

Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg

Studie für das

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Postfach 10 34 39

70029 Stuttgart

erstellt von

ef.Ruhr GmbH (Hrsg.)

Joseph-von-Fraunhofer-Straße 20

D-44227 Dortmund

in Zusammenarbeit mit

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Technische Universität Dortmund

ie³ – Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz

und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Straße 70

D-44227 Dortmund

Ansprechpartner:

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Tel.: +49 231 755 2396

c.rehtanz@energieforschung.ruhr

Autoren und Impressum

Autoren

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Dr.-Ing. Marco Greve
Dr.-Ing. Ulf Häger
Zita Hagemann, M.Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt
Chris Kittl, M.Sc.
Marie-Louise Kloubert, M.Sc.
Oliver Pohl, M.Sc.
Florian Rewald, M.Sc.
Christian Wagner, M.Sc.

Impressum

ef.Ruhr GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
D-44227 Dortmund

Technische Universität Dortmund
ie³ - Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Emil-Figge-Straße 70
D-44227 Dortmund

13. April 2017

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	5
Vorwort des Auftraggebers	7
1 Einleitung und Zusammenfassung.....	9
2 Entwicklung der Versorgungsaufgabe	17
2.1 Entwicklung der Verteilnetzebene in Baden-Württemberg	17
2.2 Datengrundlage für die Szenarien	18
3 Identifikation von Untersuchungsregionen	21
3.1 Regionalisierung der Zubau-Szenarien.....	21
3.2 Gebietsklassifizierung.....	28
3.3 Umfang der berücksichtigten Netzdaten für die Detailanalyse.....	33
4 Planungs- und Ausbaugrundsätze.....	34
4.1 Betriebsfälle für die Netzplanung	34
4.2 Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen	36
4.3 Standard-Netzausbauvarianten	42
5 Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs	46
5.1 Vorstellung des Gesamtkonzepts für die HS-Ebene	46
5.2 Vorstellung des Gesamtkonzepts für die MS- und NS- Ebene.....	52
6 Betrachtete Detailanalysen.....	65
6.1 Basisuntersuchungsvariante.....	67
6.2 Einsatz von Spitzenkappung	67
6.3 Flexibilitätsoptionen und neue Stromanwendungen.....	71
6.4 Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren.....	81
6.5 Einsatz von MS-Spannungsreglern	85
6.6 Lastanstieg durch Sektorenkopplung.....	87
7 Ausbaubedarf der Verteilnetze in Baden-Württemberg ..	90
7.1 Monetäre Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs	90
7.2 Basisuntersuchung.....	92

7.3	Vergleich und Bewertung des Netzausbaubedarfs aller Untersuchungsvarianten.....	105
7.4	Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für den Einsatz von innovativen Betriebsmitteln, Spitzenkappung und Flexibilitätsoptionen	119
8	Ableitung von Handlungsempfehlungen	122
9	Literaturverzeichnis	130
A	Abbildungsverzeichnis.....	133
B	Tabellenverzeichnis.....	138
C	Simulationsergebnisse	139

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomasseanlage
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BW	Baden-Württemberg
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlagen
dena	Deutsche-Energie-Agentur
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EV	Elektrofahrzeug
FL	Freileitung
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistung
H	Halbstädtisch
HH	Haushalt
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWKA	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage

KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
L	Ländlich
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NEP 1	NEP-Szenariorahmen 2030 – Szenario B
NEP 2	NEP-Szenariorahmen 2017-2030 – Szenario B
NGK	Netzgebietsklasse
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PuB	Planungs- und Betriebsgrundsätze
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
PVBS	PV-Batteriespeicher
RF	Regionalisierungsfaktor
rONS	Regelbare Ortsnetzstation
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
S	Städtisch
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung BW

Vorwort des Auftraggebers

Ausgehend von einer Verteilnetzstudie der EnBW Regional AG (jetzt Netze BW) wurde im Juli 2014 bei einer gemeinsamen Veranstaltung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e. V. über die künftige Ausbaustrategie für die Verteilnetze im Land und den daraus resultierenden Handlungsbedarf diskutiert. Anschließend wurde mittels einer Umfrage bei rund 50 baden-württembergischen Verteilnetzbetreibern in Erfahrung gebracht, wie die Netzbetreiber seitens des Landes durch geeignete Maßnahmen beim Ausbau der Verteilnetze unterstützt werden können.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Umfrage hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg im Juli 2015 eine Verteilnetzstudie für Baden-Württemberg ausgeschrieben. Im Dezember 2015 wurde der Auftrag an ein Konsortium bestehend aus dem Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der Technischen Universität Dortmund und der ef.Ruhr GmbH unter Leitung von Herrn Professor Dr.-Ing. Christian Rehtanz vergeben.

Die Arbeiten an der Verteilnetzstudie wurden durch einen Projektbeirat begleitet, der sich aus ehrenamtlich mitwirkenden Vertretern von Verteilnetzbetreibern, des Verbandes für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e.V. (VfEW), des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), der Deutschen Energie-Agentur (dena), der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie der Landesregulierungsbehörde (LRegB) zusammensetzte.

Die Netzberechnungen in der Verteilnetzstudie Baden-Württemberg basieren auf Netzdaten, die von folgenden Verteilnetzbetreibern bereitgestellt wurden: bnNetze GmbH, ED Netze GmbH, Netze BW GmbH, Stadtwerk am See GmbH & Co. KG, Stadtwerke Bühl GmbH, Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Syna GmbH und Stuttgart Netze Betrieb GmbH.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg bedankt sich bei den Auftragnehmern sowie bei den Mitgliedern des Projektbeirates für die geleistete Arbeit und bei den genannten Verteilnetzbetreibern für die bereitgestellten Netzdaten.

1 Einleitung und Zusammenfassung

Hintergrund und Motivation

Aufgrund der Fördermechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) kann ein starker Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in den Verteilnetzen Baden-Württembergs beobachtet werden. Dieser Zubau von dezentralen Erzeugern wird sich nach Einschätzung des Landes Baden-Württemberg, der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und der Bundesministerien für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) in den nächsten Jahren fortsetzen. Durch den Zubau dezentraler Erzeuger wird in vielen Netzbereichen die Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeuger überschritten, sodass Netzverstärkungsmaßnahmen unvermeidbar sind und sein werden. In bereits durchgeführten Studien, wie der dezentralen Verteilnetzstudie [1] oder der Verteilernetzstudie des BMWi [2] lag der Fokus der Betrachtung vorwiegend auf einer deutschlandweiten und weniger auf der detaillierten Betrachtung eines einzelnen Bundeslandes. Im Rahmen dieser Studie soll jedoch eine Analyse und Bewertung der Leistungsfähigkeit der Verteilnetze in Baden-Württemberg erfolgen. Diese erfolgt sowohl unter Berücksichtigung landespolitischer Zielstellung als auch regionaler bzw. geographischer Randbedingungen. Darüber hinaus werden aktuell in Zusammenhang mit der Entwicklung der Versorgungsaufgabe der Verteilnetze auch neue Netztechnologien und der Weg zu den sogenannten Smart-Grids diskutiert. Um diesen Trends Rechnung zu tragen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie zum einen die Integration neuer Lasten, wie z.B. von Elektrofahrzeugen (engl. EV, electric vehicle), zum anderen der Einsatz innovativer Betriebsmittel oder eine mögliche Spitzenkappung von DEA und deren Auswirkungen auf den erforderlichen Netzausbaubedarf analysiert und bewertet.

Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die Bestimmung des Netzverstärkungsbedarfs in den Hochspannungs- (HS), Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungs- (NS) Netzen in Baden-Württemberg aufgrund des Zubaus von DEA wird im Rahmen dieser Studie für die Stützjahre 2020 und 2030 bestimmt. Um die zukünftige Versorgungsaufgabe zu untersuchen, werden drei Szenarien angenommen (vgl. Kapitel 2). Das Szenario NEP 1 basiert auf dem Szenario B des Szenariorahmens 2030 des Netzentwicklungsplans (NEP) [3]. Da sich im Zuge der Novellierung des EEG auch ein veränderter Szenariorahmen ergeben hat, wird dieser im Rahmen dieser Studie ebenfalls untersucht. Dieses als NEP 2 bezeichnete Szenario basiert auf dem Szenario B des NEP-Szenariorahmens 2017-2030 [4]. Im Vergleich zum Szenario NEP 1 ergeben sich insbesondere ein höherer Anteil an Photovoltaikanlagen (PVA) und ein niedrigerer Anteil an Windenergieanlagen (WEA), wenngleich die gesamte Zubauleistung von DEA nahezu konstant bleibt. Ein drittes Szenario basiert auf dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württembergs (ZSW) aus dem Jahr 2011 und wird als Szenario ZSW bezeichnet [5].

Untersuchungsvarianten

Insgesamt werden eine Basisuntersuchung und fünf Untersuchungsvarianten abgeleitet, in welchen Flexibilitäten und innovative Betriebsmittel berücksichtigt werden. Diese sind in Abbildung 1.1 dargestellt.

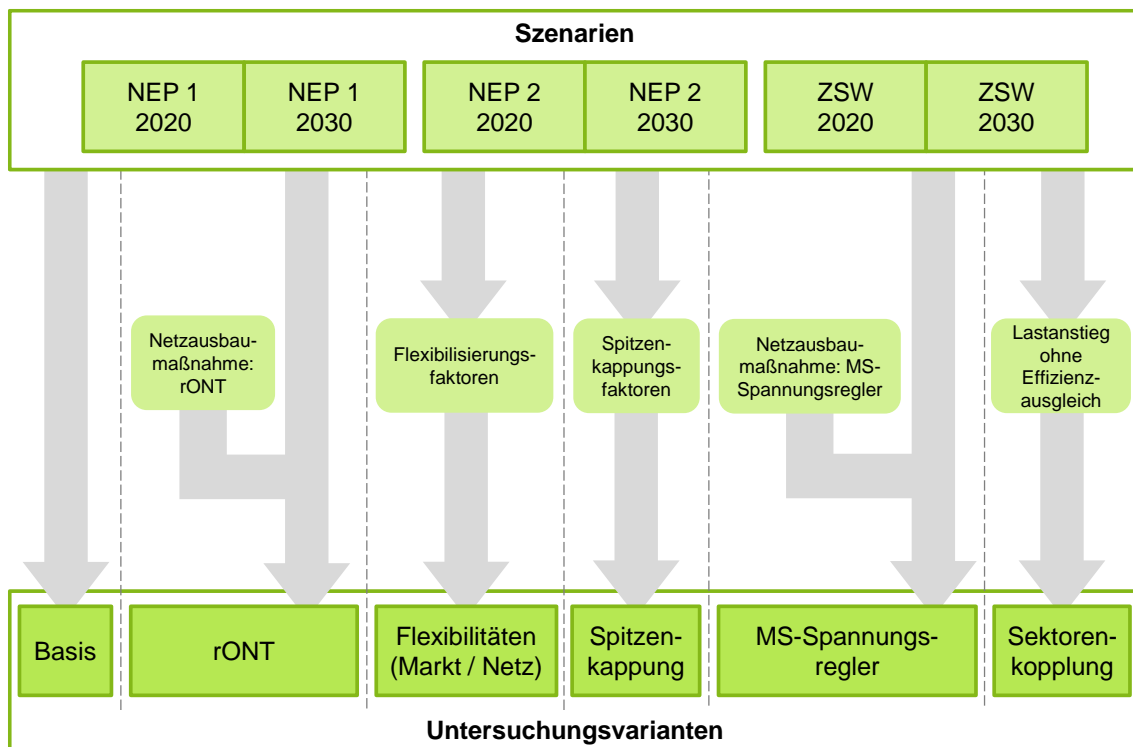


Abbildung 1.1 Eingangsdaten der Untersuchungsvarianten

Identifikation von Untersuchungsregionen

Die jeweiligen prognostizierten Entwicklungen von Lasten und Einspeiseanlagen werden Schritt für Schritt von der Landes- bis in die Gemeindeebene heruntergebrochen und schlussendlich exemplarischen Netzen zugeordnet (vgl. Kapitel 3). Um eine möglichst repräsentative Auswahl von exemplarischen Netzen treffen zu können, wurden die Gemeinden des Landes Baden-Württemberg in Netzgebietsklassen (NGK) unterteilt. Basierend darauf wurden solche Netze ausgewählt, die besonders repräsentativ für andere Netze derselben NGK sind.

Basierend auf der definierten Versorgungsaufgabe für die verschiedenen Szenarien und Stützjahre wird der Netzausbaubedarf durch Detailanalysen der knapp 130 betrachteten HS-, MS- und NS-Netze ermittelt. Hierbei wird insbesondere darauf geachtet, bestehende Netzkapazitäten bestmöglich auszunutzen. Sofern eine Ertüchtigung des Netzes in der Zukunft notwendig wird, werden nicht nur konventionelle Ausbaumaßnahmen, sondern auch innovative Konzepte berücksichtigt.

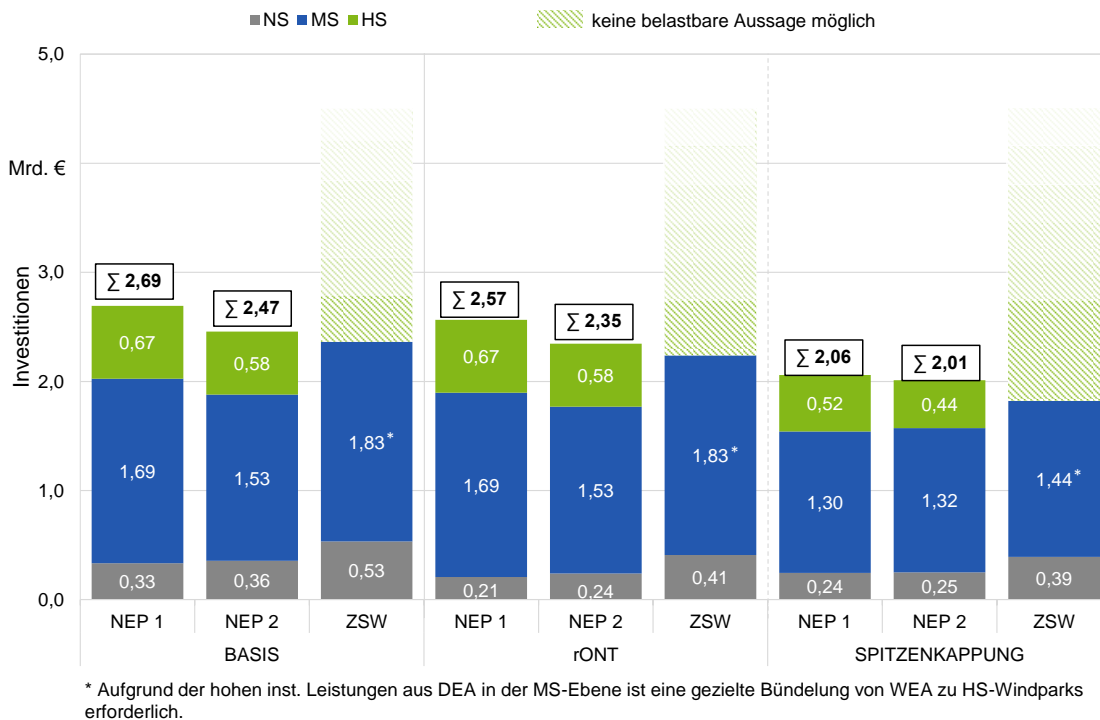
Detailanalysen und Ausbaubedarf

Als Referenz für die weitere Beurteilung von Alternativen zum konventionellen Netzausbau dient eine Basisuntersuchung, in der lediglich bekannte, konventionelle Netzausbaumaßnahmen (Leitungs- und Transformatorzubau) basierend auf Standard-Planungs- und Betriebsgrundsätzen (vgl. Kapitel 4) ergriffen werden. Die zu erwartenden Investitionen für einen Ausbau der Netze unter den verschiedenen Szenarien und Zieljahren sind grafisch in Abbildung 1.2 dargestellt.

In mehreren Untersuchungsvarianten wird somit die Sensitivität der zukünftigen Investitionen gegenüber dem Einsatz verschiedener innovativer Netzbetriebsmittel, der Berücksichtigung von Spitzenkappung in der Netzplanung sowie der Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen untersucht (vgl. Kapitel 6 und Kapitel 7).

In der Basisuntersuchung für das Jahr 2030 auf Grundlage der beiden NEP-Szenariorahmen stellen die erforderlichen Investitionen für den Netzausbau in der MS-Ebene mit ca. 70 % den größten Anteil der Gesamtinvestitionen dar. Die DEA-Prognosen der ZSW-Studie sind dagegen so hoch, dass auf Basis der angesetzten Planungs- und Betriebsgrundsätze in der HS-Ebene mitunter ein Netzneubau durch Kabelverlegung notwendig würde. Dies würde zu einem entsprechend hohen Gesamtinvestitionsbedarf mit Schwerpunkt in der HS-Ebene führen. Die Umsetzung eines solchen Netzneubaus in der Praxis ist unwahrscheinlich.

(a) Vergleich der technologischen Untersuchungsvarianten



(b) Vergleich der Untersuchungsvarianten „Flexibilitäten“ und „Sektorenkopplung“

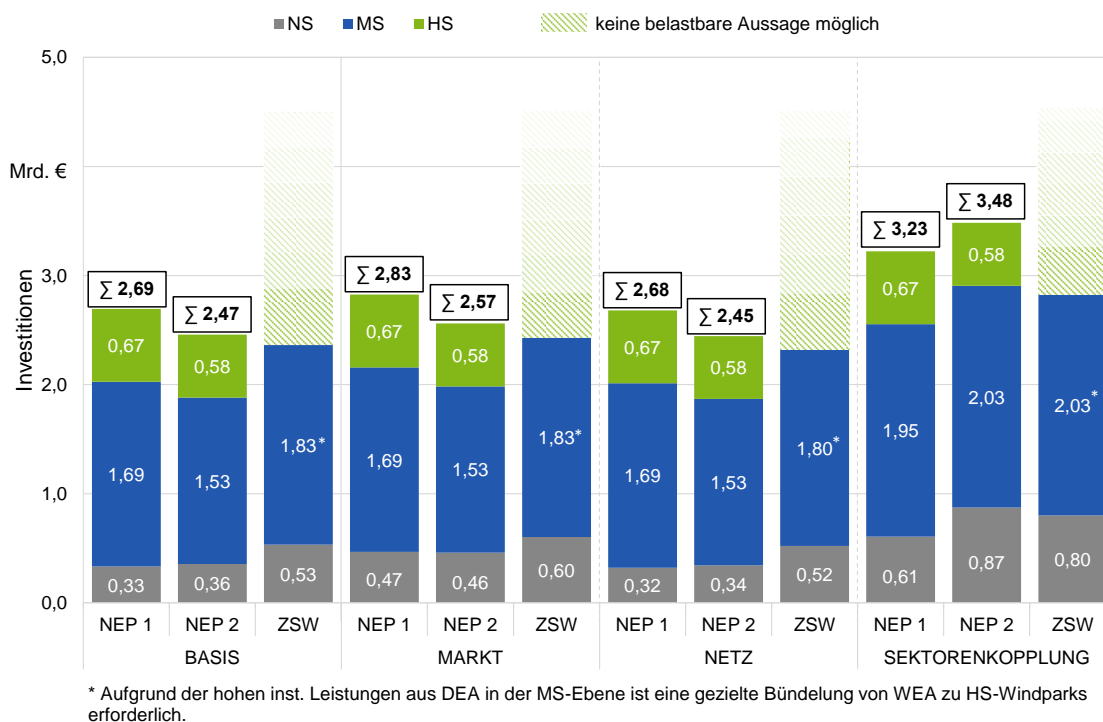


Abbildung 1.2 Resultierende Systeminvestitionen in den verschiedenen Untersuchungsvarianten für die Szenarien bis 2030

Handlungsempfehlungen

Basierend auf den Ergebnissen werden in Kapitel 8 Handlungsempfehlungen gegeben. Aus zuvor genannten Gründen sollte der Netzausbaubedarf in Szenarien extremer DEA-Einspeisung durch eine integrierte Netzausbauplanung unter Berücksichtigung von HS- und überlagerten Höchstspannungs-Netzen (HöS) bestimmt werden.

Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) als Netzausbauoption ist geeignet, um Leitungsinvestitionen zu reduzieren. Der Einsatz von rONT ist in solchen Netzen sinnvoll, in denen die Reduzierung der Leitungsinvestitionen die rONT-Investition übersteigt. Dies ist insbesondere dann erfüllt, wenn Ausbaubedarf durch Spannungsgrenzwertverletzungen induziert wird. In nur einem geringen Teil der untersuchten Netze kann die Verwendung als sinnvoll bezeichnet werden, dennoch führt dies in allen Szenarien zu einer durchschnittlichen Reduktion der Gesamtinvestitionsvolumen in der NS-Ebene um mehr als ein Drittel.

Werden Flexibilitätsoptionen wie etwa EV und Wärmepumpen (WP) zukünftig gebündelt an einem überregionalen Markt eingesetzt, ohne dass dabei der lokale Netzzustand Berücksichtigung findet (marktorientierter Flexibilitätseinsatz), resultiert dies in einer erheblichen Steigerung der Netzausbaukosten in halbstädtischen und städtischen NS-Netzen. Werden Flexibilitätsoptionen jedoch gezielt zum Ausgleich lokaler Einspeisung eingesetzt (netzorientierter Flexibilitätseinsatz), lassen sich hingegen nur geringe Einsparungen erzielen. Daraus kann bei einer zunehmenden Flexibilisierung von Stromanwendungen im Verteilnetz die Forderung nach Instrumenten abgeleitet werden, die einen marktdienlichen Flexibilitätseinsatz aus den unteren Spannungsebenen bedarfsgerecht beschränken. Ein gezielter netzdienlicher Flexibilitätseinsatz durch den Netzbetreiber ist mit Hinblick auf die Reduktion der Netzausbaukosten nur bedingt zu empfehlen.

Der flächendeckende Einsatz von Spitzenkappung (3 % der erzeugten Jahresenergiemenge) reduziert bei nur geringen Energieverlusten den Netzausbaubedarf in allen analysierten Szenarien und Spannungsebenen deutlich. Im Vergleich zur Basisuntersuchung kann der Investitionsbedarf um bis zu einem Viertel reduziert werden. Demgegenüber stehen jedoch verschiedene, zusätzliche (nicht in Abbildung 1.2 enthaltene) Aufwendungen. Diese

umfassen insbesondere Kompensationszahlungen für betriebliche Einspeisemanagementmaßnahmen im Sinne der §§ 14 und 15 EEG, Opportunitätskosten für die potenzielle Ersatzbeschaffung der tatsächlich im Betrieb abgeregelten Energie, anteilige Investitions- und Betriebskosten zur informationstechnischen Erschließung der DEA und Anbindung dieser in die Netzleittechnik, sowie der ggf. erhöhte betriebliche Aufwand. Es bleibt abzuwarten in welcher Form und Umfang Spitzenkappung zukünftig in der Verteilnetzplanung genutzt werden wird. Insbesondere eine mögliche Ansetzbarkeit der über die Kompensationszahlungen hinausgehenden Kosten bei der Ermittlung der netzbetreiberspezifischen Erlösobergrenze hätte hier einen deutlich positiven Effekt. Dabei sollte abgewogen werden, welche tatsächlichen Kosten durch den Einsatz der Spitzenkappung entstehen und welche Einsparungen diesen gegenüberstehen. Basierend auf den so gewonnenen Erfahrungen können Empfehlungen für die konkrete Umsetzung der Spitzenkappung gegeben werden und ggf. der verpflichtende Einsatz der Spitzenkappung auf Verteilnetzebene diskutiert werden.

Sektorenkopplung

In der Basisanalyse sowie den bisher beschriebenen Untersuchungsvarianten wird entsprechend der verwendeten Szenarien davon ausgegangen, dass der zusätzliche Strombedarf von neuen Stromanwendungen durch Effizienzgewinne vollständig kompensiert wird. Abweichend von dieser Annahme wird in der Variante *Sektorenkopplung* untersucht, welchen zusätzlichen Netzausbaubedarf neue Stromanwendungen durch einen Lastanstieg in der Mittel- und Niederspannungsebene verursachen (vgl. Abschnitt 7.3.4). Dabei zeigt sich, dass insbesondere in städtischen und halbstädtischen Niederspannungsnetzen erhebliche Mehrinvestitionen getätigt werden müssen. Dies erhöht den Investitionsaufwand bis zum Jahr 2030 im Vergleich zur Basisuntersuchung je nach Szenario um bis zu 30 % in der Mittelspannung und zwischen ca. 20 % bis 150 % in der Niederspannung.

Voraussetzungen und Rahmenbedingungen

Bei der Bewertung der ermittelten Einsparpotentiale gilt es zu beachten, dass diese sich im Rahmen dieser Studie vorwiegend auf

die erforderlichen Investitionen in die Primärtechnik der Verteilnetze beziehen. Für die Integration und Anwendung von innovativen Betriebsmitteln, dem Einsatz von Spitzenkappung oder dem Nutzen von Flexibilitätsoptionen ist jedoch eine Vielzahl von technischen Voraussetzungen zu erfüllen (vgl. Unterkapitel 7.4). Dies betrifft die Steuerbarkeit von DEA und Lasten, die messtechnische Erfassung des Verteilnetzes, die Einbindung der Anlagen in die Netzleittechnik und die Entwicklung und Anwendung von entsprechenden Regelungskonzepten. Insbesondere sollte bei der Bewertung der vorgestellten innovativen Technologien und Betriebskonzepte auch der erhöhte Aufwand – sowohl finanziell als auch organisatorisch – mit berücksichtigt werden, der für die Verteilnetzbetreiber im Planungsprozess und Betrieb entsteht. Darüber hinaus sind in diesem Kontext weitere nicht unmittelbar dem Netzbetreiber zuzuordnende Kosten, wie bspw. für die durch Spitzenkappung induzierte Energieersatzbeschaffung zu berücksichtigen. Neben den technischen Voraussetzungen sind jedoch auch die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen zu beachten. So gilt es zu prüfen, inwieweit die heutigen Rahmenbedingungen dazu geeignet sind, um Investitionen in die genannten Ansätze zu ermöglichen und volkswirtschaftlich sinnvolle Handlungsmaßnahmen anzureizen. Eine Fragestellung ist hierbei, inwieweit sich ein erhöhter betrieblicher Aufwand gegenüber Erweiterungsinvestitionen für den Netzausbau in der Regulierung abbilden lässt.

2 Entwicklung der Versorgungsaufgabe

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie sich die Versorgungsaufgabe der Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg in Zukunft entwickeln wird. Hierbei wird auf Veränderungen der Last- und Einspeisesituation eingegangen und es werden Datengrundlagen für die Erstellung von zukünftig netzauslegungsrelevanten Szenarien erläutert.

2.1 Entwicklung der Verteilnetzebene in Baden-Württemberg

Der Betrieb der Verteilnetze in Baden-Württemberg ist auf insgesamt über 120 VNB verteilt. Darum haben sich vielfältige, regionale Planungs- und Betriebsvarianten für diese Netze ausgeprägt.

In Baden-Württemberg finden sich die in Deutschland üblichen Netzebenen wieder:

- HS mit 110 kV
- MS mit 10 kV, 20 kV oder 30 kV
- NS mit 0,4 kV

Dazwischen liegen die entsprechenden Umspannebenen. Die Netze sind im städtischen Bereich weitestgehend als Kabelnetze realisiert, während in ländlichen Regionen sowohl Kabel als auch Freileitungen (FL) verwendet werden.

Für die Netzplanung tritt neben dem Starklastfall der Rückspeisefall immer häufiger als netzauslegungsrelevanter Betriebsfall auf.

In der konventionellen Netzplanung werden die Netze für extreme Belastungssituationen ausgelegt. In der Vergangenheit wurden hierfür lediglich prognostizierte Spitzenlastsituationen verwendet. Da in den letzten Jahren jedoch die Anzahl an DEA gestiegen ist, fällt die Belastung im Rückspeisefall immer öfter höher aus als im

Starklastfall. Deshalb muss auch der Rückspeisefall für die Netzauslegung betrachtet werden. Hierbei ist in den Planungs- und Betriebsgrundsätzen der Verteilnetzbetreiber festzulegen, inwieweit ein (n-1)-sicherer Anschluss von Lasten und DEA in der jeweiligen Netzebene erfolgt.

Da die Richtung der Leistungsflüsse für die Netzbelastung in erster Näherung irrelevant ist, entspricht das Zubaupotenzial von DEA-Leistung in einem Netzbereich in etwa der Spitzenlast. Zusätzlicher Netzausbaubedarf ergibt sich somit erst dann, wenn deutlich mehr dezentrale Erzeugungsleistung als Spitzenlast vorhanden und somit der Rückspeisefall auslegungsrelevant ist. Da die Entwicklung der dezentralen Einspeisung stark regional geprägt ist, tritt dieser Netzausbaubedarf bei bestimmten regionalen Versorgungssituationen verstärkt auf. In gewissen (halb)städtischen Regionen ist der prognostizierte Zubau von DEA gering, sodass hier vermutlich weiterhin der Lastfall der auslegungsrelevante Netznutzungsfall bleiben wird. Dies wird unter Umständen durch eine hohe Gleichzeitigkeit neuer Stromanwendungen verstärkt.

Da die Landespolitik landesweit ambitionierte Klimaziele für Baden-Württemberg vorsieht, wird in Zukunft mit einem starken Zubau von DEA in diesem Bundesland gerechnet (vgl. [5]). Darum steigt die Bedeutung des Rückspeisefalls für die Auslegung von Verteilnetzen in Baden-Württemberg weiter an.

2.2 Datengrundlage für die Szenarien

Drei verschiedene Szenarien werden betrachtet. Über die zwei berücksichtigten NEP-Szenariorahmen werden bundespolitische Ziele abgebildet, das dritte Szenario basiert auf landespolitischen Zielen für Baden-Württemberg (ZSW).

Der Zubau von DEA ist ein primärer Treiber der zukünftigen Versorgungsaufgabe. Das Ausmaß des zukünftigen Zubaus dieser Anlagen wird maßgeblich durch energiepolitische Ziele und Vorschriften beeinflusst. Hierbei spielen einerseits bundes- und andererseits landespolitische Zielsetzungen eine wichtige Rolle. Um netzauslegungsrelevante Szenarien zu entwerfen, müssen demnach die Zubauleistungen von DEA unter der Berücksichtigung politischer Rahmenbedingungen betrachtet werden. Darum liegen dieser Studie die prognostizierten Werte installierter Leistung aus DEA in Baden-Württemberg aus drei verschiedenen Quellen zugrunde. Das Szenario NEP 1 basiert auf Prognosen des Szenario B des NEP-Szenariorahmens 2030 [3]. Da während der Erstel-

lung dieser Studie das EEG¹ novelliert und in diesem Zuge der NEP neu aufgesetzt wurde, werden zusätzlich auch die Prognosen des Szenario B des NEP-Szenariorahmen 2017-2030 [4] im Szenario NEP 2 verwendet. Das Szenario ZSW fundiert auf den Prognosen aus [5]. Die Prognosen der NEP-Szenariorahmen basieren auf bundespolitischen Zielen, während den Prognosen der ZSW-Studie verstärkt landespolitische Ziele zugrunde liegen. Für alle Szenarien werden für die Stützjahre 2020 und 2030 Prognosewerte gewählt. In den Szenariorahmen der beiden NEP sind lediglich Prognosen für das Jahr 2030 enthalten. Die Prognosewerte für das Jahr 2020 wurden daher interpoliert. Die Ergebnisse der geographischen Skalierung und zeitlichen Interpolation sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1 Szenarienübersicht: Prognostizierte installierte Zubauleistung von DEA und neuen Stromanwendungen in Baden-Württemberg für 2020 und 2030 (*Werte aus NEP 1)

Angaben in MW	NEP 1		NEP 2		ZSW	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
WEA	1575	3200	1326	2537	3530	7860
PVA	5812,5	7500	6312	8832	8838	12300
BMA	700	700	657	586	754	920
Restliche EE	900	900	1038	1267	933	1015
KWKA	851	1222	705	834	1900	3300
PVBS	1162,5	1875	1262,4	2208	1767,6	3075
Elektrofahrzeuge	947	2526	586	1578	947*	2526*
Wärmepumpen	789	1399	524	1819	789*	1399*

Um konsistente Szenarien bilden zu können, werden die in der ZSW-Studie [5] fehlenden Angaben zu EV und WP um die entsprechenden Daten aus dem NEP Szenariorahmen 2030 [3] erweitert. Die Zubauwerte für Photovoltaik-Batteriespeicher (PVBS) werden prozentual an den Zubauwerten für PVA abgeschätzt. Im Jahr 2015 verfügen 13,4% aller PVA über einen PVBS [6]. Für die

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist"

Für alle Szenarien werden für die Stützjahre 2020 und 2030 Prognosewerte gewählt.

Jahre 2020 und 2030 wird angenommen, dass dieser Wert auf 20%, resp. 25% ansteigt.

Der hier angegebene Zubau für die verschiedenen Stützjahre bezieht sich immer auf das Basisjahr 2015. Eine zeitlich aufeinander aufbauende Erweiterung von Netzteilnehmern (Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) sowie damit verbundener Netzausbau (2015 bis 2020 weiter bis 2030) wird hier nur indikativ betrachtet (vgl. Abschnitt 7.2.1). Die Verteilung auf die unterschiedlichen Energieträger im aktuellen Szenariorahmen sieht im Vergleich zum vorherigen Entwurf einen größeren Anteil PVA und weniger WEA vor. Ebenfalls wurden die Prognosen für EV reduziert und für PVBS sowie WP angehoben. Jedoch ist die gesamte Zubauleistung durch DEA und flexible Lasten in beiden NEP-Szenariorahmen in etwa gleich. Das Szenario ZSW prognostiziert hingegen einen deutlich höheren Ausbaupfad für DEA. Dabei werden im Vergleich zum Szenario NEP 1 die 2,5-fachen (WEA) bzw. 1,6-fachen (PVA) Zubauwerte für das Jahr 2030 angegeben. Auch in den Zubauzahlen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWKA) und Biomasseanlagen (BMA) weist dieses Szenario deutlich höhere Werte aus. In allen Szenarien wird eine nahezu konstante deutschlandweite Jahreshöchstlast bis 2030 prognostiziert. Diese Prognose wird auf Baden-Württemberg übertragen, sodass die Spitzenlast der analysierten Netze für alle Stützjahre in der Basisuntersuchung als konstant angenommen wird.

3 Identifikation von Untersuchungsregionen

In diesem Kapitel wird die zuvor bestimmte veränderte Last- und Einspeisesituation den Gemeinden in Baden-Württemberg mit Hilfe von definierten Verteilschlüsseln zugeteilt. Zusammen mit den strukturellen Gemeindedaten dienen die gemeindegrenzen scharfen Ausbauwerte der Ermittlung von Netzgebieten, die Gemeinden mit ähnlichen Charakteristika hinsichtlich der heutigen Situation und der zukünftigen Entwicklung zusammenfassen. Für alle NGK werden mehrere Untersuchungsregionen ausgewählt, die diese Klassen repräsentieren und die Grundlage der späteren Detailanalyse bilden.

3.1 Regionalisierung der Zubauszenarien

Zur Analyse der verbleibenden Kapazität der Verteilnetze sowie des Netzverstärkungsbedarfs in den Zukunftsszenarien in Baden-Württemberg wird die installierte Leistung, bestehend aus Bestands- und Neuanlagen, hergeleitet. Die Verteilung der Bestandsanlagen basiert auf den veröffentlichten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach [7]. Die Höhe der Zubauleistung resultiert aus den Energiezielen aus Tabelle 2.1 und ihrer regionalen Verteilung. Diese Verteilung der Zubauleistung wird anhand von Regionalisierungsfaktoren durchgeführt. Ein Regionalisierungsfaktor gibt für eine Gemeinde in Baden-Württemberg ihren spezifischen Anteil an der gesamten Zubauleistung in Baden-Württemberg an. Berechnet werden Regionalisierungsfaktoren anhand von Strukturparametern der Gemeinde.

Wird beispielsweise die Annahme getroffen, dass der Zubau von PVA räumlich mit der Einwohnerzahl korreliert, so ist der Strukturparameter Einwohnerzahl einer Gemeinde der verteilungsdefinierende Faktor für die Zubauleistung. Der Regionalisierungsfaktor ist in diesem Fall eindimensional, da ihm lediglich ein Strukturparameter zugrunde liegt.

Die formale Berechnung eines eindimensionalen Regionalisierungsfaktors RF_i basierend auf einem Strukturparameter S_i für eine Gemeinde i ist in der nachfolgenden Gleichung beschrieben. Dabei beschreibt n die Anzahl aller Gemeinden in Baden-Württemberg.

$$RF_i = \frac{S_i}{\sum_{k=1}^n S_k}$$

Aus dem Regionalisierungsfaktor RF_i und der prognostizierten Zubauleistung P_{BW} in Baden-Württemberg kann die Zubauleistung P_i in der Gemeinde i berechnet werden.

$$P_i = RF_i \cdot P_{BW}$$

Entwickelt werden drei Regionalisierungsfaktoren für die Verteilung der installierten Leistung von WEA und drei Faktoren für die Verteilung der installierten Leistung von PVA. Zudem werden je zwei Regionalisierungsfaktoren für Biomasseanlagen (BMA), WP und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWKA) bestimmt und je ein Regionalisierungsfaktor für sonstige Erneuerbare Energien (EE) und EV. Die den Faktoren zugrundeliegenden Strukturparameter sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Abbildung 3.1 bis Abbildung 3.4 zeigen die gewählten Regionalisierungen für den Zubau von PVA, WEA, BMA, WKA, WP, EEA, EV und PVBS im Vergleich zu der Verteilung des Bestands im Basisjahr 2014 für das Land Baden-Württemberg am Beispiel des Szenarios NEP 1, Szenario B für das Jahr 2030.

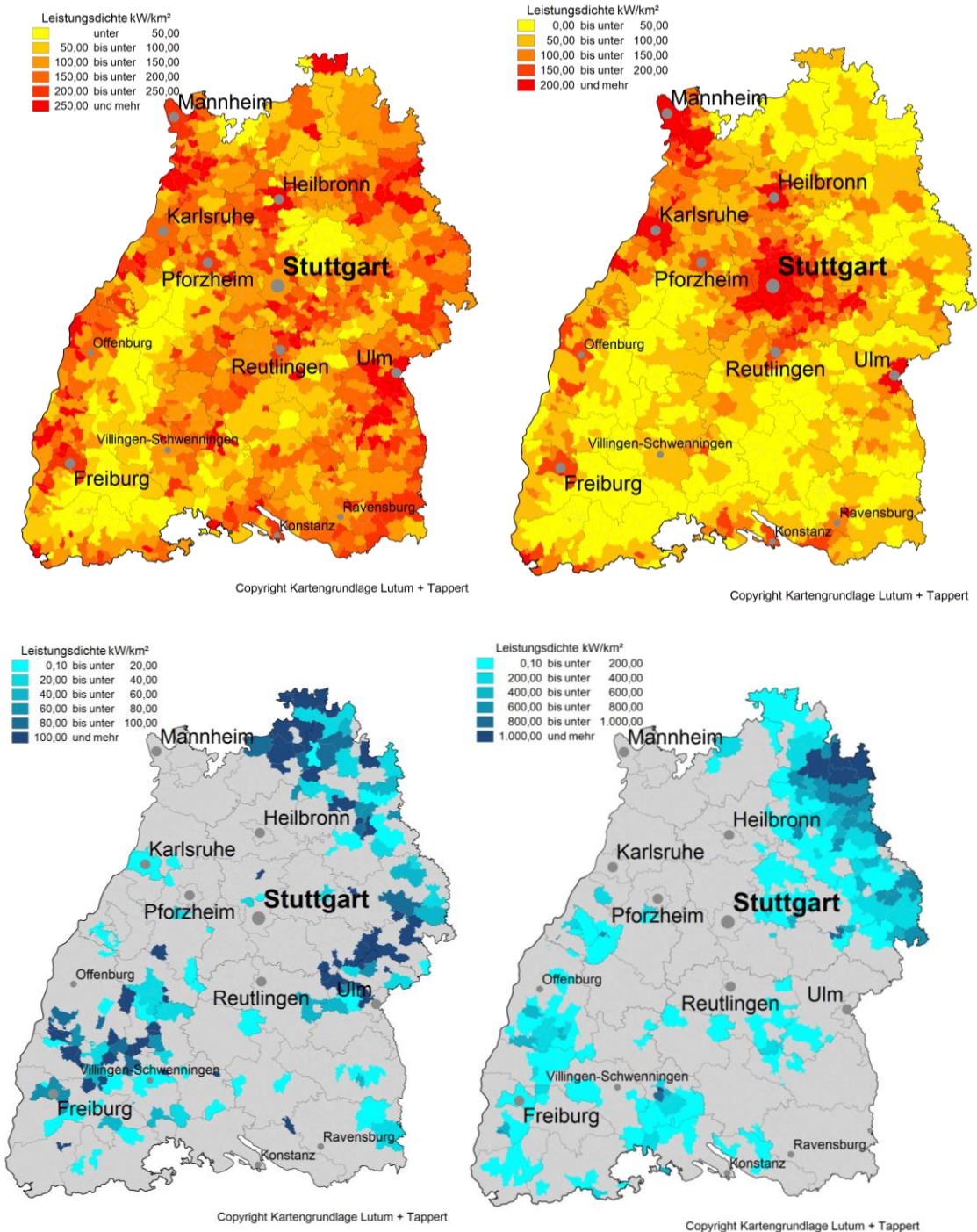


Abbildung 3.1

Heutige Verteilung von PVA (oben links), Verteilung des Zubaus nach ausgewiesenen Potenzialflächen für PVA (oben rechts), heutige Verteilung von WEA (unten links), Verteilung des Zubaus nach ausgewiesenen Potenzialflächen für WEA (unten rechts)

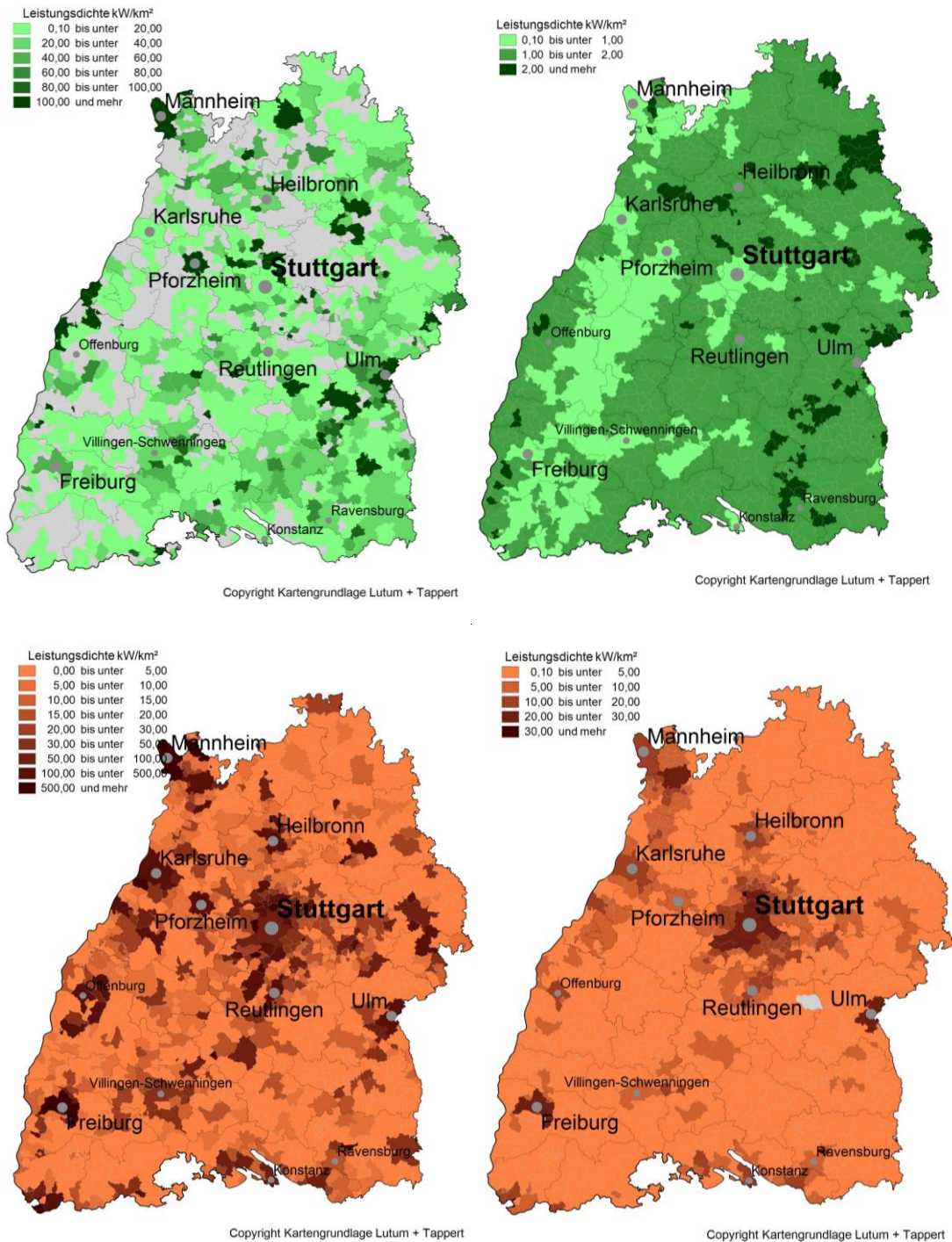


Abbildung 3.2

Heutige Verteilung von BMA (oben links), Verteilung des Zubaus von BMA nach Landwirtschaftsfläche (oben rechts), heutige Verteilung von KWKA (unten links), Verteilung des Zubaus von KWKA nach Wärmebedarf in den Gemeinden (unten rechts)

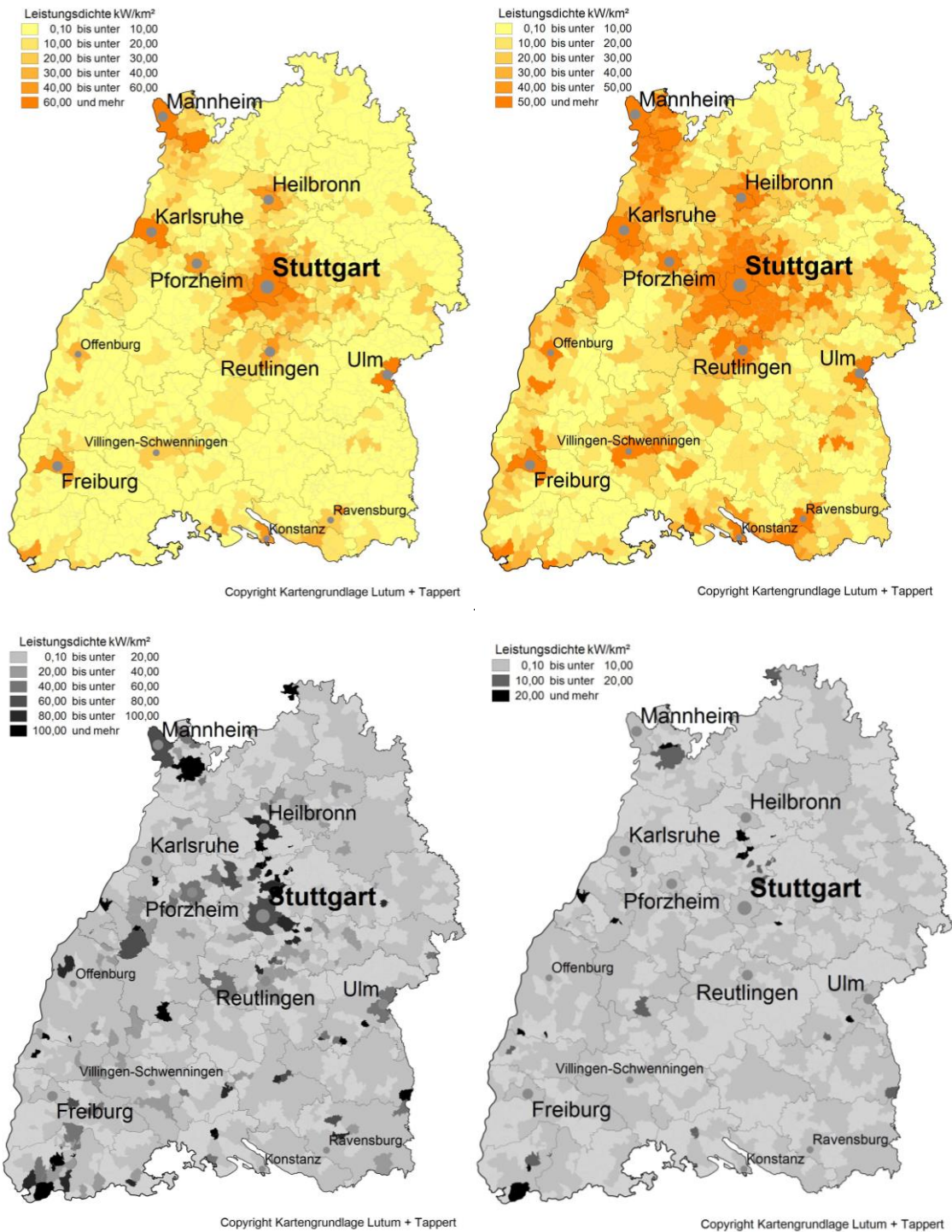


Abbildung 3.3

Heutige Verteilung von WP (oben links), Verteilung des Zubaus von WP nach Wärmebedarf in den Gemeinden (oben rechts), heutige Verteilung von sonstigen EEA (unten links), Verteilung des Zubaus von sonstigen EEA nach Bestand (unten rechts)

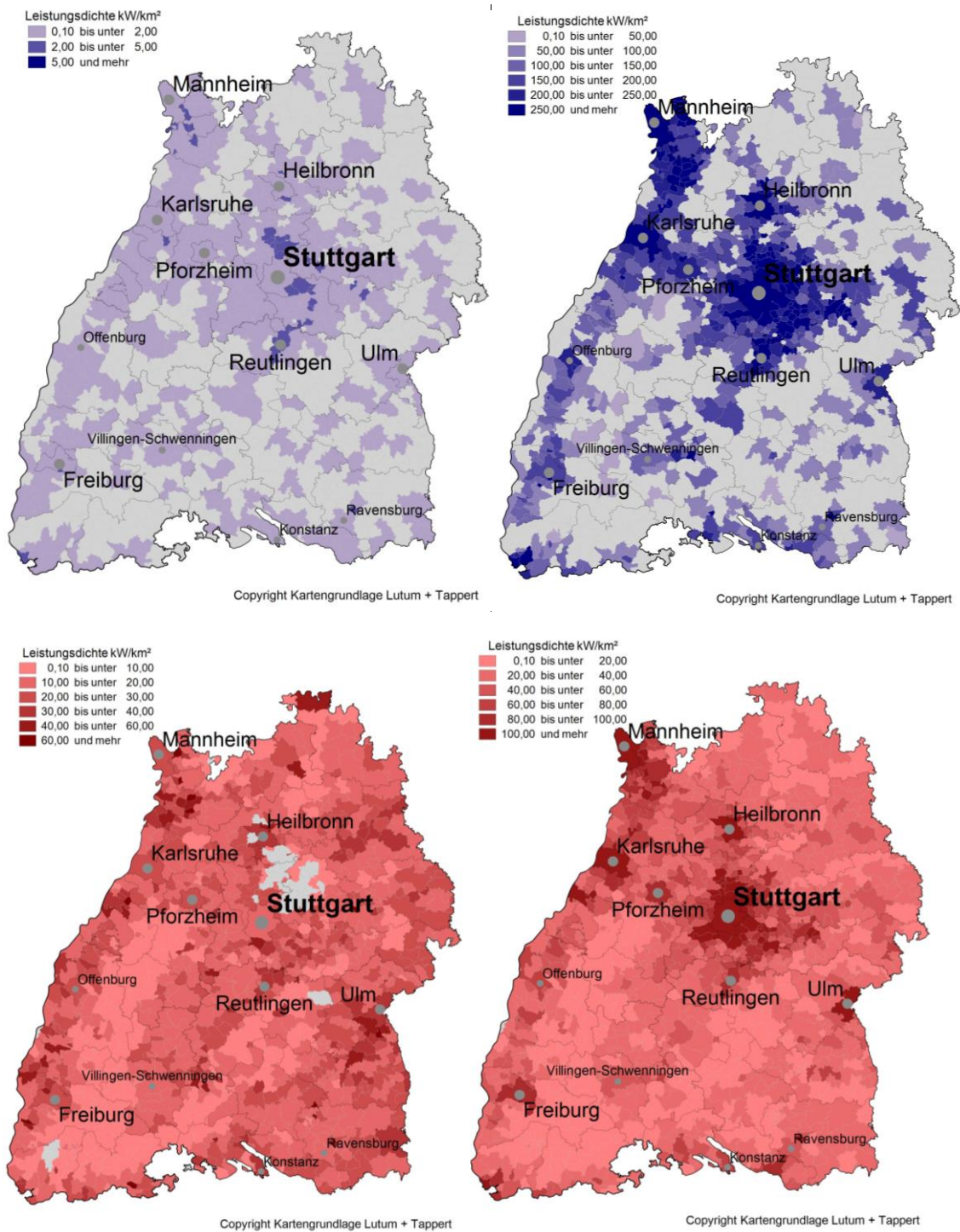


Abbildung 3.4

Heutige Verteilung von EV (oben links), Verteilung des Zubaus von EV nach Anteil Ein- und Zweifamilienhäusern in städtischen und halbstädtischen Gemeinden (oben rechts), heutige Verteilung von PVBS (unten links), Verteilung des Zubaus von PVBS nach Potenzial PVA (unten rechts)

Tabelle 3.1

Strukturparameter zur Berechnung von Regionalisierungsfaktoren

Faktor	Strukturparameter	Daten
RF_1^{PVA}	Einwohnerzahl	[10]
RF_2^{PVA}	potenzielle Leistung auf überwiegend geeigneten Flächen	[9]
RF_3^{PVA}	Aktuell installierte Leistung von PVA	[7]
RF_1^{WEA}	landwirtschaftlich nutzbare Flächen	[8]
RF_2^{WEA}	potenzielle Leistung auf überwiegend geeigneten Flächen	[9]
RF_3^{WEA}	Aktuell installierte Leistung von WEA	[7]
RF_1^{BMA}	landwirtschaftlich nutzbare Flächen	[8]
RF_2^{BMA}	Aktuell installierte Leistung von BMA	[7]
RF_1^{KWKA}	Einwohnerzahl	[10]
RF_2^{KWKA}	Nach Wärmebedarf in den Gemeinden	[11],[12]
RF_1^{WP}	Einwohnerzahl	[10]
RF_2^{WP}	Nach Wärmebedarf in den Gemeinden	[11],[12]
$RF_1^{s, EE}$	aktuell installierte Leistung von sonstige EE	[7]
RF_1^{EV}	nach Anteil Ein- und Zweifamilienhäusern in städtischen und halbstädtischen Gemeinden	[10]
RF_1^{PVBS}	Einwohnerzahl	[10]
RF_2^{PVBS}	potenzielle Leistung auf überwiegend geeigneten Flächen	[9]
RF_3^{PVBS}	Aktuell installierte Leistung von PVA	[7]

Durch Regionalisierungsfaktoren wird für jede Gemeinde in Baden-Württemberg ihr spezifischer Anteil an der gesamten Zubauleistung in Baden-Württemberg bestimmt.

Für die folgenden Netzanalysen werden in Absprache mit dem Auftraggeber schließlich Regionalisierungsfaktoren ausgewählt: Für WEA und PVA wird der Regionalisierungsfaktor Potenzial der jeweilig ausgewiesenen Flächen gewählt, für BMA nach Landwirtschaftsfläche und für KWKA und WP der Regionalisierungsfaktor Wärmebedarf in den Gemeinden.

Nach Anwendung der Regionalisierung findet in Absprache mit dem Auftraggeber eine Plausibilitätsprüfung der Daten statt. Hierbei fällt zum einen ein starker KWKA-Zubau in Städten auf, die an einem Fernwärmenetz angeschlossen sind, zum anderen wird ein starker Zubau an WEA in Gemeinden regionalisiert, in denen militärische Schutzzonen sind. Die Regionalisierungen werden in diesen beiden Bereichen angepasst und in den betroffenen Gemeinden reduziert. Die Zubaudifferenz wird anschließend auf die anderen Gemeinden innerhalb des Bundeslandes verteilt. Die Änderungen sind in Abbildung 3.2 bereits berücksichtigt.

3.2 Gebietsklassifizierung

Zur Vorbereitung auf die anschließende Netzberechnung werden die Gemeinden in NGK eingeteilt. Ziel ist es, auf Basis von Repräsentanten der NGK den Netzverstärkungsbedarf für Baden-Württemberg zu bestimmen. Dafür wird für ausgewählte Repräsentanten jeder Kategorie der Netzverstärkungsbedarf bestimmt. Die Ergebnisse für die repräsentativen Netze in Relation zur gesamten Netzkapazität Baden-Württembergs sind die Grundlage für die Abschätzung des Netzverstärkungsbedarfs im ganzen Bundesland. Aufgrund dieses Ansatzes ist es nur bedingt möglich Rückschlüsse auf einzelne Gemeinden oder kleinere Netzgebiete zu ziehen. Regionale Spezifika werden zwar in den Detailanalysen berücksichtigt, gehen durch den Ansatz der Mittelwertbildung jedoch verloren.

Zur Vorbereitung auf die anschließende Netzberechnung wird jede Gemeinde einer von 19 NGK zugeteilt. Ziel ist es, auf Basis von Repräsentanten der NGK den Netzverstärkungsbedarf für Baden-Württemberg zu bestimmen.

Die Zuordnung jeder Gemeinde zu einer Netzgebietsklasse erfolgt auf Basis der regionalisierten Prognosen für die einzelnen Energieträger sowie strukturellen Gemeindedaten zur Beschreibung der Last. Die NGK beschreiben die charakteristischen Merkmale der zugehörigen Gemeinden. Die Einteilung der Netze wird im Folgenden erläutert. Die Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in den repräsentativen Netzen sowie die Hochrechnung auf Baden-Württemberg sind in den Unterkapiteln 5.1 und 5.2 erklärt.

Die durch die Szenarien definierte Versorgungsaufgabe muss in Vorbereitung auf die Netzanalyse in der NS-, MS- und HS-Ebene in Belastungssituationen transformiert werden. Hierzu wird zunächst bestimmt, in welchen Spannungsebenen die Zubauleistung entsprechend der Prognosen integriert wird. Anschließend müssen für jede Spannungsebene netzauslegungsrelevante Fälle definiert werden, anhand derer letztlich die Klassifizierung der Gemeinden in Baden-Württemberg durchgeführt wird. Zur Klassifizierung wird eine Vorsortierung der Gemeinden entsprechend der Siedlungskategorien nach [10] in städtische, halbstädtische und ländliche Gemeinden unter der Annahme vorgenommen, dass die Siedlungskategorien einen Indikator für die vorhandene Netzstruktur darstellen. Grund dafür ist, dass die Netze historisch nur auf die Last ausgelegt wurden und diese je nach Siedlungskategorie unterschiedlich ausgeprägt ist.

Für die drei Siedlungskategorien wird nun eine Annahme der Aufteilung auf die Spannungsebenen im Zukunftsszenario getroffen. Diese basiert auf der Aufteilung der installierten Leistung von EE-Anlagen auf die Spannungsebenen nach [7], dargestellt in Abbildung 3.5.

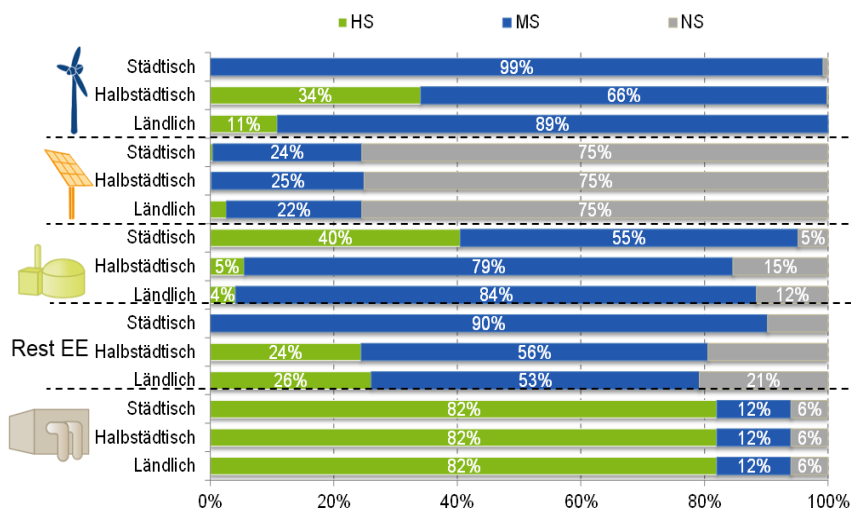


Abbildung 3.5

Aufteilung der installierten Leistung von WEA, PVA, BMA, sonstigen EE und KWKA auf die Spannungsebenen in den Zukunftsszenarien

Für KWKA wird die Aufteilung auf die Spannungsebenen basierend auf den zukünftig erwarteten Anlagengrößen in [13] durchgeführt. Der Zubau von WP und EV wird vollständig in der NS-Ebene angenommen.

Die Einteilung der Gemeinden in NGK erfolgt anhand ihrer Einspeiseleistung je Flächeneinheit im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall im Verhältnis ihrer Größe zum Mittelwert der Siedlungskategorie.

Aus der Kombination der installierten Leistung in einer Gemeinde entsprechend der zugrundeliegenden Szenarien, der Regionalisierung, der Aufteilung auf die Spannungsebenen sowie der Leistungsbereitstellung im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall (vgl. Tabelle 3.2) lässt sich für jede Gemeinde die Einspeiseleistung je Flächeneinheit im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall berechnen. Alle Gemeinden der Siedlungskategorie Ländlich und Halbstädtisch werden nun auf der MS- und HS-Ebene im Verhältnis ihrer Größe zum Mittelwert der Siedlungskategorie in stark überdurchschnittliche, überdurchschnittliche und unterdurchschnittliche Leistungsdichten der dort installierten DEA eingeteilt.

Tabelle 3.2 Betriebsfälle für die Netzplanung

	HS		MS		NS	
	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall
Last	100 %	30 %	100 %	30 %	100 %	20 %
WEA	0 %	100 %	0 %	100 %	---	---
PVA	0 %	85 %	0 %	85 %	0 %	85 %
BMA	0 %	80%	0 %	100 %	0 %	100 %
KWKA	0 %	100 %	0 %	100 %	0 %	100 %

Auf NS-Ebene erfolgt lediglich eine Einteilung in über- und unterdurchschnittliche Leistungsdichten. Der Grund hierfür liegt in der geringeren Bandbreite der Leistungsdichten im NS-Bereich, so dass eine Einteilung in zwei Klassen hier als ausreichend angesehen wird. Bei städtischen Gemeinden wird aufgrund der geringen Anzahl auf eine weitere Unterteilung verzichtet. Daraus ergeben sich insgesamt 19 NGK. Eine Übersicht gibt Tabelle 3.3. Die Zuordnung der Gemeinden zu den NGK im Land Baden-Württemberg sind in Abbildung 3.6 zu sehen.

Tabelle 3.3 Übersicht der Netzgebietsklassen

		Leistungsdichte		
		Unterdurchschnittlich	Überdurchschnittlich	Stark Überdurchschnittlich
HS	Städtisch		S3	
	Halbstädtisch	H6	H7	H8
	Ländlich	L6	L7	L8
MS	Städtisch		S2	
	Halbstädtisch	H3	H4	H5
	Ländlich	L3	L4	L5
NS	Städtisch		S1	
	Halbstädtisch	H1	H2	
	Ländlich	L1	L2	

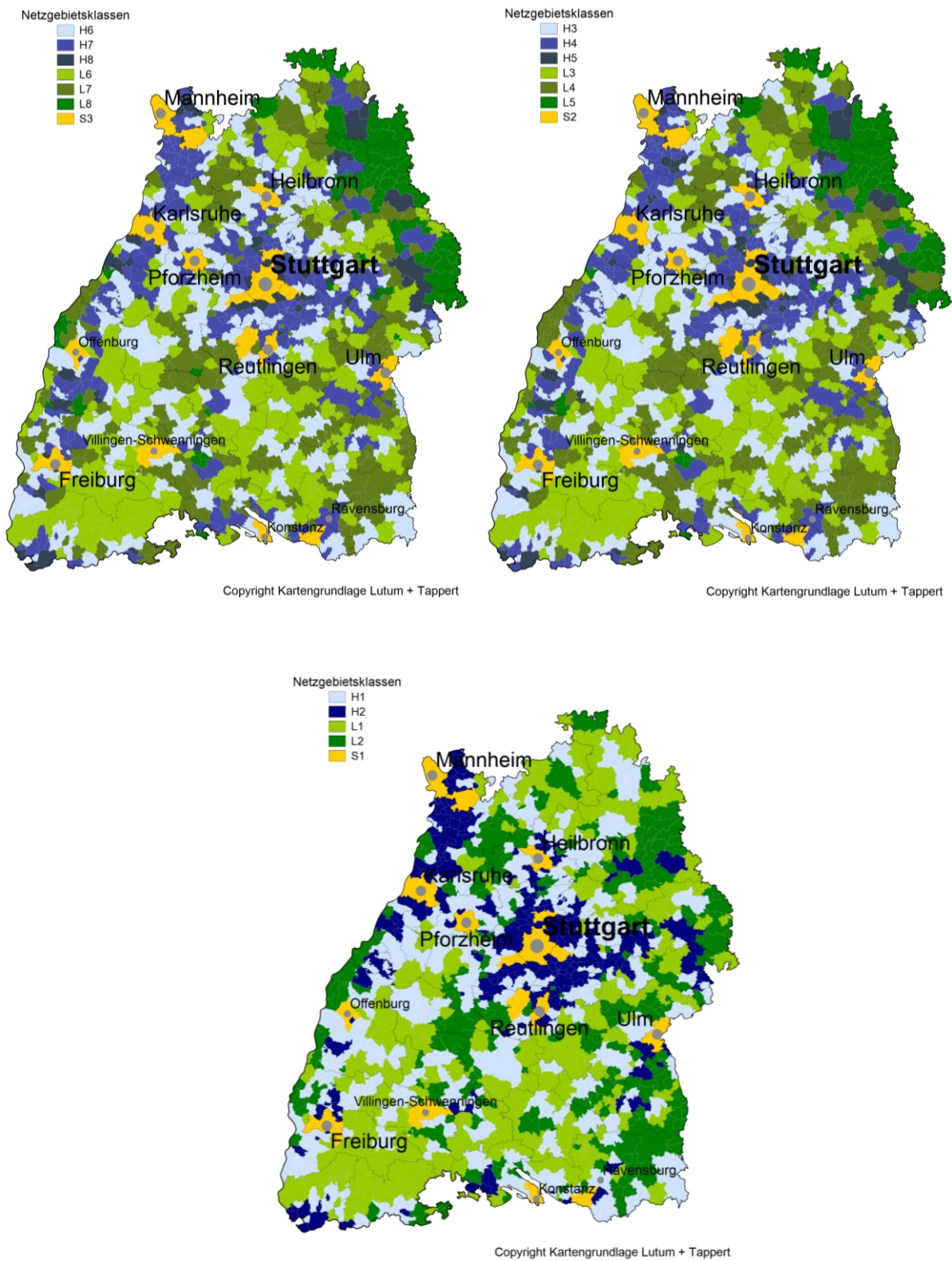


Abbildung 3.6 Übersicht der Zuordnung Gemeinden zu Netzgebieten im Land Baden-Württemberg für die HS-Ebene (oben links), die MS-Ebene (oben rechts) und die NS-Ebene (unten)

3.3 Umfang der berücksichtigten Netzdaten für die Detailanalyse

Die Verteilnetzstudie basiert auf einer umfangreichen Datengrundlage, welche das Land Baden-Württemberg repräsentiert. Enthalten sind Netzdaten von insgesamt 128 realen baden-württembergischen Verteilnetzen. In Tabelle 3.4 ist die Datengrundlage aufgeschlüsselt nach den Spannungsebenen abgebildet.

Tabelle 3.4 Datengrundlage der Netzanalysen nach Spannungsebene

	Kennzahl	Detail-Analyse
HS	Anzahl HöS/HS-UW	15
	Leitungslänge [km]	2.711
	Anzahl Netzgruppen [Stk.]	5
	Anzahl Gemeinden [Stk.]	420
MS	Anzahl Netze [Stk.]	48
	Leitungslänge [km]	3.710
	Anzahl Gemeinden [Stk.]	147
NS	Anzahl Netze [Stk.]	65
	Leitungslänge [km]	274
	Anzahl Gemeinden [Stk.]	28

4 Planungs- und Ausbaugrundsätze

Dieses Kapitel beschreibt Grundsätze, die für die Bewertung des Netzzustands und den anschließenden Netzausbau unter Berücksichtigung der jeweiligen Spannungsebene angewendet werden.

4.1 Betriebsfälle für die Netzplanung

Die Planung elektrischer Versorgungsnetze muss für eine Vielzahl an Einspeise- und Lastszenarien eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität gewährleisten. Aus diesem Grund werden die Netze für extreme Belastungssituationen dimensioniert.

Betriebsfälle HS:

Starklastfall:

100 % Last, 0 % DEA

Rückspeisefall:

30 % Last, 80-100 % DEA

In der HS-Ebene wird als Starklastfall üblicherweise ein reiner Lastfall ohne Einspeisung aus DEA angesetzt. Hierbei werden geeignete Gleichzeitigkeitsgrade der VNB berücksichtigt, die in aller Regel auf realen Messungen fußen. Im Rückspeisefall wird aufgrund von Durchmischungseffekten und den möglicherweise vorhandenen Industriekunden eine Last in Höhe von 30 % des Spitzenlastwertes angenommen. Die daraus resultierenden Skalierungsfaktoren werden auf die installierte Leistung der Lasten und DEA angewendet und sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst. In den für diese Studie verwendeten HS-Netzdaten entsprechen die Einspeise- und Lastwerte den vom Betreiber gemessenen Werten. Diese liegen für den Starklast- als auch für den Rückspeisefall vor. Die Skalierungsfaktoren aus Tabelle 3.2 werden somit nur auf den DEA-Zubau in 2020 und 2030 angewendet, nicht aber auf Bestandsanlagen.

Es wird darauf hingewiesen, dass der Begriff Rückspeisefall, wie er in dieser Studie definiert ist, nicht uneingeschränkt mit einer

tatsächlichen Rückspeisung von Energie in überlagerte Netzebenen gleichgesetzt werden darf. Ist die installierte Last in einem Netz deutlich größer als die installierte DEA-Leistung, so entspricht der Rückspeisefall lediglich einem schwachen Lastfall. Dies gilt für alle Netzebenen. Somit wären die Bezeichnung *minimaler Residuallastfall* und *maximaler Residuallastfall* angebracht. Zur besseren Lesbarkeit werden in dieser Studie dennoch die Begriffe *Starklastfall* und *Rückspeisefall* verwendet

Da in der MS- und insbesondere in der NS-Ebene eine betriebliche Messwerterfassung noch nicht flächendeckend erfolgt, werden hier auf Referenzmessungen basierende Skalierungsfaktoren zur Ermittlung von resultierenden Leistungsflüssen herangezogen. Für die auslegungsrelevanten Starklast- und Rückspeisefälle werden die Skalierungsfaktoren nach Tabelle 3.2 angesetzt, die auf die installierten Leistungen der DEA angewandt werden.

Betriebsfälle MS:

Starklastfall:

100 % Last, 0 % DEA

Rückspeisefall:

30 % Last, 85-100 % DEA

Betriebsfälle NS:

Starklastfall:

100 % Last, 0 % DEA

Rückspeisefall:

20 % Last, 85-100 % DEA

Nach aktuellem Stand wird für den Starklastfall in der MS- und NS-Ebene die vertraglich zugesicherte Netzanschlusskapazität unter Beachtung von netzbetreiberspezifischen Gleichzeitigkeitsfaktoren angewendet. In dieser Studie wurden die Faktoren der Netzbetreiber angenommen, die diese in der Regel durch Vergleich mit Messungen im Netz ermittelt haben. Für den Rückspeisefall wird in der MS-Ebene ein Lastanteil von 30 % der installierten Lastleistung angenommen, da die direkt angeschlossenen und unterlagerten Lasten eine verhältnismäßig hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. In der NS-Ebene treten geringere Gleichzeitigen auf, weshalb hier ein Lastanteil von 20 % der installierten Lastleistung angenommen wird. [14]

In dieser Studie wird auch der Einfluss der Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen auf den Netzzustand bewertet. Deren Auswirkung auf die Last- und Einspeisekonfiguration wird dabei über Anpassung der hier vorgestellten Skalierungsfaktoren realisiert. Die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen wird detailliert in Unterkapitel 6.3 beschrieben.

4.2 Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen

Unter den in Kapitel 2 beschriebenen Annahmen für die Last- und Einspeisekonfigurationen werden für die Netznutzungsfälle *Starklastfall* und *Rückspeisefall* Leistungsflussberechnungen in den Netzen durchgeführt. Mithilfe der Berechnungsergebnisse können notwendige Netzausbaumaßnahmen identifiziert werden, indem Grenzwertverletzungen

- der thermischen Betriebsmittelbelastung und / oder
- der Knotenspannungen

identifiziert werden. Hierbei wird zwischen den einzelnen Spannungsebenen und den zugrunde gelegten Netznutzungsfällen unterschieden.

4.2.1 Thermische Betriebsmittelbelastungen

HS-Ebene

Detaillierte (n-1)-Rechnung in der HS-Ebene.

In der HS-Ebene ist die (n-1)-sichere Versorgung sowohl von Verbrauchern, als auch von DEA ein angewandter Planungsgrundsatz. Daher muss für den (n-1)-Fall eine ausreichende Reserve vorgehalten werden. Aus diesem Grund werden Ausfallrechnungen zur Dimensionierung der Netze durchgeführt, worin alle Leitungen der 110-kV-Ebene sowie alle Hös/HS-Transformatoren berücksichtigt werden. Die maximal zulässige Belastung der Betriebsmittel beträgt in der Planung sowohl im Normal- als auch im (n-1)-Fall grundsätzlich 100 %.

MS- und NS-Ebene

MS-Ebene: Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit für Lasten durch Einschränkung der Betriebsmittelbelastung im Normalbetrieb.

In der MS-Ebene ist lediglich die (n-1)-sichere Versorgung der Verbraucher ein angewandter Planungsgrundsatz. Im ungestörten Starklastfall muss daher eine ausreichende Reserve vorgehalten werden. Bei den HS/MS-Transformatoren sowie bei den MS-Leitungen wird eine Belastbarkeit von 100 % der Bemessungscheinleistung im (n-1)-Fall zugelassen, weshalb sich für den Normalbetrieb eine maximale Belastung von 50 % ergibt. Der (n-1)-sichere Netzanschluss von DEA ist jedoch derzeit kein Planungsgrundsatz, weshalb im ungestörten Rückspeisefall eine Be-

lastung von 100 % zulässig ist. Im (n-1)-Fall werden auf Grundlage von § 13 Abs. 2 EnWG² i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG so viele DEA vom Netz getrennt, sodass noch ein sicherer Netzbetrieb und insbesondere die Versorgung der Verbraucher gewährleistet werden kann. Hierzu wird die Ansteuerbarkeit der Anlagen durch den VNB im Rahmen dieser Studie vorausgesetzt, um den Netzausbau möglichst gering zu halten.

In der NS-Ebene wird kein (n-1)-sicherer Anschluss unterstellt.

In der NS-Ebene ist der (n-1)-sichere Anschluss sowohl von Verbrauchern, als auch von DEA kein angewandter Planungsgrundsatz. Deshalb können alle Betriebsmittel in der NS-Ebene mit bis zu 100 % ihrer Bemessungsscheinleistung belastet werden. Zusammenfassend sind in Abbildung 4.1 die zulässigen Betriebsmittelbelastungen an einem Beispielnetz illustriert.

Tritt an einem beliebigen Betriebsmittel eine Grenzwertverletzung auf, werden Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt.

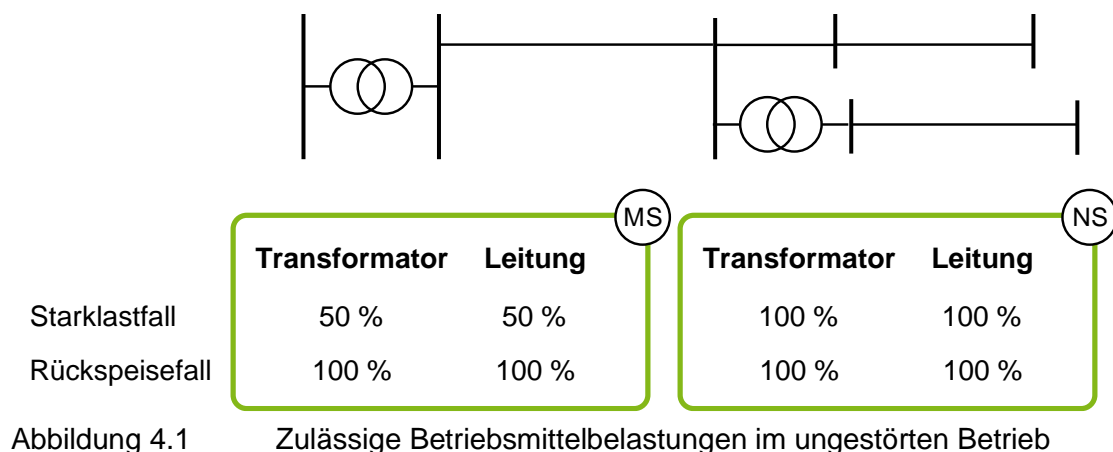


Abbildung 4.1

Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Betrieb

4.2.2 Aufteilung des Spannungsbandes

Die EN 50160 beschreibt die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität beim Verbraucher. Die zulässige Spannungsänderung beim NS-Endkunden beträgt nach EN 50160 $\pm 10\%$ der Nennspannung. Das Spannungsband von $U_N \pm 10\%$ wird vom VNB auf die NS- und die MS-Ebene aufgeteilt [16]. In dieser Studie wird für die Basisvarianten im ungestörten Betrieb die Auftei-

² Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist

lung des Spannungsbandes entsprechend Abbildung 4.2 festgelegt.

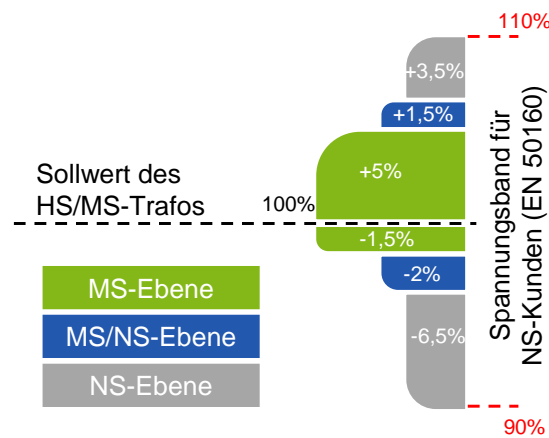


Abbildung 4.2

Spannungsbandaufteilung im ungestörten Betrieb

Hierbei werden 2 % bzw. 1,5 % des Spannungsbandes dediziert für die Umspannebene zwischen MS- und NS-Netz reserviert. Obwohl dieser Spannungsbetrag unter Umständen gar nicht ausgeschöpft wird, könnten die entstehenden Reserven nicht im NS-Netz berücksichtigt werden. Durch diese konservative Betrachtung entstehen zwar zusätzliche faktische Reserven in den Netzen, allerdings auch höhere Investitionen für den Netzausbau.

Optimale Aufteilung des Spannungsbandes nach EN 50160 durch integrierte Betrachtung von Netz- und Umspannebenen.

Um die Potenziale optimal ausschöpfen zu können, wäre eine integrierte, spannungsebenenübergreifende Netzplanung aller Netzebenen wünschenswert. Dann könnte das zur Verfügung stehende Spannungsband nach EN 50160 vollkommen bedarfsgerecht auf die Netzebenen aufgeteilt werden. Da in dieser Studie, genauso wie überwiegend in der Praxis, keine vollständigen, spannungsebenenübergreifenden Netzmodelle verwendet werden konnten, werden zumindest die Netzebenen integriert mit den Umspannebenen zur nächst höheren Spannungsebene betrachtet (Bspw. NS-Netz zusammen mit MS/NS-Umspannebene). Somit entsteht die in Abbildung 4.3 gezeigte Spannungsbandaufteilung für die einzelnen Netzebenen.

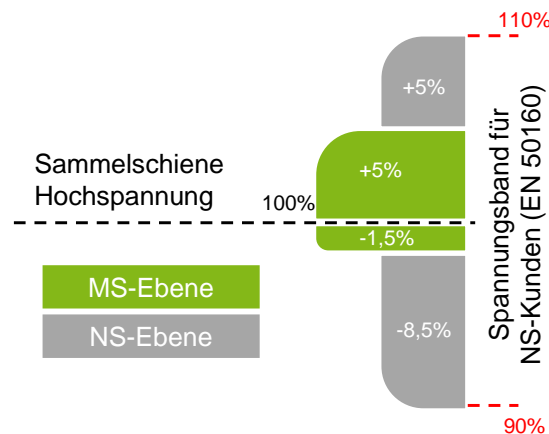


Abbildung 4.3

Spannungsbandaufteilung für die integrierte Betrachtung im ungestörten Betrieb

Durch die integrierte Betrachtung der Spannungsabfälle im Netz und über den versorgenden Transformator kann nun das zur Verfügung stehende Spannungsband bedarfsgerecht zugeteilt werden. Im Vergleich zur bisherigen Betrachtung wird mit der HS/MS-Umspannebene eine weitere Ebene in die Aufteilung des Spannungsbandes nach EN 50160 einbezogen, für die kein expliziter Anteil berücksichtigt wurde. Insofern könnte der Eindruck entstehen, dass die integrierte Betrachtung eine künstliche Verengung des Spannungsbandes darstellt. Die bisherige Aufteilung in Abbildung 4.2 unterstellt vereinfachend eine granulare Regelbandbreite der HS/MS-Transformatoren, sodass auf der Sekundärseite der Transformatoren sicher die Nennspannung ausgeregelt werden kann. Aufgrund der diskreten Stufenweite der Transformatoren kann dies jedoch nicht immer exakt erreicht werden. Insofern stellt die hier vorgestellte integrierte Betrachtung lediglich eine Erhöhung der Genauigkeit dar.

Für den (n-1)-Fall wird die Spannungsbandaufteilung nach Abbildung 4.4 festgelegt. Dabei wird das in der EN 50160 beschriebene erweiterte Spannungsband verwendet.

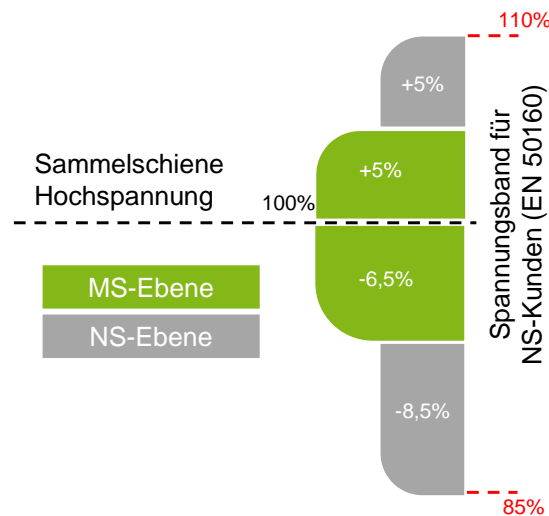


Abbildung 4.4 Spannungsbandaufteilung im (n-1)-Fall

Durch die integrierte Betrachtung von Netz- und Umspannebenen hat die Einstellung des Transformatorstufenstellers einen wesentlichen Einfluss darauf, ob die Spannungsgrenzwerte verletzt und damit Netzausbaumaßnahmen notwendig werden oder nicht. Deshalb wird in dieser Studie mithilfe eines heuristischen Ansatzes versucht sie individuell zu optimieren, um einen minimalen Netzausbaubedarf zu erzielen. Dabei werden verschiedene Kriterien und Randbedingungen berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung ist in Unterkapiteln 5.2 zu finden.

4.2.3 Anschlussrichtlinien für DEA in NS- und MS-Ebene

Die Spannungskriterien der Anschlussrichtlinien für DEA im NS- und MS-Netz werden häufig als technische Grenze der Netzaufnahmefähigkeit für DEA angesehen [17]. In [18] wird diesbezüglich folgende Formulierung verwendet:

„Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen (mit Anschlusspunkt in der Niederspannung) verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in einem Niederspannungsnetz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.“

Die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im Jahr 2008 erstellte Richtlinie für Erzeugungsanlagen am MS-Netz nutzt eine identische Formulierung, lässt allerdings

eine Spannungsänderung von lediglich 2 % in der MS zu (vgl. [19]). Grundsätzlich sind diese Kriterien für die Prüfung von Anschlussersuchen vorgesehen. Da für die Zielnetzplanung eine zukünftige Entwicklung der Erzeugungsanlagen und somit implizit entsprechende Anschlussbegehren antizipiert werden liegt auch die Prüfung dieser Kriterien nahe. Würden sie nicht berücksichtigt, könnte das Zielnetz die Kriterien unter Umständen nicht erfüllen und es müsste im Zweifelsfall konsekutiv ausgebaut werden, was die wirtschaftliche Effizienz des Netzausbaus reduziert.

Den bekannten 2 %- und 3 %-Kriterien wird in der Zielnetzplanung eine (zunehmend) geringere Relevanz beigemessen. Aus diesem Grund werden sie in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Durch die Anwendung des 2 %- bzw. 3 %-Kriteriums wird in der Anschlussplanung sichergestellt, dass die betrieblichen stationären Spannungsschwankungen durch Schwankungen der Einspeisung (z.B. bei PV-Anlagen im Tagesverlauf) eine Schwankungsbreite von 2 % bzw. 3% nicht überschreiten. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen nach EN 50160 ist durch die Anwendung der Kriterien jedoch nicht garantiert, genauso ist eine Verletzung der hier diskutierten Kriterien kein Indikator für ein schlechtes Spannungsprofil, sondern lediglich für eine hochohmige Anbindung der DEA. Unter anderem liefern

- eine zunehmende Spannungsregelfähigkeit der DEA,
- das (optionale) Planungsinstrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG (vgl. Unterkapitel 6.2),
- der etablierte und zunehmende Einsatz spannungsregelnder Betriebsmittel (rONT, Längsregler etc.; vgl. Unterkapitel 6.4 und 6.5) sowie
- die Beförderung zeitreihenbasierter Verteilnetzplanung

Argumente, warum eine derart konservative Einschränkung der Netzkapazität insbesondere im Zieljahr 2030 dieser Studie keine signifikanten Vorteile verspricht. Darüber hinaus sichert das betriebliche Einspeisemanagement nach § 14 EEG in der Planung nicht vorhergesehene Entwicklungen ab. Aus den genannten Erwägungen wird dem 2 %- bzw. 3 %-Kriterium eine zunehmend geringere Relevanz in der Zielnetzplanung beigemessen, weshalb sie in dieser Studie keine Berücksichtigung finden. Die Ergebnisse in [1] bestätigen diese Annahme ebenfalls.

4.3 Standard-Netzausbauvarianten

Ist die vorhandene Netzstruktur für die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht ausreichend, sind entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich. Diese können zum einen durch Verletzung der Spannungsgrenzwerte oder eine unzulässig hohe Betriebsmittelauslastung ausgelöst werden. Da sich die Netzstrukturen in den einzelnen Spannungsebenen voneinander unterscheiden, werden die Netzausbauvarianten nachfolgend getrennt beschrieben.

4.3.1 Standard-Netzausbauvarianten in der HS-Ebene

Im Rahmen dieser Studie werden vereinfachte Planungsansätze festgelegt, da Maßnahmen zur strukturellen Netzoptimierung nicht berücksichtigt werden können. In Abbildung 4.5 sind die genutzten Ausbaustufen des HS-Netzes dargestellt.

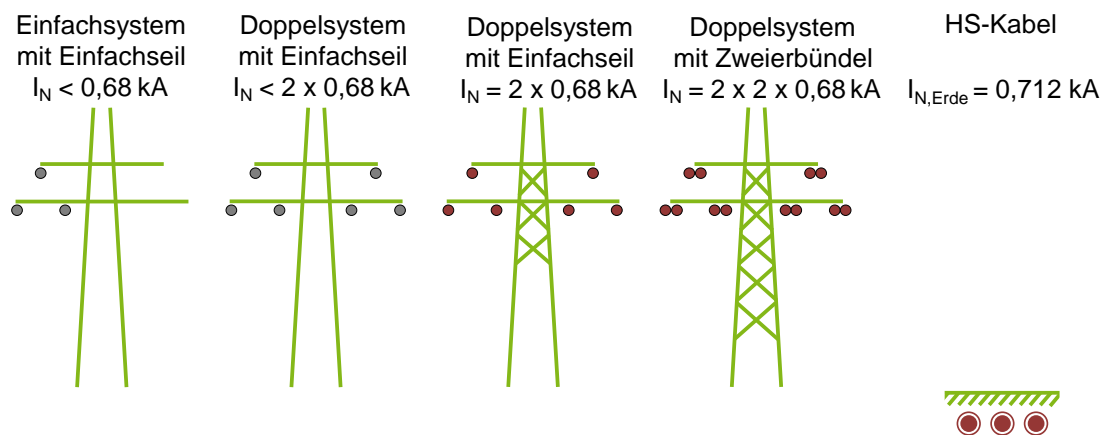


Abbildung 4.5

Ausbaustufen zur Netzverstärkung im HS-Netz

Stufe 1: Erweiterung mit gleichem Leiterseil

Stufe 2: Ersatz durch Einfachseil mit höherer Stromtragfähigkeit

Stufe 3: Ersatz durch Zweierbündel

Stufe 4: Parallele Erdkabel

In einem ersten Schritt sind überlastete Einfachsysteme zu Doppelsystemen mit identischer Beseilung auszubauen. Es wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen Masten das zweite Leitersystem ohne weitere Zusatzmaßnahmen tragen können. Die hierfür notwendigen Investitionen ergeben sich daher lediglich aus den Investitionen für die Leiterseile sowie deren Montage. Allerdings werden durch die Hinzunahme des zweiten Systems die Impedanz-Verhältnisse im Netz verändert, sodass nach jeder Ausbaumaßnahme sowohl eine erneute (n-1)-Ausfallanalyse als auch eine erneute Identifikation der Engpässe bzw. Überlastungen durchzuführen ist. Sind trotz dieser Maßnahmen weiterhin Leitungsüberlastungen zu verzeichnen, ist das betroffene System im Rahmen eines Ersatzneubaus zu substituieren. Dies geschieht in einer ersten Stufe mit dem Ersatz durch Einerbündel des Typs 265/35 Al-St. Sollte die Überlastung weiterhin bestehen, wird das System durch Zweierbündel des gleichen Typs ersetzt.

Aufgrund der aktuellen Rechtslage (Vgl. § 13h EnWG) ist zu erwarten, dass Ersatzneubauten vorzugsweise in Kabeltechnik ausgeführt werden. Hierbei wird angenommen, dass die bestehende Freileitungstrasse als Kabeltrasse umgerüstet werden kann. Sollte also die Überlastung eines Systems nicht durch den Ersatz mit den beschriebenen Freileitungstypen aufgelöst werden können, werden in der neu zu schaffenden Kabeltrasse so viele HS-Kabel parallel verlegt, bis keine thermische Leitungsüberlastung mehr auftritt. Die hierfür verwendeten Kabeltypen sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. In den Kosten für diese Maßnahmen sind neben den Materialkosten auch die Kosten für die Schaffung der neuen Trasse eingeschlossen.

Tabelle 4.1

Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Parameter in der HS

	Betriebsmittel	S_N oder I_N
	Einfachseil	265/35 Al/St 680 A (680 A zul.)
HS	Doppelbündel	265/35 Al/St 1.360 A (1.360 A zul.)
	Kabel	N2XS(FL)2Y 3x1x800RM/50 890 A (712 A zul.)

4.3.2 Standard-Netzausbauvarianten in der MS- und NS-Ebene

Erforderliche Netzausbaumaßnahmen in der MS- und NS-Ebene können entweder durch Verletzung der Spannungsgrenzwerte oder unzulässig hohe Betriebsmittelbelastung verursacht werden.

Treten thermische Überlastungen an Leitungen und Transformatoren auf, werden diese Betriebsmittel ersetzt oder durch ein weiteres Identisches verstärkt. Ob ein Betriebsmittel ersetzt oder verstärkt wird, entscheidet sich nach den Standardbetriebsmittelparametern in Tabelle 4.2. Vorhandene Betriebsmittel werden maximal durch ein weiteres, gleiches Betriebsmittel verstärkt. Reicht die Kapazität dann noch nicht aus, werden sie durch eine beliebige Anzahl von parallelen Standardbetriebsmitteln ersetzt, bis keine Überlastung mehr auftritt.

Thermische Betriebsmittelüberlastungen: Verstärkung durch ein gleiches oder Ersatz durch beliebig viele Standardbetriebsmittel.

Tabelle 4.2

Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Parameter in der MS und NS

		Betriebsmittel	S_N oder I_N
MS	Kabel	NA2XS2Y 3x1x185	361 A
	HS/MS- Transformator	---	40 MVA
	Abgangsfeld	---	---
NS	Kabel	NAYY 4x150	270 A
	MS/NS- Transformator	---	630 kVA

Die Standard-Netzausbauvarianten für spannungsbedingten Netzausbau werden am Beispiel von NS-Strahlennetzen und offen betriebenen MS-Ringnetzen dargestellt, können allerdings auch auf andere Netzstrukturen übertragen werden.

Spannungsbandverletzung: Strangaufftrennung bei 2/3 der Distanz bis zum weitesten entfernten kritischen Knoten.

Kritische Knotenspannungen werden sich bei radialen Netzen überwiegend am Ende des Strangs oder offenen Teilrings ergeben. Dieses Problem entsteht in aller Regel durch eine hohe elektrische Impedanz zwischen dem Strangende und der Verbindungsstelle zum überlagerten Netz. Für den Standardnetzausbau in diesem Fall wird eine Strangaufftrennung bei zwei Dritteln der Distanz zwischen der sekundärseitigen Sammelschiene des Transforma-

tors und dem am weitesten entfernten kritischen Knoten durchgeführt. Durch diese Strangauftrennung wird der Leistungsfluss über die Längsimpedanz der Leitungen verringert und somit ein kritischer Strang in zwei unkritische Stränge überführt, was in Abbildung 4.6 bildlich dargestellt ist. Sollte diese Strangauftrennung nicht ausreichen, würde - sofern möglich und sinnvoll - eine weitere Strangauftrennung vorgenommen werden, anderenfalls wird die in Abbildung 4.6 blau gezeichnete Leitung durch weitere parallele Standardbetriebsmittel verstärkt. Eine entsprechende Anzahl neu zu errichtender Abgangsfelder wird ebenfalls berücksichtigt.

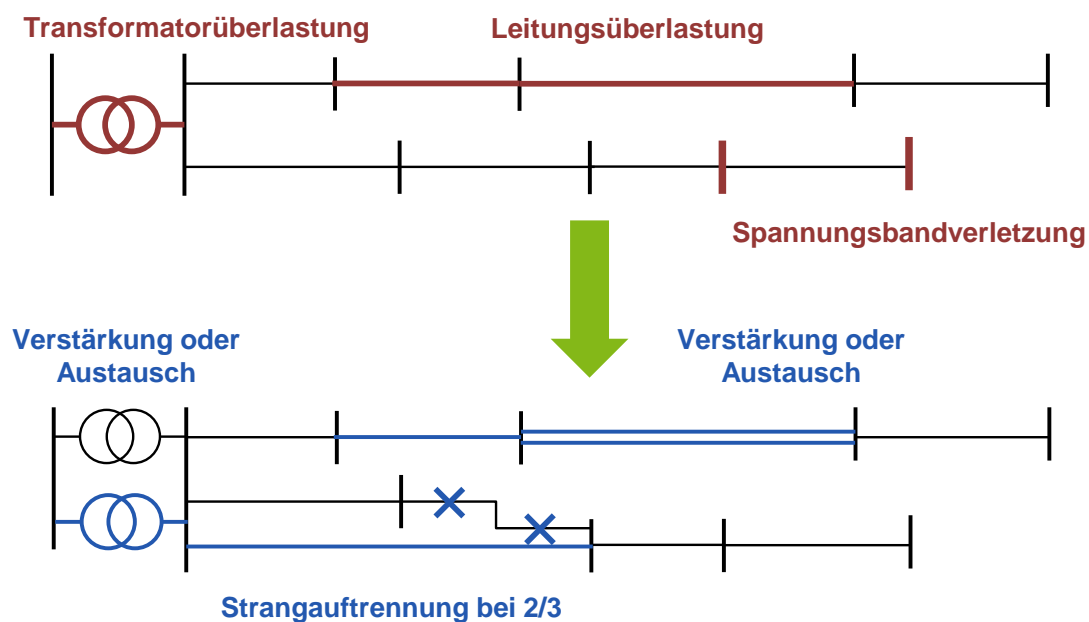


Abbildung 4.6

Standardnetzverstärkungsmaßnahmen im MS- und NS-Netz

5 Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Die Studie basiert auf einer breiten Datengrundlage realer Netzdaten. Die Bestimmung des Netzausbaubedarfs erfolgt anhand eines regelbasierten heuristischen Ansatzes, der unter Berücksichtigung verschiedener Wechselwirkungen und Nebenbedingungen versucht die Ausbaumaßnahmen anhand von Detailanalysen zu optimieren und damit die Netzausbaukosten zu minimieren. Dieses Kapitel stellt diese Herangehensweise vor.

5.1 Vorstellung des Gesamtkonzepts für die HS-Ebene

Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades von HS-Netzen müssen Ausbaumaßnahmen in dieser Spannungsebene im Allgemeinen individuell geprüft werden. Das in dieser Studie verwendete Verfahren für den manuellen HS-Netzausbau folgt den Grundsätzen aus Kapitel 4. In Abbildung 5.1 wird das Gesamtkonzept gezeigt. Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die einzelnen Arbeitsschritte im Detail.

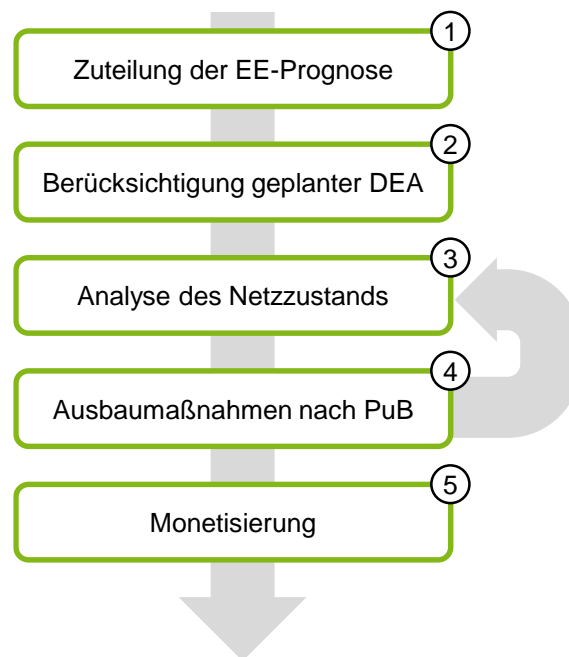
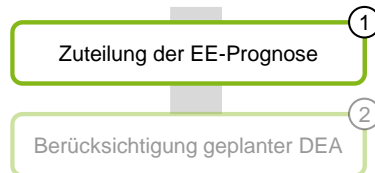


Abbildung 5.1

Gesamtkonzept für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der HS-Ebene

5.1.1 Zuteilung der EE-Prognose



Zunächst wird in dem Netz die Versorgungsaufgabe des unterstellten Szenarios hergestellt. Hierzu wird dem Netz der prognostizierte Zubau von Last- und Erzeugungsanlagen zugewiesen. An dieser Stelle findet die Transformation der Daten von politischen Gemeinden auf Netze statt. Zu diesem Zeitpunkt liegt die in Kapitel 2 prognostizierte Entwicklung für Last- und Erzeugungsanlagen auf Gemeindeebene vor.

In der HS-Ebene sind häufig MS-Netze von Ortsteilen unterschiedlicher Gemeinden an demselben HS-Knoten angeschlossen. Die regionalisierten DEA-Leistungen liegen jedoch nur auf Gemeindebasis vor. Um diese Leistungen den Umspannwerken (UW) zuzuteilen, wird angenommen, dass die gesamte DEA-Leistung einer Gemeinde auf ihre Ortsteile gleichverteilt ist. Besteht also eine Gemeinde aus vier Ortsteilen und sind drei dieser Ortsteile an UW A und ein Ortsteil an UW B angeschlossen, so erhält UW A 75% der regionalisierten DEA-Leistung der Gemeinde und UW B erhält 25% (siehe Abbildung 5.2).

Die regionalisierte DEA-Leistung einer Gemeinde wird linear auf die MS/HS-UW aufgeteilt, an denen sie angeschlossen ist.

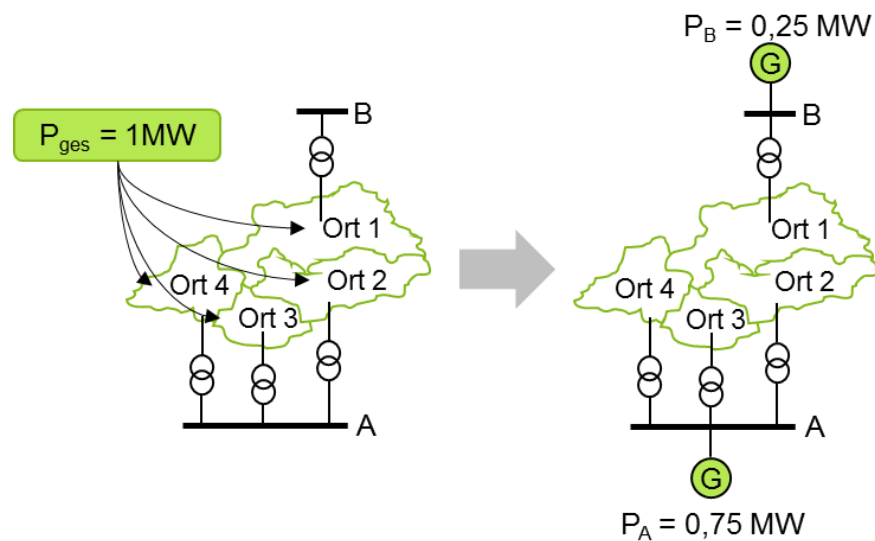
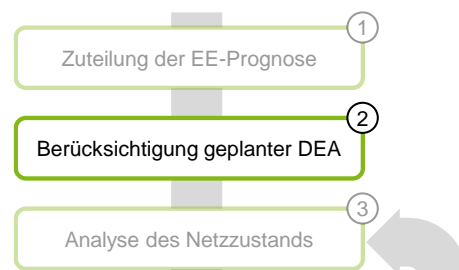


Abbildung 5.2

Beispielhafte Zuteilung der Einspeiseleistung aus DEA einer Gemeinde mit vier Ortsteilen auf zwei UW A und B

Eine Diskretisierung in Einzelanlagen erfolgt aufgrund von Durchmischungseffekten der installierten Leistungen aus NS-, MS-, und HS-Anlagen nicht. Die zugeteilten Werte installierter Leistung müssen jedoch noch mit den Werten eventuell an einem Knoten geplanter DEA verrechnet werden. Das Vorgehen hierzu wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

5.1.2 Berücksichtigung geplanter DEA



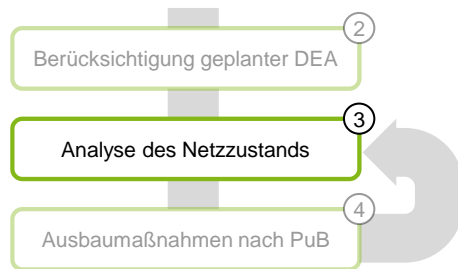
Die für die vorliegende Studie verfügbaren HS-Netzdaten beinhalten Informationen über fest geplante und noch im Bau befindliche DEA. Um ein möglichst realitätsnahes Abbild der installierten Leistung

an einem Knoten i zu erhalten, ergibt sich darum die an einem HS-Knoten zu installierende DEA-Leistung $P_{i,DEA,inst}$ aus der zugeteilten regionalisierten Leistung $P_{i,DEA,reg}$ und der geplanten DEA-Leistung $P_{i,DEA,gep}$ nach der folgenden Gleichung:

$$P_{i,DEA,inst} = \max\{P_{i,DEA,reg} - P_{i,DEA,gep}; P_{i,DEA,gep}\}$$

5.1.3 Analyse des Netzzustands

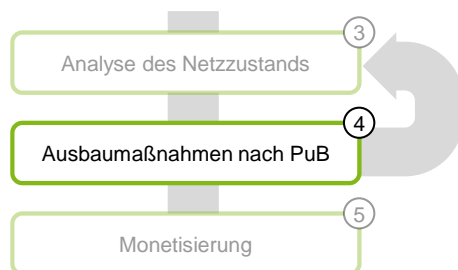
Zur Analyse des Netzzustandes werden in der HS (n-1)-Ausfallrechnungen durchgeführt.



Da die (n-1)-Sicherheit ein üblicher Planungsgrundsatz für HS-Netze ist, wird eine (n-1)-Ausfallanalyse des HS-Netzes durchgeführt, um den Netzausbaubedarf zu bestimmen. Ausfallelemente sind hierbei alle Freileitungen und Kabel sowie Transformatoren des HS-Netzes.

Die (n-1)-Ausfallrechnung wird sowohl für den Starklast- als auch für den Rückspeisefall durchgeführt. Der Netzausbau erfolgt kumuliert. Hierbei werden beide Berechnungsreihenfolgen berücksichtigt (Ausbau in Starklast basierend auf Ausbau in Rückspeisung und anders herum), da die Ausbaureihenfolge den Gesamtausbaubedarf beeinflussen kann.

5.1.4 Ausbaumaßnahmen nach Planungs- und Ausbaugrundsätzen



Der Ausbau des HS-Netzes erfolgt gestuft mit den in Kapitel 4 beschriebenen Grundsätzen und Standardbetriebsmitteln. Das Vorgehen ist in Abbildung 5.3 schematisch dargestellt. Darüber hinaus-

gehende Einzelheiten werden im Folgenden erläutert.

Erfährt ein Freileitungssystem eine Auslastung von über 100 %, wird dieses nach den Planungs- und Ausbaugrundsätzen aus Abschnitt 4.3.1 ausgebaut. Liegt die Auslastung eines Kabels über 100 %, ist der Nennstrom des Kabels für die Ausbaumaßnahme entscheidend. Beträgt dieser weniger als 90 % des Nennstroms des Standardbetriebsmittels (0,712 kA), so wird das Kabel durch das Standardbetriebsmittel ersetzt. Ist der Nennstrom jedoch größer oder gleich dem des Standardbetriebsmittels, so wird ein zusätzliches paralleles Kabel vom Typ des Standardbetriebsmittels inklusive notwendiger Abgangsfelder hinzugefügt.

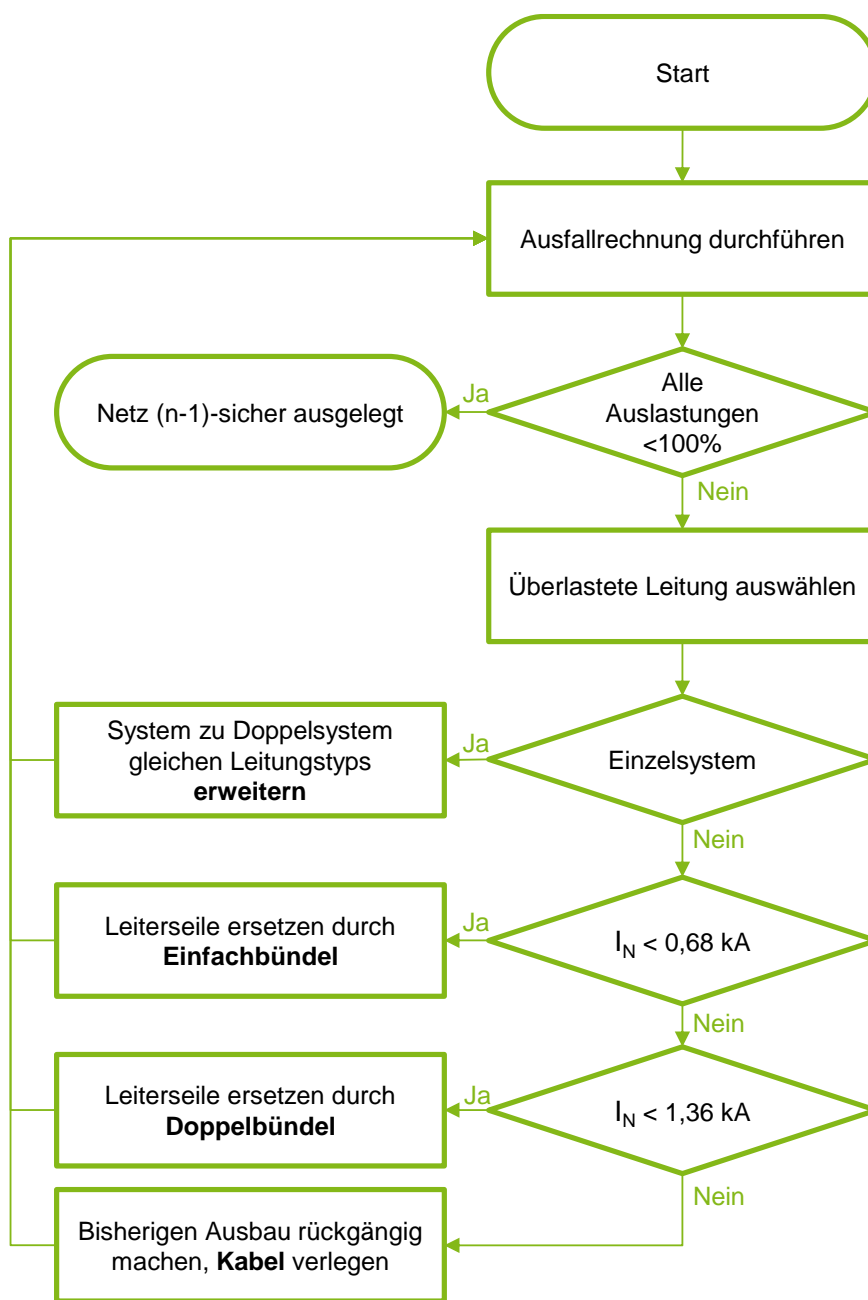


Abbildung 5.3

Methodik des standardisierten Netzausbaus in der HS-Ebene

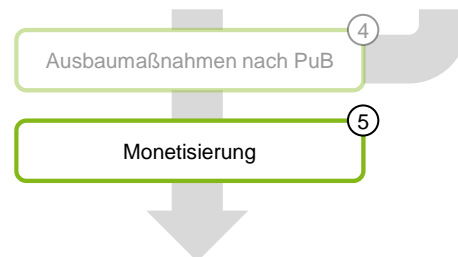
Es werden als erstes Ausbaumaßnahmen durchgeführt, die unvermeidbar sind und/oder potenziell große Leistungsflussänderungen bedingen.

Sind viele Leitungen eines Netzes in der Ausfallanalyse überlastet, kann die Reihenfolge des Leitungsausbaus den letztendlichen Gesamtausbaubedarf beeinflussen. Es ist daher sinnvoll, zunächst solche Ausbaumaßnahmen vorzunehmen, die möglichst viele Überlastungen beheben oder den Lastfluss stark beeinflussen. Kabel weisen deutlich geringere Impedanzwerte auf als Freileitungen. Daher kann das Verlegen von Kabeln den Lastfluss insbesondere in unmittelbarer Nähe der zu verbindenden Knoten verändern. Somit ist es zielführend zunächst solche Überlastungen auf-

zulösen, bei denen das Verlegen von Kabeln unvermeidbar ist. Dies ist z.B. der Fall, wenn eine Leitung mit deutlich mehr als 100% überlastet ist, jedoch bereits einen größeren Nennstrom als das leistungsfähigste Standardbetriebsmittel für Freileitungen aufweist.

Um eine ungleichmäßige statische Belastung von Strommasten zu verhindern, werden parallele Systeme auf einer Trasse stets identisch ausgebaut – auch dann, wenn nur eines der beiden Systeme überlastet ist.

5.1.5 Monetisierung in einzelnen Netzgebietsklassen



Im Folgenden wird erläutert, wie der bis hierhin beschriebene Netzausbaubedarf der HS-Netze in Netzausbaukosten für die einzelnen HS-NGK übertragen wird.

Der Netzausbaubedarf in der HS-Ebene wird anhand der Flächen der versorgten Gemeinde den NGK zugeteilt.

Die Monetisierung des Netzausbaus geschieht nach den festgelegten Investitionen für die Standardbetriebsmittel (vgl. Tabelle 7.1). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein Ersatzneubau immer als Ausbau eines Doppelsystems angesetzt wird.

Ist das Verlegen von mehreren Kabeln notwendig, wird angenommen, dass diese innerhalb der Ausbauperiode in größeren zeitlichen Abständen im Sinne der fortschreitenden Veränderung der Netzauslastung verlegt werden. So ergeben sich keine Reduktionseffekte hinsichtlich der erforderlichen Investitionen durch das Verlegen mehrerer Kabel in der gleichen Trasse. In der Praxis ergeben sich noch weitere Skaleneffekte beispielsweise durch Kooperation mit anderen Infrastrukturbetreibern bei der gleichzeitigen Verlegung unterirdischer Betriebsmittel. Aufgrund der hohen Komplexität dieser Zusammenhänge werden diese Effekte in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Um die HS-Netzausbaukosten für Baden-Württemberg bestimmen zu können, werden die Kosten für den Ausbau der einzelnen HS-Netze auf die NGK umgelegt. Eine direkte Zuordnung des Leitungsausbaus zu den NGK ist nicht unmittelbar möglich. Dies liegt

zum einen an dem stark vermaschten Charakter von HS-Netzen. Aufgrund dieser Vermaschung liegen die Gründe für die Überlastung einer HS-Leitung häufig in anderen Knotenpunkten (und somit anderen NGK) als in denen, welche die Leitung direkt miteinander verbindet. Zum anderen verbindet eine HS-Leitung oft Knotenpunkte, die unterschiedlichen NGK zugeordnet sind und überspannt dabei ggf. noch Gemeinden weiterer NGK. Darum wird der Netzausbaubedarf, welcher in einem HS-Netz auftritt, prozentual auf die NGK der Gemeinden des Netzes aufgeteilt. Hierbei wird der Anteil, den die Gesamtgemeindefläche einer NGK an der Gesamtfläche aller am Netz angeschlossenen Gemeinden ausmacht, als Multiplikator verwendet.

5.2 Vorstellung des Gesamtkonzepts für die MS- und NS-Ebene



Abbildung 5.4

Gesamtkonzept für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der MS- und NS-Ebene

Hohes Maß an Objektivität durch einheitliche Problemdefinition, standardmäßigen Planungs- und Betriebsgrundsätze sowie automatisierte Ermittlung des Netzausbaubedarfs.

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs wird nachvollzieh- und reproduzierbar, wenn neben definierten objektiven Auslösern des Netzausbaubedarfs (vgl. Unterkapitel 4.2) und standardisierten Ausbaumaßnahmen (vgl. Unterkapitel 4.3) auch standardisierte Handlungsschritte und festgelegte Handlungsabfolgen angewendet werden. Um ein hohes Maß an Reproduzierbarkeit zu erreichen wird der Netzausbau in dieser Studie automatisiert ermittelt. Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die einzelnen, in Abbildung 5.4 skizzierten Arbeitsschritte.

Bevor der erste automatisierte Arbeitsschritt beginnt, haben einige händische Vorbereitungen stattgefunden, um proprietäre Netzdatenformate in das benötigte Format zu überführen. Vor Arbeitsschritt 1 liegen also Netzdaten vor, die

- auf Vollständigkeit und Plausibilität geprüft wurden (vgl. Abschnitt 5.2.1),
- mit weiteren nicht-elektrischen Informationen kombiniert wurden (bspw. Zuordnung von Netzknoten zu politischen Gemeinden) und
- in ein einheitliches Datenformat überführt wurden.

Jedes in der Studie verfügbare Netz wurde für alle betrachteten Szenarien und Untersuchungsvarianten mit der im Folgenden beschriebenen Methodik einer Detailanalyse unterzogen, bei der weder die Netztopologie, noch die Last- und Einspeiseverteilung verändert wurden. Eine Detailanalyse setzt sich aus den folgenden Dimensionen zusammen:

1. Szenario (vgl. Unterkapitel 2.2)
2. Untersuchungsvariante (vgl. Kapitel 6)

5.2.1 Validierung des Erzeugungsanlagenbestands

Der Zubau an DEA wird für jede Gemeinde gemäß der Szenarien NEP 1, NEP 2 und ZSW berechnet. Alle NS-Netze und einige MS-Netze bilden Gemeinden nicht vollständig ab. Daher muss der prozentuale Anteil einer nicht vollständig in den Netzdaten enthaltenen Gemeinde berechnet und anhand dieses Wertes der Zubau an DEA bestimmt werden. Der prozentuale Anteil einer Gemeinde wird über den Quotienten aus der heute installierten Leistung an DEA in den Netzdaten und der heute installierten Leistung gemäß Anlagenstammdatenbank [7] berechnet (vgl. auch Abschnitt 5.2.2).

Dabei kann es zu einer abweichenden Zuteilung der Prognose kommen, wenn die Angaben in den Netzdaten und der Anlagenstammdatenbank nicht konsistent sind. Daher erfolgt eine Validierung in den folgenden Schritten:

- Überprüfung der Netzdaten auf Vollständigkeit
- Vergleich der DEA in Netzdaten und Anlagenstammdatenbank
- Wenn nötig, Angleichung der Anlagenstammdatenbank an die für die Berechnung relevanten Netzdaten

Ein Abgleich zwischen Netzdaten und Anlagenstammdatenbank kann nur anhand vollständiger Netzdaten einer Gemeinde erfolgen. Liegen nur von Teilbereichen einer Gemeinde Netzdaten vor, kann die Anlagenstammdatenbank nicht validiert werden. Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass Netzdaten und Stammdatenbank nicht konsistent sind. Die Auswirkungen auf die Zuteilung der Zubauprognose in diesen Fällen sind aber vergleichsweise gering, da meist nur kleine Netzbereiche nicht validiert werden können.

In der Verteilnetzstudie Baden-Württemberg liegen Netzdaten für die MS und NS aus 169 Gemeinden vor. Ein Vergleich zwischen den Netzdaten der Netzbetreiber und der Anlagenstammdatenbank zeigt, dass in 41 der 169 aller betrachteten Gemeinden (24 %) keine Abweichungen zwischen den Netzdaten und der Stammdatenbank gibt (siehe Abbildung 5.5). In 94 von 169 der betrachteten Gemeinden (56 %) gibt es Abweichungen zwischen Netz und Stammdatenbank. Für diese Gemeinden ist die installierte Leistung an DEA in der Anlagenstammdatenbank an den Wert aus den Netzdaten angepasst worden. Für 34 Gemeinden (20 %) erfolgt keine Validierung, weil keine Netzdaten für die vollständige Gemeinde vorliegen.

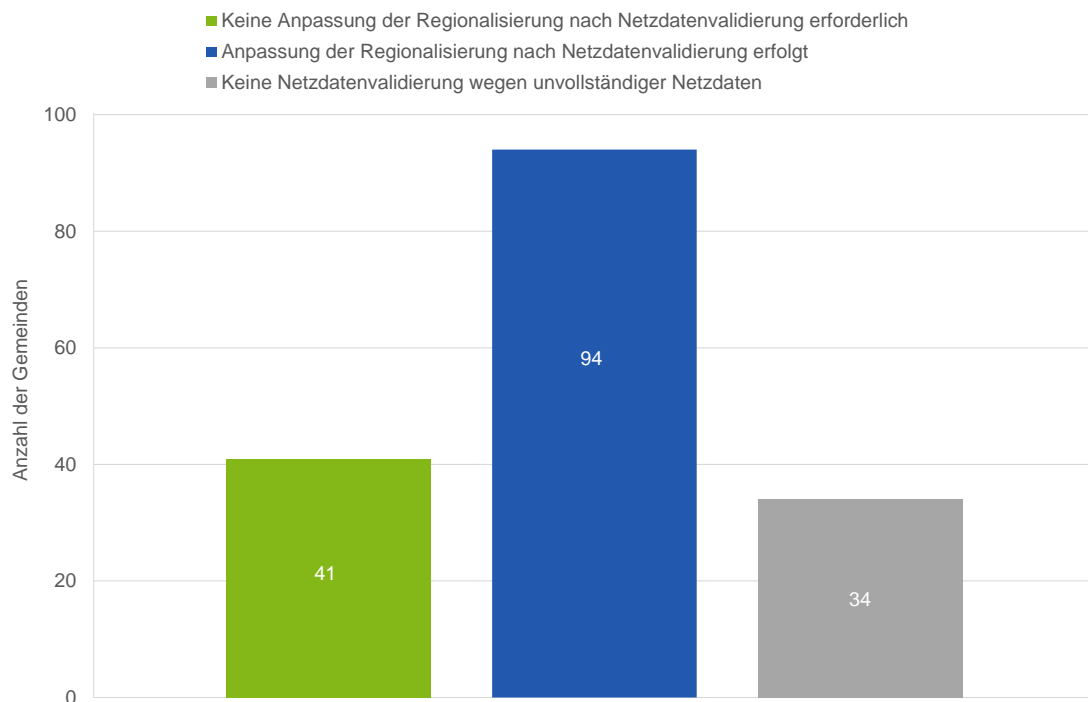


Abbildung 5.5 Abgleich zwischen Netzdaten und Anlagenstammdatenbank

In Abbildung 5.6 sind die Ergebnisse der Validierung in den verschiedenen NGK dargestellt. Die Abweichungen der installierten DEA Leistung gemäß Netzdaten von der Anlagenstammdatenbank liegen in ungefähr 95 % der betrachteten Gemeinden unter ± 5 MW. Allerdings haben geringe absolute Abweichungen bei einer geringen absoluten Gesamtleistung einer Gemeinde aufgrund des relativen Verteilschlüssels einen großen Einfluss auf die Prognoseverteilung.

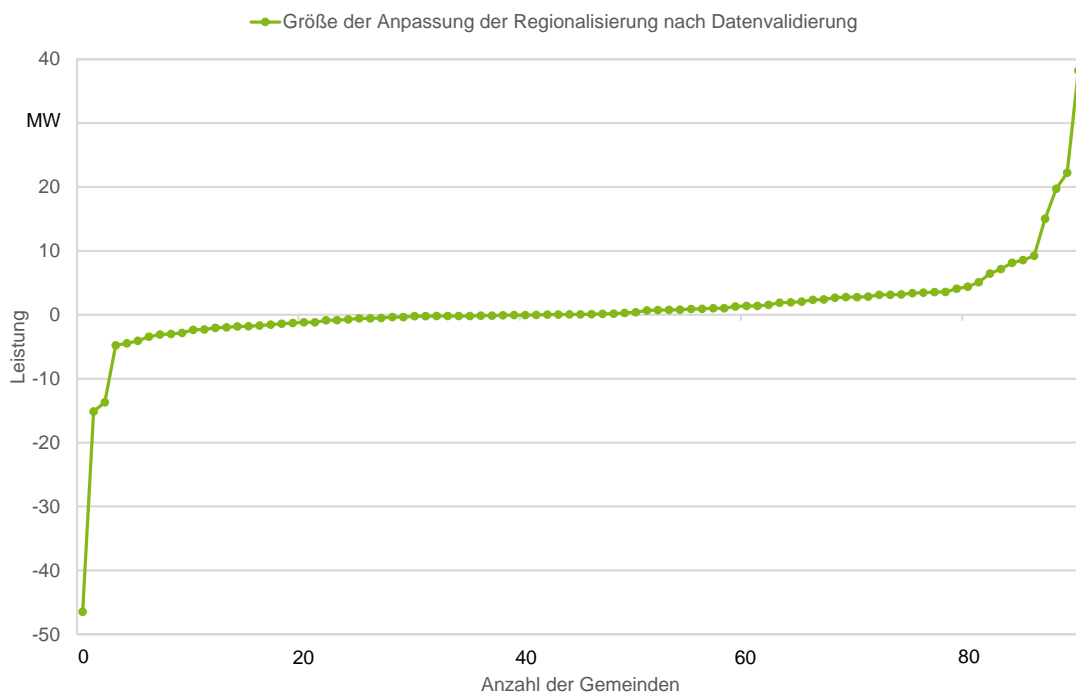
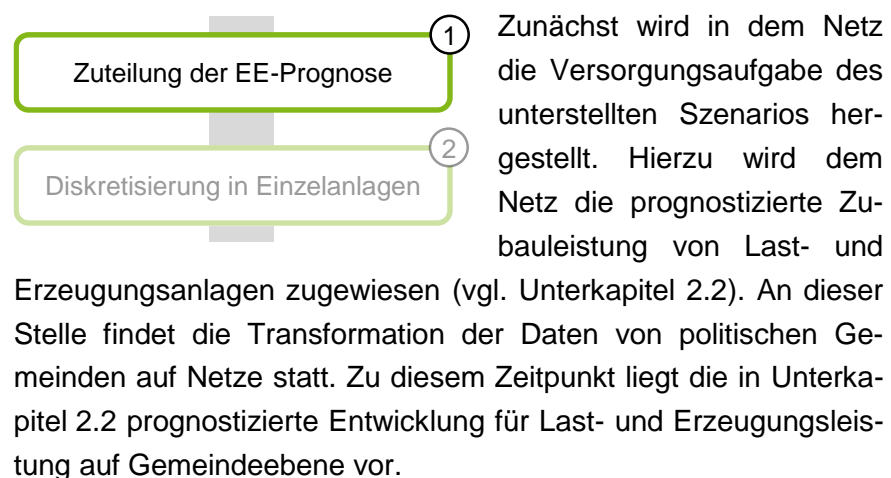
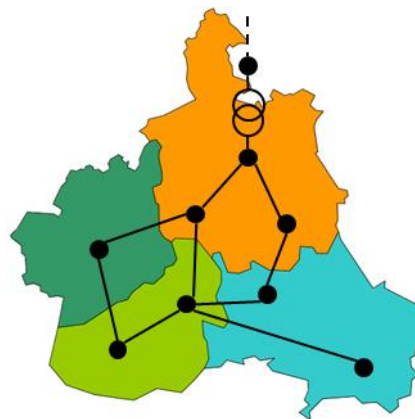


Abbildung 5.6 Größe der Abweichungen zwischen Netzdaten der VNB und Stammdatenbank

Die minimale und maximale Abweichung zwischen Netzdaten und der Anlagenstammdatenbank beträgt -46,49 MW bzw. 38,23 MW. Ein Grund dafür kann die Positionierung von DEA und Netzanschlusspunkt in unterschiedlichen Gemeinden sein. Das betrifft vor allem Windparks, die nicht in der Gemeinde angeschlossen sind, in der sie geografisch positioniert sind.

5.2.2 Zuteilung der EE-Prognose





© Kartengrundlage Lutum+Tappert

Abbildung 5.7 Zuteilung der EE-Prognose

Wie Abbildung 5.7 beispielhaft zeigt, sind Netzgrenzen und politische Grenzen in der Regel nicht deckungsgleich. Insbesondere in höheren Netzebenen kann es vorkommen, dass die Knoten eines Netzes in mehreren politischen Gemeinden liegen. Anders herum kann es sein, dass eine Gemeinde durch verschiedene Netze versorgt wird. Ähnlich ist es in den niedrigen Netzebenen, hier versorgen in der Regel mehrere Netze eine Gemeinde.

Verteilschlüssel:

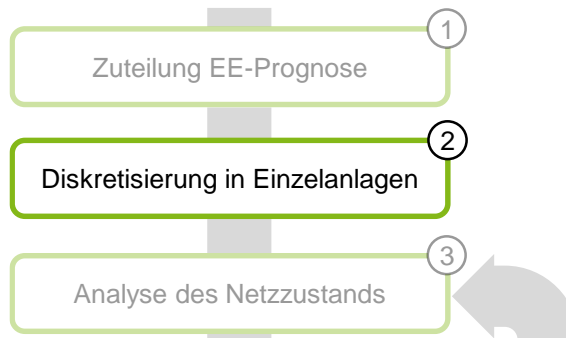
Anlagenbestand im Netzausschnitt verglichen mit Gesamtbestand der Gemeinde.

Um die Prognose dem untersuchten Netz zuteilen zu können, wird zunächst der Anteil des Netzes an der jeweiligen Gemeinden ermittelt. Dieser Anteil bestimmt sich in dieser Studie aus der im betreffenden Netzabschnitt installierten Gesamtleistung der Erzeugungsanlagen im Vergleich mit dem theoretischen Bestand in der Gemeinde laut EEG-Anlagen-Stammdatenbank [7]. Hierbei wird auch die statistische Verteilung der Anlagen unterschiedlicher Energieträger auf die Netzebenen berücksichtigt. Ähnlich wird für Lastanlagen vorgegangen, wobei die Jahreshöchstlast Deutschlands den einzelnen Gemeinden nach der in Kapitel 3 vorgestellten Methodik zugeschlüsselt wird und als Referenz dient.

Regional aufgelöste Prognosezuteilung führt zu genauerer Abschätzung des Netzausbaubedarfs.

Die ermittelten Verteilfaktoren legen fest, welcher Anteil der Last- bzw. Erzeugungsprognose an die Gesamtheit der Netzknoten in den jeweiligen Gemeindeanteilen im Netz verteilt werden soll. Die Beachtung der Schnittmengen von politischen und Netzgrenzen sichert, dass unterschiedliche Zubauprognosen im Rahmen der Möglichkeiten regional korrekt im Netz verteilt werden können.

5.2.3 Diskretisierung in Einzelanlagen



Aus dem ersten Arbeitsschritt liegt die prognostizierte Zubauleistung für Erzeugungs- und Lastanlagen im Netz für jeden vom Netz versorgten Gemeindeanteil vor. Im zweiten Arbeitsschritt wird die Zubauleistung in konkreten Anlagenzubau übersetzt. Die Nennleistung der einzelnen Neuanlagen ist in Tabelle 5.1 aufgeführt.

Tabelle 5.1

Nennleistung für Neuanlagen gemäß Zubauprognoze

	Energieträger / Typ	Nennleistung in kW
	Photovoltaik	5
	Windenergie	- - -
	Biomasse	50
NS	Kraft-Wärme-Kopplung	55
	Sonstige EE	55
	Elektrofahrzeug	11
	Wärmepumpe	14
	Photovoltaik	400
	Windenergie	3.000
	Biomasse	400
MS	Kraft-Wärme-Kopplung	400
	Sonstige EE	400
	Elektrofahrzeug	- - -
	Wärmepumpe	- - -

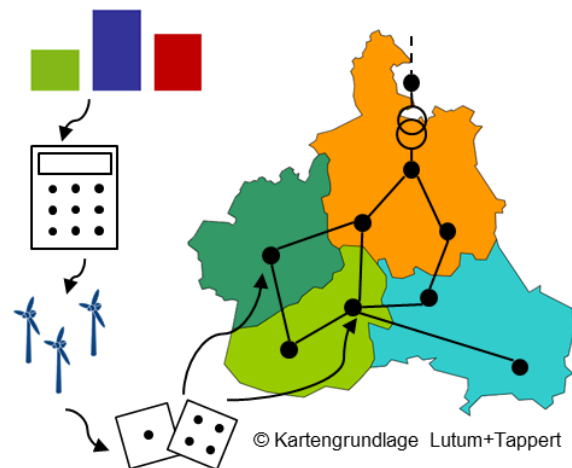


Abbildung 5.8 Methodik zur Zuteilung der Zubauprognose zu Netzknoten

Für jeden Gemeindeanteil wird die Anzahl der Neuanlagen je Energieträger bestimmt. Diese ergeben sich aus dem aufgerundeten Quotienten der prognostizierten Zubauleistung und der Nennleistung der einzelnen Neuanlage je Energieträger.

Nachdem bekannt ist wie viele Neuanlagen eines bestimmten Energieträgers gebaut werden sollen, müssen diese noch im betrachteten Netzgebiet verteilt werden. Unter Beachtung weiterer Randbedingungen, wie etwa dass PVA nur an solche Knoten angeschlossen werden, an denen auch Haushalte angeschlossen sind, werden die Anlagen zufällig zugewiesen (vgl. Abbildung 5.8). In MS-Netzen werden neben den Anlagen in der Ebene selbst auch Ersatzmodelle für Erzeugungsanlagen in den unterlagerten NS-Netzen berücksichtigt.

Die Zubauprognose wird spannungsebenenübergreifend und lagerichtig im Netz zugebaut.

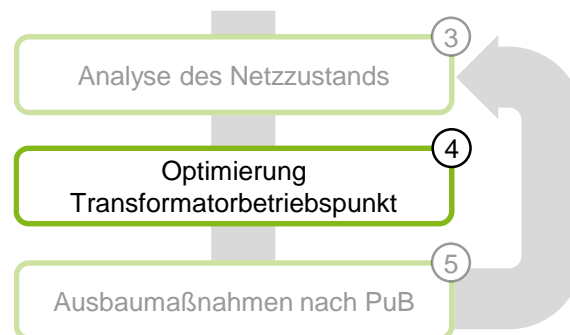
Durch den beschriebenen Mechanismus wird sichergestellt, dass die netzgebietsklassenspezifische Prognose in den jeweiligen Netzabschnitten zugebaut wird. Hierbei werden auch die Prognosen unterlagerter Netzebenen im Rahmen der verfügbaren Informationen bei der Detailanalyse einbezogen. Das hier beschriebene Vorgehen findet auch für den Zubau von Lastanlagen, wie WP oder EV statt. Entsprechend den Annahmen einer zukünftig weitestgehend konstanten Jahreshöchstlast (vgl. Unterkapitel 2.2) wird davon ausgegangen, dass dies auch innerhalb der einzelnen Netzebenen gilt. Der zusätzliche Energiebedarf neuer Stromwendungen wird somit durch eine gesteigerte Effizienz der übrigen Lasten kompensiert. Da somit jedoch eine Konzentration verteilter Lasten auf einzelne, leistungsstarke Verbraucher stattfindet, wird

diese Entwicklung in die Netzmodellierung übertragen. Die Spitzenlast in der Netzebene wird dadurch in der Basisvariante nicht zusätzlich erhöht. Die Auswirkungen einer steigenden Spitzenlast durch neue Stromanwendungen in den einzelnen Netzebenen werden darüber hinaus in der Untersuchungsvariante *Flexibilitätsoptionen und neue Stromanwendungen* untersucht.

5.2.4 Analyse des Netzzustands

Nach der knotenscharfen Zuteilung der Lasten und DEA wird in diesem Arbeitsschritt der Netzzustand für die in Unterkapitel 2.2 definierten Betriebsfälle mittels Lastflussberechnung bestimmt. Basierend auf den in Unterkapitel 4.2 definierten Indikatoren wird der resultierende Netzausbaubedarf bzw. die zunächst zu ergreifenden Maßnahmen aufgrund von Grenzwertverletzungen identifiziert.

5.2.5 Optimierung des Transformatorbetriebspunktes



Sofern im vorherigen Schritt Grenzwertverletzungen festgestellt worden sind, muss das Netz ertüchtigt werden. Als erster Schritt wird die Nutzung der beste-

henden Netzinfrastruktur optimiert, sodass Netzengpässe ggf. ohne zusätzliche Investitionen aufgelöst werden können.

Die Optimierung des Transformatorbetriebspunktes ist ein einfaches und kostengünstiges Mittel zur Verbesserung des Netzzustands. In erster Linie können hiermit spannungsbedingte Probleme gelöst werden, aber auch leichte Grenzwertverletzungen der thermischen Betriebsmitteltragfähigkeit können unter Umständen positiv beeinflusst werden.

Nach aktuellem Stand der Technik kann davon ausgegangen werden, dass alle betrachteten Transformatoren über eine Stufenstellerfunktion verfügen. Die Transformatoren der

HS/MS-Umspannebene sind typischerweise unter Last stufbar und können so während des Betriebs eingestellt werden. Die Transformatoren der MS/NS-Umspannebene sind aktuell typischerweise nicht unter Last stufbar. Dennoch kann auch diese lastfreie Einstellung optimiert werden, um den Netzausbaubedarf zu verringern.

Transformatoren stellen ein verlustminimales Spannungsprofil ein.

Verfügt der betrachtete Transformator über die Möglichkeit seine Stufenposition unter Last einstellen zu können – etwa bei HS/MS-Transformatoren oder bei der Betrachtung von rONT – so wird seine Stufe in jedem betrachteten Netznutzungsfall (vgl. Kapitel 2) optimiert. Zielfunktion ist hierbei nicht nur die Minimierung der auftretenden Spannungsgrenzwertverletzungen, sondern auch eine verlustminimale Einstellung des Spannungsprofils im Netz.

Nicht unter Last stufbare Transformatoren finden eine Kompromisseinstellung, um den Netzausbaubedarf zu minimieren.

Sofern die Stufenposition nur fest vorgegeben werden kann, ist die Optimierung dieser Stufeneinstellung mit weiteren Randbedingungen belegt. Eine Fokussierung auf die bestmögliche Bedienung des Starklastfalls erscheint nicht sinnvoll. Wie Abbildung 5.9 illustriert, kann eine Ausregelung der Spannungsgrenzwertverletzungen in einem Netznutzungsfall dazu führen, dass in Summe mehr Knoten das Spannungsband verlassen.

Im unteren Teil der Grafik ist zu sehen, dass durch geschickte Wahl der Stufenstellerposition in beiden Netznutzungsfällen an denselben Knoten Grenzwertverletzungen auftreten. Diese können voraussichtlich durch dieselben Maßnahmen behoben werden. Diese optimierte lastfreie Stufeneinstellung kommt insbesondere dem Netzausbaubedarf in hochohmigen Netzen mit einer starken Spreizung der Knotenspannungen im Starklast- und Rückspeisefall zugute. Insbesondere, wenn sich das Spannungsprofil in beiden Fällen stark unterscheidet. Im Rahmen der Einstellmöglichkeiten wird auch hier wieder diejenige Option gewählt, die zu den geringsten Netzverlusten führt.

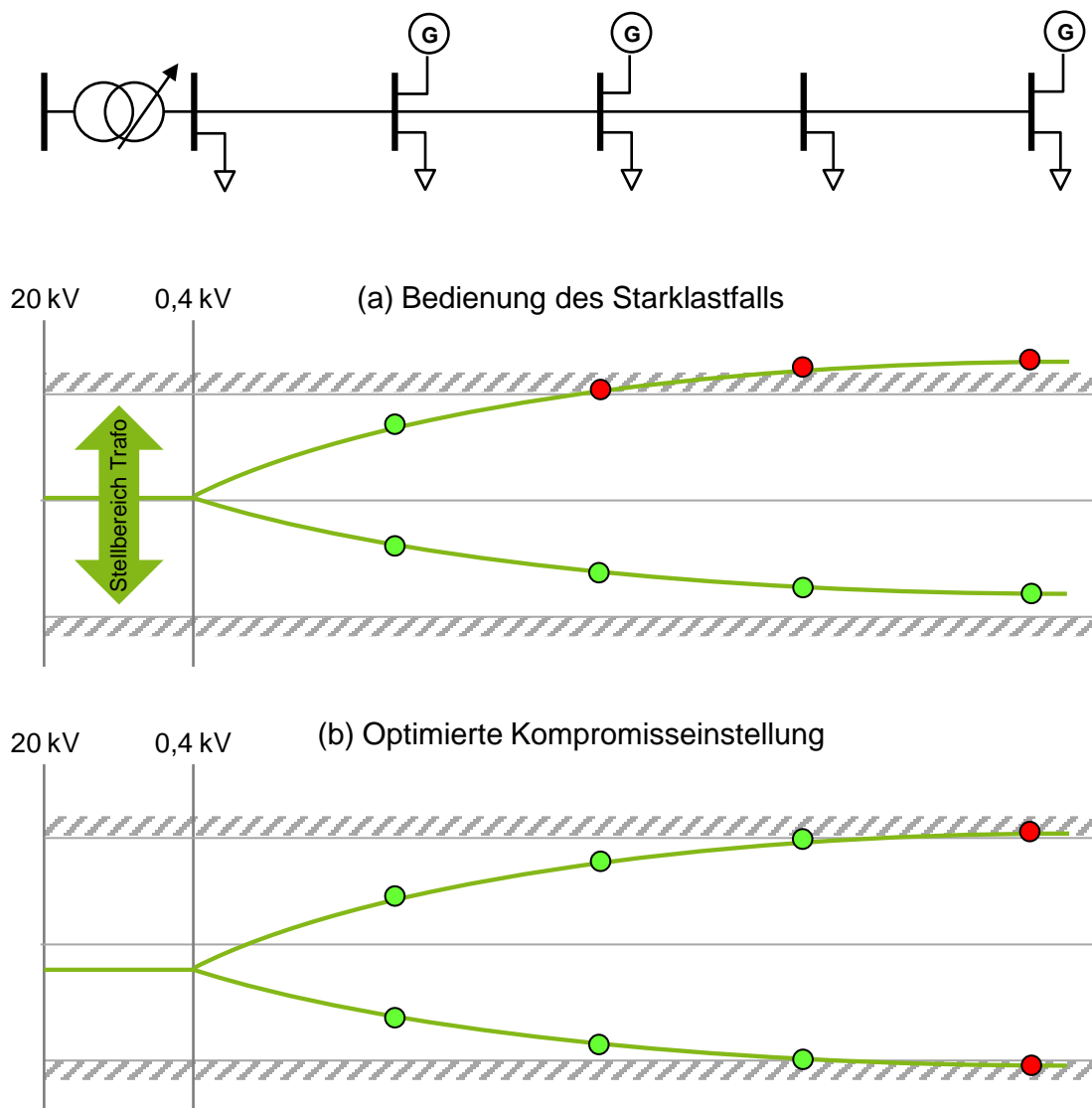
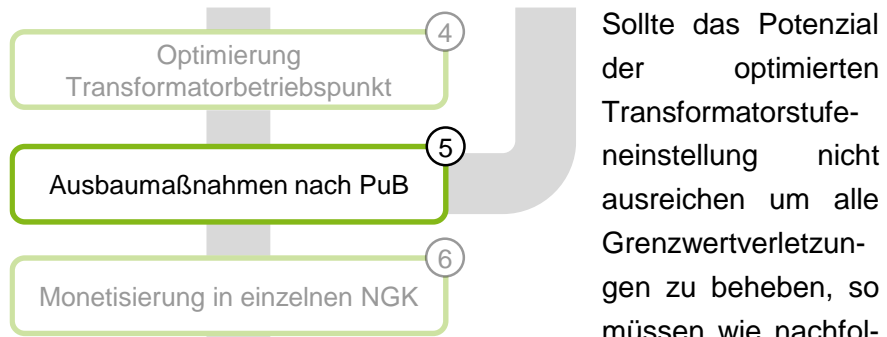


Abbildung 5.9 Optimierte Einstellung eines lastfrei stufbaren Transformators zur Minimierung der Grenzwertverletzungen in einem Netz

Nachdem der Transformatorbetriebspunkt optimal eingestellt wurde, wird der Netzzustand erneut wie in Abschnitt 5.2.4 beschrieben, bewertet und die kritischen Stellen im Netz identifiziert, die nicht durch die hier erläuterte Optimierung behoben werden konnten. Diese müssen im nächsten Schritt durch konventionelle Maßnahmen geheilt werden.

5.2.6 Ausbaumaßnahmen nach Planungs- und Betriebsgrundsätzen



gend beschrieben konventionelle Netzausbaumaßnahmen ergriffen werden. Die Betrachtung von innovativen Ansätzen – wie etwa rONT – findet nicht integral in diesem Arbeitsschritt statt, sondern im Rahmen unterschiedlicher Untersuchungsvarianten.

Die festgestellten Grenzwertverletzungen werden wie folgt priorisiert:

1. Verletzung der thermischen Transformatorbetriebsgrenzen
2. Verletzungen des Spannungsbandes
3. Verletzung der thermischen Leitungsbetriebsgrenzen

Als erstes werden Überlastungen von Transformatoren behoben, weil diese die Schnittstelle zum überlagerten Netz darstellen. Durch die erwartungsgemäße Verringerung der Transformatorimpedanz wird zudem der Spannungsfall verbessert.

Nachdem eine beliebige konventionelle Netzausbaumaßnahme ergriffen wurde, wird die Transformatorstufenstellung erneut optimiert, der Netzzustand analysiert und alle verbleibenden Grenzwertverletzungen registriert. Diese feingliedrige Überwachung des Netzzustands hilft den Netzausbaubedarf zu minimieren, weil eine Maßnahme durchaus mehrere Probleme lösen kann.

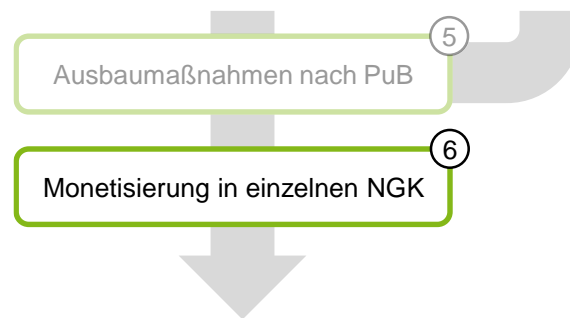
Sind alle Transformatorüberlastungen behoben werden Spannungsprobleme durch Strangaufftrennung gelöst und schlussendlich Leitungsüberlastungen im Zielnetz durch Austausch oder Verstärkung von Leitungssegmenten verhindert.

Der Netzzustand wird feingliedrig nach jeder Maßnahme geprüft.

Die Netze werden inkrementell für beide Netznutzungsfälle ausgebaut und der günstigste Pfad gewählt.

In der beschriebenen Art und Weise wird ein Netz iterativ für einen der beiden Netznutzungsfälle ausgebaut, bspw. für den Starklastfall. Um die Validität des Ausbaus zu prüfen wird anschließend der zweite Netznutzungsfall eingestellt. Treten hier noch Grenzwertverletzungen auf, werden diese nach derselben Methodik inkrementell zum bereits durchgeführten Ausbau behandelt. Da die Reihenfolge der Maßnahmen von der Reihenfolge der betrachteten Netznutzungsfälle abhängig ist, werden beide Kombinationen (erst Starklast-, dann Rückspeisefall und umgekehrt) betrachtet. Aus beiden Ausbaupfaden wird abschließend derjenige ausgewählt, der kostenminimal ist.

5.2.7 Monetisierung in einzelnen Netzgebietsklassen



Nachdem in den vorhergehenden Arbeitsschritten die notwendigen Netzerweiterungsmaßnahmen ermittelt wurden, werden in diesem Arbeitsschritt

die Gesamtkosten der Maßnahmen festgelegt und den entsprechenden NGK zugeteilt.

Die Einzelkosten sind in Tabelle 7.1 aufgeführt und können pro Netz aufsummiert werden. Die Zuteilung der Kosten zu den NGK wiederum ist nicht eindeutig nach Ursache / Wirkung möglich, da häufig nicht eindeutig der Verursacher eines Engpasses bestimmt werden können, bzw. Verursacher und Engpass in unterschiedlichen NGK liegen können.

Die entstehenden Gesamtkosten werden in dieser Studie deshalb nach den in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen Verteilfaktoren auf die einzelnen NGK aufgeteilt. Dabei wird vornehmlich der Verteilfaktor der dezentralen Erzeugung genutzt, weil der Zubau von erneuerbaren Energien wesentlicher Verursacher des Netzausbaus ist.

Die hier beschriebenen sechs Arbeitsschritte werden für sich geschlossen auf einzelne Szenarien und Untersuchungsvarianten angewendet.

Der Verteilschlüssel für die Gesamtkosten des Netzausbaus basiert auf der Verteilung der DEA.

6 Betrachtete Detailanalysen

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, welche Detailanalysen in dieser Studie durchgeführt werden. Eine Reihe von Detailanalysen ergibt sich immer aus der Kombination von Szenarien (vgl. Unterkapitel 3.1) und Untersuchungsvarianten. Letztere werden nachfolgend genauer beschrieben. Hierunter fällt zunächst die Basisvariante, welche als Vergleichsgrundlage dient und keinerlei innovative Konzepte berücksichtigt. In weiteren Varianten werden die Auswirkungen von Technologien wie Spitzenkappung, der koordinierte Einsatz von last- und einspeiseseitigen Flexibilitätsbetriebsoptionen und die Verwendung innovativer Betriebsmittel in der Netzplanung berücksichtigt.

Alle Szenarien basieren auf den DEA-Prognosen für die Jahre 2020 und 2030 aus [3]-[5]. Für jedes Szenario werden verschiedene Untersuchungsvarianten betrachtet. Bis auf die Basisuntersuchungsvariante enthält jede dieser Varianten zusätzlich noch weitere Eingangsfaktoren, die Einfluss auf den resultierenden Netzausbaubedarf nehmen oder alternative Ausbauoptionen. Dies ist in Abbildung 6.1 graphisch dargestellt.

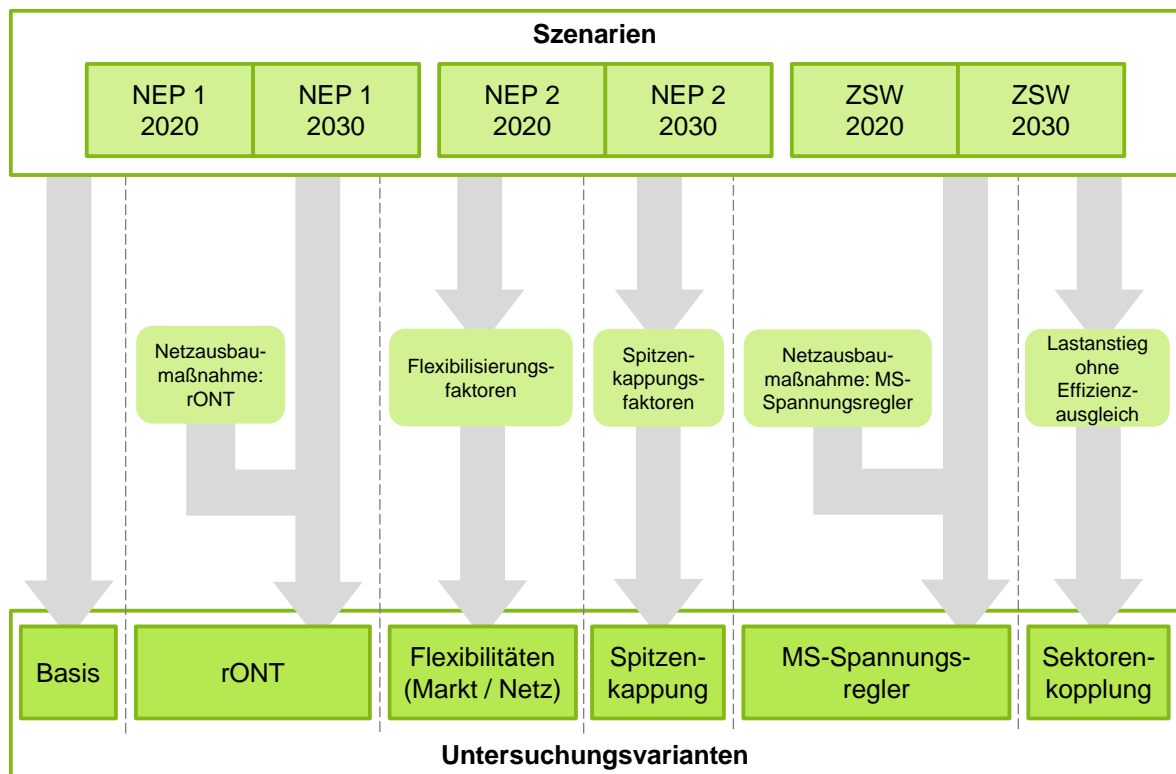


Abbildung 6.1

Eingangsdaten der Untersuchungsvarianten

Szenarien:
NEP 1, NEP 2, ZSW

Stützjahre:
2020, 2030

Untersuchungsvarianten:
Basis, Spitzenkappung,
Flexibilitäten (markt-, netz-
orientiert), MS-Spannungs-
regler, rONT

Die einzelnen Untersuchungsvarianten werden entsprechend ihrer technischen Eignung bzw. entsprechend der perspektiv zu erwartenden Realisierbarkeit in unterschiedlichen Spannungsebenen und für geeignete Stützjahre durchgeführt. So wird beispielsweise die Untersuchungsvariante rONT aufgrund ihrer exklusiven Einflussnahme in der NS-Ebene nur dort durchgeführt, wohingegen die Untersuchungsvariante Spitzenkappung in allen Spannungsebenen untersucht wird. Die Untersuchungsvariante Flexibilitäten wird ausschließlich für das Stützjahr 2030 betrachtet, da im Stützjahr 2020 keine flächendeckende koordinierte Steuerfähigkeit der Flexibilitätsoptionen vorausgesetzt werden kann. Die Untersuchungsvariante Sektorkopplung wird nur in der MS- und NS-Ebene analysiert, da die Auswirkungen auf die HS-Ebene aufgrund von Durchmischungseffekten als gering eingestuft werden können. Eine detaillierte Übersicht des Analyseumfangs aller Untersuchungsvarianten ist in Tabelle 6.1 gelistet.

Tabelle 6.1 Übersicht über die Aufteilung der Detailanalysen für die Untersuchungsvarianten auf die Spannungsebenen und Stützjahre

	HS		MS		NS	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Basis						
Spitzenkappung						
Flexibilitäten						
Spannungsregler						
rONT						
Sektorenkopplung						

6.1 Basisuntersuchungsvariante

In dieser Untersuchungsvariante wird der Netzausbaubedarf basierend auf den in Kapitel 4 definierten Standard-Netzausbauvarianten für alle in Unterkapitel 2.2 definierten Szenarien bestimmt. Diese Untersuchungsvariante repräsentiert die überwiegend gängige Planungspraxis und dient zugleich als Referenz für alle weiteren Untersuchungsvarianten.

6.2 Einsatz von Spitzenkappung

Mit dem im Juli 2016 verabschiedeten Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (kurz: Strommarktgesetz) erhielt die Spitzenkappung als neuer optionaler Freiheitsgrad Einzug in die Verteilnetzplanung. Spitzenkappung erlaubt es Netzbetreibern gemäß § 11 Abs. 2 EnWG für einen

„[...] bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze im Sinne des § 11 Abs. 1 EnWG für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde zu legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf.“

Mit dieser Maßgabe verfolgt der Gesetzgeber konsequent das Ziel das Netz nicht mehr für die nur sehr selten im Jahresverlauf auftretenden Einspeisespitzen auszulegen, wodurch die Netzinfrastruktur effizienter ausgenutzt werden soll. Im Netzbetrieb sollen den planerisch unberücksichtigten Einspeisespitzen insbesondere durch flexible Lasten oder Einspeisemanagement gemäß § 14 EEG entgegen gewirkt werden [20]. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung setzt demnach voraus, dass der Netzbetreiber in dem jeweiligen Gebiet im operativen Betrieb den Netzzustand ausreichend überwachen kann, um Netzengpässe zu identifizieren. Der Anspruch der Anlagenbetreiber auf Kompensationszahlungen gemäß § 15 EEG bleibt darüber hinaus unverändert bestehen.

Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG (Netzplanung) und Einspeisemanagement nach § 14 EEG (Netzbetrieb) sind streng voneinander zu differenzieren.

Im Rahmen dieser Untersuchungsvariante wird analysiert, inwieweit durch den flächendeckenden Einsatz von Spitzenkappung die zur Netzverstärkung erforderlichen Investitionen reduziert oder zeitlich verschoben werden können. Es wird der Ansatz der pauschalen Spitzenkappung verfolgt.

Im Basisszenario wird nach Tabelle 3.2 im auslegungsrelevanten Rückspeisefall PVA mit 85 % und WEA mit 100 % der installierten Leistung berücksichtigt. Im Rahmen dieser Untersuchungsvariante wird die Einspeiseleistung von DEA wie folgt begrenzt:

- PVA: Spitzenkappung auf 70 % der installierten Leistung
- WEA: Spitzenkappung auf 84 % der installierten Leistung

Durch Spitzenkappung werden elektrische Energieversorgungsnetze nicht mehr auf die maximale Einspeiseleistung dimensioniert. Stattdessen wird eine gezielte Reduktion der Einspeiseleistung der genannten Anlagen als Grundsatz in der Netzplanung berücksichtigt.

Die Ermittlung der Reduktionsfaktoren erfolgt dabei durch die Analyse von Jahreslastgängen. Es werden Jahreslastgänge von flächendeckend über Baden-Württemberg verteilten WEA und PVA unterschiedlicher Anschluss-Spannungsebenen (HS bis NS) sowie aus mehreren Jahren untersucht. Dazu wird zunächst die geordneten Jahresdauerlinien der untersuchten Jahreslastgänge ermittelt und anschließend sukzessive die maximale Jahreswirkleistungsspitze reduziert, bis sich eine minimale, auslegungsrelevante Einspeiseleistung ergibt. Die minimale Einspeiseleistung entspricht der Leistung, bei der nicht mehr als drei Prozent der erzeugten Jahresenergiemenge gekappt wird. Die im Szenario Spitzenkappung anzusetzenden Leistungswerte für den auslegungsrelevanten Rückspeisefall werden in dieser Studie durch Anwendung des

95%-Quantils der ermittelten minimalen Einspeiseleistungen der analysierten Jahreslastgänge bestimmt.

In Abbildung 6.2 ist exemplarisch der jährliche Einspeiseverlauf einer 2 MW-WEA in Baden-Württemberg dargestellt. Der grau hinterlegte Bereich beschreibt die Reduktion der Einspeiseleistung durch die Spitzenkappung.

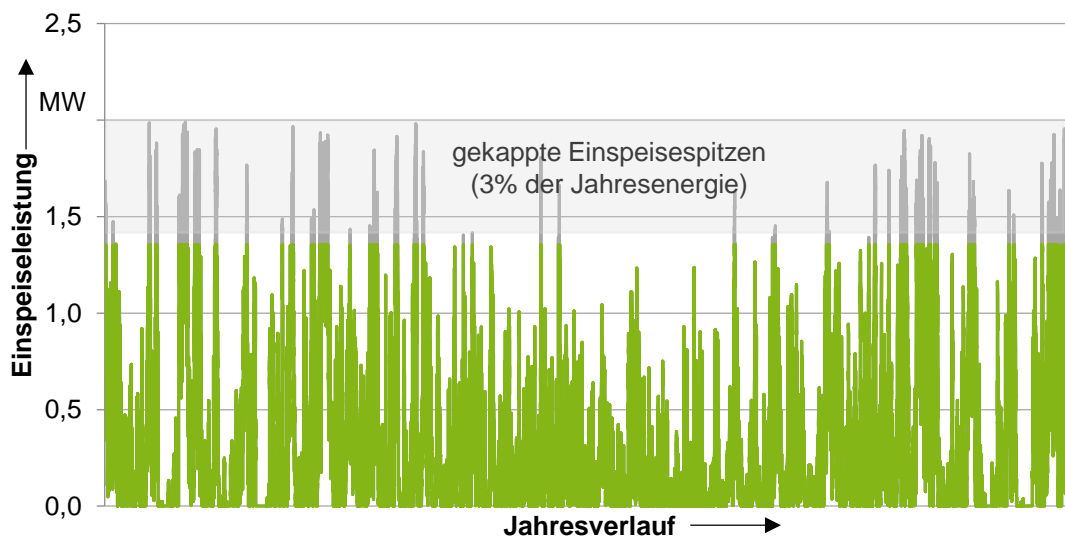


Abbildung 6.2 Exemplarischer jährlicher Einspeiseverlauf einer 2 MW WEA in Baden-Württemberg

In Abbildung 6.3 erfolgt die Darstellung analog über die geordnete Jahresdauerlinie. Dieser Darstellungsform kann die Leistungsreduktion durch die Spitzenkappung direkt entnommen werden.

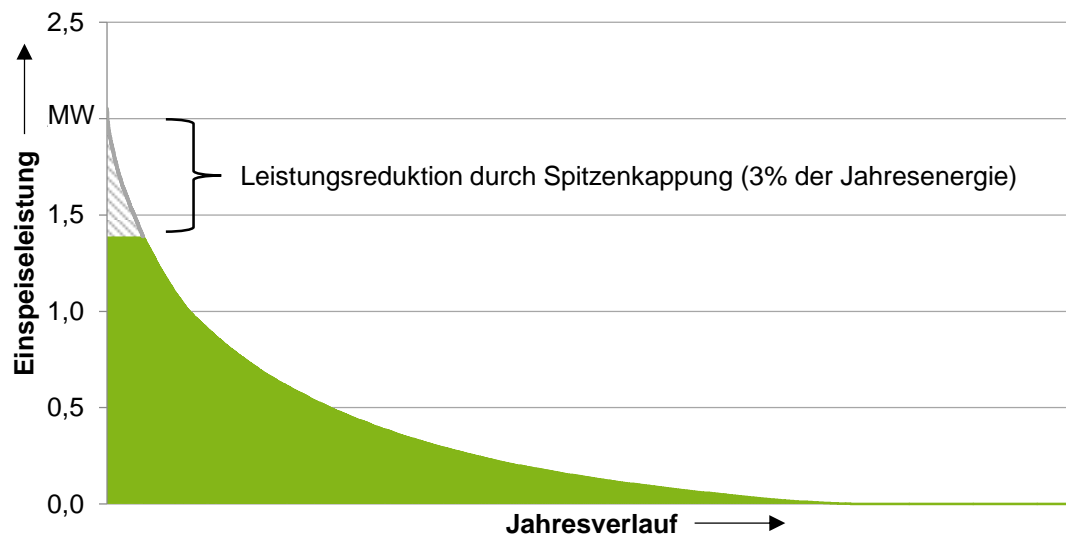


Abbildung 6.3 Exemplarische geordnete Jahresdauerlinie einer 2 MW WEA in Baden-Württemberg

Die Spitzenkappung erfolgt für alle DEA der NS-, MS- und HS-Ebene. Dabei werden die Einspeiseleistungen der zugebauten DEA und Bestandsanlagen in gleicherweise auf die definierten Werte gekappt.

Die Auswirkungen, die eine wie oben geschilderte Spitzenkappung auf den Ausbaubedarf der Verteilnetze in Baden-Württemberg hat, werden in Abschnitt 7.3.1 dargestellt. Es sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass den dort dargestellten Einsparpotenzialen verschiedene zusätzliche Aufwendungen gegenüberstehen. Diese umfassen insbesondere Kompensationszahlungen für betriebliche Einspeisemanagementmaßnahmen im Sinne der §§ 14 und 15 EEG, Opportunitätskosten für die potenzielle Ersatzbeschaffung der tatsächlich im Betrieb abgeregelten Energie (vgl. [2]), anteilige Investitions- und Betriebskosten zur informationstechnischen Erschließung der DEA und Anbindung dieser in die Netzleittechnik, sowie der ggf. erhöhte betriebliche Aufwand (vgl. Unterkapitel 7.4).

6.3 Flexibilitätsoptionen und neue Stromanwendungen

Das Ziel einer weitgehend dekarbonisierten Gesellschaft lässt sich nicht allein durch eine Erhöhung des EE-Anteils an der Stromerzeugung erreichen. Vielmehr ist es notwendig, fossile Energieträger auch in anderen Sektoren, insbesondere im Wärme- und Mobilitätssektor durch CO₂-arme Anwendungen zu substituieren. Diese Entwicklung macht sich aktuell vor allem im Voranschreiten der Elektromobilität und einem steigenden Anteil an WP bemerkbar. Dies kann besonders in Verteilnetzen zu einer veränderten Netzbelastung und ggf. zu weiterem Netzausbaubedarf führen.

Neben einem reduzierten CO₂-Ausstoß bewirkt ein höherer Anteil an Erneuerbarer Energieerzeugung jedoch auch starke Schwankungen im Stromangebot und damit einhergehend einen stärkeren Bedarf an erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität. Im sog. Weißbuch zur zukünftigen Entwicklung des deutschen Strommarktes (siehe [21]) wird daher ein Abbau in Flexibilitätshemmnissen in Aussicht gestellt, der einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen ermöglicht.

Eine Nutzung von in Verteilnetzen verorteten Lasten und Erzeugern als Flexibilitätsoption in einem deutschlandweiten Energiemarkt kann, insbesondere bei steigender Durchdringung, zu einer deutlichen Veränderung des Anlagenverhaltens führen und je nach Betriebsstrategie einen positiven oder negativen Einfluss auf die in der Netzplanung zu berücksichtigenden, auslegungsrelevanten Nutzungsfälle nehmen.

Um dem Problem einer flexibilitätsinduzierten Netzüberlastung in den Verteilnetzen zu entgegen, wurden in der Vergangenheit bereits viele Ansätze entwickelt. Das prominenteste Beispiel hierfür ist die sog. *Kapazitätsampel*, die bspw. bereits in einem Positionspapier der BNetzA aus dem Jahr 2011 [22] vorgestellt wurde. Darin ist ein Eingriff des Netzbetreibers in das Marktgeschehen (gelbe Phase) bis hin zu einem direkten Zugriff auf das Verhalten der Flexibilitätsoptionen (rote Phase) vorgesehen.

In Bezug auf das in der Netzplanung zukünftig zu berücksichtigende Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen ergibt sich somit ein

Spannungsfeld, das von einem unbeschränkten Marktzugang (und damit einhergehender höherer Netzbelastung) bis hin zu einer aktiven Netzunterstützung (und verringerten Netzbelastungen) reicht. Um der Unsicherheit dieser ungewissen Entwicklung Rechnung zu tragen und Chancen und Risiken dezentraler Flexibilitätsoptionen aufzuzeigen, wird in diesem Abschnitt der Einfluss verschiedener Betriebsweisen von Flexibilitätsoptionen auf den zukünftigen Netzausbaubedarf untersucht. Dazu wird zunächst das Verhalten von WP, EV, kleinen Blockheizkraftwerken (BHKW) bis 2 MW und privaten Solarstromspeichern in drei möglichen Betriebsvarianten anhand von Jahreszeitreihen untersucht. Anschließend werden die dadurch gewonnenen Erkenntnisse auf die in der Netzplanung verwendeten Betriebsfälle übertragen und der Netzausbaubedarf neu bestimmt.

Da bis zum Jahr 2020 von keiner wesentlichen Nutzung des Flexibilitätspotenzials der betrachteten Anlagen ausgegangen wird (vgl. [3]), wird der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien von Flexibilitätsoptionen ausschließlich für das Jahr 2030 durchgeführt.

6.3.1 Methodisches Vorgehen

Zur Analyse des Einflusses von Flexibilitätsoptionen auf die netzauslegungsrelevanten Nutzungsfälle werden alle untersuchten Verteilnetze getrennt betrachtet. Das methodische Vorgehen ist in Abbildung 6.4 skizziert.

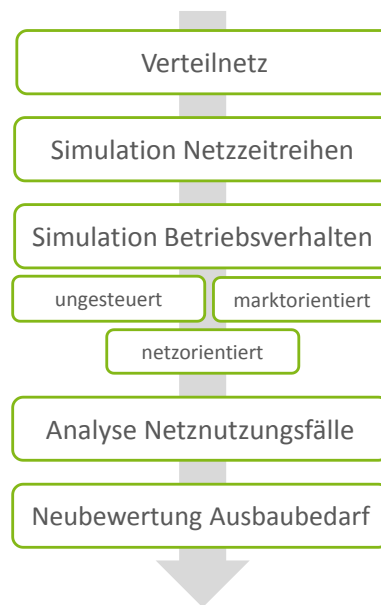


Abbildung 6.4 Methodisches Vorgehen zur Analyse des Einflusses verschiedener Betriebsweisen von Flexibilitätsoptionen

Bestimmung von Netzzeitreihen

Das Einsatzverhalten, insbesondere wärmebasierter Flexibilitätsoptionen ist stark von saisonalen oder wöchentlichen Einflussfaktoren abhängig. Aus diesem Grund wird die Untersuchung auf Basis von Zeitreihen durchgeführt, die anschließend auf die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle reduziert werden. Dazu wird für jedes Verteilnetz zunächst eine Simulation der Netzbelastung ohne den Einfluss von Flexibilitätsoptionen durchgeführt (vgl. Abbildung 6.4). Für die in den Netzdaten eingetragenen Lasten erfolgt dies auf Basis von Standardlastprofilen. Dabei kommen Lastprofile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zum Einsatz, die auf Basis der in der Regionalisierung genutzten Strukturdaten (siehe Unterkapitel 3.1) und in Abhängigkeit von der jeweiligen Spannungsebene, skaliert werden.

Das Einspeiseverhalten von EE-Anlagen wird hingegen unter Nutzung von Wettermodelldaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) (siehe [12]) aus dem Jahr 2013 analysiert. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens findet sich in [23]. Zur Begrenzung der Komplexität bezüglich der geografischen Verortung der einzelnen Verteilnetze und den damit einhergehenden Unterschieden im Einspeiseverhalten der EE-Anlagen wird auf die vom DWD definierten Testreferenzjahrregionen [24] zurückgegriffen und für alle Analysen die Region 14 „Schwäbische Alb und Baar“ genutzt.

Diese Region zeigte gegenüber den übrigen in Baden-Württemberg vorkommenden Klimazonen die geringsten Abweichungen und zeigt somit am ehesten ein für Baden-Württemberg typisches Klima. Die so ermittelten Wetterdaten können anschließend über physikalische Anlagenmodelle in Einspeiseleistungen umgerechnet werden (siehe [23]) und vervollständigen somit die Netzzeitreihen.

Ungesteuertes Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen

Die Untersuchung unterschiedlicher Betriebsstrategien von Flexibilitätsoptionen bedarf zunächst der Analyse des heutigen Ist-Zustandes, also dem Betriebsfall, in dem kein externer Einfluss auf den Anlagenbetrieb vorliegt. Bei Heizungssystemen entspricht dies einem rein wärmegeführten Betrieb, bei Solarstromspeichern einer reinen Eigenverbrauchserhöhung und bei EV einer sofortigen Ladung bei Ankunft an einem Ladepunkt.

Zur Bestimmung realitätsnaher Lastgänge der betrachteten Flexibilitätsoptionen sind neben einem physikalischen Anlagenmodell Informationen zur Anlagendimensionierung, der individuellen Versorgungsaufgabe sowie (bei Heizungssystemen) der Verlauf der Außentemperatur notwendig. Da sich bei einer großen Anzahl betrachteter Anlagen zudem natürliche Durchmischungseffekte ergeben, sind zudem Kenntnisse über das stochastische Verhalten der Versorgungsaufgabe notwendig.

Für **BHKWs und WP** wird zur Dimensionierung auf allgemeine Dimensionierungsvorschriften sowie öffentlich verfügbare Förderdaten (z. B. [25]) zurückgegriffen. Der Bedarf an Heizwärme wird unter Nutzung eines stochastischen Modells [26] ermittelt.

Für **Elektrofahrzeuge** entscheidet primär das Mobilitätsverhalten der Nutzer über Ladeverhalten und Flexibilitätspotenzial. In einer Dissertation aus dem Jahr 2013 [27] wurde hierzu das Fahrverhalten einer Vielzahl von Teilnehmern einer Mobilitätsstudie ausgewertet und in ein stochastisches Simulationsmodell überführt. Als Ergebnis konnte einerseits ein stochastisches Modell zur Simulation des Lastverhaltens von Elektrofahrzeugen als auch Erkenntnisse zur Berücksichtigung in der Netzplanung gewonnen werden.

Die Dimensionierung von **Solarstromspeichern** erfolgt anhand der Erkenntnisse aus dem, das Förderprogramm für Speichersysteme begleitenden, Monitoringprogramm (siehe [28]). Das Be-

triebsverhalten wird anhand lokaler Wetterdaten und stochastischen Haushaltsprofilen simuliert.

Nach Simulation des ungesteuerten Betriebsverhaltens kann dieses in die Zeitreihenbetrachtung der einzelnen Verteilnetze integriert werden. Als Ergebnis existiert für jedes untersuchte Netz eine realitätsnahe Belastungszeitreihe, die aus einem ungesteuerten Betrieb der betrachteten Flexibilitätsoptionen resultiert (siehe Abbildung 6.5).

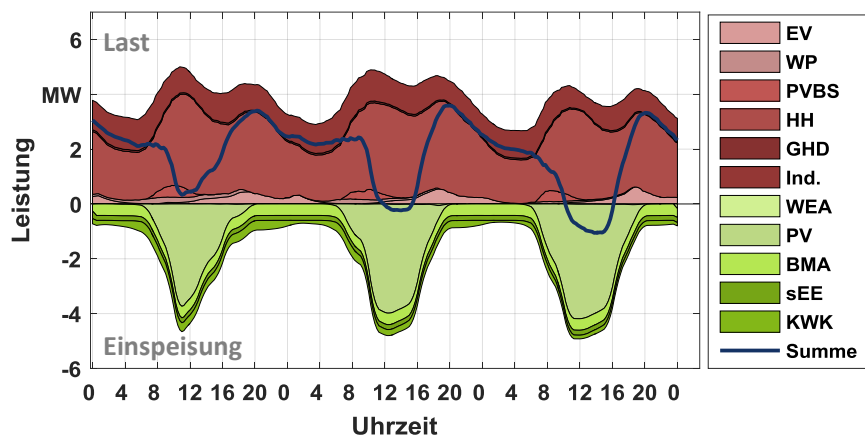


Abbildung 6.5

Zeitreihenbasierte Simulation der Netzbelastung am Beispiel eines MS-Netzes der Netzgebietsklasse „H3“.

Der Maximal- bzw. Minimalwert der so ermittelten Residuallast des jeweiligen Netzes wird anschließend den netzauslegungsrelevanten Belastungsfällen (Starklast und Rückspeisung) zugeordnet. Anschließend wird untersucht, inwiefern sich diese Belastungsfälle durch andere Betriebsweisen der Flexibilitätsoptionen verändern.

Marktorientiertes Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen

Bei einem marktorientierten Betrieb von Flexibilitätsoptionen richten sich diese in ihrem Betriebsverhalten nach den Anforderungen eines überregionalen Marktes. Da im Rahmen dieser Untersuchung keine Analysen der zukünftigen Preisverläufe an den Energiemärkten vorgenommen werden, wird alternativ davon ausgegangen, dass sich der Betrieb der Flexibilitätsoptionen nach den Anforderungen der deutschlandweiten Residuallast richtet. Diese wird unter Nutzung des europaweiten Netz- und Marktmodells *MILES* (siehe [29]) für das Szenario „NEP 1 2030“ berechnet.

Der optimale Betrieb einer Flexibilitätsoption hinsichtlich eines exogenen Marktsignals und unter Berücksichtigung der primären

Versorgungsaufgabe stellt ein komplexes Optimierungsproblem dar, das mit Hilfe mathematischer Verfahren gelöst werden kann. Zur Bestimmung des optimalen Betriebsverhaltens von BHKWs, WP und EV wird dazu ein Optimierungsmodell für Flexibilitätsoptionen (siehe [30]) genutzt. Durch einen iterativen Optimierungsansatz wird dabei auch der Einfluss der einzelnen Flexibilitätsoptionen auf die Residuallast berücksichtigt. Für Solarstromspeicher wird in diesem Betriebsfall abweichend die heute verwendete Regelstrategie unterstellt.

Als Ergebnis des Analyseschrittes ist bekannt, welches Betriebsverhalten die betrachteten Flexibilitätsoptionen bei einer marktorientierten Nutzung aufweisen können. Hierbei zeigt sich, dass die überregionalen Flexibilitätssignale eine hohe Gleichzeitigkeit im Betrieb insbesondere der lastseitigen Flexibilitätsoptionen auslösen. Besonders bei EV findet eine starke Konzentration der Ladevorgänge auf die frühen Morgenstunden statt (siehe Abbildung 6.6). Hieraus kann sich je nach Netz sowohl eine Erhöhung der zu berücksichtigenden Spitzenlast als auch deren zeitliche Verlagerung ergeben.

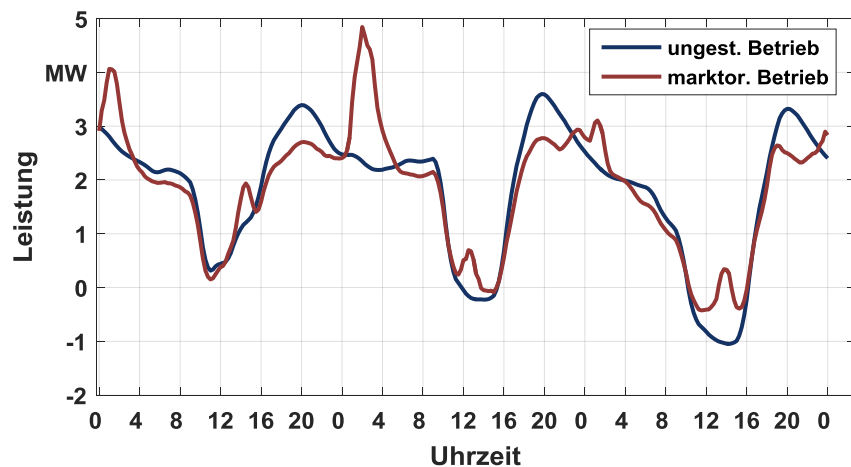


Abbildung 6.6

Residuallast bei ungesteuertem (blau) und marktorientiertem Betriebsverhalten am Beispiel eines MS-Netzes der Netzgebietsklasse „H3“.

Netzorientiertes Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen

Der marktorientierte Betrieb bildet die Nutzung der Flexibilitätsoptionen in einem überregionalen Markt. Dies erfolgt ohne Berücksichtigung des lokalen Netzzustandes und kann daher zu einer zusätzlichen Netzbelastung und höherem Netzausbaubedarf führen.

ren. Im Gegensatz dazu steht eine aktive Nutzung der Flexibilitätsoptionen zur Unterstützung des Verteilnetzes.

Zur Bestimmung des Potenzials von Flexibilitätsoptionen zur Reduktion der Netzbelastung wird der oben genannte Optimierungsansatz zur Glättung der residualen Last des jeweiligen Verteilnetzes genutzt. Durch einen iterativen Modellansatz wird dabei sichergestellt, dass alle im jeweiligen Netz befindlichen BHKWs, WP und EV je nach individuellem Potenzial sowohl zur Reduktion der maximal bezogenen Leistung als auch der maximalen Rückspeisung beitragen. Für Solarstromspeicher wird abweichend eine Betriebsstrategie gewählt, in der der Ladebetrieb des Speichers zur Zeit der höchsten PV-Einstrahlung verlagert wird. Hierdurch können Einspeisespitzen durch PV-Anlagen zusätzlich gemindert werden.

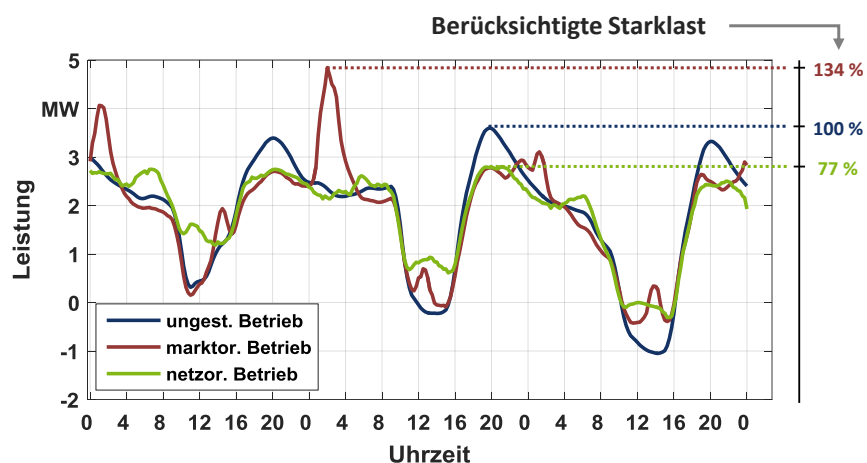


Abbildung 6.7

Residuallast bei ungesteuertem (blau) und marktorientiertem Betriebsverhalten am Beispiel eines MS-Netzes der Netzgebietsklasse „H3“.

Abbildung 6.7 zeigt beispielhaft die Residuallast eines MS-Netzes im netzorientierten Betriebsfall. Es wird deutlich, dass durch den gezielten Einsatz der Flexibilitätsoptionen sowohl die Lastspitzen als auch die Rückspeisung in überlagerte Netze verringert werden können.

Da die Bestimmung der optimalen Betriebsstrategie einer Vielzahl von Flexibilitätsoptionen ein komplexes und somit rechenintensives Optimierungsproblem ist, kann der netzorientierte Betrieb jedoch nicht für jedes betrachtete Netz einzeln simuliert werden. Aus diesem Grund wird zunächst die optimale Betriebsstrategie für sechs typische Lastverläufe berechnet, die sich an den zuvor defi-

nierten NGK orientieren. Aus diesen wird für jedes betrachtete Netz die geeignetste Betriebsstrategie ausgewählt. Dies führt gegenüber einer dedizierten Betriebsoptimierung für jedes Netz zu geringen Ineffizienzen, die in der praktischen Umsetzung in Form von Prognoseunsicherheiten und netzebenen-übergreifenden Auswirkungen ebenfalls auftreten.

Berücksichtigung in der Netzplanung

In der klassischen Netzplanung erfolgt die Bestimmung der auslegungsrelevanten Betriebsfälle anhand der installierten Leistung einzelner Verbraucher, gemessenen Spitzenlasten oder auf Basis von Erfahrungswerten bezüglich der Gleichzeitigkeit bestimmter Verbraucher. Eine Netzplanung auf Basis von Zeitreihen findet in Verteilnetzen in der Regel nicht statt. Da die Analyse des Betriebsverhaltens von Flexibilitätsoptionen jedoch auf der Betrachtung von Zeitreihen aufbaut, ergibt sich das Problem der Übertragbarkeit von Erkenntnissen aus der Zeitreihenanalyse auf die Netzplanung.

Um auf Basis der Zeitreihenanalyse dennoch Rückschlüsse auf die in der Netzplanung zu berücksichtigenden Netznutzungsfälle ziehen zu können, werden die relativen Änderungen der netzauslegungsrelevanten Betriebsfälle, die in der Zeitreihenanalyse ergeben, auf die in der klassischen Netzplanung berücksichtigten Leistungswerte übertragen. Zeigt bspw. die Analyse des marktorientierten Betriebsverhaltens gegenüber dem ungesteuerten Betrieb eine Erhöhung der Spitzenlast von 10 %, wird dies ebenfalls in die Netzplanung übertragen (siehe Abbildung 6.7). Dabei wird die zusätzliche Last nicht flächendeckend über alle bereits im Netz vorhandenen Lasten skaliert, sondern den im jeweiligen Netz zusätzlich hinzugefügten Flexibilitätsoptionen zugerechnet. Auf diese Weise wird die steigende punktuelle Netzbelastung mit entsprechenden Rückwirkungen auf den Netzausbaubedarf berücksichtigt. Ist hingegen eine Reduktion der Spitzenlast zu beobachten, wird die Minderung der im Netz verorteten Last ebenfalls lediglich bei den Flexibilitätsoptionen durchgeführt.

Ein analoges Vorgehen wird für die Veränderung der Last im Rückspeisefall gewählt. Insbesondere im netzorientierten Betriebsfall der Flexibilitäten kommt es hierbei zu einer Erhöhung der Last, die die Überspeisung des Netzes z. T. kompensiert und somit zur Netzentlastung beiträgt. Im marktorientierten Betrieb tritt eine

Netzentlastung hingegen nur dann auf, wenn die Flexibilitätsanforderung im Gesamtsystem eine lokale Netzentlastung bewirkt und dies verlässlich zu einer Reduktion der EE-Überspeisung führt.

Da es sich nicht bei allen berücksichtigten Flexibilitätsoptionen um Lasten handelt, ist auch ein verändertes Betriebsverhalten auf der Einspeiseseite möglich. Zur Vereinfachung der nachfolgenden Auswertung werden einspeiseseitige Veränderungen ebenfalls der Lastseite zugerechnet. Eine Verminderung der Einspeisung von BHKWs wird somit bspw. als erhöhte Last abgebildet.

6.3.2 Berechnungsergebnisse

Die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen lässt sich entsprechend der verwendeten Methodik in zwei Teilergebnisse gliedern. Diese stellen im ersten Schritt die ermittelten Veränderungen der in der Netzplanung zu berücksichtigenden Lastfaktoren sowie anschließend die daraus hervorgehenden Netzausbaukosten (Abschnitt 7.3.2) dar. Während für die NS und MS alle Analyseschritte für jedes Netz durchlaufen werden, erfolgt die Analyse in der HS zudem auf Basis jedes einzelnen Netzknotens.

Der marktorientierte Betrieb von Flexibilitätsoptionen kann zu starken Erhöhungen der Spitzenlast in Verteilnetzen führen.

Für den **marktorientierten Betrieb** von Flexibilitätsoptionen zeigt sich, dass dieser die auftretende Spitzenlast in allen untersuchten Netzen geringfügig bis deutlich erhöht. Besonders bei städtischen und halbstädtischen Netzen können dabei Erhöhung der Spitzenlast auf bis zu ca. 150 % (MS) bzw. 170 % (NS) auftreten. Bedingt durch die relativ geringere Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen ist der Einfluss auf die ländlichen Netzgebiete deutlich geringer (max. 120 %). In Bezug auf den auslegungsrelevanten Rückspeisefall können sich sowohl positive als auch negative Auswirkungen ergeben. Hierbei ist der Einfluss zudem deutlich geringer und beträgt maximal 5 Prozentpunkte (negative Richtung) bzw. 2 Prozentpunkte (positive Richtung).

Durch einen netzorientierten Betrieb von Flexibilitätsoptionen kann die Spitzenlast geringfügig gemindert werden. Eine Kompensation von Wind- und PV-Einspeisung ist hingegen kaum möglich.

Im **netzorientierten Betrieb** von Flexibilitätsoptionen ist hingegen in allen betrachteten Netzen sowohl eine Reduktion der Spitzenlast als auch des Rückspeisefalls zu beobachten. In Bezug auf den auslegungsrelevanten Starklastfall kann die Belastung auf bis zu 85 % (MS) bzw. 77 % (NS) reduziert werden. Dabei werden für städtische und halbstädtische Netzgebiete tendenziell höhere Reduktionen erzielt, als bei ländlichen Verteilnetzen. In Bezug auf

den auslegungsrelevanten Rückspeisefall sind, je nach Szenario und Spannungsebene Erhöhungen, bis hin zu 7 Prozentpunkten möglich. Im netzorientierten Betrieb ist somit ein hoher Einfluss auf den Starklast-, aber nur ein geringer Einfluss auf den Rückspeisefall zu beobachten. Dies liegt darin begründet, dass die betrachteten Flexibilitätsoptionen zu Zeiten hoher Einspeisespitzen nur ein geringes Flexibilitätspotential aufweisen. Einspeisespitzen aus WEA sind aufgrund ihres langfristigen Charakters ohnehin kaum reduzierbar. In Zeiten von PV-Einspeisespitzen besteht andererseits bei Elektrofahrzeugen ein geringer Ladebedarf und bei Wärmepumpen ein jahreszeitbedingter geringer Energiebedarf. Am Starklastfall (i. d. R. später Nachmittag im Winter) besitzen diese Verbraucher jedoch einen ausreichenden Anteil, der sich zeitlich verlagern lässt.

Abbildung 6.8 zeigt exemplarisch die ermittelten Lastfaktoren für den Last- und Rückspeisefall für alle betrachteten NS-Netze und das Szenario „NEP 2030“. Dabei wird ersichtlich, dass im marktorientierten Betriebsszenario (rot) in allen Netzen höhere Lastfaktoren im Starklastfall zu berücksichtigen sind. Für den Rückspeisefall ergeben sich sowohl zusätzliche Netzbelastungen als auch -entlastungen. Für den netzorientierten Betrieb ergeben sich ausschließlich Netzentlastungen, deren Höhe jedoch stark von der jeweiligen NGK abhängig ist. Eine Übersicht über alle ermittelten Lastfaktoren für den Starklastfall ist zudem im Anhang dargestellt.

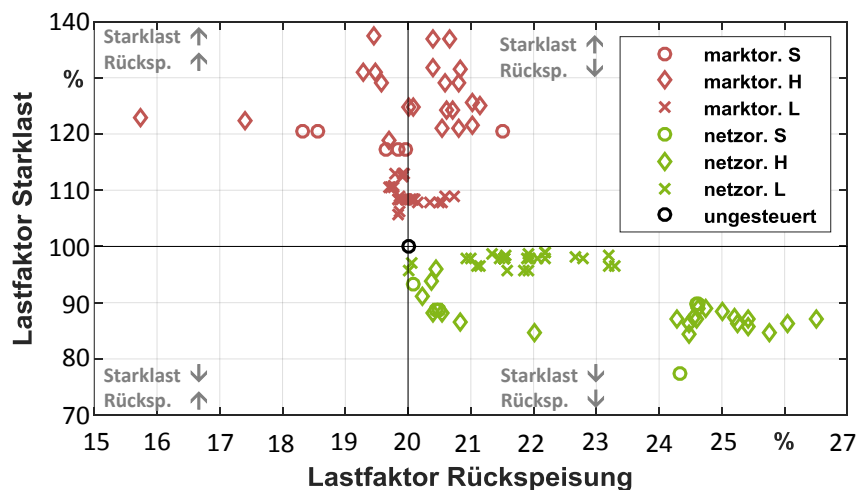


Abbildung 6.8

Auswirkungen einer markt- und netzdienlichen Betriebsweise auf die Lastfaktoren für den Starklast- und Rückspeisefall für alle betrachteten NS-Netze.

Die Auswirkungen der so ermittelten Lastfaktoren werden anschließend durch eine erneute Bewertung der Netzausbaukosten bestimmt. Die hierzu notwendige Information über die Verortung der Flexibilitätsoptionen in den untersuchten Verteilnetzen ist dazu bereits durch das Vorgehen in Abschnitt 5.1.1 („Zuteilung der EE-Prognosen“) erfolgt. Ein Einfluss auf die Netzkosten ergibt sich dabei nur, wenn die zusätzliche Be- bzw. Entlastung eine wesentliche Veränderung des netzauslegungsrelevanten Betriebsfalls bewirkt. Der Einfluss der verschiedenen Flexibilitätsszenarien auf den Netzausbaubedarf wird in Abschnitt 7.3.2 gezeigt.

6.4 Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren

Eine häufige Ursache für Netzausbaubedarf bzw. auftretende restriktive Randbedingung für die Integration von DEA in NS-Netze ist die Einhaltung der Spannungsqualität beim Verbraucher gemäß DIN EN 50160 [16]. Sind Ortsnetzstationen (ONS)- wie in der Basisuntersuchungsvariante - nicht regelbar, muss das gesamte Spannungsband von $\pm 10\%$ auf die MS-, NS- und die Umspannebene aufgeteilt werden (vgl. Abschnitt 4.2.2). Eine entsprechende Aufteilung ist in Abbildung 6.9 dargestellt. Demnach verbleibt bei kombinierter Betrachtung der NS-Ebene und MS/NS-Umspannebene ein Spannungsband von 5% für potenzielle Spannungsanhebungen durch einspeisende PVA. Wird von einer integrierten Betrachtung der NS- und MS/NS-Umspannebene abgesehen ist der zur Verfügung stehende Spannungsband zusätzlich reduziert.

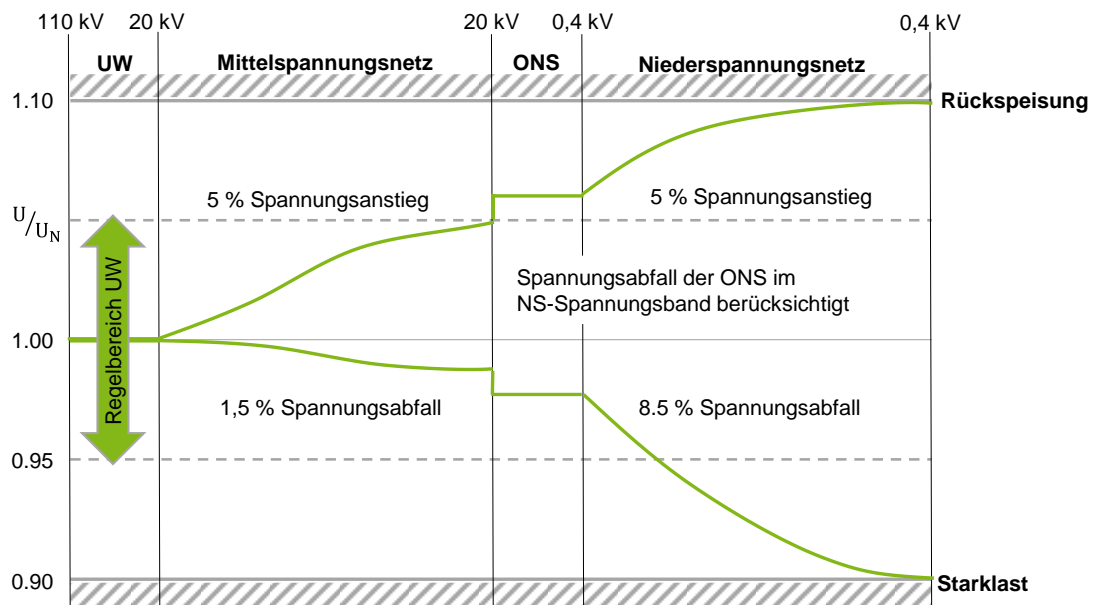


Abbildung 6.9 Aufteilung des Spannungsbandes ohne regelbaren Ortsnetztransformator (vgl. Abschnitt 4.2.2)

Spannungsgeregelte Ortsnetzstationen (rONS) bzw. die dort installierten regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) entkoppeln die primär- (MS-Ebene) und sekundärseitigen (NS-Ebene) Spannungen. Ihr Einsatz ermöglicht in NS-Netzen die flexible Nutzung eines größeren Spannungsbandes, wodurch spannungsbedingte konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen vermieden werden können. Das tatsächlich in der NS-Ebene zur Verfügung stehende Spannungsband ist von der konkreten Netzbelastung in Kombination mit der Regelbandbreite und Stufenweite des regelbaren Ortsnetztransformators abhängig. In Abbildung 6.10 ist eine exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes unter Berücksichtigung eines rONT dargestellt.

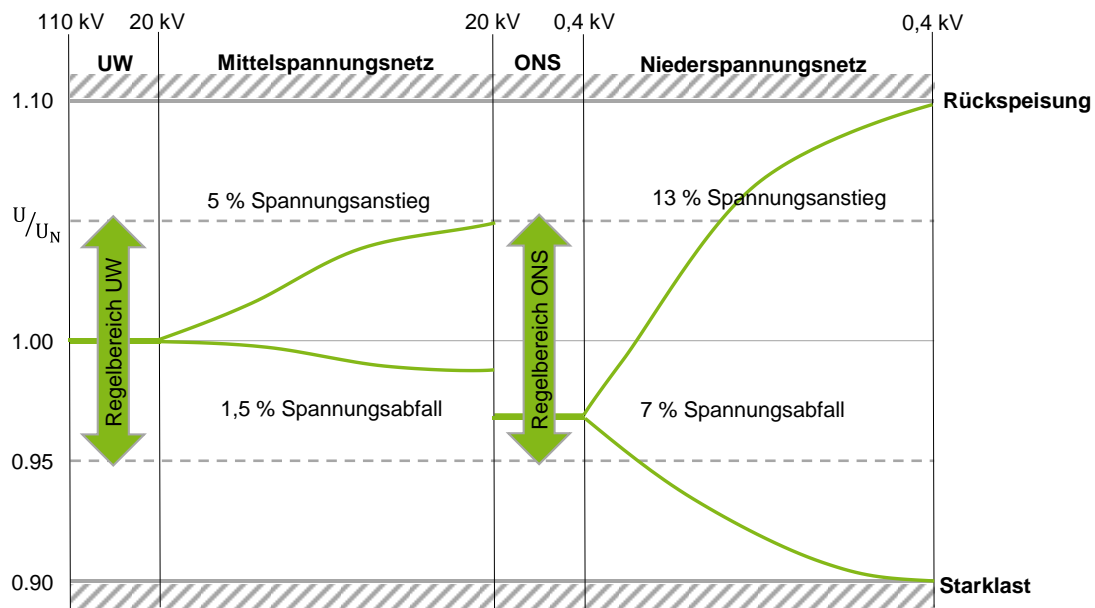


Abbildung 6.10 Aufteilung des Spannungsbandes mit regelbaren Ortsnetztransformatoren

Im gezeigten Beispiel wird durch die Verwendung eines rONT das für potenzielle Spannungsanhebungen durch einspeisende PVA-Leistung zur Verfügung stehende Spannungsband in der NS-Ebene von 5 % auf 13 % erhöht.

Eine integrierte Betrachtung der NS- und MS/NS-Umspannebene ermöglicht die bedarfsgerechte Nutzung des Spannungsbandes und eine zusätzliche Integration von DEA in das Netz. Ein rONT erweitert das nutzbare Spannungsband zusätzlich.

Sofern nicht alle ONS eines MS-Netzes regelbar sind, bleibt beim punktuellen Einsatz von rONT das in der MS-Ebene nutzbare Spannungsband unverändert, da die Spannungsqualität in anderen NS-Netzen ohne rONT nicht negativ beeinflusst werden darf. Wären hingegen alle ONS eines MS-Netzes regelbar, könnte für die MS-Ebene (in Kombination mit der Umspannebene HS/MS) ebenfalls das im Rahmen der Regelgenauigkeit zur Verfügung stehende vollständige Spannungsband genutzt werden, wodurch die Netzanschlusskapazität der MS-Ebene zusätzlich zu der in der NS-Ebene deutlich steigen würde.

Bei der Betriebsführung von rONT sind verschiedene Regelungskonzepte möglich. Grundsätzlich kann zwischen

- punktuellen/dezentralen Regelungskonzepten und
- zentralen Regelungskonzepten

unterschieden werden. Dezentrale Regelungskonzepte messen die Spannung üblicherweise direkt an der NS-Sammelschiene oder dem entferntesten Knoten im NS-Netz und Stufen den Transformator durch geeignete Regelungsalgorithmen entsprechend.

Bei zentralen Regelungskonzepten erfolgt die Steuerung des rONT nicht basierend auf einzelnen Messwerten autark durch den Transformator, sondern zentral in der Leitwarte des VNBs. Dabei werden alle verfügbaren Spannungswerte (Messwerte, Simulationswerte, etc.) in der Leitwarte gebündelt und in die Regelung mit einbezogen. Durch diese Maßnahme kann die Spannung im Netz besser als in dezentralen Regelungskonzepten geregelt werden, jedoch ist der anfallende Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) Bedarf deutlich höher als bei dezentralen Regelungskonzepten.

Im Rahmen dieser Studie wird eine zentrale Regelung basierend auf den Spannungen kritischer Netzknoten simuliert, welche die Knotenspannung im NS-Netz so stark reduziert (Rückspeisefall) oder anhebt (Starklastfall), dass es zu keiner Verletzung des oberen oder des unteren Spannungsbandes kommt bzw. der netzauslegungsrelevante Fall maximal unterstützt wird. Die Regelung berücksichtigt dabei die Nebenbedingung, dass durch eine Absenkung der Spannung im Rückspeisefall das untere Spannungsband an keinem Netzknoten verletzt werden darf. Diese Restriktion ist für den Betrieb von NS-Netzen mit einer stark asymmetrischen Last- bzw. Einspeiseverteilung über die einzelnen Stränge notwendig. Der Wirkungsbereich von rONT in NS-Netzen mit dieser Eigenschaft ist jedoch aufgrund des reduzierten Regelbereichs grundsätzlich stark eingeschränkt. Analog unterliegt die Regelung der Transformatoren einer Nebenbedingung für Spannungsanhebungen im Starklastfall.

Eine stark asymmetrische Last- und Einspeiseverteilung in einem NS-Netz schränkt das Potenzial des rONT ein. Dies muss zeitreihenbasiert geprüft werden.

Im Rahmen dieser Untersuchungsvariante werden rONT nur dann gebaut, wenn die Investitionen der substituierten konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen die Investitionen der rONT übersteigen. Anderenfalls findet ein Ausbau ausschließlich durch konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen statt.

Die durch den Einsatz von rONT erzielbaren Ersparnisse im Netzausbau werden in Abschnitt 7.3.3 erläutert.

6.5 Einsatz von MS-Spannungsreglern

MS-Spannungsregler entkoppeln in einem MS-Abgang die primär- und sekundärseitigen Spannungen. Dadurch kann die Nutzung des Spannungsbandes in der MS-Ebene optimiert werden, so dass spannungsbedingte konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen vermieden werden können. Die Positionierung eines MS-Spannungsreglers stellt dabei einen Kompromiss zwischen dessen Dimensionierung und dem Einflussbereich der möglichen Spannungsänderung entlang des betrachtenden Netzstrangs dar [31]. Das in der NS-Ebene nutzbare Spannungsband bleibt beim Einsatz von MS-Spannungsreglern grundsätzlich unverändert. Sofern das Übersetzungsverhältnis aller Ortsnetztransformatoren im betrachteten MS-Strang angepasst werden kann, wird die Nutzung des Spannungsbands im MS-Strang nicht nur optimiert, sondern auch vergrößert.

Das gewonnene zusätzliche Spannungsband hängt dabei von den eingesetzten Regelverfahren des MS-Spannungsreglers und des Ortsnetztransformators ab. Wird der MS-Spannungsregler beispielsweise durch Vorgabe eines festen Sollwerts oder durch von Kennlinien vorgegebenen Sollwerten geregelt, ist eine einmalige spannungsfreie Anpassung des Übersetzungsverhältnisses der unterlagerten Ortsnetztransformatoren ausreichend. Das in der MS-Ebene gewonnene zusätzliche Spannungsband wird dann durch die Regelbandbreite der Betriebsmittel bestimmt. Insbesondere im Fall einer Regelung über Kennlinien muss die Genauigkeit der Regelung bei der Bestimmung des gewonnenen zusätzlichen Spannungsbandes entsprechend berücksichtigt werden. Das größte technische Potenzial bietet eine Kombination aus unter Last stufbaren geregelten MS-Spannungsreglern und unterlagerten rONS, wodurch das vollständige um die Regelgenauigkeit reduzierte Spannungsband sowohl in der MS-Ebene als auch in der NS-Ebene zur Verfügung stehen würde. Diese Regelung ist jedoch mit sehr hohen Investitionen und Betriebskosten verbunden. In dieser Studie wird, wie in [31] empfohlen, eine Regelung durch eine feste Sollwertvorgabe berücksichtigt.

Aufgrund der Regelfähigkeit der HS/MS-Transformatoren ist der Anwendungsbereich von MS-Strangreglern auf zwei wesentliche Netztopologien beschränkt:

- Netze mit stark inhomogener Verteilung der Einspeiseleistung und Last über die einzelnen Halbringe bzw. Stränge
- Lange Strangausläufer mit hoher Durchdringung von DEA

Unter Berücksichtigung der Investitionen und Betriebskosten für konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen und MS-Spannungsregler, kann eine Nutzenschwelle bestimmt werden, bei der durch konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen und den Einsatz von MS-Spannungsreglern dieselben Kosten entstehen. Gemäß der in Tabelle 7.1 abgeschätzten Kosten wird die Nutzenschwelle sicher erreicht wenn in einem Abgang durch einen MS-Spannungsregler spannungsbedingte Netzverstärkungsmaßnahmen durch Verlegung von MS-Kabeln mit einer Länge von mindestens 1.900 m (städtische Netzgebiete) bzw. 2.300 m (ländliche Netzgebiete) substituiert werden. Die Investitions- und Betriebskosten für MS-Spannungsregler werden in dieser Studie mit 300 Tsd. € pro Regler abgeschätzt. Die oben angeführten Anwendungsfälle sind vorzugsweise im ländlichen Raum zu erwarten. Aufgrund von Skaleneffekten sowie dem Markteintritt weiterer Anbieter kann sich der Investitionsaufwand zugunsten der MS-Spannungsregler entwickeln. Allerdings können diese Effekte nicht belastbar quantifiziert werden.

Im Rahmen dieser Untersuchungsvariante werden Spannungsregler in der MS-Ebene nur gebaut, wenn durch diese ein kritischer Betriebszustand behoben werden kann und keine weiteren konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich sind. Sofern es bei Abgängen mit Spannungsreglern in späteren Zeitschritten dennoch zu kritischen Betriebszuständen kommt, werden die Spannungsregler durch konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen ersetzt. So sind konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen unvermeidbar, wenn bei Kabeln und Freileitungen die thermische Belastungsgrenze überschritten wird.

6.6 Lastanstieg durch Sektorenkopplung

In den zugrunde liegenden Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne wird eine weitestgehend konstante deutschlandweite Jahreshöchstlast bis 2030 prognostiziert. Diese Prognose wird in der Basisuntersuchung auf Baden-Württemberg übertragen, so dass die Spitzenlast der analysierten Netze für alle Stützjahre als konstant angenommen wird (vgl. Unterkapitel 2.2). Die Prognose beruht dabei insbesondere auf den gegenläufigen Effekten einer steigenden Elektrifizierung und der Effizienzsteigerung elektrischer Verbraucher. Dabei ist jedoch offen, ob die in den Netzentwicklungsplänen zugrunde gelegte Effizienzsteigerung ebenfalls in den unteren Spannungsebenen stattfindet. Ist dies nicht der Fall, ist zukünftig mit steigenden (lastseitigen) Belastungen der Verteilnetze zu rechnen.

In dieser Untersuchungsvariante wird der Einfluss einer steigenden Elektrifizierung durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ohne ausgleichenden Effizienzgewinn weiterer elektrischer Verbraucher auf den Investitionsbedarf des Ausbaus der Verteilnetze der NS- und MS-Ebene in Baden-Württemberg analysiert. Es wird folglich von einer steigenden Spitzenlast in Mittel- und Niederspannungsnetzen ausgegangen. In der HS-Ebene ist die zusätzliche Last durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen vergleichsweise gering und es treten hohe Durchmischungseffekte auf. Daher wird diese Untersuchungsvariante ausschließlich für die NS- und MS-Ebene durchgeführt.

Die konkrete Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in der Netzplanung ist von der Anzahl der im Netz installierten Einheiten abhängig. So muss in Niederspannungsnetzen beispielsweise bei einer geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen von simultanen Ladevorgängen aller Einheiten bzw. einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge ausgegangen werden. Bei einer höheren Anzahl von Fahrzeugen, beispielsweise in Mittelspannungsnetzen, können hingegen große Durchmischungseffekte beobachtet werden und eine geringere Gleichzeitigkeit in der Netzplanung angesetzt werden. Dieser Effekt wird in der Netzplanung üblicherweise in Form einer sog. Gleichzeitigkeitsfunktion

berücksichtigt. Diese kann mittels einer Monte-Carlo-Analyse aus den simulierten Lastgängen der Flexibilitätsoptionen ermittelt werden. Dazu werden zunächst n zufällige Jahreslastgänge simulierter Flexibilitätsoptionen ausgewählt und deren gemeinsame Gleichzeitigkeit ermittelt (siehe Abbildung 6.11). Durch häufiges Wiederholen dieses Vorgangs ergibt sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit von n Flexibilitätsoptionen eines bestimmten Typs. Anschließend wird das 95%-Quantil dieser Verteilung bestimmt und als die in der Netzplanung zu berücksichtigende Gleichzeitigkeit genutzt. Durch Variation der Anzahl n kann anschließend die Gleichzeitigkeitsfunktion bestimmt werden.

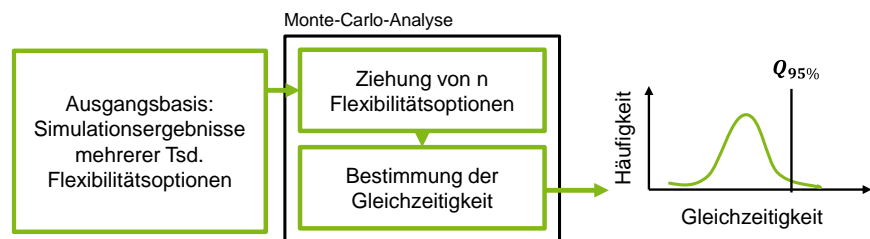


Abbildung 6.11: Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfunktionen für Flexibilitätsoptionen auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation.

In Abbildung 6.12 ist die so ermittelte Gleichzeitigkeit von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für die Verteilnetzplanung als Funktion der Anlagenzahl dargestellt.

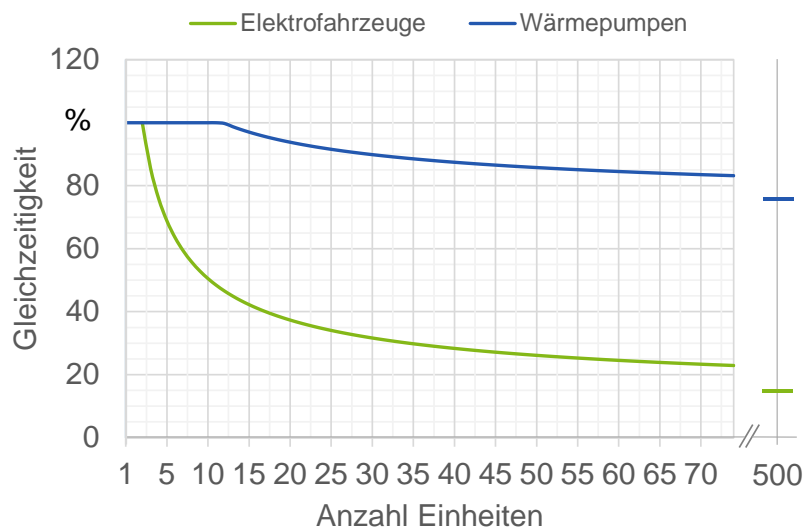


Abbildung 6.12: Berücksichtigte Gleichzeitigkeit von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in der Netzplanung

Es wird die Annahme getroffen, dass die zusätzliche Last im auslegungsrelevanten *Starklastfall* durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zeitgleich zur bisherigen Spitzenlast auftritt. Die in dieser Untersuchungsvariante angenommene Spitzenlast je Netz ergibt sich daher aus der Summe der bisherigen Spitzenlast des Netzes und der, unter Berücksichtigung der geltenden Gleichzeitigkeitsfaktoren anliegenden, zusätzlichen Last von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Im auslegungsrelevanten *Rückspeisefall* wird sowohl für Elektrofahrzeuge als auch für Wärmepumpen ein Gleichzeitigkeitsfaktor von Null und damit keine zusätzliche Last zugrunde gelegt.

Diese Form der Netzplanung geht jedoch davon aus, dass die einzelnen Lastspitzen aller Verbrauchertypen (z. B. Haushaltskunden oder verschiedene Flexibilitätsoptionen) zeitlich aufeinandertreffen. Für Flexibilitätsoptionen, die mit hoher Sicherheit einem bestimmten Verbrauchsmuster folgen, kann dies zur Überdimensionierung des jeweiligen Verteilnetzes führen. So liegt die Lastspitze des aggregierten Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen in der Simulation bspw. zeitlich ca. 1 bis 2 h hinter der Spitzenlast des Standardlastprofils für Haushaltskunden. In zukünftigen Netzplanungsansätzen könnten diese Zusammenhänge Berücksichtigung finden und somit zu einer effizienteren Verteilnetzplanung führen.

Die Auswirkungen der steigenden Last durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auf den Ausbaubedarf der Verteilnetze in Baden-Württemberg werden in Abschnitt 7.3.4 dargestellt.

7 Ausbaubedarf der Verteilnetze in Baden-Württemberg

Für die in Unterkapitel 2.2 definierte Datenmenge wird auf Basis der in Kapitel 4 dargelegten Planungs- und Betriebsgrundsätze der Netzausbaubedarf für jede NGK bestimmt. Für die Hochrechnung auf Baden-Württemberg werden die in Unterkapitel 3.2 erläuterten Netzgebietsklassen unter Berücksichtigung der Flächenanteile der einzelnen Klassen an dem Versorgungsgebiet genutzt.

7.1 Monetäre Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs

Die im Rahmen des Ausbaus eingesetzten Betriebsmittel werden in Abbildung 7.1 dargestellt und der jeweiligen Spannungsebene zugeteilt.

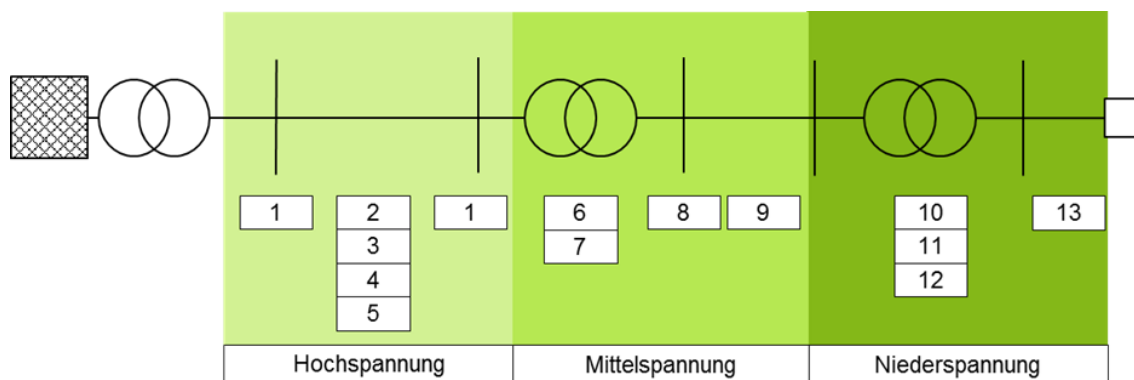


Abbildung 7.1 Zuordnung der Betriebsmittel zu den Spannungsebenen

Die den Betriebsmitteln zugeteilten Investitionen werden in Tabelle 7.1 aufgelistet. Dabei werden neben den erforderlichen Ausgaben für die Anschaffung auch weitere anfallende Positionen, welche im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten angesetzt werden, berücksichtigt. Es erfolgt eine Differenzierung nach Siedlungskategorien (vgl. Unterkapitel 3.2).

Tabelle 7.1 Monetäre Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen

Nr.	Betriebsmittel	Beschreibung	Ländlich	Halbstädtisch	Städtisch	
HS-Ebene	1	Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig) Kupplungsfeld Leitungsfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	400 Tsd. €	400 Tsd. €	400 Tsd. €
	2	Kabel	Kabel Erdarbeiten Erdschlusskompensation	1.100 Tsd. €/km	1.100 Tsd. €/km	1.100 Tsd. €/km
	3	Freileitung- Erweiterung		60 Tsd. €/km	60 Tsd. €/km	60 Tsd. €/km
	4	Freileitung- Ersatzneubau (Einerbündel)	Leitung Provisorium Erdschlusskompensation	400 Tsd. €/km	400 Tsd. €/km	400 Tsd. €/km
	5	Freileitung- Ersatzneubau (Zweierbündel)	Leitung Provisorium Erdschlusskompensation	520 Tsd. €/km	520 Tsd. €/km	520 Tsd. €/km
MS-Ebene	6	Umspannwerk	Transformatoren Transformatorfelder Sekundärtechnik Gebäude Grund und Boden	3.200 Tsd. €	3.200 Tsd. €	3.200 Tsd. €
	7	Transformator- tausch/ Zusatztransfor- mator	Transformator Fundament Transformatorfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	1.300 Tsd. €	1.300 Tsd. €	1.300 Tsd. €
	8	Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig) Kupplungsfeld Leitungsfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	90 Tsd. €	90 Tsd. €	90 Tsd. €
	9	Kabel	Kabel Erdarbeiten Grund und Boden Erdschlusskompensation	130 Tsd. €/km	145 Tsd. €/km	160 Tsd. €/km
NS-Ebene	10	Ortsnetzstation	Transformator MS-Schaltanlage NS-Verteilung Sekundärtechnik Gebäude	60 Tsd. €	60 Tsd. €	60 Tsd. €
	11	Transformator- tausch	Transformator Sekundärtechnik	15 Tsd. €	15 Tsd. €	15 Tsd. €
	12	Regelbarer Ortsnetztrans- formator (rONT)	Transformator Sekundärtechnik	45 Tsd. €	45 Tsd. €	45 Tsd. €
	13	Kabel	Kabel Erdarbeiten	80 Tsd. €/km	100 Tsd. €/km	120 Tsd. €/km

Die abgebildeten Investitionen des Kabelzubaus unterscheiden sich sowohl in den einzelnen Spannungsebenen als auch für die verschiedenen Siedlungskategorien. So sind die Verlegungskosten eines Kabels im städtischen Bereich beispielsweise deutlich teurer als auf einer unbefestigten Oberfläche im ländlichen Raum.

Grundsätzlich sind in den abgebildeten Positionen neben den Ausgaben für die Anschaffung auch die erforderlichen Investitionen im Bereich der Sekundärtechnik sowie Investitionen für die Umrüstung mit inbegriffen.

Zusätzlich wird im Rahmen dieser Studie ein MS-Spannungsregler mit Ausgaben von 300 Tsd. € angenommen. Dabei werden die Investitionen und die Betriebskosten gleichermaßen berücksichtigt.

Die berechneten Investitionen für den Netzausbau (vgl. Abschnitte 5.1.5 und 5.2.7) für die analysierten Netze werden anschließend auf das gesamte Gebiet von Baden-Württemberg hochgerechnet. Hierfür werden die Investitionen auf die entsprechenden NGK der vom Netz versorgten Gemeinden anteilig verteilt. Die errechneten Investitionen der Stichprobe je NGK werden anschließend anhand des Flächenanteils der NGK an der Gesamtfläche von Baden-Württemberg hochgerechnet. Dabei wird berücksichtigt, dass die Netze unterschiedliche Anteile von Gemeinden, bzw. NGK, abdecken können.

Die Ergebnisse der Detailanalysen der Netze werden über die Flächenanteile der NGK an der Gesamtfläche von Baden-Württemberg hochgerechnet.

7.2 Basisuntersuchung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Basisuntersuchungsvariante für Baden-Württemberg dargestellt. Die in den einzelnen Szenarien notwendigen Investitionen werden dabei jeweils nach den einzelnen Spannungsebenen und nach den Siedlungskategorien aufgeschlüsselt.

7.2.1 Investitionen nach Spannungsebenen

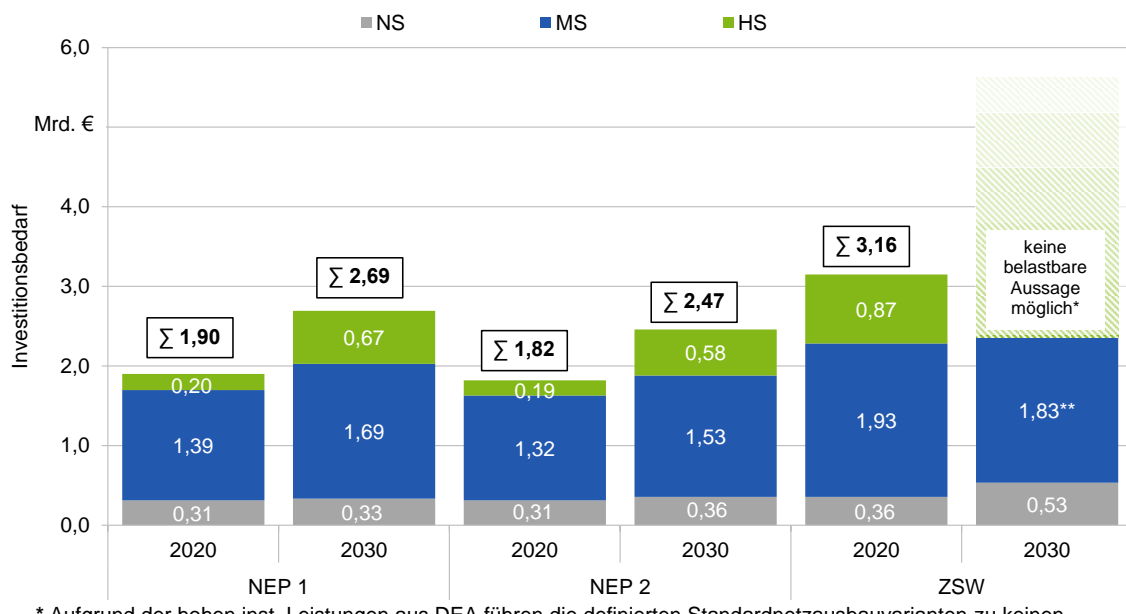
Die drei Spannungsebenen unterscheiden sich kategorisch unter anderem hinsichtlich

- der Netzgröße,
- des Vermaschungsgrades,
- den definierten Planungs- und Betriebsgrundsätzen,

- den hierfür angesetzten Kosten für die Netzausbaumaßnahmen (vgl. Kapitel 4) sowie
- der Prognosezuteilung der einzelnen Energieträger.

Die Unterschiede, die sich für den Netzausbau der einzelnen Spannungsebenen in der Basisuntersuchung ergeben, werden deshalb im Folgenden einander gegenübergestellt.

Der notwendige Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze in Baden-Württemberg als Folge des Zubaus von DEA gemäß des Szenarios NEP 1 und NEP 2 sowie des ZSW-Szenarios für die Jahre 2020 und 2030 ist in Abbildung 7.2 getrennt nach Spannungsebenen dargestellt.



* Aufgrund der hohen inst. Leistungen aus DEA führen die definierten Standardnetzausbauvarianten zu keinen belastbaren Aussagen hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene. Lösungen können Netzneubaumaßnahmen, die Bündelung von Anlagen zu Parks mit Anschluss in der HöS-Ebene oder neue 380/110-kV-Stützpunkte sein.

** Aufgrund der hohen inst. Leistungen aus DEA in der MS-Ebene ist eine gezielte Bündelung von WEA zu HS-Windparks erforderlich.

Abbildung 7.2 Investitionsbedarf Basisuntersuchung

Der Investitionsbedarf gemäß NEP 1 und NEP 2 für das Jahr 2020 ist mit 1,90 Mrd. € und 1,82 Mrd. € ähnlich hoch. Dabei entfällt in beiden Szenarien der höchste Investitionsbedarf auf die MS (rd. 73 %), gefolgt von NS (rd. 17 %) und HS (rd. 10 %). Die ähnlichen Investitionen für den Netzausbau erklären sich über die vergleichbare Gesamtzubauprognose in NEP 1 und NEP 2. Die Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen in den Anteilen der einzelnen Technologien. Für das Jahr 2030 erhöht sich der Investi-

tionsbedarf gemäß NEP 1 und NEP 2 auf jeweils ungefähr 2,6 Mrd. €. Dabei erhöht sich der prozentuale Anteil der HS an den Gesamtinvestitionen. Das ist darauf zurückzuführen, dass zum einen die Gesamtprognose und zum anderen der Anteil der Windenergie an der Zubauprognose steigen. WEA werden überwiegend in der HS- und MS-Ebene installiert, was zu den höheren Investitionsanteilen in den höheren Spannungsebenen führt.

Der Investitionsbedarf in der HS für das Jahr 2020 ist gemäß NEP 1 mit 0,202 Mrd. € und NEP 2 mit 0,189 Mrd. € nahezu identisch. Im Jahr 2030 sind die Unterschiede zwischen den Szenarien NEP 1 und NEP 2 mit 0,668 Mrd. € und 0,577 Mrd. € ebenfalls sehr gering. Die Verschiebung zu mehr Wind und weniger PV-Einspeisung hat für die HS nur geringen Einfluss, da die Gesamtsumme der Einspeisung gleich bleibt. Unterschiede entstehen lediglich durch die regionale Verschiebung der Einspeisung. Aufgrund des höheren Zubaus an DEA ist der Investitionsbedarf nach ZSW für die Jahre 2020 und 2030 unabhängig von der Spannungsebene höher als nach den beiden NEP-Szenarien. Der prozentuale höchste Investitionsbedarf in 2020 besteht mit rd. 61 % in der MS. Für das Jahr 2030 verdoppelt sich der Investitionsbedarf nahezu.

Im Basisszenario ZSW 2030 sind die Netzüberlastungen so stark ausgeprägt, dass ein intensiver Einsatz paralleler HS-Erdkabel notwendig ist. Dies zeigt, dass eine Verdoppelung des Windenergieanteils von knapp 16 % auf etwa 31 % die Netzausbauplanung vor erhebliche Herausforderungen stellt. In der MS- und NS-Ebene findet ein moderater Anstieg des Investitionsbedarfs statt.

Im Szenario ZSW 2030 fällt für die HS-Ebene ein signifikant hoher Investitionsbedarf an – dieser ist jedoch in seiner Höhe durch die verwendeten Standardnetzausbauvarianten, welche nicht für eine derart hohe Zubauleistung aus DEA wie im Szenario ZSW 2030 ausgelegt sind, nicht belastbar zu quantifizieren. Der hohe Investitionsbedarf ist in dem großen Bedarf an Erdverkabelung begründet. Die hohen Einspeisemengen aus DEA in der Basisuntersuchung ZSW 2030 bedingen, dass eine Verstärkung der bestehenden Freileitungssysteme oft nicht ausreichend ist, sodass parallel erdverkabelt wird. Aufgrund der geringeren Leitungsimpedanz und der geringeren Stromtragfähigkeit der Erdkabel im Vergleich zum Freileitungsdoppelsystem mit Zweierbündeln ist das Verlegen von meist mehreren parallelen Kabeln erforderlich. Hinzu kommt, dass in dieser Studie keine Skaleneffekte durch das Verlegen mehrerer Kabel in einer Trasse berücksichtigt werden. Darum steigen die Investitionen pro Kilometer im Vergleich zu den NEP-Szenarien deutlich an. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass ein Netzausbau dieses Umfangs einem Netzneubau gleicht. Dies stellt

weder eine wirtschaftliche noch technisch realistische Ausbauplanung dar. Ein massiver Zubau an DEA, wie in der ZSW-Studie prognostiziert, stellt die Netzausbauplanung vor Herausforderungen, sodass eine isolierte Ausbauplanung je Spannungsebene nicht zielführend ist, wie die Ergebnisse belegen.

Bereits heute findet daher eine Kooperation zwischen VNB und ÜNB in der Ausbauplanung statt, um technisch-wirtschaftlich optimale Ausbaukombinationen zu realisieren. Beispielsweise könnten die Netzausbaukosten durch die Errichtung weiterer 380-kV Stützpunkte wahrscheinlich reduziert werden. Auf Grund der Systemgrenzen dieser Studie konnte eine solche koordinierte Ausbauplanung zwischen der Höchst- und Hochspannungsebene jedoch nicht vollzogen werden. Basierend auf den Ergebnissen wird jedoch empfohlen die bisherige Kooperation beizubehalten und bei Bedarf und Möglichkeit zu verstärken.

Der prozentuale Investitionsbedarf in die MS-Netze ist im Allgemeinen am höchsten. Bei Anwendung der in Kapitel 4 beschriebenen PuB besteht in vielen MS-Netzen bereits zum heutigen Stand ohne weiteren Zubau von DEA ein signifikanter Netzausbaubedarf. Dies kann mit von dieser Studie abweichenden PuB der einzelnen Netzbetreiber begründet werden. Beispielsweise kann ein Netzbetreiber seine Betriebsmittel im Rahmen der technischen Möglichkeiten stärker auslasten als dies in den PuB vorgesehen ist. In der NS-Ebene ist der Netzausbaubedarf bei Anwendung der PuB ohne Zubau von DEA deutlich geringer.

Das Szenario ZSW 2030 sieht einen hohen Zubau von DEA vor, von dem die Windenergie mit 7.860 MW einen deutlichen Anteil einnimmt. Darüber hinaus ist festzustellen, dass sich dieser Windenergiezubau in potenzialträchtigen Regionen konzentriert. In dieser Studie werden die prognostizierten Zubauleistungen gemäß der statistischen Verteilung der aktuellen Bestandsanlagen auf die Spannungsebenen aufgeteilt [7]. Diese Auswertung ergibt, dass zwischen 65,7 % (ländlich) und 99,2 % (städtisch) der Zubauprognose für Windenergie im MS-Netz zugebaut werden. Die Detailanalysen dieser Studie haben gezeigt, dass dies für einzelne MS-Netze in einer Zuteilung von mehreren hundert MW resultiert. Diese Netze liegen vermehrt im Nord-Osten des Landes Baden-Württemberg.

Der Verweis von Windparks in die HS-Ebene spart einen großen Anteil der erforderlichen Investitionen in den Netzausbau.

Bereits hier ist zu erkennen, dass diese Leistung einem Vielfachen einer typischen Scheinleistung eines HS/MS-Transformators entspricht. Darüber hinaus ist aus raumplanerischen und wirtschaftlichen Erwägungen davon auszugehen, dass die prognostizierten WEA eher nicht als Einzelanlagen, sondern gebündelt als Windparks gebaut werden. Diese können bereits heute an einen geeigneten Anschlusspunkt in der HS-Ebene verwiesen werden. Um einen unnötig hohen Ausbau der MS-Netze zu verhindern, wurden in diesen Ausnahmefällen geeignete Einzelanlagen gebündelt und an die nächst höhere Spannungsebene verwiesen. Diese „Maßnahme“ muss nur in wenigen Netzen ergriffen werden, führt aber zu einer erheblichen Ersparnis im Netzausbau oder ermöglicht diesen erst. Würde die Leistung bereits in der MS-Ebene aufgenommen, ergäbe sich keine Ersparnis für die HS-Ebene, weil die Leistung dort unabhängig von der Anschlussebene verteilt werden muss. In diesem Zusammenhang muss allerdings geklärt werden, ob die Investitionen für den Netzanschluss nach wie vor vom Anschlussnehmer oder durch den Netzbetreiber zu tragen sind.

Der Investitionsbedarf in die NS-Netze ist für NEP 1 und NEP 2 in 2020 und 2030 nahezu identisch. Mit dem Ausbau für das Jahr 2020 ist in den meisten Fällen auch eine ausreichende Netzreserve für 2030 geschaffen worden. Durch einen geringeren Zubau von DEA im Vergleich zur MS ist der Investitionsbedarf deutlich geringer. Der Zubau an DEA beschränkt sich nahezu auf PV. Durch eine relativ gleichmäßige Verteilung der PVA auf bestehende Lastknoten im Netz findet eine gleichmäßige Belastung statt, die den Netzausbau gering hält. Der Investitionsbedarf in die NS-Netze ist bei Anwendung der PuB mit und ohne Zubau von DEA nach NEP 1 und NEP 2 nahezu identisch, sodass der Netzausbau auch ohne Zubau von DEA erforderlich wäre.

Der Investitionsbedarf für das Szenario ZSW 2020 ist mit den Szenarien NEP 1 und NEP 2 aufgrund einer ähnlichen Zubauprognose vergleichbar. Durch den deutlich stärkeren Zubau an DEA nach ZSW 2030 ist weiterer Netzausbau erforderlich.

In Tabelle 7.2 ist der Investitionsbedarf pro Einwohner und Fläche nach den Spannungsebenen in 2030 dargestellt. Die höchsten Investitionen pro Einwohner und Fläche fallen in der MS an.

Tabelle 7.2 Investitionsbedarf pro Einwohner und Fläche nach Spannungsebene in 2030

	NEP 1		NEP 2		ZSW	
	€ / EW	€ / km ²	€ / EW	€ / km ²	€ / EW	€ / km ²
HS	62	18.683	54	16.145	*	*
MS	157	47319	141	42664	170	51179
NS	31	9.342	33	9.938	49	14933

* Keine Belastbare Aussage möglich.

Es besteht weiterer Forschungsbedarf bei der Berücksichtigung neuer Stromanwendungen in der Netzplanung.

In allen drei Spannungsebenen stellt sich im Großteil der Netze der Rückspeisefall als belastungsintensiver und somit auslegungsrelevant heraus. Grund hierfür ist, dass die installierte Leistung aus DEA die Spitzenlast, für welche die Netze ausgelegt sind, in vielen Fällen deutlich übersteigt und die Last über den gesamten betrachteten Zeitraum als konstant angenommen wird. Kommt es entgegen dieser Annahme zu einer Steigerung der Jahreshöchstlast in den unteren Spannungsebenen durch bspw. Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, ist auch mit einem verstärkt lastgetriebenen Netzausbaubedarf zu rechnen. Eine detailliertere Bestimmung des, unter diesen Annahmen hervorgerufenen Investitionsbedarfs erfordert jedoch die, über diese Studie hinausgehende Analyse der zeitlichen und räumlichen Veränderungen der Spitzenlast einzelner Netzebenen sowie der Berücksichtigung neuer Stromanwendungen in der Netzplanung.

Vorausschauende Zielnetzplanung bedeutet potenziell geringere aber dafür stärker risikobehaftete Investitionen in den Netzausbau.

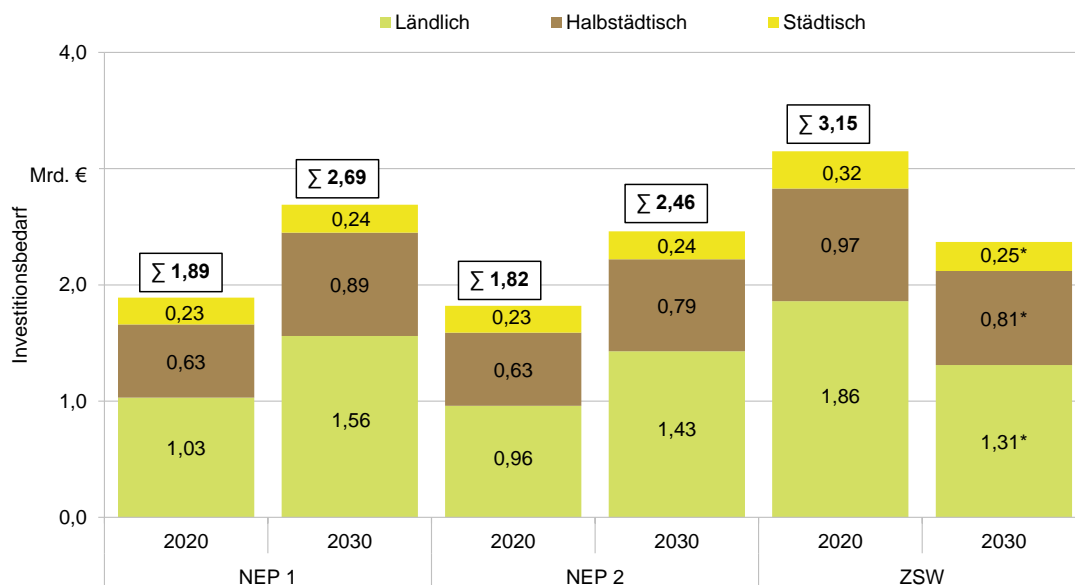
In dieser Studie wurde eine Zielnetzplanung für die Zeiträume 2015-2020 und 2015-2030 durchgeführt. Alternativ wäre auch eine sukzessive Netzausbauplanung möglich, bei welcher der Netzausbau für das Jahr 2030 auf dem des Jahres 2020 aufbaut. Eine sukzessive Netzausbauplanung ist potenziell kostenintensiver, da unter Umständen bestimmte Trassen mehrfach ausgebaut werden müssen. Gleichzeitig beinhaltet eine nicht-sukzessive Zielnetzplanung ein höheres Risiko für Fehlinvestitionen. Die Sensitivität des Investitionsbedarfs über alle Spannungsebenen auf die gewählte Methodik liegt laut den Ergebnissen aus [1] bei unter 15 %. Exemplarische Untersuchungen innerhalb der vorliegenden Studie bestätigen diese Ergebnisse. Es wird angenommen, dass die Sensitivität der Investitionen und die genannten Unterschiede in der Risikobehaftung der beiden Herangehensweisen sich gegenseitig weitestgehend egalalisieren. Daher wird keine weitergehende Un-

tersuchung der Auswirkungen der beiden Methoden auf den Investitionsbedarf vorgenommen.

Direkte Folge einer langfristigen Zielnetzplanung wie auch des herkömmlichen Planungsprozesses ist es jedoch, dass die vom Netzbetreiber erwartete Entwicklung der Versorgungsaufgabe nicht vollständig zutrifft. Bleibt bspw. der Ausbau von EE in einem Netzabschnitt unter den erwarteten Zubauzahlen, stellen sich bereits geschaffene Netzerweiterungen erst nachträglich als unbegründet heraus. Findet der Zubau nun in anderen Netzabschnitten statt, werden hier zusätzliche, kurzfristige Ausbaumaßnahmen notwendig. Durch diesen Effekt ergeben sich zusätzliche Netzausbauminvestitionen, die durch die verwendete Methodik jedoch nicht erfasst werden können. Tendenziell steigen diese Investitionen mit den Unsicherheiten der Prognose der Versorgungsaufgabe.

7.2.2 Investitionen nach Siedlungskategorien

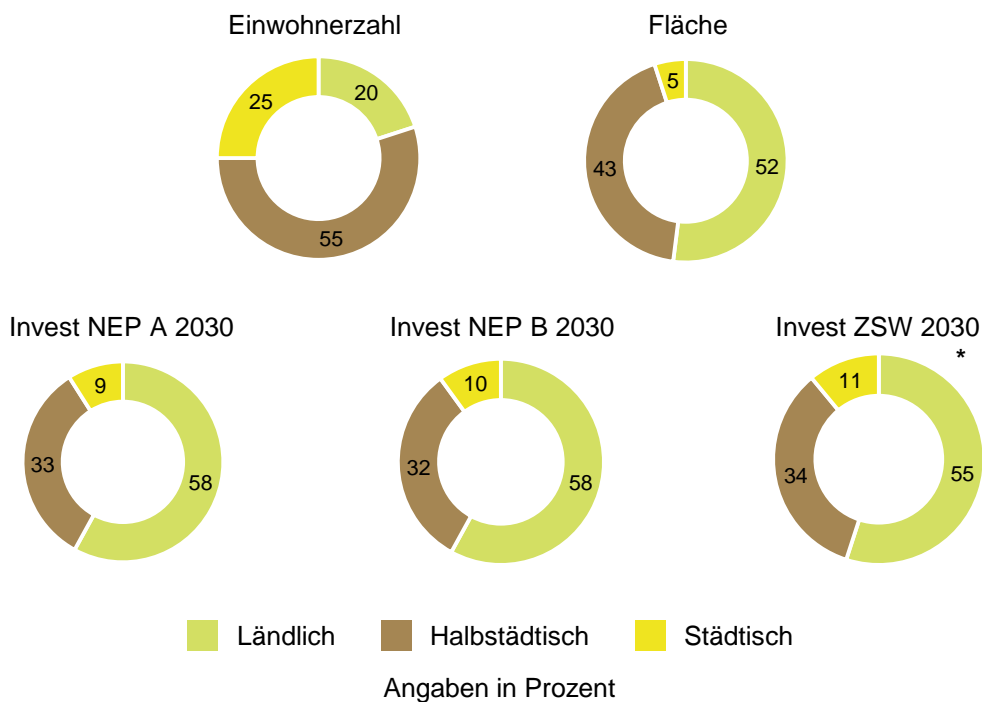
In Abbildung 7.3 ist der Investitionsbedarf für Netzverstärkungsmaßnahmen der Siedlungskategorien in Baden-Württemberg für NEP 1 und NEP 2 sowie für das ZSW-Szenario jeweils für die Jahre 2020 und 2030 dargestellt.



* Aufgrund der hohen inst. Leistungen aus DEA führen die definierten Standardnetzausbauplanvarianten zu keinen belastbaren Aussagen hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene. Dargestellt sind daher nur MS und NS. Lösungen können Netzneubaumaßnahmen, die Bündelung von Anlagen zu Parks mit Anschluss in der H6S-Ebene oder neue 380/110-kV-Stützpunkte sein.

Abbildung 7.3 Investitionsbedarf nach Siedlungskategorien

Abbildung 7.4 illustriert die Verteilung der Investitionen auf die Siedlungskategorien für die verschiedenen Szenarien im Zieljahr 2030. Als Vergleich dienen die Verteilung der Einwohner und der Fläche auf die Siedlungskategorien. Die Fläche von Baden-Württemberg kann zu 5 % städtischen Gemeinden, zu 43 % halbstädtischen Gemeinden und zu 52 % ländlichen Gemeinden zugeordnet werden. Die Einwohner verteilen sich zu 25 % auf die städtischen Gemeinden, zu 55 % auf die halbstädtischen Gemeinden und zu 20 % auf die ländlichen Gemeinden. Wie auch im Stützjahr 2020 entfällt der Großteil der Netzverstärkungsmaßnahmen auf ländliche Gemeinden. Der Anteil der halbstädtischen Gemeinden ist deutlich geringer und der Investitionsbedarf in den städtischen Gebieten ist vergleichsweise gering. Die absoluten Zahlen können Tabelle C.9.1 im Anhang entnommen werden.



* Aufgrund der hohen inst. Leistungen aus DEA führen die definierten Standardnetzausbauvarianten zu keinen belastbaren Aussagen hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene. Dargestellt sind daher nur MS und NS. Lösungen können Netzneubaumaßnahmen, die Bündelung von Anlagen zu Parks mit Anschluss in der HöS-Ebene oder neue 380/110-kV-Stützpunkte sein.

Abbildung 7.4 Verteilung von Einwohnern, Fläche und Investitionen auf die Siedlungskategorien

In Tabelle 7.3 sind die Investitionsbedarfe der Basisuntersuchung gewichtet mit den Einwohnerzahlen und Flächen der Siedlungskategorien dargestellt.

Tabelle 7.3 Investitionsbedarf pro Einwohner und Fläche nach Stadt-Land-Gliederung in 2030

	NEP 1		NEP 2		ZSW	
	€/EW	€/km ²	€/EW	€/km ²	€/EW	€/km ²
Städtisch	112	167.595	118	176.998	174	260.519
Halbstädtisch	213	82.057	183	70.642	460	177.486
Ländlich	763	88.864	717	83.545	1.924	224.094

Der größte Investitionsbedarf pro Einwohner ergibt sich in den ländlichen Gemeinden. Dies liegt zum einen an der verhältnismäßig dünnen Besiedlung und zum anderen an den hohen Investitionen in dieser Siedlungskategorie. Die höchsten flächenbezogenen Investitionen fallen in den städtischen Gemeinden an. Dies ist zum Teil dadurch zu begründen, dass hohe, diskrete Investitionen, wie etwa der Austausch eines Transformators, einen höheren Anteil pro Fläche haben. Zudem ist im urbanen Gebiet Leitungsbau teurer.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass unter den gegebenen Untersuchungsannahmen in städtischen NS-Netzen kaum Ausbaubedarf ermittelt werden konnte (vgl. Tabelle C.9.1). Der Zubau erneuerbarer Energien in den einzelnen städtischen Netzen ist zwar im Vergleich zu den ländlichen Netzen durchschnittlich höher, allerdings sind typische Leitungslängen in städtischen Netzen eher kürzer und in ihrer Struktur an die Versorgung einer höheren Lastdichte angepasst. Die Netzbelastung im Rückspeisefall kann die Belastung im (bisherigen) Starklastfall in der Regel nicht übersteigen. Gleichzeitig wird angenommen, dass neue Stromanwendungen im ungesteuerten Betrieb die Spitzenlast der einzelnen Netze nicht beeinflussen. Daraus resultiert, dass die bereits heute vorhandene Netzkapazität in städtischen Regionen unter den getätigten Annahmen auch den Anforderungen der zukünftigen Basisuntersuchungsvariante entspricht. Eine alternative Untersuchung, in der neue Stromanwendungen im ungesteuerten Betrieb die Netzspitzenlast beeinflussen wurde in Unterkapitel 6.6 beschrieben und liefert die in Abschnitt 7.3.4 beschriebenen, abweichenden Netzausbaubedarfe.

7.2.3 Betriebsmittelmengen nach Spannungsebenen und Siedlungskategorien

In Tabelle C.9.1 im Anhang sind die Betriebsmittelmengen nach Spannungsebenen und Siedlungskategorien nach NEP 1, NEP 2 und ZSW aufgeführt.

Ländliche Regionen erfahren den größten Netzausbaubedarf. In städtischen Netzen fällt der geringste Netzausbaubedarf an.

Der Netzausbaubedarf fällt in beiden Stützjahren sowohl in den NEP-Szenarien als auch im ZSW-Szenario in allen Spannungsebenen zum größten Teil in ländlichen Gebieten an. An zweiter Stelle stehen halbstädtische Gebiete während in städtischen Gebieten nur ein geringer Netzausbaubedarf besteht. Dies ist durch den tendenziell höheren DEA-Zubau in Netzen mit einem hohen Anteil an ländlichen Gebieten begründet. Insbesondere die hohe regionalisierte Zubauleistung aus WEA in ländlichen NGK bedingt einen hohen Netzausbaubedarf in der HS- und MS-Ebene. Zusätzlich sind die Distanzen zwischen Netzknoten in ländlichen Gebieten deutlich größer als in halbstädtischen und städtischen Gebieten.

Der Anteil der Ausbaumaßnahmen an den Gesamtausbaubedarfen variiert in der HS-Ebene je nach Szenario und Stützjahr. Dies ist in Abbildung 7.5³ dargestellt. Die Erweiterung von Freileitungssystemen stellt in allen Fällen den kleinsten Anteil dar, da die meisten Trassen bereits mit zwei Systemen bestückt sind oder eine Erweiterung allein nicht ausreicht, um Überlastsituationen zu beheben. In den beiden NEP-Szenarien wird im Vergleich der Stützjahre 2020 zu 2030 der Anteil der günstigeren Maßnahmen zugunsten der kostenintensiveren Maßnahmen verdrängt. Der Ausbaubedarf in ZSW 2030 ist für die HS nicht quantifizierbar und daher in Abbildung 7.5 nicht dargestellt. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass zur Beherrschung der Versorgungsaufgabe in diesem Szenario der Ausbau der Trassen hauptsächlich durch Kabel erfolgt. Hier wird deutlich, dass die Aufnahmekapazität für DEA der HS-Netze insbesondere für Netze mit hohem

³ Aufgrund der hohen installierten Leistungen aus DEA im Szenario ZSW 2030 führen die definierten Standardnetzausbauvarianten zu keinen belastbaren Aussagen hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene. Deshalb werden diese Ergebnisse hier nicht präsentiert.

Anteil ländlicher Gebiete im Szenario ZSW 2030 weit überschritten wird. Ein Kabelausbau in einer solchen Intensität ist in der Realität jedoch impraktikabel. Insbesondere im größtenteils ländlichen Nordosten Baden-Württembergs würde bei Unterstellung des Szenarios ZSW 2030 unter den angenommenen Planungs- und Betriebsgrundsätzen somit kein Netzausbau, sondern ein Netzneubau erforderlich werden.



Abbildung 7.5 Verwendete HS-Ausbaumaßnahmen nach Szenarien und Stützjahren

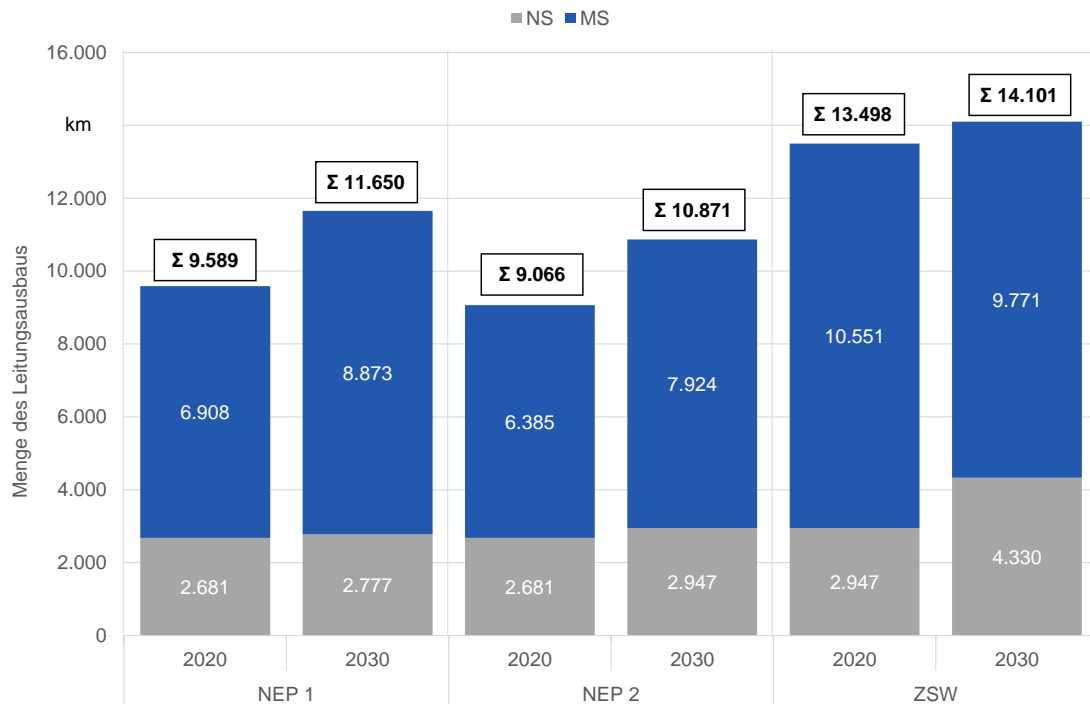
Eine Aufschlüsselung der für den Netzausbau verwendeten Betriebsmittel für die MS und NS auf die Szenarien und Stützjahre ist in Abbildung 7.6 aufgeführt. Eine genauere Darstellung unter Berücksichtigung der Siedlungsstrukturen kann in Abbildung C.9.2 oder Abbildung C.9.3 des Anhangs eingesehen werden.

Zunächst ist auffällig, dass ein Großteil des Leitungsausbaus mit 63,4 % (NEP 2 2030) bis 67,5 % (ZSW 2020) in der MS-Ebene anfällt (NS: 18,9 % (ZSW 2020) bis 27,5 % (NEP 2 2020); ohne ZSW 2030). Im Vergleich mit der bundesweiten Stromkreislänge des Jahres 2015 (MS: 28,1 %, NS: 64,6 % [32]) fällt auf, dass auf-

grund der zukünftigen Versorgungsaufgabe im Vergleich zum aktuellen Bestand ein überproportionaler Leitungsausbaubedarf im MS-Netz und ein unterproportionaler Bedarf im NS-Netz anfällt. Dies kann unter anderem mit den hier angewendeten Standard-Planungs- und Betriebsgrundsätzen (vgl. Abschnitt 4.3.2) argumentiert werden. Für spannungsbedingte Probleme wird eine Strangaufftrennung bei $2/3$ des kritischen Strangs durchgeführt. Hier treten in jeder Einzelmaßnahme große Leitungslängen auf. Zudem findet ein Großteil des regionalisierten Zubaus in der MS-Ebene statt.

In Abbildung 7.6 (b) ist bezüglich des notwendigen Transformatorzubaus zu erkennen, dass ein Großteil dessen in der MS/NS-Ebene stattfindet. Hier bietet sich Potenzial den ohnehin notwendigen, auslastungsbedingten Ausbau der Transformatorkapazität mit der erweiterten Spannungsregelfähigkeit eines rONT zu kombinieren.

(a) Verteilung des Leitungsausbaus auf die Spannungsebenen



(b) Verteilung des Transformatorausbaus auf die Spannungsebenen

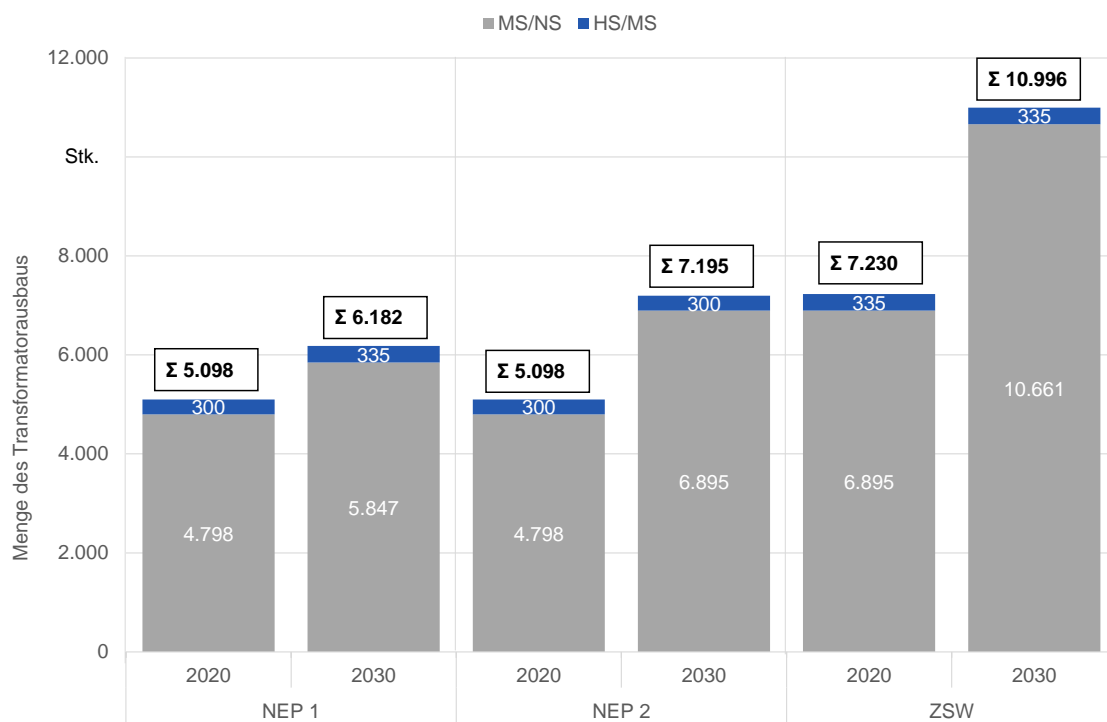


Abbildung 7.6 Verwendete Ausbaumaßnahmen in der MS- und NS-Ebene nach Szenarien, Stützjahren und Spannungsebenen

7.3 Vergleich und Bewertung des Netzausbaubedarfs aller Untersuchungsvarianten

Im diesem Unterkapitel werden die aus der Simulation resultierenden Investitionen in Netzausbaumaßnahmen für die verschiedenen Untersuchungsvarianten miteinander verglichen. Diese umfassen den Einsatz von rONT, den flächendeckende Einsatz von Spitzenkappung, den Einsatz von MS-Spannungsreglern, die Bereitstellung von Flexibilitäten sowie die Untersuchungsvariante Sektorenkopplung. Die einzelnen Untersuchungsvarianten werden hinsichtlich Ihrer Auswirkungen auf notwendige Netzinvestitionen bewertet. Zusätzlich findet jeweils ein weiterer Vergleich der nach Spannungsebenen und der nach Siedlungskategorien differenzierten Investitionen statt.

Der Einsatz von MS-Spannungsreglern führt unter den getroffenen Annahmen zu keiner Reduktion der Investitionen gegenüber der Basisuntersuchung.

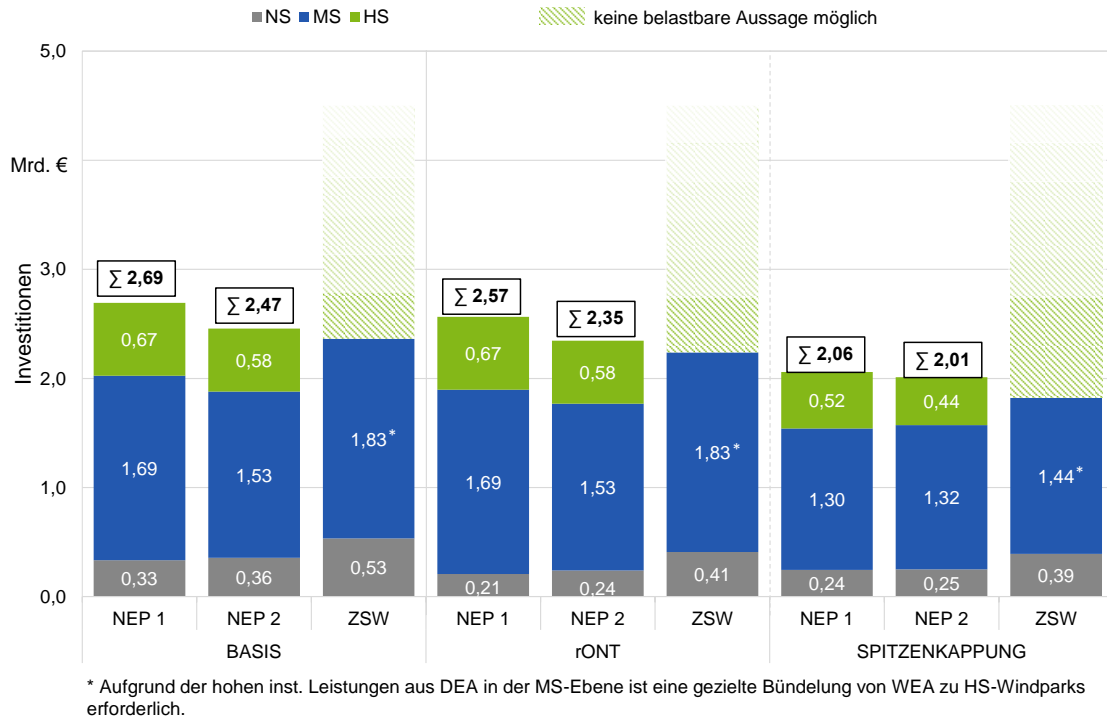
Der Einsatz von MS-Spannungsreglern führt in den in dieser Studie durchgeführten Untersuchungen zu keiner Reduktion des resultierenden Investitionsbedarfs gegenüber der Basisuntersuchung. Dies liegt zum einen an auftretenden thermischen Grenzwertverletzungen, die zusätzlichen konventionellen Netzausbau bedingen und zum anderen an der Nichtberücksichtigung des restriktiven 2 %- bzw. 3 %-Kriteriums (vgl. Abschnitt 4.2.3) in Kombination mit der Regelfähigkeit der HS/MS-Transformatoren, die den Nutzen des MS-Spannungsreglers einschränken. Insbesondere können die substituierten Investitionen in Kabel den zusätzlichen Investitionsbedarf für MS-Spannungsregler nicht rechtfertigen, sodass keine Optimierung gegenüber der Basisuntersuchung generiert werden kann. Entsprechend ist die Untersuchungsvariante MS-Spannungsregler in Abbildung 7.7 nicht weiter abgebildet. Für spezielle Netzkonfiguration könnte der Einsatz von MS-Spannungsreglern bei abweichenden Planungs- und Betriebsgrundsätzen (vgl. Kapitel 4) dennoch wirtschaftlich sein. Dies ist jeweils in der Individualplanung des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Der Bedarf an Investitionen für den Netzausbau in Baden-Württemberg für die Basisuntersuchung wie auch für die übrigen Untersuchungsvarianten, ist Abbildung 7.7 zu entnehmen. Dort

sind die entstehenden Investitionen bis 2030 beschrieben. Auffallend sind die Investitionen besonders in den ZSW-Szenarien, welche deutlich erkennbar, wie bereits in Unterkapitel 7.2 erläutert, in der MS und NS die Investitionen der Szenarien des NEP übersteigen. Bezüglich der Investitionen in der HS kann auch bei Berücksichtigung der verschiedenen Untersuchungsvarianten keine belastbare Aussage für das Szenario ZSW 2030 getroffen werden. Der kumulierte Investitionsbedarf der Spannungsebenen kann durch den Einsatz eines rONT gesenkt werden. Der Einsatz von Flexibilitäten, welche netzdienlich agieren, verringert den Investitionsbedarf im Vergleich zu der Basisuntersuchung nur in geringem Maße. Im Gegensatz dazu erfolgt bei der Berücksichtigung von Flexibilitäten, welche auf ein Marktgeschehen reagieren, ein deutlicherer Anstieg der anfallenden Investitionen für den Netzausbau. Besonders aber die Anwendung der Spitzenkappung ermöglicht eine Reduktion der Investitionen, ist jedoch mit entsprechenden Entschädigungszahlungen verbunden. Deutlich auffallend ist jedoch das Ergebnis im Szenario der Sektorenkopplung. Hier ist ein deutlicher Anstieg der Investitionen in den Netzausbau im Vergleich zur Basisvariante zu erkennen.

Die Ergebnisse lassen sich überdies Tabelle C.9.2 entnehmen. Netzverstärkungsmaßnahmen sowie die damit einhergehenden Investitionen für die verschiedenen Szenarien und Spannungsebenen sind dort aufgelistet. Es ist deutlich zu erkennen, dass besonders in der NS-Ebene Unterschiede zu verzeichnen sind. Signifikante Abweichungen entstehen dort durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators. So reduziert sich der Leitungsausbau um bis zu 2.900 km im Vergleich zur Basisvariante im ZSW Szenario.

(a) Vergleich der technologischen Untersuchungsvarianten



(b) Vergleich der Untersuchungsvarianten „Flexibilitäten“ und „Sektorenkopplung“

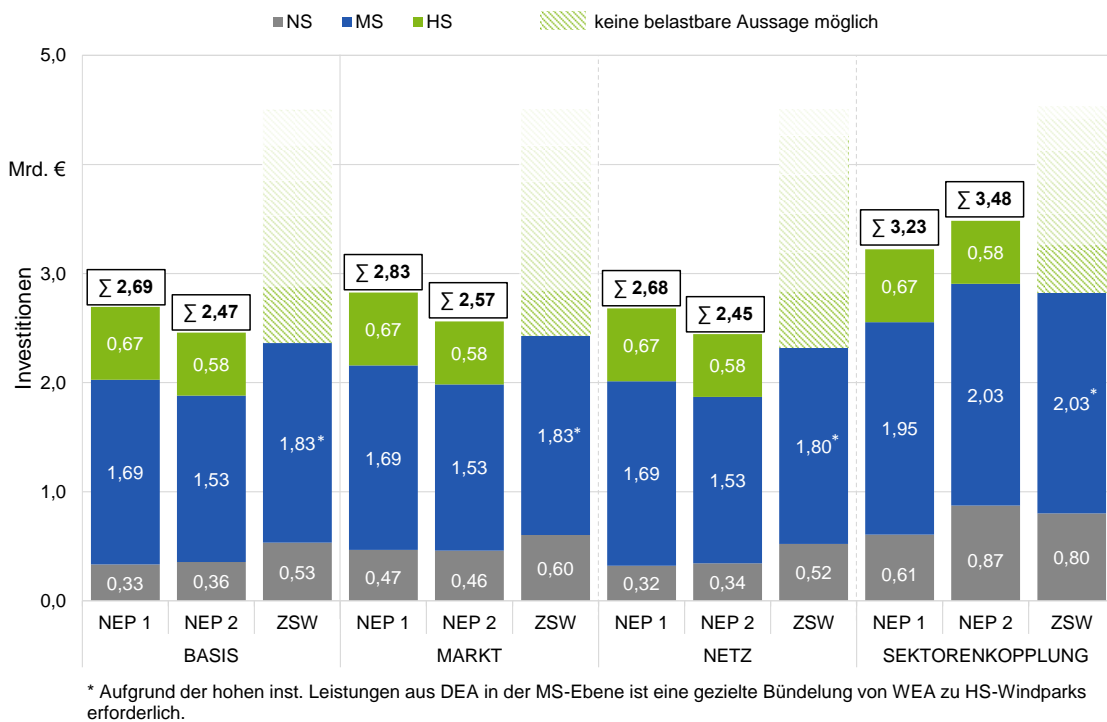


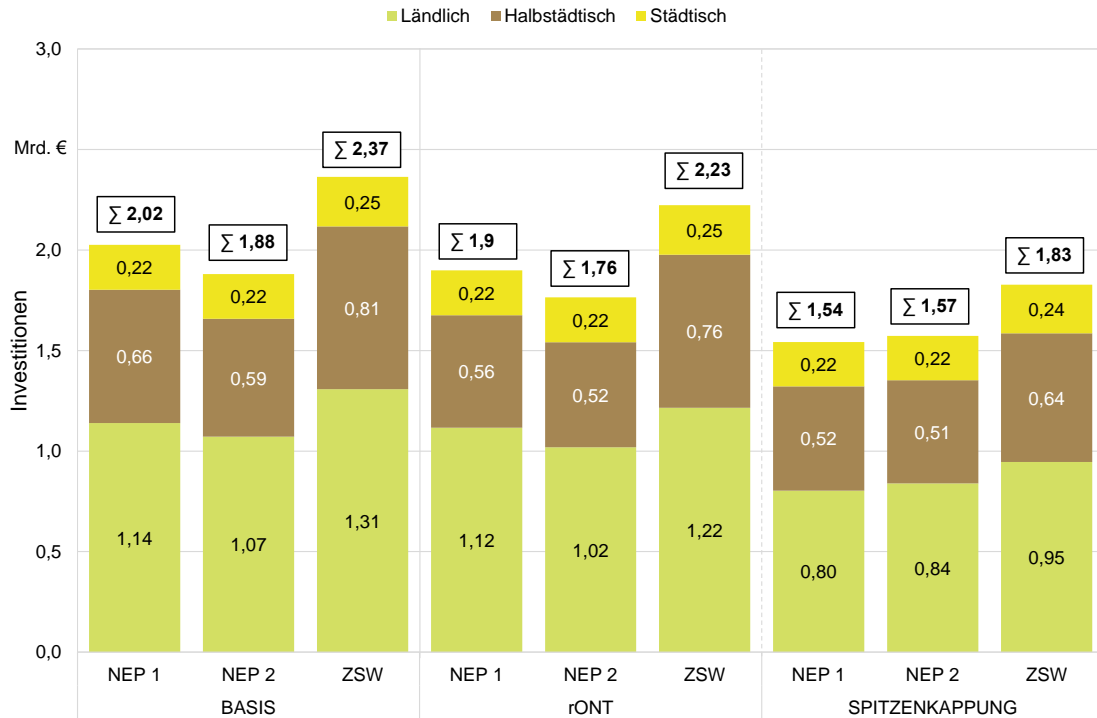
Abbildung 7.7 Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen von 2015 bis 2030 aufgeteilt nach Spannungsebene für verschiedene Varianten

Die dadurch entfallenden Investitionen sind deutlich größer als die durch die zusätzlich gebauten Transformatoren entstehenden Investitionen, sodass etwa 141 Mio. € in dem Vergleich zur Basisuntersuchung eingespart werden können. Bei einem direkten Vergleich der Gesamtinvestitionen in den verschiedenen Untersuchungsvarianten fällt auf, dass die größte negative Abweichung von der Basisvariante und somit die stärkste Reduktion von erforderlichen Investitionen bei der Anwendung von Spitzenkappung ermöglicht wird. Diese müssen jedoch noch um die im Betrieb tatsächlich anfallenden Entschädigungszahlungen für Einspeisemaßnahmen korrigiert werden. Werden Flexibilitäten marktdienlich bereitgestellt und abgerufen bedeutet dies, dass ein zusätzlicher Netzausbau in der NS und MS notwendig ist, um auf den Markt zu reagieren und somit zusätzliche Investitionen getätigt werden müssen.

Die besonders hohen Investitionen in der MS-Ebene sind durch die in dieser Studie angenommenen Planungs- und Betriebsgrundsätze begründet. Demnach ist der Netzausbaubedarf zum jetzigen Zeitpunkt in der MS in einigen Netzen der Datengrundlage bereits sehr groß, was sich auf die Hochrechnung auswirkt. Dass besonders in ländlichen und halbstädtischen Gemeinden ein Netzausbaubedarf besteht, kann Abbildung 7.8 entnommen werden. Dort sind die resultierenden Investitionen der Netzverstärkung für die NS- und MS-Ebene nach Siedlungskategorien gegliedert.

Auffällig ist, dass in den städtischen Gemeinden der Investitionsbedarf nur geringfügig durch die verschiedenen Untersuchungsvarianten gesenkt werden kann. Dies gilt sowohl für den Einsatz von rONTs als auch für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten. Die größten Einsparungen, besonders in ländlichen Gebieten, kann durch den Einsatz von Spitzenkappung ermöglicht werden. Die Betrachtung der Sektorenkopplung führt hingegen in allen Siedlungskategorien zu der stärksten Steigerung der erforderlichen Investitionen, wenngleich dies insbesondere städtische und halbstädtische Gemeinden betrifft. Eine Steigerung der Investitionen ist darüber hinaus im Falle von Flexibilitäten, welche marktdienlich agieren zu verzeichnen. Dies betrifft vornehmlich Gemeinden mit einer ländlichen und halbstädtischen Struktur.

(a) Vergleich der technologischen Untersuchungsvarianten



(b) Vergleich der Untersuchungsvarianten „Flexibilitäten“ und „Sektorenkopplung“

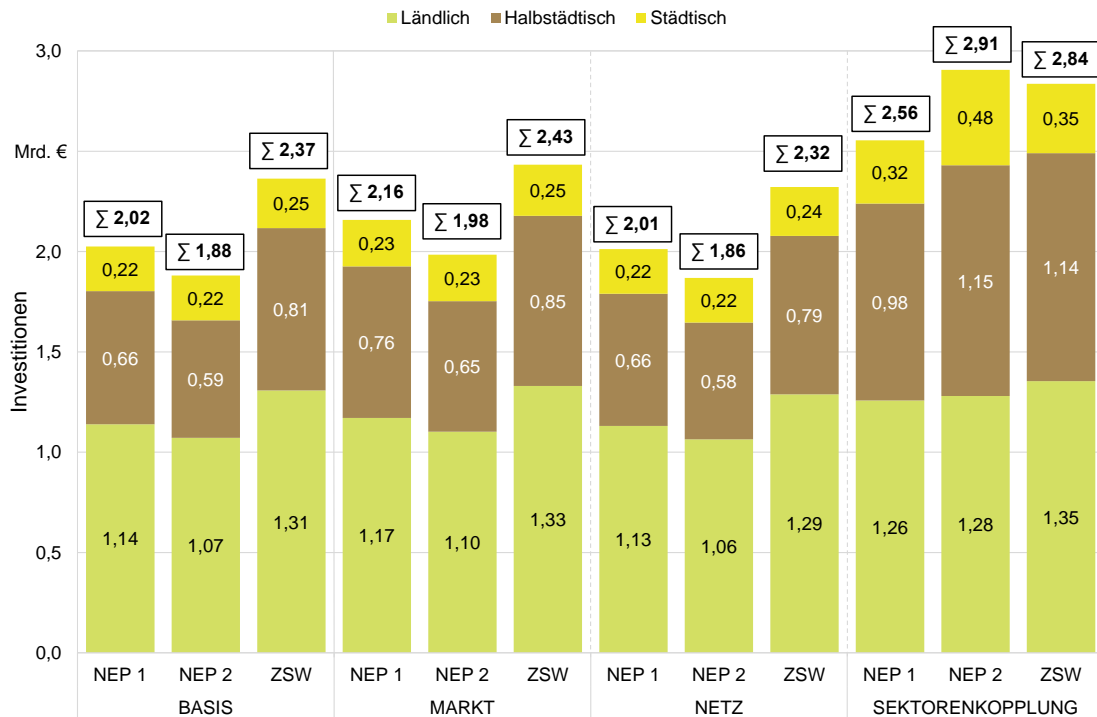
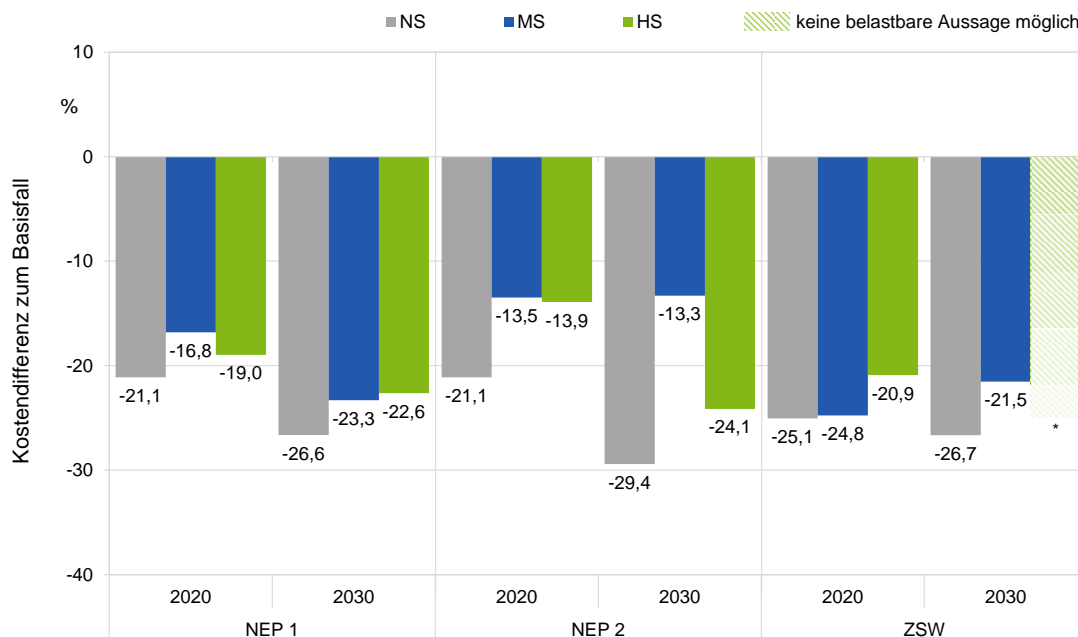


Abbildung 7.8 Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen von 2015 bis 2030 aufgeteilt nach Netzgebietsklasse für verschiedene Varianten bezogen auf die NS und MS Ebene

7.3.1 Einsatz von Spitzenkappung

Wie zuvor erläutert, bietet die Spitzenkappung ein großes Potenzial zur Minimierung der notwendigen Investitionen in allen Spannungsebenen und NGK. Durch Reduktion der Einspeiseleistung entsprechend einer Ertragsreduktion von 3 % der Jahresenergie pro WEA und PVA, fällt die Rückspeisung der Anlagen deutlich geringer aus. Folglich reduziert sich die Belastung im Netz im Vergleich zur Basisuntersuchung. Besonders große Ersparnisse können in der HS-Ebene gewonnen werden. In dem Szenario NEP 1 für das Jahr 2030 können kumuliert in allen Spannungsebenen Investitionen i. H. v. 635 Mio. € vermieden werden. Dies entspricht einer Reduktion um 23,56 %. Besonders in der NS werden zum Beispiel bis 2030 die erforderlichen Investitionen um 26,6 % (NEP 1), 29,4 % (NEP 2) und 26,7 % (ZSW) verringert. Eine vollständige Übersicht der Einsparpotenziale aller Szenarien durch den flächendeckenden Einsatz der Spitzenkappung ist in Abbildung 7.9 gegeben.



* Aufgrund der hohen inst. Leistungen aus DEA führen die definierten Standardnetzausbauvarianten zu keinen belastbaren Aussagen hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene. Lösungen können Netzneubaumaßnahmen, die Bündelung von Anlagen zu Parks mit Anschluss in der HöS-Ebene oder neue 380/110-kV-Stützpunkte sein.

Abbildung 7.9 Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen je Spannungsebene im Fall von Spitzenkappung zur Basisuntersuchung

Den ermittelten Einsparpotenzialen stehen dabei verschiedene (nicht in Abbildung 7.9 quantifizierte) Aufwendungen gegenüber. Diese umfassen insbesondere Kompensationszahlungen für betriebliche Einspeisemanagementmaßnahmen im Sinne der §§ 14 und 15 EEG, Opportunitätskosten für die potenzielle Ersatzbeschaffung der tatsächlich im Betrieb abgeregelten Energie (vgl. [2]), anteilige Investitions- und Betriebskosten zur informationstechnischen Erschließung der DEA und Anbindung dieser in die Netzleittechnik, sowie der ggf. erhöhte betriebliche Aufwand (Vgl. Unterkapitel 7.4.).

Die Anwendung von Spitzenkappung bewirkt bei nur geringen Energieverlusten eine deutliche Reduktion des Investitionsbedarfs.

In dieser Studie wurde der flächendeckende Einsatz eines pauschalen Spitzenkappungskonzeptes unterstellt. Der Gesetzgeber macht jedoch keine Vorgaben für die konkrete Umsetzung der Spitzenkappung, sodass auch dynamische Konzepte denkbar wären. Dynamische Konzepte sind deutlich komplexer in ihrer Umsetzung für den VNB, schöpfen das Potenzial der Spitzenkappung jedoch noch weiter aus, wodurch weitere Einsparmaßnahmen realisiert werden könnten. Dieses geht jedoch zu Lasten der Betriebsreserve und führt zu höheren Betriebskosten. Zum aktuellen Zeitpunkt ist nicht abzusehen ob und in welchem Umfang sich verschiedene Konzepte zur Spitzenkappung etablieren werden. Die hier ermittelten Einsparpotenziale in notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen durch den flächendeckenden Einsatz der Spitzenkappung in ganz Baden-Württemberg sind daher als konservativ zu interpretieren.

7.3.2 Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Die Analyse des Betriebsverhaltens von Flexibilitätsoptionen umfasst drei unterschiedliche Betriebsweisen. Während in der Basisuntersuchung ein ungesteuerter Betrieb zugrunde gelegt wird, werden in zwei zusätzlichen Varianten ein markt- und ein netzorientierter Flexibilitätseinsatz untersucht.

In der HS-Ebene und MS-Ebene ergeben sich in beiden Varianten und für alle untersuchten Szenarien lediglich geringe bis keine Unterschiede zum Basisszenario, während für die NS im marktorientierten Betriebsfall ein deutlicher Einfluss auf die erforderlichen Investitionen für den Netzausbau zu erkennen ist. Dies ist grafisch in Abbildung 7.10 dargestellt.

Dies kann durch zwei wesentliche Faktoren erklärt werden. Einerseits ist die Summe der installierten DEA-Leistung an HS- und MS-Knoten deutlich größer als die Summe installierter Flexibilitätsoptionen. Der Flexibilitätseinsatz hat somit unabhängig vom Betriebszenario nur einen geringen Einfluss auf die Leistungsbilanz des Gesamtnetzes. Andererseits ist die Lastvariation durch Flexibilitäten in der HS- und MS-Ebene deutlich weniger punktuell als in der NS. So kann der Anschluss eines einzelnen Elektrofahrzeugs für ein NS-Netz eine große Veränderung der Lastsituation bedeuten. Bei marktorientiertem Einsatz erfahren somit einzelne Leitungen eine stark erhöhte, punktuelle Belastung, während die Belastung für den Großteil der übrigen Leitungen weitgehend unverändert bleibt. In der HS- und MS-Ebene sind die EV hingegen vergleichsweise homogen im Netz verteilt und verursachen somit keine punktuellen Netzüberlastungen.

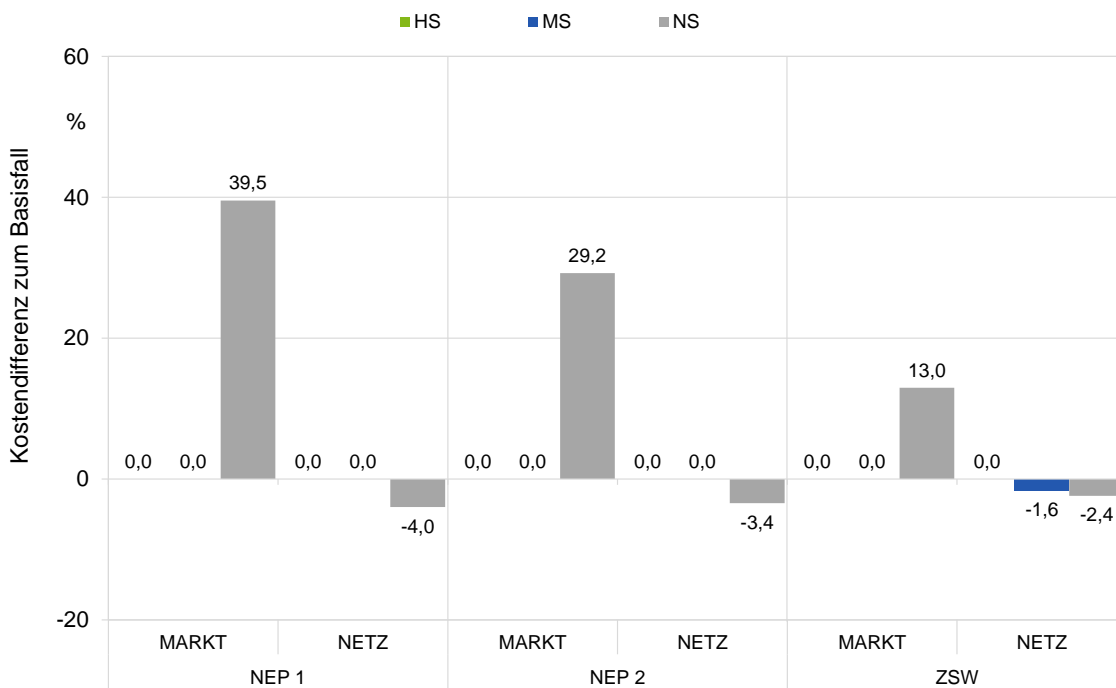


Abbildung 7.10

Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen je Spannungsebene zwischen Flexibilitätsvarianten und Basisuntersuchung

Der Einsatz von Flexibilitäten im netzdienlichen Betrieb kann zu einer geringen Reduktion der Netzbelastungen führen.

Jedoch ergeben sich in der NS große Unterschiede zwischen dem markt- und dem netzorientierten Flexibilitätseinsatz. Die im marktorientierten Betrieb auftretende, hohe Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen werden im netzorientierten Betrieb gezielt vermieden. Zugleich können die Flexibilitätsoptionen dazu genutzt werden,

Netzbelastungen durch eine zunehmende dezentrale Einspeisung zu kompensieren. Dieser Effekt ist jedoch vergleichsweise gering, sodass je nach Szenario zwischen ca. 2 % und 4 % der erforderlichen Investitionen in der NS-Ebene vermieden werden können.

Auch zwischen den Untersuchungsvarianten ergeben sich, insbesondere in der NS-Ebene Unterschiede in den Berechnungsergebnissen. Dabei wird in den NEP-basierten Szenarien eine höhere relative Differenz hinsichtlich der Investitionen erzielt als im ZSW-Szenario. Dies liegt darin begründet, dass die absoluten, vorrangig einspeisegetriebenen Investitionen im ZSW-Szenario deutlich höher sind und die Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen somit einen relativ geringeren Einfluss auf die Gesamtinvestitionen ausübt.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen im marktdienlichen Betrieb führt zu einer deutlichen Erhöhung der erforderlichen Investitionen für den Netzausbau.

Ein rein marktorientierter Flexibilitätseinsatz kann folglich zu deutlich erhöhten Investitionen in der NS-Ebene und zu geringfügigen Mehrinvestitionen in der MS-Ebene führen. Durch einen gezielt netzorientierten Betrieb können die zumeist einspeisungsgetriebenen Investitionen für den Netzausbau jedoch nur unwesentlich reduziert werden.

Aufgrund der gewählten Szenarien, in denen die Annahme einer zukünftig konstanten Last zugrunde gelegt wird, kann jedoch keine Aussage darüber getroffen werden, inwiefern ein gezielt netzorientierter Betrieb die Integration zusätzlicher Stromanwendungen (bspw. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) in die unteren Spannungsebenen erleichtert. Die Berechnungsergebnisse zeigen jedoch, dass der gezielte Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur Kompensation einer zunehmenden dezentralen Einspeisung nur geringes technisches Potenzial aufweist. Der in vielen Netzen auslegungsrelevante Nutzungsfall der Rückspeisung kann durch Flexibilitätsoptionen aufgrund der Jahres- und Tageszeit des Auftretens nur geringfügig reduziert werden (vgl. Abschnitt 6.3.2).

Im ungestörten Betriebsfall ergibt sich durch den Flexibilitätseinsatz durch den VNB somit nur ein geringes Potenzial zur Reduktion der erforderlichen Investitionen, während eine netzbetreiberseitige Einschränkung der Marktaktivität von Flexibilitätsoptionen zu hohen Einsparungen in der NS-Ebene führen kann.

7.3.3 Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren

Unter Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators können die Kosten in der NS gesenkt werden.

Da der rONT nur in der NS-Ebene seinen Einsatz findet, gibt es in der MS- wie auch HS-Ebene keine Minderung des Investitionsbedarfs. In der NS-Ebene kann unter Berücksichtigung der Anschaffungsinvestitionen eine Senkung der insgesamt notwendigen Investitionen durchschnittlich über alle Szenarien um 126 Mio. € hervorgerufen werden. Abbildung 7.11 zeigt die prozentuale Differenz der zu tätigenen Investitionen bezogen auf das Basisszenario für die NS. Durch den Gebrauch eines größeren Spannungsbandes können spannungsbedingte Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. Dies bedeutet, dass die durch die Verlegung weiterer Kabel ersparten Investitionen die Ausgaben für die Anschaffung eines rONT übersteigen. In dem ZSW-Szenario können für das Jahr 2030 durch den Einsatz eines rONT 2900 km Leitungen gespart werden. 319 regelbare Ortsnetztransformatoren werden hier ausschließlich aufgrund von Spannungsbandverletzungen eingesetzt. Transformatoren, die ohnehin ein Spannungsproblem aufweisen und auch in der Basisuntersuchung um einen Transformator ergänzt werden, werden ebenfalls ausgetauscht und durch einen rONT ersetzt (siehe Tabelle C.9.2). Dennoch werden ca. 24 % der erforderlichen Investitionen in der NS (ZSW) gespart. Die Einsparungen fallen dabei ausschließlich in ländlichen und halbstädtischen Gebieten an. In den städtischen Gemeinden kann eine Reduzierung der notwendigen Investitionen nicht erfolgen. Die Reduktionen der erforderlichen Investitionen durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren konnte in 5 % bis 11 % der NS-Netze realisiert werden. Die einzusparenden Investitionen sind in der NS sehr groß, jedoch ist der Anteil der entstehenden Investitionen aus der NS an den Gesamtinvestitionen sehr gering, sodass, bezogen auf das gesamte Investitionsvolumen, durch den Einsatz eines rONT nur eine Reduzierung der Investitionen um 2 % bis 7 % ermöglicht wird.

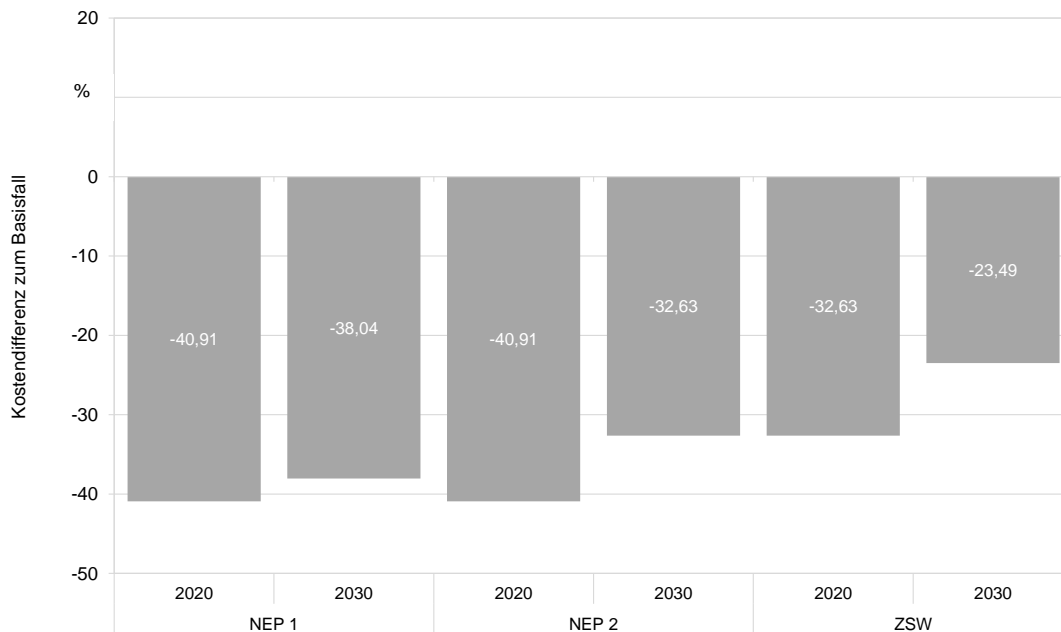


Abbildung 7.11 Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen in der NS bei dem Einsatz eines rONT

7.3.4 Lastanstieg durch Sektorenkopplung

In dieser Untersuchungsvariante wird die Annahme einer konstanten Spitzenlast in den analysierten Netzen verworfen und eine zusätzliche auftretende Last durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zeitgleich zur bisherigen Spitzenlast unterstellt. Diese zusätzliche Last beeinflusst insbesondere das Investitionsaufkommen in der NS-Ebene, da dort der Anteil der Last durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen an der sich einstellenden Spitzenlast relativ groß ist. Zudem sind in einem Niederspannungsnetz vergleichsweise wenige Einheiten vorhanden, weshalb mit einer hohen Gleichzeitigkeit gerechnet werden muss. In höheren Spannungsebenen wird der Anteil der zusätzlichen Last an der bisherigen Spitzenlast immer geringer, sodass für die MS-Ebene bereits ein deutlich geringerer Anstieg der notwendigen Investitionen durch die zusätzliche Last beobachtet werden kann. Dieser Effekt wird zusätzlich durch die sinkende Gleichzeitigkeit der Last von Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bei höheren Durchdringungsgraden verstärkt. Die Ermittlung des Investitionsbedarfs in der HS-Ebene erfolgt nicht in dieser Untersuchungsvariante (vgl. Unterkapitel 6.6).

Investitionen nach Spannungsebenen

Die Berücksichtigung zusätzlicher Lasten in der Niederspannung bewirkt eine massive Erhöhung der Netzausbaukosten in der Niederspannung und eine geringe bis moderate Kostensteigerung in der Mittelspannung. In den Niederspannungsnetzen werden zusätzliche Investitionen in Höhe von ca. 60 Mio. € bis 270 Mio. € bzw. 270 Mio. € bis 520 Mio. € bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 induziert. Auch in den Mittelspannungsnetzen bedingt der Lastanstieg zusätzliche Investitionen in Höhe von ca. 50 Mio. € bis 130 Mio. € bzw. 200 Mio. € bis 500 Mio. €. Eine detaillierte Darstellung der zusätzlichen Investitionen gegenüber der Basisuntersuchung ist für alle Szenarien in Abbildung 7.12 dargestellt.

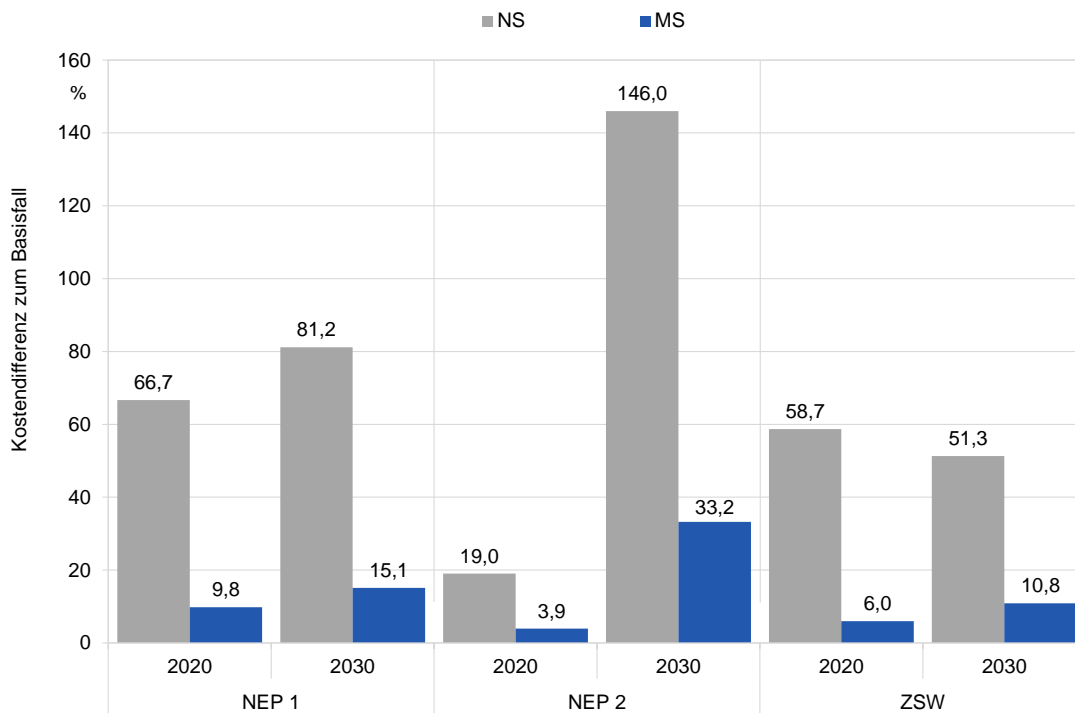


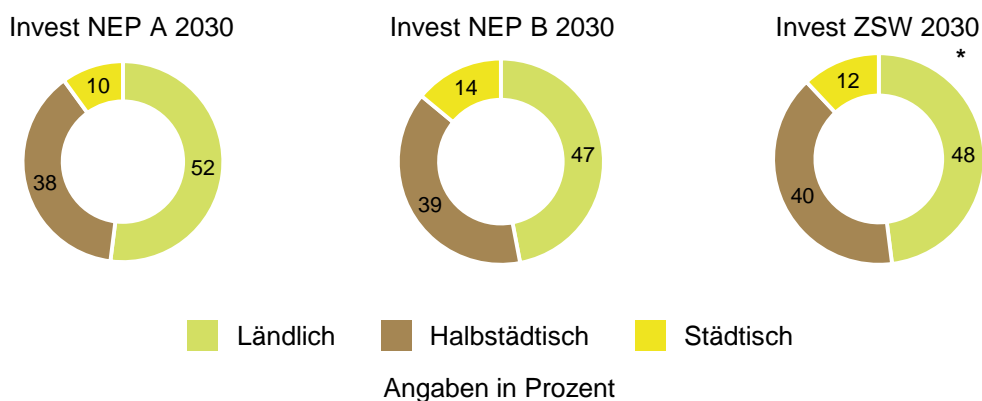
Abbildung 7.12: Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen je Spannungsebene zwischen der Untersuchungsvariante „Sektorenkopplung“ und Basisuntersuchung

Auffällig ist die hohe Schwankungsbreite der zusätzlichen Investitionen in den einzelnen Szenarien, insbesondere in den Niederspannungsnetzen. Ursache hierfür ist die unterschiedliche prognostizierte Zubauleistung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in den einzelnen Szenarien (vgl. Tabelle 2.1). Aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Last in der Netzplanung ist die Zubauleistung von Wärmepumpen der primäre Kostentreiber. Beispiels-

weise wird im Szenario NEP 1 eine kumulierte Zubauleistung aus Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen von ca. 3900 MW prognostiziert, wodurch sich die Investitionen im Vergleich zur Basisuntersuchung bis zum Jahr 2030 um 81% in der NS-Ebene und um 15% in der MS-Ebene erhöhen. Im Szenario NEP 2 beträgt die prognostizierte kumulierte Zubauleistung hingegen ca. 3400 MW, die Investitionen im Vergleich zur Basisuntersuchung bis zum Jahr 2030 erhöhen sich jedoch um 146% bzw. 33%. Trotz der geringeren kumulierten Zubauprognose werden im Szenario NEP 2 höhere Investitionen auf Grund des höheren Anteils an Wärmepumpen an der insgesamt durch die Netze aufzunehmende Zubauleistung induziert.

Investitionen nach Siedlungskategorien

Ein Großteil der zusätzlichen, lastbedingten Investitionen fällt auf die städtischen und halbstädtischen Siedlungskategorien. Wie in Abbildung 7.13 dargestellt, entfällt der Großteil der Netzverstärkungsmaßnahmen in dieser Untersuchungsvariante jedoch immer noch auf ländliche Gemeinden. Der Anteil der halbstädtischen und städtischen Gemeinden am Investitionsaufkommen steigt jedoch im Vergleich zur Basisuntersuchungsvariante deutlich an (vgl. Tabelle 2.1). Im Szenario NEP 2 fallen nun 14% (vorher 10%) der Investitionen in städtischen Gemeinden und 39% (vorher 32%) in halbstädtischen Gemeinden an.



* Aufgrund der hohen inst. Leistungen aus DEA führen die definierten Standardnetzausbauvarianten zu keinen belastbaren Aussagen hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus in der HS-Ebene. Dargestellt sind daher nur MS und NS. Lösungen können Netzneubaumaßnahmen, die Bündelung von Anlagen zu Parks mit Anschluss in der HöS-Ebene oder neue 380/110-kV-Stützpunkte sein.

Abbildung 7.13: Verteilung von Einwohnern, Fläche und Investitionen auf die Siedlungskategorien bei Sektorenkopplung

Eine vollständige tabellarische Übersicht der Betriebsmittelmengen und Investitionen nach Spannungsebene und Siedlungskategorien in dieser Untersuchungsvariante ist dem Anhang (Tabelle C2) zu entnehmen. Aufgrund der unterschiedlichen Annahmen zur Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen in der Netzplanung sind diese Ergebnisse jedoch nicht direkt mit den Ergebnissen der übrigen Untersuchungsvarianten (markt- und netzorientierter Betrieb von Flexibilitätsoptionen) vergleichbar. Zudem stellt der verwendete Netzplanungsansatz auf Basis von Gleichzeitigkeitsfunktionen nicht notwendigerweise einen effizienten Planungsansatz dar. Die ermittelten Netzausbaukosten können somit zukünftig durch die Anwendung effizienterer Netzplanungsansätze reduziert werden.

7.4 Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für den Einsatz von innovativen Betriebsmitteln, Spitzenkappung und Flexibilitätsoptionen

Der in den vorhergehenden Abschnitten beschriebene Ausbaubedarf betrifft ausschließlich die Investitionen in die Primärtechnik der Verteilnetz-Infrastruktur. Auf dieser Basis können Einsparpotentiale wie z.B. durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel oder den Einsatz von Spitzenkappung ermittelt werden. Für die Integration und Anwendung der beschriebenen Ansätze ist zum einen eine Vielzahl von Voraussetzungen zu erfüllen. Zum anderen sind Rahmenbedingungen zu beachten, die bei dem Vergleich der erforderlichen Investitionen in die Verteilnetze in dieser Studie nicht abgebildet werden. Zu den wesentlichen technischen Voraussetzungen, um die ausgewiesenen Einsparpotentiale zu nutzen, sind die folgenden Aspekte zu diskutieren:

- Steuerbarkeit von Anlagen/Messtechnik
- Einbindung in die Netzleittechnik
- Entwicklung und Anwendung von Regelungskonzepten

Sollen DEA oder Lasten gezielt zur Reduktion der Belastung in den Verteilnetzen eingesetzt werden, gilt es sicherzustellen, dass der Netzbetreiber die Möglichkeit zur Steuerbarkeit der Anlagen besitzt. Sofern keine pauschale Leistungsreduktion erfolgt, ist es daher erforderlich, dass DEA über eine entsprechende IKT-Anbindung verfügen. Gemäß den heute geltenden Richtlinien und rechtlichen Rahmenbedingungen ist eine entsprechende direkte Steuerungsmöglichkeit durch den Netzbetreiber zumindest für DEA in der NS-Ebene jedoch nicht gegeben. Anlagen mit einer

installierten Leistung von höchstens 30 kW haben gemäß EEG⁴ zunächst die Wahlmöglichkeit zwischen der Installation einer Fernwirkeinrichtung oder einer generellen Abregelung auf 70 % der installierten Leistung. Somit ist nicht gewährleistet, dass alle kleineren DEA in eine gezielte Abregelung einbezogen werden können. Bei DEA mit einem Netzverknüpfungspunkt in der HS- und MS-Ebene kann hingegen bereits nach heute geltenden Richtlinien eine entsprechende Fernwirkanlage gefordert werden. Eine derartige Regelung für den Einsatz von Flexibilitäten existiert derzeit nicht. Dies ist jedoch erforderlich, sofern der Einsatz von Flexibilitätsoptionen netzdienlich eingesetzt werden soll. In diesem Zusammenhang sind auch rechtliche Rahmenbedingung und der Datenschutz z.B. für den Zugriff auf Smart-Meter-Daten zu berücksichtigen.

Auch für den Einsatz von innovativen Betriebsmitteln gilt es die erforderlichen IKT-Vorraussetzungen zu beachten. So ist z.B. eine hohe messtechnische Erfassung des Netzzustandes in der NS-Ebene keine gängige Praxis, da dies durch die klassische Versorgungsaufgabe von Lasten in der NS-Ebene häufig nicht erforderlich war. Der Einsatz eines rONT macht es jedoch ggf. erforderlich, dass eine entsprechende messtechnische Erfassung zur Verfügung steht. Deren Umfang und konkrete Umsetzung ist jedoch auch von der Wahl der Regelungsstrategie abhängig und ist im Einzelfall zu prüfen.

Neben der Steuerbarkeit und der messtechnischen Erfassung ist auch die Einbindung in die Netzleittechnik zu beachten. Da die Einbindung von der bereits heute bestehenden Netzleittechnik und auch von der Größe des Netzgebietes abhängig ist, kann keine pauschale Aussage über den entstehenden Aufwand getroffen werden. Insbesondere ein flächendeckender Einsatz einer Technologie oder die Einbindung einer Vielzahl von DEA kann hierbei jedoch erhebliche Investitionen hervorrufen. Zudem ist hier der betriebliche Aufwand ein deutlich größerer und ist ebenfalls zu berücksichtigen. Dies gilt auch für die Beobachtbarkeit des Verteil-

⁴§ 6 EEG; Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S.2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S.1754) geändert worden ist

netzes an sich. So sind ggf. auftretende Netzengpässe oder Spannungsgrenzwertverletzungen frühzeitig zu identifizieren, um im Betrieb des Netzes darauf reagieren zu können. Eine Möglichkeit bietet hier z.B. die diskutierte Netzzustandsschätzung im Verteilnetz, welche ebenfalls mit einem zusätzlichen Aufwand für die VNB verbunden ist.

Darüber hinaus gilt es bei allen innovativen Technologien und Ansätzen zunächst geeignete Regelungskonzepte für den konkreten Anwendungsfall zu entwickeln und dann in die Praxis zu überführen. So kann in der statischen Betrachtung der netzauslegungsrelevanten Netznutzungsfälle zwar ein Einsparpotential bei der Anwendung bestimmter Technologien ermittelt werden, die Bewertung einer konkreten technischen Umsetzung ist hiermit jedoch nicht verbunden.

Neben den technischen Voraussetzungen gilt es auch die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von innovativen Betriebsmitteln, von Spitzenkappung und dem Nutzen von Flexibilitätsoptionen zu beachten, welcher jedoch nicht Bestandteil dieser Studie ist. So gilt es zu prüfen, inwieweit die heutigen Rahmenbedingungen dazu geeignet sind, um Investitionen in die genannten Ansätze zu ermöglichen. Eine zentrale Fragestellung ist hierbei, inwieweit sich ein erhöhter betrieblicher Aufwand gegenüber Erweiterungsinvestitionen für den Netzausbau in der Regulierung abbilden lässt.

8 Ableitung von Handlungsempfehlungen

Im Rahmen der Studie wurden durch die regionalisierte Zubauprognose von DEA für das Versorgungsgebiet Baden-Württemberg die Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen für die Stützjahre 2020 und 2030 ermittelt. Hierbei wurden verschiedene Entwicklungsszenarien definiert sowie der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln, die Berücksichtigung von Flexibilitäten und die Betrachtung von einer Spitzenkapung dezentraler Erzeugungsanlagen untersucht.

Um den Netzausbaubedarf in der HS-Ebene bei einer hohen Einspeisung aus DEA zu minimieren, ist eine Ausnutzung vorhandener Netzstrukturen durch eine kombinierte Betrachtung der HöS- und HS-Ebene sinnvoll.

Die Investitionen für den HS-Netzausbau in der Basisuntersuchung des ZSW-Szenarios für das Jahr 2030 können nicht belastbar quantifiziert werden. Grund hierfür ist die massive Überlastung des HS-Netzes aufgrund der hohen installierten DEA- und insbesondere WEA-Leistung im ländlichen Bereich. Dies bedingt nach den definierten Ausbaumaßnahmen den intensiven Einsatz von Erdverkabelung. Hierbei ist sowohl die Länge der erforderlichen Kabel als auch deren erforderliche Anzahl zur Gewährleistung des (n-1)-Kriteriums ausschlaggebend. Da in vielen Fällen durch die Anwendung der definierten Planungs- und Betriebsgrundsätze weniger ein Netzausbau, sondern vielmehr ein Netzneubau erfolgt, fallen die Investitionen unrealistisch hoch aus. Unter diesen Umständen besteht eine Alternative in der Planung neuer HS/HöS-Stützpunkte. Auf diese Weise kann ein Teil des HS-Netzausbaubedarfs in die HöS verlagert werden. Es wird erwartet, dass dies eine volkswirtschaftlich lukrative Ausbauoption darstellt. Die wirtschaftliche Effizienz kann allerdings nur durch eine kombi-

nierte Planung der HöS- und HS-Ebene analysiert werden, die nicht Teil dieser Studie ist.

In der Realität finden bei der Netzausbauplanung bereits Abstimmungen zwischen VNB und ÜNB statt. Die Ergebnisse dieser Studie machen deutlich, dass insbesondere zur Integration großer Mengen DEA ins HS-Netz dringend Synergien zwischen den Betreibern genutzt werden sollten. Dies sollte auch von regulatorischer Seite so unterstützt werden, dass Ausbaumaßnahmen mit dem größten volkswirtschaftlichen Nutzen begünstigt werden.

Die spannungsebenenübergreifende Planung der Verteilnetze sorgt für eine bedarfsgerechte Ausnutzung der Netzkapazität und damit für eine Reduktion des Netzausbaubedarfs.

In dieser Studie konnte gezeigt werden, dass bereits die kombinierte Betrachtung von Netz- und Umspannebene zu einer verbesserten und bedarfsgerechten Ausnutzung des Spannungsbandes führt (vgl. Abschnitt 4.2.2). Perspektivisch ist eine vollständige spannungsebenenübergreifende Betrachtung des Planungsprozesses wünschenswert, weil

- bereits bestehende Kapazitäten in den anderen Netzebenen zur Lösung von auftretenden Problemen genutzt werden können,
- Lösungsalternativen an Wert gewinnen, die isoliert betrachtet unwirtschaftlich sind, aber zusätzlich Probleme auf anderen Ebenen lösen sowie
- bislang eher vermiedene Alternativen (wie die Verlagerung des Anschlusses von Erzeugungsanlagen in höhere Spannungsebenen) attraktiv werden.

Ein Beispiel hierfür sind die Ergebnisse aus Abschnitt 7.2.3 in Verbindung mit Abschnitt 7.3.3. Durch spannungsbedingten konventionellen Netzausbau entstehen hohe Investitionen. Durch die Ausführung aller MS/NS-Transformatoren als rONT, könnte das vollständige Spannungsband bereits in der MS-Netzebene ausgenutzt werden. Hier ist im Einzelfall zu prüfen, ob ein umfangreicher Ausbau des MS-Netzes nicht den flächendeckenden Einsatz von rONT rechtfertigt.

Allgemein muss beachtet werden, dass mit der verbesserten Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten in der Planungsphase auch die im Netzbetrieb zur Verfügung stehende Reserve reduziert wird.

Darüber hinaus gilt es zu berücksichtigen, dass eine spannungsebenenübergreifende Planung ggf. auch eine konzessionsübergreifende Betrachtung erforderlich macht. Daher sind neben der rein technischen Fragestellung auch rechtliche bzw. regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten.

Die Verlagerung des Netzanschlusspunktes gebündelter DEA von der MS- in die HS-Ebene bewirkt in Summe eine Verringerung des Netzausbaubedarfs.

In der Regel erfolgen Anschlussersuchen von WEA in höheren Spannungsebenen gebündelt als Windparks mit einer punktuell hohen Einspeisung, die einen hohen Netzausbau und damit hohe Investitionen verursachen können. Übliche Anschlussleistungen in der Mittelspannungsebene sehen i.d.R. keinen gebündelten Anschluss der WEA vor, sodass oft punktueller Netzausbau und entsprechend vergleichsweise geringe Investitionen ausreichend für die Integration der WEA sind. Bei sehr hohen Zubauprognosen von WEA wie im Szenario ZSW 2030, führt die konsequente Zuteilung von Zubauleistungen zur entsprechenden Spannungsebene anhand der heutigen Verteilung, zu einer vielfach höheren, als der heute üblichen, Anschlussleistung in der MS-Ebene und induziert einen hohen Netzausbaubedarf. Aus diesem Grund wird die Verlagerung der WEA aus der MS-Ebene an einen (gesammelten) Netzanschlusspunkt in der HS-Ebene als optionale Ergänzung der PuB im Rahmen dieser Studie angewendet. Damit erfolgt die Zuteilung der installierten Leistung nicht nur anhand der Verteilung des Status Quo, sondern berücksichtigt typische Anschlussleistungen in der jeweiligen Spannungsebene. Es zeigt sich, dass dies eine starke Reduktion des Netzausbaus in der MS-Ebene zur Folge hat. Da die HS-Ebene in jedem Fall für diese Leistung ausgebaut werden muss, fallen hier keine zusätzlichen Investitionen an.

Bereits heute ist in den regulatorischen Rahmenbedingungen vorgesehen, dass der Netzverknüpfungspunkt unter dem Gesichtspunkt der Gesamtwirtschaftlichkeit gewählt werden muss. Der gesammelte Anschluss mehrerer Anschlussbegehren in der höheren Ebene kann erheblichen Netzausbau einsparen. In der Praxis ergeben sich bei der Argumentation dieses Sachverhalts für die ein-

zelenen Vorhaben allerdings Probleme, weil diese u.U. zeitlich versetzten Anschlussbegehren individuell zu prüfen sind. Hier sollte eine Lösung geschaffen werden, wie die Gesamtwirtschaftlichkeit über mehrere Vorhaben abgebildet werden kann. Denkbar wäre etwa dem Netzbetreiber die Möglichkeit zu geben, alle Anschlussbegehren bis zu einem bestimmten Stichtag gebündelt bewerten zu können.

Ähnliche Einsparpotenziale könnten auch für die Verlagerung der Anschlusspunkte aus dem HS- in das HöS-Netz möglich sein. Insbesondere hierbei ist gesondert zu untersuchen, inwiefern die höheren Anschlusskosten im derzeitigen Verantwortungsbereich der Anlagen die Einspareffekte im Netzausbau aufwiegen.

Um den hohen prognostizierten Zubau von Windenergie im Nordosten des Landes Baden-Württemberg in das Netz integrieren zu können, ist eine umfassende und detaillierte Analyse von Potenzialflächen und Netzkapazität durchzuführen.

Die Analysen der Verteilnetze in Baden-Württemberg zeigen, dass insbesondere der hohe Zubau von WEA in den potenzialreichen Gebieten im Nordosten des Bundeslandes einen wesentlichen Beitrag zu den erforderlichen Investitionen liefert. Neben der Möglichkeit einer spannungsebenenübergreifenden Netzausbauplanung sollten auch die zur Verfügung stehenden Potenzialflächen mit in die Betrachtung einbezogen werden. Ein koordiniertes, gemeinsames Vorgehen von Planungsbehörden und Netzbetreibern kann an dieser Stelle den Netzausbaubedarf reduzieren, sofern die optimalen Übereinstimmungen zwischen geographischen und netztechnischen Potenzialen bestimmt und im Anschluss genehmigt werden. Dies ist insbesondere im Falle der Umsetzung der ambitionierten landespolitischen Zielstellungen, welche dem untersuchten ZSW-Szenario zugrunde liegen, zu empfehlen.

Eine umfassende Kenntnis der Netze und der Betriebszustände hilft bei einer effizienteren Netzplanung.

Je mehr Daten über ein zu planendes Netz zur Verfügung stehen, desto besser kann beurteilt werden, wie der aktuelle Belastungszustand des Netzes ist und welche Maßnahmen ergriffen werden müssen. Insbesondere die Kenntnis der herausforderndsten Belastungssituationen hilft die Netzdimensionierung bedarfsgerecht zu gestalten.

Der aktuell noch etablierte Planungsprozess basierend auf den beiden hier verwendeten *Starklast-* und *Rückspeisefällen* erlaubt zwar einen einfachen Planungsprozess, sorgt aber tendenziell auch für eine Überdimensionierung des Netzes. Mit der Spitzenkappung (vgl. Unterkapitel 6.2) hat der Gesetzgeber ein Instrument bereitgestellt, um hohen Netzausbau zu verringern. Dieser Freiheitsgrad oder auch eine zeitreihenbasierte Netzplanung setzen eine bessere Kenntnis der an das Netz angeschlossenen Anlagen voraus, was mit dem Bedarf einer flächendeckenden Mess- und Kommunikationsinfrastruktur einher geht.

Auch hier muss beachtet werden, dass mit der verbesserten Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten in der Planungsphase auch die im Netzbetrieb zur Verfügung stehende Reserve reduziert wird. Um die verbleibende Reserve besser beurteilen zu können, wird eine zeitreihenbasierte oder mit Zeitreihen validierte Planungspraxis notwendig. Dies geht mit der Forderung einer näheren Untersuchung des Verhaltens von flexiblen und neuartigen Stromwendungen einher.

Bei überwiegend spannungsbandbedingten Grenzwertverletzungen in NS-Netzen sollte der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren geprüft werden.

Durch den Einsatz von rONT kann der resultierende Investitionsbedarf in der NS-Ebene signifikant reduziert werden. Insbesondere in NS-Netzen mit homogener Verteilung von Last und Erzeugung besteht dieses Einsparpotenzial. Hingegen besteht in NS-Netzen mit inhomogener Verteilung von Last und Erzeugung sowie in NS-Netzen mit vermehrt thermisch getriebenen Engpässen grundsätzlich kein Einsparpotenzial durch den Einsatz von rONT. Dabei ist der Einsatz bzw. die Wirtschaftlichkeit für jedes NS-Netz individuell zu prüfen. In dieser Studie konnten die Gesamtinvestitionen in der NS-Ebene durch den Einsatz von rONT um 23 % bis 41 % verringert werden (vgl. Abschnitt 7.3.3). Dabei ergibt sich eine Vorteilhaftigkeit des rONT gegenüber einem konventionellen Netzausbau je nach Szenario in 5 % bis 11 % der NS-Netze. Der Einfluss auf die Investitionen über alle Spannungsebenen ist mit 2 % bis 7% Ersparnis aufgrund des verhältnismäßig geringen Anteils der NS-Investitionen geringer. Der punktuelle Einsatz von rONT ist folglich zu empfehlen.

Der flächendeckende Einsatz von Spitzenkappung führt zu einer deutlichen Reduktion des Investitionsbedarfs.

Durch Spitzenkappung kann der Bedarf an Netzinvestitionen deutlich reduziert werden. Entsprechend ist die Anwendung der Spitzenkappung in Netzgebieten mit rückspeisegetriebenen Netzausbaubedarf zu empfehlen. Diesen Einsparungen stehen Kompensationszahlungen durch betriebliche Einspeisemanagementmaßnahmen entgegen. Die betrieblichen Abregelungsmaßnahmen im Zuge des Einspeisemanagements unterscheiden sich in ihrer Höhe und Dauer von den planerischen Abregelungsmaßnahmen im Zuge der Spitzenkappung, sind jedoch ausschlaggebend für die letztendlich anfallenden Kompensationszahlungen (vgl. Unterkapitel 6.2). Daher ist eine exakte Berücksichtigung der anfallenden Kompensationszahlungen in der Planung nur bedingt möglich. Studien (bspw. [2]) haben jedoch gezeigt, dass die Einsparpotenziale durch den flächendeckenden Einsatz der Spitzenkappung die zu erwartenden Kompensationszahlungen übersteigen.

Es bleibt abzuwarten, in welcher Form und Umfang eine Spitzenkappung zukünftig in der Verteilnetzplanung genutzt werden wird. Insbesondere eine mögliche Ansetzbarkeit der anfallenden Kompensationszahlung bei der Ermittlung der netzbetreiberspezifischen Erlösbergrenze hätte hier einen deutlich positiven Effekt. Ziel sollte es sein, zu beobachten, welche tatsächlichen Kompensationszahlungen durch den Einsatz der Spitzenkappung geleistet werden müssen und welche Einsparungen diesen gegenüber stehen. Basierend auf den so gewonnenen Erfahrungen sollten Empfehlungen für die konkrete Umsetzung der Spitzenkappung gegeben werden und ggf. der verpflichtende Einsatz der Spitzenkappung auf Verteilnetzebene diskutiert werden.

Eine unbeschränkte Marktteilnahme von Flexibilitätsoptionen führt zu höheren Investitionen für den Netzausbau.

Im heutigen Betriebsverhalten vieler Stromanwendungen profitiert das elektrische Energieversorgungsnetz von natürlichen Durchmischungseffekten, die in der Netzplanung direkt oder indirekt berücksichtigt werden. Durch eine unbeschränkte Marktteilnahme kann es lokal zur zeitgleichen Aktivierung von Flexibilitätsoptionen kommen. Hieraus resultieren, insbesondere in der NS, höhere Netzbelastungen und somit ein erhöhter Netzausbaubedarf. Dies gilt verstärkt für halbstädtische und städtische Gebiete, die zukünf-

tig eine hohe Dichte von EV und WP aufweisen können. Kommt es zu einer verstärkten Nutzung von Flexibilitätsoptionen in den unteren Spannungsebenen und stellt sich heraus, dass ein Markteingriff volkswirtschaftlich vorteilhaft gegenüber einem entsprechendem Netzausbau ist, sollten Instrumente entwickelt werden, die bei drohenden Netzengpasssituationen eine Einschränkung der Marktaktivität zulassen.

Die Netzbelastungen durch DEA kann durch flexible Lasten nur geringfügig kompensiert werden.

Im Gegensatz zum marktorientierten Betrieb hat der gezielt netzorientierte Betrieb nur geringen Einfluss auf den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen. Bedingt durch die gewählte Untersuchungsmethodik kann dabei jedoch lediglich festgestellt werden, dass eine Kompensation erhöhter Netzbelastungen durch dezentrale Einspeiser durch den netzorientierten Einsatz von Flexibilitätsoptionen nur geringe Einsparpotenziale bietet. Offen bleibt hingegen die Frage, inwiefern sich durch Eingriffe des Netzbetreibers auch die Integration neuer Stromanwendungen fördern lassen.

Das Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen und neuen Stromanwendungen für die Berücksichtigung in der Netzplanung sollte weiter untersucht werden.

Während für klassische Stromanwendungen hinreichend genau bekannt ist, welche Leistungen in verschiedenen Spannungsebenen anzusetzen sind, existieren bislang noch wenige Erfahrungswerte hinsichtlich des Betriebsverhaltens neuer Stromanwendungen und deren Berücksichtigung in der Netzplanung. Kommt es zudem zu einer vermehrten Nutzung des Flexibilitätspotenzials dieser Anwendungen, verändern sich somit auch die in der Netzplanung zu berücksichtigenden Betriebsfälle.

Eine Änderung des Verhältnisses zwischen den Einflussfaktoren *Effizienzsteigerung* und *Sektorenkopplung* kann zukünftig zu einem deutlich veränderten zeitlichen, räumlichen und netzebenen-spezifischen Lastverhalten führen. Bei heutigen Netzplanungsansätzen führt dies zu teils erheblichen Steigerungen des Netzausbaubedarfs. Ein Teil der dadurch entstehenden Investitionen kann dabei ggf. durch Weiterentwicklung der Netzplanungsansätze reduziert werden. Zur Gewährleistung einer sicheren und kosteneffizienten Netzplanung, in der zugleich auch eine mögliche Marktteil-

nahme von Flexibilitätsoptionen Berücksichtigung findet, ist es daher notwendig, das Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen und neuen Stromanwendung im Rahmen einer Folgestudie näher zu untersuchen.

Zukünftige Planungs- und Betriebsgrundsätze sollten die gleichzeitige Betrachtung von konventionellen und innovativen Netzausbaumaßnahmen ermöglichen.

Ähnlich wie bei der spannungsebenenübergreifenden Planung sollten in der Planungsphase technisch-wirtschaftliche Wechselwirkungen einzelner Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt werden. Es kann durchaus möglich sein, dass Einzelmaßnahmen, die mit ihren Potenzialen wirtschaftlich nicht sinnvoll sind, in Kombination mit anderen Maßnahmen und insbesondere unter Berücksichtigung anderer Spannungsebenen einen Mehrwert generieren.

Die Kombination von Asset-Management und Netzausbauplanung führt zu Synergieeffekten, welche für die Reduzierung des Investitionsbedarfs sorgen können.

Ein weiterer Aspekt, der zur Minimierung des Investitionsbedarfs führen kann, ist die Berücksichtigung der Zustandsinformationen der jeweiligen Betriebsmittel. Eine kombinierte Betrachtung von Auslastung und Zustand ermöglicht die Beachtung des Alterungsprozesses von Betriebsmitteln. Im Falle eines spannungsbedingten Austauschs eines Betriebsmittels kann durch eine Untersuchung der Altersstruktur eine Strategie entwickelt werden, den Ausbau kostenminimal und vorausschauend zu wählen, sodass doppelte Investitionen vermieden werden können.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030“, Berlin, 2012, Online, www.dena.de
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Berlin, 2014, Online, www.bmwi.de
- [3] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030“, Januar 2016, Online, www.netzentwicklungsplan.de
- [4] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne 2017-2030“, 30. Juni 2016, Online, www.netzentwicklungsplan.de
- [5] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, „Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg“, Stuttgart, 2011, Online, www.zsw-bw.de
- [6] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) an der RWTH Aachen, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher“, Jahresbericht 2015, Online, http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speicher_monitoring_Jahresbericht_2015_web.pdf
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „EEG-Anlagenstammdaten zum 31.12.2014 Gesamtdeutschland. Stand 31.12.2014“, Online, Abruf: 05.03.2016, www.netztransparenz.de
- [8] Statistisches Bundesamt, „Regionaldatenbank Deutschland“, 2013, Abruf: 31.12.2011, www.regionalstatistik.de
- [9] Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, „Potenzialatlas Erneuerbare Energien“, 2013, Online, Abruf: 13.05.2013, www.lubw.baden-wuerttemberg.de

- [10] Statistisches Bundesamt, „Gemeindeverzeichnis“, 2013, Online, Abruf: 13.05.2013, www.destatis.de
- [11] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.): „Praxisinformation P 2007 / 13, Abwicklung von Standardlastprofilen“, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 2007
- [12] Deutscher Wetterdienst, „Regionalmodell COSMO-EU“, Online, Abruf: 19.11.2013, www.dwd.de
- [13] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), „Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)“, Berlin, Februar 2010
- [14] W. Kaufmann: „Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme“, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1995
- [15] R. Pardatscher, R. Witzmann et al., „Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz,“ in VDE ETG Kongress 2011, Würzburg, 2011
- [16] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE ; DIN Deutsches Institut für Normung e. V. (Hrsg.), „DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Deutsche Fassung EN 50160:2010.
- [17] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen“, München: TU München, 2011
- [18] 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, 2011
- [19] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)“, Berlin, 2008
- [20] Bundesanzeiger: „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 37, Bonn, 2016.

- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)“, Berlin, Juli 2015
- [22] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Smart Grid und Smart Market“, Bonn, Dezember 2011
- [23] V. Liebenau, J. Teuwsen, C. Rehtanz, "Impact of Regionalization Methods on Network Development Planning", IEEE Energytech, 2013
- [24] J. Christoffer; T. Deutschländer; M. Webs (Deutscher Wetterdienst): „Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse“, Offenbach, 2004
- [25] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Referat 425 Kraft-Wärme-Kopplung, „Beim BAFA nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassenen KWK-Anlagen“, Stand: 08.07.2015, Bochum
- [26] S. Kippelt; M. Klaes; C. Rehtanz; M. Winkel, “Stochastic simulation of thermal load profiles”, 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 2016
- [27] J. Rolink, „Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung“, Dortmund: Dissertation, Februar 2013.
- [28] K.-P. Kairies et. al.: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher“, RWTH Aachen, Aachen, 2016
- [29] C. Spieker; J. Schwippe; D. Klein; C. Rehtanz: “Transmission system congestion analysis based on a European electricity market and network simulation framework”, Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016
- [30] S. Kippelt. M. Winkel, C. Rehtanz, „Modellierung und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen als Virtueller Energiespeicher“, VDE Kongress 2016, Mannheim, 2016
- [31] M. Zdrallek (Hrsg.) „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilnetze“, Wuppertal, Erlangen, 2016.
- [32] Statista GmbH, „Länge des Stromnetzes in Deutschland nach Spannungsebene im Jahresvergleich 2010 und 2015 (in 1.000 Kilometer)“, Online, Abruf: 16.12.2016, <https://de.statista.com/>

A Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1.1 Eingangsdaten der Untersuchungsvarianten ... 11
- Abbildung 1.2 Resultierende Systeminvestitionen in den
verschiedenen Untersuchungsvarianten für die
Szenarien bis 2030 13
- Abbildung 3.1 Heutige Verteilung von PVA (oben links),
Verteilung des Zubaus nach ausgewiesenen
Potenzialflächen für PVA (oben rechts), heutige
Verteilung von WEA (unten links), Verteilung des
Zubaus nach ausgewiesenen Potenzialflächen
für WEA (unten rechts) 23
- Abbildung 3.2 Heutige Verteilung von BMA (oben links),
Verteilung des Zubaus von BMA nach
Landwirtschaftsfläche (oben rechts), heutige
Verteilung von KWKA (unten links), Verteilung
des Zubaus von KWKA nach Wärmebedarf in
den Gemeinden (unten rechts) 24
- Abbildung 3.3 Heutige Verteilung von WP (oben links),
Verteilung des Zubaus von WP nach
Wärmebedarf in den Gemeinden (oben rechts),
heutige Verteilung von sonstigen EEA (unten
links), Verteilung des Zubaus von sonstigen EEA
nach Bestand (unten rechts)..... 25
- Abbildung 3.4 Heutige Verteilung von EV (oben links),
Verteilung des Zubaus von EV nach Anteil Ein-
und Zweifamilienhäusern in städtischen und
halbstädtischen Gemeinden (oben rechts),
heutige Verteilung von PVBS (unten links),
Verteilung des Zubaus von PVBS nach Potenzial
PVA (unten rechts) 26
- Abbildung 3.5 Aufteilung der installierten Leistung von WEA,
PVA, BMA, sonstigen EE und KWKA auf die
Spannungsebenen in den Zukunftsszenarien .. 30
- Abbildung 3.6 Übersicht der Zuordnung Gemeinden zu
Netzgebieten im Land Baden-Württemberg

	für die HS-Ebene (oben links), die MS-Ebene (oben rechts) und die NS-Ebene (unten) 32
Abbildung 4.1	Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Betrieb 37
Abbildung 4.2	Spannungsbandaufteilung im ungestörten Betrieb 38
Abbildung 4.3	Spannungsbandaufteilung für die integrierte Betrachtung im ungestörten Betrieb..... 39
Abbildung 4.4	Spannungsbandaufteilung im (n-1)-Fall 40
Abbildung 4.5	Ausbaustufen zur Netzverstärkung im HS-Netz 42
Abbildung 4.6	Standardnetzverstärkungsmaßnahmen im MS- und NS-Netz 45
Abbildung 5.1	Gesamtkonzept für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der HS-Ebene..... 47
Abbildung 5.2	Beispielhafte Zuteilung der Einspeiseleistung aus DEA einer Gemeinde mit vier Ortsteilen auf zwei UW A und B..... 48
Abbildung 5.3	Methodik des standardisierten Netzausbaus in der HS-Ebene..... 50
Abbildung 5.4	Gesamtkonzept für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der MS- und NS-Ebene 52
Abbildung 5.5	Abgleich zwischen Netzdaten und Anlagenstammdatenbank 55
Abbildung 5.6	Größe der Abweichungen zwischen Netzdaten der VNB und Stammdatenbank 56
Abbildung 5.7	Zuteilung der EE-Prognose..... 57
Abbildung 5.8	Methodik zur Zuteilung der Zubauprognose zu Netzknoten 59
Abbildung 5.9	Optimierte Einstellung eines lastfrei stufbaren Transformators zur Minimierung der Grenzwertverletzungen in einem Netz 62
Abbildung 6.1	Eingangsdaten der Untersuchungsvarianten ... 66
Abbildung 6.2	Exemplarischer jährlicher Einspeiseverlauf einer 2 MW WEA in Baden-Württemberg..... 69

Abbildung 6.3	Exemplarische geordnete Jahresdauerlinie einer 2 MW WEA in Baden Württemberg.....	70
Abbildung 6.4	Methodisches Vorgehen zur Analyse des Einflusses verschiedener Betriebsweisen von Flexibilitätsoptionen	73
Abbildung 6.5	Zeitreihenbasierte Simulation der Netzbelastung am Beispiel eines MS-Netzes der Netzgebietsklasse „H3“.....	75
Abbildung 6.6	Residuallast bei ungesteuertem (blau) und marktorientiertem Betriebsverhalten am Beispiel eines MS-Netzes der Netzgebietsklasse „H3“..	76
Abbildung 6.7	Residuallast bei ungesteuertem (blau) und marktorientiertem Betriebsverhalten am Beispiel eines MS-Netzes der Netzgebietsklasse „H3“..	77
Abbildung 6.8	Auswirkungen einer markt- und netzdienlichen Betriebsweise auf die Lastfaktoren für den Starklast- und Rückspeisefall für alle betrachteten NS-Netze.	80
Abbildung 6.9	Aufteilung des Spannungsbandes ohne regelbaren Ortsnetztransformator (vgl. Abschnitt 4.2.2).....	82
Abbildung 6.10	Aufteilung des Spannungsbandes mit regelbaren Ortsnetztransformatoren.....	83
Abbildung 6.11:	Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfunktionen für Flexibilitätsoptionen auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation.....	88
Abbildung 6.12:	Berücksichtige Gleichzeitigkeit von Elektrofahrzeugen und Wärme-pumpen in der Netzplanung	88
Abbildung 7.1	Zuordnung der Betriebsmittel zu den Spannungsebenen.....	90
Abbildung 7.2	Investitionsbedarf Basisuntersuchung.....	93
Abbildung 7.3	Investitionsbedarf nach Siedlungskategorien ...	98
Abbildung 7.4	Verteilung von Einwohnern, Fläche und Investitionen auf die Siedlungskategorien.....	99

Abbildung 7.5	Verwendete HS-Ausbaumaßnahmen nach Szenarien und Stützjahren.....	102
Abbildung 7.6	Verwendete Ausbaumaßnahmen in der MS- und NS-Ebene nach Szenarien, Stützjahren und Spannungsebenen.....	104
Abbildung 7.7	Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen von 2015 bis 2030 aufgeteilt nach Spannungsebene für verschiedene Varianten	107
Abbildung 7.8	Investitionen für Netzverstärkungsmaßnahmen von 2015 bis 2030 aufgeteilt nach Netzgebietsklasse für verschiedene Varianten bezogen auf die NS und MS Ebene.....	109
Abbildung 7.9	Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen je Spannungsebene im Fall von Spitzenkappung zur Basisuntersuchung	110
Abbildung 7.10	Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen je Spannungsebene zwischen Flexibilitätsvarianten und Basisuntersuchung	112
Abbildung 7.11	Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen in der NS bei dem Einsatz eines rONT.....	115
Abbildung 7.12:	Prozentuale Differenz hinsichtlich der erforderlichen Investitionen je Spannungsebene zwischen der Untersuchungsvariante „Sektorenkopplung“ und Basisuntersuchung..	116
Abbildung 7.13:	Verteilung von Einwohnern, Fläche und Investitionen auf die Siedlungskategorien bei Sektorenkopplung.....	117
Abbildung C.9.1	Häufigkeitsverteilung der ermittelten Lastfaktoren für den Starklastfall. In der MSBDE und NS sind die ermittelten Faktoren für jedes untersuchte Netz, in der HS für jeden Netzknoten dargestellt. Rote Balken beziehen sich auf den marktorientierten und grüne auf den netzorientierten Flexibilitätseinsatz.	139

Abbildung C.9.2: Verwendete Leitungsausbaumaßnahmen in der MS- und NS-Ebene.....	143
Abbildung C.9.3: Verwendete Transformatorausbaumaßnahmen in der HS/MS- und MS/NS-Ebene	144

B Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Szenarienübersicht: Prognostizierte installierte Zubauleistung von DEA und neuen Stromanwendungen in Baden-Württemberg für 2020 und 2030 (*Werte aus NEP 1).....	19
Tabelle 3.1	Strukturparameter zur Berechnung von Regionalisierungsfaktoren	27
Tabelle 3.2	Betriebsfälle für die Netzplanung	31
Tabelle 3.3	Übersicht der Netzgebietsklassen.....	31
Tabelle 3.4	Datengrundlage der Netzanalysen nach Spannungsebene.....	33
Tabelle 4.1	Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Parameter in der HS	43
Tabelle 4.2	Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen und deren Parameter in der MS und NS.....	44
Tabelle 5.1	Nennleistung für Neuanlagen gemäß Zubauprognose	58
Tabelle 6.1	Übersicht über die Aufteilung der Detailanalysen für die Untersuchungsvarianten auf die Spannungsebenen und Stützjahre.....	67
Tabelle 7.1	Monetäre Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen	91
Tabelle 7.2	Investitionsbedarf pro Einwohner und Fläche nach Spannungsebene in 2030	97
Tabelle 7.3	Investitionsbedarf pro Einwohner und Fläche nach Stadt-Land-Gliederung in 2030	100
Tabelle C.9.1	Betriebsmittelmengen und Investitionen nach Spannungsebene und Siedlungskategorien...	140
Tabelle C.9.2	Investitionen und Netzverstärkungsmaßnahmen der jeweiligen Szenarien nach Spannungsebenen bis 2030	142

C Simulationsergebnisse

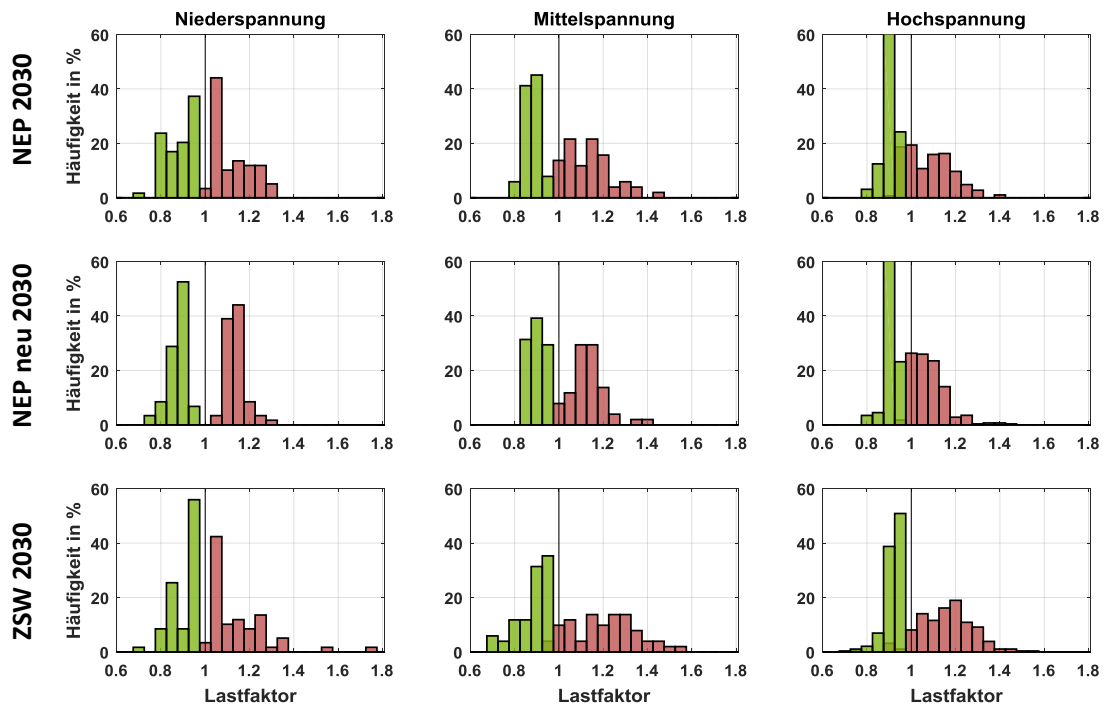


Abbildung C.9.1 Häufigkeitsverteilung der ermittelten Lastfaktoren für den Starklastfall. In der MSBDE und NS sind die ermittelten Faktoren für jedes untersuchte Netz, in der HS für jeden Netzknoten dargestellt. Rote Balken beziehen sich auf den marktorientierten und grüne auf den netzorientierten Flexibilitätseinsatz.

Tabelle C.9.1 Betriebsmittelmengen und Investitionen nach Spannungsebene und Siedlungskategorien

		NEP 1		NEP 2		ZSW			
		2020	2030	2020	2030	2020	2030		
HS-Ebene	HS-Kabel [km]	Städtisch	0,53	3,88	0,00	2,82	7,24		
		Halbstädtisch	8,11	59,50	0,00	43,28	111,08		
		Ländlich	14,97	109,82	0,00	79,87	205,01		
	FL-Erweiterung [km]	Städtisch	0,00	0,77	0,00	0,00	1,50		
		Halbstädtisch	0,00	11,82	0,00	0,00	22,99		
		Ländlich	0,00	21,81	0,00	0,00	42,43		
	FL-Einerbündel [km]	Städtisch	14,53	19,95	12,09	19,04	11,82		
		Halbstädtisch	142,66	249,77	126,74	235,79	111,71		
		Ländlich	245,63	448,56	220,96	422,74	179,35		
	FL-Zweierbündel [km]	Städtisch	8,65	26,09	9,54	22,90	36,86		
		Halbstädtisch	97,22	333,85	110,93	284,94	499,19		
		Ländlich	171,63	601,52	196,93	511,24	906,67		
	Abgangsfeld [Stk.]	Städtisch	0,24	0,72	0,12	0,48	0,96		
		Halbstädtisch	3,70	11,10	1,85	7,40	14,80		
		Ländlich	6,83	20,48	3,41	13,65	27,31		
	Investitionen [Mrd. €]	Städtisch	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02		
		Halbstädtisch	0,07	0,23	0,07	0,20	0,30		
		Ländlich	0,12	0,42	0,12	0,36	0,55		
Gesamt		0,20	0,67	0,19	0,58	0,87			
MS-Ebene	MS-Kabel [km]	Städtisch	1.138,4	1.138,4	1.138,4	1.138,4	1.604,2	1.170,9	
		Halbstädtisch	1.806,1	2.438,8	1.799,7	2.120,7	2.734,5	3.065,3	
		Ländlich	3.963,3	5.296,1	3.446,8	4.664,8	6.212,1	5.535,1	
	HS/MS-Transformatoren [Stk.]	Städtisch	23	23	23	23	23	23	
		Halbstädtisch	122	126	121	122	126	126	
		Ländlich	156	186	156	156	186	186	
	Investitionen [Mrd. €]	Städtisch	0,22	0,22	0,22	0,22	0,29	0,22	
		Halbstädtisch	0,42	0,51	0,42	0,46	0,55	0,61	
		Ländlich	0,75	0,96	0,68	0,84	1,08	1,00	
		Gesamt	1,39	1,69	1,32	1,53	1,93	1,83	
	NS-Ebene	NS-Kabel [km]	Städtisch	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,45
			Halbstädtisch	1.205,5	1.205,5	1.205,5	804,6	804,6	1.151,3
Ländlich			1.475,6	1.571,4	1.475,6	2.142,4	2.142,4	3.066,4	
MS/NS-Transformatoren [Stk.]		Städtisch	333	333	333	333	333	665	
		Halbstädtisch	1.282	2.012	1.282	2.742	2.742	5.857	
		Ländlich	3.184	3.502	3.184	3.820	3.820	4.138	
Investitionen [Mrd. €]		Städtisch*	5,00*	5,00*	5,00*	5,00*	5,00*	9,98*	
		Halbstädtisch	0,14	0,15	0,14	0,12	0,12	0,20	
	Ländlich	0,17	0,18	0,17	0,23	0,23	0,31		
Gesamt	0,31	0,33	0,31	0,36	0,36	0,53			

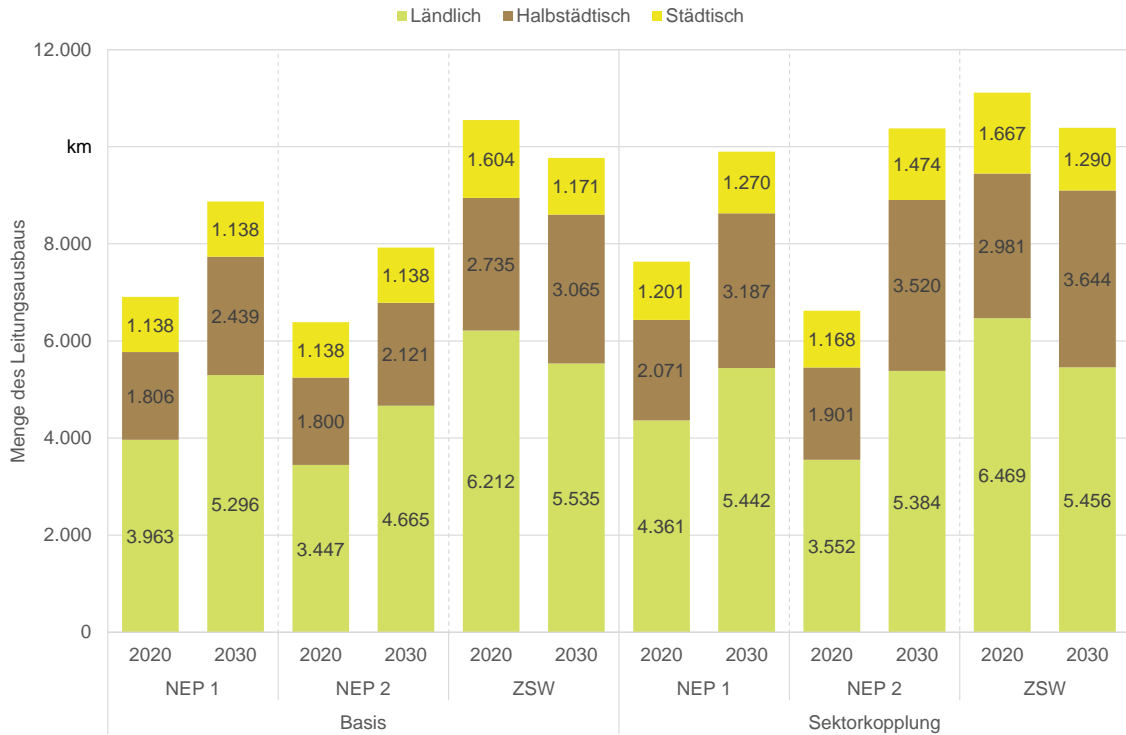
* Aufgrund des verhältnismäßig geringen Investitionsbedarfs in städtischen NS-Netzen werden die Ergebnisse hier in Mio. € angegeben.

			NEP 1		NEP 2		ZSW	
			2020	2030	2020	2030	2020	2030
MS-Ebene	MS-Kabel [km]	Städtisch	1.201	1.270	1.168	1.474	1.667	1.290
		Halbstädtisch	2.071	3.187	1.901	3.520	2.981	3.644
		Ländlich	4.361	5.442	3.552	5.384	6.469	5.456
	HS/MS- Transformatoren [Stk.]	Städtisch	35	47	23	57	35	47
		Halbstädtisch	134	168	134	179	138	168
		Ländlich	156	193	156	176	186	193
	Investitionen [Mrd. €]	Städtisch	0,24	0,27	0,22	0,32	0,32	0,27
		Halbstädtisch	0,48	0,68	0,45	0,75	0,62	0,75
		Ländlich	0,8	0,99	0,69	0,97	1,12	1,00
Gesamt		1,52	1,95	1,37	2,03	2,04	2,03	
NS-Ebene	NS-Kabel [km]	Städtisch	120	226	0	987	120	407
		Halbstädtisch	2.469	2.131	1.580	2.903	2.201	2.541
		Ländlich	1.623	2.109	1.476	2.742	2.290	3.363
	MS/NS- Trans- formatoren [Stk.]	Städtisch	943	1.247	629	2.829	943	1.572
		Halbstädtisch	4.312	5.667	2.427	7.411	4.984	8.625
		Ländlich	3.184	6.319	3.184	6.155	3.820	5.518
	Investitionen [Mrd. €]	Städtisch*	0,03	0,05	0,01	0,16	0,03	0,07
		Halbstädtisch	0,31	0,30	0,19	0,40	0,29	0,38
		Ländlich	0,18	0,26	0,17	0,31	0,24	0,35
Gesamt		0,52	0,61	0,37	0,87	0,56	0,81	

Tabelle C.9.2 Investitionen und Netzverstärkungsmaßnahmen der jeweiligen Szenarien nach Spannungsebenen bis 2030

		Länge der Leitung [Tsd. km]			Anzahl Transformatoren [Stk.]			Gesamtkosten [Mrd. €]		
		NEP 1	NEP 2	ZSW	NEP 1	NEP 2	ZSW	NEP 1	NEP 2	ZSW
Basis	NS	2,78	2,95	4,33	5847	6895	10661	0,33	0,36	0,53
	MS	8,87	7,92	9,77	335	300	335	1,69	1,53	1,83
	HS	1,89	1,62	X	0	0	X	0,67	0,58	X
	Σ	13,54	12,47		6182	7195		2,69	2,47	
rONT	NS	1,04	0,79	1,43	5847	7214	10980	0,21	0,24	0,39
	MS	8,87	7,92	9,77	335	300	355	1,69	1,53	1,83
	HS	1,89	1,62	X	0	0	X	0,67	0,58	X
	Σ	11,8	10,33		6182	7514		2,57	2,35	
Markt	NS	3,58	3,59	4,62	9747	9841	13668	0,47	0,46	0,60
	MS	8,87	7,92	9,77	335	900	335	1,69	1,53	1,83
	HS	1,89	1,62	X	0	0	X	0,67	0,58	X
	Σ	14,34	13,13		10082	10741		2,83	2,57	
Netz	NS	2,64	2,84	4,25	5701	6694	10299	0,32	0,34	0,52
	MS	8,87	7,92	9,56	335	300	335	1,69	1,53	1,80
	HS	1,89	1,62	X	0	0	X	0,67	0,58	X
	Σ	13,4	12,38		6036	6994		2,68	2,45	
Spitzen- kappung	NS	1,96	2,03	2,76	4798	4798	9931	0,24	0,25	0,39
	MS	6,59	6,77	7,24	267	267	300	1,30	1,32	1,44
	HS	1,41	1,24	X	0	0	X	0,52	0,44	X
	Σ	9,96	10,04		5065	5065		2,06	2,01	
Sektoren- kopplung	NS	4,46	6,63	6,31	13233	16385	15715	0,61	0,87	0,80
	MS	9,89	10,38	10,39	408	412	407	1,95	2,03	2,03
	HS	1,87	1,62	X	0	0	X	0,67	0,58	X
	Σ	16,22	18,63		13641	16797	16122	3,23	3,48	

(a) Verteilung des Leitungsausbaus in der MS-Ebene auf die Siedlungsstrukturen



(b) Verteilung des Leitungsausbaus in der NS-Ebene auf die Siedlungsstrukturen

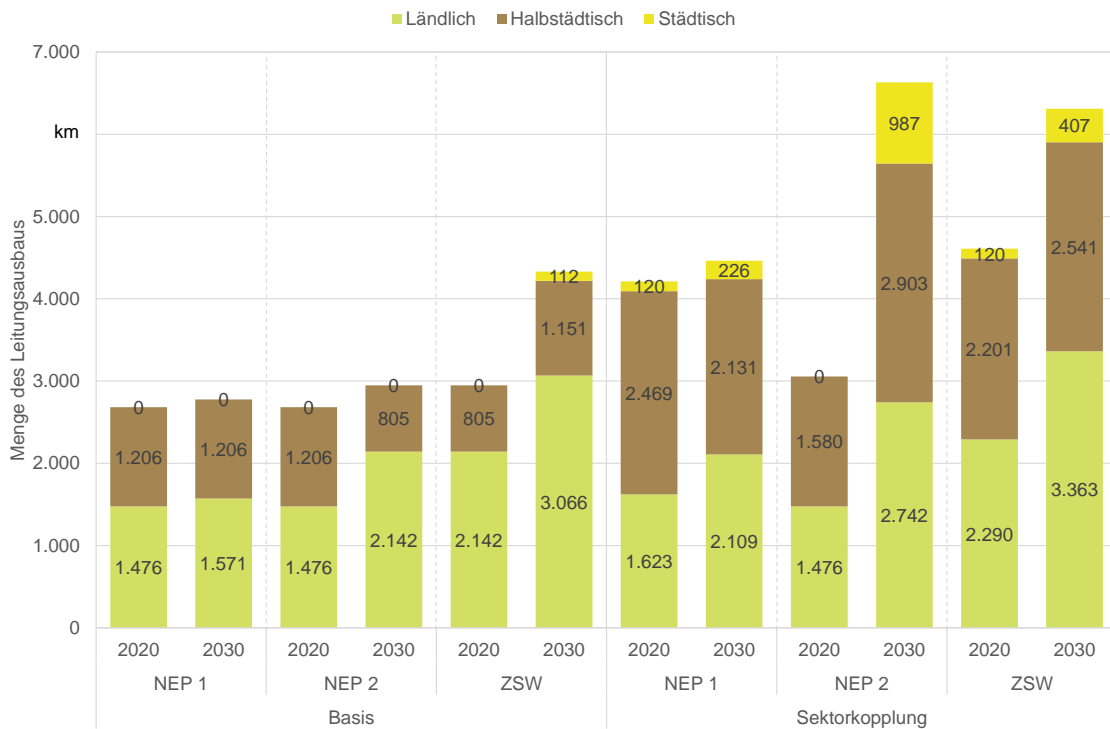
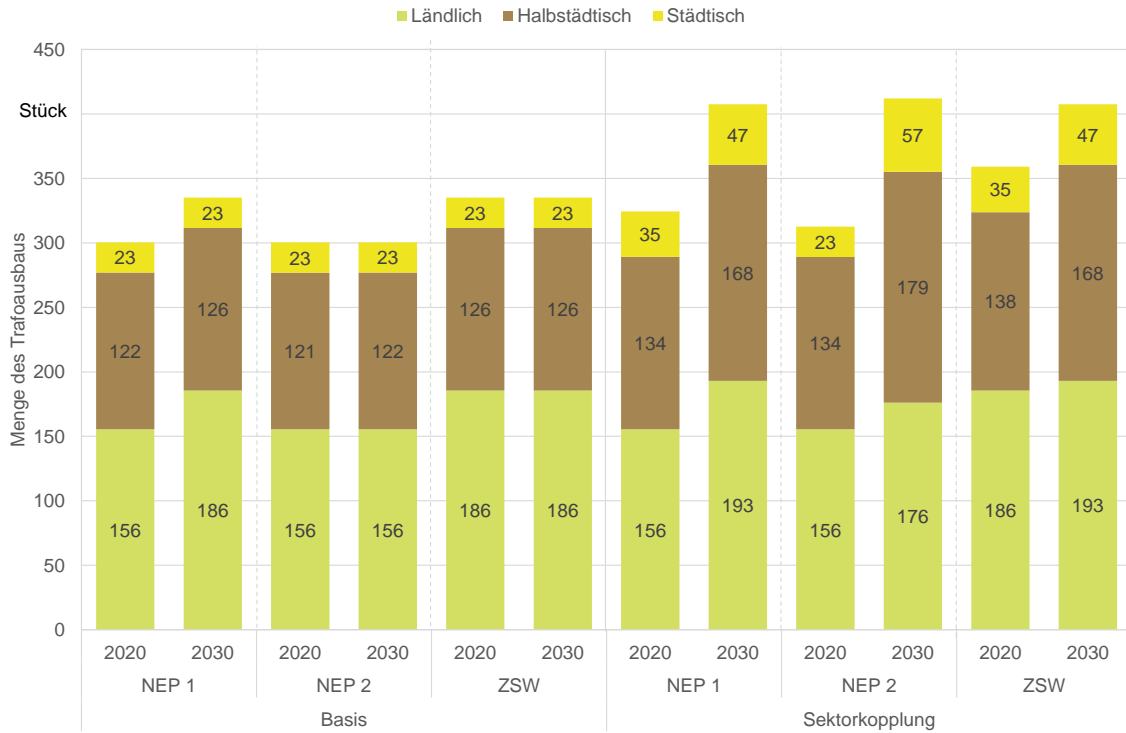


Abbildung C.9.2: Verwendete Leitungsausbaumaßnahmen in der MS- und NS-Ebene

(a) Verteilung des Transformatorausbaus in der HS/MS-Ebene auf die Siedlungsstrukturen



(b) Verteilung des Transformatorausbaus in der MS/NS-Ebene auf die Siedlungsstrukturen

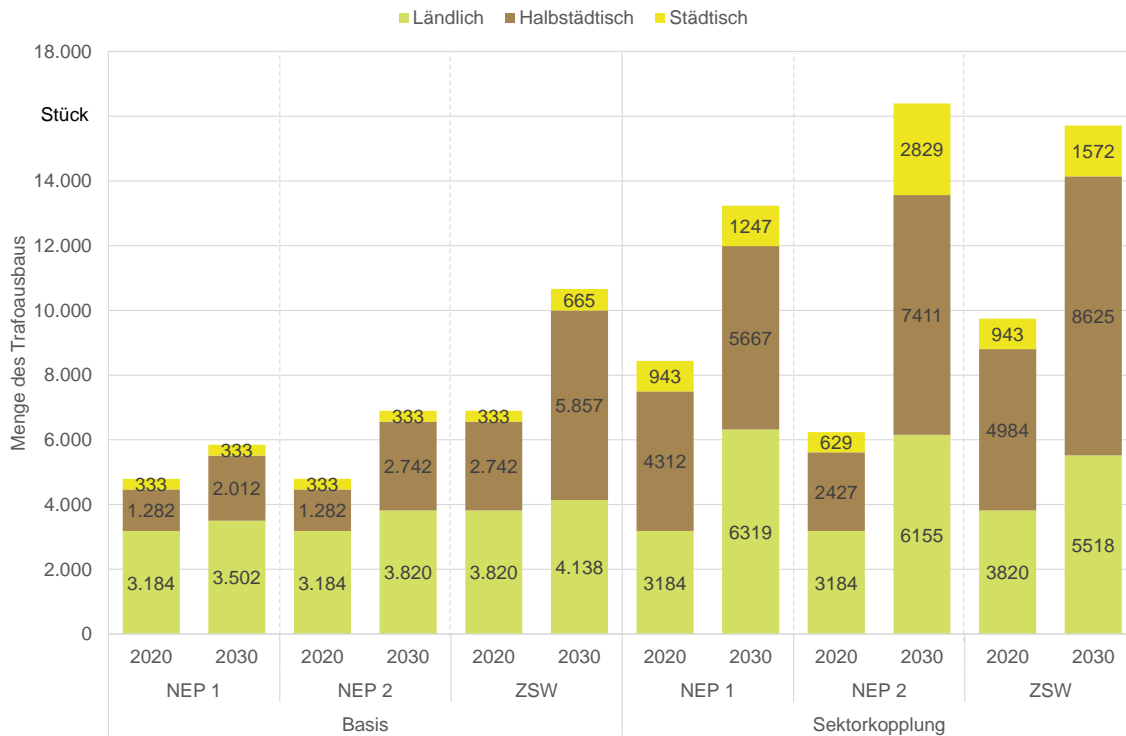


Abbildung C.9.3: Verwendete Transformatorausbaumaßnahmen in der HS/MS- und MS/NS-Ebene