Ermittlung des MS-Netzausbaubedarfs.....	125
7.4	Bewertung der Hochspannungsebene.....	128
7.4.1	HS-Netzmodell.....	128
7.4.2	Modellierung der Versorgungsaufgabe	129
7.4.3	Ermittlung des HS-Netzausbaubedarfs	132
8	Ergebnisse	138
8.1	Basisszenarien.....	138
8.1.1	NS-Ebene.....	143
8.1.2	MS-Ebene.....	144
8.1.3	HS-Ebene.....	145
8.2	Alternatives Ladeverhalten	148
8.3	Gesteuertes Laden.....	150
8.4	Kumulierte Gleichzeitigkeit in der MS-Ebene....	156
8.5	Residuallastglättung HS-Ebene.....	157
9	Literaturverzeichnis	159

Abkürzungsverzeichnis

aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
BNetzA	Bundesnetzagentur
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
CCS	Combined Charging System
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlagen
EE	Erneuerbare Energien
E-Fuels	Synthetische Kraftstoffe
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCR	Frequency Containment Reserve
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FRR	Frequency Restoration Reserve
EV	Elektrofahrzeug
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KBA	Kraftfahrt Bundesamt
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
MS	Mittelspannung
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NPE	Nationalen Plattform Elektromobilität
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacities
ONS	Ortsnetzstation

ONT	Ortsnetztransformator
ÖPNV	öffentlicher Personennahverkehr
POI	Points of interest
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PtX	Power to X
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik-Anlagen
SoC	Ladezustand
TAB	Technische Anschlussbedingungen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDV	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen
VM NRW	Ministerium für Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Wärmepumpe

1 Einleitung und Kernaussagen

1.1 Einleitung

1.1.1 Hintergrund und Motivation

Das Thema Sektorenkopplung steht im Fokus aktueller wissenschaftlicher, technischer und politischer Diskussionen. Es beschreibt ein zunehmendes Zusammenwachsen und erfordert damit die ganzheitliche Betrachtung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Die Sektorenkopplung wird hierbei als Voraussetzung zur Erreichung des auf EU-, Bundes-, und NRW-Ebene beschlossenen Ziels einer Treibhausgasreduktion angesehen [1] [2] [3].

Es ist zu erwarten, dass die Umsetzung der Sektorenkopplung im Bereich des Energieversorgungssystems sowohl infrastrukturelle Maßnahmen als auch die Erarbeitung neuer Konzepte und Lösungen erfordert. Dies gilt entsprechend für die Stromverteilnetze. Denn neben der fortlaufenden Integration erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende, steht das System bei der Integration neuer und z.T. flexibler Verbraucher vor neuen Herausforderungen.

Die Verteilnetze nehmen hierbei eine entscheidende Rolle ein. Zur Kompensation des gesetzlich beschlossenen Kohleausstiegs, wird der Anteil an erneuerbaren Energien und damit die Anzahl der in den Verteilnetzen angeschlossenen dezentralen Einspeiser weiter steigen. Bereits im Zuge der NRW Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2014 wurde in diesem Zusammenhang ein Netzausbaubedarf identifiziert [4]. Weiterhin wird im Zuge der Elektrifizierung der Bereiche Wärmeerzeugung, Mobilität und Industrie ein Großteil der neuen Verbraucher in den Verteilnetzen angeschlossen sein. Entscheidend für das zunehmende Zusammenwachsen der Sektoren ist die Schaffung einer bedarfsgerechten Infrastruktur. Hierzu gilt es durch die Analyse und Einordnung der anzunehmenden Entwicklung, mögliche Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur aufzuzeigen und potentielle Handlungsbedarfe einschließlich der Einbeziehung von

Flexibilitäten zu identifizieren. So wird eine Entwicklung von Maßnahmen und Lösungen ermöglicht.

Aufgrund der Bevölkerungsverteilung ist zu erwarten, dass die Integration der neuen Verbraucher insbesondere in urbanen Gebieten und damit in jenen Regionen, die von der bisherigen Energiewende im Sinne eines starken Ausbaus Erneuerbarer Energien weniger betroffen waren, erfolgt. So sehen aktuelle Studien mit dem Fokus auf NRW zukünftige Handlungsbedarfe durch die Sektorenkopplung insbesondere in den stark urbanisierten Regionen Nordrhein-Westfalens (NRW) [5].

Es ist Bestandteil der Zielsetzung den kurzfristigen (Zieljahr 2030) und mittelfristigen (Zieljahr 2040) Bedarf auf dem Weg zum Jahr 2050 zu identifizieren. Die vorliegende Studie berücksichtigt die bisherigen Erkenntnisse aktueller Studien und betrachtet als Schwerpunkt die zukünftige Versorgungsaufgabe bezogen auf neue Lasten und insbesondere die Elektromobilität sowie erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen). Es gilt die steigende Notwendigkeit von Flexibilitäten sowie potentielle gesetzliche Regelung zu betrachten und die Auswirkung auf die Verteilnetzebene zu bewerten. Grundlage hierfür bildet ein gemeinsamer Szenariorahmen der zukünftigen Versorgungs- und Laststruktur, welcher die planerische Bewertung der regionalisierten Versorgungsaufgabe ermöglicht.

1.1.2 Aufbau des Gutachtens

Ziel dieses Gutachtens ist die Qualifizierung und Quantifizierung des Netzausbaubedarfs in den Verteilnetzen NRWs im Zuge einer zunehmenden Sektorenkopplung sowie eine qualitative Einordnung möglicher Einflussfaktoren. Die hierzu notwendigen Arbeitsschritte bilden die grundlegende Struktur dieses Gutachtens wie sie in Abbildung 1-1 skizziert wird.

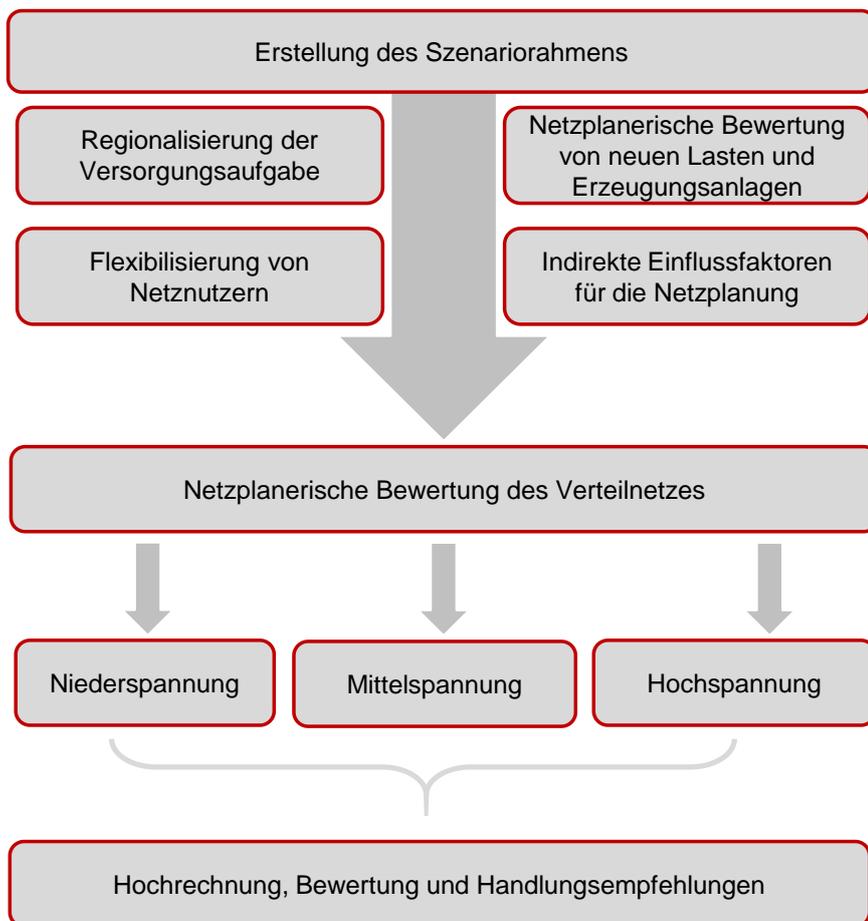


Abbildung 1-1: Struktur des Gutachtens

Grundlage dieses Gutachtens ist die Erarbeitung eines konsistenten Szenariorahmens, welcher die Entwicklung der deutschen und damit auch nordrhein-westfälischen Energiewirtschaft unter Berücksichtigung der bisherigen Netzentwicklungsplanungen im Bereich Strom und Gas sowie der energiepolitischen Zielsetzungen des Landes NRW beschreibt. Im Zuge dessen werden die wichtigsten Treiber des Netzausbaus im Rahmen der Sektorenkopplung identifiziert und in der Erstellung des Szenariorahmens berücksichtigt.

Entsprechend des Szenariorahmens gilt es in Kapitel 3 die Netznutzer und damit Treiber zunächst auf Ebene des Bundeslandes und weiterführend auf Gemeindeebene zu regionalisieren. Gemeinsam mit der in Unterkapitel 3.5 beschriebenen netzplanerischen Berücksichtigung der einzelnen Treiber ist es möglich die zukünftige Versorgungsaufgabe der Verteilnetze abzuleiten.

Insbesondere die neuen Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können in ihrem Verhalten als Last zeitlich flexibel auftreten. Einen möglichen Einsatz dieser Flexibilität gilt es daher in Kapitel 5 aus Sicht der Netzplanung einzuordnen und zu bewerten. Darüber hinaus können zukünftige Entwicklungen sowie aktuell in der wissenschaftlichen Diskussion befindlichen Konzepte den zukünftigen Netzausbau direkt oder indirekt beeinflussen. Eine Auswahl dieser möglichen Einflussfaktoren wird in Kapitel 6 aufgegriffen, diskutiert und hinsichtlich des Einflusses auf die Netzplanung eingeordnet.

Die methodische Beschreibung der netzplanerischen Bewertungen erfolgt je Spannungsebene in Kapitel 7. Darüber hinaus wird im Rahmen dieses Kapitels die Cluster- und Hochrechnungsmethode erläutert. Die resultierenden Ergebnisse werden abschließend in Kapitel 8 vorgestellt und eingeordnet.

1.2 Kernaussagen

Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse, die im Zuge dieser Studie gewonnen werden konnten, in Form von Kernaussagen zusammengefasst.

Die Klimaziele der Bundesregierung wurden kurz vor Veröffentlichung der Studie verschärft und konnten daher nicht mehr in die Szenarien der Studie aufgenommen werden. Die Verschärfung beinhaltet hierbei eine Vorverlegung des Ziels der Klimaneutralität um fünf Jahre auf das neue Zieljahr 2045 [6]. Entsprechend sind auch Auswirkungen auf vorgelagerte Zieljahre zu erwarten. Der im Rahmen der Studie betrachtete ambitioniertere Pfad (Szenario C) gewinnt hiermit an Bedeutung. Darüber hinaus kann diese Entwicklung dazu führen, dass sich die in der Studie abgebildeten Herausforderungen im Bereich der Verteilnetze früher stellen können. In der Folge werden die Ergebnisse der Untersuchungen entsprechend früher relevant. Hervorzuheben ist dabei, dass angesichts der damit einhergehenden Stauchung anfallender Investitionen und Maßnahmen sich Fragen der Ermöglichung kosteneffizienter Lösungen, insbesondere des gesteuerten Ladens, früher und dringlicher stellen. Insofern kommt der Realisierung der in den Sensitivitätsrechnungen ermittelten Einsparpotenziale absehbar eine noch höhere Bedeutung zu.

1.2.1 Ausbaubedarf in den NRW-Verteilnetzen

Die fortschreitende Sektorenkopplung erfordert den Ausbau der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen. Der Umfang des Ausbaus in den einzelnen Netzen ist hierbei abhängig von der Beschaffenheit des jeweiligen Verteilnetzes und der jeweiligen Netzebene. Der insgesamt zu erwartende Investitionsbedarf ist mit 4,8 bis 6 Mrd. € (2030), bzw. 9 bis 15,4 Mrd. € (2040) kapitalintensiv. Der ermittelte zusätzliche jährliche Netzausbaubedarf der NRW-Verteilnetze bewegt sich, gemessen an allgemeinen Strukturparametern wie Einwohnern, Fläche, gemeldeten Fahrzeugen und Leitungslänge, in der Größenordnung der aktuell durch die Verteilnetzbetreiber jährlich getätigten Gesamtinvestitionen. Grundsätzlich ist jedoch zu erwarten, dass der ermittelte Netzausbaubedarf eine zusätzliche Investitionsbelastung darstellen wird, ohne dass die weiterhin erforderlichen Investitionen in den Erhalt der vorhandenen Verteilnetzinfrastuktur im Übrigen dadurch entfielen.

Die Niederspannungsebene ist im besonderen Maße von der Sektorenkopplung betroffen. Die Untersuchungen im Rahmen des Gutachtens zeigen, dass ohne zusätzliche Maßnahmen wie beispielsweise eine Steuerung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen über 60 % der Gesamtinvestitionen zum Ausbau der NRW-Verteilnetze in der Niederspannungsebene anfallen werden. Hierbei spielen nicht nur die zu tätigen Investitionen, sondern auch die Realisierbarkeit der Baumaßnahmen eine wichtige Rolle. So ist zu berücksichtigen, dass die im Zuge des Netzausbaus erforderliche Anzahl baulicher Maßnahmen durch lokale Faktoren begrenzt ist und so ggf. den erforderlichen Netzausbau zeitlich verzögern kann. Ohne zusätzliche Maßnahmen ist zu erwarten, dass Netzausbaumaßnahmen von bis zu 50 % der heutigen Leitungslänge der Niederspannungsebene bis 2040 notwendig werden. Entsprechend sind Maßnahmen zur Reduktion oder zeitlichen Verzögerung des Netzausbaubedarfs in dieser Spannungsebene grundsätzlich als sinnvoll zu erachten, die Art und der Umfang des Einsatzes dieser Maßnahmen ist jedoch weiter Gegenstand aktueller Diskussionen (bspw. Umsetzung §14a EnWG). Daher wird insbesondere auf die Steuerung von Lasten im weiteren Verlauf vertieft eingegangen.

In der Mittelspannungsebene ist der Ausbaubedarf als moderat zu bewerten. Im Gegensatz zu den ländlichen Netzgebieten sind die Ausbaubedarfe in halbstädtischen und städtischen Regionen insbesondere auf die neuen Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen für Elektrofahrzeuge zurückzuführen. Ein Kostentreiber sind hierbei häufig zentrale Schnellladepunkte an multimodalen Tankstellen und Rastplätzen, welche punktuell die Mittelspannungsnetze mit hohen Leistungen und Gleichzeitigkeiten belasten, jedoch andererseits das Potenzial bieten, den Bedarf an privater Ladeinfrastruktur teilweise zu reduzieren und damit den Investitionsbedarf in der Niederspannung zu senken. Aufgrund der, trotz Berücksichtigung von Wärmespeichern, hohen Gleichzeitigkeit der elektrischen Wärmepumpen beeinflusst die Entwicklung des Wärmesektors den Netzausbaubedarf in der Mittelspannungsebene in ähnlichem Maß wie die Integration der Elektromobilität.

In der Hochspannungsebene entsteht stellenweise Ausbaubedarf. Aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und der historischen industriellen Prägung verfügt NRW über ein vergleichsweise leistungsstarkes und stellenweise stark vermaschtes Hochspannungsnetz. Während in ländlichen Gebieten, mit für den historischen und aktuellen Bedarf angemessener Hochspannungsinfrastruktur, der fortgesetzte Ausbau der Windenergie Kostentreiber ist, entsteht verbrauchsgetriebener Investitionsbedarf insbesondere in städtischen Regionen und deren Umland durch neuartige Lasten. Insgesamt ist der Ausbaubedarf bezogen auf die bestehende Netzlänge mit etwa 10 % moderat. Die Ausführung von Verstärkungsmaßnahmen vornehmlich in Erdkabeltechnologie anstelle von Freileitungen kann die Investitionen deutlich erhöhen.

Insbesondere Ballungsräume sind betroffen. Die Ergebnisse zeigen, dass in allen Spannungsebenen ein Großteil der Investitionen in den städtischen Gemeinden lokalisiert wird. Insbesondere diese Gebiete waren von der bisherigen Entwicklung des Netzausbaus im Zuge der Energiewende weniger stark betroffen. Entsprechend sollten diese Regionen bzw. Netzgebiete zukünftig gleichermaßen im Fokus politischer Überlegungen bzw. Maßnahmen liegen wie der Netzausbau in ländlichen Regionen zur Integration des weiterhin notwendigen Ausbaus erneuerbarer Energien.

1.2.2 Flexibilität von Netznutzern

Die Berücksichtigung einer Steuerung von ausgewählten Verbrauchertypen in der Planung von Niederspannungsnetzen ist sinnvoll. So führt im Falle von Elektrofahrzeugen bereits eine reine Verschiebung von Ladevorgängen und damit eine netzdienliche Steuerung ohne direkt merkliche Eingriffe in den Komfort der Netznutzer zu einem erheblichen Reduktionspotential des zu erwartenden Netzausbaus. Eine darüber hinausgehende geringfügige Kapung von lastseitigen Leistungsspitzen und ein damit ggf. einhergehender seltener Eingriff in den Komfort der Netznutzer kann den Investitionsbedarf zusätzlich signifikant reduzieren. Daher wird empfohlen, dass die zuständigen Netzbetreiber mindestens eine reine Verschiebung von Ladevorgängen und ggf. weiterer neuer Lasten, neben weiteren Alternativen zum Netzausbau wie innovativen Betriebsmitteln, als ein wichtiges Element im Netzplanungsprozess standardmäßig aufnehmen. Zur Berücksichtigung einer solchen Steuerung in der Netzplanung sind jedoch die entsprechenden technischen und regulatorischen Voraussetzungen zu schaffen.

Bei der Festlegung von netzplanerischen Grundsätzen zur Berücksichtigung einer netzdienlichen Steuerung von flexiblen Lasten, ist das Wechselspiel zwischen der Kundensicht, deren Akzeptanz und der Netzplanung zu berücksichtigen. Die Akzeptanz der Netzkunden und damit insbesondere der Elektromobilitätsnutzer für Steuerungsvorgänge wird essenziell für das Gelingen der Antriebswende. Daher sollten frühzeitig die wesentlichen Randbedingungen für die Nutzung von Elektrofahrzeugen insbesondere für das Heimpladen gesetzt werden. Die Gutachter empfehlen daher frühzeitig die wesentlichen Planungsgrundlagen für Netzbetreiber und damit die physikalischen Grenzen des Netzes und eines möglichen lastreduzierenden Eingriffs des Netzbetreibers zu definieren. Heute wird nur in seltenen Fällen ein Eingriff in die Ladevorgänge nötig sein. Durch den zunehmenden Hochlauf der Elektromobilität wird zumindest das Instrument als eine Möglichkeit zur zeitlichen Verlagerung oder Verringerung von Netzausbaumaßnahmen zeitnah notwendig werden. Bei der Ausgestaltung der Steuerungsmöglichkeiten von Ladevorgängen sollte bedacht werden, dass ein Eingriff in den Ladevorgang nicht zwangsläufig einen Komfortverlust für den Elektromobilitätsnutzer darstellt. Die Diskussion zum Ausmaß der Eingriffe in Ladevorgänge befindet sich damit im Spannungsfeld

zwischen Netzplanung, Netzbetrieb und dem gefühlten Komfort der Netznutzer. In diesem Zusammenhang gilt es auch zu beachten, dass perspektivisch viele Nutzer (bspw. in städtischen Bereichen ohne eigene Parkmöglichkeit) keine Möglichkeit zum Laden zuhause haben und nicht nur aus diesem Grunde auch zusätzliche Lademöglichkeiten zur Verfügung stehen werden.

Es gilt, die technischen Voraussetzungen für eine netzdienliche Steuerung zu schaffen. So muss für eine planerische Berücksichtigung einer Steuerung deren betrieblicher Einsatz gesichert zur Verfügung stehen. Ist dies nicht der Fall, kann der Netzplaner diesen Freiheitsgrad nicht in der Netzplanung berücksichtigen. Ein wichtiger Aspekt ist hierbei eine geeignete Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, welche den Datenaustausch zwischen Netznutzer und Netzbetreiber und damit den Einsatz der Steuerung ermöglicht. Hier fehlen aktuell einheitliche und geeignete Möglichkeiten. Aus Sicht der Gutachter können zukünftig intelligente Messsysteme diese Rolle grundsätzlich erfüllen. Smart Meter eigenen sich aus Sicht der Gutachter insbesondere zur Schaffung einer breiteren Datengrundlage und tragen damit zu einer besseren Beobachtbarkeit des Verteilnetzes bei, wenngleich der Einsatz von Smart-Metern allein keine ausreichende Beobachtbarkeit garantiert. Insbesondere das Erkennen von möglichen Netzengpässen in den unteren Netzebenen des Verteilnetzes ist hier eine wichtige Voraussetzung für gezielte Steuerungsmaßnahmen. Dies ist in der Niederspannung heutzutage in der Regel durch fehlende Mess- und Kommunikationstechnik nicht möglich. Da in der Niederspannung die große Anzahl an Betriebsmitteln beachtet werden muss, gilt es auch die erforderlichen Kosten sowie die Zeit zur Schaffung einer Beobachtbarkeit zu bedenken. Netzbetreibern wird daher empfohlen zu analysieren, welche Netze vor dem Hintergrund der heutigen und zukünftig zu erwartenden Netzbelastung sowie unter Berücksichtigung der individuellen Assetstrategie in den Fokus für die Digitalisierung rücken sollten.

Es gilt, einheitliche und für den Netzplaner handhabbare Grundlagen der Netzplanung unter Berücksichtigung einer Steuerung von flexiblen Lasten zu schaffen. Diese muss es dem Netzplaner ermöglichen langfristig zuverlässig zu planen. Eine Planung auf Grundlage einzelner Netznutzer ist hierbei nicht zielführend. Die Beeinflussung des Komforts der Netznutzer als Kriterium für den Netzausbau gilt es in diesem Zusammenhang als planerische Größe zu definieren. Die im Rahmen dieses Gutachtens berücksichtigte Planungsgröße der Jahres-Ladeenergie sowie die in Anlehnung an die Spitzenkappung von Erneuerbare-Energie-Anlagen erfolgte Kappung der Jahres-Ladeenergie um 3 % wurden von den Gutachtern genutzt, um die Auswirkungen einer Steuerung von Ladevorgängen abzuschätzen. Grundsätzlich sind alternative Planungsgrößen und Kappungsfaktoren denkbar. Die Aussage der grundsätzlichen Wirksamkeit einer Steuerung wird hiervon nicht beeinflusst.

Das Flexibilitätspotenzial der steuerbaren Verbraucher kann im Rahmen der verfügbaren Netzkapazitäten frei genutzt werden.

Die Auslegung der Netze unter Berücksichtigung eines garantierten Eingriffs des Netzbetreibers als Letztmaßnahme im Falle eines drohenden Netzengpasses ermöglicht die Definition einer technischen Grenze, in dessen Rahmen das dargebotene Flexibilitätspotenzial netz- oder systemdienlich durch marktliche oder anderweitige Anreize eingesetzt werden kann. Beispielsweise könnten so mögliche Netzengpassituationen ohne das Eingreifen des Netzbetreibers verhindert werden. Der alternative Komfortverlust für alle betroffenen Netznutzer durch eine sonst notwendige Steuerung durch den Netzbetreiber im Rahmen des „Gesteuerten Ladens“ würde somit reduziert werden. Auch spezielle Komfortdienstleistungen wie ein priorisiertes Laden oder aber rein marktliches Laden in Zeiten einer hohen z.B. deutschlandweiten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind denkbar. Akteure können hier beispielsweise Aggregatoren, Automobilhersteller oder auch sich ggf. zu bildende Märkte sein. Wichtig ist, dass diese Flexibilitätsnutzung nur in Phasen einer unkritischen Netzbelastung erfolgen kann und der Netzbetreiber durch den gesicherten Einsatz des gesteuerten Ladens kritische Netzzustände verhindern bzw. auflösen kann.

Die „Digitale Ortsnetzstation“ ermöglicht in Hotspot-Netzen eine möglichst hohe Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur. Grundsätzlich gilt es für eine planerische Berücksichtigung einer Steuerung von Ladevorgängen in der Niederspannungsebene einheitliche Planungsgrundsätze auf Basis stochastischer Daten zu schaffen. Durch eine erweiterte Kenntnis der Lastgänge in einzelnen Netzen lässt sich darüber hinaus das lokale Verhalten von Netznutzern innerhalb des Netzes besser in der Netzausbauplanung berücksichtigen, wodurch die vorhandene Netzinfrastruktur bei weitgehender Erhaltung des Komforts der spezifischen Netznutzer optimal ausgenutzt werden kann. Dies erfordert neben dem gesicherten betrieblichen Einsatz der Steuerung eine entsprechende Datengrundlage. Die Aufnahme und Verarbeitung entsprechender Lastgänge an einzelnen Ortsnetzstationen ist hier ein wichtiger Baustein. Damit ist die Digitale Ortsnetzstation auch ein wichtiger Baustein für die kombinierte Nutzung von Flexibilitäten, wie Sie im vorangegangenen Abschnitt diskutiert werden.

Die Residuallastglättung aus Sicht der Hochspannungsebene ist ein effektives Mittel zur Reduktion notwendiger Netzverstärkungsmaßnahmen. Insbesondere die Spitzenkappung fluktuierender Einspeisung hat sich analog zu verschiedenen vorherigen Studien als geeignete Methode zur Reduktion des Investitionsbedarfs erwiesen, wenn ein Netz planerisch nicht für die Aufnahmefähigkeit der letzten Kilowattstunde ausgebaut wird. Der Einfluss einer Lastglättung aus Sicht der Hochspannungsebene zeigt sich ebenfalls als sinnvoller planerischer Freiheitsgrad um Worst-Case-Szenarien, die mittels betrieblicher Maßnahmen ausgeglichen werden können, auch planerisch weniger stark zu gewichten. Um dieses Potenzial zu heben, gilt es insbesondere im Bereich der Großverbraucher die technischen Möglichkeiten für eine Flexibilisierung zu schaffen und diese auch netzdienlich zu erschließen. Eine fundierte Bewertung des Einflusses in den unterlagerten Ebenen bedarf einer gesonderten spannungsebenenübergreifenden Analyse. Neben dem planerischen Aspekt sollte eine betriebliche Flexibilisierung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in Betracht gezogen werden.

Die Betriebsweise von Power-to-Gas-Anlagen ist entscheidend für die Auswirkungen dieser Anlagen auf den Netzausbaubedarf. So können nachfrageorientierte Power-to-Gas-Anlagen einen lokalen Netzausbaubedarf verursachen, stellen aber zumindest übergangsweise eine Alternative bis zum Aufbau einer überregionalen H₂-Transportinfrastruktur dar und ergänzen diese mittel- bis langfristig. Eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs durch ergänzende Wasserstoffspeicher kann dabei helfen, die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren in direkter Nähe zu wasserstoffintensiver Industrie zu erhöhen. Erzeugungsorientierte Anlagen können hingegen das netzseitige Integrationspotenzial von Windenergieanlagen erhöhen. Aus Sicht des elektrischen Netzes hat es sich daher als zweckmäßig erwiesen, gezielt geeignete Standorte für Power-to-Gas Anlagen in der Nähe von Windenergieanlagen zu evaluieren, um das netzseitige Integrationspotenzial von Erneuerbare-Energie-Anlagen zu erhöhen. Generell ist davon auszugehen, dass die Wirtschaftlichkeit für Power-to-Gas-Anlagen in Nordrhein-Westfalen maßgeblich von der Entwicklung nationaler und internationaler Strom- und Wasserstoff-Transportinfrastruktur beeinflusst wird. Für eine Bewertung dieser Anlagen im infrastrukturübergreifenden Kontext ist zukünftig eine integrierte Betrachtung von Strom- und Wasserstoffnetzinfrastrukturen anzustreben, die insbesondere die synergetischen Effekte und Speicherpotentiale des Wasserstoffnetzes erfasst.

1.2.3 Übergreifende Maßnahmen

Die Förderung von Schnellladeinfrastruktur-Lösungen kann dazu beitragen, die Niederspannungsebene zu entlasten und damit den Gesamtinvestitionsbedarf zu reduzieren. Sowohl die Schaffung von Quartierslösungen in städtischen Ballungsgebieten als auch die Bereitstellung großer Ladeinfrastruktur-Hubs können hier als alternative Ladeorte dienen, ohne die entsprechenden Netzebenen übermäßig zu belasten. Da diese zentralen Ladeansätze jedoch grundsätzlich einen entscheidenden Treiber für den Netzausbaubedarf in der Mittelspannungsebene darstellen, gilt es hier Möglichkeiten zur Reduzierung der Netzbelastung bei gleichbleibender Leistungsfähigkeit der Ladestandorte, beispielsweise durch eine Kombination aus Eigenerzeugung und Speichermöglichkeiten, zu berücksichtigen und zu fördern. Der nicht zu vernachlässigende Umfang einer Minderung des Netzausbaubedarfs durch die Bündelungseffekte der Schnellladeinfrastruktur bleibt jedoch erheblich hinter den Minderungseffekten einer Spitzenglättung durch steuerbares Laden zurück. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass ein lokal vermehrter Ausbau der HPC-Infrastruktur nicht dem Ziel einer Reduzierung des Gesamt-Netzausbaubedarfs folgt, sondern viel mehr aus lokalen Restriktionen bzw. Anforderungen, beispielsweise an Autobahnraststätten oder in innerstädtischen Quartieren, bedingt wird.

Die von der Sektorenkopplung besonders betroffenen Verteilnetzbetreiber gilt es bei der strategischen Planung zu unterstützen. Das Ziel sollte die Entwicklung und Förderung aktiver Strategien sein, die es ermöglichen die neuen Lasten effektiv in die Verteilnetze zu integrieren. Hier gilt es zunächst die Netzbetreiber zu unterstützen eine **Digitalisierungs-** bzw. **Messtechnik-Strategie** zu entwickeln und zu implementieren, um die Entwicklung der Netzauslastung insbesondere in der Niederspannungs-Ebene für den Netzbetreiber transparent zu machen. Die Analysen der aktuellen Netzbelastung auf Basis der heute schon verfügbaren Daten und **Prognose der zukünftigen Netzbelastung** gilt es zu fördern. Diese können dabei helfen, zu entscheiden, welche Netze bei der Digitalisierung und perspektivisch der Umsetzung einer Steuerungslogik zu priorisieren sind. Der gezielte und für den Netzplaner sichere Einsatz der Steuerung neuer Lasten ermöglicht die Berücksichtigung dieser in der Netzplanung. Hierzu gilt es jedoch zeitnah

eine entsprechende Logik für die Umsetzung einer solchen **Steuerung im Betrieb** zu entwickeln und entsprechende **Planungsgrundsätze** abzuleiten. Sowohl die Digitalisierung der Netze als auch die Möglichkeit einer Laststeuerung gilt es gemeinsam mit einer Prognose der zukünftigen Netzbelastung in die **Asset-Strategie** zu integrieren, um die erforderlichen Handlungsbedarfe im Zuge der fortschreitenden Sektorenkopplung auch für kleinere VNB umsetzbar zu gestalten. Hier gilt es Netzausbaumaßnahmen möglichst zu reduzieren bzw. zeitlich zu verschieben. Ein begrenzender Faktor ist häufig die Anzahl an durchführbaren Grabungsarbeiten. Da diese zudem einen entscheidenden Kostenfaktor darstellen, gilt es dringend **Synergieeffekte** mit weiteren infrastrukturellen Maßnahmen auf kommunaler Ebene (Wasser, Abwasser, Wärme, Kommunikation) zu heben und die Ausnutzung dieser Synergien zu fördern. Ein Baustein kann hier eine gezielte **Leerrohrstrategie** sein. Diese ermöglicht es Fehlinvestitionen zu vermeiden, Maßnahmen auf der Zeitachse schneller zu ermöglichen und Mehrfachinvestitionen durch mehrfache Grabungsarbeiten gezielt zu reduzieren.

Im Bereich der Systemstabilität gilt es zukünftig die Rolle der Verteilnetze vermehrt zu berücksichtigen. Der laufende Ausstieg aus der Atom- und Kohleenergie führt zu einer Reduktion derzeitiger Erbringer von Systemdienstleistungen. Sowohl im Bereich der Frequenzhaltung und Spannungshaltung als auch im Bereich des Netzwiederaufbaus, gilt es wegfallende Erbringer zu kompensieren. Die Verteilnetzebene kann hierbei im Rahmen der eigenen technischen Kapazitäten eine entscheidende Rolle spielen. So bieten unter den entsprechenden technischen Voraussetzungen umrichtergekoppelte Netznutzer ein hohes Potenzial zur Unterstützung der Frequenzhaltung und können durch die Bereitstellung von Blindleistung, zumindest in der Hochspannungsebene, theoretisch auch die Spannungshaltung im Übertragungsnetz unterstützen. Lokale Ansätze für Inselnetz- und schwarzstartfähige Verteilnetze können, unter der Voraussetzung einer entsprechenden prozessualen Einbindung in den zentral organisierten Netzwiederaufbauprozess, diesen unterstützen. Hierbei ist das Gewinnen von Erfahrungen insbesondere mit neuen Erbringern, die durch die Sektorenkopplung zur Verfügung stehen, der entscheidende Faktor. Daher empfehlen die Gutachter hier einen Schwerpunkt im Bereich der Systemsicherheit zu setzen.

2 Szenariorahmen

Die Grundlage der Quantifizierung des Weiterentwicklungsbedarfs der Verteilnetze in NRW bilden konsistente Szenarien, welche die perspektivischen Entwicklungen des Energiesystems für die kommenden 20 Jahre abbilden. Dabei geht es nicht darum, die zukünftige Entwicklung perfekt vorherzusagen oder Extremszenarien darzustellen, sondern vielmehr durch einen geeigneten Szenarientrichter ausgewählte realistische, aber auch ambitionierte Szenarien abzudecken. Vor diesem Hintergrund wurden für dieses Gutachten zwei Szenariopfade identifiziert, die in jeweils zwei Stützjahren (2030 und 2040) untersucht werden. Neben den ohnehin langen Vorlaufzeiten bei der Planung von Energiesysteminfrastrukturen steigen mit einer Ausweitung des Untersuchungshorizonts auch die technisch und politisch bedingten Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen stark an. Ein Untersuchungshorizont bis 2050 und darüber hinaus kann insbesondere für weitergehende gesamtpolitische Fragestellungen interessant sein.

In der Vergangenheit hat sich der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Netzentwicklungsplan (NEP) als Szenariorahmen für den Großteil der Studien etabliert, da hier neben den Erwartungen der ÜNB im Rahmen einer Konsultation auch Impulse anderer Stakeholder Einfluss finden.

Im Rahmen dieses Gutachtens werden die im aktuellen Szenariorahmen (Bestätigung 06/2020) zum NEP 2035 (2021) [7] (im folgenden *NEP35*) identifizierten Szenarien B und C, die einen mittleren und einen ambitionierten Pfad skizzieren, als Grundlage für die Gestaltung der NRW-spezifischen Szenarien herangezogen. Insofern wird auf den Szenarien aufgebaut, welche nach der Genehmigungsentscheidung der Bundesnetzagentur die nach den Zielsetzungen der Bundesregierung wahrscheinliche Entwicklung abbilden sollen und daher von den Übertragungsnetzbetreibern der Planung der vorgelagerten Transportnetze zu Grunde gelegt werden sollen. Dies dient nicht zuletzt der bundesweiten Vergleichbarkeit der Ergebnisse. In beiden Szenarien wird der Kohleausstieg in Übereinstimmung mit den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ bis zum Jahre 2030 fortgeschritten und 2040 abgeschlossen sein [8]. Aufgrund der Betrachtung vom

NEP35 abweichender Stützjahre und eigener Analysen des Landes NRW (Energieversorgungsstrategie [9]) wird an ausgewählten Punkten vom Narrativ der NEP-Szenarien abgewichen, wie im Folgenden beschrieben.

Der NEP Gas 2020-2030 (Entwurf 07/2020 [10]) basiert auf dem Szenariorahmen zum NEP Gas 2020-2030 [11]. Dieser berücksichtigt zur Feststellung des Gasbedarfs für die Stromerzeugung die dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ [12] mit den Technologiemix Szenarien 80 und 95 für die Stützjahre 2030 und 2050. Aufgrund der veralteten Annahmen, wobei der Kohleausstieg bis 2050 noch nicht abgeschlossen ist, eignen sich diese Szenarien, insbesondere in einem stark von der Kohleverstromung geprägten Bundesland wie NRW, nicht, um eine sinnvolle Ergänzung der NEP35 Szenarien darzustellen. Hinzu kommt, dass das für diese Studie relevante Stützjahr 2040 nur rudimentär beschrieben ist. Daraus ergibt sich, dass eine Interpolation des Stützjahres 2040 aus den vorliegenden Zahlen nicht belastbar ist und dass Annahmen für 2030 zur Berücksichtigung des Kohleausstiegs umfangreich angepasst werden müssten. Aus diesem Grund erfolgt keine Ableitung der Szenarien dieses Gutachtens aus den Szenarien der dena-Leitstudie. An geeigneten Stellen werden die Unterschiede zwischen den Szenarien qualitativ beschrieben.

Dieses Gutachten basiert maßgeblich auf Informationen, die bis zum 31.12.2020 veröffentlicht waren. Spätere Anpassungen in den zitierten Datenquellen oder detailliertere Daten in ergänzenden Veröffentlichungen, die zuvor über eigenen Annahmen hergeleitet wurden, werden nicht berücksichtigt.

2.1 Szenario NRW-B

Das Szenario NRW-B basiert maßgeblich auf dem Szenario B des Szenariorahmens zum NEP35. Der NEP35 weist für dieses Szenario 2035 und 2040 als Stützjahre auf, jedoch nicht das im Rahmen des Gutachtens untersuchte Jahr 2030. Aus diesem Grund werden für das Stützjahr 2030 entsprechende Rahmenbedingungen aus den im NEP35 untersuchten Stützjahren 2035 und 2040, den heutigen Rahmenbedingungen und qualitativen Hintergründen abgeleitet. Das Vorgehen für die einzelnen Technologien wird im Folgenden erläutert.

Die Regionalisierung der deutschlandweiten Zahlen erfolgt, sofern nicht bereits im Szenariorahmen vorhanden, auf Grundlage eigener Regionalisierungsverfahren (basierend auf sozioökonomischen und strukturpolitischen Parametern), die im Gutachten beschrieben werden. Für konventionelle Kraftwerke, Power-to-Heat Anlagen (exkl. Haushalts-Wärmepumpen) sowie EE im Stützjahr 2040 ergibt sich die Regionalisierung aus dem Szenariorahmen bzw. der beiliegenden Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) [13].

Erzeuger

Tabelle 2-1: Zahlenwerk Szenario NRW-B: Erzeugung (Hervorgehobene Regionalisierungen können vom NEP abweichen)

		Technologien	Stützjahre		
		Installierte Leistung [GW]	2018	2030	2040
DE	Photovoltaik	44,10	109,80	125,80	
	Wind Onshore	52,20	84,80	88,80	
	Gaskraftwerke	25,40	37,40	42,40	
	Kohlekraftwerke	40,70	17,00	0,00	
NRW	Photovoltaik	5,30	11,50	14,31	
	Wind Onshore	5,90	10,50	12,00	
	Gaskraftwerke	8,53	11,48	12,09	
	Kohlekraftwerke	18,17	6,34	0,00	

Zusätzlich zum Szenariorahmen des NEP35 sind auf Bundeslandebene regionalisierte Zahlenwerke für Photovoltaik (PV) und Windenergie an Land zu berücksichtigen, da hier mit der Energieversorgungsstrategie des Landes NRW [9] eine Zielsetzung besteht, die über Annahmen des NEP-Szenariorahmens hinausgehen. Darin wird insbesondere davon ausgegangen, dass ein Großteil des Zubaus an Windenergie und PV vor 2030 stattfindet.

Für Windenergie an Land wird ein beschleunigter Zubau auf 10,5 GW bis 2030 unterstellt. Bis 2035 findet ein moderater Zubau auf 12 GW statt, der anschließend auf einem relativ konstanten Niveau bis 2040 verbleibt. Sowohl für 2030, als auch für 2040 stellt das Szenario der NRW-Energieversorgungsstrategie bzgl. der Windenergie an Land ein ambitionierteres Szenario als das B-Szenario des Szenariorahmens zum NEP35 dar. Mit der im § 249 Absatz 3 BauGB festgelegten maximalen Obergrenze für landesrechtlich zu regelnde Mindestabstände zwischen neuerrichteten oder repowerten Windenergieanlagen (WEA) und Siedlungen von höchstens 1.000 Metern hat sich keine Veränderung der Flächenpotenziale ergeben. Die Landesregierung hat sich jedoch zum Ziel gesetzt von dieser Länderöffnungsklausel Gebrauch zu machen und eine entsprechende Regelung vorgeschlagen, die sich noch im Gesetzgebungsverfahren befindet. Da eine solche Regelung im nordrhein-westfälischen Ausführungsgesetz zum Baugesetzbuch zum Zeitpunkt der Festlegung der hier maßgeblichen Szenarien noch nicht getroffen war, konnte sie dieser Studie noch nicht zu Grunde gelegt werden. Das LANUV aktualisiert im Auftrag der Landesregierung seine Windenergiepotenzialstudie vor diesem Hintergrund, wie auch vor dem Hintergrund weitergehenden Aktualisierungsbedarfs. Erste öffentlich vorgestellte Zwischenergebnisse deuten darauf hin, dass sich auch mit den diskutierten Einschränkungen der Flächenkulisse noch die Ausbauziele der Energieversorgungsstrategie erreichen lassen. Die Analysen im Auftrag der ÜNB im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP35 weisen gleichfalls ein mit den hier getroffenen Szenarioannahmen kompatibles Flächenpotenzial für NRW aus.

Im Rahmen des NEP werden vereinzelte landseitige Netzverknüpfungspunkte innerhalb von NRW als Kandidaten für die Integration von Offshore-Windenergie in das Verbundnetz erwogen (vgl. 7.4.2). Aufgrund der großen Anschlussleistung der Windparks ist ein direkter Anschluss an das Übertragungsnetz, bspw. an einem ehemaligen Kraftwerksstandort, denkbar. Eine Berücksichtigung im Rahmen einer Verteilnetzstudie ist daher nicht zielführend.

Für PV unterstellt die Energieversorgungsstrategie einen Zubau auf 11,5 GW bis 2030 und stellt bis zu 13 GW bis 2035 in Aussicht. Im Szenariorahmen des NEP35 wird für 2040 keine detaillierte PV-Leistung für NRW angegeben. Gemäß dem Verhältnis, das im Entwurf zwischen der deutschlandweit und der in NRW installierten Leistung vorlag, wird aus der für Deutschland gegebenen installierten Leistung des Szenariorahmens für NRW eine installierte Leistung von 14,31 GW abgeleitet.

Der Zubau von Gaskraftwerken und gasbetriebenen KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) ist im Szenariorahmen zum NEP35 im Jahr 2035 bereits abgeschlossen und hält ein Niveau von 12,09 GW in NRW bis 2040. Gegenüber 2030 stellt sich bis 2040 ein leichter Zuwachs um 0,6 GW ein. Diese Annahmen sind qualitativ mit der Energieversorgungsstrategie des Landes NRW kompatibel, die einen Zubau bis 2030 und darüber hinaus bis 2040 zur Substitution der wegfallenden Kraftwerkskapazitäten der Kohlekraftwerke anstrebt.

Der Rückbau von Kohlekraftwerken gemäß dem beschlossenen Kohleausstieg erfolgt in Einklang mit dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen zum NEP35. Für das Stützjahr 2030 werden die Vorgaben des Kohleausstiegsgesetzes abgebildet, welches einer installierten Leistung von 17,0 GW deutschlandweit und 6,34 GW in NRW für das Jahr 2030 vorsieht. Für NRW werden dabei als aktive Kraftwerke die Steinkohlekraftwerke in Datteln, Lünen, Hamm-Uentrop und Duisburg-Walsum sowie die BoA (**B**raunkohlekraftwerk mit **o**ptimierter **A**nlagentechnik) Blöcke der Braunkohlekraftwerke in Niederaußem und Neurath angenommen. Das Steinkohlekraftwerk Westfalen (Hamm-Uentrop, Block E) erhielt, nach Abschluss der Szenariodefinition für dieses Gutachten, mit Wirksamkeit zum 1.1.2021 den Zuschlag in der Ausschreibung der Bundesnetzagentur zur Reduzierung der Kohleverstromung und nimmt

somit nicht weiter an der Vermarktung teil. Die Bundesnetzagentur hat den Antrag der Übertragungsnetzbetreiber zur Umrüstung des Kraftwerksblocks in den Phasenschieberbetrieb bestätigt [14]. Die Auswirkungen dieser Abweichung auf den entstehenden Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene sind aufgrund der direkten Einbindung des Kraftwerks in das Höchstspannungsnetz als gering und lokal begrenzt zu bewerten.

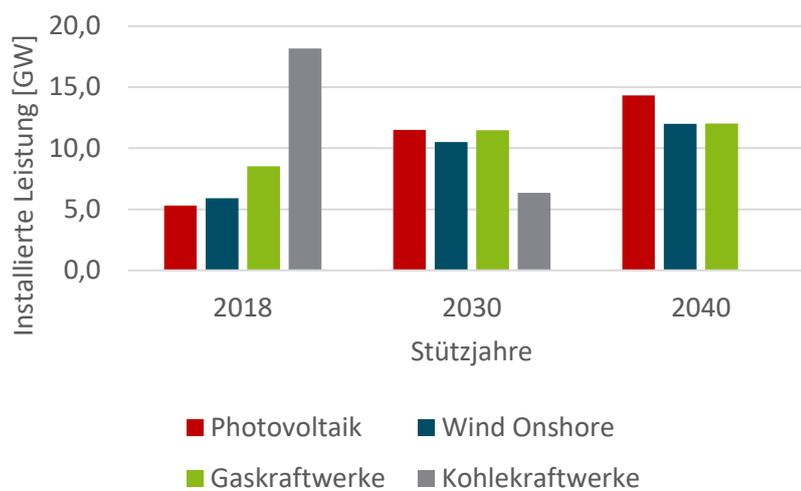


Abbildung 2-1: Installierte Leistung der Erzeuger in Szenario NRW-B für Nordrhein-Westfalen

Im Allgemeinen wird im Szenariorahmen zum NEP35 davon ausgegangen, dass im Rahmen des Kohleausstiegs ein Teil der thermischen Anschlussleistung für die zentrale Wärmeversorgung durch Gaskraftwerke substituiert wird. Daher ist davon auszugehen, dass auch für zwischen 2030 und 2035 vom Netz genommene Kohlekraftwerke ein adäquater Ersatz, unter anderem in Form von Gaskraftwerken, in Betrieb genommen wird. Entsprechend wird der Zubau von Gaskraftwerken zwischen 2030 und 2035 durch eine lineare Interpolation zwischen den heutigen Kapazitäten und 2035 nachgebildet.

Neuartige Verbraucher

Tabelle 2-2: Zahlenwerk Szenario NRW-B: Verbraucher (Hervorgehobene Regionalisierungen können vom NEP abweichen)

	Technologien	Stützjahre		
	Anzahl [Mio. Stück]	2018	2030	2040
DE	Elektromobilität ¹	0,20	8,53	14,00
	Haushaltswärmepumpen	1,00	3,50	6,50
NRW	Elektromobilität	0,02	1,51	2,64
	Haushaltswärmepumpen	0,18	0,61	1,13
	Inst. Leistung [GW]	2018	2030	2040
	Power-to-Wasserstoff ²	0,00	3,00	10,00
DE	Power-to-Heat ³	0,80	5,00	7,00
	Power-to-Wasserstoff	0,00	1,26	2,00
NRW	Power-to-Heat	0,19	1,10	1,54

Im Bereich der neuartigen Verbraucher wird ein linearer Zuwachs der Anzahl an Elektrofahrzeugen für den Zeitraum bis 2035 unterstellt. Dementsprechend wird der Markthochlauf für das Jahr 2030 anhand der Bestandszahlen und der im NEP ausgewiesenen Ziele für 2035 interpoliert und anschließend auf Grundlage einer eigenen Methode auf Landesebene (Kapitel 3) regionalisiert. Diese Interpolation unterstellt, dass ein lineares Wachstum zwischen Heute und 2035 die Situation im Jahr 2030 adäquat abbildet. Das Ergebnis von

¹ private und gewerbliche PKW

² Power-to-Methan für NRW nicht relevant

³ ohne Haushaltswärmepumpen

ca. 8,5 Mio. Fahrzeugen in 2030 deckt sich mit dem Zielrahmen der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ (7-10,5 Mio. in 2030) [15]. Für die Modellierung der Ladevorgänge wird keine explizite Unterscheidung zwischen Elektrofahrzeugen und Plug-in-Hybriden Fahrzeugen vorgenommen, da die Berücksichtigung repräsentativer Batteriekapazitäten unterschiedliches Ladeverhalten implizit abbildet. Aus diesem Grund ist eine Unterscheidung der Fahrzeugtypen im prognostizierten Fahrzeugbestand der privaten und gewerblichen PKW nicht erforderlich. Die Elektrifizierung einer Flotte von Nutzfahrzeugen oder des ÖPNV stellt eine individuelle neue Versorgungsaufgabe für das jeweilige Netzgebiet dar und wird folglich nicht in die allgemeine Regionalisierung der privaten und gewerblichen PKW aufgenommen.

Für Haushaltswärmepumpen und Power-to-Heat Anlagen wird das Stützjahr 2030 hingegen durch eine Extrapolation der im NEP35 gegebenen Stützjahre 2035 und 2040 ermittelt. Dabei wird ein linearer Zuwachs der installierten Leistung zwischen 2030 und 2040 unterstellt.

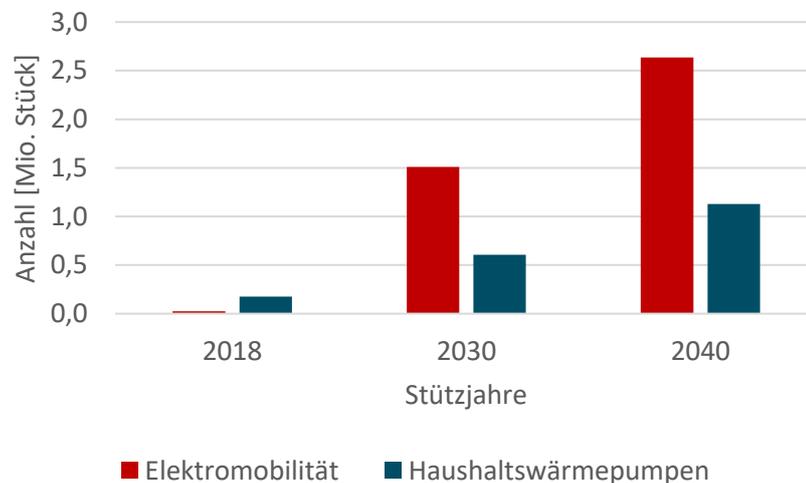


Abbildung 2-2: Anzahl neuartiger Verbraucher in Szenario NRW-B für Nordrhein-Westfalen

Die kürzlich erst nach der BNetzA-Genehmigung zum Szenariorahmen zum NEP 2035 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie wurde im Szenariorahmen zum NEP bereits in Teilen antizipiert. Daher wird im Jahr 2035 bundesweit mit min. 5 GW, in 2040 mit 10 GW installierter Leistung an Elektrolyseuren gerechnet. Das Szenario

NRW-B setzt daher für das Stützjahr 2030 3 GW Elektrolyseleistung in Deutschland an.

Die Regionalisierung der Power-to-Wasserstoff-Anlagen für das Jahr 2030 basiert auf der regionalen industriellen Wasserstoffnachfrage, die der Power-to-Heat-Anlagen basiert auf dem im Prozess des NEPs angewandten Verteilungsschlüssel für die installierte Anlagenleistung. Für das Stützjahr 2040 wird eine gegenüber 2030 ausgeprägtere Transportinfrastruktur für Wasserstoff angenommen, weshalb ein zunehmender Anteil der Wasserstoffnachfrage durch Import (national oder international) gedeckt wird und der Anteil der Elektrolyseleistung in NRW gegenüber den gesamtdeutschen Zahlen sinkt (von 42 % auf 20 %). Für NRW ergeben sich damit für die Stützjahre 2030 und 2040 1,26 GW und 2,0 GW installierter Leistung für die industrielle Wasserstoffelektrolyse. Diese Zahlen sind zudem konsistent mit den Zielen der Wasserstoff-Roadmap für NRW (1-3 GW installierte Leistung in NRW bis 2030) [16]. Gemäß der Regionalisierung der Power-to-Gas-Anlagen verteilt sich diese Leistung auf nachfrage- und windorientierte Standorte (vgl. Unterkapitel 3.5).

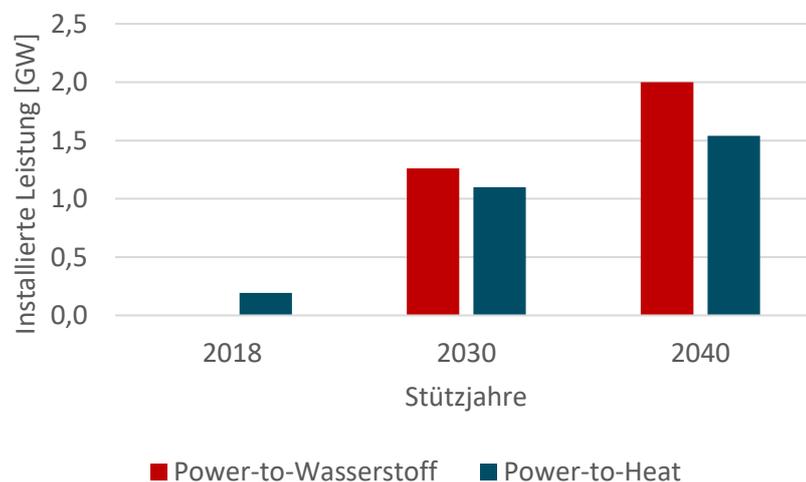


Abbildung 2-3: Installierte Leistung PtX in Szenario NRW-B für Nordrhein-Westfalen

Das Szenario NRW-B beschreibt somit eine im Einklang mit der Energieversorgungsstrategie des Landes regional ambitioniertere Variante des B-Szenarios des Szenariorahmens zum NEP 2035.

2.2 Szenario NRW-C

Wie auch im Szenariorahmen zum NEP gestaltet sich das Szenario NRW-C durch einen ambitionierteren Ausbau erneuerbarer Energien und eine verstärkte sektorübergreifende Nutzung elektrischer Energie in Power-to-X Anwendungen sowie der Elektromobilität. Da das Szenario C des NEP35 für keines der beiden Stützjahre vorliegt wird das Szenario in den untersuchten Stützjahren 2030 und 2040 aus dem Szenario NRW-B abgeleitet. Hierzu wird das Narrativ des ambitionierteren Ausbaus von EE und zunehmender Sektorenkoppelung aus dem Szenariorahmen zum NEP35 quantifiziert. Der ambitioniertere Ausbau wird durch eine Skalierung des Szenarios NRW-B durch das technologiescharfe Verhältnis der Rahmenbedingungen der Szenarien C35 und B35 des Szenariorahmens des NEP35 realisiert.

Während sich die konventionelle Erzeugungslandschaft (Kohle, Gas) in den Szenarien B und C des Szenariorahmens zum NEP35 nicht unterscheidet (und entsprechend auch in den hier betrachteten Szenarien identisch ist), zeigen sich signifikante Unterschiede für die übrigen Technologien.

Erzeuger

Tabelle 2-3: Zahlenwerk Szenario NRW-C: Erzeuger (Hervorgehobene Regionalisierungen können vom NEP abweichen)

		Technologien	Stützjahre		
		Installierte Leistung [GW]	2018	2030	2040
DE	Photovoltaik	44,10	111,94	128,26	
	Wind Onshore	52,20	88,81	92,99	
	Gaskraftwerke	25,40	37,40	42,40	
	Kohlekraftwerke	40,70	17,00	0,00	
NRW	Photovoltaik	5,30	13,70	17,05	
	Wind Onshore	5,90	10,50	12,75	
	Gaskraftwerke	8,53	11,48	12,09	
	Kohlekraftwerke	18,17	6,34	0,00	

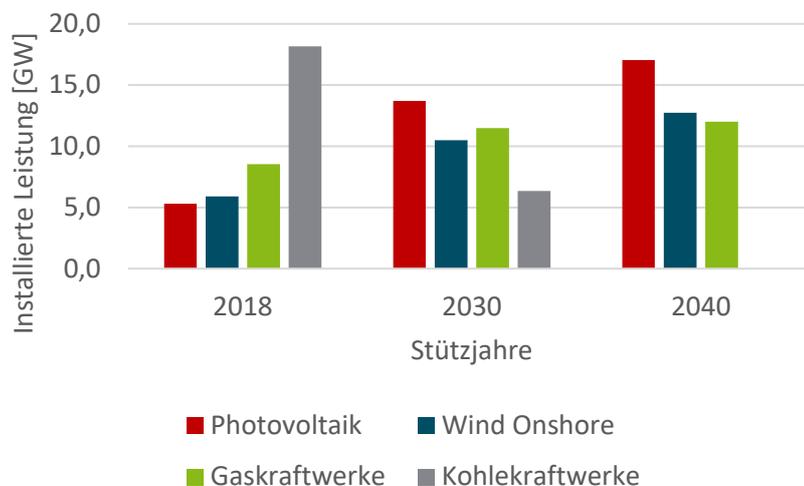


Abbildung 2-4: Installierte Leistung der Erzeuger in Szenario NRW-C für Nordrhein-Westfalen

Im zu untersuchenden Szenario wird erneut die Untergrenze von 10,5 GW der Energieversorgungsstrategie für Windenergie angesetzt. Für das Stützjahr 2040 wird das Verhältnis der Szenarien C35/B35 veranschlagt, was einen moderaten Zuwachs gegenüber den Zahlen des Szenarios NRW-B bedeutet. Der Zubau von PV erfolgt ambitionierter als in der Energieversorgungsstrategie und in Einklang mit den im Szenariorahmen des NEP35 als Szenario C berücksichtigten Zahlen zu 13,7 GW bis 2030 und zu 17,05 GW in 2040.

Im Bereich der neuartigen Verbraucher wird für Power-to-X Anlagen, Elektromobilität und Wärmepumpen zunächst die eingangs beschriebene Methode auf die deutschlandweiten Zahlen angewandt. So ergeben sich basierend auf dem Szenario NRW-B um den technologiespezifischen Faktoren C35/B35 veränderte Annahmen bezüglich des Ausbaus und der Entwicklung der Stückzahlen. Die Regionalisierung der Power-to-X Anlagen erfolgt anschließend analog zum Szenario NRW-B anhand der regionalen industriellen Wasserstoffnachfrage bzw. mithilfe eines Verteilungsschlüssels aus dem Planungsprozess des NEPs. Da sich in diesem Szenario die Sektorkopplung verstärkt durchsetzt sind auch hier frühzeitige Investitionen in eine Wasserstofftransportinfrastruktur zu erwarten. Dementsprechend resultiert die Regionalisierung der Power-to-Wasserstoff Anlagen mit einer weniger starken Gewichtung nach der Wasserstoffnachfrage.

Dabei wird zusätzlich berücksichtigt, dass im Szenario C des NEP35 davon ausgegangen wird, dass ab 2035 netzdienliche Power-to-Wasserstoff Anlagen von 3 GW installierter Leistung ans Netz gehen. Gemäß NEP35 erfolgt der Zubau dieser ausgewiesenen netzdienlichen Anlagen jedoch in direkter Nähe zu den erzeugungsstarken Regionen in Nord- und Nord-Ostdeutschland. Für die Verteilung der nachfragenahen Anlagen werden diese 3 GW daher nicht berücksichtigt. Dennoch ergeben sich signifikant höhere Zubauziele für NRW durch die in diesem Szenario gestärkte Sektorenkopplung.

Neuartige Verbraucher

Tabelle 2-4: Zahlenwerk Szenario NRW-C: Verbraucher (Hervorgehobene Regionalisierungen können vom NEP abweichen)

	Technologien	Stützjahre		
	Anzahl [Mio. Stück]	2018	2030	2040
DE	Elektromobilität ⁴	0,20	10,66	21,00
	Haushaltswärmepumpen	0,90	4,90	9,10
NRW	Elektromobilität	0,02	1,89	4,05
	Haushaltswärmepumpen	0,18	0,85	1,58

⁴ private und gewerbliche PKW

	Technologien	Stützjahre		
	Inst. Leistung [GW]	2018	2030	2040
DE	Power-to-Wasserstoff ⁵	0,00	5,00	15,00
	Power-to-Heat ⁶	0,80	6,67	9,33
NRW	Power-to-Wasserstoff	0,00	2,00	3,00
	Power-to-Heat	0,19	1,47	2,05

Für Elektromobilität und Wärmepumpen wird ebenfalls analog zum Szenario NRW-B eine eigene Methode zur Regionalisierung angewandt. Für die Anzahl der Elektrofahrzeuge wird dabei angenommen, dass die Steigerungsrate im Zeitraum von 2030 bis 2040 höher ist, als im Zeitraum von 2018 bis 2030. Grundlage für diese Annahme ist, dass die Zulassungszahl im Bereich der Elektromobilität ab dem Jahr 2030 einen deutlich größeren Anteil an der insgesamt erwarteten Zulassungszahl ausmacht [17], [18].

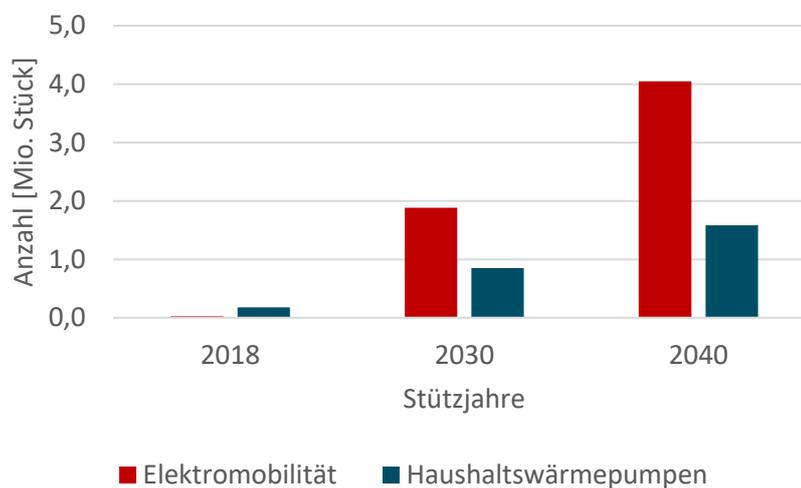


Abbildung 2-5: Anzahl neuartiger Verbraucher in Szenario NRW-C für Nordrhein-Westfalen

⁵ Power-to-Methan für NRW nicht relevant

⁶ ohne Haushaltswärmepumpen

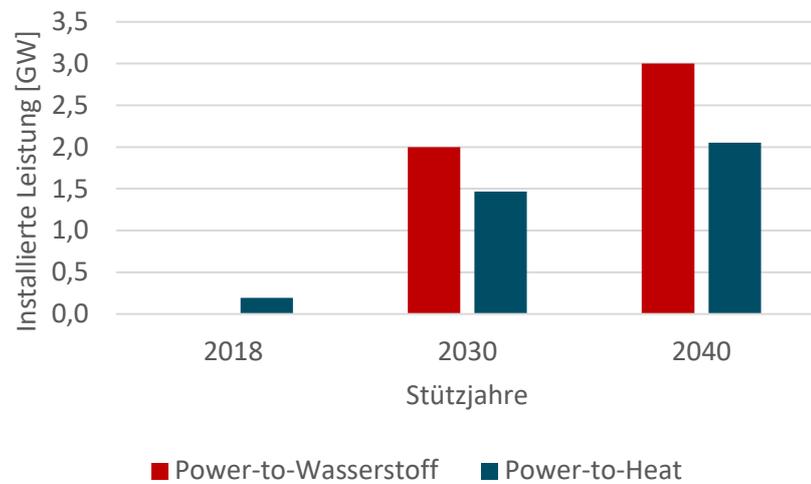


Abbildung 2-6: Installierte Leistung PtX in Szenario NRW-C für Nordrhein-Westfalen

Das Szenario NRW-C beschreibt somit ambitioniertere Ziele als das Szenario NRW-B, insbesondere im Bereich der sektorenkoppelnden Elemente und erfüllt dabei mindestens die Anforderungen der Energieversorgungsstrategie.

2.3 Sensitivitätsanalysen

Zusätzlich zu den beschriebenen Basisszenarien erfolgt eine Bewertung des Netzausbaubedarfs im Rahmen von Sensitivitätsbetrachtungen. Diese basieren auf dem Basisszenario NRW C 2040. Da dieses Szenario die größten Veränderungen zur heutigen Versorgungsaufgabe beschreibt, ist zu erwarten, dass die folgend beschriebenen Sensitivitätsanalysen im Rahmen dieses Szenarios den größten Einfluss zeigen und somit das Potenzial einer solchen Sensitivität aufgezeigt werden kann.

2.3.1 Alternatives Ladeverhalten

Ziel dieser Sensitivität ist es, die Auswirkungen eines veränderten Ladeverhaltens auf den zu erwartenden Netzausbau zu untersuchen. So wird eine gegenüber dem Basisszenario reduzierte Anzahl öffentlicher und privater AC-Ladepunkte angenommen. Um die reduzierten Lademöglichkeiten zu kompensieren, wird im Gegenzug eine erhöhte Anzahl von DC-Ladepunkten angenommen. Die veränderte Infrastrukturzusammensetzung skizziert somit ein Szenario in dem die Anzahl langer und dezentraler Ladevorgänge weniger stark ausgeprägt ist. So erfolgt die Positionierung der DC-Ladeinfrastruktur in Gruppen und weniger zahlreich, was insgesamt zu einer stärker ausgeprägten geografischen Konzentration der Ladeinfrastruktur ggü. dem Basisszenario führt. Dies findet im Rahmen dieser Sensitivität einen besonderen Ausdruck in der Betrachtung von größeren Schnellladezentren in der Nähe von großen Verkehrsknotenpunkten. Die erhöhte Ladeleistung der DC-Ladeinfrastruktur gegenüber der AC-Ladeinfrastruktur führt zu einer Reduzierung der individuellen Ladezeiten. Insgesamt wird das angenommene Ladeverhalten dem heutigen Tankverhalten angenähert.

2.3.2 Gesteuertes Laden

Im Rahmen dieser Sensitivität wird die Möglichkeit einer Steuerung von Netznutzern und einem netzdienlichen Einsatz dieser Flexibilität in der NS-Ebene angenommen. Das Ziel ist eine Reduktion von Lastspitzen durch eine Glättung der Residuallast und damit eine Reduktion des zu erwartenden Netzausbaubedarfs. Hierbei werden die Ladevorgänge im Rahmen der statistischen Standzeiten verschoben. Es wird dann beispielsweise davon ausgegangen, dass

ein Ladevorgang nicht unmittelbar nach einer Ankunft mit dem Fahrzeug an der heimischen Wallbox erfolgt, sondern über die Nacht gestreckt werden kann. Somit wird der Komfort der Netznutzer planerisch nicht beeinträchtigt. Mit Blick auf die geplante bzw. diskutierte Novelle des §14a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) gilt es im Rahmen dieser Sensitivität das mögliche Potenzial einer Steuerung von Ladevorgängen in den Nordrhein-Westfälischen Niederspannungsnetzen (NS-Netzen) abzuschätzen.

Im Rahmen einer erweiterten Betrachtung des „gesteuerten Ladens“, dem „gesteuerten Laden+“, wird zusätzlich angenommen, dass Leistungsspitzen der Ladevorgänge im NS-Netz vergleichbar mit der bereits bestehenden 3%-Spitzenkappung bei der Einspeisung Erneuerbaren Energien gekappt werden können, um so die planerisch relevante Spitzenlast weiter zu reduzieren. Dabei wird ein entsprechend geringer Teil der Ladeenergie nicht im NS-Netz gedeckt und der planerische Komfort der Netznutzer geringfügig beeinträchtigt.

2.3.3 Kumulierte Gleichzeitigkeit in der MS-Ebene

Im Rahmen der Sensitivität „Kumulierte Gleichzeitigkeit“ wird der Einfluss eines netznutzergruppenübergreifenden Gleichzeitigkeitsfaktors für Ladeinfrastruktur in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) untersucht. Das planerische Vorgehen zur Bestimmung der maximalen Ladeleistung in den Basisszenarien basiert auf individuellen Gleichzeitigkeitsfaktoren für private, gewerbliche und öffentliche AC-Ladeinfrastruktur bzw. für deren jeweilige Ladeleistung (11 kW bzw. 22 kW). Dieser Ansatz entspricht einer Worst-Case-Abschätzung unter der Annahme, dass die maximalen Ladeleistungsspitzen der einzelnen Netznutzergruppen der Ladeinfrastruktur zeitgleich auftreten. Im Gegensatz hierzu wird für die Sensitivitätsbetrachtung „Kumulierte Gleichzeitigkeit“ ein zeitlicher Versatz der jeweiligen maximalen Ladeleistungsspitzen der verschiedenen Netznutzergruppen (Nutzer privater, gewerblicher und öffentlicher AC-Ladeinfrastruktur) angenommen, indem die gesamte Ladeinfrastruktur für diese Netznutzergruppen anhand einer gemeinsamen Gleichzeitigkeit bewertet wird. Hieraus ergibt sich insgesamt eine geringfügig reduzierte Gleichzeitigkeit für die Leistungsannahmen in der MS-Ebene (vgl. Unterkapitel 4.6).

2.3.4 Residuallastglättung in der HS-Ebene

Im Rahmen dieser Sensitivität wird die Auswirkung einer Residuallastglättung aus Sicht der HS-Ebene (Hochspannungsebene) betrachtet. Diese setzt sich aus der Spitzenkappung von WEA und der Glättung von Lasten zusammen. Die Spitzenkappung wird analog zu dem vom FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) vorgeschlagenen Vorgehen durchgeführt [19]. Aufgrund fehlender anlagenscharfer Daten erfolgt die Spitzenkappung nicht anlagenspezifisch, sondern auf Basis einer aggregierten Leistung je HS-Netzknoten. Aus der netztechnischen Gesamtperspektive liefert dieser Ansatz gleichwohl eine gute Abschätzung des Potenzials der Spitzenkappung.

Die Lastglättung erfolgt nach einem ähnlichen Prinzip. Die Spitzenlast großer Verbraucher, die insbesondere in der HS-Ebene angeschlossen sind (bspw. Power-to-X Anlagen, Ladezentren, usw.), aber auch die aggregierte Last unterer Spannungsebenen werden zu einzelnen kritischen Zeitpunkten des Jahres reduziert. Analog zur Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen wird eine maximal zulässige reduzierte Energiemenge der Lasten von 3% des Jahresenergieverbrauchs zu Grunde gelegt.

In HS-Ebene erfolgt die Bereitstellung der Flexibilität primär durch die in der HS-Ebene angeschlossenen Netznutzer. Eine Einordnung der möglichen Nutzung von Flexibilitätsoptionen aus den unteren Spannungsebenen insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen auf die Netzplanung in den unteren Spannungsebenen erfolgt qualitativ.

3 Regionalisierung der Versorgungsaufgabe

3.1 Elektromobilität

3.1.1 Private Ladeinfrastruktur

Anhand der vorgestellten Szenarien für die Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland aus Kapitel 2, werden die Elektrofahrzeuge zunächst auf die Bundeslandebene und in einem zweiten Schritt auf die Gemeinden in NRW regionalisiert. Für die Regionalisierung auf die einzelnen Ebenen sind unterschiedliche Verteilungsfaktoren berücksichtigt, die in der nachfolgenden Abbildung 3-1 dargestellt sind.

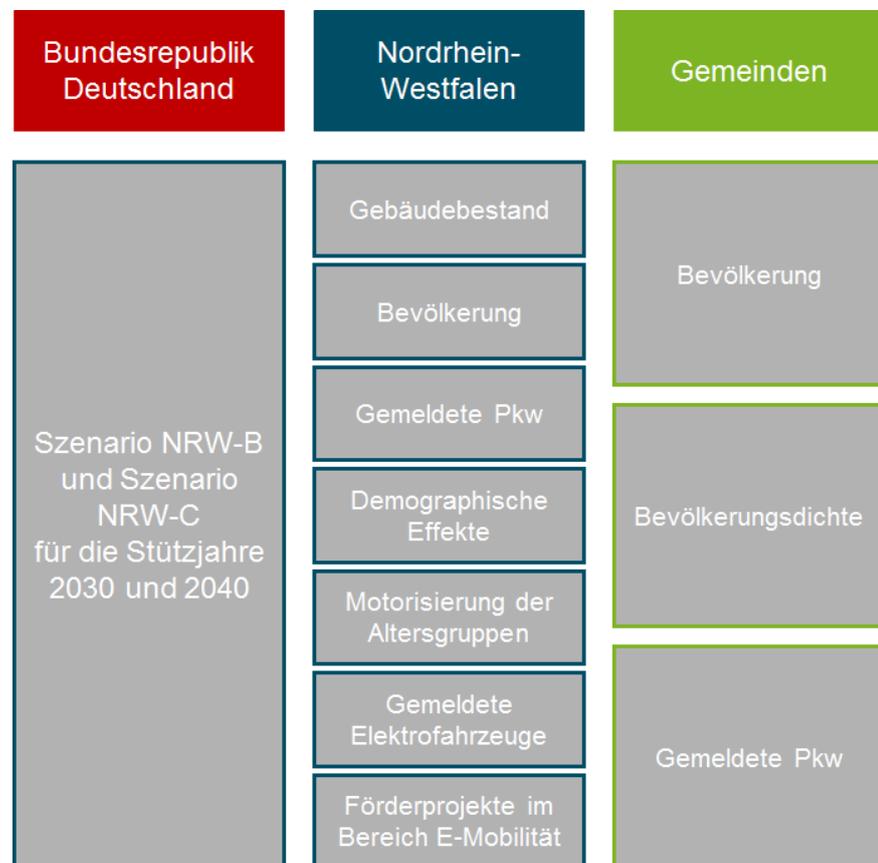


Abbildung 3-1: Regionalisierungsebenen mit den verwendeten Verteilungsfaktoren

Die dargestellten Verteilungsfaktoren sind nicht gleichgewichtet und verändern sich in ihrer einzelnen Gewichtung von dem Stützjahr 2030 zu dem Zieljahr 2040. Beispielhaft ist hier der Faktor "Gebäudestruktur" zu erwähnen, dessen Gewichtungsfaktor zwischen 2030 und 2040 abnimmt. Es wird angenommen, dass aktuell und in den nächsten Jahren private Stellplätze und Garagen, mit der Möglichkeit zur Installation privater Ladepunkte in Form von Wallboxen, ein maßgeblicher Einflussfaktor auf die Kaufentscheidung zur Anschaffung eines elektrischen Fahrzeugs sind. Derzeit parken 92 % der privat gemeldeten Elektrofahrzeuge zu Hause auf einem privaten Stellplatz, während der Wert für alle privaten Pkw lediglich bei 75 % liegt [20]. Der Einfluss dieses Faktors wird sich jedoch abmindern, wenn die öffentliche Ladeinfrastruktur in Form von multimodalen Tankstellen und DC-Schnellladeparks flächendeckend und ohne Komforteinbußen zur Verfügung steht.

Nach der Regionalisierung der Elektrofahrzeuge wird anhand der Zulassungsdaten des Kraftfahrt Bundesamts (KBA) eine Unterscheidung in privat und gewerblich gemeldete Elektrofahrzeuge vorgenommen. Die Anzahl privater Ladepunkte wird aus der Anzahl privater Elektrofahrzeuge abgeleitet. Es wird angenommen, dass das Verhältnis privater Elektrofahrzeuge zu privaten Ladepunkten in beiden Stützjahren 0,9 beträgt. Dieser Wert liegt knapp unter dem aktuellen Anteil der Elektrofahrzeuge an allen privat gemeldeten Elektrofahrzeugen, die auf einem privaten Stellplatz mit Lademöglichkeit geparkt werden. Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung „Alternatives Ladeverhalten“ wird das Verhältnis privater Elektrofahrzeuge zu privaten Ladepunkten im Zieljahr 2040 auf 0,75 reduziert, um den Substitutionseffekt durch ein flächendeckendes Angebot von DC-Schnellladeinfrastruktur und das steigende Vertrauen der Nutzer in die neue Technologie abzubilden. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass sich das Ladeverhalten der Elektrofahrzeug-Nutzer teilweise demjenigen der Nutzer von PKW mit konventionellen Antrieben angleicht.

3.1.2 Gewerbliche Ladeinfrastruktur

Nach den in 3.1.1 beschriebenen Regionalisierungsschritten zur Ermittlung der Elektrofahrzeuge auf Gemeindeebene, wird äquivalent zum Vorgehen bei privat gemeldeten Elektrofahrzeugen aus den KBA-Zulassungsstatistiken der Anteil an gewerblich gemeldeten Elektrofahrzeugen bestimmt.

Für die Anzahl gewerblicher Ladepunkte wird ein Verhältnis von 1:1 in Bezug auf die Anzahl rein gewerblich genutzter Elektrofahrzeuge angenommen. Es ist zu beachten, dass diese gewerblich gemeldeten Fahrzeuge zu ca. 80% übliche Dienstwagen (z. B. Kompakt-, Mittel- und Oberklassefahrzeuge) sind [21], die ebenfalls privat durch den Fahrzeughalter genutzt und an privaten Wallboxen geladen werden. Eine weitere Unterteilung erfolgt nachgelagert nach den Angaben aus [22], wobei ca. 1 Millionen gewerbliche Pkw in Deutschland identifiziert werden, die sich in Großflotten befinden und auf über 16.000 Fuhrparks mit mindestens 20 Pkw verteilen. Da bei diesen Fahrzeugen eine andere Nutzungsart und vornehmliche Ladevorgänge am Betriebsort erwartet werden, erfolgt eine Unterscheidung dieser gewerblich gemeldeten Elektrofahrzeuge, die etwa 20 % an der Gesamtzahl gewerblich gemeldeter Elektrofahrzeuge ausmachen, in Kapitel 4 "Planerische Bewertung neuer Netznutzer".

Zusätzlicher Ladebedarf durch Einpendler

Ein Sektor im Bereich der Elektromobilität, der nur punktuell Gemeinden in NRW betrifft, sind Berufspendler, die mit ihrem privaten Elektrofahrzeug über eine oder mehrere Gemeindegrenzen einpendeln und tagsüber in dieser Gemeinde die öffentliche Ladeinfrastruktur oder eine gewerbliche Ladesäule bei dem jeweiligen Arbeitgeberstandort beanspruchen. Während dieser Ladebedarf in den meisten Städten und Gemeinden aufgrund der vergleichsweise geringen Ein- und Auspendlerbilanz (Differenz zwischen täglichen Ein- und Auspendlern über die Gemeindegrenze) über die öffentliche Ladeinfrastruktur abgedeckt werden kann (auch in Großstädten wie Bochum oder Duisburg), gibt es eine geringe Anzahl an Gemeinden in NRW (z.B. Köln) in denen die Ein- und Auspendlerbilanz signifikant mehr Einpendler (Einpendlerüberschuss) beziffert. In diesen wenigen Fällen wird angenommen, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur allein zur Bedarfsdeckung der Ladevorgänge womöglich

nicht ausreicht. Hierbei ist zu beachten, dass auch die vorgenannten Einpendler bei der Bestimmung des Bedarfs an DC-Schnellladeinfrastruktur berücksichtigt werden. Darüber hinaus erscheint eine genaue Betrachtung des Bedarfs an Ladeinfrastruktur infolge eines Einpendlerüberschusses in der individuellen Netzplanung einer Gemeinde sinnvoll.

Da im Bundesdurchschnitt der Anteil an Berufspendlern, die den Pkw für die Pendlerstrecke nutzen, bei 68 % liegt und selbst in den Metropolen wie Köln mit etwa 57 % [23] den größten Anteil am Mobilitätsmix ausmacht, wird dieses grundsätzliche Verhalten auch für das übliche Berufspendeln mit dem Elektrofahrzeug unterstellt. Auch aktuelle Reichweiten der Elektrofahrzeuge sind für die durchschnittlichen Pendlerstrecken (55 km [24]) ausreichend, sodass hier mittelfristig, mit weiter steigenden Batteriekapazitäten, kein verändertes Nutzerverhalten zu erwarten ist [25]. In Abbildung 3-2 ist ein Auszug aus dem Pendleratlas NRW dargestellt, der anhand der Einpendler verdeutlicht, dass nur wenige Gemeinden von der Thematik betroffen sind. Ebenfalls sehr gering ist der Anteil der Berufspendler, die deutlich weitere Strecken als der Durchschnitt zurücklegen. Lediglich 2 % aller Berufspendler legen eine Pendelstrecke zwischen 100 und 110 km zurück [24].

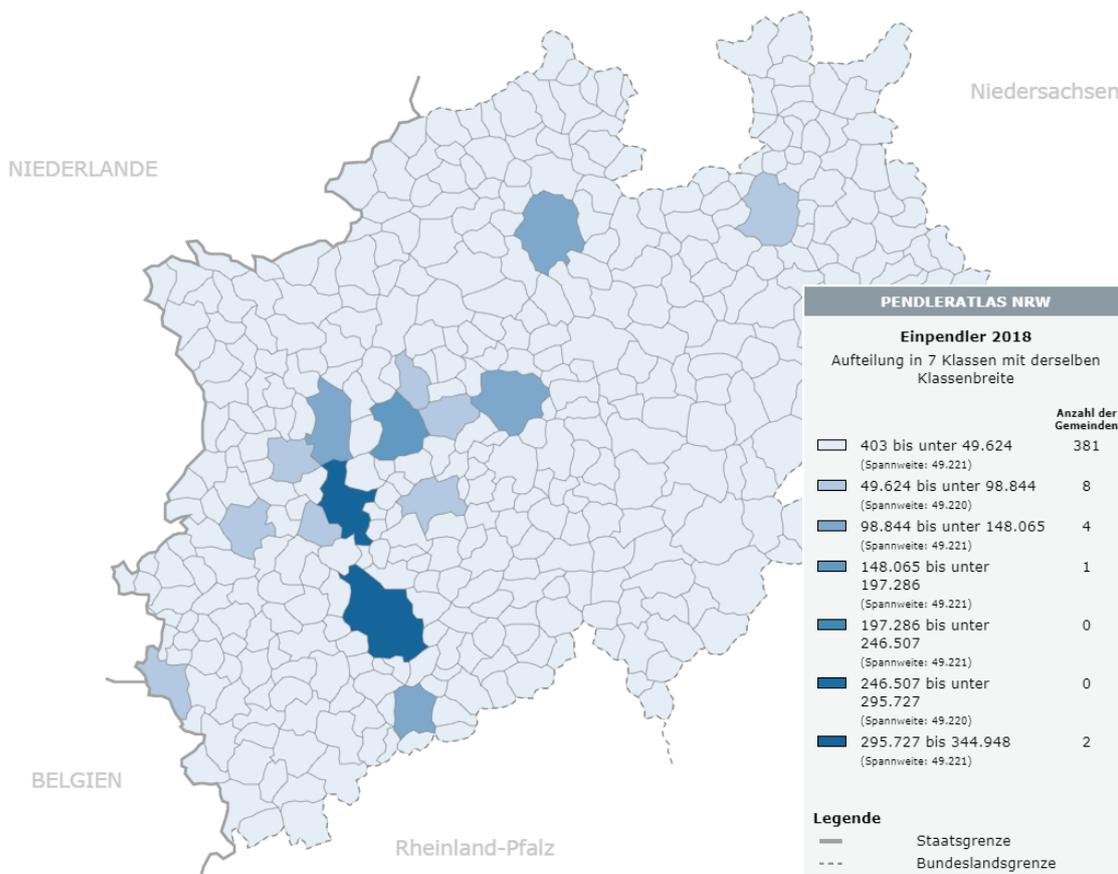


Abbildung 3-2: Auszug Einpendler 2018 aus Pendleratlas NRW nach Gemeinden [25]

Für die betroffenen Gemeinden werden über die Einpendlerüberschüsse, den Anteil der Pendler mit dem Pkw und der Elektrifizierungsrate der privat gemeldeten Pkw Flotte in NRW aus Kapitel 2 die Elektrofahrzeuge ermittelt, die tagsüber zusätzliche Ladebedarfe am Standort des Arbeitgebers haben. Insgesamt finden sich in NRW acht Gemeinden, bei denen der Einpendlerüberschuss über 20.000 Einpendler pro Tag liegt (s. Tabelle 3-1). Hier erscheint eine individuelle Berücksichtigung des womöglich zusätzlichen Ladebedarfs infolge der hohen Zahlen an Einpendlern durch die lokalen Verteilnetzbetreiber sinnvoll, eine allgemeine Aussage hierzu lässt sich für die nordrhein-westfälischen Stromverteilnetze jedoch nicht ableiten.

Tabelle 3-1: Einpendlerüberschüsse pro Gemeinde nach [12]

Gemeinde	Einpendlerüberschuss in 1/Tag
Düsseldorf	202.781
Köln	178.242
Bonn	79.717
Münster	58.334
Aachen	53.073
Essen	49.147
Bielefeld	34.810
Dortmund	30.237

3.1.3 Öffentlicher Personennahverkehr

Im öffentlichen Personennahverkehr ist eine flächendeckende Elektrifizierung von Bussen der relevante Einflussfaktor im Rahmen der Weiterentwicklung der Verteilnetze in NRW. Andere Verkehrsmittel, wie Straßenbahnen und U-Bahnen sind weitestgehend ausgebaut und elektrifiziert. Konkrete Neubauprojekte zur Erweiterung von Linien sind von sehr lokalen Randbedingungen bezüglich des Netzanschlusses geprägt und werden deshalb für die Untersuchungen dieses Gutachtens nicht NRW-weit betrachtet.

Als Datenbasis zur Verortung elektrischer Busse werden für die Regionalisierung die Standorte der einzelnen Verkehrsbetriebe in den Gemeinden NRWs sowie die Anzahl an Bussen innerhalb der unterschiedlichen Flotten berücksichtigt. Aktuelle Erklärungen und Entwicklungen der kommunalen Verkehrsbetriebe führen zu der Annahme einer 40 %-igen Elektrifizierung der Busflotten in NRW bis 2030. Abbildung 3-3 zeigt einen beispielhaften Auszug der Pressemitteilungen zum Vorhaben der Verkehrsbetriebe sich auf elektrische Busflotten zu konzentrieren.

Vier Städte wollen bis 2030 auf Elektro-Busse umstellen



Die Berliner Verkehrsbetriebe (BVG) will 1000 Elektrobusse bis 2030, plant „eine vollständige Umstellung der Dieselbusflotte bis 2040“.

Berlin, Hamburg, München und Köln verschärfen den Kampf gegen Feinstaub und Stickoxide. In den kommenden Jahren wollen sie ihre Dieselbusflotten im großen Stil austauschen und dafür mehr als 3000 Elektrobusse anschaffen.



Darmstadt (HEAG), Kiel (KVG), Düsseldorf (Rheinbahn), Offenbach (SOH), Stuttgart (SSB), Lünebeck (SVHL), München (MVG), Nürnberg (VAG), Köln (KVB) und Wuppertal (WSW).

In fünf Jahren sollen in Hannover nur noch Elektrobusse fahren

Die Ustra will innerhalb von fünf Jahren ihre komplette Busflotte auf Elektrofahrzeuge umstellen. Dieses Ziel nannte der Vorstandsvorsitzende Volkhardt Klöpffer im Interview mit der NZZ.



Abbildung 3-3: Pressemitteilungen zu Vorhaben elektrischer ÖPNV Flotten [26], [27], [28]

Je nach lokalen Gegebenheiten (z.B. WSW in Wuppertal) ist eine Antriebsstrategie die auf Wasserstoff beruht jedoch deutlich sinnvoller, sodass 60 % der Fahrzeuge der Busflotten als Wasserstoffbusse Berücksichtigung finden, um den aktuellen Strategien der Verkehrsbetriebe gerecht zu werden. Die Annahmen werden ebenfalls für das Zieljahr 2040 übernommen.

Der Regional- und Fernverkehr wird im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt. Das Schienennetz in NRW ist aktuell zu knapp 60 % elektrifiziert [29], wobei z. B. der Verkehrsverbund Rhein-Ruhr eine Elektrifizierungsrate von ca. 80 % seines Schienennetzes erreicht [30]. Neben der weiteren Elektrifizierung bisher nicht elektrifizierter Strecken werden beispielsweise vom Verkehrsverbund Rhein-Ruhr auch lokal emissionsfreie Fahrzeuge mit neuen Technologien wie Brennstoffzellentechnik oder batterieelektrischem Antrieb berücksichtigt und in langfristige Kostenkalkulationen aufgenommen, unter anderem aufgrund der schnelleren Realisierbarkeit gegenüber der Elektrifizierung [30]. Die Errichtung der hierfür zusätzlich erforderlichen Infrastruktur (Ladestation in Bahnhofsnähe und zugehöriges Unterwerk) wirken sich lokal auf das Energieversorgungsnetz aus und werden daher nicht NRW-weit betrachtet.

3.1.4 Öffentliche Ladeinfrastruktur

Für die Verteilung der öffentlichen AC- und DC-Ladeinfrastruktur wird zunächst die Gesamtzahl der öffentlichen Ladepunkte aus der Anzahl der privaten Elektrofahrzeuge abgeleitet, die im Zuge der Regionalisierung privater Ladeinfrastruktur in Abschnitt 3.1.1 ermittelt werden.

Für die Stützjahre 2030 und 2040 wird hierbei ein Verhältnis von 1:16,5 zwischen öffentlichen Ladepunkten und privaten Elektrofahrzeugen angenommen. Dieses Verhältnis beruht auf den identifizierten Bedarfen, die sich bei einer gewissen Anzahl privat genutzter Elektrofahrzeuge kundenseitig ergeben, der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE), die innerhalb der 2018 veröffentlichten Studie den ausgewiesenen Bedarf, öffentliche Ladepunkte zu Elektrofahrzeugen, ab dem Jahr 2025 vorsieht. Weiterhin wird angenommen, dass 10 % der Gesamtanzahl dieser öffentlichen Ladepunkte DC-Schnellladepunkte sind [31]. Im Zuge der Regionalisierung der DC-Schnellladepunkte wird als Basis zur Standortwahl auf aktuelle Infrastrukturachsen wie Autobahnraststätten, Autohöfe und Tankstellen zurückgegriffen, da dort der Bedarf an Schnellladungen durch DC-Infrastruktur am höchsten eingeschätzt wird. Diese Annahme entspricht der Vorgabe, einen Schwerpunkt auf den Infrastrukturausbau des Mittel- und Langstreckenverkehrs zu legen, wie sie im aktuellen Entwurf des Gesetzes über die Bereitstellung flächendeckender Schnellladeinfrastruktur für reine Batterieelektrofahrzeuge (SchnellLG) formuliert wird. Die für DC-Schnellladepunkte angenommene Ladeleistung von 175 kW deckt sich ebenfalls mit dem Entwurf des SchnellLG, das Schnellladepunkte als solche mit einer Ladeleistung über 150 kW definiert. Im Rahmen der Vorstellung des SchnellLG-Entwurfs hat das BMVI die Zielvorgabe von 1000 HPC-Ladepunkten deutschlandweit bis zum Jahr 2023 ausgegeben. Für die im Rahmen dieser Studie betrachteten Stützjahre 2030 und 2040 ergeben sich entsprechend höhere Anzahlen an HPC-Ladepunkten in NRW, die einen weiteren Ausbau der DC-Schnellladeinfrastruktur auch nach dem Zieljahr 2023 der BMVI-Vorgabe abbilden.

Abbildung 3-4 zeigt hierzu nachfolgend eine geographische Übersicht der Standorte von ca. 60 Autohöfen und Autobahnraststätten sowie knapp 3.600 Tankstellen in NRW.

In der Sensitivität „Alternatives Ladeverhalten“ wird hingegen ein Teil der privaten Ladeinfrastruktur durch eine höhere Verfügbarkeit an DC-Schnellladeinfrastruktur substituiert. Der Anteil von HPC-Ladepunkten an der Gesamtheit öffentlicher Ladeinfrastruktur wird in dieser Betrachtung auf 15 % erhöht.

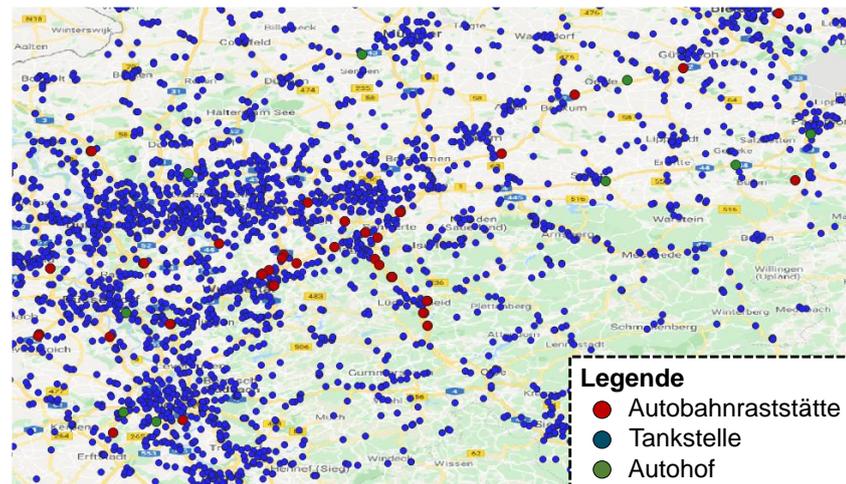


Abbildung 3-4: Vorrangige Standorte für DC-Schnellladesäulen

Da der Trend an diesen Hotspots auf eine steigende Anzahl an Ladesäulen hindeutet, werden innerhalb der Studie mindestens acht DC-Schnellladepunkte (Vier Ladesäulen mit jeweils 2 Ladepunkten) auf die einzelnen Standorte verteilt (siehe Abschnitt 4.1.3). Autobahnraststätten und Autohöfe, die unmittelbaren Anschluss an Autobahnen und Bundesstraßen haben, werden mit jeweils acht Schnellladesäulen à 2 DC-Schnellladepunkten ausgestattet. Die öffentliche AC-Ladeinfrastruktur wird gemeinsam mit den privaten Elektrofahrzeugen regionalisiert, da sich hierbei der Bedarf deutlich stärker an den lokalen Ladebedarfen der ansässigen Elektrofahrzeugbesitzer orientiert, als bei der DC-Schnellladeinfrastruktur, die sich vornehmlich und in maßgeblicher Anzahl auf sehr zentrale Standorte beschränkt.

Im Rahmen der Sensitivität „alternatives Ladeverhalten“ erfolgt zusätzlich zur bisher beschriebenen DC-Ladeinfrastruktur die Betrachtung größerer Schnellladezentren. Aufgrund der angenommenen verfügbaren Ladeleistung von 17 MW an diesen Standorten, ist davon auszugehen, dass eine ökonomisch sinnvolle Platzierung insbesondere an größeren Verkehrsknotenpunkten und entlang von Infrastrukturachsen gegeben ist. Die Regionalisierung dieser Schnellladezentren erfolgt daher an insgesamt 6 Standorten, die sich auf die Rheinschiene, das Ruhrgebiet sowie den Bereich Ostwestfalen-Lippe (OWL) konzentrieren (vgl. Abbildung 3-5).

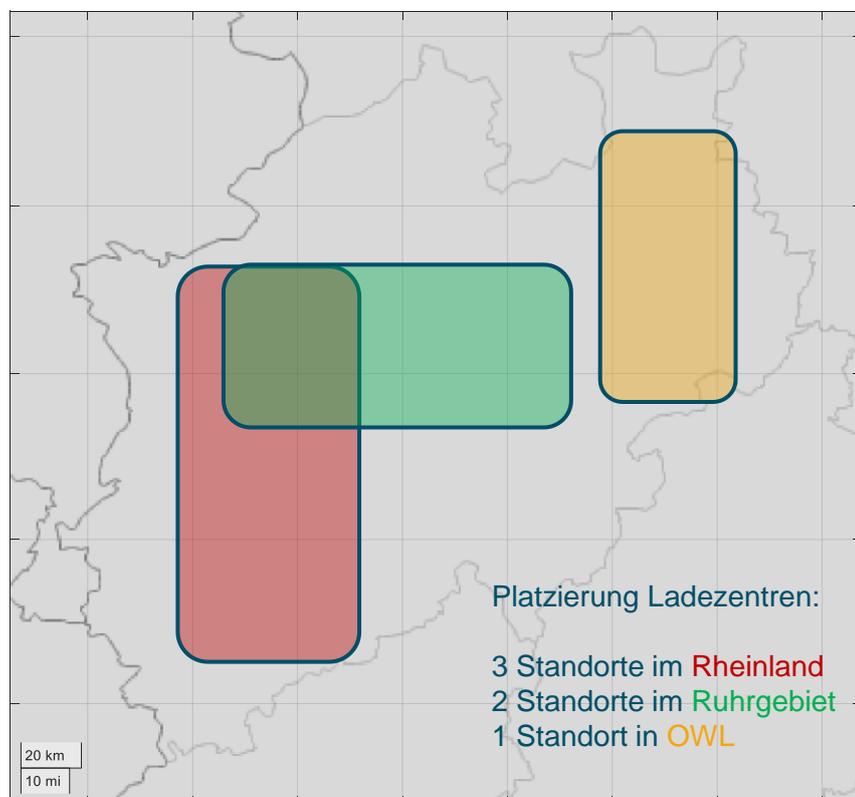


Abbildung 3-5: Regionalisierung der Schnellladezentren im Rahmen der Sensitivität "Alternatives Ladeverhalten"

3.2 Wärmepumpen

Eine Gleichverteilung von Haushaltswärmepumpen über alle Gemeinden in NRW wird als nicht zielführend betrachtet, da lokale Randbedingungen die Markthochläufe dieser Technologie im Wärmesektor maßgeblich beeinflussen können. Als wesentlicher Einflussfaktor für die Anschaffung einer Haushaltswärmepumpe wird innerhalb des Regionalisierungsverfahrens zunächst die Gebäudestruktur eines Bundeslandes oder einer Gemeinde angesehen. Somit ist die Unterscheidung und der Bestand von Gebäudetypen, nach Art des Gebäudes und nach Zahl der Wohneinheiten, aufgrund baulicher Einschränkungen bei der Installation einer Haushaltswärmepumpe maßgeblich für die Verteilung innerhalb der verschiedenen Ebenen der Regionalisierung verantwortlich. Eine Berücksichtigung von Neubauprojekten ist im Rahmen der hier durchgeführten Netzplanungen nicht berücksichtigt, da hierzu keine flächendeckenden NRW-weiten Datensätze vorliegen. Es ist davon auszugehen, dass einzelne Neubauprojekte, die lokal zu einer verstärkten Installation von Wärmepumpen führen, sich größtenteils auf den Investitionsbedarf individueller Teile von MS-Netzen auswirken. Ein allgemeingültiger Einfluss auf den gesamten Investitionsbedarf für die Verteilnetze in NRW lässt sich hieraus nicht ableiten. Die nachfolgende Tabelle 3-2 zeigt die beispielhafte Datenbasis für NRW bezüglich der Gebäudedaten.

Tabelle 3-2: Auszug Gebäudebestand Zensus 2011 für Nordrhein-Westfalen

Gebäudetyp nach Zahl der Wohnungen	Gebäude mit Wohnraum		Darunter Wohngebäude	
	Gebäude Anzahl	Wohnungen Anzahl	Gebäude Anzahl	Wohnungen Anzahl
Freistehendes Haus Insgesamt	1.885.056	3.532.201	1.844.213	3.449.509
Mit einer Wohnung	1.171.978	1.171.753	1.153.356	1.153.130
Mit zwei Wohnungen	426.286	841.387	415.622	822.604
Mit drei und mehr Wohnungen	286.792	1.519.081	275.236	1.473.775
Doppelhaushälfte Insgesamt	762.896	1.407.281	754.408	1.387.373
Mit einer Wohnung	517.709	517.185	514.398	513.874
Mit zwei Wohnungen	117.972	233.719	115.786	229.776
Mit drei und mehr Wohnungen	127.215	656.377	124.224	643.723
Gereihtes Haus Insgesamt	1.075.829	3.243.050	1.040.021	3.124.532
Mit einer Wohnung	600.749	600.411	591.590	591.252
Mit zwei Wohnungen	97.274	191.366	90.194	178.342
Mit drei und mehr Wohnungen	377.806	2.451.273	358.237	2.354.938
Anderer Gebäudetyp Insgesamt	158.087	537.319	115.614	461.081
Mit einer Wohnung	74.977	74.970	48.989	48.982
Mit zwei Wohnungen	25.473	49.796	16.770	33.174
Mit drei und mehr Wohnungen	57.637	412.551	49.855	378.925

Als uneingeschränkt geeignete Gebäudetypen werden Einfamilienhäuser (freistehendes Haus mit 1 bis 2 Wohnungen) und Doppelhäuser (Doppelhaushälfte mit 1 bis 2 Wohnungen) angesehen, da bei diesen Gebäudetypen Beschränkungen durch die Bauordnung und andere Parameter wie z.B. der erhöhte Platzbedarf für Flächenkollektoren im Allgemeinen erfüllt werden können. Eine für die Berücksichtigung detaillierterer Parameter wie beispielsweise des tatsächlichen Alters oder des Grads der Dämmung zwingend erforderliche Datengrundlage liegt nicht vor. Folglich wird für alle Gebäude ein einheitlicher Modernisierungsgrad angenommen, sodass sich hieraus keine Auswirkungen auf die Verteilung von Wärmepumpen anhand der Gebäudestruktur ergeben. Für die Installation von Luft-Wärmepumpensystemen, die in den letzten Jahren deutliche Marktanteile gewonnen haben, verhindern oft die Wahrung von Abstandsflächen und der Schutz des Nachbarfriedens vor Geräuschemissionen den Einsatz in Reihenhausbebauung.

3.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

3.3.1 Photovoltaikanlagen

In Kapitel 2 werden die kumulierten installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen (PVA) in NRW in den Szenarien NRW-B und NRW-C für die Stützjahre 2030 und 2040 mit dem angenommenen Narrativ des Szenariorahmens erläutert. Eine weitere Regionalisierung auf die einzelnen Gemeinden und Kreise stützt sich unter anderem auf die Untersuchungen des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) aus dem Jahre 2013 in Kombination mit aktuellen PV-Ausbauzahlen aus dem Jahr 2019. Die „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW – Teil 2 Solarenergie“ erfasst unter Parametern und Randbedingungen wie Ausrichtung und Neigung von Dachflächen sowie Verschattungs- und Strahlungsmodellen eine detaillierte Betrachtung des technischen PV-Potenzials für 24 ausgewählte Modellregionen. Über spezifische Faktoren wie die Bebauungsstruktur und Strahlungsdaten erfolgt innerhalb der Studie eine Abschätzung der technischen Dachflächenpotenziale aller Gemeinden und Kreise NRWs [32]. Die Potenzialabschätzung von Freiflächenanlagen erfolgt hingegen anhand untersuchter theoretisch geeigneter Standorte wie beispielsweise Randstreifen an Autobahnen und Bahnstrecken, Halden und Deponien oder Bergbaustandorten. Die ermittelten technischen PV-Potenziale für Dachflächenanlagen der einzelnen Gemeinden werden in dieser Studie als Basis für die weiteren Berechnungen der Verteilungsfaktoren übernommen. Die PV-Potenziale auf Dachflächen in NRW wurden im Jahr 2018 aktualisiert und werden im Rahmen dieser Studie verwendet [33]. In Abbildung 3-6 sind die technischen PV-Potenziale der Gemeinden in NRW dargestellt.

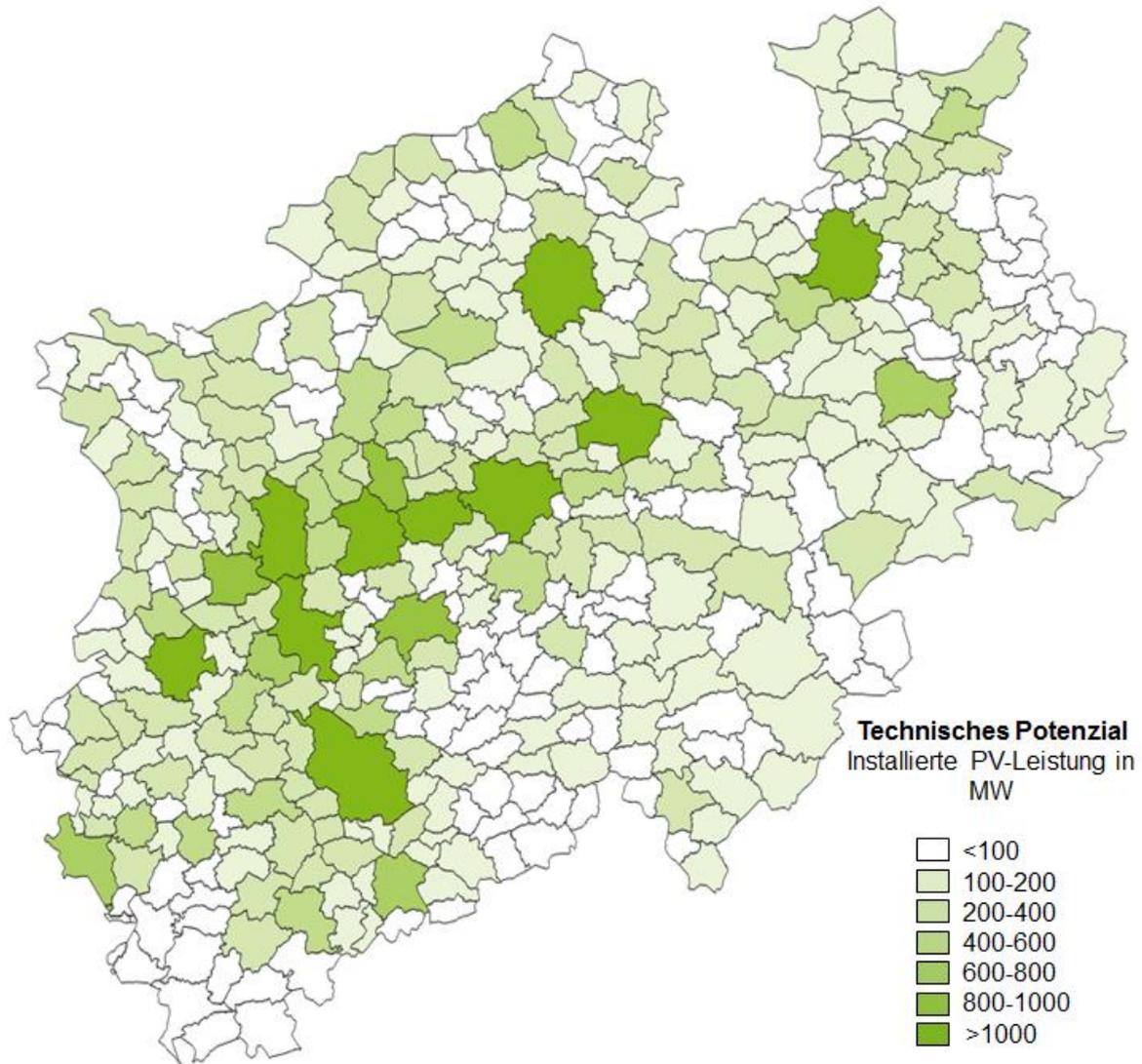


Abbildung 3-6: Technisches PV-Potenzial der Gemeinden in NRW nach „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW – Teil 2 Solarenergie“ des LANUV [32]

Die weitere Verteilung der PV-Leistung in NRW auf die einzelnen Gemeinden erfolgt anhand eines Verteilungsschlüssels, der für alle Szenarien sowie für das Stütz- und Zieljahr gleich definiert ist. So wird der Anteil des noch verfügbaren PV-Potenzials einer Gemeinde in das Verhältnis zur Summe aller noch verfügbaren PV-Potenziale der Gemeinden in NRW gesetzt. Das noch verfügbare technische Potenzial ist als Differenz aus den vom LANUV zum Ende des Jahres 2019 ermittelten installierten PV-Leistungen der einzelnen Gemeinden [34] und den Werten des technischen Dach- und Freiflächen PV-Potenzials [32], [33] definiert. Hierdurch wird sichergestellt, dass der berechnete Verteilungsschlüssel als aktuell

angesehen werden kann, da er den (aufgrund des fortschreitenden Zubaus von PVA) stetig wachsenden PV-Ausbaustand sowie das zeitlich weniger stark veränderliche PV-Potenzial mit einbezieht. Als Eingangsdaten der Verteilung dienen die jeweiligen installierten PV-Leistungen für NRW aus dem skizzierten Szenariorahmen für NRW.

3.3.2 Windenergieanlagen

In Kapitel 2 sind die kumulierten installierten Leistungen von WEA in NRW in den Szenarien NRW-B und NRW-C für die Stützjahre 2030 und 2040 mit dem angenommenen Narrativ des Szenariorahmens erläutert. Als Datenbasis zur weiteren Regionalisierung auf die einzelnen Gemeinden und Kreise werden ebenfalls in Anlehnung an Abschnitt 3.3.1 die Untersuchungen des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) aus dem Jahre 2013 [35] sowie aktuelle Ausbauzahlen für WEA, die vom LANUV zum Ende des Jahres 2019 ermittelt wurden, genutzt [34]. Hierzu dienen die erfassten Ergebnisse der „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW – Teil 1 Windenergie“. Die Verteilung der installierten Leistungen von WEA für NRW auf die einzelnen Gemeinden erfolgt anhand eines Verteilungsschlüssels, der für alle Szenarien und Stützjahre gleich definiert ist. Als Verteilungsschlüssel wird äquivalent zur Vorgehensweise aus Abschnitt 3.3.1 der noch verfügbare Anteil des technischen Wind-Potenzials einer Gemeinde im Verhältnis zur Summe aller noch verfügbaren technischen Wind-Potenziale der Gemeinden in NRW gewählt. Das noch verfügbare Potenzial wird errechnet aus dem Potenzial gemäß Potenzialstudie des LANUV [35] und dem aktuellen Ausbaustand nach Ermittlung ebenfalls durch das LANUV [34]. Aus der vorgenannten Quelle werden die technischen Wind-Potenziale des „NRW-Leitszenarios“ für die Berechnungen verwendet. Für dieses Szenario wird insgesamt ein Wind-Potenzial von knapp 30 GW für ganz NRW ermittelt [35]. Durch die Bestimmung des noch verfügbaren Wind-Potenzials wird sichergestellt, dass der berechnete Verteilungsschlüssel als aktuell angesehen werden kann, da er den (aufgrund des fortschreitenden Zubaus von WEA) stetig wachsenden Windenergie-Ausbaustand sowie das zeitlich weniger stark veränderliche Windenergie-Potenzial mit einbezieht. Der Zwischenbericht des LANUV zur Potenzialstudie *Erneuerbare Energien NRW – Windenergie* aus dem Februar 2021 weist gegenüber der verwendeten LANUV-Potenzialstudie ein leicht verringertes Windenergiepotenzial

für NRW aus. Da jedoch die Potenzialverteilung innerhalb NRWs sich nicht signifikant verändert hat und diese ausschließlich als Verteilungsschlüssel Eingang in die Regionalisierungsberechnungen findet, unterstützt die neue Potenzialstudie zur Windenergie des LANUV, deren Veröffentlichung für Mitte des Jahres 2021 geplant ist, die hier angewandte Regionalisierungsmethode [36].

3.4 Gaskraftwerke

Die regionale Verteilung der Gaskraftwerke ist durch die Kraftwerksliste, die mit der Bestätigung des NEPs 2035 veröffentlicht wurde, gegeben [13]. Für alle aufgeführten Kraftwerke werden detaillierte Informationen, wie bspw. die Postleitzahl des Standortes, das Errichtungsjahr und die installierte Leistung für die einzelnen Stützjahre aller Szenarien erfasst. Insbesondere sind auch Kraftwerke, die sich aktuell noch in Planung befinden, aber für die künftigen Stützjahre relevant sind, bereits aufgeführt. Die Regionalisierung auf Gemeindeebene kann mithilfe der Postleitzahl somit direkt durchgeführt werden. Gemäß der Empfehlung der WSB-K, werden neue Gaskraftwerke meist an Standorten geplant, an denen zuvor ein Kohlekraftwerk betrieben wurde [8]. An diesen Standorten ist zum einen die notwendige Netzinfrastruktur vorhanden und zum anderen wird die lokal wegbrechende Erzeugungsleistung substituiert. Diese Annahme ist ebenfalls kompatibel zu den Annahmen der Energieversorgungsstrategie des Landes NRW [9]. In der Kraftwerksliste sind installierte Leistungen des aktuellen Kraftwerksparks als Referenz, die Stützjahre 2035 und 2040 für das Szenario B sowie das Stützjahr 2035 für das Szenario C erfasst. Somit sind die Stützjahre des NEPs nur teilweise kompatibel mit den Stützjahren dieser Studie. Da die installierte Kraftwerkskapazität in Deutschland für beide relevanten Szenarien identisch ist, kann angenommen werden, dass die Kraftwerkskapazität in NRW für beide Szenarien ebenfalls identisch ist. Für das Stützjahr 2040 wird folglich im Szenario B und C dieses Gutachtens der Kraftwerkspark des Szenarios B 2040 des NEP35 angenommen [13]. Für das Stützjahr 2030 wird angenommen, dass alle aktuell bereits geplanten Gaskraftwerke in Betrieb genommen sein werden. Somit ergibt sich die installierte Leistung der Gaskraftwerke aus der aktuellen Kraftwerkskapazität ergänzt um die Leistung der sich in Planung befindlichen Gaskraftwerke. Der Kraftwerkspark ist analog zum Stützjahr

2040 für beide Szenarien identisch. Die Anschlussebene neuer Kraftwerke ergibt sich in der Regel aus der Anschlussleistung und den lokalen Begebenheiten. So ist davon auszugehen, dass an Standorten ehemaliger Kohlekraftwerke insbesondere leistungsfähige Anschlüsse an das Übertragungsnetz bestehen. An solchen Netzknoten sind die netztechnischen Auswirkungen auf unterlagerte Spannungsebenen als gering zu bewerten.

3.5 Power-to-Gas Anlagen

In NRW wird im Rahmen dieses netztechnischen Gutachtens ausschließlich Wasserstoff als relevantes Produkt von Power-to-Gas Anlagen betrachtet. Eine weitere Methanisierung wird analog zum NEP nur für Küstenregionen vorgesehen. Eine anderweitige Weiterverarbeitung erfolgt im Bereich der wasserstoffverarbeitenden Industriezweige. Die Regionalisierung dieser Elektrolyseure orientiert sich primär an der industriellen Nachfrage nach Wasserstoff in den in der Nationalen Wasserstoffstrategie priorisierten Branchen, welche insbesondere die Stahl-, Chemie- und Zementindustrie umfasst [37]. Für die genaue örtliche Verteilung wird zwischen nachfrageorientierten und windorientierten Anlagen unterschieden. Nachfrageorientierte Anlagen sind direkt an industrielle Standorte geknüpft. Windorientierte Anlagen hingegen werden in der näheren Umgebung zu wasserstoffnachfragenden Industriestandorten (Distanz kleiner 25 km für 2030 bzw. kleiner 50 km für 2040) platziert, die basierend auf den Ergebnissen der Regionalisierung (vgl. Abschnitt 3.3.2) ein hohes Potenzial für WEA aufweisen. Für die regionale Verteilung der bundesweit installierten Elektrolyseleistung wird angenommen, dass die Elektrolyseleistung in direktem Zusammenhang zum Wasserstoffbedarf der Bundesländer steht. Unter Berücksichtigung einer sich entwickelnden Transportinfrastruktur sinkt der auf NRW anfallende Anteil zwischen den Stützjahren 2030 und 2040. Die zuvor getroffenen Annahmen sind im Kern mit der Wasserstoff Roadmap des Landes NRW kompatibel (vgl. [16], [38]).

Unter diesen Annahmen kann im ersten Schritt von den bundesweiten Zielwerten für installierte Elektrolyseleistung auf die Zielwerte für NRW geschlossen werden. Hierfür wird für 2030 der prognostizierte industrielle Wasserstoffbedarf des NEP35 aufgeschlüsselt

nach Bundesländern herangezogen. Aus dieser Prognose geht hervor, dass auf NRW rund 42% des industriellen Wasserstoffbedarfs entfallen. Für das Stützjahr 2040 wird hingegen davon ausgegangen, dass durch eine ausgeprägtere Transportinfrastruktur ein steigender Anteil der Nachfrage in NRW über Importe aus Regionen mit geringeren Gestehungskosten gedeckt wird. Hierbei sind insbesondere langfristig Importe über Hafenstandorte und Offshore-Anlandungspunkte in Norddeutschland und den Niederlanden zu erwarten, die die lokale Wasserstoffproduktion ergänzen werden (vgl. Entwurf zum NEP Gas [10], sowie Wasserstoff Roadmap NRW [16]). Mittel- und kurzfristig sind auch Importe aus dem Norden Deutschlands vorgesehen (vgl. GET H2 Nukleus [39]). Gleichzeitig ist allerdings auch eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse in NRW durch Anlagen in der Nähe der erzeugungsstarken Regionen gegeben. Aus diesem Grund wird angenommen, dass der Anteil der Elektrolyseleistung in NRW an der gesamtdeutschen Elektrolyseleistung von 42% auf etwa 20% sinkt. Entsprechend werden die deutschlandweiten Elektrolysekapazitäten ohne direkte Netzdienlichkeit zu 42% (2030) bzw. 20% (2040) auf NRW verteilt. Anlagen mit ausgewiesener Netzdienlichkeit sind vornehmlich in den erzeugungsstarken Regionen im Norden und Nord-Osten Deutschlands (On-shore Windgebiete und Off-Shore Anlandungspunkte) zu erwarten und werden daher in dieser Studie nicht weiter in den Basisszenarien für NRW berücksichtigt.

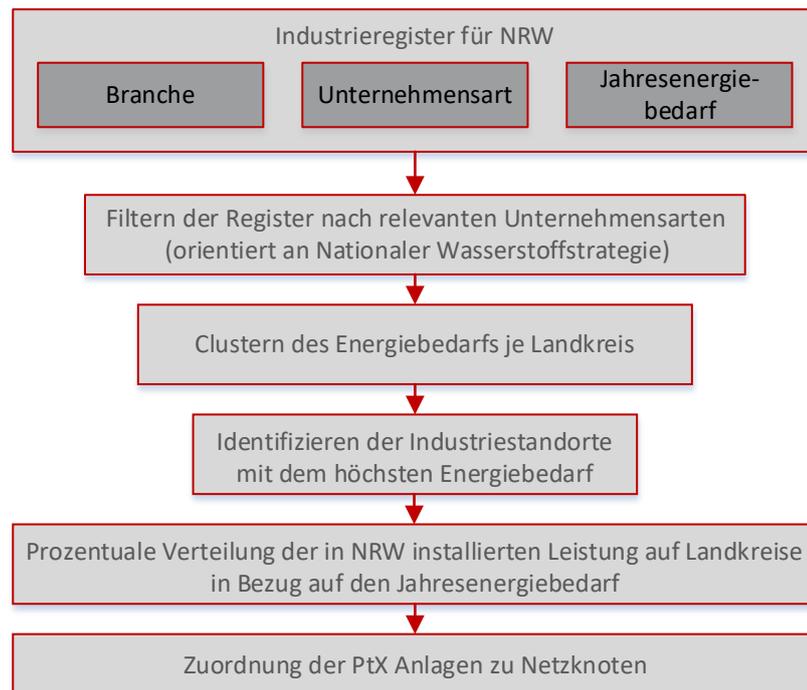


Abbildung 3-7: Vorgehen zur Regionalisierung der PtX Anlagen

Die anschließende zweistufige Regionalisierung auf Landkreisebene erfordert weitere detailliertere Informationen und Annahmen. Neben den Industrien, die bereits heute auf Wasserstoff setzen und von fossilem auf grünen Wasserstoff umsteigen, ist zusätzlich eine Annahme notwendig, welche Industrieprozesse in Zukunft auf Wasserstoff umgestellt werden. In diesem Gutachten wird analog zur Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung angenommen, dass chemische Prozesse wie die Herstellung von Ammoniak auf grünen Wasserstoff umgestellt werden und für die Erzeugung von Primärstahl künftig Wasserstoff anstelle von Steinkohlekoks verwendet wird. Außerdem können künftig mithilfe von Wasserstoff CO₂-Emissionen der Zementindustrie in verwertbare Chemikalien umgewandelt werden [37].

Für die erste Stufe der regionalen Verteilung der Wasserstoffelektrolyseure erfolgt dementsprechend eine Orientierung an den Industriestandorten der zuvor genannten Industriezweige. Die installierte Leistung wird jeweils im Verhältnis zum erwarteten Verbrauch festgelegt. Da kein expliziter Wasserstoffverbrauch bekannt ist, erfolgt die Abschätzung des Verbrauchs anhand der aggregierten Betriebsgröße der zuvor genannten Industriezweige je Landkreis.

Hierfür werden zunächst alle relevanten Industriestandorte für NRW ermittelt. Für jeden Landkreis wird der aggregierte Jahresenergieverbrauch der dort verorteten Unternehmen ermittelt. Für die Landkreise mit dem größten aggregierten Jahresenergieverbrauch der Unternehmen, die für eine Wasserstoffnachfrage in Frage kommen, wird daraufhin eine Power-to-Wasserstoff Anlage angenommen.

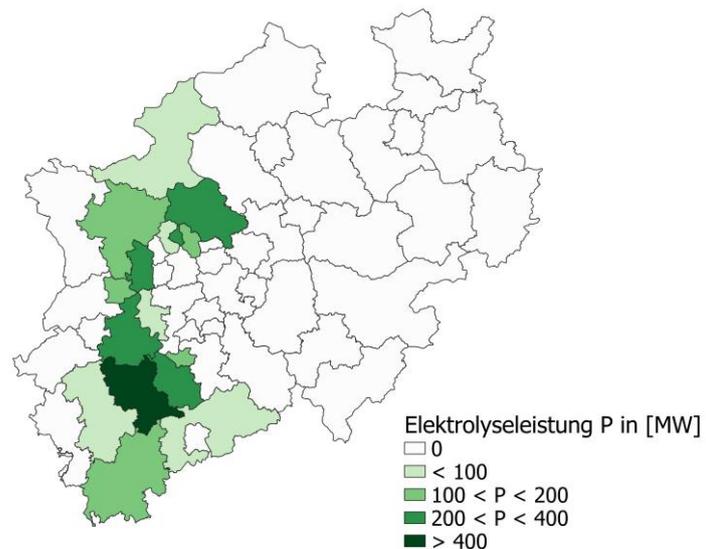


Abbildung 3-8: Regionalisierung der Power-to-Wasserstoff Anlagen auf Landkreisebene für das Szenario C 2040

In der zweiten Regionalisierungsstufe wird die zu installierende Leistung auf nachfrageorientierte Standorte sowie windorientierte Standorte in der näheren Umgebung verteilt. Nachfrageorientierte Standorte sind in unmittelbarer Nähe zu den identifizierten industriellen Standorten. Um der Bestrebung eines netzdienlichen Einsatzes der Power-to-Wasserstoffanlagen gerecht zu werden, wird angenommen, dass die verbleibende Elektrolyseleistung an Standorten in näherer Umgebung installiert wird, die über ein hohes Windpotenzial verfügen. Der Betrieb dieser Anlagen erfolgt orientiert am Dargebot des Windes und erfordert einen anschließenden regionalen Transport des Wasserstoffs. Der windorientierte Anlagenbetrieb kann zu der Steigerung des netzseitigen Integrationspotenzials von WEA führen, da Erzeugungsspitzen durch die gekoppelte Nachfrage reduziert werden können.

Weiterhin gilt die Annahme, dass innerhalb eines Landkreises produzierter Wasserstoff durch räumlich begrenzte Transportkapazitäten auf alle ansässigen Unternehmen der zuvor festgelegten Industriezweige dieses Landkreises verteilt werden kann. Die im Szenariorahmen ermittelte installierte Elektrolyseleistung für NRW wird anschließend auf die identifizierten Landkreise verteilt.

Die beschriebene Regionalisierung orientiert sich primär an der industriellen Nachfrage nach Wasserstoff in den in der Nationalen Wasserstoffstrategie priorisierten Branchen. Zudem werden Standorte erst ab einer regionalisierten Elektrolyseleistung von 10 MW berücksichtigt. Entsprechend werden kleinere Standorte bzw. Standorte die zukünftig aufgrund lokaler oder industrieller Initiativen entstehen in den weiteren Berechnungen nicht berücksichtigt. Die netztechnischen Auswirkungen dieser Einzelanlagen sind nur mit Detailwissen über die lokalen Anschlussgegebenheiten zu bewerten. Daher erfolgt, ohne Wertung der Umsetzbarkeit oder Wirtschaftlichkeit solcher Projekte, keine Berücksichtigung im Rahmen dieses Gutachtens.

4 Planerische Bewertung neuer Netznutzer

4.1 Elektromobilität

4.1.1 Private AC-Ladeinfrastruktur

Der privaten Ladeinfrastruktur wird bei der fortschreitenden Entwicklung der Elektromobilität eine Schlüsselrolle zugesprochen, so dass die netzplanerische Bewertung signifikanten Einfluss auf die entstehenden Ausbaubedarfe der Verteilnetze in NRW hat. Im Rahmen dieser Studie werden hierzu folgende Faktoren berücksichtigt:

- Technische Möglichkeiten der Elektrofahrzeuge
- Ausgestaltung aktueller und zukünftiger Wallboxen
- Privates Nutzerverhalten von Elektrofahrzeugen

Technische Möglichkeiten der Elektrofahrzeuge

Neben der möglichen Ladeleistung der Ladesäulen und Wallboxen selbst, wirken die im Fahrzeug verbauten On-Board-Ladegeräte aufgrund ihrer technischen Beschaffenheit begrenzend auf die tatsächliche Ladeleistung, die beim Ladevorgang erzielt werden kann. In aktuellen Fahrzeuggenerationen werden oft zweiphasige Ladegeräte verbaut, die, bei einer Ladung mit 230 V und maximal 32 A, eine Ladeleistung von höchstens 7,4 kW zulassen. Der Trend zeigt, dass neuere Elektrofahrzeuggenerationen zunehmend mit Standard On-Board-Ladegeräten mit 11 kW (16 A, 400 V, dreiphasig) oder 22 kW (32 A, 400 V, dreiphasig) ausgestattet werden. Elektrofahrzeuge wie der Renault ZOE mit einer Drehstromnutzung von bis zu 43 kW (63 A) stellen heutzutage eher eine Seltenheit dar und werden aller Voraussicht nach in der Zukunft ebenfalls eine niedrigere Ladeleistung von 11 kW bzw. 22 kW unterstützen. Zu der Entwicklung gibt es erste Beispiele auf Seiten der Hersteller. So hat sich auch der VW-Konzern zu der AC-Ladeleistung der eigenen Fahrzeuge öffentlich positioniert und auch zukünftig zunächst 11 kW vorgesehen.

Ausgestaltung aktueller und zukünftiger Wallboxen

Während Wallboxen mit Ladeleistungen zwischen 3,7 und 22 kW als Produkt vertrieben werden, gibt es zumindest aktuell Rahmenbedingungen, die den Betrieb und die Nutzung von 22-kW-Wallboxen für den Endkunden erschweren. Die Informationspflicht gegenüber dem Netzbetreiber ab 3,6 kW, wird ab einer installierten Leistung von 12 kVA auf eine Genehmigungspflicht ausgeweitet, sodass der Netzbetreiber mit hinreichender Begründung (z.B. Auslastung/Überlastung von Betriebsmitteln) einen Antrag auf Errichtung und Netzanschluss einer Wallbox mit >12 kVA ablehnen kann. Wenn die Ladesäule dennoch errichtet werden soll, ist der Netzbetreiber nach § 9 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) berechtigt zusätzlich vom Anschlussnehmer die Erstattung der notwendigen Kosten bezüglich einer Änderung des Netzanschlusses zu verlangen. Dieser Umstand ist ggf. ein zusätzlicher Kostentreiber und kann damit ein Ausschlusskriterium des Endverbrauchers sein. Die aufgeführten Punkte führen zu der Annahme einer flächendeckenden Standardladeleistung von maximal 11 kW für private Ladeinfrastruktur innerhalb dieser Studie.

Privates Nutzerverhalten von Elektrofahrzeugen

Ein wesentlicher Faktor, der über die planerische Bewertung privater Ladepunkte entscheidet, ist das Nutzungs- und Ladeverhalten der Besitzer von Elektromobilen. Die Mobilität in Deutschland Studie 2017 (MiD) analysiert mit hohem Detailgrad wie sich dieses Nutzerverhalten in Parametern, wie Fahrtgründen, Abfahrts- und Ankunftszeiten oder auch zurückgelegten Fahrtstrecken für spezifische Wegzwecke, widerspiegelt [40]. Diese stochastischen Daten werden innerhalb eines Mobilitätsmodells für Elektrofahrzeuge als Eingangsparameter hinterlegt, um über resultierende Parkprofile, die Ladeleistung des privaten Ladepunkts und den Ladebedarf in Abhängigkeit des Ladezustandes (engl. State of Charge (SoC)), also abhängig von den zurückgelegten Fahrtstrecken, zunächst Ladeprofile zu erstellen. Die Simulation solcher Ladeprofile über z.B. 10.000 Wochen für beliebige Anzahlen an Fahrzeugen, wobei die Batteriekapazität und der spezifische Verbrauch parametrisierbar sind, und eine anschließende Überlagerung der einzelnen Ladeprofile erlaubt die Ermittlung von Gleichzeitigkeitskurven, die in dieser Studie zur planerischen Bewertung in den verschiedenen Spannungsebenen herangezogen werden.

4.1.2 Öffentliche AC-Ladeinfrastruktur

Eine netzplanerische Bewertung von öffentlichen AC-Ladesäulen erfolgt innerhalb dieser Studie mit einer definierten Ladeleistung von 22 kW, da diese Anschlussleistung aktuell bereits im Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur maßgebend ist. Abbildung 4-1 verdeutlicht diese Entwicklung des letzten Jahrzehnts und führt zu der Annahme, dass AC-Ladeinfrastruktur mit 22 kW neben den fortschreitenden Hochläufen von DC-Schnellladeinfrastruktur der Standard im öffentlichen Bereich wird und Ladeinfrastruktur mit Leistungen <22 kW verdrängt wird. Darüber hinaus sind bereits Elektrofahrzeuge mit einer maximalen Ladeleistung von 22 kW erhältlich, die an einem öffentlichen Ladepunkt mit ebendieser Leistung laden würden.

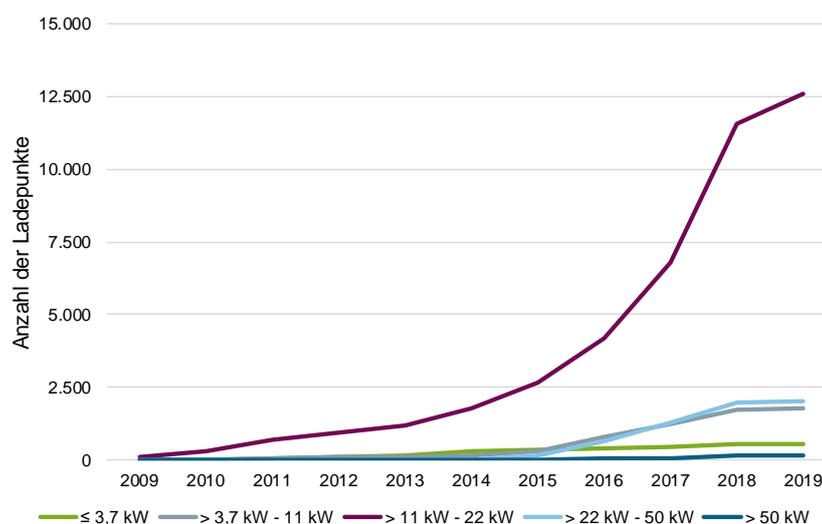


Abbildung 4-1: Anzahl gemeldeter öffentlicher Ladesäulen (Stand 04.04.2019) [41]

Die modellierten Ladeprofile sowie die hieraus abgeleiteten Gleichzeitigkeitsfaktoren für private Ladepunkte und für öffentliche Ladepunkte, die sich nicht an sogenannten „points of interest“ (POI) befinden, stützen sich auf die MiD-Studie aus dem Jahr 2017. Es erfolgt eine getrennte Betrachtung der privaten und der öffentlichen Ladepunkte, was zur Folge hat, dass öffentliche Ladepunkte aufgrund ihrer gegenüber privaten Ladepunkten geringeren Anzahl einen höheren Gleichzeitigkeitsfaktor aufweisen. Öffentliche Ladepunkte an POI weisen einen nochmals höheren Gleichzeitigkeitsfaktor auf, da es hier zu einer überdurchschnittlichen Park- und Ladebenutzung kommt.

4.1.3 DC-Schnellladeinfrastruktur

Die netzplanerische Bewertung der Schnellladeinfrastruktur erfolgt im Rahmen dieser Studie auf Grundlage der Faktoren analog zu Abschnitt 4.1.1. Ein von der ef.Ruhr entwickeltes Tool ermöglicht, auf Basis dieser Faktoren die notwendige Netzanschlussleistung der angenommenen Standorte für Schnellladeinfrastruktur im Rahmen einer Zeitreihenbetrachtung zu ermitteln.

Technische Spezifikationen der Elektrofahrzeuge

Die meist sehr hohe installierte Ladeleistung von Schnellladeinfrastruktur wird in der Praxis meist durch die maximale Ladeleistung der Fahrzeuge begrenzt. Diese ist einerseits von den Spezifikationen des Fahrzeuges, aber auch vom aktuellen Ladestand abhängig. Die Zusammensetzung der Fahrzeugflotte hatte daher einen erheblichen Einfluss auf die Netzbelastung durch die Ladeinfrastruktur.

Ein Großteil der heutigen Elektrofahrzeuge kann an Schnellladestationen eine maximale Ladeleistung von 40 - 75 kW [42] aufnehmen. Perspektivisch ist hier mit einer Ladeleistung von bis zu 150 kW zu rechnen. Es ist anzunehmen, dass sich auch zukünftig, die verfügbaren Ladeleistungen der einzelnen Fahrzeuge unterscheiden werden. Nur wenige Fahrzeuge ermöglichen die Nutzung höherer Ladeleistungen. Die derzeit maximal verfügbare Ladeleistung von 350 kW wird derzeit von keinem Serienfahrzeug erreicht. Der begrenzende Faktor ist u.a. die Spannung der Traktionsbatterie. Da die Spezifikation des Combined Charging System 2.0 (CCS 2.0) einen maximalen Ladestrom von 500 A vorsieht [43], erfordern sehr hohe Ladeleistungen oberhalb von 250 kW eine Ladespannung > 500 V. Diese wird zum heutigen Stand lediglich von einem Serienfahrzeug erreicht (weitere angekündigt). Es ist anzunehmen, dass aufgrund des technischen Aufwands auch zukünftig nur ein kleiner Teil der Fahrzeuge eine Ladeleistung von 350 kW ermöglichen wird.

Um die Durchmischung der zukünftigen Fahrzeugflotte abschätzen zu können, wird auf Basis der heutigen Zulassungsdaten [44] eine heterogene Fahrzeugflotte für die Stützjahre 2030 und 2040 angenommen, dessen Durchmischung den aktuellen Neuzulassungen entspricht (siehe Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Angenommene heutige Fahrzeugflotte

Fahrzeugklasse	Vergleichbares EV	Maximale Ladeleistung	Kapazität	Anteil Zulassungen 2019
Minis, Kleinwagen	VW e-up!	40 kW	32 kWh	20,3 %
Kompaktklasse, Mittelklasse	VW e-Golf	50 kW	36 kWh	31,4 %
obere Mittelklasse	Hyundai Kona	75 kW	64 kWh	3,7 %
Oberklasse, SUV, Vans, Geländewagen	Audi e-tron 55 quattro	150 kW	84 kWh	35,7 %
Oberklasse (350kW)	Porsche Taycan (nächste Gen.)	350 kW	84 kWh	3,9 % (pauschal)
Utilities	Mercedes e-Sprinter	80 kW	41 kWh	5,0 %

Die Ladeleistungen der einzelnen Fahrzeugklassen werden an die o.g. heutigen Modelle angelehnt. Da eine Ladeleistung von 350 kW derzeit nur einem kleinen Teil der Fahrzeugflotte vorbehalten ist, wird diese Ladeleistung einem pauschalen Anteil von 10 % der Fahrzeuge in der Kategorie „Oberklasse“ zugewiesen. Dies entspricht einem Anteil von 3,9 % der heutigen Fahrzeugflotte. Für die Stützjahre 2030 und 2040 wird eine technische Entwicklung angenommen, in Zuge derer sich die maximale Ladeleistung sowie die Batteriekapazität der einzelnen Fahrzeugklassen um 25 % bis 2030 bzw. um 50 % bis 2040 erhöht. Die maximale Ladeleistung wird dabei jedoch auf 350 kW begrenzt.

Das Modell umfasst zudem die Abbildung realitätsnaher Ladekurven. Eine Übersicht realitätsnaher Ladekurven findet sich in [45]. Dadurch wird abgebildet, dass die einzelnen Fahrzeuge ihre maximale Ladeleistung nur in einem bestimmten SoC-Fenster erreichen. Insbesondere bei einem Ladestand > 80 % reduziert sich die Ladeleistung dabei deutlich.

Ausgestaltung zukünftiger Ladestandorte

Die heutige Schnellladeinfrastruktur ermöglicht vornehmlich das Laden mit 50 kW bzw. 150 kW. Darüber hinaus befinden sich derzeit auch vermehrt Ladesäulen mit höheren Ladeleistungen im Aufbau. Die maximale Ladeleistung dieser Ladesäulen beträgt bis zu 350 kW [46] [47]. Zum Teil stellen diese Ladesäulen jedoch nur eine

hohe Summenleistung für zwei Ladepunkten zur Verfügung, die ggf. auf zwei parallel ladende Fahrzeuge aufgeteilt werden muss [48]. Aufgrund der ökonomischen Effizienz dieses Konzeptes ist anzunehmen, dass Ladesäulen dieses Typs zukünftig vermehrt zum Einsatz kommen werden. Dieser stellt daher im Rahmen dieser Untersuchung die Basis der weiteren Betrachtung von Schnellladeinfrastrukturen dar.

Neben der Konfiguration der einzelnen Ladesäulen, ist für die planerische Betrachtung dieser Ladeinfrastruktur die Konfiguration zukünftiger Ladestandorte maßgebend. Betreiber größerer Ladeinfrastruktur-Netzwerke setzen hier vermehrt auf eine Bündelung der Ladeinfrastruktur an Verkehrs-Knotenpunkten. Entsprechend erscheint eine Betrachtung mehrerer Ladesäulen an einem Netzanschlusspunkt in Form eines „Ladeparks“ im Rahmen dieser Studie als zielführend.

Als Standardkonfiguration für die weitere Betrachtung von Schnellladeinfrastruktur werden in Anlehnung an heutige Tankstellen, je Ladepark vier Ladesäulen mit jeweils zwei Ladepunkten angenommen. Dieser „Ladepark“ ermöglicht das Laden von 8x175 kW oder 4x350 kW. Darüber hinaus erfolgt die Berücksichtigung von Schnellladeinfrastruktur an Autobahnen mit einer Konfiguration von 10x175 kW. Im Zuge der Sensitivität „alternatives Ladeverhalten“ (Unterkapitel 0) erfolgt zudem die Betrachtung von Schnellladezentren. Diese besitzen in Anlehnung an [49] eine kombinierte Ladeleistung von 17 MW (maximale Ausbaustufe von [49] zzgl. ca. 30%).

Nutzerverhalten

Entscheidend für die planerische Betrachtung der Schnellladeinfrastruktur ist die Auslegung der Netzanschlusspunkte der Ladeparks. An dieser Stelle stellt sich die Frage nach der Notwendigkeit diesen Netzanschluss auf die maximal mögliche Ladeleistung des Standortes auszulegen. Um diese Frage zu beantworten gilt es das Nutzerverhalten an diesen Standorten in die Betrachtung einzubeziehen.

Angenommen wird daher ein stochastischer Kundenstrom auf Basis einer Auswertung der Studie „Mobilität-in-Deutschland“ [50]. Den einzelnen Kunden wird entsprechend einer zufälligen Ankunftszeit sowie Ladebedarf unterstellt. Darüber hinaus berücksichtigt das Modell die intelligente Auswahl eines Ladepunkts durch den Kunden sowie eine, in Abhängigkeit des SoC, begrenzte Bereitschaft, auf das Freiwerden eines Ladepunktes zu warten. Fahrzeuge werden bis zum einem SoC von 80 % beladen. Der SoC bei Ankunft wird ebenfalls stochastisch bestimmt.

Bewertung der Netzanschlussleistung

Abbildung 4-2 stellt die Ergebnisse des Modells im Hinblick auf die maximal bezogene Ladeleistung in Abhängigkeit des angenommenen technologischen Fortschritts dar. Bei Annahme der heutigen Fahrzeugflotte und Technologie (Faktor technischer Fortschritt = 1) zeigt das Modell, dass das Auftreten der maximal möglichen Ladeleistung sehr unwahrscheinlich ist und im Rahmen der Simulation eines Betriebsjahres nicht vorkommt. Entsprechend wäre bei der Auslegung des Netzanschlusses für den im Rahmen dieser Studie angenommenen Ladepark ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,72 anzusetzen.

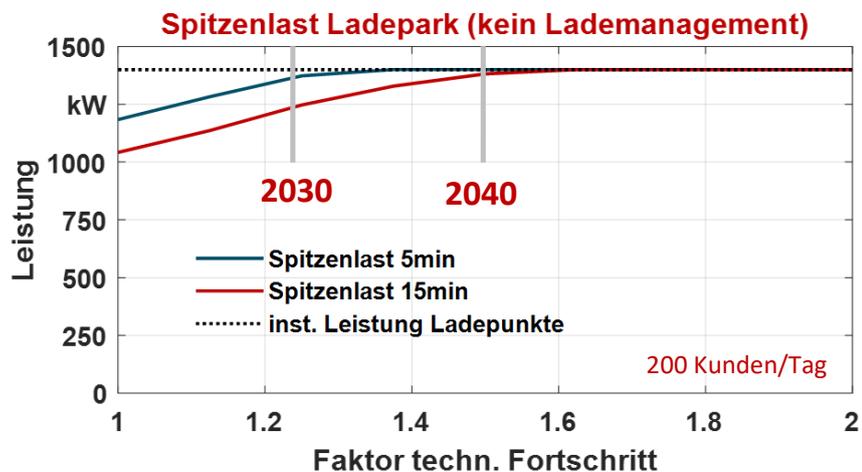


Abbildung 4-2: Netzanschlussleistung des Ladeparks in Abhängigkeit des angenommenen technologischen Fortschritts

Dies begründet sich zum einen darin, dass Fahrzeuge mit niedrigen Ladeleistungen z. T. hohe Standzeiten aufweisen und den Ladepark somit „blockieren“. Zum anderen ist der SoC-Bereich in der ein Fahrzeug die jeweils maximale Ladeleistung beziehen kann begrenzt und wird im Zuge des Ladevorgangs schnell verlassen.

Die Annahme der technologischen Entwicklung reduziert den Anteil der Fahrzeuge mit niedriger Ladeleistung und führt so zu einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit auf ca. 90 % im Jahr 2030 und 99 % für das Jahr 2040 (jeweils bezogen auf den 15-Minuten-Mittelwert). Darüber hinaus verdeutlicht diese Auswertung, dass die Zusammensetzung und technologische Entwicklung der Fahrzeugflotte eine wichtige Einflussgröße in der Dimensionierung der zukünftigen Netzinfrastruktur darstellen.

Grundsätzlich kann eine Kombination der Schnellladeinfrastruktur mit einem Batteriespeicher und ggf. einer Eigenerzeugungsanlage bei entsprechender Auslegung und Steuerung für eine Reduktion der erforderlichen Anschlussleistung ermöglichen. Hierbei wäre ebenfalls die Kombination mit weiteren Technologien, wie beispielsweise einem Elektrolyseur und der damit verbundenen Versorgung von Wasserstofffahrzeugen möglich. Eine Kombination dieser Technologien hätte damit das Potenzial Ladeinfrastruktur in Gebieten mit einer weniger robusten Netzstruktur zu ermöglichen und so den damit verbundenen Netzausbaubedarf zu verringern oder zu vermeiden.

Eine Berücksichtigung dieser Technologiekombinationen erfolgt jedoch im Rahmen dieser Studie nicht, da die Abstimmung der einzelnen Komponenten stets individuell erfolgt und hier eine Vielzahl von Parametern wie zu erwartendes Kundenaufkommen, Verhalten der Kunden, Dargebot erneuerbarer Energien sowie verfügbare Netzkapazitäten einfließen. Daher ist die netzplanerische Berücksichtigung dieser Infrastrukturen grundsätzlich individuell zu prüfen und im Rahmen dieser Studie nicht allgemein bewertbar.

4.1.4 Parkplätze großer Unternehmen

Nach der privaten Ladeinfrastruktur und öffentlichen AC- und DC-Ladesäulen sind gewerbliche Ladesäulen, die vornehmlich in hoher Anzahl auf Parkplätzen größerer Unternehmen, zur Deckung des Ladebedarfs von Elektrofahrzeugen des eigenen Personals am Arbeitsplatz, entstehen für die zukünftige Auslastung der Verteilnetze in NRW planerisch zu berücksichtigen und in geeigneter Art und Weise zu bewerten. In Abschnitt 3.1.2 wird auf die Unterscheidung gewerblich gemeldeter Elektrofahrzeuge eingegangen, wobei der Anteil von 20 %, der auf Großflotten anfällt, ausschließlich mit einem jeweils eigenen gewerblichen Ladepunkt auf betriebseigenen Parkplätzen und damit Kundentransformatorstationen verortet wird. Die Ladeleistung wird mit 11 kW angenommen, da auch am Arbeitsplatz mit dieser Ladeleistung die durchschnittlichen Standzeiten ausreichen, um den Batterieladestand ausreichend aufzufüllen, nachdem tagsüber gewerbliche Fahrten vorgenommen wurden. Dennoch sind für diese gewerblichen Ladesäulen höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren anzusetzen, da die Arbeitnehmer, die eine gesicherte Lademöglichkeit am Arbeitsplatz vorfinden, voraussichtlich auf anderweitige nicht notwendige Ladevorgänge während ihrer Fahrten verzichten und höhere Fahrleistungen als im privaten Bereich vorliegen. Zusätzlich wird im Basisszenario kein Lademanagement zur zeitlichen Koordinierung der Ladevorgänge unterstellt.

Zusätzliche planerische Bewertung von Einpendlern

Diese Zusatzbetrachtung notwendiger Ladeinfrastruktur zur Bedarfsdeckung durch eine hohe Anzahl an Einpendlern entfällt, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, auf ausgewählte Gemeinden und Städte in NRW. Die Standzeiten und damit das Ladeverhalten einpendelnder Elektrofahrzeuge wird als unterschiedlich zu den Sektoren privater und rein gewerblicher Ladepunkte bewertet, sodass eine Adaption als nicht valide erscheint. Durch die Verwendung öffentlicher Statistiken zu Arbeitsbeginn- und Feierabendzeiten ist in einem ersten Schritt eine repräsentative Eingrenzung der Ladezeiten der Einpendler innerhalb der Gemeinde möglich. Da sich etwa 87,4% der Erwerbstätigen bis 9 Uhr auf den Arbeitsweg machen [51] und über 90% der Einpendler einen maximalen Zeitbedarf von 90 Minuten zwischen Wohn- und Arbeitsort haben, wird eine Ankunftszeit am Arbeitsort zwischen 6 Uhr und 10 Uhr angenommen. Nach [52] macht ein Großteil der Vollzeit-Angestellten üblicherweise vor 18 Uhr Feierabend, sodass auf Basis dieser Informationen die Annahme getroffen wird, dass typischerweise der letzte Ladezyklus der Einpendler um 18 Uhr beendet ist. Unter der ergänzenden Einbeziehung durchschnittlicher Ladezeiten bei gegebener Ladeleistung von 11 kW pro Ladepunkt und dem durchschnittlichen SoC nach zurückgelegter Fahrtstrecke der Einpendler ergeben sich spezifische Gleichzeitigkeitsfaktoren, die in diesem Gutachten für die Ladevorgänge von Einpendlern mit Elektrofahrzeug angenommen werden. Jedes dieser Fahrzeuge erhält einen Ladepunkt, der ergänzend zu den rein gewerblichen Ladepunkten auf den Parkplätzen großer Unternehmen platziert wird.

4.1.5 Betriebshöfe des ÖPNV

Ein weiterer Sektor der Elektromobilität, der durch eine ansteigende Elektrifizierung von Busflotten zunehmend netzplanerische Relevanz gewinnt, ist der Bereich des öffentlichen Personennahverkehrs. Wie in Abschnitt 3.1.3 beschrieben, wird von einer Elektrifizierungsrate der Gesamtbusflotte aller Verkehrsbetriebe in NRW von 40 % bis 2030 ausgegangen, sodass sich hohe zusätzliche Ladebedarfe an den Standorten einzelner Verkehrsbetriebe ergeben, die lokal starke Auswirkungen auf die MS- und HS-Netze haben können. Innerhalb dieser Studie wird als NRW-weite Strategie ein Ladekonzept angenommen, welches sich auf zentrale Ladungen an

den Betriebshöfen konzentriert. Eine Auswertung des Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) zu E-Bus-Projekten in Deutschland [53] zeigt, dass die Verkehrsunternehmen größtenteils auf das ausschließliche Laden im Busdepot setzen. Die Ausgestaltung von Ladekonzepten, wie Konvektionslader an Haltestellen oder Linienendpunkten, sind sehr stark von lokalen Einflussfaktoren abhängig und daher für eine NRW-weite Betrachtung nach Ansicht des Konsortiums nicht zielführend für die Untersuchungen dieses Gutachtens.

Für die planerische Bewertung wird somit ein elektrifizierter Betriebshof je Verkehrsunternehmen identifiziert, dessen Anschlussleistung in Abhängigkeit von der Anzahl der zugeordneten batterieelektrischen Busse dimensioniert wird. Weiterhin zeigen die Untersuchungen des VDV eine höhere Anzahl verfügbarer Ladepunkte im Depot als elektrifizierte Busse innerhalb der Flotten, sodass durchschnittlich jedes Fahrzeug auch einen eigenen Ladepunkt im Busdepot nutzen kann. Die Ladeleistung pro Ladepunkt wird mit 50 kW definiert. Eine Analyse der durchschnittlichen Standzeiten im Depot, der Fahrtstrecken und Restreichweiten sowie der Batteriekapazitäten und dem elektrischen Verbrauch führen zu der Annahme einer Mindestleistung von 50 kW, um ohne weiteres Verschiebepotenzial die Batterie für den nächsten Tag vollzuladen. Somit ergibt sich die Anschlussleistung des Betriebshofs aus dem Produkt aus E-Bussen der Flotte und der Ladeleistung von 50 kW für den jeweiligen Standort des Verkehrsunternehmens. Die Höhe der ermittelten Anschlussleistung bestimmt in der konkreten Netzbeurteilung die Spannungsebene des Anschlusspunktes (MS oder HS).

4.1.6 Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs

Neben den E-Pkw des individuellen Personenverkehrs und E-Nutzfahrzeugen oberhalb von 3,5 Tonnen Systemgewicht für den privaten und gewerblichen Bedarf, wird aktuell auch die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs diskutiert. Hierzu existieren mehrere technologische Optionen, die mit teils deutlich unterschiedlichen Auswirkungen auf das Stromnetz verbunden sind. Wesentliche technologische Optionen sind dabei:

- Brennstoffzellen-Lkw,
- Batterieelektrische Lkw,
- Hybrid-Oberleitungs-Lkw sowie
- Verbrennungsmotoren mit emissionsarmen Kraftstoffen

Im Falle von Hybrid-Oberleitungs-Lkw ist neben der Nutzung einer Oberleitung zusätzlich eine der vorherig genannten Antriebsarten notwendig.

Die technischen, ökonomischen und ökologischen Eigenschaften der einzelnen Optionen wurden bereits in mehreren Studien untersucht (siehe bspw. [54], [55]). Weder aus Sicht der einzelnen Studien noch in Bezug auf die Positionierung der Hersteller ist aus heutiger Sicht absehbar, welche dieser Technologien sich in welchem Umfang (und für welche Transportaufgaben) durchsetzen werden. Aus Sicht der elektrischen Verteilnetze ergeben sich zwischen den Technologien jedoch erhebliche Unterschiede. Die zu erwartenden Einflüsse auf die Verteilnetze werden in den folgenden Abschnitten skizziert.

Brennstoffzellen-Lkw

Für Brennstoffzellen-Lkw wird ein Netz aus Wasserstoff-Tankstellen benötigt. Die Herstellung des Wasserstoffs wird dabei aller Voraussicht nach nicht primär und ausschließlich in den Verteilnetzen stattfinden. Viele angekündigte Projekte liegen im dreistelligen MW-Bereich und werden somit tendenziell im Übertragungsnetz angeschlossen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Wasserstoff aus dem Ausland zu importieren oder aus lokalen Erneuerbaren Energie auch in den Verteilnetzen zu erzeugen. Im letzteren Fall sollte sich der Betrieb der Elektrolyse jedoch an der lokalen Erzeugung orientieren und verursacht in diesem Fall keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf.

Aus Sicht der Verteilnetze reduzieren sich die Auswirkungen einer Wasserstoff-Infrastruktur somit auf die Verdichtung und ggf. Kühlung des Wasserstoffs. Im Vergleich zu den übrigen Optionen kann dieser als marginal betrachtet werden.

Batterieelektrische Lkw

Für das Laden von batterieelektrischen Lkw wird aktuell ein Standard entwickelt, der Ladeleistungen von bis zu 4,5 MW vorsieht (siehe [56]). Die notwendige Ladeleistung wird sich jedoch je nach Einsatzprofil der Fahrzeuge erheblich unterscheiden. So können für das Laden über Nacht eine Leistung von 150 kW pro Ladepunkt ausreichend sein, während an Schnelllade-Standorten deutlich höhere Leistungen von 1,2 MW notwendig werden (siehe [54]). Entsprechend können an den relevanten Standorten sehr hohe Netzanschlussleistungen notwendig werden.

Die Standorte der Ladeinfrastruktur fokussieren sich dabei auf Gewerbegebiete, öffentliche Ladepunkte entlang des Autobahnnetzes sowie das sog. „Destination Charging“ (Laden am Zielort), das sowohl in Gewerbegebieten als auch bei einzelnen Betrieben auftreten kann.

Aufgrund der hohen Anzahl an potenziell elektrifizierbaren Lkw und den hohen Ladeleistungen kann ein großer Einfluss auf die Verteilnetze resultieren. Dieser wird sich durch hohe Anschlussleistungen an Autobahnraststätten und besonders bei großen Logistikstandorten manifestieren. Hier sind perspektivisch Netzanschlüsse an der HS/MS- oder direkt an der HS-Ebene denkbar. Der Anschluss innerhalb des MS-Netzes kommt dabei nur für kleine Schnellladestandorte oder einzelne Logistikbetriebe in Betracht.

Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Hybrid-Oberleitungs-Lkw sind elektrisch angetriebene Sattelzugmaschinen, welche den Großteil der Fahrleistung auf mittels Oberleitung elektrifizierten Autobahnabschnitten absolvieren. Abseits der Autobahn verfügen die Fahrzeuge über einen Elektromotor in Verbindung mit einem elektrischen Speicher, oder über einen Verbrennungsmotor welcher mittels synthetischer Kraftstoffe (sog. E-Fuels) betrieben wird [57].

Die Versorgung der Oberleitungen soll nach einer Studie im Auftrag des BMVI [58] durch eine Gleichspannung von 1,5 kV erfolgen. Hierfür werden Transformatoren und Wechselrichter in einem Abstand von ca. 3 km entlang des Autobahnnetzes errichtet. Die Leistung dieser Versorgungsstationen beträgt dabei zwischen 10 (ebene Fahrbahn) und 25 MVA (Steigungen). Bei diesen Leistungen ist damit zu rechnen, dass der Netzanschluss an der HS/MS-Ebene oder bei Bündelung mehrerer Versorgungsstationen, direkt an der HS-Ebene erfolgt. Entsprechend ist mit einer deutlichen Lastzunahme im HS-Netz entlang des Autobahnnetzes zu rechnen.

Emissionsarme Kraftstoffe

Als emissionsarm werden Kraftstoffe bezeichnet, bei denen durch Herstellung und Verbrennung nahezu keine THG-Emissionen entstehen. Beispiele sind etwa einige synthetische Kraftstoffe, die auch als E-Fuel bezeichnet werden. Beispiele sind synthetischer Diesel oder Methanol, die aus regenerativ erzeugtem Strom und Kohlenstoff erzeugt werden können. Von Vorteil ist dabei, dass die bisherige Infrastruktur wie Tankstellen weiter genutzt werden können. Nachteilig ist jedoch der geringe Wirkungsgrad des Syntheseprozesses und die damit verbundenen hohen Treibstoffkosten sowie der hohe Bedarf an Erneuerbaren Energiequellen (siehe [59]).

Die Erzeugung emissionsarmer Kraftstoffe wird voraussichtlich in großtechnischen Anlagen mit direktem Anschluss an große Vorkommen Erneuerbarer Energien (bspw. Offshore-Windparks) erfolgen. In einer Studie der dena [59] wird dabei eine Leistung von 25 MW (heute) bis 150 MW (2050) mit Anschluss an der HS-Ebene anvisiert. Aus Sicht der Verteilnetze ist durch emissionsarme Kraftstoffe somit lediglich ein Einfluss auf der HS-Ebene erwartbar.

Fazit Schwerlastverkehr

Die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs erfordert neue technische Konzepte, von denen mehrere zur Verfügung stehen. Stand heute kann nicht abgeschätzt werden, welches dieser Konzepte sich zukünftig durchsetzen wird. Aus Sicht der Verteilnetze zeigen sich bei den einzelnen Technologien jedoch große Unterschiede:

Kommen im Güterverkehr zukünftig Wasserstoff oder andere emissionsarme Kraftstoffe als Energieträger zum Einsatz, so ist zu erwarten, dass nur punktuell große Anlagen zur Elektrolyse und/oder Kraftstoffsynthese errichtet werden. Da sich diese voraussichtlich in räumlicher Nähe zu EE-Anlagen befinden werden, ist nur mit einem sehr geringen negativen (oder bei entsprechender Nutzung sogar positiven) Einfluss auf die Verteilnetze zu rechnen.

Sollten sich jedoch elektrische Antriebskonzepte auf der Basis von Batterien oder Oberleitungen durchsetzen, erfordert die dafür notwendige Infrastruktur hohe Netzanschlussleistungen entlang des Autobahnnetzes sowie – im Falle batterieelektrischer Lkw – an Logistikstandorten. Es ist damit zu rechnen, dass der Großteil des Ladebedarfs dabei aus dem HS-Netz gedeckt werden kann. Für einzelne Standorte können jedoch auch Anschlussleistungen von einigen MW in der Mittelspannung notwendig werden. Die Auslegung dieser Anlagen und damit der Netzanschluss ist hierbei individuell im Kontext der lokalen Netz- und Bedarfssituation zu planen und kann lokal zu einem signifikanten Netzausbaubedarf führen.

Aufgrund der hohen Unsicherheit sehen wir davon ab, den Einfluss dieser Technologien auf die Verteilnetze nähergehender zu untersuchen und diese in eines der untersuchten Szenarien zu übernehmen. Dennoch kann der Schwerlastverkehr, insbesondere bei einer Entwicklung in Richtung batterieelektrischer und Oberleitung-Lkw langfristig eine relevante Einflussgröße für das Mittel- und Hochspannungsnetz darstellen.

4.2 Wärmepumpen

Neben neuartigen Verbrauchern in Form von diverser Ladeinfrastruktur für private und gewerbliche Elektrofahrzeuge sowie für den elektrifizierten Personennahverkehr ist eine ansteigende Elektrifizierung des Wärmesektors eine zukünftig umfassende Herausforderung für die Stromnetze in NRW. Ein Großteil der zusätzlichen elektrischen Last des Wärmesektors entfällt auf Haushaltswärmepumpensysteme, die schon heute eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Alternative zu fossilen Heizsystemen darstellen. Weitere Vorteile, wie die Energieeffizienz, ein vergleichsweise geringer Wartungsaufwand und eine erhöhte Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit Photovoltaikanlagen und Speichersystemen, führen zu ansteigenden Markthochläufen trotz der baulichen Beschränkungen für viele Grundstücksarten und Gebäudetypen. Auf die baulichen Rahmenbedingungen wird hierzu bei der Thematik Regionalisierung in Unterkapitel 3.2 näher eingegangen. In Abbildung 4-3 ist die Entwicklung der Wärmepumpenbestände in Deutschland bis 2017 dargestellt.

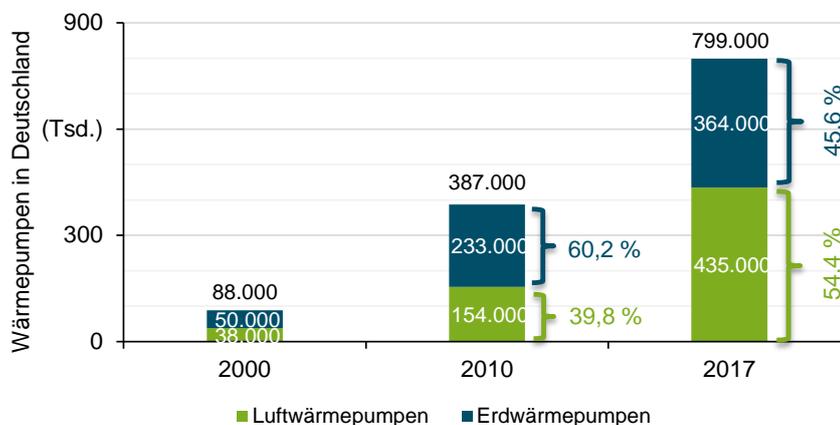


Abbildung 4-3: Entwicklung des Wärmepumpenbestands in Deutschland

Es ist zu erkennen, dass vornehmlich Luftwärmepumpensysteme mit Neuinstallationen von etwa 281.000 Stück zwischen 2010 und 2017 die Marktanteile von Haushaltswärmepumpensystemen erhöht haben, während im gleichen Zeitraum die Bestände von Erdwärmepumpen, deren Anschaffung deutlich aufwendiger und kostenintensiver ist, lediglich um 131.000 Stück angewachsen sind. Der Trend zu Luft-Wasser-Wärmepumpensystemen in Einfamilienhäusern und Doppelhaushälften hält indes an, sodass eine planerische

Bewertung diese Entwicklung für die Zieljahre 2030 und 2040 berücksichtigen muss. Das Ergebnis einer Marktanalyse von Haushaltswärmepumpensystemen nach Technologie und elektrischer Leistungsklasse zeigt Abbildung 4-4 nachfolgend.

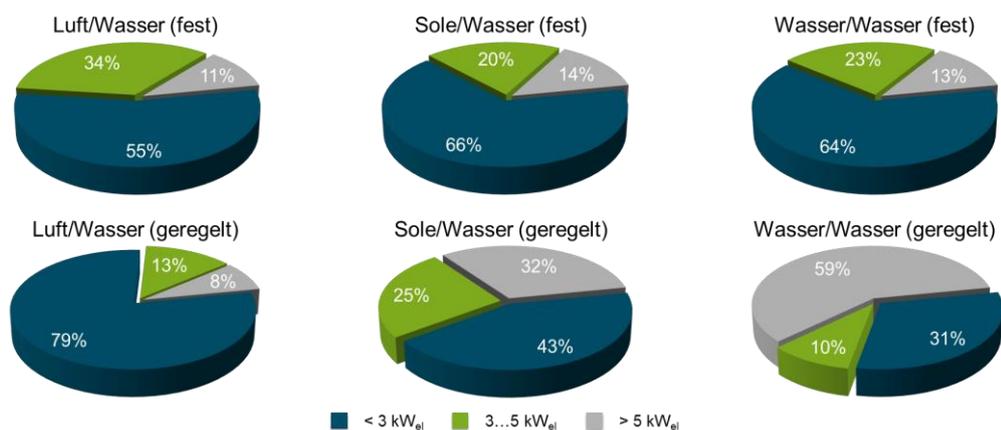


Abbildung 4-4: Ergebnis der Marktanalyse für Wärmepumpen

Es ist mit weiter steigenden Marktanteilen der Luft-Wasser-Wärmepumpen zu rechnen, wobei diese flächendeckend relevante Technologie mit fest eingestellter Leistung zu 89 % elektrische Anschlussleistungen < 5 kW hat. Der Anteil mit Anschlussleistungen < 3 kW bezieht sich auf 55 % der aktuell installierten Systeme. Weitreichendere Analysen bezüglich des Wärmebedarfs von Haushalten, Sanierungsmaßnahmen beim Heizsystemwechsel und der Berücksichtigung von zusätzlichen elektrischen Wärmeerzeugern für die monoenergetische Betriebsweise von Luft-Wasser-Wärmepumpen führen zu der Annahme einer durchschnittlichen elektrischen Anschlussleistung von 4 kW für Haushaltswärmepumpen innerhalb dieses Gutachtens.

Im Gegensatz zur Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, bei der aufgrund zahlreicher Parameter, wie das persönliche Nutzerverhalten, hohe Ladeleistungen und ansteigende Batteriekapazitäten, die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen bei höheren Fahrzeugzahlen sehr stark abnimmt, ist der Gleichzeitigkeitsfaktor für Wärmepumpen jederzeit hoch. Der maßgebliche Einflussfaktor ist hierbei die Außentemperatur, die jedoch regional innerhalb der Jahreszeiten sehr homogen ist, und deshalb dazu führt, dass Haushaltswärmepumpensysteme in definierten Netzbereichen trotz Berücksichtigung von häuslichen Wärmespeichern sehr oft zeitgleich ihre elektrische Leistung beziehen. Abbildung 4.4 verdeutlicht die geringen

Veränderungen der Gleichzeitigkeit bei ansteigenden Anzahlen von Einheiten (Anzahl installierter WP-Systeme).

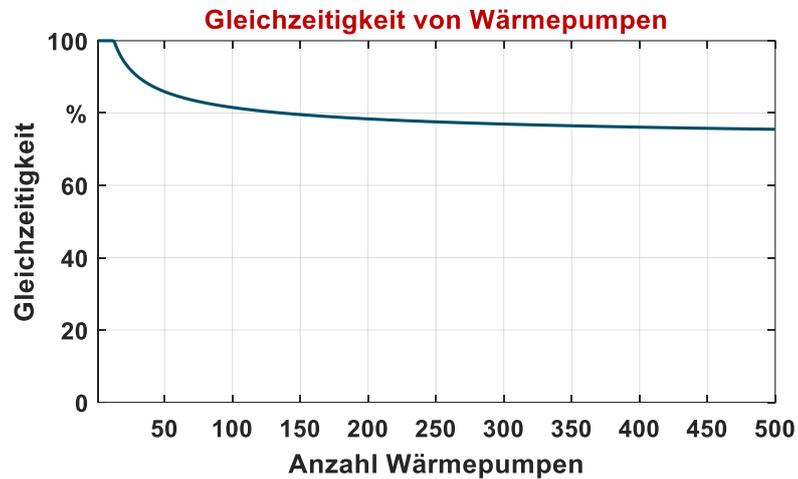


Abbildung 4-5. Gleichzeitigkeitskurve von Wärmepumpen für die Netzplanung [60]

Es ist zu erkennen, dass auch bei hohen Anzahlen an Wärmepumpensystemen die Gleichzeitigkeit innerhalb eines Netzbereichs auf minimal 0,78 absinkt. Bis zu einer Anzahl von zwölf installierten Einheiten, wie es z.B. zukünftig innerhalb eines einzelnen NS-Netzes vorliegen könnte, liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor bei 1, sodass in diesen Fällen eine Lastannahme in Höhe der vollen elektrischen Anschlussleistung für die netztechnische Bewertung vorgenommen werden muss.

4.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Eine planerische Bewertung von PVA und WEA erfolgt für die jeweiligen Spannungsebenen der Verteilnetze (HS/MS/NS) in NRW. Die fortschreitende Entwicklung der installierten Leistung von dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) und eine weitere Substitution konventioneller Kraftwerksleistungen (siehe Kapitel 2) führen zu Rückwirkungen auf die Stromnetze in NRW und müssen in geeigneter Art und Weise planerisch bewertet und berücksichtigt werden. Die hierzu relevante Netznutzungssituation der Starkeinspeisung verzichtet jedoch in aktuellen Planungsvarianten in der HS- und MS-Ebene auf eine Worst-Case Betrachtung mit einer Gleichzeitigkeit von 1 der installierten Leistung der DEA, da mehrere verschiedene Parameter ein gleichzeitiges Auftreten der vollen Nennleistung aller DEA innerhalb eines MS- oder HS-Netzes unterbinden. Eine Auslegung der Verteilnetze auf diesen theoretisch möglichen, aber in der Realität nicht auftretenden Fall ist ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll. Eine Auflistung der planerischen Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren (bezogen auf die Nennleistung) für PVA [61] zeigt Tabelle 4-2-

Tabelle 4-2: Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für PVA

Bezugsfall	Faktor	Kommentar
Einzelanlage NS	0,84	Neuanlage bei optimaler Ausrichtung
Dachanlagen am ONT (Summe)	0,75	gemittelte Ausrichtung und Degradation
Freiflächenanlagen am ONT (Summe)	0,84	Neuanlage bei optimaler Ausrichtung
Rückspeisung ins MS-Netz	0,76	Abhängig vom Verhältnis Freiflächen zu Dachflächenanlagen
Einzelanlagen MS	0,84	Neuanlage bei optimaler Ausrichtung
Summe MS-UW (nur NS-Anlagen)	0,76	Freiflächen-PVA mit Degradation, da Gesamtzahl hier höher
Summe MS-UW (nur MS-Anlagen)	0,80	Bei optimaler Ausrichtung
Rückspeisung in das 110 kV-Netz	0,77	Abhängig vom Verhältnis NS- zu MS-Anlagen
Einzelanlage HS	0,84	Neuanlage bei optimaler Ausrichtung

Für WEA sind hingegen keine unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren vorgesehen. Wie stochastische Betrachtungen zeigen (99 %-Intervall der Binomialverteilung), muss bei Netzen der MS-Ebene und Netzbereichen der HS-Ebene mit typischerweise weniger als 100 WEA davon ausgegangen werden, dass es Zeitpunkte gibt, bei denen alle Anlagen verfügbar sind und bei entsprechender Windstärke mit Nennleistung einspeisen [62].

Zur Ermittlung der neu installierten Leistungen von PVA und WEA in den untersuchten Stützjahren, werden die aus Kapitel 3 regionalisierten DEA Leistungen in der Gemeindeebene weiter für die einzelnen Netze regionalisiert, die einer konkreten Betrachtung im Rahmen der Bewertung des Netzausbaubedarfs unterzogen werden. Über Verteilungsschlüssel werden die installierten Leistungen des jeweiligen DEA-Typs im gewählten Szenario und Stützjahr in die entsprechenden Netzebenen verteilt.

4.4 Gaskraftwerke und Power-to-Gas Anlagen

Da die Betriebsweisen von Gaskraftwerken und Power-to-Gas Anlagen durch ihre Ertragsmöglichkeiten am Strommarkt bestimmt werden, wird der Einsatz dieser Anlagen auf Basis einer europäischen Marktsimulation ermittelt. Das verwendete Marktsimulationsverfahren, dessen schematischer Ablauf in Abbildung 4-6 dargestellt ist, basiert auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handlungsoptimierung und nutzt dabei einen mehrstufigen Ansatz unter Verwendung einer Lagrange Relaxation [63]. Das Ergebnis der Bestimmung des gesamt-kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes liefert die Kraftwerksfahrpläne in stündlicher Auflösung für den Betrachtungszeitraum eines Jahres und dient als Basis der nachfolgenden

Netzanalysen und der Bewertung des Netzausbaubedarfs in der HS-Ebene.

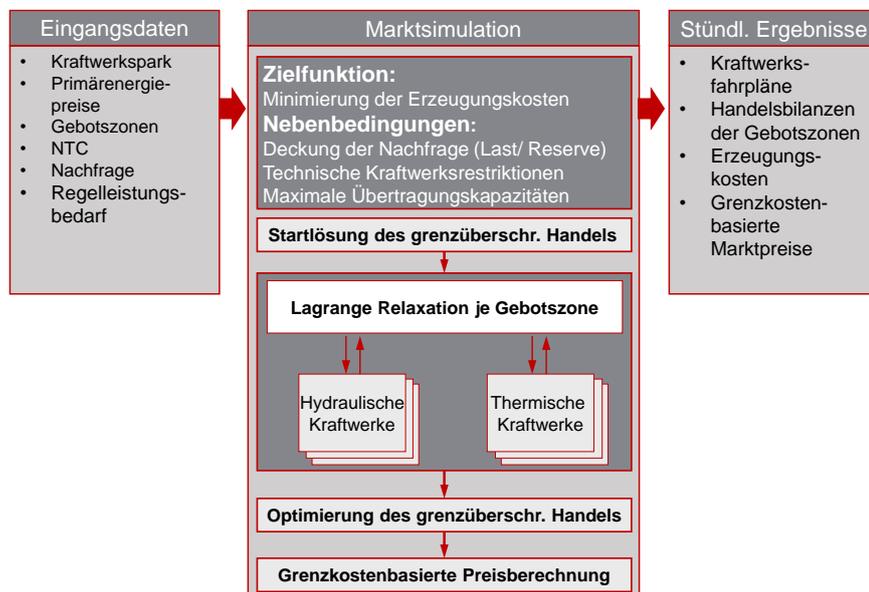


Abbildung 4-6: Verwendetes Marktsimulationsverfahren zur Ermittlung der Einsätze von Gaskraftwerken und betriebswirtschaftlich optimierter PtG-Anlagen

Eingangsdaten und Ergebnisse

Für die Parametrierung des Verfahrens sind eine Vielzahl unterschiedlicher Eingangsdaten notwendig. Dazu gehören detaillierte Informationen über den eingesetzten Kraftwerkspark wie Minimal- und Maximalleistungen, Primärenergieträger, Wärmeverbrauchscurven, Verfügbarkeiten, minimale Betriebs- und Stillstandszeiten sowie die Startkosten der thermischen Kraftwerke basierend auf öffentlich zugänglichen Daten sowie der Kraftwerksliste der BNetzA. Weiterhin wird die stündliche Must-Run Erzeugung aus KWK-Kleinstanlagen sowie Erneuerbaren-Energie-Anlagen als auch die zu deckende Nachfrage nach elektrischer Energie in Form von Zeitreihen vorgegeben. Zusätzlich finden neben den Primärenergieträgerpreisen und den Preisen für CO₂-Emissionszertifikate, auch die Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten auf Basis von Net Transfer Capacities (NTC) sowie die marktgebietsscharf vorzuhaltende Regelleistung Eingang in das Verfahren.

Als Ergebnis des Verfahrens ergeben sich der stündliche block-scharfe Einsatz der thermischen und hydraulischen Kraftwerke so-

wie marktgeführten Verbrauchseinrichtungen im Betrachtungsbe-
reich eines Jahres. Weiterhin resultieren die stündlichen Handels-
flüsse zwischen den Marktgebieten sowie die stündlichen Markt-
preise für elektrische Energie.

4.4.1 Gaskraftwerke

Betreiber von Gaskraftwerken verfolgen betriebswirtschaftliche
Ziele durch die Vermarktung der Erzeugung am Strom- und Regel-
leistungsmarkt. Die Einsatzfahrpläne der Gaskraftwerke werden da-
her entsprechend der Ergebnisse der zuvor beschriebenen Marktsi-
mulation für die planerische Bewertung berücksichtigt.

Für den Betrieb von Gaskraftwerken ist neben der Teilnahme am
Strommarkt auch eine mögliche Sekundäraufgabe in Form einer
Wärmebereitstellung relevant, da diese zu Einschränkungen in der
Fahrweise der Erzeugungsanlagen führen kann. Für thermische
Großanlagen wird konsistent zu den Annahmen des NEPs davon
ausgegangen, dass stets eine Alternative zur Wärmebereitstellung
existiert und von einem strompreisgeführten Betrieb der Anlagen
ausgegangen werden kann. Dies umfasst auch einen Teil der ge-
planten erdgasgefeuerten Ersatzneubauten, welche perspektivisch
an Standorten abgeschalteter Kohlekraftwerke entstehen sollen.
Diesbezüglich sieht der NEP vor, dass alle bereits betriebenen
KWK-Anlagen energieträgerunabhängig erhalten bleiben sollen.
KWK-Kleinanlagen mit einer Nennleistung kleiner als 10 MW wer-
den häufig zur alleinigen Wärme- und Eigenstromversorgung ge-
nutzt, weshalb sie in der Regel wärmegeführt betrieben werden.
Aus diesem Grund werden die Einsätze von KWK-Kleinanlagen, ba-
sierend auf einer Temperaturzeitreihe, abgeleitet und durch Zeitrei-
hen in der Marktsimulation berücksichtigt.

4.4.2 Power-to-Gas Anlagen

Wasserstoff und andere synthetische Gase können leicht gespei-
chert und, Infrastruktur vorausgesetzt, transportiert werden. In der
Hochlaufphase, während ein überregionaler Handel aufgrund feh-
lender dedizierter Transportleitungen noch nicht möglich ist, ist da-
von auszugehen, dass sich ein Teil der Erzeugungskapazitäten im
Betrieb nach der lokalen Nachfrage richten wird (nachfrageorien-

tierte Fahrweise). Gleichzeitig existiert das Ziel, die synthetische Erzeugung von Wasserstoff insbesondere aus überschüssiger erneuerbarer Energie zu realisieren („grüner Wasserstoff“), was eine flexible Betriebsweise der Anlagen in Abhängigkeit der Einspeisung aus Erneuerbaren-Energie-Anlagen beziehungsweise dem Strompreis bedingt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz schafft die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mit aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom und die Aussetzung der EEG-Umlage für die Herstellung von grünem Wasserstoff [64], [65]. Für den Strom zur Herstellung des grünen Wasserstoffs ist nachzuweisen, dass dieser zu 100% aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien stammt.

Ungeachtet dessen kann eine am Strompreis optimierte Betriebsweise der Anlagen zusätzlichen Strom-Transportbedarf aus erzeugungsstarken Regionen, insbesondere auch außerhalb von NRW, nach NRW verursachen. Entsprechende Effekte sind insbesondere im Rahmen einer sektorenübergreifenden Infrastrukturplanung, unter Einbezug der existierenden und entstehenden Transportinfrastrukturen für Gas und Strom, und bei der Bewertung von Anreizmechanismen zur Flexibilisierung des Strombezugs zu berücksichtigen.

Im Rahmen der planerischen Bewertung wird angenommen, dass Power-to-Gas Anlagen in NRW an Hochspannungs-Netzknoten angeschlossen werden. Eine detaillierte Bewertung in Frage kommenden Netzverknüpfungspunkte (bspw. auch in der Höchstspannungsebene) muss projektspezifisch nach lokalen Begebenheiten erfolgen. Makroskopisch bildet die Berücksichtigung an HS-NVP eine Worst-Case Abschätzung, insbesondere in den industriellen Verbrauchszentren innerhalb von NRW.

Die nachfrageorientierten Power-to-Wasserstoff Anlagen sind in ihrer Betriebsweise eng mit nachgelagerten Industrieprozessen gekoppelt. Aufgrund der guten Speicherbarkeit von Wasserstoff wird eine strompreisorientierte Fahrweise der Anlagen vorausgesetzt, sodass eine flexible Reaktion auf günstige Strompreise, die meist mit hoher EE-Einspeisung vorliegen, möglich ist. Um in Kombination mit einer lokalen Speicherung eine unterbrechungsfreie Versorgung der nachgelagerten Industrieprozesse zu gewährleisten, wird ana-

log zum NEP35 eine Auslastung von 3.500 Volllaststunden angenommen. Hiervon abweichende, insbesondere auch höhere, Volllaststunden sind vorstellbar. Um Kompatibilität mit Annahmen des NEP zu wahren werden die dort identifizierten 3.500 Volllaststunden innerhalb dieses Gutachtens angenommen.

Es wird angenommen, dass windorientierte Power-to-Wasserstoff Anlagen in direkter räumlicher Nähe zu gemäß Abschnitt 3.3.2 regionalisierten WEA verortet sind. Ihre Fahrweise folgt maßgeblich der Einspeisung dieser WEA. Ihr Einsatz dient somit in direkter Weise der Reduktion von Erzeugungsspitzen, die durch WEA lokal auftreten können. Die Power-to-Wasserstoff Anlagen bieten somit ein Flexibilitätspotenzial, welches die netzseitige Integration von WEA erhöhen kann.

4.5 Exkurs: Landstromversorgung Binnenschifffahrt

Ein weiterer Aspekt, der im Bereich neuartiger Lasten durch eine fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrssektors, genannt werden sollte sind zunehmende Planungsvorhaben von Landstromversorgung der Binnenschifffahrt in NRW. Um die Binnenschifffahrt umweltfreundlicher zu gestalten und Geruchs- sowie Lärmbelästigung der Anwohner während der Liegezeiten zu vermeiden ist die Versorgung der Binnenschiffe an Liegestellen durch Landstrom eine effiziente und vergleichsweise einfache Möglichkeit. Im Rheinhafen der Kölner Hafengesellschaft HGK, der in der Innenstadt liegt, ist die Nutzung von Landstrom und das Abschalten der Dieselmotoren während der Liegezeit von Fracht- und Passagierschiffen mittlerweile Pflicht. Die Projektierung und der Neubau sowie Netzanschluss von zusätzlichen Transformatorstationen für die Landstromversorgung ist häufig notwendig, wobei sich die dadurch entstehende Zusatzlast für das MS-Netz sehr lokal auf wenige einzelne Abgänge konzentriert. Diese sehr konkreten Anschlussanfragen und Projektierungen können lokal zu notwendigen Ertüchtigungs- und Ausbaumaßnahmen führen, wenngleich eine geringe Anzahl an MS-Netzen in NRW von der Entwicklung betroffen ist. Abbildung 4-7 zeigt die Wasserstraßen und Häfen in NRW nach dem Ministerium für Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (VM

NRW), die für eine entsprechende Landstromversorgung in Frage kommen.



Abbildung 4-7: Wasserstraßen und Häfen in NRW [66]

Die Bereitstellung von Landstrom für die Binnenschifffahrt ist ein sehr lokales Phänomen, welches sich zusätzlich auf wenige Gemeinden und Städte sowie MS-Netze in NRW beschränkt. Lokale Rahmenbedingungen, wie u.a. die vorhandenen Kapazitäten der Stromnetze oder bauliche Zugangsbeschränkungen für neue Netzanschlüsse, machen die Projektierung von Landstromversorgung sehr individuell und in ihrer Anzahl für das gesamte Stromnetz in NRW vernachlässigbar. Insgesamt erscheint der zusätzliche Lastbedarf im Vergleich zu anderen Treibern, wie die Elektrifizierung des Wärmesektors oder des privaten sowie öffentlichen Verkehrs, eher gemäßigt. Es wird von keiner signifikanten Erhöhung des Netzausbaubedarfs durch die Landstromversorgung ausgegangen und damit von einer weitergehenden Betrachtung dieses Konzeptes im Rahmen dieses Gutachtens abgesehen.

4.6 Exkurs: Kumulierte Gleichzeitigkeiten

Die Betrachtung der Netznutzer in der NS- und MS-Ebene im Rahmen dieser Studie verfolgt im Rahmen eines konservativen Netzplanungsansatzes. So werden die neuen Netznutzer unter Berücksichtigung der individuellen Gleichzeitigkeit zusätzlich zu der bisherigen Spitzenlast betrachtet. Der betrachtete Netznutzungsfall, stellt somit der Worst-Case-Fall dar, welcher das zeitgleiche Auftreten der maximalen Leistung der einzelnen Netznutzergruppen im betrachteten Netzgebiet unterstellt. Entsprechend nicht betrachtet wird ein möglicher zeitlicher Versatz der Leistungsspitzen einzelner Netznutzergruppen. Eine solche Betrachtung hätte ggf. zur Folge, dass die planerisch zu berücksichtigenden Gleichzeitigkeiten, gegenüber der bisherigen konservativen Betrachtung, reduziert werden würden. Es ist zu erwarten, dass dies zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führen würde. Hierbei ist anzumerken, dass die Reduktion der zu berücksichtigenden Gleichzeitigkeit infolge der generell hohen Anzahl an Ladepunkten auf der MS-Ebene voraussichtlich gering ausfällt und dementsprechend zu einer geringen Kostenreduktion für den Netzausbaubedarf dieser Spannungsebene führt. Abbildung 4-8 verdeutlicht dies anhand der Gleichzeitigkeitskurven für die Ladeleistungen 11 kW und 22 kW sowie für eine exemplarische mittlere Ladeleistung von 16 kW. Es ist in Abbildung 4-8 erkennbar, dass sich die Gleichzeitigkeitsfaktoren der vorgenannten Ladeleistungen spätestens ab einer Ladepunkt-Anzahl von ca. 450 nicht mehr nennenswert unterscheiden. Sie liegen bei 450 Ladepunkten zwischen 0,07 (für 22 kW) und 0,1 (für 11 kW). Die Gleichzeitigkeit von 450 Ladepunkten mit einer Ladeleistung von 16 kW liegt mit ca. 0,08 erwartungsgemäß zwischen diesen Werten. Der Einfluss einer Veränderung der Gleichzeitigkeitsfaktoren von 11 kW und 22 kW auf eine kumulierte Gleichzeitigkeit von beispielsweise 16 kW wird für die MS-Ebene als gering angesehen.

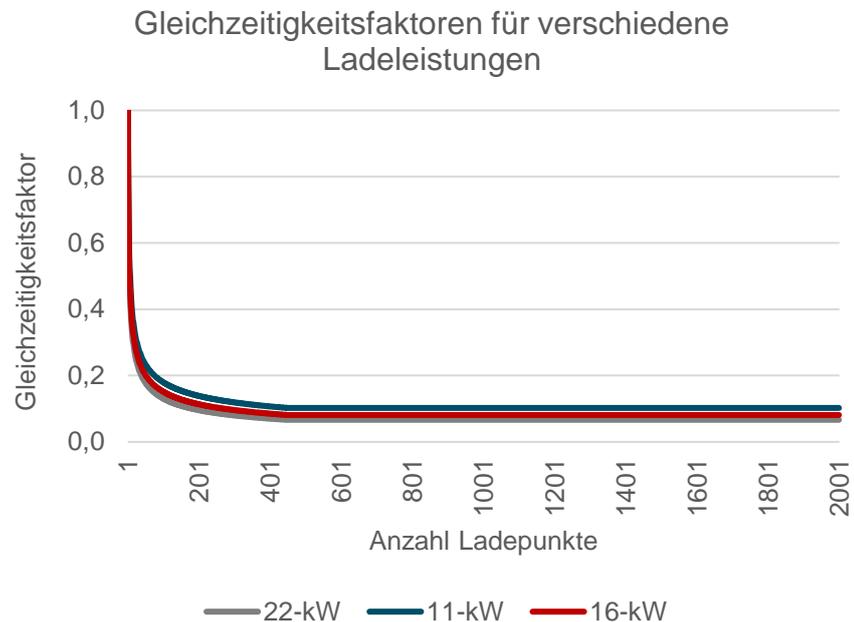


Abbildung 4-8: Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die Bewertung der kumulierten Gleichzeitigkeit hat insbesondere in der MS-Ebene eine große Relevanz, da hier viele neue Lasten mit einer hohen Gleichzeitigkeit (Gleichzeitigkeit des Netzanschlusses) und die unterlagerten neunen Lasten zusammen auftreten. Bisher gibt es kaum oder keine praktischen Erfahrungen, die hier herangezogen werden können. Nichtsdestotrotz ist eine Betrachtung dieses Aspektes für die Bewertung und Planung von MS-Netzen zukünftig ggf. ein relevanter Faktor. Eine annahmenbasierte Betrachtung zur Einordnung der Auswirkungen des beschriebenen Effektes auf den Netzausbedarf erfolgt daher im Unterkapitel 8.4.

5 Flexibilisierung von Netznutzern

In der bisherigen Betrachtung im Rahmen dieser Studie erfolgt die planerische Berücksichtigung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen grundsätzlich auf Basis stochastisch ermittelter Lastprofile. Im Gegensatz zu klassischen Lasten ist der Zeitraum der Leistungsaufnahme dieser neuen Lasten zu einem gewissen Grad flexibel. So ist es grundsätzlich möglich, den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen im Rahmen der Standzeit zeitlich zu verschieben. Die für den Ladevorgang benötigte Zeit ist dabei abhängig von der nachzuladenden Fahrstrecke sowie der zur Verfügung stehenden Ladeleistung. Ziel dieses Kapitels ist es, den möglichen Einfluss einer solchen Flexibilisierung auf den Netzausbaubedarf einzuordnen sowie die Methode der Sensitivitätsanalysen des netzdienlichen Ladens aufzuzeigen.

Die Flexibilisierung von Netznutzern ist hinsichtlich des Ziels und des Auslösers zu unterscheiden. So kann eine Flexibilität auf ein marktliches Signal oder ein Signal des Netzbetreibers reagieren. Ziel ist entweder das Ausnutzen einer günstigen Erzeugersituation, das Bereitstellen der Flexibilität für systemdienliche Zwecke oder das Verhindern bzw. Auflösen von Netzengpässen. Entsprechend sind die netzplanerischen Auswirkungen einer Flexibilisierung von Netznutzern differenziert zu betrachten.

Fokus der folgenden Beschreibung ist die Einordnung der Flexibilisierung der Elektromobilität und damit die Auswirkungen unterschiedlicher Formen von Ladevorgängen auf die Netzplanung. Die Autoren dieses Gutachtens sehen hier das größte Potential für die Verschiebung von Lasten über die „natürlichen“ Gleichzeitigkeiten hinaus. Die grundlegenden Konzepte und die damit verbundenen Einschätzungen können grundsätzlich auch auf andere Verbraucher wie beispielsweise Wärmepumpen oder Speicher übertragen werden, jedoch unter Berücksichtigung der technologischen und nutzungsspezifischen Eigenschaften.

Im Bereich der Wärmepumpen wird simulationsseitig bereits von unterschiedlich dimensionierten Wärmespeichern und damit einem bereits vorhandenen Flexibilisierungspotenzial ausgegangen. Abhängig von der Größe des Heizungs-Pufferspeichers (abzugrenzen ist dieser vom Wärmespeicher für die Trinkwarmwasser-Versorgung) verfügen die Anlagen somit bereits heute über ein Flexibilisierungspotenzial. Im Rahmen der Analyse wird dieses Flexibilitätspotenzial je nach Zielstellung (netz-, markt- oder systemdienlich) unterschiedlich genutzt.

Grundsätzlich ist es möglich, die Flexibilität des Systems durch einen größeren Pufferspeicher oder die Nutzung der thermischen Trägheit des beheizten Gebäudes weiter zu steigern. Abhängig vom zugrundeliegenden Vergütungsmechanismus (oder drohenden negativen Folgen für den Anlagenbesitzer) kann ein Anreiz zur Installation flexiblerer Anlagen (oder der temporären Abweichung der Solltemperatur) entstehen. Beispiele hierfür sind etwa zeitabhängige Stromtarife, feste Vorgaben für Sperrzeiten (sog. „EVU-Sperre“ nach §14a EnWG) oder zukünftige Regelungen, wie sie etwas aus der aktuell diskutierten Novellierung des §14a EnWG folgen könnten. Inwiefern ein Anreiz die höheren Investitionen eines erweiterten Speichers rechtfertigen, hängen jedoch von einer Vielzahl ökonomischer und individueller „Kaufentscheidungen“ und der Fördersituation ab und wird im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

5.1 Netzdienliches Laden

Als netzdienliches Laden wird das Ausnutzen von Flexibilitäten durch eine Steuerung von Ladevorgängen zur Auflösung von Netzengpässen bezeichnet. Im Rahmen dieses Unterkapitels werden die netzplanerischen und betrieblichen Auswirkungen sowie Möglichkeiten dieses Flexibilitätseinsatzes beleuchtet und eingeordnet. Darüber hinaus wird der methodische Ansatz zur Berücksichtigung dieser Flexibilitätsoption in den Sensitivitätsanalysen aufgezeigt.

Die netzdienliche Ausnutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber wird derzeit als Möglichkeit einer Reduzierung von Netzausbau aufgrund neuer Verbraucher diskutiert. Die rechtliche Grundlage für die Möglichkeit einer Steuerung von flexiblen Verbrauchern

– und explizit auch Elektrofahrzeugen – ist grundsätzlich durch den § 14a EnWG gegeben [67]. Die Ausgestaltung einer solchen Steuerung wird durch das EnWG bislang nicht konkretisiert. Sie ist jedoch maßgeblich für die netzplanerische Berücksichtigung einer netzdienlichen Steuerung und damit für den möglichen Einfluss auf die Reduktion des notwendigen Netzausbaubedarfs. Gleichzeitig bleibt betreffend die aktuelle Fassung des § 14a EnWG offen, inwieweit die Möglichkeit zur vertraglichen Bindung der Netzkunden zur Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen tatsächlich auf Grund lediglich finanzieller Anreize in Anspruch genommen werden wird oder es vielmehr eines ordnungsrechtlichen Rahmens bedarf, der entsprechend in der Netzplanung berücksichtigt werden kann.

Grundsätzlich ist hierbei zwischen der betrieblichen Ausgestaltung einer Steuerung und der planerischen Bewertung einer solchen Maßnahme zu unterscheiden. Planerisch relevant und damit einflussnehmend auf die Auslegung des Netzes ist eine netzdienliche Steuerung nur dann, wenn die betriebliche Ausgestaltung eine zuverlässige Reduzierung der Netzbelastung bewirkt. Entscheidend für die Auslegung des Netzes bei der Anwendung einer solchen Steuerung, ist die zu erwartende Häufigkeit und Intensität des Einsatzes und damit der planerischen Bewertung einer möglichen Einschränkung des Nutzerkomforts. Die Auslegung des Netzes auf eine planerisch geringe Einschränkung, reduziert somit die Wahrscheinlichkeit von Zeiträumen mit drohenden Netzengpässen und damit eines betrieblichen Einsatzes einer Steuerung (**Rote Phase** nach der „Netzampel“ der BNetzA [68]).

In jenen Zeiträumen ohne eine drohende Netzengpasssituation (**grüne Phase**) können die verfügbaren Flexibilitäten der Netznutzer für weitere Anwendungen wie einem marktorientierten oder systemdienlichen Laden genutzt werden (siehe 5.2 und 5.3). Auch das Antizipieren von Netzengpässen zur Vermeidung einer roten Phase ist in der grünen Phase möglich. Das Thema der verfügbaren und auszutauschenden Daten ist in diesem Zusammenhang besonders wichtig. Während der Netzbetreiber seine Netzplanung in einer solchen Überlegung „auf die rote Phase auslegen“ würde und entsprechend den Einsatz von Flexibilität steuern würde, können in der grünen Phase alle Akteure teilnehmen. Hier ergeben sich unter Umständen für die Netzauslastung entgegengesetzte Ziele des Flexibilitätseinsatzes. Die Kenntnis über die mögliche Entwicklung der

Netzbelastung unter Berücksichtigung der z.T. lokalen Akteure ermöglicht erst den „zuverlässigen“ Einsatz insbesondere lokaler Flexibilitäten im Rahmen der Netzkapazitäten. In der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion werden im Rahmen der grünen Phase Ansätze eines vorbeugenden Einsatzes von netzdienlicher Flexibilität diskutiert. Grundsätzlich können Ladevorgänge durch z.B. marktliche Anreize oder auch andere Ansätze wie zeitvariable Netzentgelte netzdienlich verschoben werden, um dadurch Netzengpässe proaktiv zu vermeiden [69] [70]. Hier sind viele Ausgestaltungsformen und (Markt)-Rollen vorstellbar. So könnten bei entsprechender Kenntnis bzw. Datenlage, Aggregatoren auch Komfortdienstleistungen für Netznutzer zur Verfügung stellen, indem sie, beispielsweise durch eine entsprechende Steuerung von Ladevorgängen im Netzgebiet drohende Netzengpässe verhindern. Damit wird dem Eingriff durch den Netzbetreiber vorgebeugt und die Abregelung einzelner Netznutzer somit verhindert. So ist es möglich für diese Netznutzer eine hohe Ladeleistung in einem bestimmten Zeitfenster sicherzustellen.

Sind Netzengpässe auch längerfristig zu erwarten, befindet sich das Netz im Bereich der **gelben Ampelphase**. Die aktuelle Diskussion um die Ausgestaltung des §14a EnWG sieht in dieser Phase eine möglichst eingeschränkte Nutzung der eigenen Flexibilität vor bzw. die Anreizung eines netzdienlichen Verhaltens. So wird im Rahmen der aktuellen Diskussion [69] vorgeschlagen, anhand von Netzauslastungssituationen lokale Leistungsquoten festzulegen und deren Überschreitung zu pönalisieren, um einen netzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten anzureizen.

Sowohl marktliche Signale als auch der Einsatz von Pönalen sind vielversprechende Instrumente, die dazu beitragen können den Einsatz von Steuerungen im Betrieb durch den Netzbetreiber zu verhindern, und sollten daher weiterverfolgt werden. Diese Ansätze sind jedoch grundsätzlich freiwillig gestaltet bzw. gestatten abweichendes Individualverhalten von Netznutzern unter Priorisierung des persönlichen Komforts. Da sich die Planung elektrischer Verteilnetze an verlässlichen Worst-Case-Szenarien orientiert besitzen diese Ansätze daher keine direkte netzplanerische Relevanz, können jedoch im Sinne einer differenzierten Inanspruchnahme von

Flexibilitäten ergänzend zur Anwendung kommen und so den Umfang einer möglicherweise ordnungsrechtlichen Inanspruchnahme reduzieren.

Im Rahmen einer planerischen Bewertung zeigt der in [71] bzw. im mittlerweile zurückgezogenen Referentenentwurf zur Novellierung des §14a EnWG [72] vorgeschlagene Ansatz der Spitzenglättung eine weitere Möglichkeit auf. Ziel dieses Ansatzes ist die betriebliche Ausgestaltung einer netzdienlichen Abregelung im Rahmen des §14a EnWG und damit der Vermeidung von Netzengpässen im Netzbetrieb. Die Auswirkungen bzw. Implikationen einer etwaigen Neuregelung entsprechend des Referentenentwurfes für die Netzplanung stehen hier nicht im Fokus. Gleichwohl wird im Referentenentwurf die verpflichtende Meldung flexibler Lasten und damit die Teilnahme an diesem Konzept durch Bestellung von bedingten und unbedingten Leistungen vorgeschlagen. Über die verpflichtende Teilnahme wäre der Einsatz einer solchen Steuerung grundsätzlich planerisch bewertbar. Die Auswirkungen dieses Konzeptes auf den zukünftigen Netzausbau sind aus heutiger Sicht jedoch schwer abzuschätzen. Insbesondere die planerisch zu unterscheidende bedingte und unbedingte Leistung eines zukünftigen Verteilnetzes kann aufgrund der unbekanntenen Nutzerpräferenzen insbesondere über längere Zeiträume und damit dem zeitlichen Horizont der Netzplanung nicht quantifiziert werden. Diese sind zudem maßgeblich von den noch zu diskutierenden Arbeits- und Leistungspreisen abhängig. In Summe wäre das „Bestellerprinzip“ eine fundamentale Änderung, die auch im Hinblick auf sich stark verändernde Versorgungsaufgaben einen Lösungsweg aufzeigt aber auch deutliche Herausforderungen mit sich bringt.

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang die Definition eines Auslösers für den Netzausbau. Durch die Abregelung der Netznutzer und damit einer sowohl betrieblichen als auch planerischen Vermeidung von Netzengpässen, ist eine Identifikation von Netzengpässen nicht länger als alleiniger Indikator für einen notwendigen Netzausbau geeignet. Im Rahmen des vorgeschlagenen Konzeptes wird daher eine maximale Beeinträchtigung des Netznutzerkomforts über die Dauer der zulässigen täglichen Eingriffe je Netznutzer definiert. Hierbei ist jedoch klar auf den Unterschied zwischen der betrieblichen und damit realen Beeinträchtigung des Netznutzers und

der planerischen Beeinträchtigung hinzuweisen. So kann die Abregelung im Netzbetrieb durch ein nicht-stochastisches Verhalten einzelner Netznutzer bzw. einer ungünstigen Netzstruktur für einzelne Netznutzer stark unterschiedlich ausfallen. In diesem Zusammenhang ist die Frage zu stellen, ob die betriebliche Beeinträchtigung einzelner Netznutzer in dieser Form als Netzausbauindikator geeignet ist oder nicht vielmehr ein Durchschnittswert der Beeinträchtigung als Indikator anzusetzen ist. Es ist zu erwarten, dass das planerisch bewertbare, stochastische Verhalten von Netznutzern und die daraus resultierende planerische Beeinträchtigung des Komforts eher durch einen Durchschnittswert repräsentiert wird. Dies erhöht die langfristige Sicherheit der Planung, insbesondere im Hinblick auf sich kurzfristig ändernde Versorgungsaufgaben.

Eine weitere Betrachtung dieses Konzepts wird aufgrund der dargelegten Unsicherheiten und Fragestellungen für den Netzplanungsprozess insbesondere im Hinblick auf eine langfristige Netzplanung und damit einer Umsetzung im Rahmen dieses Gutachtens nicht als zielführend angesehen. Eine Bewertung der Auswirkungen der netzplanerischen Berücksichtigung einer Steuerung von Ladevorgängen auf den zu erwartenden Netzausbau sollte daher auf Grundlage eines planerisch bewertbaren Konzepts erfolgen.

Das nachfolgend vorgestellte „gesteuerte Laden“ (5.1.1) stellt ein solches Konzept aus netzplanerischer Sicht dar. Ziel dieses Konzeptes ist es sowohl dem Netzplaner eine handhabbare Grundlage für eine langfristige Netzplanung zu bieten, als auch den Netznutzern jegliche Freiheiten zur marktlichen Nutzung ihrer Flexibilitäten im Rahmen der Netzauslegung zu ermöglichen. Hierbei ist es dem Netzbetreiber grundsätzlich möglich, Ladevorgänge in einem Netzgebiet abzuregeln. Der Einsatz dieser Abregelung ist hierbei jedoch so begrenzt, dass der Nutzerkomfort planerisch zunächst nicht eingeschränkt wird. Die Ladevorgänge werden somit im Rahmen der stochastischen Standzeiten netzdienlich verschoben.

Eine Erweiterung dieses Konzeptes stellt das im Rahmen der Agora-Studie „Verteilnetzausbau für die Energiewende- Elektromobilität im Fokus“ [69] (Gutachter u.a. die ef.Ruhr) vorgeschlagene Konzept „gesteuertes Laden +“ dar (5.1.2). Im Rahmen dieses Konzeptes werden planerisch geringe Einschränkungen des Nutzerkomforts gestattet. Die Konzepte unterscheiden sich vor dem Hintergrund der bedingten und unbedingten Leistung darin, dass hier

ein planerisch gleichbleibender Ansatz der Abregelung für alle Nutzer genutzt wird. Das Netz wird im Rahmen der Planung auf eine zu definierende Komfortgrenze für alle Netzkunden ausgelegt. Im Rahmen dieser Netzkapazitäten (grüne bzw. gelbe Phase) sind entsprechend alle marktlichen Aktivitäten durch die Netznutzer möglich und können auch dazu beitragen, Überlastungssituationen im Netz zu verhindern, um so den betrieblichen Einsatz der Ladesteuerung zu verringern und sowohl die betrieblichen als auch gefühlten Komforteinschränkungen der betroffenen Netznutzer zu verringern (vgl. 5.2 und 5.3). Abbildung 5-1 skizziert das Zusammenspiel dieser Phasen im Rahmen des Konzepts.

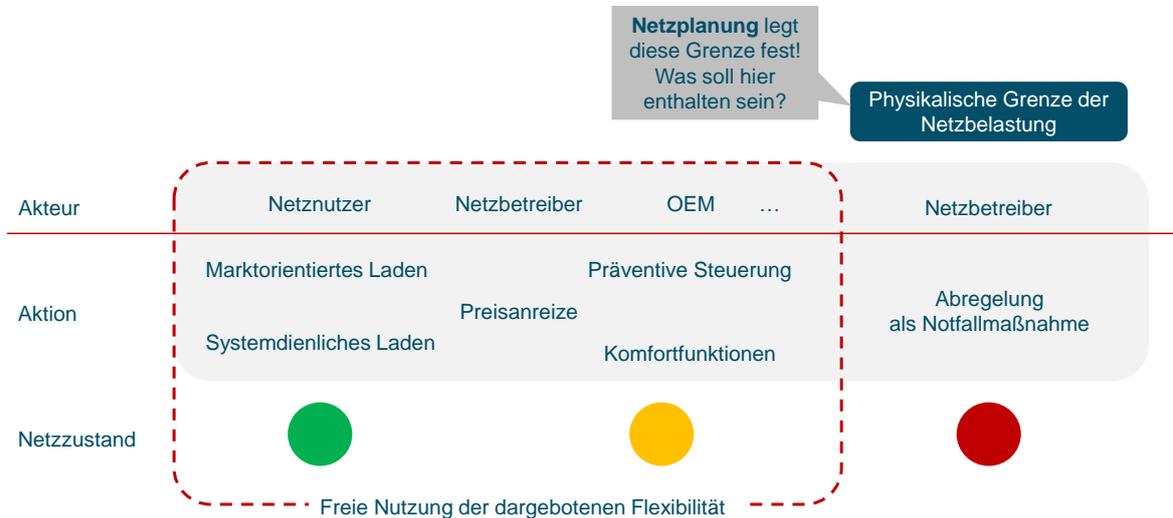


Abbildung 5-1: Mögliche Ausnutzung des Flexibilitätpotenzials durch verschiedene Akteure im Kontext des Netzzustands

In diesem Zusammenhang gilt es darauf hinzuweisen, dass die Netzplanung im Rahmen dieses Prozesses auf Grundlage stochastischer Größen erfolgt. Diese ermöglichen, unter der Voraussetzung einer betrieblichen Umsetzung dieses Konzepts, eine langfristige Netzplanung einer Vielzahl von Netzen. Aufgrund der stochastischen Natur dieser Planung kann jedoch die betriebliche Netzbelastung der einzelnen Netze und damit die Beeinträchtigung des Komforts einzelner Netznutzer abweichen. Grundsätzlich ist es daher denkbar auch diese betriebliche Sicht in einen nachgelagerten Schritt des Netzausbauplanungsprozesses zu überführen. Aufgrund des erforderlichen Bedarfs an individuellen betrieblichen Daten, der begrenzten zeitlichen Aussagekraft dieser Daten vor dem

Hintergrund eines Hochlaufs der Elektromobilität sowie einem damit verbundenen hohen Aufwand empfiehlt sich hier der Einsatz als kurzfristige Planungsgrundlage weniger Netze. Im Rahmen dieser Betrachtung würden individuelle betriebliche Daten der einzelnen Netze als Grundlage einer betrieblichen Simulation des Lademanagements unter Berücksichtigung der definierten planerischen Komfortgrenzwerte dienen. Wie in Abbildung 5-2 skizziert kann unter Berücksichtigung der realen Lastgänge dann eine individuelle Planungsgrundlage für die Netzausbauplanung einzelner Netze ermittelt werden. Denkbar wäre hier die Ermittlung einer Anzahl von Fahrzeugen die erforderlich wären, um eine erhöhte Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur zu ermöglichen ohne damit die planerische Komfortgrenze der Netznutzer verletzen.

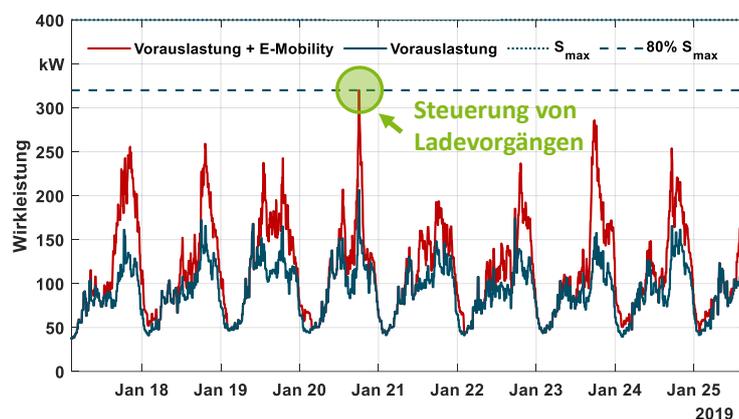


Abbildung 5-2: Skizzierung einer Berücksichtigung realer Lastgänge für die planirische Bewertung einer Ladesteuerung

Die Ergebnisse dieser Betrachtung können dann in die planerische Betrachtung eines netzdienlichen Lademanagements überführt werden. Bei diesen neuen Ansätzen gilt es jedoch zum Beispiel die Realisierbarkeit unter Berücksichtigung z.B. der Kühlung von Ortsnetzstationen zu beachten. Insbesondere Kompaktstation sind i.d.R. nicht auf eine höhere Dauerbelastung ausgelegt. Diese Auswirkungen sind bisher jedoch weniger stark im Fokus gewesen, können jedoch für die Umsetzung von Maßnahmen von hoher Relevanz sein. Die skizzierte Betrachtung der betrieblichen Sicht kann so zu einer optimierten Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung des Verhaltens der betroffenen Netznutzer führen.

5.1.1 Gesteuertes Laden

Im Gegensatz zum ungesteuerten Laden der Elektrofahrzeuge (vgl. Abschnitt 4.1.1) ist ein unmittelbares Laden des Fahrzeugs nach Ankunft am Ladepunkt im Rahmen dieses Konzeptes nicht gegeben. Das Konzept des „gesteuerten Ladens“ ermöglicht es stattdessen dem Netzbetreiber, den Ladevorgang des Fahrzeugs frei innerhalb der angenommenen Standzeit planerisch zu verschieben. Voraussetzung hierbei ist, dass der Komfort der Netznutzer planerisch nicht eingeschränkt wird. Dieser Komfort wird über die Deckung der Ladeenergie innerhalb eines bestimmten Zeitraumes definiert, welche sich unter anderem aus der zuletzt zurückgelegten Strecke ergibt. Die so gewonnene planerische Flexibilität ermöglicht dem Netzplaner eine Verschiebung der Ladevorgänge in Zeiten einer hohen PV-Einspeisung bzw. geringeren Netzbelastung. Dies kann zu einer Reduktion der Netzauslegungsrelevanten Lastspitzen beitragen. Das Netz kann unter diesen Annahmen so ausgelegt werden, dass die Steuerung von Ladevorgängen den Komfort der Netznutzer planerisch nicht beeinflusst.

Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung (Unterkapitel 8.3) werden die Auswirkungen des Einsatzes dieses Konzeptes auf die Verteilnetze in NRW abgeschätzt. Hierzu werden zunächst je Strukturklasse (vgl. Unterkapitel 7.1) typische NS-Lastprofile erzeugt. Anschließend erfolgt eine Glättung der Residuallast durch die planerische Verschiebung der Ladevorgänge unter der Voraussetzung, dass die letzte Fahrt vollständig nachgeladen werden kann. Die resultierende relative Differenz der maximalen Netzbelastungen zwischen dem ungesteuerten Basisfall und der Steuerung von Ladevorgängen wird je Strukturklasse als Reduktionsfaktor in die klassische Netzplanung überführt. Diese in Abbildung 5-3 skizzierte Methodik beschreibt somit einen hybriden Ansatz der Netzplanung in dem die klassische Netzplanung mit einer Zeitreihenbetrachtung kombiniert wird. Zu beachten ist hierbei, dass die Residuallastglättung Auswirkungen auf beide Netznutzungsfälle hat, da sowohl lastseitige als auch erzeugungsseitige Leistungsspitzen verringert werden.

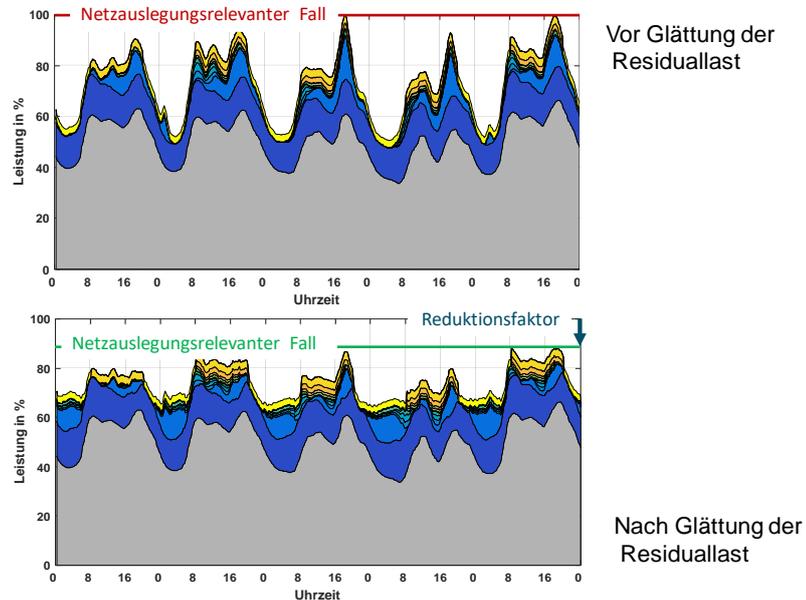


Abbildung 5-3: Skizze des methodischen Vorgehens zur Bestimmung des Reduktionsfaktors zur netzplanerischen Berücksichtigung des gesteuerten Ladens (vergl. [69])

5.1.2 Gesteuertes Laden +

Das Konzept des „gesteuerten Laden +“ stellt eine Erweiterung des *gesteuerten Ladens* dar und ermöglicht einen planerischen Eingriff in den Komfort der Netznutzer. Als planerische Komfortgrenze wird eine Kappung der Ladeenergie um 3% über den Zeitraum eines Jahres innerhalb eines Netzes definiert. Hierdurch werden insbesondere Lastspitzen, welche durch Ladevorgänge mit einer geringen Flexibilität aufgrund geringer Standzeiten verursacht werden, verringert, da Ladevorgänge partiell nicht bedient werden müssen. Das Konzept erlaubt damit eine Auslegung des Netzes derart, dass nicht jeder kurze Ladevorgang, insbesondere in Zeiten einer allgemein hohen Netzbelastung, ermöglicht wird. Diese lastseitige Kappung kann die netzauslegungsrelevanten Leistungsspitzen ggü. dem Konzept des gesteuerten Ladens weiter reduzieren. Analog zum Konzept des gesteuerten Ladens wird die resultierende relative Differenz der maximalen Netzbelastungen ggü. dem ungesteuerten Fall als Reduktionsfaktor in die klassische Netzplanung überführt (vgl. Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5)

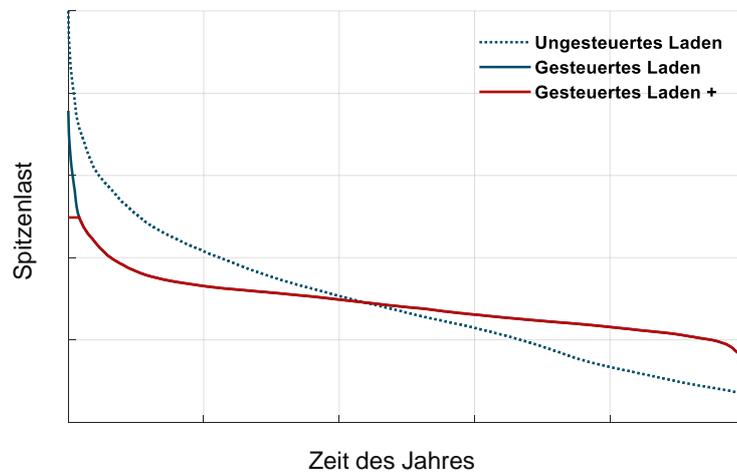


Abbildung 5-4: Spitzenlast nach Ladekonzept

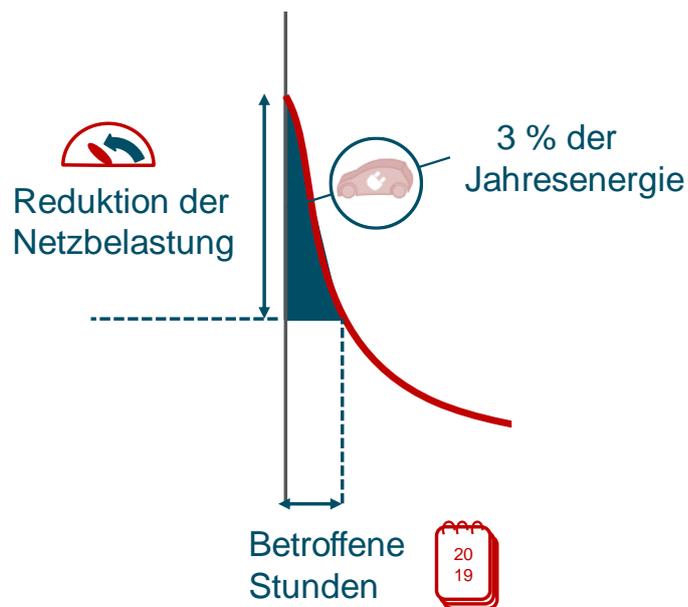


Abbildung 5-5: Skizze des methodischen Vorgehens zur Bestimmung des Reduktionsfaktors zur netzplanerischen Berücksichtigung des gesteuerten Ladens+ (verl. [69])

In Unterkapitel 8.3 werden die Auswirkungen einer Anwendung dieses Konzeptes im Rahmen der Netzplanung auf den zukünftigen Netzausbaubedarf abgeschätzt.

5.2 Marktorientiertes Laden

Das marktorientierte Laden bezeichnet ein marktsignalabhängiges Ladekonzept. Hierbei ist zu beachten, dass Marktsignale auf unterschiedlichen Netzebenen erfolgen können. Die Ebene und damit die Lokalität des Marktaufrufes ist dabei verknüpft mit dem Ausmaß möglicher Auswirkungen auf die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen. Diese, aus Sicht der Netzbelastung, potentiell negativen Auswirkungen können mit zunehmender Lokalität des Marktes sinken.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Teilnahme der Netznutzer an diesem Konzept auf freiwilliger Basis erfolgt und der mögliche ökonomische Anreiz folglich mit den möglichen Komforteinschränkungen der Netznutzer konkurriert. Entsprechend sind mögliche netzbelastungsreduzierende Auswirkungen, bzw. präventive Maßnahmen zur Verhinderung eines Netzengpasses, wie sie auch im Rahmen der Diskussion um die Ausgestaltung des §14a EnWG diskutiert werden [69] [70], auf Basis der heutigen Datenlage nicht mit hinreichender Sicherheit vorhersehbar und somit planerisch nicht zu berücksichtigen.

Vielmehr müsste im Fall eines unbeschränkten Marktes, insbesondere auf überregionaler Ebene, im Worst-Case Fall netzplanerisch eine sehr hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge angenommen werden. Daraus resultiert die Diskussion, in welchem Maße zukünftig Netzausbau zugunsten einer marktlichen Freiheit durchgeführt wird. Die derzeitige Diskussion regt daher eine bedingte marktliche Freiheit unter Berücksichtigung möglicher netzdienlicher Steuerungsmaßnahmen (vgl. 5.1) an [71]. Entsprechend hätte eine Flexibilisierung von Ladevorgängen auf Basis von marktlichen Signalen keinen signifikanten Einfluss auf den zukünftigen Netzausbaubedarf.

5.3 Systemdienliches Laden

Der Einsatz von Ladevorgängen zur Erbringung von Systemdienstleistungen wird häufig als systemdienliches Laden bezeichnet. Relevant sind in diesem Zusammenhang insbesondere mögliche Beiträge zur Frequenz- und Spannungshaltung. Die netzplanerische Einordnung des systemdienlichen Ladens erfolgt im Rahmen dieses Unterkapitels.

5.3.1 Frequenzhaltung

Die Erbringung von Systemdienstleistungen im Rahmen der Frequenzhaltung erfolgt durch die Bereitstellung von Regelleistung. Diese kann durch eine Ausnutzung von Flexibilitäten, wie die Drosselung der Ladeleistung bzw. das Verschieben von Ladevorgängen, sowie durch bidirektionales Laden (vgl. 5.5) in beide Regelrichtungen erfolgen. Die netzplanerischen Auswirkungen eines systemdienlichen Ladens sind dabei eng verknüpft mit der zukünftigen Ausgestaltung der Marktteilnahme von Ladeinfrastruktur sowie der Art der bereitgestellten Regelleistung.

Die **Frequency Containment Reserve (FCR)**, auch bekannt als Primärregelleistung, dient dem kurzfristigen Ausgleich von Leistungsungleichgewichten durch eine frequenzabhängige Wirkleistungsänderung und damit der Begrenzung von Frequenzänderungen und Stabilisierung des gesamten elektrischen Energieversorgungssystems. Die angebotene Leistung muss innerhalb von 30 s vollständig aktiviert werden können und über einen Zeitraum von 15 min zur Verfügung stehen. [73]

Die FCR wird gemeinsam erbracht und über einen lastorientierten Schlüssel auf die einzelnen Länder in der CE-Region verteilt. Die Auslegung der FCR orientiert sich an einem möglichen Leistungsausfall von 3 GW. Der durch Deutschland bereitzustellende Anteil der FCR beträgt ca. ± 600 MW.

Hierzu eine kurze Einordnung der Größenordnung: Bereits durch den Einsatz von ca. 50.000 Ladepunkten wäre bei einer angenommenen Ladeleistung von 11 kW und einer vollen Ausnutzung dieses

Potenzials die Erbringung des deutschen Anteils an der FCR theoretisch möglich. Die Erbringung kann hierbei symmetrisch durch ein Verschieben des Ladevorgangs bzw. durch Drosselung oder Erhöhung der Ladeleistung erfolgen. Letzteres würde jedoch eine gedrosselte Ladeleistung im Standardfall voraussetzen. Auch eine Erbringung durch Rückspeisung oder zusätzlicher Energieaufnahme wäre möglich, setzt jedoch voraus, dass ein Teil der Batteriekapazität für Regelleistungen vorgehalten wird und somit Nutzungs- bzw. Komforteinschränkung hinsichtlich der vollen Batterieausnutzung möglich wären.

Entsprechend der niedrigen Anzahl benötigter Ladepunkte ist auch der mögliche Einfluss auf den Netzausbau als gering einzuordnen. Insbesondere im Fall individueller Marktteilnahmen bzw. bei einer überregionalen Aggregation von Ladepunkten. Im Falle einer Marktteilnahme über regional konzentrierte Aggregatoren, bedarf es eines Mechanismus zur Sicherstellung einer überregionalen Verteilung bzw. die Berücksichtigung der Ladepunkte durch die betroffenen Verteilnetzbetreiber (VNB), analog zum marktorientierten Laden (vgl. 5.2) mit einer hohen Gleichzeitigkeit.

Die **automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)** oder auch Sekundärregelleistung, dient zusammen mit der manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) oder auch Minutenreserve, der Rückführung der Netzfrequenz in den Nennbereich und zur Wiederherstellung des Austausches zwischen den Regionen. Die Vorkhaltung einer ausreichenden Leistung obliegt hierbei den Regelzonen. Der durch Deutschland bereitzustellende Anteil an der aFRR beträgt ca. ± 2.100 MW und übersteigt damit den deutschen Anteil der FCR deutlich. Die angebotene Leistung wird über einen Zeitraum von einer Stunde zur Verfügung gestellt.

Aufgrund der höheren Leistung und des längeren Zeitraums gegenüber der FCR, ist durch eine Positionierung von Ladeinfrastruktur im aFRR-Markt ein deutlich größerer Einfluss auf die Netzbelastung möglich. Die aktuelle Studienlage sieht an dieser Stelle die Gefahr von kritischen Systemzuständen bei einem Regelleistungsabruf in netzengpassgefährdeten Netzen [74]. Unerlässlich wäre daher eine frühzeitige Kommunikation zwischen dem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. Aggregator sowie eine Prüfung und Prognose von Netzengpässen.

Aus heutiger Sicht unsicherheitsbehaftet ist die zukünftige Durchdringung des Regelleistungsmarktes durch Ladeinfrastrukturen sowohl für den Bereich der FCR als auch der aFRR. Diese ergibt sich unter anderem aus der Verfügbarkeit des bidirektionalen Ladens (vgl. 5.5) sowie der individuellen Abwägungen von ökonomischen Anreizen gegenüber möglichen Komfortverlusten. Zudem ist analog zum marktorientierten Laden an dieser Stelle zwischen einem freien Marktzugang und möglicher Netzausbaubedarfe abzuwägen. Insgesamt lässt sich jedoch sagen, dass eine veränderte Auslegung des Verteilnetzes aufgrund von FCR und FRR wenig zielführend ist. Vielmehr sollten Mechanismen sicherstellen, dass ein Abruf nicht in Konflikt mit den lokalen Restriktionen des Verteilnetzes steht.

5.3.2 Spannungshaltung

Der Beitrag von Ladeinfrastruktur an der Spannungshaltung, wird durch die Vorgaben hinsichtlich des Verhaltens zur Blindleistungsbereitstellung durch die entsprechenden technischen Anschlussrichtlinien festgelegt [75] [76] [77] [73]. Dieses beeinflusst somit die Spannung in den entsprechenden Netzgebieten bzw. einen möglichen spannungsbedingten Netzausbau und ist somit nicht zu vernachlässigen. Die Berücksichtigung der Blindleistungsbereitstellung der Netznutzer erfolgt im Rahmen der netztechnischen Bewertung entsprechend der VDE-Richtlinien.

5.4 Gepuffertes Laden

Das gepufferte Laden beschreibt ein Konzept zur Erhöhung der möglichen Ladeleistung unter Beibehaltung einer niedrigen Netzanschlussleistung durch Nutzung eines Speichers. Der Leistungsbezug erfolgt durch den Netzanschlusspunkt im Rahmen der Netzanschlussleistung und parallel durch den Speicher. Der Speicher puffert hierbei die fehlende Leistung bis zur gewünschten Ladeleistung.

Der Leistungsbezug durch den unmittelbaren Ladevorgang würde sich durch die insgesamt erhöhte Ladeleistung zeitlich verkürzen. Dies könnte aus netzplanerischer Sicht zu einer Verringerung der Gleichzeitigkeit führen bzw. die Möglichkeiten einer Flexibilisierung

erhöhen. Der Pufferspeicher kann nachgelagert und flexibel nachgeladen werden. Das Laden des Speichers kann dabei vorrangig aus lokaler Erzeugung von z.B. PVA erfolgen. Damit würde der eingespeicherte PV-Strom gezielt für einen zusätzlichen Komfort im Bereich der Elektromobilität einsetzbar sein. Dies ergibt sich insbesondere durch höhere Ladeleistung, die nicht nur durch den Netzanschluss abgedeckt werden soll. Voraussetzung ist eine entsprechende Fähigkeit des Fahrzeugs und das Vorhandensein einer teureren Ladeinfrastruktur. In den Wintermonaten ist eine Nutzung des PV-Strom natürlicherweise in geringerem Maße möglich. Ein Laden des Speichers aus dem Netz ist hier eine mögliche Alternative zur Hinnahme des Komfortverlustes durch eine geringe Ladeleistung. Es ist zu erwarten, dass der zusätzliche Einfluss auf die Netzbelastung durch den Speicher, gegenüber dem eigentlichen Ladevorgang, als gering bewertet werden kann. Hier muss jedoch sichergestellt sein, dass kein neuer netzauslegungsrelevanter Fall entsteht – Beispielsweise durch ein gleichzeitiges Aufladen aller Speicher in einem Netzgebiet. Im Falle eine Umsetzung des Konzepts mit Speichern wäre somit die Einbindung der Speicher in die Laststeuerung durch den Netzbetreiber zu bedenken.

Zur Diskussion des Konzeptes gilt es zu bedenken, dass eine gezielte Erhöhung der möglichen Ladeleistung und dem damit verbundenem Komfortgewinn maßgeblich von der Ausgangsladeleistung abhängig ist. So wird in den meisten Fällen ein Laden mit 11 kW durchaus ausreichend sein. Hierbei sind die Bedürfnisse der Kunden zu berücksichtigen. Wünscht dieser eine Anschlussleistung von z.B. 22 kW und dies ist aufgrund der Kapazitäten des Verteilnetzes oder weiterer hausinterner Verbraucher nicht möglich, ist das gepufferte Laden eine Alternative, die lokal erzeugten Strom nutzt. Da solch ein Konzept bisher nicht oder nur selten verfolgt wird, hat dies bisher keine Auswirkungen auf die Netzplanung. Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass sich aktuell ein netzdienlicher Einsatz von Heimspeichern vorwiegend auf die Reduktion von Einspeisespitzen konzentriert.

5.5 Exkurs: Bidirektionales Laden

Durch die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens werden die Nutzungsmöglichkeiten der Flexibilität im Bereich Elektrofahrzeuge erweitert. Dies eröffnet die Möglichkeit die Flexibilitätspotentiale nicht nur im Bereich der Ladevorgänge zu nutzen, sondern auch bereits geladene Energie zu nutzen und damit das angeschlossene Elektrofahrzeug im Rahmen seiner Standzeit als flexiblen Speicher zu betreiben. Das Ausspeichern der Energie kann für Anwendungen im Bereich des netzdienlichen und systemdienlichen Ladens sowie für den heimischen Bereich (Behind-The-Meter) genutzt werden. So besteht die Möglichkeit den Speicher des Elektrofahrzeugs in die Eigenverbrauchsoptimierung einzubinden oder ihn für den Inselnetzbetrieb zu nutzen. Insbesondere die letztgenannte Option ist für die Betrachtung deutscher Verteilnetze jedoch nur von geringer Relevanz und ist eher als Ausgleich einer geringen Versorgungssicherheit zu sehen. Dies ist ein Grund für die Anwendung in anderen Ländern wie z.B. in Japan oder den USA.

Die Voraussetzung zur erfolgreichen Nutzung des bidirektionalen Ladens im Bereich des netzdienlichen bzw. systemdienlichen Ladens ist eine planbare Verfügbarkeit des Speichers und damit des Fahrzeugs. Weiterhin besteht ein Konflikt zwischen der Bereitstellung von bereits geladener Energie und damit einer entsprechenden Vergütung sowie dem damit einhergehenden Komfortverlust des Nutzers. Hier gilt es zu diskutieren, ob eine genügend anreizende Kompensation des Komfortverlustes in einem künftigen Flexibilitätsmarkt wettbewerbsfähig platziert werden kann.

Für eine planerische Relevanz muss zuverlässig bekannt sein, zu welchem Zeitpunkt auf lokaler Ebene welches Potential durch bidirektional einspeisende Fahrzeuge besteht. Nur so ließe sich bewerten, welche Lasten bei einem Starklastfall auf der NS-Ebene tatsächlich abgedeckt werden können. Somit ist das Thema der gesicherten Verfügbarkeit für eine mögliche netzplanerische Entlastung entscheidend. Gerade vor dem Hintergrund des Komforts und des stochastischen Verhaltens von Anwesenheiten am Ladepunkt erscheint dies jedoch zumindest fraglich. Darüber hinaus muss gewährleistet sein, dass auch geladene Fahrzeuge während ihrer

Standzeit an die Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Eine Aussage über die zukünftig mögliche Verbreitung dieser Technologie sowie dem entsprechenden Nutzerverhalten und potenziellen Markt und dessen Ausgestaltung ist aus heutiger Sicht nicht möglich. Entsprechend wird die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens im Rahmen dieser Studie nicht weitergehend modelliert.

5.6 Exkurs: Smart Meter

Das Thema von verfügbaren und zu nutzenden Daten ist ein wichtiger Aspekt im Bereich der Ausnutzung von Flexibilitäten. Zur Ausnutzung einer Flexibilität ist ein hinreichender Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und z.B. einem möglichen Flexibilitätsanbieter erforderlich. Hierbei gilt es zu bedenken, dass die Anforderungen an den Datenaustausch sehr eng mit der Umsetzung und dem Ziel der Steuerung verknüpft ist. Ein Thema in diesem Zusammenhang ist die Nutzung von Smart-Metern. So wurde im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende im Jahr 2016 durch das Messstellenbetriebsgesetz der Smart Meter Rollout beschlossen. Beginnend mit dem Jahr 2020 werden alle Verbrauchseinheiten größer 6.000 kWh bis zum Jahr 2028 verpflichtend umgerüstet, während alle Verbraucher größer 10.000 kWh und Erzeuger mit einer Leistung größer 7 kW bereits 2025 umgerüstet sein müssen [78]. Weiterhin werden alle Verbrauchseinheiten, welche nach §14a EnWG als steuerbare Verbrauchseinheiten geführt werden, verpflichtend mit einem Smart Meter ausgestattet. Entsprechend ist mittelfristig mit der Verfügbarkeit einer möglichen Schnittstelle für den Einsatz einer Steuerung zu rechnen, mit der sich sowohl ein signalgetriebenes Laden (marktlich) bzw. gesteuertes Laden in Form einer netzbelastungsreduzierenden Notfallmaßnahme realisieren ließe.

Zusammengefasst unter dem Begriff des Smart Meters erfolgt die Umrüstung in Deutschland durch den Einsatz intelligenter Messsysteme (iMSys), bestehend aus der modernen Messeinrichtung (mME) und dem für Steuerungsaufgaben erforderlichen Smart Meter Gateway (SMGW).

So soll zukünftig neben der Verbrauchstransparenz auch der Eingriff durch die Netzbetreiber zur Drosselung einer Last oder Einspeisung ermöglicht und so die Netzstabilität gewährleistet werden [72].

Die Nutzung, zeitliche Auflösung, Priorisierung und Geschwindigkeit des Zugriffs auf die relevanten Daten zur Durchführung der betrieblichen Steuerung ist jedoch essentiell. Bei unmittelbar drohender Überlastung der Betriebsmittel, muss der Netzbetreiber in der Lage sein zuverlässig reagieren zu können. Die Verbindung über ein Smart-Meter-Gateway ist hier eine der möglichen Ausgestaltungsformen. Diese stellt aus Sicht des Gutachters jedoch nicht zwangsläufig die technisch sinnvollste Lösung dar. So sind im Gegensatz zur rein deutschen Smart-Meter-Gateway Implementierung vielfältige Steuerungsmöglichkeiten über unterschiedliche Kanäle denkbar. Internetbasierte Aggregatorplattformen für Flexibilitäten oder Mobilitätsplattformen der E-Fahrzeug OEMs im Zusammenwirken mit einer z.B. cloudbasierten Verteilnetzleittechnik zur Netzüberwachung bieten vielfältige Koordinierungsmöglichkeiten zwischen Marktteilnehmern, Verbrauchern und Netzbetreibern. Ungeachtet dessen, kann der Smart Meter durch die Aufnahme einer Vielzahl an Nutzerdaten und damit der Bereitstellung einer entsprechenden Datengrundlage, einen entscheidenden Beitrag in der betrieblichen Umsetzung einer Steuerung leisten.

6 **Erweiterte Einflussfaktoren auf die Netzplanung**

Neben den oben beschriebenen quantifizierbaren Einflussfaktoren auf die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze und folglich auch auf deren Planung ergeben sich in der Praxis eine Reihe weiterer Einflussfaktoren, die die konkrete Ausbau- und Verstärkungsentscheidungen beeinflussen. Hierzu zählt die Versorgungsqualität aber auch weitere Einflussfaktoren, welche makroskopisch aber häufig nicht quantifizierbar sind. Diese Einflussfaktoren gilt es im nachfolgenden Kapitel einzuordnen

6.1 **Versorgungsqualität**

Ein Merkmal des sich wandelnden Energiesystems sind auch Veränderungen in der Versorgungsqualität, die durch die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung auf den unteren Spannungsebenen und veränderte Verbrauchscharakteristiken zustande kommen. Neben der durch die ÜNB überwachten Netzfrequenz lässt sich die Versorgungsqualität in den Verteilnetzen auf zwei Aspekte aufteilen: Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit.

6.1.1 **Spannungsqualität**

Spannungsqualität beschreibt die Charakteristik des Spannungsverlaufs an Kundenanschlüssen in verschiedenen zeitlichen Betrachtungsfenstern. Zum einen begrenzen Normen das zulässige Spannungsband im Kurzzeitbereich und für Mittelwerte im Minutenbereich. Die entsprechenden Grenzen dienen in erster Linie dem Schutz angeschlossener Geräte und sind für die Isolationsfestigkeit von Betriebsmitteln von Bedeutung. Darüber hinaus können insbesondere umrichtergekoppelte Anlagen (PV-Wechselrichter, Batteriespeicher) und Schaltnetzteile hochfrequente Störspannungen in das Spannungsprofil einprägen. Hier setzen Gerätenormen an, die Oberschwingungen und Flicker effektiv auf sichere Amplituden begrenzen. Die Auswirkungen der systemischen Veränderungen gilt

es in den kommenden Jahrzehnten zu überwachen um Gerätenormen für Störemissionen und Störfestigkeit bedarfsorientiert anzupassen.

Zusätzlich dazu sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet die stationären Spannungsmerkmale der DIN EN 50160 zu überwachen und einzuhalten [79]. Insbesondere in der jüngeren Vergangenheit hat der Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen dazu geführt, dass hier Maßnahmen wie die Etablierung von Blindleistungs-Kennlinien und Weitbereichsregelung erforderlich waren.

Ein zusätzliches Merkmal der Spannungsqualität ist die Unsymmetrie der Versorgungsspannung. Durch unsymmetrischen Leistungsbezug oder –Einspeisung werden unter anderem die Neutralleiter verstärkt belastet, was wiederum zu Spannungsüberhöhungen in den anderen Phasen führen kann. Daher wird die maximale unsymmetrische Anschlussleistung in Anschlussregeln begrenzt.

Üblicherweise werden Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungsqualität im Rahmen der Netzplanung durch die Anwendung betreiberspezifischer Planungsgrundsätze (wie bspw. maximale Leitungslängen oder Anschlussleistungen) berücksichtigt. Alternativ können auch betriebliche Maßnahmen wie bspw. der Einsatz steuerbarer oder regelnder Netzbetriebsmittel und die Bereitstellung von Blindleistung in konkreten Fällen Abhilfe schaffen. Während der Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung bedingt durch die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in den unteren Spannungsebenen zukünftig steigen wird, steigt gleichzeitig auch das lokale Blindleistungspotenzial mit zunehmender Durchdringung leistungselektronisch gekoppelter, dezentraler Anlagen. Unter Berücksichtigung aktueller Planungsgrundsätze wird erwartet, dass der zukünftige Blindleistungsbedarf zur statischen Spannungshaltung in den Verteilnetzen gedeckt werden kann und unter den entsprechenden technischen und prozessualen Voraussetzungen auch die Spannungshaltung im Übertragungsnetz unterstützen kann. [80].

Im Rahmen dieses Gutachtens findet die stationäre Spannungshaltung in der NS- und MS-Ebene auf Basis der DIN EN 50160 gemäß geltender Planungsgrundsätze explizit sowie in der HS-Ebene gemäß VDE-AR-N 4121 implizit (vgl. Abschnitt 7.4.3) Berücksichtigung bei der Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs. Im Einzelfall

erfolgt eine Prüfung auf Grundlage von Planungsgrundsätzen und Netzanschlussregeln der Netzbetreiber bei der Anschlussplanung, wodurch sich Anschlusskosten punktuell gegenüber den hier makroskopisch ermittelten Kosten unterscheiden können. Mögliche Maßnahmen, wie bspw. Kompensationsanlagen, Wahl eines weiter entfernten NVP oder eines NVP in einer anderen Spannungsebene sind dabei im Detail zu bewerten. Die Weiterentwicklung derartiger Planungsgrundsätze und die Validierung dieser Annahmen, insbesondere vor dem Hintergrund der neuartigen Verbraucher ist Gegenstand aktueller Forschung [81].

Die Kurzschlussleistung, die heutzutage primär durch Synchroneratoren bereitgestellt wird, dient als Bemessungsgröße zur Auslegung von Betriebsmitteln und Schutzelementen sowie als Maß für die Spannungshaltung beim Auftreten eines Kurzschlusses. Der Rückgang von Synchroneratoren muss adäquat kompensiert werden, um zukünftig zu verhindern, dass es zu einer lokalen Ausdehnung eines Spannungseinbruchs kommen kann. Insbesondere kann die verfügbare Kurzschlussleistung zukünftig an einzelnen Netzknoten stärker wetter- und tageszeitbedingter Schwankungen unterliegen [82]. Entsprechend der technischen Anschlussbedingungen für Umrichter gekoppelte Anlagen, sind diese dazu verpflichtet nach Erkennung eines Fehlers durch Einspeisung eines Blindstroms spannungsstützend zu wirken. Neben umrichtergekoppelten EE-Anlagen, können zukünftig auch Speicher und PtX-Anlagen Kurzschlussleistung bereitstellen. Da das Verhalten von Umrichtern im Fehlerfall teilweise noch ungeklärt ist, bedarf es in diesem Bereich weiterer Forschung, um in zukünftigen Verteilnetzen eine gesicherte Bereitstellung von Kurzschlussleistung gewährleisten zu können. Eine Quantifizierung des Handlungsbedarfs bedarf gesamtsystemischer Analysen [80].

6.1.2 Versorgungszuverlässigkeit

Neben der Spannungsqualität bildet die Versorgungszuverlässigkeit den zweiten lokal beeinflussbaren Aspekt der Versorgungsqualität. Üblicherweise im Rahmen von Planungsgrundsätzen verankert gilt, dass Verbrauchseinrichtungen (n-1)-sicher an das Netz angeschlossen sind, d.h., dass sie nach einem Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels innerhalb einer akzeptierten Zeit wiederversorgt werden können. Im Gegensatz dazu gilt das (n-1)-Kriterium nicht für

Erzeugungsanlagen, sodass hier ein Ausfall einer einzelnen Leitung zum Ausfall der Anlage bis zur Beseitigung der Ausfallursache führen kann [61].

Die konkrete Ausgestaltung des (n-1)-Kriteriums in der Netzplanung ist je nach Spannungsebene unterschiedlich. Während in der MS-Ebene das (n-1)-Kriterium durch offene Ringstrukturen oder doppelt-gespeiste Stränge sichergestellt wird, werden HS-Netze üblicherweise vermascht betrieben, um eine unterbrechungsfreie (n-1)-Sicherheit herzustellen. In der MS-Ebene erfordert die Wiederherstellung der Versorgung üblicherweise eine (teilweise fernwirksame, oftmals aber auch manuelle) Freischaltung der Fehlerstelle und eine Wiederversorgung über alternative Leitungspfade. Auf NS-Ebene unterscheiden sich die Konzepte je nach lokalen Begebenheiten. Während ein Teil der NS-Stränge doppelte Verknüpfungspunkt mit dem MS-Netz aufweisen, die üblicherweise aber nur einseitig gespeist betrieben werden, ist ein großer Teil der NS-Netze auf mobile, üblicherweise dieselbetriebene, Netzersatzanlagen angewiesen, um im Fehlerfall die Versorgung zeitnah wieder herstellen zu können.

In der planerischen Berücksichtigung wird das (n-1)-Kriterium im Rahmen des Gutachtens entweder durch explizite Ausfallsimulation (HS-Ebene), oder durch die Berücksichtigung von etablierten Sicherheitsmargen (MS-Ebene) berücksichtigt. In der Niederspannung erfolgt entsprechend aktueller Regularien kein verpflichtender (n-1)-sicherer Anschluss der Verbraucher, weshalb eine entsprechende Betrachtung dort nicht stattfindet.

6.2 Systemübergreifende Ansätze

Die zunehmende Sektorenkopplung im Energiesystem durch direkte Energiewandlung (PtH, PtG) oder Elektrifizierung anderer Sektoren (bspw. in Form der Elektromobilität) nehmen maßgeblichen Einfluss auf die Netz- und Systemplanungsprozesse. Die damit einhergehende erhöhte elektrische Nachfrage und veränderte Gleichzeitigkeiten werden im Rahmen dieses Gutachtens, wie in Kapitel 4 beschrieben, berücksichtigt.

Neben den Auswirkungen im elektrischen Netz sind weiterhin auch die Transportinfrastrukturen der anderen Sektoren durch eine geringere oder verstärkte Auslastung oder grundlegend veränderte Nutzung (Umstellung von Erdgas-Leitungen für Wasserstoff [10]) betroffen.

Es ist wissenschaftlicher Konsens, dass eine systemübergreifende Planung Synergien heben kann, die bei einer isolierten Betrachtung ungenutzt bleiben. Zur exakten Quantifizierung der Synergien einer systemübergreifenden Planung bedarf es komplexer Optimierungsalgorithmen, die aktuell noch den Stand der Forschung darstellen. Mit Fokus auf die Begutachtung der Stromverteilnetze unter Berücksichtigung der resultierenden Nachfrage aus den anderen Sektoren wird daher von einer detaillierten Modellierung der Transportinfrastrukturen des Wärme- und Gasnetzes im Rahmen dieses Gutachtens abgesehen. Im Bereich der Wärmenetze wird davon ausgegangen, dass die zur Nah- und Fernwärmeversorgung genutzten Wärmenetze weiterhin zur Auskopplung von Wärme aus KWK-Anlagen genutzt werden können. Beispielhaft für das Bestreben einer systemübergreifenden Betrachtung bei der integrierten Wärmeplanung kann der Handlungsleitfaden „Kommunale Wärmeplanung“ des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg [83] und die Empfehlungen zur integrierten Energieplanung des Zwischenberichts „Der Systementwicklungsplan – Umsetzungsvorschläge für eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland“ [84] genannt werden.

6.3 Lokaler Ausgleich

Die lokale Nutzung von Erzeugung durch Lasten und damit das Thema des lokalen Ausgleichs in geografischen oder topologischen Waben bzw. Zellen, ist ein häufig diskutierter Themenkomplex, der jedoch völlig unterschiedlichen Zielfunktion unterliegen kann. So ist hinsichtlich der Art sowohl ein bilanzieller als auch leistungsgerechter Austausch möglich. Auch Mischformen sind hier durchaus vorstellbar. Ebenso die Erweiterung auf andere Themenfelder wie beispielsweise den Bereich der Systemdienstleistungen. Kerngedanke ist die Nutzung lokaler Potentiale für den lokalen Bedarf. Darüber hinaus ist die Bereitstellung zwischen diesen Zellen oder Waben ein vielversprechender Ansatz, der aus Sicht der Gutachter durchaus

weiterverfolgt werden sollte. Praktisch könnte dies bedeuten, dass eine Zelle beispielsweise die lokalen Blindleistungspotentiale für die lokale Spannungshaltung nutzt und darüberhinausgehende Potentiale z.B. für den überlagerten Netzbetreiber im Bedarfsfall zur Verfügung stellt.

Im Rahmen dieses Gutachtens geht es jedoch vorwiegend um die Frage, inwiefern diese Ansätze Auswirkungen auf die Dimensionierung von Verteilnetzen besitzen.

Eine netzplanerische Relevanz ist im Bereich des leistungsbezogenen Ausgleichs gegeben. Wird lokale die Leistung gesichert für den jeweiligen netzauslegungsrelevanten Fall (Starklast- und Rückspeisefall) reduziert, können Einsparungen im Bereich der erforderlichen Netzinfrastruktur erzielt werden. Hier liegt jedoch der deutliche Fokus auf dem Wort „gesichert“. Eine teilweise Reduktion führt nicht zu einer veränderten Bewertungsgrundlage für die Netzplanung. Darüber hinaus ist die Lokalität des Ausgleichs sehr wichtig. Von Behind-The-Meter-Ansätzen wie dem gepufferten Laden zur Minderung der Netzanschlussleistung bis hin zum Ausgleich innerhalb von Hochspannungsgruppen oder Bundesländern ist hier vieles konzeptionell vorstellbar. Hier ist jedoch immer der Anwendungsfall entscheidend. Sollen z.B. Flexibilitäten in diesem Zusammenhang zur Reduktion in den Verteilnetzen selbst genutzt werden, muss der lokale Ausgleich auch hier gesichert stattfinden. Die Komplexität wird erhöht, sobald mehrere Anwendungen und damit Ziele verfolgt werden.

Der energetische Ausgleich hat hingegen keinen direkten netzentlastenden Effekt. Sofern durch diesen gesichert auch netzauslegungsrelevante Last- und Einspeisespitzen reduziert werden, gelten die Überlegungen hinsichtlich des leistungsbezogenen Ausgleichs analog. Aus gutachtlicher Sicht ist jedoch deutlich zu betonen, dass Anwendungen auch für marktliche Zwecke möglich und gewünscht sind, jedoch das Verteilnetz entsprechend dimensioniert sein muss.

An dieser Stelle wird bereits deutlich, dass es keinen allgemeingültigen Ansatz gibt und eine Berücksichtigung in den netztechnischen Bewertungen dieses Gutachtens hinsichtlich der Auswirkungen auf das gesamte Bundesland NRW daher nicht verfolgt wird.

Grundsätzlich können Lösungen des lokalen Ausgleichs jedoch dazu beitragen die Ausnutzung der verfügbaren Energie aus dargebotsabhängigen Einspeisern zu steigern und sollten daher weiterverfolgt werden. Auf der Seite der Lasten bedeutet dies eine Flexibilisierung der Nachfrage. Insbesondere Großverbraucher bieten hierbei ein Potenzial, das es durch marktliche Anreize auszunutzen gilt. Möglichkeiten zur planerischen Bewertung eines solchen Flexibilitätspotenzials werden im Rahmen dieses Gutachtens in der Sensitivität der Residuallastglättung betrachtet (vgl. Abschnitt 2.3.4). Dieses Anreizsystem zielt dabei darauf ab eine Überbelastung der Netzinfrastruktur zu vermeiden (vgl. Unterkapitel 5.2). Entscheidend bei der Ausgestaltung ist hier die „Lokalität“ des Ausgleichs bzw. Marktes. Entsprechende Ansätze werden im Rahmen verschiedener Forschungsarbeiten untersucht [85], [86].

6.4 Schwarzstart und Netzwiederversorgung

Die Bereitstellung elektrischer Leistung durch konventionelle Kraftwerke erfolgt i.d.R. mittels direktgekoppelter Synchrongeneratoren, welche für den Fall eines Schwarzstarts und der Netzwiederversorgung diverse Vorteile mitbringen. Die rotierende Masse der Anlagen dient dem Netz in Form von Momentanreserve als instantan zur Verfügung stehende Leistungsreserve zur Kompensation von Wirkleistungsungleichgewichten und stabilisiert somit das System bzw. stützt beim Systemwiederaufbau. Auch können diese Anlagen i.d.R. effizient zur statischen und dynamischen Spannungsregelung genutzt werden und weisen eine grundsätzlich eine vergleichsweise hohe Stoßfestigkeit auf. Dies alles sind Eigenschaften, die bei der Netzwiederversorgung notwendig und vorteilhaft sind, wenngleich an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen sei, dass diese Eigenschaften allein nicht mit der Schwarzstartfähigkeit gleichzusetzen sind. Der Wegfall dieser Einheiten und insbesondere der rotierenden Massen und der damit verbundenen Momentanreserve im Rahmen des gesetzlich beschlossenen Kohleausstiegs bis 2038 sowie die Fluktuation der zunehmenden EE-Einspeisung und neuen Verbraucher führen somit zu neuen Herausforderungen im Bereich der Systemdienstleistungen und damit auch im Bereich des Schwarzstartes bzw. Netzwiederaufbaus [87] [80]. Entsprechend notwendig

sind auch zukünftig zuverlässige Konzepte zum Wiederaufbau des Netzes im Falle einer Großstörung sowie ausreichend schwarzstartfähige Anlagen [88].

Die 174 in Deutschland befindlichen schwarzstartfähigen Anlagen sind vornehmlich mit Wasserkraft betrieben [89]. Entsprechend betreffen die zu erwartenden Veränderungen im elektrischen Energieversorgungssystem, welche durch den Kohleausstieg und die Energiewende induziert werden, hauptsächlich die dem Schwarzstart „nachgelagerte“ Netzwiederversorgung bzw. die Versorgungswiederaufbaukonzepte, welche auch Schwarzstartkonzepte genannt werden. Die zukünftig wegfallenden Kohlekraftwerke dienen im Rahmen des Netzwiederaufbaus der Versorgung und Stabilisierung (Frequenz- und Spannungsregelfähigkeit, Stoßfestigkeit, etc.) der aufzubauenden Netzinseln sowie deren Verbindungen. Entsprechend gilt es an dieser Stelle aus technischer Perspektive neue zukunftsfähige Konzepte zu entwickeln. Die Vorgaben der Strommarkttrichtlinie (EU 2019/944) zur marktlichen Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen fordern zudem grundsätzlich, dass sich auch Verteilnetze bzw. Netznutzer der Verteilnetze bei der Ermittlung von Netzwiederaufbaukonzepten mit in die Überlegungen einbezogen werden müssen.

Bei der Erstellung von Netzwiederaufbaukonzepten entstehen durch den Ausstieg aus der Kernenergie zukünftig neue Freiheitsgrade bei der Entwicklung dieser Konzepte. Diese Anlagen waren im Rahmen der Wiederversorgung bislang priorisiert zu versorgen. Durch den Wegfall können bestehende Konzepte angepasst und Konzepte für neue Erbringer erstellt werden.

Es ist daher zu erwarten, dass der Einfluss der Verteilnetze im Rahmen von Netzwiederversorgungskonzepten aus den oben genannten Gründen zukünftig zunehmen kann. [88] Die Verteilnetze werden mit einer steigenden Verantwortung konfrontiert werden, da zu erwarten ist, dass zukünftig ein Großteil der Erzeugung in den Verteilnetzen angeschlossen sein wird. Diese veränderte Erzeugerstruktur bietet die Herausforderung und Möglichkeit neuer Konzepte. So ist es denkbar, dass sich Verteilnetze zukünftig im Falle großer Störungsereignisse in Netzinseln fangen und vorübergehend unabhängig vom überlagerten Netz betrieben werden. Diese

könnten im Rahmen des Netzwiederaufbaus die Versorgung weiterer Netzinseln unterstützen. Durch Einbindung der neuen Erzeuger im Bereich der Schwarzstartfähigkeit, ist auch ein teilweiser Netzwiederaufbau aus dem Verteilnetz denkbar [90]. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass den Verteilnetzen bzw. den Anlagen in den Verteilnetzen auch im Netzwiederaufbau eine wachsende Bedeutung zukommt. Dies gilt z.B. auch für schwarzstartfähige Anlagen zur Versorgung von kritischen Lasten oder mit vertraglichen Verpflichtungen. Die Abstimmung mit dem ÜNB wird und muss jedoch für ein robustes Gesamtkonzept erhalten bleiben. Dem VNB wird folglich eine unterstützende Rolle zukommen, da die Systemverantwortung für den Netzwiederaufbau weiterhin dem ÜNB obliegt.

Die Umsetzung dieser neuen Konzepte erfordern neben kommunikationstechnischen und prozessualen Veränderungen zwischen ÜNB und VNB ggf. einen Ausbau bzw. Verstärkung/Ertüchtigung der lokalen Netzinfrastruktur. Jedoch ist die Anwendbarkeit solcher Ansätze und damit eine eventuelle Notwendigkeit hinsichtlich Netzausbaumaßnahmen individuell zu bewerten. Eine generelle Auslegung der Verteilnetze auf solche Konzepte ist unwahrscheinlich und nicht zielführend. Entsprechend lässt sich ein möglicher Einfluss auf den Netzausbau in den nordrhein-westfälischen Verteilnetzen im Rahmen dieser Studie nicht weitergehend und belastbar quantifizieren. Allerdings sollte der Aspekt ausreichender schwarzstartfähiger Anlagen sowie mögliche neue Konzepte zur Einbindung neuer Anlagen ein wichtiger Bestandteil für zukünftige Systemsicherheitsgutachten und konkreter Umsetzungsprojekte sein. Hierbei ist der Erfahrungsgewinnen insbesondere mit neuen Erbringern, die durch die Sektorenkopplung zur Verfügung stehen, der entscheidende Faktor. Daher empfehlen die Gutachter hier einen Schwerpunkt im Bereich der Aktivitäten zur Systemsicherheit zu setzen.

6.5 Modal-Split

Der Modal-Split bezeichnet die Verteilung des Transportaufkommens auf die unterschiedlichen Transportmittel von Individualverkehr und öffentlichen Verkehrsmitteln. Eine Veränderung des Modal-Splits würde die Netznutzerzusammensetzung und damit sowohl den Energiebedarf als auch die Belastung der einzelnen Netzebenen beeinflussen. Dies wäre ein nicht zu vernachlässigender Einfluss auf die Netzplanung. So würde eine Stärkung des ÖPNV-Anteils auf Kosten der PKW-Nutzung zu einer Reduktion der Ladeinfrastruktur sowohl in der NS- als auch MS-Ebene und damit derer Belastung führen. Bereits in der Studie Agora [69] konnten die netzausbaureduzierenden Auswirkungen eines geänderten Modal-Split aufgezeigt werden. Angenommen wurde hierbei eine Vollelektrifizierung des PKW-Verkehrs sowie einer Steuerung von Ladevorgängen. Durch die Reduzierung privater Fahrzeuge von 40 Mio. auf 30 Mio. bei gleichzeitiger Kompensation des Mobilitätsbedarfs durch alternative Transportmittel, konnten die Investitionen in den Ausbau der MS- und NS- Ebene um ca. 26 % reduziert werden. Nicht betrachtet wurde hierbei die HS-Ebene, welche aufgrund der vermehrten Nutzung von ÖPNV in Abhängigkeit des Ladekonzepts zusätzlich belastet werden würde.

Aus heutiger Sicht ist eine Veränderung des Modal-Splits jedoch nicht abzusehen und entsprechend wäre die Annahme einer solchen Entwicklung im Rahmen dieser Studie stark unsicherheitsbehaftet. Daher lassen sich die Auswirkungen eines Modal-Split in der weiteren Betrachtung der NRW-Verteilnetze nicht quantifizieren.

6.6 Alternativen zum Netzausbau

Zusätzlich zu den als konventionell bezeichneten Netzausbaumaßnahmen wie Ertüchtigungen von Betriebsmitteln oder der Erhöhung der Netzkapazitäten durch Netzerweiterungsmaßnahmen kann der Einsatz innovativer Betriebsmittel und weiterer Maßnahmen eine Alternative zu diesem darstellen. Grundsätzlich kann der Einsatz dieser Alternativen ein Investitionsreduzierungs-potenzial gegenüber dem konventionellen Netzausbau bieten. Eine Auswahl von Alternativen zum Netzausbau sind nachfolgend genannt und im Zusammenhang dieses Gutachtens eingeordnet.

6.6.1 Innovative Betriebsmittel

Innovative Betriebsmittel werden bereits zahlreich eingesetzt und können zu einer verbesserten Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur beitragen und vermeiden so einen zusätzlichen Ausbau des Netzes aufgrund von spannungsbedingten oder thermischen Netzengpässen. Zu diesen Betriebsmitteln zählen unter anderem:

- Statische (MS/NS) oder adaptive (HS/MS) Netztopologie und Anpassung von Stufenstellern
- Dynamische Sollwertregelung des HS/MS-Transformators
- Einzelstrangregler
- Regelbare Ortsnetztransformatoren
- Lokale und zentrale Steuerungs- und Regelungsinstanzen
- Hochauslastbare Betriebsmittel (HTLS, aktiv gekühlte Komponenten)

Die Entscheidung für den Einsatz dieser Betriebsmittel und ein möglicher positiver Effekt hinsichtlich einer Reduktion des Netzausbaus sind jedoch individuell zu prüfen und in ihrer Wirksamkeit sehr netzspezifisch. So konnte beispielsweise im Rahmen der Verteilnetzstudie für das Land Baden Württemberg [60] gezeigt werden, dass ein Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen zu einer signifikanten Reduktion des Netzausbaubedarfs in einzelnen Anwendungsfeldern und für individuelle Netze führen kann. Der gesamte Ausbaubedarf im untersuchten Verteilnetz konnte hierdurch jedoch nur geringfügig beeinflusst werden, da insbesondere spannungsregelnde Betriebsmittel für die auftretenden Netzengpässe in einem auslegungsrelevanten Starklastfall keine Lösung darstellen. Entsprechend empfiehlt sich grundsätzlich die Individuelle Prüfung möglicher netzausbaureduzierender Auswirkungen durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel. Auf eine generelle Betrachtung dieser Ausbauoptionen im Rahmen der weiteren Berechnungen dieser Studie wird jedoch verzichtet.

6.6.2 Betriebliche Optimierung der Verteilnetze

Neben dem Einsatz innovativer Betriebsmittel birgt auch die betriebliche Optimierung der Verteilnetze ein mögliches Potential zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs. Dies entspräche der Anwendung des in der HöS-Ebene (Höchstspannungsebene) etablierten NOVA-Prinzips, wonach eine Netzoptimierung einer Verstärkung des Netzes bzw. dessen Ausbau vorzuziehen ist. Mögliche optimierende Maßnahmen sind jedoch individuell nach Netzstruktur und Leistungsfluss zu bewerten und erfordern damit Detailkenntnisse über die Bestandsnetze und Schaltzustände, die von Netzbetreibern nicht veröffentlicht werden. Eine Quantifizierung des Vergleiches von Investitionen und Einsparpotential erfolgt daher im Rahmen dieser Studie nicht.

6.6.3 Spitzenkappung von EE-Anlagen

Die planerische Berücksichtigung der Spitzenkappung von EE-Anlagen ist eine weitere Alternative zum Netzausbau. Durch dessen Anwendung soll ein bedarfsgerechter Ausbau des Netzes garantiert werden, indem der Netzausbau nicht für jene Spitzenleistung erfolgt die nur in wenigen Stunden des Jahres eingespeist wird. Die Spitzenkappung ist zwar regulatorisch verankert, findet in der Praxis jedoch wenig Anwendung, obwohl diese das Potential besitzt den Ausbaubedarf in Netzen mit einer hohen EE-Einspeisung zu verringern [91]. Dies gilt jedoch vorwiegend bei der Erreichung eines Zielsystems. Da durch die Ziele von einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen ausgegangen wird, verzögert die Spitzenkappung jedoch in den meisten Fällen nur den Netzausbau und führt zu einer geringen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum. Die Entwicklungen und der Einfluss durch Sektorenkopplungselemente, wie Ladesäulen für die Elektromobilität und Wärmepumpensysteme, die neue flexible Verbraucher darstellen sind von dem Instrument der Spitzenkappung unberührt. Die netzplanerischen Auswirkungen einer Spitzenkappung und Residuallastglättung leistungsstarker flexibler Verbrauchseinrichtungen auf die Hochspannungsebene erfolgt in einer Sensitivitätsuntersuchung.

7 Methode zur Berechnung des Netzausbaubedarfs

Dieses Kapitel beschreibt das Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Spannungsebenen. Zudem erfolgt die Beschreibung des verwendeten Clusterverfahrens, welches der Identifikation von repräsentativen Netzstrukturen dient und somit die Hochrechnung der Ergebnisse der betrachteten Netze in der NS- und MS-Ebene auf das gesamte Bundesland ermöglicht.

7.1 Clusterung und Hochrechnung

Im Zuge der netzplanerischen Bewertung der NS- und MS-Ebenen erfolgt zunächst eine Clusterung der Gemeinden NRWs. Durch die anschließende Auswahl und Betrachtung von repräsentativen Netzstrukturen der jeweiligen Cluster ist es möglich, durch eine Bewertung vergleichsweise weniger Netze, Aussagen über das gesamte Cluster zu tätigen. Die Clusterung der Gemeinden erfolgt in einem ersten Schritt durch eine Einteilung in Strukturklassen. Diese entsprechen der europäischen Definition des „Degree of Urbanisation“ [92]. Es ist anzunehmen, dass die Netzinfrastruktur innerhalb dieser Strukturklassen strukturelle Ähnlichkeiten aufweist. Abbildung 7-1 stellt die Zuordnung der einzelnen Gemeinden in NRW zu den Strukturklassen schematisch dar.

Einteilung nach Eurostat - DEGURBA

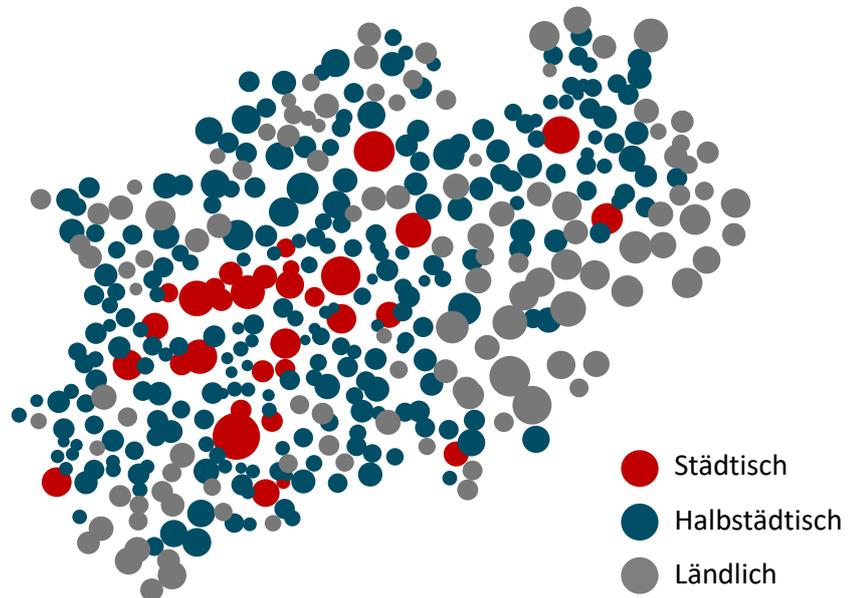


Abbildung 7-1: Schematische Darstellung der Gemeinden in NRW nach Strukturklassen

Charakteristisch für die Gemeinden in NRW ist hierbei ein gegenüber Gesamtdeutschland hoher Anteil städtischer und halbstädtischer Gemeinden. Diesen Strukturklassen können etwa 66 % der Gemeinden zugeordnet werden (siehe Abbildung 7-2)

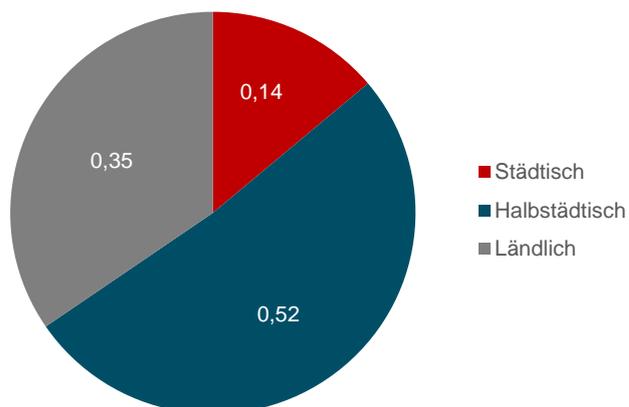


Abbildung 7-2: Flächenanteile der Strukturklassen an der Gesamtfläche NRW

In einem zweiten Schritt erfolgt innerhalb der definierten Strukturklassen eine Clusterung der entsprechenden Gemeinden anhand der zukünftigen Versorgungsaufgabe. Die Clustermerkmale sind hierbei für jede Strukturklasse spezifisch. Tabelle 7-1 enthält eine Auflistung der Clustermerkmale je Strukturklasse. Die Clusterung innerhalb der Strukturklassen erfolgt schließlich durch Anwendung des k-means-Algorithmus. Hierbei erfolgt eine iterative Zuweisung der Gemeinden zu einer zuvor definierten Anzahl von Clusterschwerpunkten sowie die Bestimmung der Position der Clusterschwerpunkte innerhalb des von den Clustermerkmalen aufgespannten Raums. Nah an den Clusterschwerpunkten liegende Gemeinden können als repräsentativ für das gesamte Cluster angesehen werden.

Tabelle 7-1: Clustermerkmale nach Strukturklassen

Strukturklasse	Clustermerkmale
Städtisch	Neue Lasten/ PV
Halbstädtisch	Neue Lasten/ PV/ WEA
Ländlich	Neue Lasten/ WEA

Nach erfolgter netzplanerischer Bewertung der ausgewählten Netze werden die Ergebnisse innerhalb der Cluster anhand der Gemeindeflächen auf die Landesebene hochgerechnet und abschließend in den Strukturklassen zusammengefasst. Im Ergebnis liegt dann der Netzausbaubedarf je Strukturklasse für NRW vor. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass es aufgrund dieses Ansatzes der Hochrechnung nur bedingt möglich ist, Rückschlüsse auf einzelne Gemeinden oder kleinere Netzgebiete zu ziehen. Regionale Spezifika werden zwar in den Detailanalysen berücksichtigt, können jedoch durch den Ansatz der flächenbezogenen Mittelung im Laufe der Hochrechnung nicht weitergehend dargestellt werden.

7.2 Bewertung der Niederspannungsebene

Zur Bestimmung des zu erwartenden Investitionsbedarfs in der NS-Ebene erfolgt zunächst die Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der repräsentativen Netze entsprechend dem betrachteten Szenario. Anschließend wird mittels eines automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses [91] der Zustand der Netze bewertet, mögliche Netzengpässe identifiziert und ein entsprechender Netzausbau angegeben. Jedes berücksichtigte Netz basiert auf realen Netzdaten und wird im Zuge des Prozesses im Detail analysiert. Folglich werden bei der Betrachtung der repräsentativen Netze keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie dieser Netze vorgenommen. Berücksichtigt werden sowohl Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes als auch der thermischen Grenzen von Transformatoren und Leitungen. Abschließend erfolgt die monetäre Bewertung der erforderlichen Maßnahmen. Der Ablauf dieses Prozesses, welcher bereits in verschiedenen Studien eingesetzt wurde [69] [5] [60] [12], wird in Abbildung 7-3 schematisch dargestellt und im Folgenden im Detail erläutert.

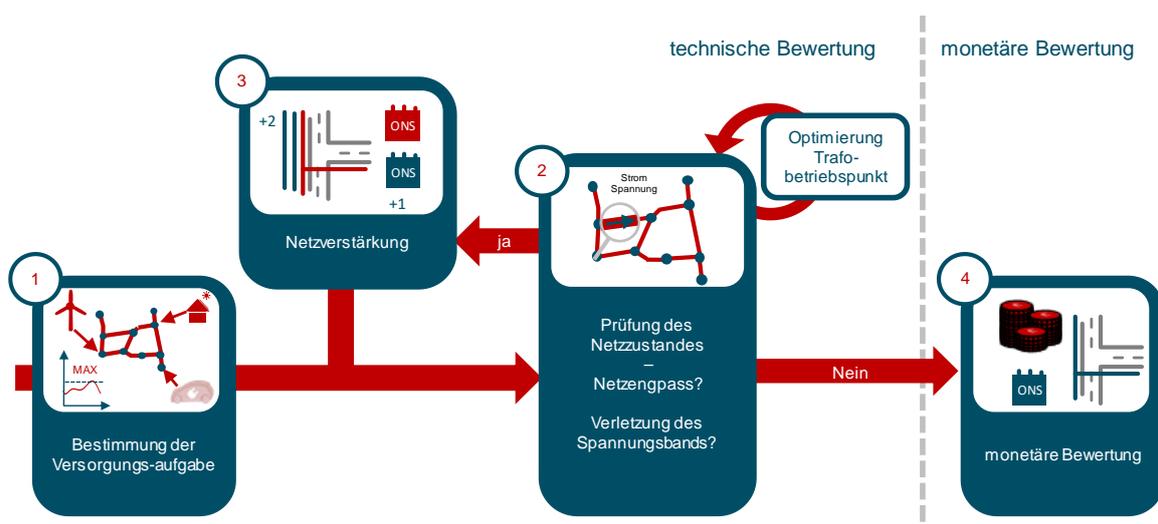


Abbildung 7-3: Schematische Darstellung des automatisierten Netzausbauprozesses zu Bewertung der NS-Ebene

Bestimmung der Versorgungsaufgabe

Zu Beginn der Modellierung werden dem betrachteten Netz zunächst die szenarioabhängigen Zubauprognosen zugewiesen. Die Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfolgt hierbei zunächst auf Gemeindeebene. Innerhalb einer Gemeinde wird die Zubauprognose über typische Leistungsklassen je Netznutzertyp in diskrete Anlagen überführt und diese innerhalb eines Netzgebietes verteilt. Die Summe der im Netz vorhandenen und prognostizierten Einspeiser und Lasten beschreibt unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 beschriebenen Gleichzeitigkeiten, sowie ggf. einer Steuerung von Netznutzern (Unterkapitel 5.1), die zu beherrschende Versorgungsaufgabe in den betrachteten Verteilnetzen.

Prüfung des Netzzustandes unter Berücksichtigung der Transformatorstufung

Die untersuchten Netzgebiete repräsentieren den aktuellen Bestand an Netzinfrastruktur und bedienen unterschiedliche Versorgungsaufgaben. Die in diesem Schritt durchgeführte Prüfung des Netzzustandes ermöglicht die Identifikation eines Ausbaubedarfes auf Basis der prognostizierten Versorgungsaufgabe für die unterschiedlichen Netzgebiete. Der Zustand der NS-Netze wird hierbei entsprechend des Status quo für netzauslegungsrelevante Extremfälle bewertet. Zum einen für den Fall einer hohen Lastsituation (Starklastfall) und zum anderen für den Fall einer hohen Einspeisesituation (Rückspeisefall). Da in NS-Netzen der (n-1)-sichere Anschluss von Verbrauchern nicht vorgesehen ist, wird ein solcher in der Bewertung auch nicht berücksichtigt. Werden thermisch überlastete Betriebsmittel oder Verletzungen des Spannungsbandes identifiziert, ist es notwendig das Netz aus- bzw. umzubauen. Im Rahmen der Prüfung erfolgt zunächst und nach jeder durchgeführten Ausbaumaßnahme eine Optimierung der Transformatorstufung. Erst nach Ausschöpfung dieser Möglichkeit und einer weiterhin bestehenden Engpasssituation oder Spannungsbandverletzung erfolgt eine Verstärkung des Netzes.

Netzausbau- und Netzneubaumaßnahmen

Die Verstärkung des Netzes erfolgt durch Standard-Netzausbauvarianten entsprechend der heutigen Praxis. Unterschieden wird hierbei zwischen einer thermischen Engpasssituation und einer Spannungsbandverletzung. Im Falle einer thermischen Engpasssituation wird das betroffene Betriebsmittel entweder verstärkt oder durch parallele Betriebsmittel ergänzt. Im Falle einer Spannungsbandverletzung wird der betroffene Leitungsstrang aufgetrennt und in zwei unkritische Stränge überführt. Die hierbei genutzten Standardbetriebsmittel sind in Tabelle 7-2 aufgelistet. Die untersuchten Szenarien gehen teilweise von einem massiven Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen und neuen elektrischen Lasten aus, die nach der Zuteilung in einzelne Netze teilweise die gegenwärtig dort verortete Leistung um ein Vielfaches übersteigen. Zur Einordnung: In einem Niederspannungsstrang mit 50 Wohneinheiten wären diese in der Netzplanung, ohne Annahme einer durchgängigen Verwendung von elektrischen Warmwasserbereitungen, in Anlehnung an DIN 18015-1 [93] mit einer Gesamtleistung von 95 kW anzunehmen. Alleine der zusätzliche Anschluss von Wallboxen mit einer Ladeleistung von 11 kW für 15 Fahrzeuge unter Berücksichtigung der entsprechenden Gleichzeitigkeit, jedoch ohne Möglichkeit der Steuerung, würde die Gesamtleistung um etwa 100 kW erhöhen und damit verdoppeln. Bei einer noch höheren Durchdringung von Elektrofahrzeugen sowie insbesondere unter Berücksichtigung weiterer neuartiger Verbraucher wie Haushaltswärmepumpen steigt die Last um einen entsprechend hohen Faktor weiter an. Aufgrund von technischen und räumlichen Restriktionen ist eine beliebige Erweiterung der bestehenden Netzinfrastruktur für derartig hohe Zubauleistungen nicht immer möglich. Daher erfolgt eine Begrenzung der maximal möglichen Anzahl von parallelen Betriebsmitteln (siehe Tabelle 7-2). Im Rahmen der vorliegenden Studie wird dies als Grenze des Netzausbaus verstanden. Übersteigt die zukünftige Versorgungsaufgabe die Möglichkeiten des Netzausbaus, sind Netzneubaumaßnahmen erforderlich. Diese gehen in der Realität zum Teil mit Umstrukturierungen von Netzgebieten einher. In der Studie wird dieser Aspekt methodisch berücksichtigt, indem in solchen Fällen die Zubauprognose des betroffenen Netzgebietes prozentual reduziert wird. Das Netz wird somit im Rahmen des möglichen Netzausbaus zunächst für die reduzierte Zubauprognose ausgebaut und somit die Grenzen von Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Für den

nicht zugeteilten Anteil der Prognose ist eine entsprechende parallele Netzinfrastruktur gemäß des aktuell analysierten Netzgebietes erforderlich. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die neue Versorgungsaufgabe des Netzes, die „alte“ Versorgungsaufgabe um ein vielfaches übersteigt. Praktisch ist die Netzverstärkung dann nicht ausreichend und eine zusätzliche parallele Netzinfrastruktur wird benötigt, um die Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Diese parallele Infrastruktur entspricht dann dem notwendigen Netzneubau in einem betrachteten Netzgebiet.

Tabelle 7-2: Standardbetriebsmittel in der NS-Ebene

Betriebsmittel	Bezeichnung	SN oder IN	Max. Anzahl parallel
Leitung	NAYY 4x150	270 A	4
Transformator	-	630 kVA	2

Monetäre Bewertung des Netzausbaus

Die monetäre Bewertung der netztechnischen Maßnahmen erfolgt anhand der in Tabelle 7-3 aufgeführten Betriebsmittelinvestitionen. Diese beinhalten neben den Investitionen für die Betriebsmittel selbst auch solche Maßnahmen, die beispielweise die Planung, Errichtung oder Grabenarbeiten umfassen. Zusätzliche Investitionen oder auch betriebliche Aufwendungen für die Umsetzung eines gesteuerten Ladens sind hingegen in dem Investitionsbedarf nicht enthalten. Eine Reduktion des Bedarfs und Synergien durch zum Beispiel zeitgleiches Verlegen mehrerer paralleler Betriebsmittel werden nicht berücksichtigt. Damit bleiben die längenbezogenen Kosten wie zum Beispiel für Grabenarbeiten konstant. Folglich könnten hier Einsparungen realisiert werden, wenngleich die Ausbaumaßnahmen im Wesentlichen hiervon nicht berührt sind. Für das Nutzen eventueller Synergien muss jedoch zum entsprechenden Planungszeitpunkt eine zukünftige Versorgungsaufgabe mit entsprechendem Planungshorizont bekannt sein.

Tabelle 7-3: Investitionen für Betriebsmittel in der NS-Ebene

Strukturklasse	Investitionen Leitung	Investitionen Transformator
Städtisch	100.000 €/km	10.000 €/Stück
Halbstädtisch		
Ländlich	60.000 €/km	

7.3 Bewertung der Mittelspannungsebene

Zur Bestimmung des Investitionsbedarfs auf der MS-Ebene erfolgt – analog zur vorab beschriebenen NS-Ebene – zunächst eine Ermittlung der zukünftigen Versorgungsaufgabe für repräsentative reale MS-Netze aller Netzstrukturklassen anhand des vorab definierten Szenariorahmens und der jeweiligen Regionalisierungsergebnisse (s. Kapitel 2 und 3). Im Anschluss sind Zielnetzplanungen für die jeweiligen MS-Netze durchgeführt worden und die Planungsergebnisse in Form notwendiger Netzausbaumaßnahmen werden ökonomisch bewertet (vgl. hierzu Abschnitt 7.3.2).

7.3.1 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die zukünftige Versorgungsaufgabe der betrachteten MS-Netze ergibt sich aus der Szenarientwicklung (s. Kapitel 2) sowie der jeweiligen Strukturklasse des zu planenden MS-Netzes (vgl. Tabelle 7-1). Eine Regionalisierung des jeweiligen Szenariorahmens auf die betrachtete Gemeinde wird – falls erforderlich – um einen Skalierungsfaktor ergänzt, der den Flächenanteil des zu planenden MS-Netzes an der gesamten Gemeindefläche berücksichtigt. Dieses Vorgehen trägt dem Umstand Rechnung, dass insbesondere flächenmäßig weitläufige Gemeinden durch mehr als ein MS-Netz versorgt werden können. Innerhalb des zu planenden MS-Netzes werden die regionalisierten Leistungswerte neuer Verbraucher sowie Erneuerbarer Energien-Anlagen unter Berücksichtigung eventueller Gleichzeitigkeitsfaktoren (vgl. Kapitel 4) über spezifische Verteilungsfaktoren auf die einzelnen Netzstationen verteilt. Eine Berücksichtigung zusätzlicher Parameter wie beispielsweise des Typs der Netzstation (Ortsnetzstation / Sonderkundenstation) für die Zuordnung gewerblicher Ladepunkte für Elektrofahrzeuge findet bei Vorliegen der entsprechenden Daten statt. Die Integration der Standorte von multimodalen Tankstellen und ihren DC-Schnellladern erfolgt hingegen georeferenziert in den realen MS-Netzen mit definiertem Netzanschlusspunkt.

7.3.2 Ermittlung des MS-Netzausbaubedarfs

Planungsgrundsätze in der Mittelspannung

Unter der konventionellen Netzplanung werden im Allgemeinen alle Maßnahmen verstanden, die ein VNB im Status quo üblicherweise im Rahmen der Netzplanung durchführt. Eingesetzte Betriebsmittel der Primärtechnik umfassen Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Lasttrennschalter und Abgangsfelder in Umspannanlagen. Die Planungen orientieren sich am derzeitigen technischen Regelwerk und werden für die definierten Netzbetriebspunkte Starklast und Schwachlast, auch als Starkeinspeisung bezeichnet, ausgelegt. Da die Netze anhand ihres Schaltzustands im Normalbetrieb geplant werden und keine Maßnahmen durchgeführt werden, die die Topologie der Netze grundsätzlich verändern (z.B. Vermaschung von MS-Ringen), erfolgt keine Analyse der Kurzschlussströme innerhalb der Planungen.

Die hier angesetzten Maßnahmen der konventionellen Netzplanung lassen sich nachfolgend zusammenfassen:

- **Trennstellenverlagerung:** Die kosteneffizienteste Maßnahme, um bspw. eine Überlastung von Betriebsmitteln zu beheben, besteht in einer Umschaltmaßnahme, bzw. in der dauerhaften Verlagerung der Trennstelle in Ringnetzen mit geöffneter Trennstelle. Aufgrund der mit diesem Eingriff verbundenen geringen Kosten wird eine Umschaltmaßnahme immer bevorzugt eingesetzt gegenüber anderen Maßnahmen.
- **Austausch von Betriebsmitteln:** Ein Austausch von Betriebsmitteln, durch solche mit größerer Nennleistung, wird vorgenommen, um lokale Engpässe zu vermeiden und die Netzkapazitäten zu erhöhen.
- **Netzerweiterungen:** Eine Netzerweiterung impliziert den Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel. Zusätzliche Stiche, Ringe/Abgänge und Transformatoren können hierzu eingesetzt werden. Netzerweiterungen kommen dann zum Einsatz, wenn flächendeckende Engpässe oder Spannungsbandverletzungen auftreten. Zusätzliche Abgänge der MS-Sammelschiene können ein probates Mittel zur Behebung dieser Engpässe sein. Dabei wird eine neue Leitung ausgehend von einem neuen Abgangsfeld in der Umspannanlage

parallel zu einem überlasteten Abgang eingesetzt und mit diesem Abgang verbunden. Am Ort der Verbindung der beiden Abgänge wird das Ende des überlasteten Abgangs aufgeschaltet, sodass kein Ringschluss entsteht.

Identifikation der Netzausbaumaßnahmen

Die Ermittlung des notwendigen Ausbau- und Ertüchtigungsbedarfs der MS-Netze erfolgt durch Leistungsflussberechnungen der Netzmodelle mit den neu integrierten Lasten und Erzeugern, deren Verteilung in 7.3.1 erläutert wird. Hierbei wird zwischen den Leistungswerten der Ortsnetz- und Kundenstationen sowie der EE-Erzeugungsanlagen im Stark- und Schwachlastfall unterschieden. In den untersuchten Szenarien und Stützjahren ist die Zielstellung für beide Betriebspunkte, die auslegungsrelevant für die MS-Netze sind, thermische Betriebsmittelüberlastungen und Verletzungen des definierten Spannungsbandes in der Mittelspannung zu vermeiden.

Die identifizierten Ausbau- und Ertüchtigungsmaßnahmen erfolgen allzeit präventiv mit Blick auf das weiter fortgeschrittene Stützjahr. Das bedeutet, dass z.B. der Austausch eines MS-Kabels durch einen höheren Querschnitt nicht nur den Anforderungen des Stark- und Schwachlastfalls des betrachteten Stützjahrs 2030 genügen muss, sondern ebenfalls überprüft wird, ob die neuen Kapazitäten für die steigenden Belastungen in 2040 ausreichend dimensioniert sind. Aufgrund der Nutzungsdauern von Betriebsmitteln und des langen Planungshorizonts in der Stromnetzplanung sind Maßnahmen, die lediglich für Zeiträume von 10 Jahren ausreichen, insbesondere aufgrund der aufwendigen Tiefbauarbeiten ineffizient und kostenintensiv.

Wirtschaftliche Bewertung des Netzausbaubedarfs

Die wirtschaftliche Bewertung der identifizierten Netzausbaumaßnahmen erfolgt anhand der Investitionen für Betriebsmittel in Tabelle 7-4. In den Investitionen für Leitungen sind neben den reinen Materialkosten beispielsweise auch Kosten für die zur Verlegung notwendigen Erdarbeiten enthalten. Diese unterscheiden sich zwischen ländlichen und (halb-)städtischen Gemeinden, da ein höherer Anteil an befestigtem Boden zu höheren Investitionen für Erd- und Verlegearbeiten führt (s. Tabelle 7-4). Die Investitionen für einen MS-Transformator beinhalten neben den Materialkosten den Transport, die Aufstellung, den Anschluss sowie die Inbetriebnahme. Bei

der Netzplanung auf MS-Ebene werden Synergien, die sich durch die parallele Verlegung mehrerer Leitungen ergeben, berücksichtigt. Für bis zu drei parallele Leitungen wird die gemeinsame Verlegung innerhalb eines Kabelgrabens angenommen. In diesem Fall werden einmal die längenbezogenen Verlege- und Erdarbeitskosten sowie zwei- bzw. dreimal die längenbezogenen Materialkosten sowie die Investitionen für Anschluss und Inbetriebnahme fällig.

Tabelle 7-4: Investitionen für Betriebsmittel in der MS-Ebene

Strukturklasse	Investitionen Leitung	Investitionen Transformator
Städtisch	180.000 €/km	470.000 €/Stück
Halbstädtisch		
Ländlich	140.000 €/km	

7.4 Bewertung der Hochspannungsebene

In diesem Kapitel werden die methodischen Grundlagen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der HS-Netzebene beschrieben. Es wird das HS-Netzmodell vorgestellt, die Modellierung der Versorgungsaufgabe sowie die Methode zur Ermittlung des Ausbaubedarfs erläutert und die Grundlagen für die wirtschaftliche Bewertung dargelegt.

7.4.1 HS-Netzmodell

Für die Untersuchung des Netzausbaubedarfs in der HS-Netzebene ist im Vergleich zur MS- und NS-Netzebene keine Modellierung typischer und repräsentativer Netzgebiete notwendig, da auf Basis öffentlich verfügbarer Daten ein leitungs- und stationsscharfes Netzmodell erstellt werden kann. Dieses Netzmodell deckt die komplette Fläche von NRW ab, sodass eine Hochrechnung von Ergebnissen repräsentativer Netze, wie es für die MS- und NS-Netzebene erfolgt, nicht notwendig ist. Im Rahmen vorheriger Untersuchungen und Studien wurde am IAEW bereits ein leitungs- und stationsscharfes Modell der HS-Netzebene für Deutschland entwickelt und in Netzberechnungen verwendet. Die Datengrundlage des erstellten Netzmodells der HS-Netzebene bilden die von den Netzbetreibern nach § 3, Abs. 1 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) veröffentlichten Netzschemagrafiken. Die exakten Trassenverläufe der Leitungen werden zusätzlich anhand öffentlich verfügbarer, geografischer Daten des OpenStreetMap-Projektes [94] modelliert. Nicht in dem Netzmodell enthalten sind Informationen, die den Netzbetreibern nur intern vorliegen. Dies sind beispielsweise exakte Typen und Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel sowie verschiedene Schaltzustände des Netzes. Da diese Daten nicht aus öffentlich zugänglichen Quellen hervorgehen, werden für die Durchführung von Netzberechnungen sowohl für Leitungen als auch für Transformatoren gängige Belastungsgrenzen anhand von Standardbetriebsmitteltypen angenommen. Eine Übersicht der im Rahmen dieses Gutachtens verwendeten thermischen Grenzströme für Leitungen und Bemessungsscheinleistungen von Transformatoren, die in den Netzberechnungen zugrunde gelegt werden, findet sich in Tabelle 7-5.

Tabelle 7-5: Standardbetriebsmittel

Freileitungen	Thermischer Grenzstrom
Typ 1 (Einzelbündel)	645A
Typ 2 (Zweierbündel)	1290A
Kabel	Thermischer Grenzstrom
Typ 1	462A
Transformatoren	Nennleistung
380 kV / 110 kV	300 MVA

Das am IAEW vorliegende deutschlandweite HS-Netzmodell umfasst ca. 87.000 km Stromkreislänge sowie etwa 4.000 HS-Schaltanlagen und 2.700 HS-Verzweigungspunkte. Für dieses Gutachten werden die relevanten Netzabschnitte für NRW identifiziert und für die anschließenden Netzberechnungen extrahiert. Im Rahmen des Gutachtens wurde zur Gewährleistung der Aktualität des Netzmodells das HS-Netzmodell für NRW explizit überprüft und erweitert. Dabei erfolgt eine Aktualisierung des HS-Netzmodells anhand öffentlich verfügbarer Daten der Netzbetreiber sowie geografischer Daten anhand des OpenStreetMap-Projektes [94].

7.4.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Das im vorherigen Kapitel beschriebene Netzmodell beinhaltet ausschließlich die technischen Daten des Netzes. Die zugehörige Versorgungsaufgabe wird auf Basis der zu betrachteten Szenarien hergeleitet, um entsprechende Netzberechnungen durchführen zu können. Die Versorgungsaufgabe umfasst für dieses Gutachten HS-knotenscharfe Last- und Einspeisezeitreihen in stündlicher Auflösung. Im Folgenden wird auf die elementaren Bestandteile der Versorgungsaufgabe eingegangen.

Die aggregierten Last- und Einspeisezeitreihen der einzelnen Gemeinden, die nicht eindeutig knotenscharf zugeordnet sind, werden mittels einer mathematischen Zerlegung auf die Knoten des HS-Netzmodells überführt. Im Rahmen dieses Gutachtens erfolgt diese Zuordnung auf Basis der Schnittfläche einer Voronoi-Zerlegung der HS-Netzknoten und der Gemeindefläche hinsichtlich der Versorgungsaufgabe.

Dieses Verfahren ermöglicht mit Hilfe geographischer Daten zur Lage und Fläche der Gemeinden eine Zuweisung der je Gemeinde installierten Leistung, Stückzahl einer Technologie sowie dem Jahresenergieverbrauch zu den Netzknoten des HS-Netzes. Für die Voronoi-Zerlegung wird basierend auf den Koordinaten der Netzknoten eine Zerlegung der gesamten Fläche in Gebiete vorgenommen. Dabei ist jeder Punkt der Gemeindefläche dem Netzknoten zugeordnet, der den kürzesten euklidischen Abstand zu diesem Punkt hat. Die Versorgungsaufgabe wird anschließend anteilig der relativen Schnittfläche mit den Versorgungsgebieten der Gemeinden den jeweiligen Netzknoten zugeordnet. Das Vorgehen ist exemplarisch in Abbildung 7-4 skizziert.

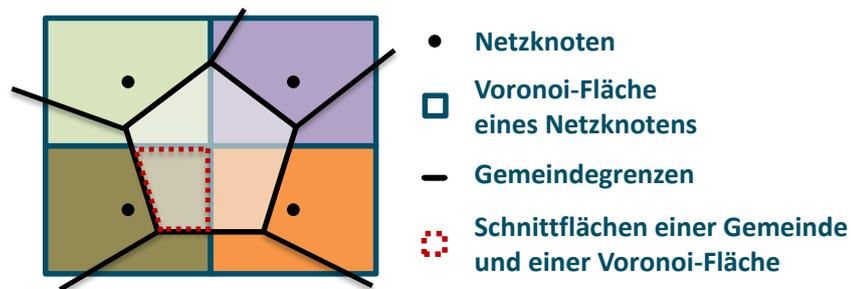


Abbildung 7-4: Schematische Darstellung zur knotenscharfen Verteilung der Versorgungsaufgabe mittels Voronoi-Zerlegung

Die Betriebsweisen von Gaskraftwerken und Power-to-Gas Anlagen wird durch das in Unterkapitel 4.4 beschriebene Verfahren einer europäischen Marktsimulation ermittelt. Das Ergebnis der Marktsimulation sind für 8760 Stunden des betrachteten Jahres die Einspeisezeitreihen der im Betrachtungsgebiet des Gutachtens verorteten Kraftwerke (insb. Kraftwerke in der HS-Ebene) und der Power-to-Gas Anlagen. Sofern der zugehörige Netzknoten einer Anlage bekannt ist, kann dieser direkt im Netzmodell identifiziert werden. Falls diese Zuordnung nicht möglich ist wird analog zu den übrigen Netzteilnehmern verfahren, wie es im vorherigen Abschnitt erläutert wurde.

Die Versorgungsaufgabe sowie der Einsatz erneuerbarer Erzeugungsanlagen, die über keine knotenscharfe Verteilung verfügen, geht aus der technologiescharfen Regionalisierung auf Gemeindeebene, wie in Kapitel 3 beschrieben, hervor. Da innerhalb einer Gemeindefläche eine beliebige Anzahl an Netzknoten verortet sein

kann, ist es erforderlich eine Zuordnung von Teilflächen der Gemeinden zu Netzknoten mittels der beschriebenen Voronoi-Zerlegung vorzunehmen. Die für eine stundenbasierte Jahressimulation notwendigen Zeitreihen werden entsprechend der je Netzknoten regionalisierten Einspeisung und Last je nach Last- und Erzeugertyp durch technologiespezifische Zeitreihen abgebildet. Für die Bestimmung der Zeitreihen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden regional aufgelöste Wetterdaten verwendet. Die Zeitreihen für WEA werden mittels regionaler, stündlicher Windgeschwindigkeiten bestimmt. Die Einspeisezeitreihen für PVA werden auf Basis regionaler, stundenscharfer Werte der Globalstrahlung bestimmt. Eine Validierung der resultierenden Zeitreihen erfolgt mittels technologiespezifischer Volllaststundenzahlen.

Neben der knotenscharfen Verteilung der Lasten, werden die technologiespezifischen Jahresenergiemengen in stundenscharfe Zeitreihen überführt. Das Vorgehen für unterschiedliche Technologien wird in den folgenden Abschnitten erläutert. Die konventionellen Lasten unterteilen sich in die Kategorien Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD), und Industrie. Je Kategorie werden typspezifische, stundenscharfe Lastprofile für ein Jahr angesetzt. Es wird eine Aggregation der Lastprofile und der vorliegenden Jahresenergieverbräuche auf Gemeindeebene vorgenommen, sodass spezifische Lastverläufe je Gemeinde und Jahr resultieren.

Zeitreihen flexibler Lasten, wie Power-to-Heat Anlagen, Wärmepumpen und Power-to-Gas Anlagen werden an Zeitreihen gekoppelt, die bereits als Eingangsdaten für die Marktsimulation dienen oder Ergebnis dieser sind. Zur Bestimmung der Last- und Erzeugungszeitreihen werden jeweils eine Volllaststundenzahl sowie Ein- und Ausschaltbedingungen definiert. Die Ein- und Ausschaltbedingungen der Wärmepumpen orientieren sich an einer Temperaturzeitreihe bzw. die der Power-to-Heat-Anlagen darüber hinaus am Strompreis. Die Power-to-Wasserstoff-Anlagen werden, wie in Unterkapitel 3.5 beschrieben, in nachfrage- und windorientierte Anlagen unterteilt. Dementsprechend werden die Ein- und Ausschaltbedingungen der Anlagen für die Ermittlung der Zeitreihen gemäß ihrer definierten Betriebsart gewählt.

Die Lastzeitreihen der Ladeleistung für Elektrofahrzeuge werden mittels einer Bottom-Up-Modellierung zur Bestimmung von Fahr-

und Stillstandszeiten sowie der gefahrenen Kilometer bestimmt. Gemäß der Regionalisierung von Elektrofahrzeugen und unterschiedlicher Typen von Ladepunkten, wird je Gemeinde eine Lastzeitreihe für ein Jahr bestimmt.

Mögliche Netzverknüpfungspunkte für Offshore Windenergieanlagen, werden im Netzmodell nicht explizit berücksichtigt. Es wird angestrebt, dass die Netzverknüpfung im Umkreis von Standorten zukünftig ausgedienter Kraftwerke, wie bspw. in den Suchräumen um die Kraftwerkstandorte Ibbenbüren [7] und Voerde, vorgenommen wird. Diese Standorte verfügen historisch bedingt über direkte Anbindungen an das Übertragungsnetz, wodurch eine direkte Einspeisung in dieses wahrscheinlich ist. Somit entsteht kein direkter Ausbaubedarf der Verteilnetze durch diese neuen Netzverknüpfungspunkte. Die vorhandene Netzinfrastruktur ist dabei bereits auf die Einspeisung großer Leistungen durch ein Kraftwerk ausgelegt. Etwaige veränderte Transitflüsse durch das lokale Hochspannungsnetz erfordern eingehende Untersuchungen im Rahmen der Detailplanung.

7.4.3 Ermittlung des HS-Netzausbaubedarfs

Ziel der Netzplanung ist das Netz so auszulegen, dass alle betrieblichen Grenzwerte sowohl im Normalzustand als auch für planungsrelevante Netzschwächungen im Netzbetrieb mit den netzbetrieblich zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen eingehalten werden können. Hierzu werden technische Randbedingungen gemäß dem Stand der Technik für das HS-Netz definiert und berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen wird auf Basis des Netzmodells und 8760 Netznutzungsfällen, die den einzelnen Stunden in der zur Auslegung herangezogenen Jahressimulation entsprechen, der Netzausbaubedarf bestimmt. Das Vorgehen ist schematisch in Abbildung 7-5 dargestellt und wird im Folgenden detailliert erläutert.

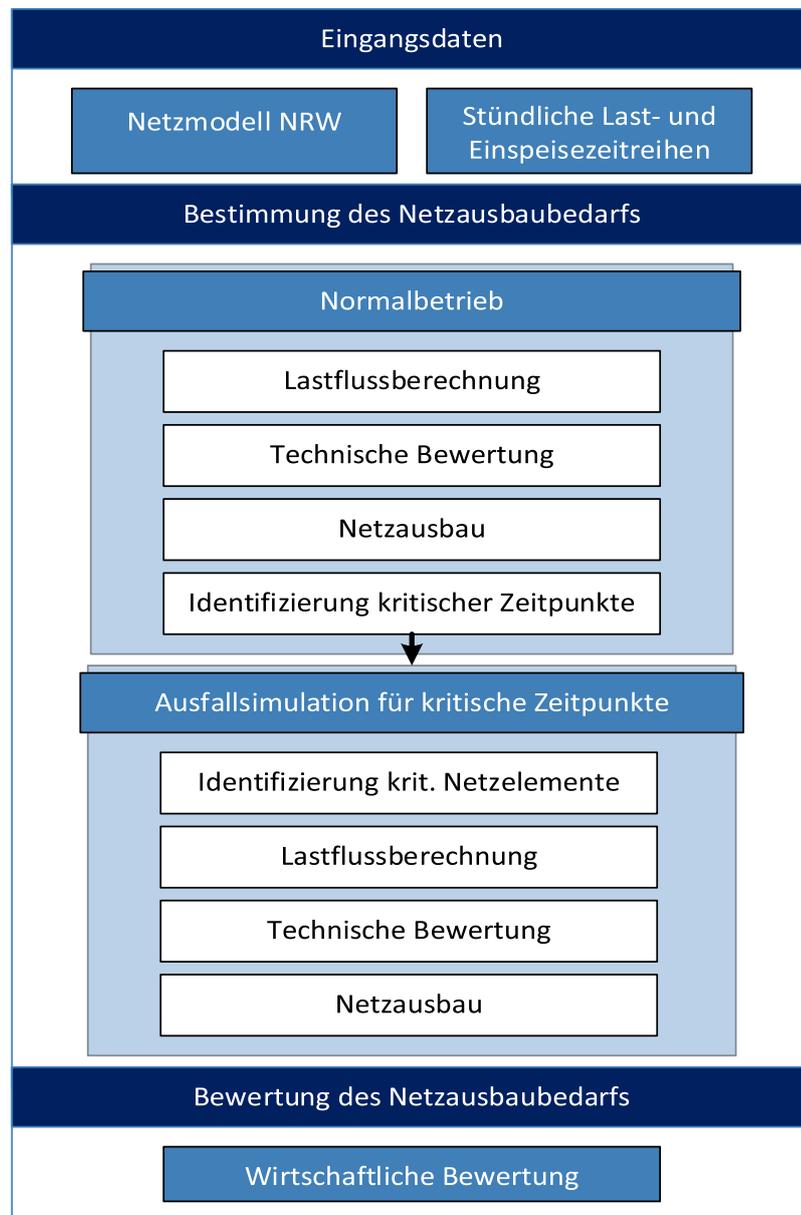


Abbildung 7-5: Schematisches Vorgehen bei der Bestimmung des Netzverstärkungsbedarfs

Technische Randbedingungen

Zu den wesentlichen technischen Randbedingungen im HS-Netz zählen die Einhaltung der thermischen Belastbarkeit aller Betriebsmittel sowie einzuhaltende Ober- und Untergrenzen der Betriebsspannungen. Als Ausbaukriterium wird im Folgenden die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel herangezogen, da die thermische Belastbarkeit den Haupttreiber für den Ausbaubedarf der HS-Netzebene darstellt. Verletzungen der Spannungskriterien können

in der Regel durch betriebliche Maßnahmen, wie z.B. die Spannungs-Blindleistungsregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen, einer Änderung der Stufenstellung von HS/HöS-Transformatoren oder Blindleistungskompensationsanlagen unterbunden werden.

Die maximal erlaubte thermische Belastung der Netzbetriebsmittel im Normalbetrieb und im gestörten Betrieb wird unter Berücksichtigung möglicher Transitflüsse durch das HS-Netz aufgrund der teilweise engen Kopplung mit dem Übertragungsnetz zu 85% der nominellen thermischen Belastung gewählt. Für den gestörten Betrieb wird der (n-1)-Fall betrachtet. Dabei gilt, dass der Ausfall einer einzelnen Komponente (Transformator oder Leitung) zu keiner Überlastung eines Netzbetriebsmittels an einer anderen Stelle im Netz führen darf und die Versorgung aller Verbrauchseinrichtungen weiterhin gewährleistet ist. Der gestörte und somit geschwächte Netzabschnitt muss entsprechend über andere Versorgungswege ausreichend betriebssicher versorgt werden. Die dadurch stärker belasteten Netzabschnitte dürfen weiterhin nicht die Grenzwerte für Spannung und Strom verletzen.

Leistungsflussberechnung

Die Simulation des Normalbetriebs und die Ausfallsimulation umfassen eine komplexe Leistungsflussberechnung des Netzes, in der für alle Netzknoten die komplexen Knotenspannungen und für alle Übertragungselemente (Leitungen und Transformatoren) die Stromflüsse bzw. Leistungsflüsse berechnet werden. Basierend auf der Lastflussberechnung können die Auslastung aller Betriebsmittel analysiert und etwaige Grenzwertverletzungen identifiziert werden.

Normalbetrieb

Um den Netzausbaubedarf der HS-Netzebene quantifizieren zu können, werden zunächst Leistungsflussberechnungen für den Normalbetrieb basierend auf dem erstellten Netzmodell und den erarbeiteten Szenarien zur Netznutzung durchgeführt. Zur Abbildung verschiedener Last- und Einspeisesituationen (Netznutzungsfälle), werden die Leistungsflussberechnungen in einem stündlichen Zeitraster auf Basis von Zeitreihen durchgeführt. In Tabelle 7-6 sind die Zusammensetzung und Datenbasis der Netznutzungsfälle aufgeschlüsselt.

Tabelle 7-6: Zusammensetzung eines Netznutzungsfall unter Angabe der Verteilungsmethode und der Zeitreihe

Typ	Technologie	Verteilung	Zeitreihe
Erzeuger	PVA	Regionalisierung	Wetterjahr
	WEA	Regionalisierung	Wetterjahr
	Kraftwerke	Kraftwerksliste	Marktsimulation
Verbraucher	Konventionelle Last	Bottom-up Methode	Standardlastprofile
	Elektromobilität	Regionalisierung	Bottom-up Mobilitätsbedarf
	Wärmepumpen	Regionalisierung	Wetterjahr
	PtG Anlagen	Regionalisierung	Windzeitreihe/Residuallast
	PtH Anlagen	Regionalisierung	Flexibilisierte Wärmenachfrage

Wird für einen Netznutzungsfall die Überlastung einer oder mehrerer Leitungen festgestellt, wird entsprechend heutiger Planungsgrundsätze für jede überlastete Leitung eine parallele Leitung zugebaut. Anschließend wird der Leistungsfluss für den gleichen Netznutzungsfall erneut ermittelt. Dieses Vorgehen wird solange wiederholt, bis keine Überlastungen mehr auftreten. Wenn alle Grenzwertverletzungen behoben sind, wird mit der Ermittlung des Leistungsflusses für den nächsten Netznutzungsfall fortgefahren. Zeitgleich zum Netzausbau werden kritische Zeitpunkte in Abhängigkeit der Netzauslastung ermittelt. Im Rahmen dieses Gutachtens liegt ein kritischer Zeitpunkt vor, wenn mindestens eine Leitung zur mehr als 40% ihrer maximalen thermischen Belastungsgrenze ausgelastet ist. Im Anschluss an die Simulation des Normalbetriebs werden diese identifizierten, kritischen Zeitpunkte, die entweder eine hohe durchschnittliche Netzauslastung oder eine sehr hohe Netzauslastung auf einzelnen Netzelementen aufweisen, in einer Ausfallsimulation zur Überprüfung des (n-1)-Kriteriums näher untersucht.

Ausfallsimulation

Für die im Normalbetrieb als kritisch identifizierten Zeitpunkte werden zu Beginn der Ausfallsimulation alle Zweige identifiziert, die mehr als 40% ihrer maximalen thermischen Belastungsgrenze ausgelastet sind. Im Rahmen der (n-1)-Ausfallsimulation wird der Aus-

fall dieser kritischen Übertragungselemente simuliert und die Einhaltung der geforderten betrieblichen Grenzwerte aller verbleibenden Betriebsmittel nach dem Ausfall überprüft. Dabei erfolgt eine Berechnung der resultierenden Ströme und Spannungen jeweils für den einfachen Ausfall aller Leitungen und Transformatoren, die im Normalbetrieb als kritische Elemente identifiziert wurden. Analog zum Vorgehen für den Normalbetrieb werden für jeden relevanten Netznutzungsfall Grenzwertüberschreitungen nach einer Leistungsflussberechnung gemäß den technischen Randbedingungen überprüft und Netzverstärkungen durchgeführt, bis alle Überlastung für den vorliegenden Netznutzungsfall behoben sind.

Einordnung weiterer Ausbaumaßnahmen

In realen Planungsprozessen für den konventionellen Netzausbau von HS-Netzen stehen neben dem Austausch oder Zubau von Betriebsmitteln auch die Anpassung der Netzstruktur, die Erschließung neuer Trassen und der Zubau neuer Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz als weitere Freiheitsgrade zur Verfügung. Insbesondere eine Auswahl geeigneter spannungsebenenübergreifender Maßnahmen bei der Auswahl neuer Verknüpfungspunkte erfordert jedoch detailliertere Information über den betrachteten Netzbereich sowohl auf Seite des HS-Netzes als auch auf Seite des Übertragungsnetzes und wird deshalb im Rahmen dieses Gutachtens nicht explizit als Freiheitsgrad des Netzausbaus betrachtet.

Bedingt durch den hohen Vermaschungsgrad der HS-Ebene, insbesondere im urban und industriell geprägten NRW, ist zudem davon auszugehen, dass Teile der Übertragungskapazität der HS-Ebene für Transitflüsse des Übertragungsnetzes genutzt werden. Die Berücksichtigung dieser Transitflüsse erfolgt im Rahmen des Gutachtens, wie oben beschrieben, zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs über eine pauschale Reservedimensionierung der Übertragungskapazität der HS-Leitungen.

Wirtschaftliche Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung des identifizierten Netzausbaubedarfs erfordert eine Ermittlung der zu erwartenden Ausbau- und Verstärkungskosten. Neben den reinen Betriebsmittelkosten beinhalten die angesetzten Investitionen auch weitere Kosten, die im Rahmen der Planung, Genehmigung und Errichtung anfallen. Die zur Bewer-

tion des Netzausbaubedarfs in der HS-Netzebene herangezogenen kilometerbezogenen Kosten sind analog zu [95] gewählt und in Tabelle 7-7 aufgeführt. Auch wenn die Genehmigungskosten seither gestiegen sind, werden die Daten in den prägenden Eingangsgrößen weiterhin für aussagekräftig erachtet. Im Rahmen der wirtschaftlichen Bewertung werden Synergien durch die Kombination von Trassen und Masten, die sowohl Freileitungen des Hochspannungsnetzes als auch des Übertragungsnetzes kombinieren, nicht explizit berücksichtigt. Unter Netzbetreibern abgestimmte Ausbaumaßnahmen können die gesamtwirtschaftlichen Kosten reduzieren. Hierfür sind jedoch detaillierte Informationen über den Planungs- und Ausbauprozess im Übertragungsnetz notwendig, die den Gutachtern nicht im erforderlichen Detail vorliegen.

Tabelle 7-7: Kilometerbezogene Investitionen für Betriebsmittel in der HS-Netzebene (nach [95])

Betriebsmittel	Beschreibung	Monetäre Bewertung
Freileitungen		
Einzelbündel	Provisorium, Leitung, Erdschlusskompensation	400 Tsd. €/km
Zweierbündel	Provisorium, Leitung, Erdschlusskompensation	520 Tsd. €/km
Kabel		
Kabel	Erdarbeiten, Kabel, Erdschlusskompensation	1.300 Tsd. €/km

8 Ergebnisse

Im nachfolgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen des zu erwartenden Netzausbaubedarfs in den Szenarien und Sensitivitäten dargestellt und eingeordnet. Die Netznutzer und mögliche weitere Faktoren mit Einfluss auf den Netzausbau werden, wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben, berücksichtigt.

8.1 Basisszenarien

Abbildung 8-1 stellt den ermittelten Gesamtausbaubedarf der Verteilnetze in den einzelnen Szenarien bis zum jeweiligen Zieljahr für alle Spannungsebenen dar. Hierbei gilt es darauf hinzuweisen, dass ausschließlich Erweiterungsinvestitionen angegeben werden. Ersatzinvestitionen werden hingegen nicht berücksichtigt und können sich jedoch teilweise mit Erweiterungsinvestitionen überschneiden.

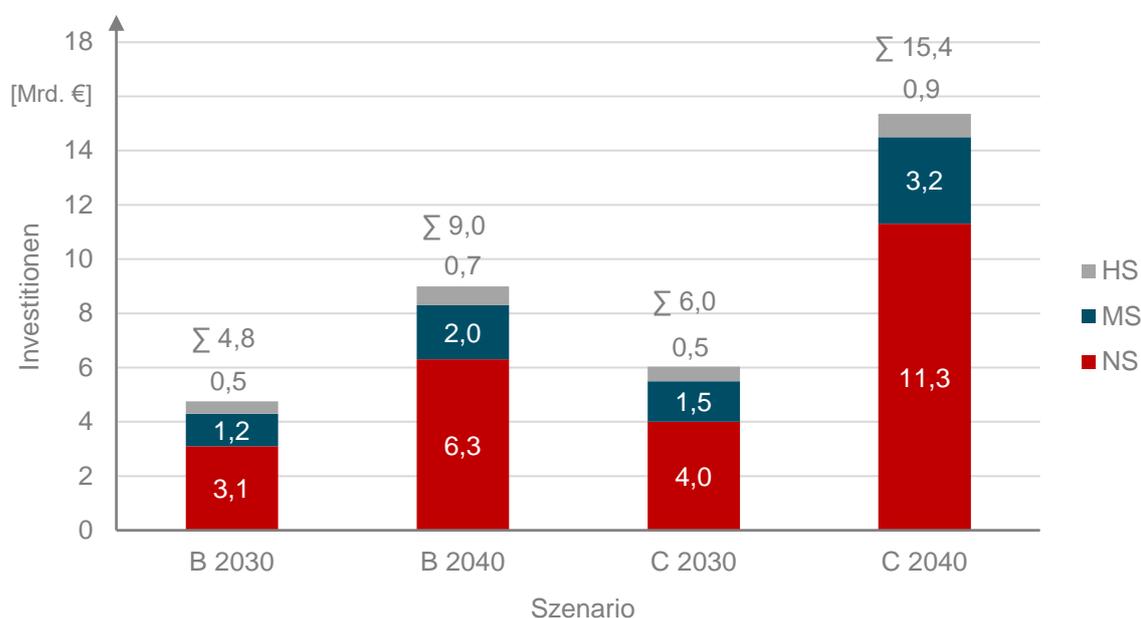


Abbildung 8-1: Übersicht der Investitionsbedarfe je Szenario und Netzebene

Die erwarteten Investitionen in die NRW-Verteilnetze liegen bis zum Jahr 2030 zwischen 4,8 Mrd. € und 6,0 Mrd. €. Bis zum Jahr 2040 werden Investitionen zwischen 9,0 Mrd. € und 15,4 Mrd. € erwartet. Die Verteilung der Investitionen zwischen den Spannungsebenen

bleibt hierbei über alle Szenarien und Stützjahre in einem vergleichbaren Rahmen. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere der Netzausbau in der NS-Ebene einen Großteil der Investitionen zu erwarten ist. So liegen in allen Szenarien und Stützjahren über 60 % der Investitionen in dieser Spannungsebene. Dies ist nachvollziehbar, da ein großer Teil der neuen Netznutzer, insbesondere im Bereich der neuen Lasten in dieser Netzebene angeschlossen werden und diese Netzebene einen Großteil der Gesamtleitungslänge des Verteilnetzes ausmacht.

Zur Einordnung der Ergebnisse werden die jährlichen Investitionen der VNB in den vergangenen Jahren in die Verteilnetze im Bundesgebiet in Abbildung 8-2 dargestellt. In den Jahren 2015 bis 2020 lagen die Investitionen der deutschen VNB demnach zwischen 3,5 Mrd. € und 4,6 Mrd. €. Historische Zahlen, bezogen auf die Verteilnetze in NRW liegen nicht vor. Die Investitionen der VNB beinhalten hierbei sowohl Ersatzinvestitionen als auch Neubauinvestitionen. Eine weitere Unterscheidung im Rahmen der verfügbaren Datenlage ist nicht möglich.

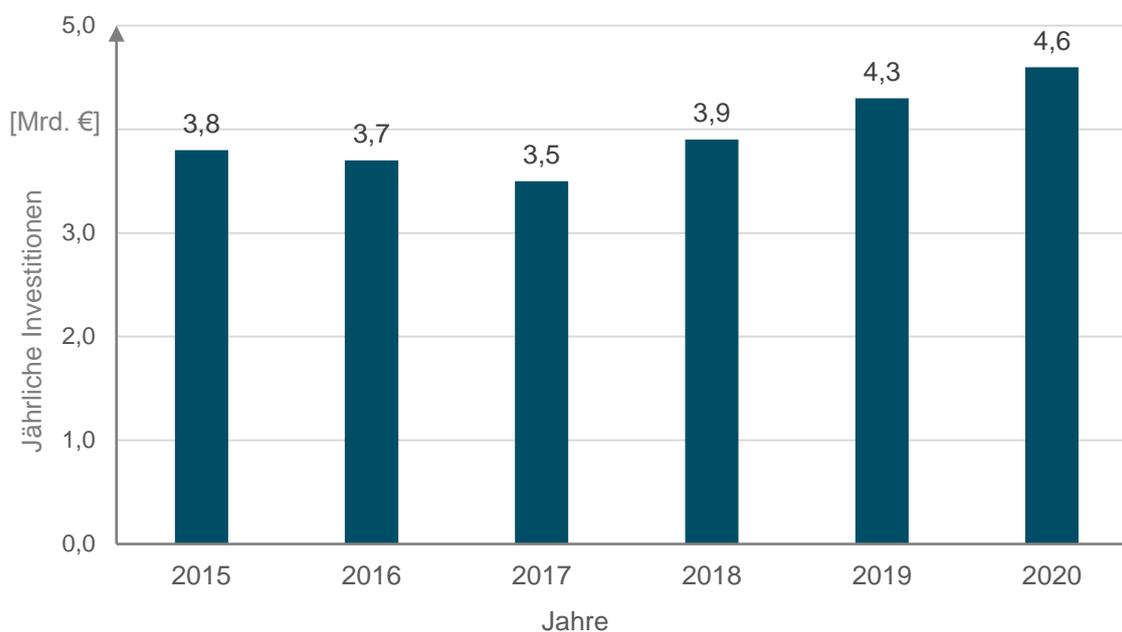


Abbildung 8-2: Jährliche Investitionen der VNB im gesamten Bundesgebiet gemäß Monitoringbericht 2020 [96]

Zum Vergleich werden die im Rahmen dieser Studie ermittelten Investitionen auf die einzelnen Jahre umgelegt und in Abbildung 8-3 dargestellt. Hierbei wird vereinfacht von einer linearen Verteilung

über die Jahre ausgegangen. In der Realität wird die Verteilung von der Geschwindigkeit der sich verändernden Versorgungsaufgabe, von der aktuellen Vorauslastung, lokalen Gegebenheiten, möglichen Genehmigungsverfahren und der Machbarkeit von Netzausbaumaßnahmen abhängen. Die im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Investitionen sollten als Erweiterungsinvestitionen verstanden werden. Eine Berücksichtigung der Altersstruktur und damit verbundenen Ersatzinvestitionen erfolgt hier nicht.

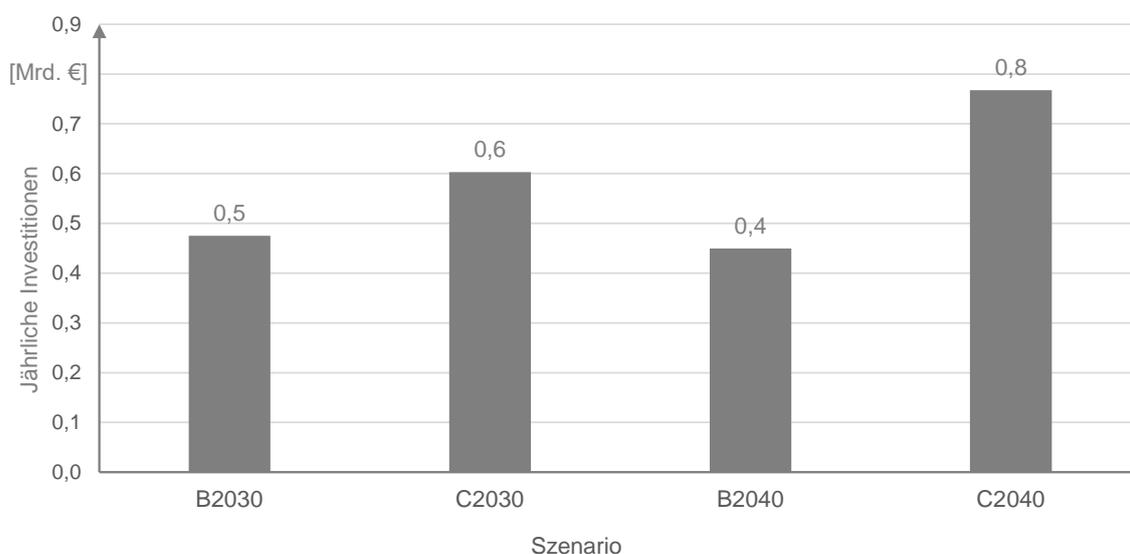


Abbildung 8-3: Auf die Jahre umgelegten ermittelten Investitionen in die Verteilnetze in NRW

Die ermittelten jährlichen Investitionen in die NRW-Verteilnetze liegen zwischen 0,4 Mrd. € und 0,8 Mrd.€ bzw. zwischen 9 % und 17 % der aktuellen Investitionen der VNB für das gesamte Bundesgebiet. Mit Blick auf ausgewählte Strukturdaten wie Einwohner, Fläche, Leitungslänge des Verteilnetzes und gemeldeter Fahrzeuge nimmt das Land NRW 10 % bis 20 % an Gesamtdeutschland ein. Der Vergleich von Strukturdaten, jährlichen Investitionen aus der Vergangenheit und den hier ermittelten Investitionen zeigt, dass aus investiver Gesamtsicht grundsätzlich von einer Realisierbarkeit ausgegangen werden kann. Maßnahmen, wie z.B. altersbedingte Erneuerungen, die ohnehin über die Jahre anfallen, werden zu einem gewissen Anteil auch in den hier ermittelten Erweiterungsinvestitionen enthalten sein. Der Anteil lässt sich jedoch im Rahmen dieses Gutachtens nicht beziffern. Bei der „Überlappung“ gilt es zu bedenken, dass wesentliche Kriterien aufeinandertreffen müssen. Zum ei-

nen muss das entsprechende Betriebsmittel sowohl aus Altersgründen als auch durch die sich verändernde Versorgungsaufgabe betroffen sein. Zum anderen müssen die sich ergebenden Maßnahmen auch zeitlich zumindest in einem ähnlichen Horizont bewegen. Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass lokal deutlich höhere Anforderungen an die zu schaffenden Übertragungskapazität gegenüber der bestehenden Infrastruktur gestellt werden. Damit ist ein reiner Austausch der bestehenden Infrastruktur nicht immer ausreichend. Dennoch können hier insbesondere Tiefbauarbeiten gezielt eingespart werden.

Neben der Betrachtung der Gesamtinvestitionen ist auch der Blick auf die einzelnen Netzebenen von Bedeutung. Entsprechend Abbildung 8-4 sehen die deutschen Hochspannungsnetzbetreiber bisher etwa 50 % der zukünftigen Ausbau-Investitionen in der Hochspannungsebene. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Planungshorizont für Maßnahmen in der HS-Ebene gegenüber Maßnahmen in der MS- und NS-Ebene wesentlich länger ist und das Bild somit aus heutiger Sicht verzerren kann. Deutlich wird jedoch, dass durch die Sektorenkopplung gemäß Abbildung 8-1 ein signifikant größerer Anteil in den unteren Netzebenen erwartet werden kann.

Gemeldeter Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber für die nächsten 10 Jahre je Netzebene [Mio. €]

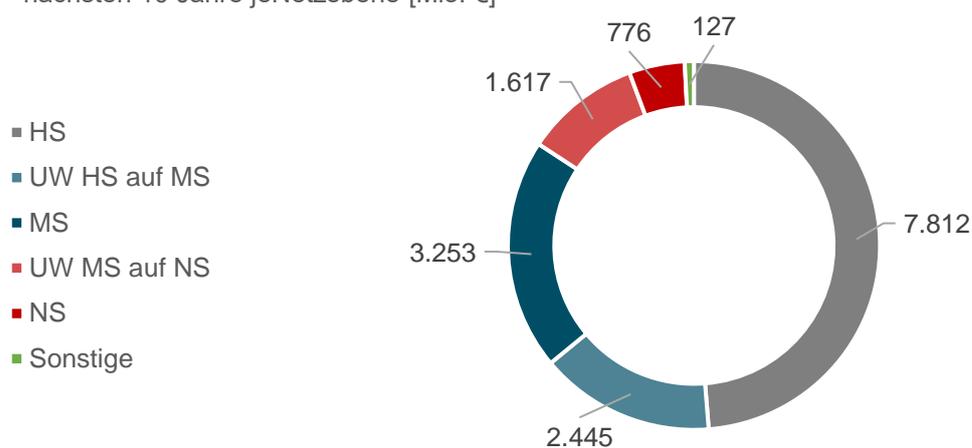


Abbildung 8-4: Gemeldeter Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber für die nächsten 10 Jahre je Netzebene auf Grundlage des Monitoringberichts 2020 der BNetzA [96]

Eine weitere Einordnung der Ergebnisse ermöglicht Abbildung 8-5. Dargestellt wird der Leitungsausbau je Spannungsebene relativ zur gesamten Leitungslänge dieser Spannungsebene in NRW. Die abgebildeten Ergebnisse beziehen sich auf das Szenario C2040.

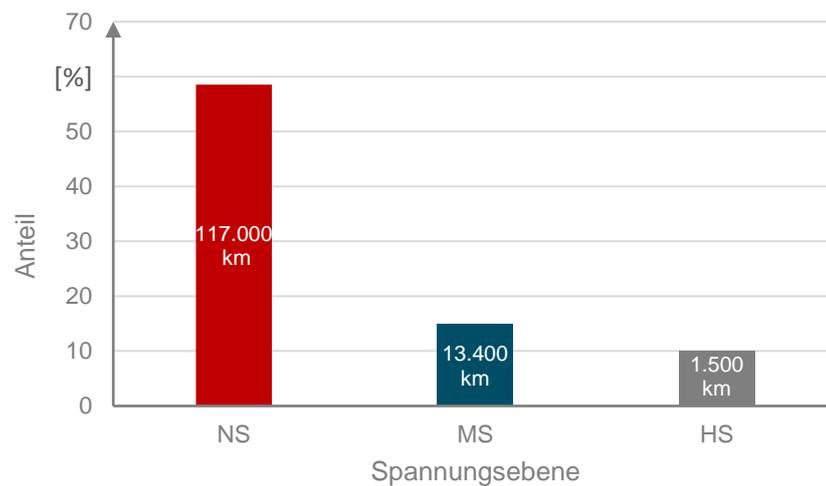


Abbildung 8-5: Leitungsausbau je Spannungsebene für das Szenario C2040 - Absolut und relativ zur Gesamtleitungslänge der jeweiligen Spannungsebene in NRW [97]

Während der Leitungsausbau in der MS- und HS- Ebene mit 10 % bzw. 15 % nur einem relativ geringen Teil der heutigen Leitungslänge entspricht, ist in der NS-Ebene ein Leitungsausbau zu erwarten, der etwa 60 % der heutigen Leitungslänge in dieser Spannungsebene entspricht. Es ist zu erwarten, dass dies Netzbetreiber vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen für Bodenarbeiten und Betriebsmittelinvestitionen, sowohl organisatorisch als auch monetär vor eine Herausforderung stellen wird. Daher gilt es Maßnahmen zur Reduzierung der Investitionen insbesondere in der NS-Ebene näher zu untersuchen und Netzbetreiber in diesem Prozess zu unterstützen.

8.1.1 NS-Ebene

Der folgende Abschnitt nimmt die Ergebnisse der NS-Ebene im Rahmen der Basis-Szenarien in den Fokus. In Abbildung 8-6 werden diese Ergebnisse dargestellt.

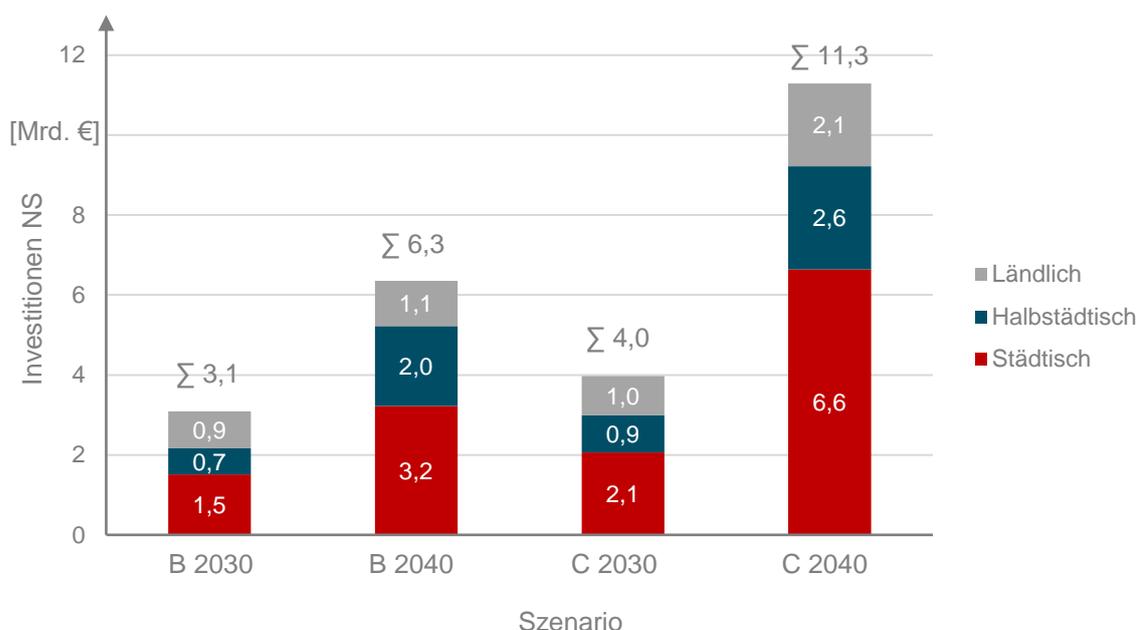


Abbildung 8-6: Ermittelter Investitionsbedarf für den Netzausbau der NS-Ebene in NRW

Die Ergebnisse zeigen einen Investitionsbedarf in der NS-Ebene zwischen 3,1 Mrd. € und 4 Mrd. € bis 2030 und bis 2040 zwischen 6,3 Mrd. € und 11,3 Mrd. €. Es zeigt sich, dass insbesondere Ballungsräume von zukünftigen Netzausbaumaßnahmen betroffen sein werden. In allen Szenarien und Stützjahren sind etwa 50 % der Investitionen in städtischen Gemeinden zu erwarten. In diesen Gemeinden treffen eine hohe Anzahl neuer Lasten auf eine relativ geringe Gemeindefläche. Dies führt letztlich zu einer hohen Belastung der einzelnen NS-Netze und damit zu Netzengpässen, welche im Rahmen eines konventionellen Netzausbaus (vgl. Unterkapitel 7.2) nicht gelöst werden können. Entsprechend ist ein relativ hoher Anteil an Netzneubaumaßnahmen in diesen Netzen erforderlich, welcher als ein primärer Treiber der Investitionen genannt werden kann. Folglich ist zu empfehlen städtische Gemeinden bei der Umsetzung investitionsreduzierender Maßnahmen im Bereich der NS-Ebene in den Fokus zu nehmen.

Hierbei ist zu beachten, dass sich bei der Betrachtung des erforderlichen Netzausbaubedarfs einzelner Netze signifikante Unterschiede ergeben können. Ein entscheidender Faktor ist die heutige Vorauslastung des Netzes [98]. Die Identifikation bereits heute hoch ausgelasteter Netze sowie zukünftiger Netzhotspots kann die Netzausbau- und Assetplanung entscheidend unterstützen.

8.1.2 MS-Ebene

Nachfolgend werden die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung des Netzausbaubedarfs auf der MS-Ebene dargestellt (s. Abbildung 8-7).

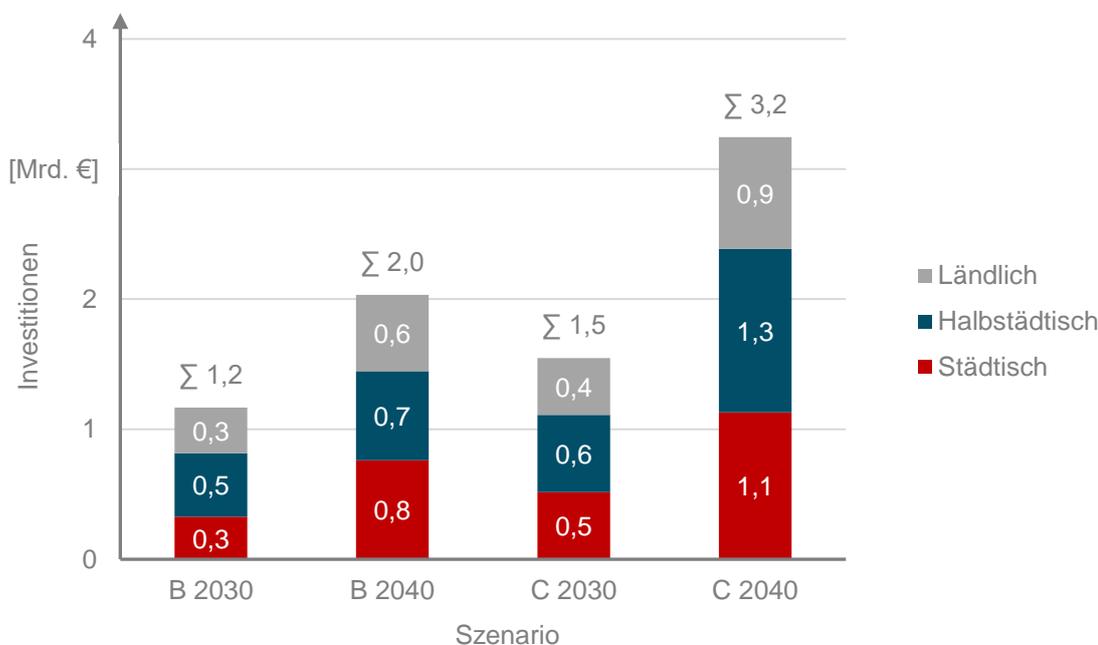


Abbildung 8-7: Kosten des Netzausbaubedarfs der MS-Ebene

Abbildung 8-7 zeigt für die MS-Netzebene der Verteilnetze in NRW bis zum Jahr 2030 Investitionen in den Netzausbau in Höhe von 1,2 Mrd. € bis 1,5 Mrd. €. Bis zum Jahr 2040 steigen diese voraussichtlich auf 2,0 Mrd. € bis 3,2 Mrd. € an. Aus Abbildung 8-7 ist ersichtlich, dass sich unabhängig vom betrachteten Jahr oder Szenario die erforderlichen Investitionen für den MS-Netzausbau relativ gleichmäßig auf die drei untersuchten Netzstrukturklassen verteilen, wobei sie im Bereich der ländlichen Gemeinden geringfügig niedriger ausfallen. Mit Blick auf die jeweilige Anzahl der nordrhein-westfälischen Gemeinden innerhalb der Netzstrukturklassen führen die in Abbildung 8-7 gezeigten Ergebnisse zu dem Schluss, dass

auch auf der MS-Ebene ein Fokus auf Ballungsräume gelegt werden sollte. Obwohl diese nur ca. 15 % der Gemeinden NRWs ausmachen, entfällt ca. ein Drittel der Investitionen für den Netzausbau auf MS-Ebene auf sie. Als besonders bedeutender Kostentreiber wurde in der MS-Netzplanung die DC-Schnellladeinfrastruktur identifiziert. An deren Standorten wie beispielsweise Autobahnraststätten oder Tankstellen trifft eine verhältnismäßig hohe Ladeleistung von 175 kW pro Ladepunkt auf eine relativ niedrige absolute Anzahl an Ladepunkten und in der Konsequenz auf eine hohe Gleichzeitigkeit.

8.1.3 HS-Ebene

Im folgenden Abschnitt werden die ermittelten Netzverstärkungsmaßnahmen für die HS-Netzebene für die Basisszenarien vorgestellt. Abbildung 8-8 zeigt den Investitionsbedarf für Netzverstärkungsmaßnahmen für die Szenarien B und C, die bis in das betrachtete Stützjahr 2030 bzw. 2040 anfallen.

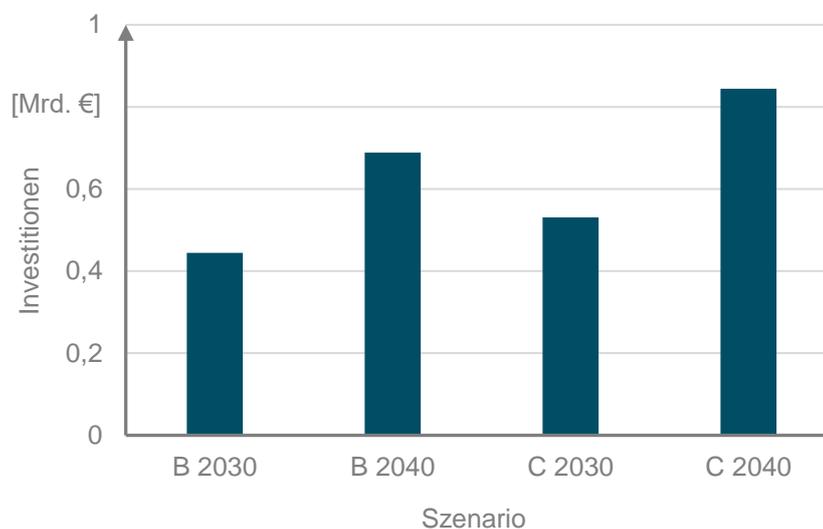


Abbildung 8-8: Investitionsbedarf in der HS-Netzebenen für die Basisszenarien

Die Ergebnisse zeigen einen kumulierten Investitionsbedarf in der HS-Netzebene zwischen 0,45 Mrd. € und 0,53 Mrd. € bis 2030 sowie zwischen 0,69 Mrd. € und 0,85 Mrd. € bis 2040, jeweils ausgehend vom modellierten Startnetz für 2020. Der Investitionsbedarf wird entsprechend der Annahmen für Betriebsmittelinvestitionen

aus Tabelle 7-7 ermittelt. Es gilt zu beachten, dass für die wirtschaftliche Betrachtung das aktuelle Verhältnis von Kabelstrecken zu Freileitungen berücksichtigt wird. Durch einen steigenden Anteil von Neubaustrecken und Ersatzneubauten, die verkabelt werden, um potenziell die gesellschaftliche Akzeptanz zu fördern, können sich diese Investitionen entsprechend erhöhen.

Die detaillierte Analyse der Netzverstärkungsmaßnahmen zeigt, dass die steigende Last in städtischen Regionen der größte Treiber für Investitionen ist. Lokal können verhältnismäßig starke Auswirkungen durch eine große Anzahl neuartiger Verbraucher wie bspw. Ladesäulen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Power-to-X Anwendungen beobachtet werden. Die Zuleitung zu städtischen Regionen erweist sich in diesem Kontext als struktureller Engpass, dem mit entsprechenden Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen begegnet werden muss.

Der im Vergleich zu der NS- und MS-Netzebene deutlich geringere Ausbaubedarf von ca. 10 % der bestehenden Leitungskilometer kann teilweise durch das historisch starke HS-Netz in NRW erklärt werden. Dieses ist eine Folge der hohen Bevölkerungsdichte gepaart mit einer hohen industriellen Nachfrage, welche bereits in der Vergangenheit ein gut ausgebautes HS-Netz erforderten.

Zur Einordnung der Ergebnisse ist in Abbildung 8-9 der erforderliche Zubau von HS-Stromkreisen je Regierungsbezirk für das Szenario C 2040 als geographische Verteilung dargestellt. Aus der Abbildung geht hervor, dass der Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen in den fünf Regierungsbezirken in NRW nicht gleichverteilt ist. Der größte Bedarf fällt im Regierungsbezirk Köln an. Dieser ist rund vier Mal größer als der Bedarf im Regierungsbezirk Detmold. Die dargestellten Ergebnisse spiegeln wider, dass in den Metropolregionen, also dem Bereich mit der größten Einwohner- und somit Lastdichte, der primäre Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen anfällt. Hinzu kommt, dass die Erzeugungs- und Laststruktur im Regierungsbezirk Köln verschiedene Treiber für Netzverstärkungsmaßnahmen bündelt. Neben der Last durch neuartige private Verbraucher (Ladesäulen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen), wird in den Landkreisen des Regierungsbezirks Köln ein hohes Potenzial für Power-to-Wasserstoff-Anwendungen (vgl. Unterkapitel 3.5) und ebenso ein erhöhtes Potenzial für WEA (vgl. Abschnitt 3.3.2) angenommen.

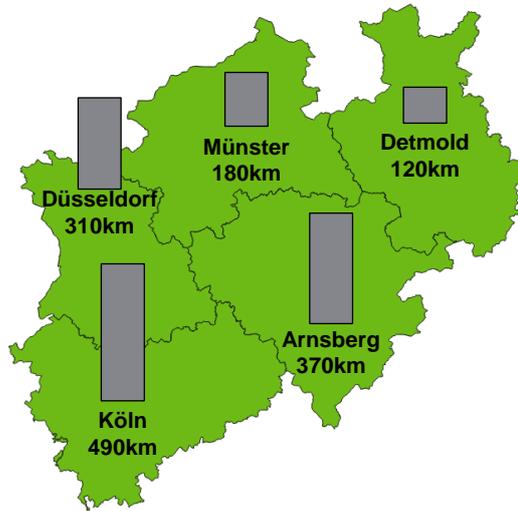


Abbildung 8-9: Zusätzlich erforderliche HS-Stromkreislänge je Regierungsbezirk für das Szenario C 2040

Die zuvor beschriebenen Einflussfaktoren unterscheiden sich qualitativ für die übrigen Szenarien nicht. Zur Einordnung des Bedarfs zusätzlicher HS-Stromkreislängen in den Szenarien ist in Abbildung 8-10 der Leitungszubau je Regierungsbezirk und Szenario gegenübergestellt.

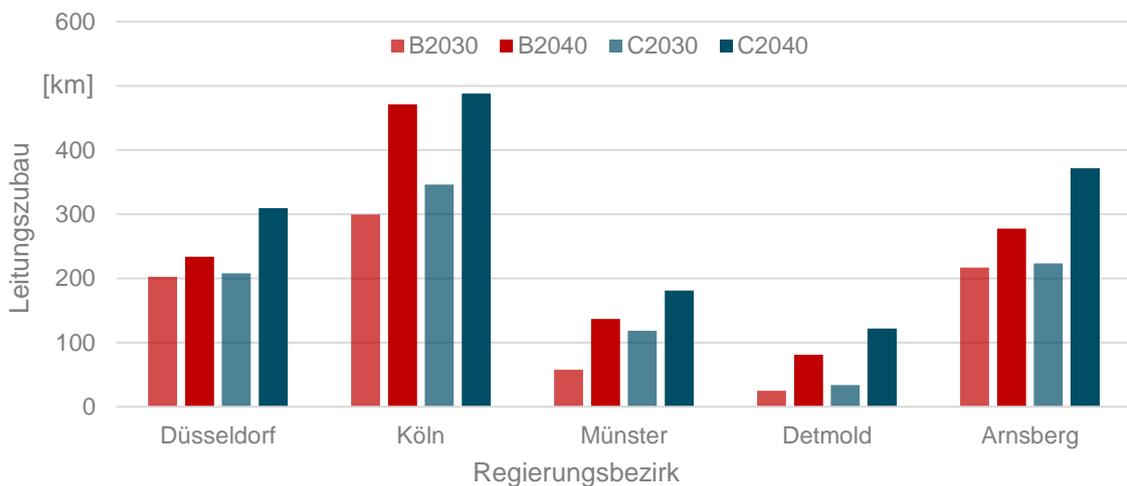


Abbildung 8-10: Zusätzlich erforderliche HS-Stromkreislänge je Regierungsbezirk und Szenario

8.2 Alternatives Ladeverhalten

Im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtung erfolgt eine Reduktion des Anteils von Elektrofahrzeugen mit heimischer Wallbox sowie eine gleichzeitige Stärkung von Schnellladeinfrastruktur zur Kompensation der privaten Lademöglichkeiten (vgl. 3.1.4). Darüber hinaus werden mit Schnellladezentren an ausgewählten Standorten weitere Lademöglichkeiten an Verkehrsknotenpunkten angeboten (vgl. 4.1.3 und 3.1.4). Ziel der Sensitivität ist die Abschätzung der Auswirkungen einer Reduktion von Ladevorgängen in der NS-Ebene bei gleichzeitiger Erhöhung der verfügbaren Infrastruktur in den höheren Spannungsebenen. In Abbildung 8-11 werden die Ergebnisse dieser Sensitivitätsbetrachtung dargestellt.

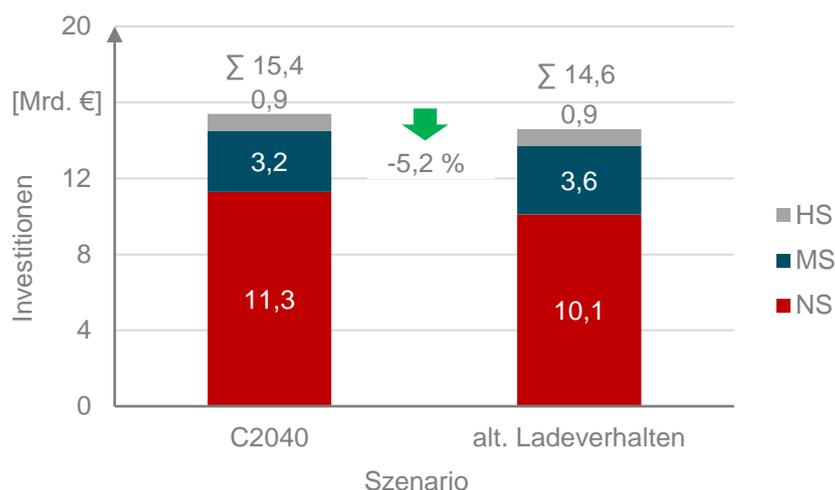


Abbildung 8-11: Einordnung der erforderlichen Investitionen bei Betrachtung der Sensitivität "alternatives Ladeverhalten" ggü. dem Basisszenario

Die Ergebnisse zeigen, dass das hier betrachtete veränderte Ladeverhalten zusammengefasst über alle Spannungsebenen zu einer Reduktion der Investitionen beitragen kann. Die investitionsreduzierende Wirkung entfaltet sich hierbei erwartungsgemäß in der NS-Ebene. Die Reduktion der privaten Lademöglichkeiten und öffentlichen AC-Ladepunkten reduzieren die Investitionen um etwa 10 %. Die Erhöhung der Anzahl von Ladepunkten in den höheren Spannungsebenen führt in der MS-Ebene zu einer Erhöhung der Investitionen um etwa 13 %. Hierbei sind insbesondere städtische Gemeinden von der Investitionserhöhung betroffen (Abbildung 8-12).

Im Bereich der HS-Ebene bewirkt die Kombination aus einer veränderten Laststruktur in den unteren Spannungsebenen und die Bündelung in zusätzlichen Schnellladezentren in der HS-Ebene eine geringfügige Senkung des Investitionsbedarfs um etwa 2,4 %. Insgesamt reduziert sich damit der Gesamtinvestitionsbedarf von 15,4 Mrd. € im Basisfall um 5,2 % auf 14,6 Mrd. € in der Sensitivität. Folglich kann eine Reduzierung privater Wallboxen und die gleichzeitige Bereitstellung alternativer Ladepunkte wie eine lokale DC-Ladeinfrastruktur, beispielsweise in Form von Quartierstankstellen oder großen Ladenzentren an Verkehrsknotenpunkten im Bereich von Ballungsräumen einen – wenn auch verhältnismäßig geringen – Beitrag zur Reduktion der Investitionen leisten. Es ist dennoch zu empfehlen entsprechende Projekte als alternative Infrastrukturkonzepte zukünftig zu Prüfen und entsprechend des Einsparpotentials zu fördern.

Wie bereits vorab erwähnt führt die Berücksichtigung eines höheren Anteils von DC-Schnellladepunkten zu einer Erhöhung der Investitionsbedarf in den Ausbau der MS-Netze Nordrhein-Westfalens um ca. 13 %, was sich insbesondere auf die städtischen Netze auswirkt. Dies wird in Abbildung 8-12 deutlich.

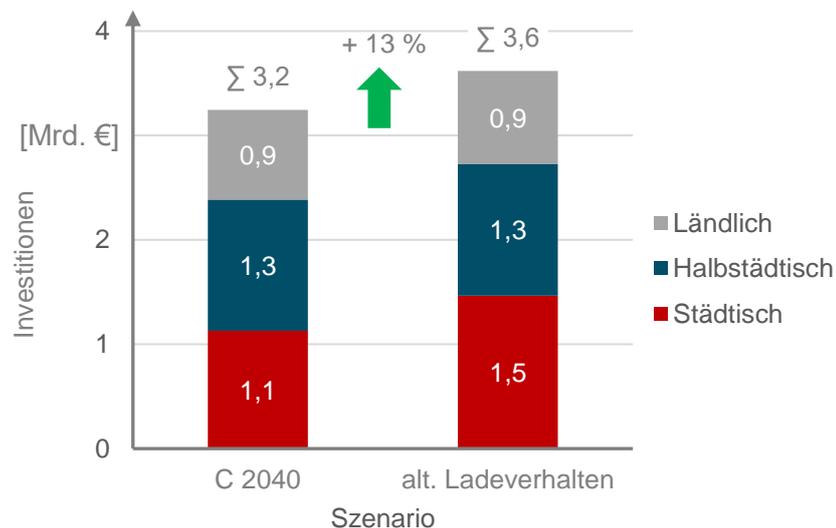


Abbildung 8-12: Einordnung der erforderlichen Investitionen bei Betrachtung der Sensitivität "alternatives Ladeverhalten" ggü. dem Basisszenario für die MS-Netzebene

Es ist in Abbildung 8-12 erkennbar, dass der überwiegende Teil der Erhöhung der Investitionsbedarf im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung eines alternativen Ladeverhaltens in städtischen Netzen entsteht. Als Grund hierfür ist die vermehrte Ausstattung sog. Hotspots (Raststätten / Tankstellen) mit DC-Schnellladeinfrastruktur zu nennen, die durch ihre hohe Ladeleistung bei hoher Gleichzeitigkeit sowie die starke räumliche Konzentration auf einzelne Stationen im Netz eine besondere Herausforderung für die MS-Netze darstellt.

Bezüglich der vorab bereits empfohlenen Prüfung und Förderung von Konzepten zur Bereitstellung einer DC-Schnellladeinfrastruktur stellen die Erkenntnisse aus der MS-Netzebene keineswegs einen Widerspruch dar. Es gilt vielmehr diese Effekte bereits möglichst früh miteinzubeziehen und passgenaue, individuelle Lösungsmöglichkeiten zu entwickeln, wie beispielsweise die Integration einer eventuell vorhandenen Photovoltaikanlage oder eine Lastspitzenkappung mittels eines Batteriespeichers.

8.3 Gesteuertes Laden

Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung, wurden die in Abschnitt 5.1.1 und 5.1.2 beschriebenen Konzepte zur planerischen Berücksichtigung einer netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen „gesteuertes Laden“ und „gesteuertes Laden +“ auf das Basisszenario C2040 angewendet. Ziel ist hierbei die Abschätzung der netzplanerischen Auswirkungen in den Netzen der NS-Ebene in NRW. Die Auslegung der Netze erfolgt im Rahmen des Konzepts „Gesteuertes Laden +“ unter Einhaltung der definierten Komforteinschränkungen. Hierbei kann für die Netzplanung eine um bis zu 3 % reduzierte jährliche Ladenergie angenommen und somit planerisch abgeregelt werden. Die zu erwartenden Investitionen zum Ausbau der NS-Netze in NRW unter Anwendung dieses Konzeptes, werden in Abbildung 8-13 dargestellt und mit den zu erwartenden Investitionen im Basisszenario C2040 verglichen.

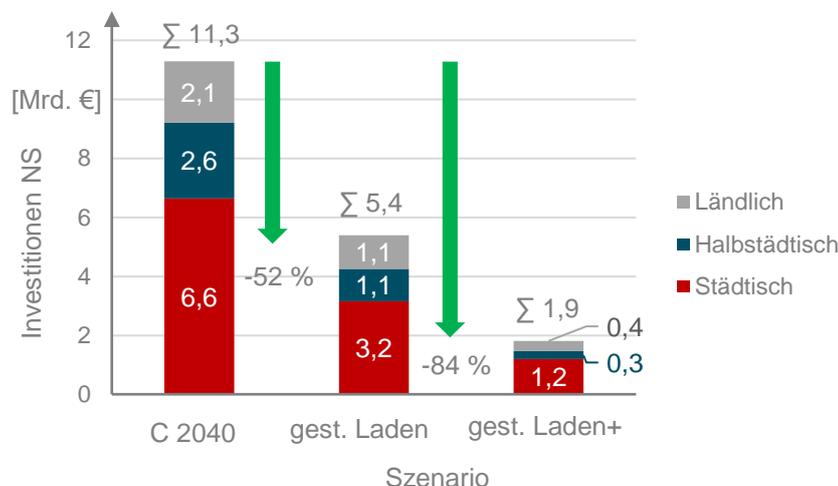


Abbildung 8-13: Einordnung der ermittelten Investitionen für den Netzausbau bei der planerischen Berücksichtigung einer Steuerung von Ladevorgängen ggü. dem Basisszenario

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass die planerische Ausnutzung der Flexibilität zur netzdienlichen Verschiebung der Ladevorgänge im Rahmen der stochastischen Standzeiten ein großes Potenzial zur Reduktion des zu erwartenden Netzausbaus birgt. Hierbei zeigt die Abschätzung im Zuge dieser Sensitivität bereits bei einem Flexibilitätseinsatz ohne Einschränkung des Netznutzerkomforts eine Reduktion der Investitionen um 52 % gegenüber dem Basisszenario C2040 auf 5,4 Mrd. €. Eine darüberhinausgehende geringe Beeinträchtigung des Komforts kann die zu erwartenden Investitionen weiter reduzieren. Die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung zeigen hier eine Reduktion um bis zu 84 % auf 1,9 Mrd. €. Bei der Einordnung der Investitionen ist zu berücksichtigen, dass der abgebildete Einsatz der netzdienlichen Flexibilität zu einer Erhöhung der Integrationsfähigkeit von Treibern, insbesondere von Elektrofahrzeugen führt und hierdurch der Bedarf insbesondere an Netzneubaumaßnahmen sinkt (vgl. Unterkapitel 7.2). Hierbei ist im Bereich der Komforteinschränkungen zu beachten, dass eine Abregelung je Netzgebiet im Durchschnitt etwa 450 Stunden im Jahr aktiv ist. Die Dauer der einzelnen Steuerungsmaßnahmen beträgt durchschnittlich etwa 100 min. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass einzelne Fahrzeuge und Ortsnetzstationen im Betrieb deutlich stärker betroffen sein können. Die ermittelte Reduktion der Investitionen sowohl im Rahmen des Konzeptes „gesteuertes Laden“ als auch „gesteuertes Laden +“ zeigt eine vergleichbare

Wirksamkeit in allen Strukturklassen. Diese Reduktion spiegelt sich auch in den jährlichen Investitionen wider. So reduziert bereits die Berücksichtigung des „gesteuerten Ladens“ die jährlichen Investitionen über alle Spannungsebenen hinweg um 37 % gegenüber dem Szenario C2040 auf 0,5 Mrd.€. Die Berücksichtigung des „gesteuerten Ladens +“ reduziert die jährlichen Investitionen über alle Spannungsebenen hinweg um 62 % auf 0,3 Mrd.€ (vgl. Abbildung 8-14). Die Prüfung eines netzdienlichen Einsatzes einer Steuerung von Ladevorgängen sowie eine entsprechende planerische Berücksichtigung ist daher in jedem Fall sinnvoll.

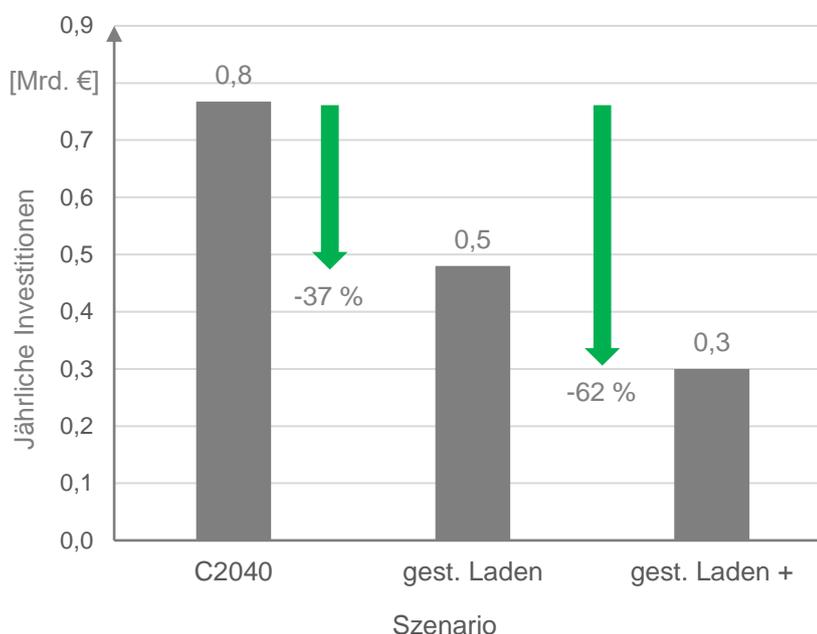


Abbildung 8-14: Einordnung der auf Jahre umgelegten ermittelten Investitionen der Nieder- bis Hochspannungsebene unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens in der NS-Ebene gegenüber dem Basisszenario C2040

Eine weitere Einordnung ermöglicht die Betrachtung der zu ertüchtigen Leitungslängen (vgl. Abbildung 8-15). Dargestellt wird im Vergleich der erforderliche Netzausbau in der Niederspannungsebene sowohl für das Basisszenario C2040 als auch unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens. Eingeordnet werden hierbei sowohl die erforderliche Länge des Leitungsausbaus als auch dessen Anteil am bestehenden NS-Netz.

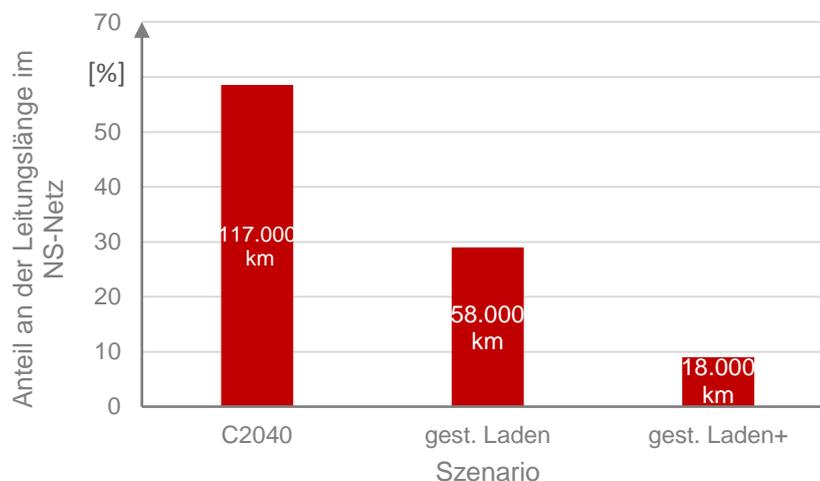


Abbildung 8-15: Vergleich des erforderlichen Leitungsausbaus in der NS-Ebene zwischen dem Basisszenario C2040 und dem Ausbau unter Berücksichtigung einer Steuerung von Ladevorgängen

Die Abbildung verdeutlicht die Auswirkungen einer planerischen Berücksichtigung des gesteuerten Ladens nicht nur auf die erforderlichen Investitionen sondern ermöglicht auch die Bewertung hinsichtlich der praktischen Durchführbarkeit der erforderlichen Maßnahmen. So ist unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens bzw. gesteuerten Ladens+ ein Netzausbau zwischen ca. 30 % bzw. ca. 10 % des bestehenden NS-Netzes erforderlich, gegenüber ca. 58 % im Szenario C2040. Die Reduktion der erforderlichen Investitionen erfolgt damit in einem vergleichbaren Maß wie die Reduktion der Leitungslängen. Hieraus ist ersichtlich, dass der Leitungsausbaue gegenüber dem Transformatorausbau dominant für den Investitionsbedarf in der NS-Ebene ist. Ursächlich hierfür ist, dass durch das gesteuerte Laden eine Vielzahl thermischer Leitungsüberlastungen reduziert bzw. vermieden werden können und folglich weniger Netzneubau und kapitalintensiver Leitungsausbaue erforderlich ist. Zu beachten ist hierbei, dass der spezifische Aufwand für den Leitungsausbaue in der Regel deutlich höher ist als der für den Austausch des Transformators. Hierdurch wird auch ein weiterer Vorteil des gesteuerten Ladens ersichtlich, da überwiegend Leitungsmaßnahmen vermieden bzw. verzögert und somit der Bedarf an Grabungsarbeiten sinkt.

Theoretisch kann die Anwendung eines solchen Konzepts den Netzausbaubedarf erheblich reduzieren. Ein entscheidender planerischer Faktor zur Identifikation des Ausbaubedarfs stellen in diesem Zusammenhang die netznutzerseitigen Komforteinschränkungen dar. Diese sollten auf ein Mindestmaß beschränkt bleiben. Die möglichen Grenzen eines solchen planerischen Eingriffs hinsichtlich Häufigkeit, Dauer und nicht gedeckter Energie sind Gegenstand aktueller Diskussionen. Die im Rahmen dieser Sensitivität definierte Planungsgröße der Jahres-Ladeenergie sowie die in Anlehnung an die Spitzenkappung von EE-Anlagen erfolgte Kappung der Jahres-Ladeenergie um 3 % dient hierbei zunächst als Indikation, um die Auswirkung einer planerischen Berücksichtigung der Steuerung von Ladevorgängen abzuschätzen. Die nicht abgedeckte Ladeenergie wird dabei – anders als bei der Spitzenkappung – jedoch nicht auf Ebene der einzelnen Elektrofahrzeuge berücksichtigt, sondern kumuliert je Netzgebiet, sodass die Abregelung einzelner Netznutzer die anvisierten 3 % übersteigen kann. Grundsätzlich wären hier auch alternative Planungsgrößen und Kappungsfaktoren denkbar. Wird die Restriktion beispielsweise auf einzelne Fahrzeuge und Ortnetzstationen erweitert, können sich die möglichen Einsparungen durch die netzdienliche Flexibilität entsprechend reduzieren. Die allgemeine Aussage der möglichen Wirksamkeit der Steuerung wird hiervon nicht beeinflusst. Die Wahl der Planungsgröße und des Grenzwertes erfolgt in einem Spannungsfeld zwischen planerischen, betrieblichen und gefühltem Komfortverlust der Netznutzer. An dieser Stelle gilt es auf die Unterschiede dieser verschiedenen Betrachtungsebenen des Komfortverlustes hinzuweisen.

Ein planerischer Komfortverlust auf Basis stochastischer Werte und Zeitreihen mag eine Vielzahl von Netzen im Mittel gut repräsentieren, die reale Abregelung im Betrieb einzelner Netze kann sich hiervon jedoch, aufgrund des Verhaltens einzelner Netznutzer, z.T. erheblich unterscheiden. Im Rahmen einer langfristigen Netzbewertung ganzer Netzgebiete bzw. eines Netzneubaus oder aufgrund fehlender Kenntnisse bezüglich des Nutzerverhaltens, ist eine sichere Netzplanung auf Basis der betrieblichen Abregelung und damit des Komforts bzw. das Verhalten einzelner Netznutzer aus Sicht des Gutachters nur schwer zu realisieren und daher nicht zu empfehlen. Im Rahmen einer nachgelagerten planerischen Bewertung einzelner Netze, unter Voraussetzung einer entsprechender Daten-

lage wäre die Einbeziehung betrieblicher Kenngrößen in die planerische Bewertung hingegen eine Option (siehe Kapitel 5). Der gefühlte Komfortverlust ist im Gegensatz zur planerischen oder betrieblichen Sicht eine rein subjektive Größe. Entscheidend ist hier die Beeinträchtigung des Netznutzers im Alltag. Diese ist im Rahmen der Netzplanung nicht abzuschätzen, da hier viele unbekannte Einflussgrößen wie gefahrene Strecken, der SoC, Verfügbarkeit alternativer Lademöglichkeiten und weitere individuelle Besonderheiten eine Rolle spielen. Jedoch sollte dieser Komfortaspekt sowohl bei der Wahl eines planerischen Grenzwertes als auch bei der betrieblichen Umsetzung einer Abregelung in Form einer gerechten Verteilung der Abregelung über alle Netznutzer Berücksichtigung finden.

Voraussetzung für die Implementierung einer solchen Steuerung wäre zunächst die Möglichkeit des VNB auf den Ladevorgang des Fahrzeugs zuzugreifen und diese zu steuern. Zudem erfordert eine netzdienliche Steuerung Kenntnisse über die aktuelle Belastungssituation im Netz, um die Ladevorgänge und ggf. weitere flexible Lasten im Netzgebiet entsprechend zu steuern. Voraussetzung für beide Aspekte ist eine entsprechend vorhandene und zuverlässige Infrastruktur für Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Diese ist nicht Bestandteil der ausgewiesenen Investitionen und könnte neben der Steuerung von Ladevorgängen noch für weitere Aspekte genutzt werden, wodurch eine eindeutige Zuordnung dieser Kosten auf das gesteuerte Laden nicht sachgerecht wäre. Zudem ist eine Steuerung von Ladevorgängen mit neuen Anforderungen an den Netzbetrieb, die Netzplanung und die prozessualen Abläufe beim VNB verbunden, die entsprechend bei einer Implementierung berücksichtigt werden müssen. Können diese Voraussetzungen jedoch erfüllt werden, kann die Steuerung von Ladevorgängen dem Netzplaner als Werkzeug dienen, einen Teil des erforderlichen Netzausbaus zeitlich zu verschieben und damit die Realisierbarkeit des Netzausbaus für den VNB zu unterstützen bzw. diesen zu vermeiden. Den Einsatz einer solchen Steuerung gilt es dann durch den VNB unter Berücksichtigung der zu erwartenden Belastungen in den einzelnen Netzen und der Assetstrategie zu prüfen.

8.4 Kumulierte Gleichzeitigkeit in der MS-Ebene

Im Rahmen dieser Sensitivität wurde gemäß der Beschreibung in Unterkapitel 4.6 der Einfluss der Berücksichtigung einer kumulierten Gleichzeitigkeit für private und öffentliche AC-Ladeinfrastruktur auf

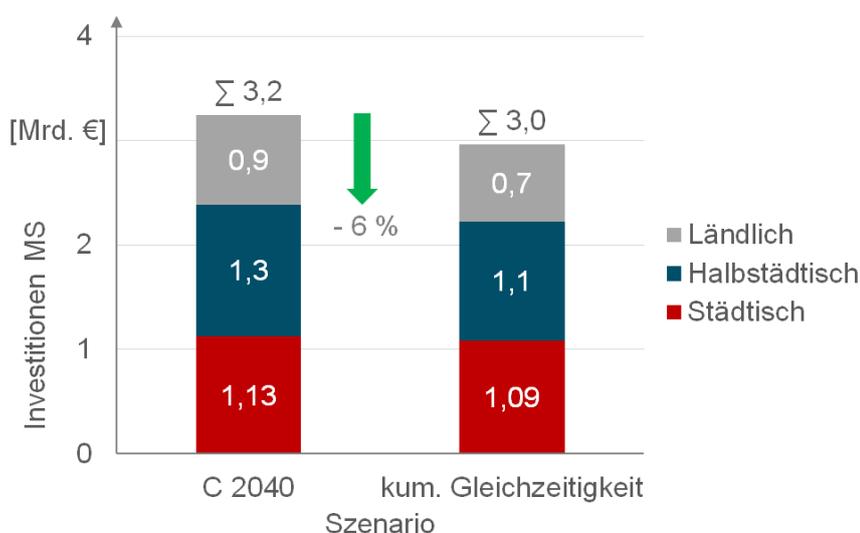


Abbildung 8-16: Einordnung der ermittelten Investitionen für den Netzausbau bei der planerischen Berücksichtigung einer kumulierten Gleichzeitigkeit ggü. dem Basisszenario

der MS-Ebene untersucht. Abbildung 8-16 zeigt sowohl für das Basisszenario C als auch für die betrachtete Sensitivität im Jahr 2040 die Investitionen in den Verteilnetzausbau.

Die in Abbildung 8-16 dargestellten Ergebnisse bestätigen die bereits in Unterkapitel 4.6 geäußerte Annahme, dass die Betrachtung einer kumulierten Gleichzeitigkeit für die Ladeinfrastruktur in der MS-Ebene einen geringen Effekt auf die Investitionen in den Netzausbau hat (-6 %, s. Abbildung 8-16). Der Grund hierfür ist die ohnehin schon niedrige Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge infolge der hohen Anzahl an Ladepunkten in der MS-Ebene.

Dementsprechend zeigt Abbildung 8-16 für die Netzstrukturklasse „städtisch“ die geringste Auswirkung der Sensitivitätsbetrachtung, da hier auf der MS-Ebene die höchste Anzahl an Ladepunkten in den Verteilnetzen zu finden ist. Analog hierzu zeigt sich der größte

Effekt der Sensitivitätsbetrachtung für die Netzstrukturklasse „ländlich“. Hier finden sich im Vergleich der drei Netzstrukturklassen die wenigsten Ladepunkte pro Ortsnetz, folglich wirkt sich hier eine Veränderung der Gleichzeitigkeit tendenziell am stärksten auf den Investitionsbedarf in den Verteilnetzausbau aus.

8.5 Residuallastglättung HS-Ebene

Im Rahmen dieser Sensitivität wurde gemäß der Beschreibung in Abschnitt 2.3.4 der Einfluss einer Residuallastglättung aus Sicht der HS-Ebene untersucht. In Abbildung 8-17 wird zu diesem Zweck ein Vergleich des Investitionsbedarfs im Jahr 2040 für das Basisszenario C und für die betrachtete Sensitivität angestellt.

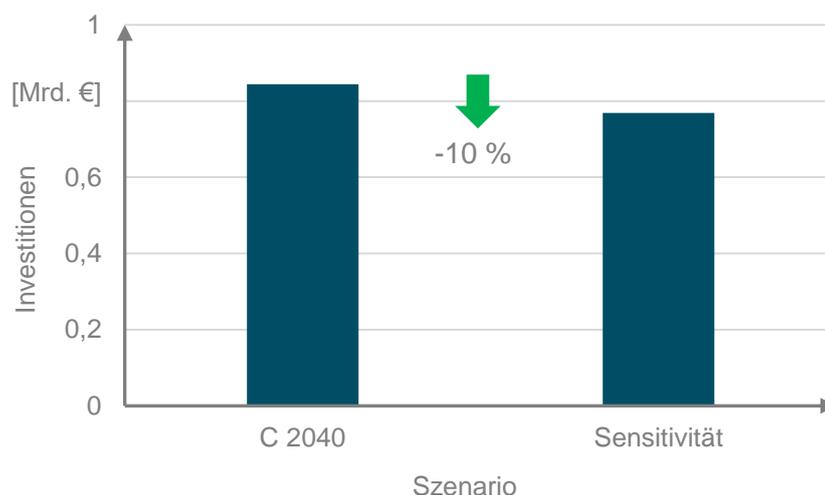


Abbildung 8-17: Vergleich des Investitionsbedarfs für das Basisszenario C und die Sensitivität für das Szenario C 2040

Es wird ersichtlich, dass die Residuallastglättung aus Sicht der HS-Ebene ein effektives Mittel bei der planerischen Bewertung ist, um Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen in der HS-Ebene zu vermeiden. Hintergrund dieser Betrachtung ist, dass für die Netzplanung eine Worst-Case Abschätzung durchgeführt werden muss, um zukünftigen Anforderungen adäquat begegnen zu können. Fundierte Annahmen, wie die Berücksichtigung einer Spitzenkappung, können dazu beitragen, dass mögliche Leistungsspitzen weniger stark gewichtet in den Planungsprozess einfließen. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen reduziert sich der Investitionsbedarf für das untersuchte Szenario um 10%.

Im Fokus der Untersuchung stand das Potenzial, welches direkt aus der HS-Ebene hervorgeht. Der Einfluss einer Glättung von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtung in den unterlagerten Spannungsebenen auf den Investitionsbedarf in diesen Spannungsebenen wird im Folgenden qualitativ bewertet. In der MS-Ebene ist durch die Glättung leistungsstarker Anlagen ein positiver Effekt zu erwarten, da dort gleichermaßen Leistungsspitzen reduziert werden können. Die Glättung der aggregierten Leistung einer Vielzahl kleiner Anlagen in der NS- und MS-Ebene (bspw. Ladesäulen oder Power-to-Heat Anwendungen) bei der planerischen Bewertung kann ebenfalls eine positive Wirkung erzielen.

Eine planerische Berücksichtigung einer Glättung von Lastspitzen erfordert betriebliche Potenziale zu dessen Gewährleistung. Insbesondere in der Hochspannung ist die Nutzung betrieblicher Potenziale zur Lastglättung schon heute eine wirtschaftliche Maßnahme zur Senkung betriebswirtschaftlicher Kosten für Anschlussnehmer. Die uneingeschränkte Nutzung betrieblicher Potenziale aus unterlagerten Ebenen führen unter Umständen zu Engpässen in unterlagerten Ebenen, weshalb Koordinationsprozesse zwischen Netzebenen und -betreibern, wie im in der Einführung befindlichen Redispatch-2.0-Prozess vorgesehen, erforderlich sind.

Eine Quantifizierung der betrieblichen Kosten solcher Maßnahmen bedarf detaillierter, fallbezogener Untersuchungen, die maßgeblich von den Kosten einer nachfrageseitigen Flexibilisierung abhängt.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Der europäische Grüne Deal,“ Brüssel, 2019.
- [2] „Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG),“ in *BGBI. I*, Berlin, 2019, p. S. 2513.
- [3] „Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Nordrhein-Westfalen,“ Düsseldorf, 2013.
- [4] ef.Ruhr, TU Dortmund, RWTH Aachen, „Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen,“ Dortmund, 2014.
- [5] EWI Energy Research & Scenarios, ef.Ruhr GmbH, „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung,“ Ministerium für Wirtschaft Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 2018.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Zitat Bundesminister Altmaier zum Klimaschutzgesetz,“ 12 Mai 2021. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210512-zitat-altmaier-zum-klimaschutzgesetz.html>. [Zugriff am 02 06 2021].
- [7] Bundesnetzagentur, „Genehmigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021),“ Bonn, 2020.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung",“ Berlin, 2019.
- [9] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie (MWIDE) des Landes Nordrhein-Westfalen, „Energieversorgungsstrategie Nordrhein-Westfalen,“ 2019.
- [10] Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Entwurf,“ Berlin, 2020.
- [11] Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Szenariorahmen,“ Berlin, 2019.

- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ Berlin, 2018.
- [13] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste zur Genehmigung des Szenariorahmens 2035 (2021),“ Bonn, 2020.
- [14] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Pressemitteilung - Bundesnetzagentur gibt grünes Licht für Umbau stillzulegender Steinkohlekraftwerke zur Netzsicherheit,“ Bonn, 2021.
- [15] Nationale Plattform "Zukunft der Mobilität", „Fortschrittsbericht 2019,“ 2019.
- [16] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie (MWIDE) des Landes Nordrhein-Westfalen, „Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen,“ Düsseldorf, 2020.
- [17] The Boston Consulting Group (BCG), „The Electric Car Tripping Point - The Future of Powertrains for Owned and Shared Mobility,“ 2018.
- [18] Privewaterhouse Coopers GmbH (PwC), Mit Elektrifizierung und Verbrennungsmotoren auf dem Weg in die Zukunft der Mobilität, 2016.
- [19] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), „Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad,“ Berlin, 2017.
- [20] dena, Prognos, „Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland,“ Berlin, 2020.
- [21] Statista GmbH, *Verteilung der Neuzulassungen von Firmenwagen in Deutschland im 1. Halbjahr 2016 nach Fahrzeugtyp*, Hamburg, 2020.
- [22] Verband der markenunabhängigen Mobilitäts- und Fuhrparkmanagementgesellschaften e. V. (VMF), „Der deutsche Flottenmarkt,“ [Online]. Available: <https://www.vmf-fuhrparkmanagement.de/de/Branche-und-Markt/Flottenmarkt-Deutschland>. [Zugriff am Juni 2020].
- [23] Industrie und Handelskammer zu Köln (IHK), „Pendlermobilität - Die Schiene im Fokus,“ Köln, 2018.
- [24] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, *Mobilität in Deutschland 2017 - Ergebnisbericht*, Bonn, Berlin und Mannheim, 2018.

- [25] Statistisches Landesamt Nordrhein-Westfalen, „Pendleratlas NRW,“ [Online]. Available: <https://www.pendleratlas.nrw.de/>. [Zugriff am 29 Juli 2020].
- [26] H. Hielscher, *Vier Städte wollen bis 2030 auf Elektro-Busse umstellen*, WirtschaftsWoche (Handelsblatt GmbH), 2018.
- [27] B. Haase, *In fünf Jahren sollen in Hannover nur noch Elektrobusse fahren*, Hannover: Hannoversche Allgemeine Zeitung (HAZ), 2018.
- [28] DVB – Dresdner Verkehrsbetriebe AG, *Elektromobilität*.
- [29] Fraktion der CDU, Fraktion der FDP und Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, *Änderungsantrag der Fraktion der CDU, der Fraktion der FDP und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN zum Antrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN „Masterplan für die Elektrifizierung von Bahnstrecken in NRW“ (Drs. 17/2547)*, Düsseldorf, 2019.
- [30] VRR, *Stellungnahme: Elektrifizierung von Bahnstrecken - Anhörung im Landtag am 12.09.2018*, Düsseldorf, 2018.
- [31] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), „Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase,“ Berlin, Mai 2018.
- [32] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 2 – Solarenergie - LANUV-Fachbericht 40,“ Recklinghausen, 2013.
- [33] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, *LANUV Solarkataster (2018)*, Recklinghausen, 2020.
- [34] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, *Ausbaustand der Erneuerbaren Energien in NRW Ende 2019*, Recklinghausen, 2020.
- [35] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 1 – Windenergie - LANUV-Fachbericht 40,“ Recklinghausen, 2012.
- [36] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW – Windenergie (Zwischenbericht)*, Recklinghausen, 2021.

- [37] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020.
- [38] Forschungszentrum Jülich, „Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen,“ Jülich, 2021.
- [39] Nowega GmbH, „GET H2,“ [Online]. Available: <https://www.get-h2.de/umsetzung/>. [Zugriff am 31.05.2021].
- [40] C. Nobis und T. Kuhnimhof, *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15)*, Bonn, Berlin, 2019.
- [41] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Ladesäulenkarte*, Bonn, 2019.
- [42] Alpiq, „Übersicht aktueller Elektrofahrzeuge,“ [Online]. Available: <https://www.alpiq-empowerment.ch/files/media.php?folder=files&file=a19a882032b577d8902b169f989ca015>. [Zugriff am 28. Juli 2020].
- [43] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 62196-1:2014 Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: General requirements,“ Genf, 2014.
- [44] Kraftfahrt-Bundesamt, „Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Personenkraftwagen und Krafträdern nach Motorisierung im Jahr 2018 FZ22,“ Flensburg, 2019.
- [45] P3 automotive GmbH, „P3 Charging Index: Vergleich der Schnellladefähigkeit verschiedener Elektrofahrzeuge aus Nutzerperspektive,“ 2019.
- [46] EnBW, „Ausbau Schnellladenetz,“ [Online]. Available: <https://www.enbw.com/elektromobilitaet/ausbau-schnellladenetz>. [Zugriff am 20.07.2020].
- [47] Ionity, „Technik,“ [Online]. Available: <https://ionity.eu/de/design-und-technik.html>. [Zugriff am 20.07.2020].
- [48] Fastned, „300 kW Schnellladesäule,“ [Online]. Available: <https://support.fastned.nl/hc/de/articles/360037279594-300-kW-Schnelllades%C3%A4ule>. [Zugriff am 20.07.2020].

- [49] Teslamag, „Bericht: Hilden bekommt Europas größte Station mit neuesten Tesla-Superchargern,“ Februar 2020. [Online]. Available: <https://teslamag.de/news/hilden-europas-groesste-station-neueste-tesla-supercharger-26747>. [Zugriff am März 2021].
- [50] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Mobilität in Deutschland 2008,“ Bonn und Berlin, 2010.
- [51] Statista, „Uhrzeit des Aufbruchs zur Arbeit,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36312/umfrage/uhrzeit-des-aufbruchs-zur-arbeit>. [Zugriff am 2018 September 14].
- [52] WirtschaftsWoche, „Freitags machen alle früher Feierabend - oder?,“ [Online]. Available: <https://www.wiwo.de/erfolg/beruf/arbeitszeit-freitags-machen-alle-frueher-feierabend-oder/13420774.html>. [Zugriff am 13 September 2018].
- [53] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) , „E-Bus-Projekte in Deutschland,“ [Online]. Available: <https://www.vdv.de/e-bus-liste.aspx>. [Zugriff am 15 Juli 2020].
- [54] Transport & Environment, „Die Dekarbonisierung des Lkw-Fernverkehrs in Deutschland. Ein Vergleich der verfügbaren Antriebstechnologien und ihrer Kosten.,“ 2021. [Online].
- [55] Öko-Institut e.V., „Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr,“ 13.09.2018 . [Online].
- [56] Charging Interface Initiative e.V., „The CharIN path to Megawatt Charging (MCS),“ *Pressemitteilung*, September 2020.
- [57] 50 Hertz Transmissions GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Genehmigung,“ 2020.
- [58] M. Wietschel et al., „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw,“ *Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie*, 2017.

- [59] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, „Das Potenzial strombasierter Kraftstoffe für einen klimaneutralen Verkehr in der EU,“ *Gutachten im Auftrag des VDA*, 2017.
- [60] ef.Ruhr GmbH, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ Dortmund, 2017.
- [61] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, B. Carsten, B. Gemsjäger und M. Zdrallek, Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, Wuppertal, Erlangen, 2016.
- [62] V. Berkhout, S.Faulstich und P.Görg, „Windenergiereport 2012,“ Fraunhofer Verlag, 2013, 2013.
- [63] T. Drees, Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom und Regelleistung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien, Aachen: RWTH Aachen; Print Production M. Wolff GmbH, 2016.
- [64] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Berlin, 2021.
- [65] Bundesregierung, Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021, Berlin, 2021.
- [66] Ministerium für Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, *Die wichtigsten Häfen in Nordrhein-Westfalen*, Düsseldorf, 2021.
- [67] „EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz),“ in *BGM*, 2005, pp. 1970 - 2018.
- [68] Bundesnetzagentur, „Flexibilität im Stromversorgungssystem Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität,“ 2017.
- [69] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (RAP) , „Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus,“ Berlin, 2019.
- [70] Consentec, „Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten,“ Aachen, 2020.

- [71] EY, BET, WIK, „Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Gutachten im Auftrag des BMWi,“ 2019.
- [72] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz –SteuVerG,“ Berlin, 2020.
- [73] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), „VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),“ Berlin, 2018.
- [74] deutsche Energieagentur (dena), „Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen im Verteilnetz,“ Berlin, 2017.
- [75] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), „VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ Berlin, 2018.
- [76] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), „VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung),“ Berlin, 2019.
- [77] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), „VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ Berlin, 2018.
- [78] „Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.,“ [Online]. Available: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/digitalisierung/888-rollout-von-intelligenten-messsystemen-wer-bekommt-was-und-wann>. [Zugriff am 27 Juli 2020].
- [79] Deutsches Institut für Normung, „DIN 50160,“ 2011.
- [80] Deutsche Energieagentur (dena), „dena-Studie Systemsicherheit 2050,“ Berlin, 2020.

- [81] C. Biedermann, S. Simon, A. Vanselow, J. Przibylla, M. Golobart und D. M. G.-L., „Spannungsqualität vor dem Hintergrund des Anstiegs an Photovoltaik, Elektrofahrzeugen, PV-Batteriespeichersystemen und Power-to-Heat,“ in *EnInnov2020 - 16. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2020.
- [82] deutsche Energieagentur (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Berlin, 2014.
- [83] KEA Klimaschutz-und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA-BW), „Kommunale Wärmeplanung - Handlungsleitfaden,“ Stuttgart, 2020.
- [84] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-ZWISCHENBERICHT: Der Systementwicklungsplan–Umsetzungsvorschlagfür eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland,“ 2020.
- [85] W. Cramer, C. Schmitt und M. Nobis, „Design Premises for Local Energy Markets,“ 18 Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems, Karlsruhe, 2018.
- [86] M. Vasconcelos, W. Cramer, C. Schmitt, A. Amthor und e. al., „The pebbles project – enabling blockchain-based transactive energy trading of energy & flexibility within a regional market,“ 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED) , Madrid, 2019.
- [87] Technische Universität Dortmund, ef.Ruhr GmbH, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Dortmund, 2014.
- [88] ef.Ruhr, HEMF, Neon, bbh, Re-expertise, „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit - Bericht im Vorhaben "SDL-Zukunft",“ Dortmund, 2020.
- [89] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Kleine Anfrage der Abgeordneten Hagen Reinhold, Michael Theurer, Dr. Martin Neumann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP betr. : „ Kraftwerke mit Schwarzstartfähigkeit“,“ [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2020/19-16316.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 29 Juli 2020].
- [90] Fraunhofer IWES, Stromnetze, „Netz:Kraft,“ [Online]. Available:

- https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesysteme/technik/de/Dokumente/Projekte/Netz_Kraft-Projektvorstellung-Forschungsfragen-Ziele-20151127.pdf.
[Zugriff am 20 Juli 2020].
- [91] Christian Wagner, „Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen,“ Shaker Verlag, Dortmund, 2018.
- [92] Statistisches Amt der Europäischen Union, „The new degree of urbanisation,“ Luxemburg, 2011.
- [93] Deutsches Institut für Normung e.V (DIN), „DIN 18015-1 - Elektrische Anlagen in Wohngebäuden Teil 1: Planungsgrundlagen,“ Deutsches Institut für Normung e.V (DIN), Berlin, 2020.
- [94] OpenStreetMap Foundation, „OpenStreetMap,“ [Online]. Available: <http://www.openstreetmap.de>. [Zugriff am März 2021].
- [95] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie),“ 2012, 2012.
- [96] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2020,“ Bonn, 2021.
- [97] Energie Agentur NRW, „Information - Grid im Überblick,“ [Online]. Available: https://www.energieagentur.nrw/netze/grid_im_ueberblick. [Zugriff am März 2021].
- [98] M. Greve, M. Tretschock, F. Pieper , „Integration der Elektromobilität in städtischen Verteilnetzen,“ in *ETG Journal 1/19*, 2019, pp. S. 10-14.
- [99] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050,“ 2019.
- [100] N. u. n. S. Bundesministerium für Umwelt, „Pressemitteilungen - Erster eHighway auf deutscher Autobahn“.

- [101] Landesbetrieb Information und Technik Nordrhein-Westfalen (IT.NRW) - Geschäftsbereich Statistik, *Pendlerströme der Gemeinden 2017*, Düsseldorf, 2018.
- [102] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. [Zugriff am März 2021].
- [103] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, „Positionspapier - Ausgestaltung des § 14a EnWG,“ Berlin, 2017.
- [104] C. Rehtanz und et al., „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Technisches Gutachten im Auftrag der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena),“ Berlin, 2012.
- [105] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050,“ Berlin, 2019.
- [106] Transport & Environment, „Unlocking Electric Trucking in the EU: long-haul trucks,“ 2021.
- [107] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur prüft Anträge zu systemrelevanten Anlagen der ersten Ausschreibung zum Kohleausstieg [Pressemeldung],“ 2021.
- [108] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse, B. Gernsberger und B. Lehde et al., *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, Wuppertal, Erlangen: Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, 2016.