



Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze

Leitfaden zur Ausrichtung der Netze
an ihren zukünftigen Anforderungen

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik

Siemens AG
Smart Infrastructure, Digital Grid
Power Technologies International

Neue Energie aus Wuppertal
Band 35

SIEMENS



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Stromnetz
Berlin



STUTTGART
NETZE



RNG
Rheinische
NETZGesellschaft

Sachsen
Netze



ESTW
ERLANGER STADTWERKE



SIEMENS

Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze

Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

unter Mitwirkung von:



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Wuppertal, Erlangen 2021

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze
Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 35
<http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=14940>

© Alle Rechte vorbehalten
Bildquelle © Adobe Stock | #300273978

Forschungsprojekt

Dieser Leitfaden ist im Rahmen des Forschungsprojekts „Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze zur Anpassung an die Anforderungen der Energiewende“ (PuBStadt) entstanden. Das diesem Dokument zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0350038A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Projektkonsortium:

Bergische Universität Wuppertal

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Str. 21
42119 Wuppertal

Siemens AG

Smart Infrastructure
Digital Grid
Power Technologies International
Freyeslebenstr. 1
91058 Erlangen

Assoziierte Projektpartner:

Stromnetz Berlin GmbH

Eichenstraße 3a
12435 Berlin

Stuttgart Netze GmbH

Stöckachstraße 48
70190 Stuttgart

Rheinische NETZGesellschaft mbH

Parkgürtel 26
50823 Köln

SachsenNetze GmbH

Rosenstraße 32
01067 Dresden

energcity Netz GmbH

Auf der Papenburg 18
30459 Hannover

Erlanger Stadtwerke AG

Äußere Brucker Straße 33
91052 Erlangen

Haftungsausschluss

Der Herausgeber, die Autoren sowie die Körperschaften bzw. Unternehmen haften nicht für Schäden, die durch die Nutzung, Nichtnutzung oder Anwendung der Inhalte wie etwa den Grundsätzen und Empfehlungen entstehen. Trotz sorgfältiger Erarbeitung kann nicht sichergestellt werden, dass Inhalte vollständig, fehlerfrei, aktuell oder verständlich sind.

Hinweis zum Urheberrecht und geistigen Eigentum

Das Urheberrecht für die von den Autoren erstellten Inhalte dieses Dokuments bleibt alleine den Autoren vorbehalten. Alle Texte, Tabellen, Listen, Bilder und Grafiken unterliegen dem Urheberrecht und Gesetzen zum Schutz geistigen Eigentums.

Gender-Hinweis

In diesem Dokument wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum, insbesondere „Letztverbraucher“, verwendet. Im Sinne der Gleichbehandlung gelten entsprechende Begriffe grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform beinhaltet keine Wertung, sondern hat lediglich redaktionelle Gründe. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden daher dabei ausdrücklich mitgemeint.

Zitieren nach

Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. In: Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Wuppertal, 2021

Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek (zdrallek@uni-wuppertal.de)

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Hauptautoren dieses Leitfadens

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Patrick Wintzek Schwerpunkt Niederspannung

Shawki Alsayed Ali Schwerpunkt Mittelspannung

Siemens AG, SI DG PTI

Julian Monscheidt Schwerpunkt Hochspannung

Ben Gemsjäger

Dr.-Ing. Adam Slupinski

Co-Autoren dieses Leitfadens

Stromnetz Berlin GmbH

Thomas Röstel

Stuttgart Netze GmbH

Daniel Mayer

Rheinische NETZGesellschaft mbH

Alfred Asman

Heike Barth

SachsenNetze GmbH

Steffen Klinger

Prof. Dr.-Ing. Matthias Hable

energcity Netz GmbH

Fritz Brinkmann

Erlanger Stadtwerke AG

Dr.-Ing. Carsten Böse

Präambel

Im Rahmen der Transformation der gesamten Energieversorgung können für das elektrische Energiesystem mehrere grundsätzliche technologische Entwicklungen identifiziert werden. Neben einer Veränderung von wenigen großen zentralen hin zu einer Vielzahl an kleinen dezentralen Erzeugungseinheiten drängen auch zunehmend weitere Akteure verstärkt in das elektrische Energiesystem. Insbesondere eine Verschiebung von Verbrennungsmotoren hin zu Elektromotoren im Bereich der Mobilität sowie eine Elektrifizierung der Gebäudewärme finden immer schneller ihren Zugang zum Energiesystem und stellen dabei vor allem an die Verteilnetze zentrale Herausforderungen dar.

Ländliche Verteilnetze sind dabei hinsichtlich elektrischer Leistung zumeist die „Quellen“. Im Gegensatz dazu werden städtische Verteilnetze zukünftig als „Senken“ elektrische Energie aufnehmen, da die Anschluss- und Lastdichte bedeutend größer als im ländlichen Raum ist. Um die möglichen Netzoptimierungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen aus konventioneller und innovativer Sicht unter Berücksichtigung der fortschreitenden Entwicklungen zu analysieren, ist es notwendig, die enormen Investitionsvolumina für den Umbau des Energiesystems zielgerichtet einzusetzen und die Infrastrukturen auf ihre zukünftigen Anforderungen früh genug ausrichten zu können.

Daher zielt das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Forschungsvorhaben mit der Grundlage konventioneller und innovativer Planungsprämissen und entsprechender Betriebsmittel und Technologien der Jahre 2018 bis einschließlich 2021 auf die Ableitung neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze von der Niederspannungs-, über die Mittelspannungs- bis hin zur Hochspannungsebene ab. Diese von der Bergischen Universität Wuppertal und der Siemens AG erarbeiteten neuen und generalisierten Grundsätze basieren auf vereinheitlichten Datensätzen der assoziierten Projektpartner und verfolgen dabei den Ansatz, mit der Zielsetzung einer volkswirtschaftlichen Gesamtkostenoptimierung ohne Beachtung des aktuellen Regulierungsrahmens für den überwiegenden Teil aller städtischen Verteilnetze gültig zu sein. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die entwickelten Grundsätze auf den getroffenen Prämissen beruhen. Das bedeutet, dass nicht alle netzbetreiberspezifischen Szenarien, Netzsituationen, Strategien und Investitionsplanungen abgedeckt werden und teilweise von Analysen der Netzbetreiber abweichen können. Unabhängig davon dienen die verallgemeinerten Aussagen vor dem Hintergrund einer in Zukunft regelmäßigen Überprüfung aufgrund sich weiter verändernder Rahmenbedingungen zur unternehmenseigenen Aktualisierung und Ergänzung sowie ggf. zur Standardisierung bestehender Planungs- und Betriebsgrundsätze.

Der vorliegende Leitfaden und die herausgearbeiteten grundsätzlichen Erkenntnisse zu städtischen Verteilnetzen stellen so – gemeinsam mit dem bereits veröffentlichten Leitfaden für ländliche Verteilnetze (Neue Energie aus Wuppertal, Band 8) – eine Basis zur Ableitung oder Aktualisierung unternehmensspezifischer Planungs- und Betriebsgrundsätze dar.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	XV
1 Einleitung	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Fokus und Zielsetzung	2
1.3 Aufbau des Leitfadens	4
2 Grundlagen der strategischen Netzplanung	7
3 Analyse der Stadtentwicklung	11
3.1 Trends	11
3.2 Einflussfaktoren.....	13
3.3 Nachfragemodell	15
4 Technische Rahmenbedingungen	17
4.1 Grundlagen im Bereich konventioneller Lasten.....	17
4.2 Grundlagen im Bereich der elektrifizierten Individualmobilität	18
4.3 Grundlagen im Bereich des elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehrs	20
4.4 Grundlagen im Bereich von Power-to-X-Anlagen	21
5 Ökonomische Rahmenbedingungen	27
5.1 Investitionen für konventionelle Lasten.....	27
5.2 Investitionen für die elektrifizierte Individualmobilität.....	27
5.3 Investitionen für den elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehr	29
5.4 Investitionen für Power-to-X-Anlagen	29
6 Regulatorische Rahmenbedingungen	33
6.1 Einsatz von konventionellen Lasten	33
6.2 Einsatz von elektrifizierter Individualmobilität.....	34
6.3 Einsatz von elektrifiziertem öffentlichen Personennahverkehr	35
6.4 Einsatz von Power-to-X-Anlagen.....	35
6.5 Anreizregulierung.....	37
7 Netztechnische Rahmenbedingungen	39

7.1	Betriebspunkte.....	39
7.2	Spannungshaltung	40
7.3	Betriebsmittelbelastbarkeit.....	43
7.4	Weitere Kenngrößen.....	45
7.5	Identifikation von Grenzwertverletzungen	48
7.5.1	Spannungsbandverletzungen	48
7.5.2	Betriebsmittelüberlastungen	50
7.6	Nennleistungen und Gleichzeitigkeitsberechnung	51
7.6.1	Konventionelle Lasten.....	52
7.6.2	Ladeinfrastruktur für Elektromobilität	54
7.6.3	Elektrische Wärmepumpen.....	58
8	Szenarienentwicklung	59
8.1	Methode der Szenarienentwicklung	59
8.2	Szenarien für konventionelle Lasten	59
8.3	Szenarien für die elektrifizierte Individualmobilität.....	60
8.4	Szenarien für den elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehr.....	63
8.5	Szenarien für Power-to-X-Anlagen	63
8.5.1	Power-to-Gas-Anlagen	63
8.5.2	Power-to-Heat-Anlagen / Elektrische Wärmepumpen	66
8.6	Szenarien für dezentrale Photovoltaikanlagen	67
8.7	Gesamtübersicht der ausgewählten Szenarien	68
9	Regionalisierung.....	69
9.1	Methode und Datengrundlage	69
9.2	Regionalisierung von Elektromobilität	70
9.2.1	Verteilung von Ladeinfrastruktur in Niederspannungsnetze	70
9.2.2	Verteilung von Ladeinfrastruktur in Mittelspannungsnetze	73
9.2.3	Verteilung von Ladeinfrastruktur in Hochspannungsnetze	75
9.3	Regionalisierung von Wärmepumpen in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze	76
9.4	Regionalisierung von Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetze	78

10	Ermittlung repräsentativer Netzstrukturen	79
10.1	Datengrundlage	79
10.2	Clusterungsverfahren	81
10.3	Netzauswahl für die Niederspannung	81
10.4	Netzauswahl für die Mittelspannung	82
10.5	Netzauswahl für die Hochspannung	83
10.6	Korrelation zwischen der Nieder- und Mittelspannung	84
11	Konventionelle Planungs- und Betriebsvarianten	85
11.1	Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Niederspannung	86
11.2	Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Mittelspannung	88
11.3	Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Hochspannung	91
11.4	Grenzen des konventionellen Ausbaus	92
12	Innovative Planungs- und Betriebsvarianten	95
12.1	Methode im Rahmen innovativer Zielnetzplanungen	95
12.2	Betriebsmittel und Technologien	95
12.2.1	Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk	97
12.2.2	Regelbarer Ortsnetztransformator	99
12.2.3	Einzelstrangregler	101
12.2.4	Dezentrales Netzautomatisierungssystem	103
12.2.5	Energiespeicher	106
12.2.6	Blindleistungsmanagement	108
12.2.7	Dynamisches Lastmanagement	110
12.2.8	Auslastungsmonitoring	118
12.2.9	Hochtemperaturleiter	120
12.2.10	Leistungsflussregeleinrichtung	121
12.3	Anwendung im Leitfaden	123
13	Technisch-wirtschaftliche Bewertung	127
13.1	Bewertungskriterien	127
13.2	Bewertungsmethode	130

13.2.1	Primärbewertungsmodell.....	130
13.2.2	Sekundärbewertungsmodell.....	132
13.3	Bestimmung der Investitionskosten und Kostenentwicklung	136
13.4	Bestimmung der Betriebskosten.....	136
13.5	Technologiespezifische Einzelheiten bei der Kostenberechnung.....	137
14	Ableitung von neuen Planungs- und Betriebsgrundsätzen	139
14.1	Spannungsebenenübergreifende Grundsätze.....	140
14.1.1	Grundlegende Konzepte	140
14.1.2	Planungs- und Betriebsgrundsätze für alle Spannungsebenen.....	140
14.2	Niederspannung.....	143
14.2.1	Grundlegende Konzepte	143
14.2.2	Technisch-wirtschaftliche Bewertung	144
14.2.3	Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Niederspannungsnetze	146
14.2.4	Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung.....	162
14.3	Mittelspannung.....	163
14.3.1	Grundlegende Konzepte	163
14.3.2	Technisch-wirtschaftliche Bewertung	164
14.3.3	Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Mittelspannungsnetze	166
14.3.4	Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung.....	180
14.4	Hochspannung.....	181
14.4.1	Grundlegende Konzepte	181
14.4.2	Technisch-wirtschaftliche Bewertung	182
14.4.3	Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Hochspannungsnetze	185
15	Zusammenfassung und Ausblick	193
16	Literaturverzeichnis.....	195
17	Anhang.....	209
17.1	Modellgrenzen.....	209
17.2	Betriebsmittelkosten	212
17.3	Steckbriefe	217

17.4	Sekundärbewertungsmodell	221
17.5	Elektrifizierte Tankstellen.....	248
17.6	Leistungsscheiben bezogen auf die Leitungslänge in der Hochspannungsebene	250
17.7	Stützwerte der Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität.....	252
Abbildungsverzeichnis.....		253
Tabellenverzeichnis.....		263
Abkürzungsverzeichnis.....		267
Symbolverzeichnis		273
Begriffsbestimmungen und Definitionen.....		279

Kurzfassung

Nachfolgend werden die wesentlichen Methoden, Erkenntnisse und Ergebnisse des vorliegenden Leitfadens für städtische Verteilnetze in Form eines Überblicks kurz zusammengefasst und den entsprechenden Kapiteln des Leitfadens zugeordnet.

Analyse der Stadtentwicklung (Kapitel 3)

Eine umfangreiche Analyse und Ermittlung von Trends und Einflussfaktoren in Bezug auf Stadtentwicklungen wurde in einem Nachfragemodell konsolidiert und verarbeitet, welches auf dieser Basis die Entwicklung von Leistungswertannahmen für konventionelle Haushaltslasten unter Berücksichtigung bspw. demographischer Aspekte und Effizienzsteigerungen ermittelt hat. Die Trends und Einflussfaktoren beinhalten dabei u. a. eine Entwicklung der Bevölkerungs- sowie die Gebäudestruktur.

Rahmenbedingungen und Planungsprämissen (Kapitel 4 bis einschließlich Kapitel 7)

Als grundsätzliche Herausforderungen für städtische Verteilnetze wurde neben weiterhin konventionellen Lasten (Haushalt und Gewerbe) und deren prognostizierten Effizienzsteigerungen die Netzintegration von elektrifizierter Individualmobilität im privaten und öffentlichen Raum, öffentlichem Personennahverkehr, Power-to-Gas-Anlagen, elektrischen Wärmepumpen, elektrischen Heizkessel, dezentralen Energiewandlungsanlagen (Photovoltaikanlagen) sowie Klimaanlage identifiziert. Dabei wurden für die Netzplanungen im Wesentlichen Power-to-Gas-Anlagen und elektrische Heizkessel in der Mittel- und Hochspannungsebene aufgrund gut planbarer spezifischer Einzelbetrachtungen und nicht flächendeckender Relevanz für städtische Verteilnetze zunächst bei der Ermittlung von neuen Planungs- und Betriebsgrundsätzen nicht weiter berücksichtigt. Für Klimaanlage wurde angenommen, dass im häuslichen Bereich der Leistungsbedarf durch Klimaanlage im Sommer nicht den Leistungsbedarf von Wärmepumpen im Winter übersteigt und letztere sogar perspektivisch zunehmend eine gleichzeitige Klimatisierung ermöglichen. Dabei wird die Klimatisierung von Bürokomplexen ebenfalls als nicht flächendeckende und gut planbare Einzelbetrachtung eingestuft und daher ebenfalls nicht berücksichtigt. Abschließend wurde auf Basis des technischen Regelwerks analysiert, wie Grenzwertverletzungen (Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen) identifiziert werden können.

Szenarienentwicklung und Regionalisierung (Kapitel 8, Kapitel 9)

Für die jeweilige Lastentwicklung in den Spannungsebenen wurden jeweils zwei Szenarien für Elektromobilität und Wärmepumpen angenommen, die dabei sowohl von aktuellen Studien als auch von einer jeweils absehbaren Entwicklung ausgeht, sich aber nicht an extremen Szenarien orientiert, wie z. B. der Frage, wie viele Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 benötigt werden, um die Klimaschutzziele zu erreichen, da insbesondere im Wärmesektor eine hohe Technologie-Diversität vorliegt.

Ermittlung repräsentativer städtischer Netzstrukturen (Kapitel 10)

Mittels Clusterungsverfahren wurden aus ca. 4.200 Niederspannungsnetzen (NS-Netze) 20 repräsentative Netze verteilt auf zehn Cluster, aus ca. 150 Mittelspannungsnetzen (MS-Netze) elf repräsentative Netze verteilt auf sechs Cluster sowie fünf jeweils vorgelagerte Hochspannungsnetze (HS-Netze) ausgewählt und mit den jeweiligen Netzstrukturparametern für die Analysen herangezogen.

Konventionelle Planungs- und Betriebsvarianten (Kapitel 11)

Die folgenden konventionellen Planungsmaßnahmen wurden angewendet:

- | | | | |
|--|----|----|----|
| • Stufensteller des Ortsnetztransformators | NS | | |
| • Betriebsmittelaustausch | NS | MS | HS |
| • Betriebsmittelverstärkung | NS | MS | HS |
| • Trennstellenverlagerung | | MS | |
| • Neues HöS/HS-Umspannwerk | | | HS |

Innovative Planungs- und Betriebsvarianten (Kapitel 12)

Die folgenden innovativen Planungsmaßnahmen wurden angewendet:

- | | | | |
|--|----|----|----|
| • Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk | NS | | |
| • Regelbarer Ortsnetztransformator | NS | | |
| • Einzelstrangregler | NS | | |
| • Energiespeicher | NS | MS | |
| • Blindleistungsmanagement | NS | MS | |
| • Lastmanagement | NS | MS | HS |

Technisch-wirtschaftliche Bewertung (Kapitel 13)

Für die Bewertung der konventionellen und innovativen Planungs- und Betriebsvarianten wurden ein Primär- und Sekundärbewertungsmodell entwickelt. Das Primärbewertungsmodell basiert dabei auf einer Kostenbewertung als Hauptkriterium mit der Barwertmethode und dient zur Ableitung der Planungs- und Betriebsgrundsätze. Als Ergänzung dazu wird eine alternative Bewertung beispielhaft im Sekundärbewertungsmodell mit weiteren Nebenkriterien und unterschiedlichen Gewichtungen vorgenommen.

Planungs- und Betriebsgrundsätze über alle Spannungsebenen (Abschnitt 14.1.2)

1. Es ist grundsätzlich eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung von HS-, MS- und NS-Netzen anzustreben.
2. Betriebsmittelüberlastungen sind der treibende Faktor des Ausbaubedarfs von städtischen Verteilnetzen, Spannungsbandverletzungen dagegen nicht.
3. Innovative Technologien, wie z. B. Lastmanagement, sind nur in einem geringen Teil der Netze die wirtschaftlichste Lösung. In den übrigen Netzen wird ein konventioneller Ausbau empfohlen.

Planungs- und Betriebsgrundsätze für Niederspannungsnetze (Abschnitt 14.2.3)

1. Zur Dimensionierung von Ortsnetztransformatoren wird eine durchschnittliche effektive Leistung für private Ladepunkte pro Hausanschluss von $P_{\text{pLP,ONT,HA}} = [1,7 ; 2,9]$ kW oder alternativ $P_{\text{pLP,ONT,ZP}} = [0,4 ; 0,8]$ kW pro Zählpunkt zuzüglich $P_{\text{konv,ONT,EZFH}} = 2,0$ kW für konventionelle Lasten der Ein- und Zweifamilienhäuser bzw. $P_{\text{konv,ONT,MFH}} = 1,0$ kW pro Zählpunkt für Mehrfamilienhäuser im Netz empfohlen.

Zur Dimensionierung der Niederspannungsabgänge werden im Abgang pro Hausanschluss $P_{\text{pLP,NS-Abgang,HA}} = [8,2 ; 12,0]$ kW oder alternativ $P_{\text{pLP,NS-Abgang,ZP}} = [3,2 ; 4,3]$ kW pro Zählpunkt zuzüglich $P_{\text{konv,NS-Abgang,EZFH}} = 2,7$ kW für konventionelle Lasten der Ein- und Zweifamilienhäuser bzw. $P_{\text{konv,NS-Abgang,MFH}} = 1,3$ kW pro Zählpunkt für Mehrfamilienhäuser empfohlen.

Sofern zusätzlich elektrische Wärmepumpen zu berücksichtigen sind, wird empfohlen, eine zusätzliche Leistung von $P_{\text{WP,NS}} = [3 ; 9]$ kW pro Wärmepumpe hinzuzurechnen, die gleichermaßen für Ortsnetztransformatoren und Niederspannungsabgänge gültig ist.

Anmerkung: Tiefergehende Erläuterungen können Tabelle 14.1 (Seite 153) entnommen werden.

2. Für städtische Niederspannungsnetze ist der Betriebspunkt „Starklast“ auslegungsrelevant.
3. Es wird empfohlen, den aktuellen Standard-Kabelquerschnitt $q = 150 \text{ mm}^2$ (Al) um einen zweiten neuen Standard-Kabelquerschnitt $q = 240 \text{ mm}^2$ (Al) für städtische Niederspannungsnetze zu ergänzen.
4. Im Bereich der Standard-Transformatorgrößen wird empfohlen, die jeweils vorhandene Dimension um eine Leistungsklasse in Bezug auf die Bemessungsleistung zu erhöhen.
5. Innovative spannungsregelnde Maßnahmen bieten keinen langfristigen Vorteil zur Behebung von Grenzwertverletzungen, da in städtischen Niederspannungsnetzen Betriebsmittelüberlastungen der dimensionierende Faktor für Ausbaumaßnahmen sind.
6. Netzdienliches Lastmanagement kann den konventionellen Netzausbau verzögern und teilweise vermeiden. Ist dabei die Anschaffung der Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) vollumfänglich notwendig, sind zumeist konventionelle Planungsmaßnahmen kostengünstiger und werden daher empfohlen. Wenn die MIKT jedoch bereits vorhanden ist bzw. deren Ausbringung unabhängig davon geplant ist und für ein Lastmanagement genutzt werden kann, ist ein Lastmanagement stets deutlich kostengünstiger und wird somit empfohlen.
7. Für innerstädtische Niederspannungsnetze, in denen keine Gebäudesanierungen oder Neubauten geplant sind und die eine durchschnittliche Lastdichte von mehr als ca. 10 Zählpunkte pro Hausanschluss haben, kann davon ausgegangen werden, dass kein signifikanter Ausbaubedarf der Niederspannungsleitungen erforderlich ist.

Planungs- und Betriebsgrundsätze für Mittelspannungsnetze (Abschnitt 14.3.3)

1. Für die private Ladeinfrastruktur wird eine durchschnittliche effektive Leistung von $P_{pLP,UWT,HA} = [0,3 ; 2,4]$ kW pro Hausanschluss im Netz zur Dimensionierung des HS/MS-Umspannwerkstransformators bzw. $P_{pLP,MS-Abgang,HA} = [0,8 ; 2,7]$ kW pro Hausanschluss zur Dimensionierung der Mittelspannungsabgänge im HS/MS-Umspannwerk empfohlen.
Wenn elektrische Wärmepumpen zu berücksichtigen sind, wird eine zusätzliche Leistung von $P_{WP,MS} = [0,1 ; 0,5]$ kW pro Hausanschluss für 3-kW-Wärmepumpen bzw. jeweils mit einem Faktor von 3 für die 9-kW-Wärmepumpen empfohlen, die gleichermaßen für HS/MS-Umspannwerkstransformatoren und Mittelspannungsabgänge gültig ist.
Für die konventionellen Haushaltslasten wird empfohlen, mit einem Leistungswert von durchschnittlich $P_{konv,UWT,HA} = 2$ kW pro Hausanschluss im Netz zur Dimensionierung des HS/MS-Umspannwerkstransformators bzw. $P_{konv,Abgang,HA} = 2,4$ kW pro Hausanschluss zur Dimensionierung der Mittelspannungsabgänge zu rechnen.
Anmerkung: Tiefergehende Erläuterungen können Tabelle 14.2 (Seite 171) entnommen werden.
2. Für 10-kV-Netze wird weiterhin der bisherige Standard-Kabelquerschnitt $q = 150 \text{ mm}^2$ (Al) bzw. $q = 185 \text{ mm}^2$ (Al) empfohlen. Als zweiter Standard-Kabelquerschnitt wird $q = 300 \text{ mm}^2$ (Al) empfohlen.
3. Aufgrund der heterogenen Lastverteilung in der Mittelspannungsebene wird für die Auswahl der Standard-HS/MS-Transformatorgrößen empfohlen, die Lastentwicklung für die Dimensionierung des HS/MS-Transformators auf Basis der im ersten Grundsatz vorgegebenen Leistungswertannahmen individuell zu bestimmen.
4. Ist die Anschaffung von Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) vollumfänglich in der Mittel- und Niederspannungsebene für die Anwendung eines Lastmanagements notwendig, dann ist der konventionelle Netzausbau in den meisten Fällen kostengünstiger als ein Lastmanagement und wird empfohlen. Wenn die MIKT bereits vorhanden bzw. deren Ausbringung unabhängig davon geplant ist und vom Lastmanagement genutzt werden kann, ist ein Lastmanagement deutlich kostengünstiger und wird empfohlen.
5. Es ist ein Ausbaubedarf von ca. 20 % der bestehenden Gesamtleitungslänge bei vorstädtischen, ca. 10 % bei städtischen und weniger als 10 % bei innerstädtischen 10-kV-Netzen mit konventioneller Planung zu erwarten.
6. 20-kV-Netze sind für die Integration von neuen Lasten deutlich robuster als 10-kV-Netze. In 20-kV-Netzen ist kaum mit einem Ausbaubedarf zu rechnen.
7. In der Mittelspannungsebene wird die zulässige Spannungsänderung zumeist nicht ausgeschöpft. Daher wird im Rahmen der Netzplanung empfohlen, die Spannungsbandaufteilung zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene zu prüfen und ggf. anzupassen.

Planungs- und Betriebsgrundsätze für Hochspannungsnetze (Abschnitt 14.4.3)

1. Die aggregierte Lastentwicklung in der Hochspannungsebene ohne unterlagerte Regelkonzepte, wie z. B. Lastmanagement, liegt je nach Szenario bis zum Jahr 2050 bei einem Lastzuwachs durch neue Lasten zwischen 40 % und max. 100 % der derzeitigen Netzlast. Den größten Anteil daran stellen die privaten Ladepunkte mit einem durchschnittlichen Leistungswert von ca. $P_{\text{LP,HS}} = 1 \text{ kW}$ aus Sicht der Hochspannungsebene stützjahrübergreifend dar.
2. In der Hochspannungsebene wird aufgrund des rein durch Betriebsmittelüberlastungen getriebenen Ausbaubedarfs die konventionelle Verstärkung empfohlen. Innovative Maßnahmen können in der Hochspannungsebene den Ausbau reduzieren bzw. verzögern, haben jedoch nur begrenzte Anwendungsmöglichkeiten.
3. Die Ladeleistungsbegrenzung von in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossenen Ladepunkten ist aus Sicht der Hochspannungsebene ein eher theoretisches Konzept mit grundsätzlich maßnahmenreduzierender Wirkung. Die Anwendung einer Ladeleistungsbegrenzung im Planungsprozess ist bei Verhältnismäßigkeit der Kollektivgröße jedoch nicht zweckdienlich, sondern lokal bzw. mit Fokus in den unterlagerten Spannungsebenen zu sehen.
4. Die Netzoptimierung durch innovative Planungs- und Betriebsvarianten stellt in städtischen Hochspannungsnetzen eine weniger wirkungsvolle Option zur Reduktion des Ausbaubedarfs als in ländlichen Hochspannungsnetzen dar.
5. Der Bau weiterer HöS/HS-Umspannwerke ist als spezifische Einzelfallbetrachtung zu sehen. Er kann in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe und der Ausgangssituation zu Einsparungen hinsichtlich des Ausbaus von Hochspannungsleitungen führen. Bei einer Gesamtbetrachtung kann es jedoch zu signifikant höheren Kosten führen.
6. Für einen Großteil der Leitungsmaßnahmen ist ein Kabelquerschnitt von $q = 1.200 \text{ mm}^2$ (Al) ausreichend. In wenigen Fällen – bspw. für Transportleitungen – ist $q = 2.000 \text{ mm}^2$ (Al) oder ein Parallelsystem notwendig, wobei dies stark vom verwendeten Netzkonzept abhängt.
7. Es wird empfohlen, ein variables Netzkonzept mit Handlungsoptionen vor dem Hintergrund der relevanten Ausgangssituation – bspw. Netzkonzept, weitere Ausbautreiber, Regelkonzepte in den unterlagerten Spannungsebenen – abzuleiten, um der zukünftigen Versorgungsaufgabe zu begegnen.

1 Einleitung

In diesem Kapitel wird erläutert, in welchem Zusammenhang der vorliegende Leitfaden erarbeitet wird. Es wird außerdem dargelegt, in welchem Kontext er in Bezug auf die aktuelle energiewirtschaftliche Situation einzuordnen ist. Nach einer Zusammenfassung der zugrundeliegenden Motivation zur Erarbeitung dieses Leitfadens werden der Fokus und die Zielsetzung sowie abschließend der grundsätzliche Aufbau des Leitfadens beschrieben.

1.1 Motivation

Das Thema *Energiewende* und die grundsätzlich daran geknüpften Klimaschutzziele sind mittlerweile in allen Gesellschaftsbereichen angekommen.

Als wesentlicher Bestandteil der *Energiewende* wird derzeit die Elektrifizierung sowohl des Mobilitäts- als auch des Wärmesektors forciert [1]. Dies geschieht in den nächsten Jahren jedoch weder schnell noch planbar, sondern langsam und wenig planbar, sodass die Auswirkungen auf insbesondere städtische Verteilnetze (Netze) nicht verlässlich abgeschätzt werden können. Daher gilt es u. a. nachfolgende, wesentliche und bisher offene Fragen zu technischen Fragestellungen/Anforderungen zu beantworten:

- Wie viel Ladeinfrastruktur (LIS) für Elektromobilität muss in Bezug auf die elektrifizierte Individualmobilität und den elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehr (eÖPNV) mit welchen elektrischen Ladeleistungen wo in bestehenden städtischen Netzen integriert werden?
- Welchen Beitrag zur Reduzierung des konventionellen Netzausbaus können innovative Betriebsmittel (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren) oder Technologien (z. B. Lastmanagement) in diesem Zusammenhang grundsätzlich leisten?
- Wo müssen die städtischen Netze für wie viel Power-to-X-Anlagen, insbesondere in Form einer Elektrifizierung des Wärmesektors mithilfe von elektrischen Wärmepumpen (WP), vorbereitet werden?

In den nächsten Jahren wird, vor allem durch die Elektromobilität induziert, eine Vielzahl neuer (innovativer) Lasten bzw. Letztverbraucher in den Netzen vorzufinden sein, weswegen anzunehmen ist, dass zunehmend städtische Netze an ihre technischen Grenzen stoßen werden. Daher besteht ein erhöhtes Risiko, dass durch die Integration zusätzlicher und neuer Lasten Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen auftreten werden.

1.2 Fokus und Zielsetzung

Das Hauptziel des Forschungsprojektes *Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze zur Anpassung an die Anforderungen der Energiewende (PuBStadt)* besteht in der Ableitung neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze (PuB) für städtische Netze, die nicht nur den heutigen Anforderungen genügen, sondern maßgeblich zur Integration von Elektromobilität und WP geeignet sind. Die städtischen Netze müssen zukünftig folglich auch für die nächsten Jahrzehnte genug elektrische Energie und elektrische Leistung innerhalb der jeweiligen Spannungsebene bereitstellen können, um die neuen Lasten neben den bestehenden Lasten zu versorgen.

Zur Bestimmung der neuen PuB für städtische Netze wird vor diesem Hintergrund wie folgt vorgegangen:

1. Zunächst werden als Basis für alle weiteren Schritte Trends und Einflussfaktoren auf städtische Netze untersucht, um darauf aufbauend Szenarien für die zukünftige konventionelle Lastentwicklung auswählen zu können.
2. Im Anschluss erfolgt eine Ermittlung repräsentativer Niederspannungsnetze (NS-Netze), Mittelspannungsnetze (MS-Netze) und Hochspannungsnetze (HS-Netze) mittels Clusterungsverfahren und den berücksichtigten Netzstrukturparametern Anschluss- und Lastdichte. Als Grundlage dienen Stromnetze der Netzbetreiber (NB) Stromnetz Berlin GmbH, Stuttgart Netze GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, SachsenNetze GmbH, ener-city Netz GmbH und Erlanger Stadtwerke AG.
3. Die ausgewählten Szenarien werden dann mit einer einheitlichen Systematik auf die identifizierten repräsentativen Netze regionalisiert und im weiteren Verlauf zur Abbildung der zukünftigen Versorgungsaufgaben städtischer Netze sowie zur Ausführung konventioneller und innovativer Netzplanungen für die jeweilige Spannungsebene herangezogen.
4. Auf Basis der steigenden Anzahl neuer Lasten wird über die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 untersucht, inwieweit die Netze die Anforderungen an netztechnische Rahmenbedingungen erfüllen. Dabei wird zunächst die konventionelle Netzplanung derart durchgeführt, dass die Versorgung der Letztverbraucher auch in Zukunft unter Einhaltung/Wahrung technischer Restriktionen möglich ist.
5. Um grundsätzlich den konventionellen Netzausbau zu reduzieren, wird anschließend die Netzplanung mit innovativen Betriebsmitteln und Technologien durchgeführt. Dabei stellt die konventionelle Netzplanung sowohl die Referenz- als auch eine Rückfall-Variante dar, für den Fall, dass die innovativen Planungs- und Betriebsvarianten nicht mit den angenommenen Möglichkeiten zur Verfügung stehen bzw. die Grenzwertverletzungen beheben können.

6. Neben der konventionellen wird auch die innovative Netzplanung für jede Spannungsebene einzeln betrachtet und spannungsebenenübergreifend durchgeführt, da die Niederspannungsebene (NS-Ebene), die Mittelspannungsebene (MS-Ebene) und die Hochspannungsebene (HS-Ebene) gleichermaßen von den technischen Fragestellungen betroffen sind.
7. Für eine Identifikation der technisch-wirtschaftlichsten Netzplanungsvarianten werden zunächst Bewertungskriterien erarbeitet, anhand derer im Anschluss eine technisch-wirtschaftliche Bewertung durchgeführt wird.
8. Abschließend werden auf Basis der technisch-wirtschaftlichen Bewertung aller Planungs- und Betriebsvarianten neue PuB für städtische Netze abgeleitet, die im vorliegenden Leitfaden zusammengeführt werden.

Die für die jeweiligen Analysen getroffenen Annahmen und Modellgrenzen können Anhang 17.1 (Seite 209) entnommen werden.

Unter Anwendung verschiedener Planungs- und Betriebsvarianten auf repräsentative städtische Netzstrukturen werden gewonnene Erkenntnisse und generalisierte Grundsätze für die Planung und den Betrieb der Netze wie folgt definiert:

„Regeln für die Auslegung städtischer Verteilnetze der öffentlichen Versorgung im Hinblick auf die in Zukunft an sie gestellten Anforderungen. Dabei wird der Begriff „Grundsätze“ als Erkenntnis, Aussage oder Regel verwendet, welche die Basis für nachfolgende Überlegungen, Aussagen oder Tätigkeiten bilden.“ [2]

Die neuen PuB haben das Ziel, im Rahmen der Netzplanung möglichst allgemeingültige Hinweise dafür zu geben, nach welchen Prämissen, Methoden und Strategien städtische Netze zukünftig auszurichten sind. Sie werden innerhalb des Leitfadens auf einer Ebene erläutert, die Cluster und Handlungsempfehlungen beschreibt und somit Richtlinien für die Auswahl von Optionen gibt. Lösungsoptionen eines Clusters können so nach einer Überprüfung auf ähnliche Netze übertragen werden, die sich innerhalb des jeweiligen Clusters befinden.

Unabhängig von den erarbeiteten PuB werden auch weiterreichende Handlungsempfehlungen gegeben, die im Rahmen der Netzplanung weniger grundlegenden Charakter haben, jedoch auch zur umfangreichen Integration von LIS und WP in städtische Netze beitragen können.

Der Hauptfokus im Forschungsprojekt *PuBStadt* liegt daher grundsätzlich auf der Integration von LIS, sowohl im Rahmen des elektrifizierten Individualverkehrs auf der NS- und MS-Ebene als auch des eÖPNV auf der HS-Ebene und WP auf der NS-Ebene sowie deren Auswirkungen auf die überlagerten Spannungsebenen. Dafür wird eine geeignete Methode erarbeitet und im vorliegenden Leitfaden näher erläutert, mit der es ermöglicht wird, für weitere städtische Netze prognostizierte Anzahlen von Lasten im Rahmen der Elektromobilität und Elektrifizierung des Wärmesektors zu regionalisieren. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, die relevanten topologischen und technischen Ausrichtungen von städtischen Netzen aufzuzeigen.

Nicht im Fokus stehen u. a. Fragen zur Entwicklung und Umsetzung neuer, innovativer Marktmodelle wie z. B. regionale Flexibilitätsmärkte. Des Weiteren werden keine Analysen durchgeführt, die im Anschluss Aussagen zur optimalen Betriebsorganisation von NB treffen können. Ebenfalls aus der Studie ausgeschlossen werden Auswirkungen unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien. Diese sind abhängig vom jeweiligen NB, sodass diese nicht im Leitfaden integriert werden können.

Rein ländliche Netzstrukturen sind ebenfalls kein Gegenstand des Leitfadens, da diese im Gegensatz zu städtischen Netzstrukturen in erhöhtem Maße vom Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA), wie z. B. Photovoltaikanlagen (PVA), betroffen sind. Für neue PuB, die auf die Integration von DEA abzielen, wird auf den Leitfaden gemäß [3] verwiesen, der in diesem Zusammenhang die relevanten topologischen und technischen Ausrichtungen von ländlichen Netzen beschreibt und als Ergänzung zum vorliegenden Leitfaden angesehen werden kann.

1.3 Aufbau des Leitfadens

In Kapitel 2 (Seite 7) werden zunächst Grundlagen der Netzplanung beschrieben, die den Kern des Leitfadens darstellen. Die grundsätzliche Vorgehensweise kann dabei von den jeweiligen unternehmensindividuellen Vorgaben abweichen und dient lediglich dem Grundverständnis. Kapitel 3 (Seite 11) gibt einen Überblick über die zukünftige Stadtentwicklung im Hinblick auf identifizierte Trends und Einflussfaktoren. Diese haben nicht nur einen Einfluss auf konventionelle Leistungsannahmen für die zu analysierenden Stützjahre, sondern ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Erarbeitung bzw. Anwendung von Szenarien im Rahmen der Netzplanung, weil dadurch die zukünftige Versorgungsaufgabe definiert wird. Aufbauend auf den Trends und Einflussfaktoren, die in einem Nachfragemodell zusammengeführt werden, thematisiert Kapitel 4 (Seite 17) die technischen Rahmenbedingungen wesentlicher für städtische Netze relevante Lasten bzw. Letztverbraucher, um die jeweiligen technischen Anforderungen zu definieren. Es wird beschrieben, was z. B. notwendig ist, um LIS für Elektromobilität oder WP berücksichtigen zu können. Kapitel 5 (Seite 27) erläutert im Anschluss ökonomische Rahmenbedingungen, die zu beachten sind, sobald die technischen Voraussetzungen erfüllt werden und die entsprechenden Lasten in die Netze integriert werden können. Neben diesen ökonomischen Rahmenbedingungen wird anschließend der regulatorische Rahmen in Kapitel 6 (Seite 33) näher erläutert, da dieser fest mit der Integration neuer Lasten verknüpft ist. Im Bereich der grundsätzlichen Rahmenbedingungen erfolgt in Kapitel 7 (Seite 39) die netztechnische Betrachtung insbesondere in Bezug auf Spannungshaltung und Betriebsmittelbelastbarkeit für die jeweiligen Spannungsebenen. Ergänzend werden weitere Themengebiete wie z. B. Versorgungszuverlässigkeit oder Kurzschlussbeanspruchung genannt, die ebenfalls eine hohe Relevanz im Kontext der Netzplanung haben, im vorliegenden Leitfaden jedoch nicht betrachtet werden. Nach der Erläuterung aller zu berücksich-

tigenden Rahmenbedingungen erfolgt in Kapitel 8 (Seite 59) die Analyse und Auswahl von Szenarien zur zukünftigen Versorgungsaufgabe. Dazu wird zunächst die Methode erläutert, um anschließend die Szenarien für die identifizierten relevanten Technologien/Lasten abzubilden, die im Anschluss in Kapitel 9 (Seite 69) regionalisiert werden. Dafür wird ebenfalls die zugrundeliegende Methode beschrieben.

Aufbauend auf den allgemeinen Kapiteln 2 bis 9 werden dann netztechnisch relevante Themengebiete abgearbeitet. Kapitel 10 (Seite 79) umfasst daher die Ermittlung repräsentativer Netzstrukturen, um auf Basis der ausgewählten und mit den Szenarien modellierten Netze Grenzwertverletzungen zu identifizieren. Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen werden im Anschluss in Kapitel 11 (Seite 85) mit konventionellen, sowie in Kapitel 12 (Seite 95) mit innovativen Planungs- und Betriebsvarianten behoben. Für eine technisch-wirtschaftliche Bewertung dieser Planungs- und Betriebsvarianten kann Kapitel 13 (Seite 127) die Bewertungsmethode entnommen werden. Auf der Grundlage der durchgeführten Netzplanungen je Spannungsebene werden dann in Abschnitt 14.1 (Seite 140) spannungsebenenübergreifende PuB sowie in Abschnitt 14.2 (Seite 143) für die NS-Ebene, in Abschnitt 14.3 (Seite 163) für die MS-Ebene und in Abschnitt 14.4 (Seite 181) für die HS-Ebene abgeleitet. Den Abschluss des Leitfadens bildet Kapitel 15 (Seite 193) mit einer Zusammenfassung sowie einem Ausblick. Eine Übersicht zum Aufbau des Leitfadens kann der Abbildung 1.1 entnommen werden.

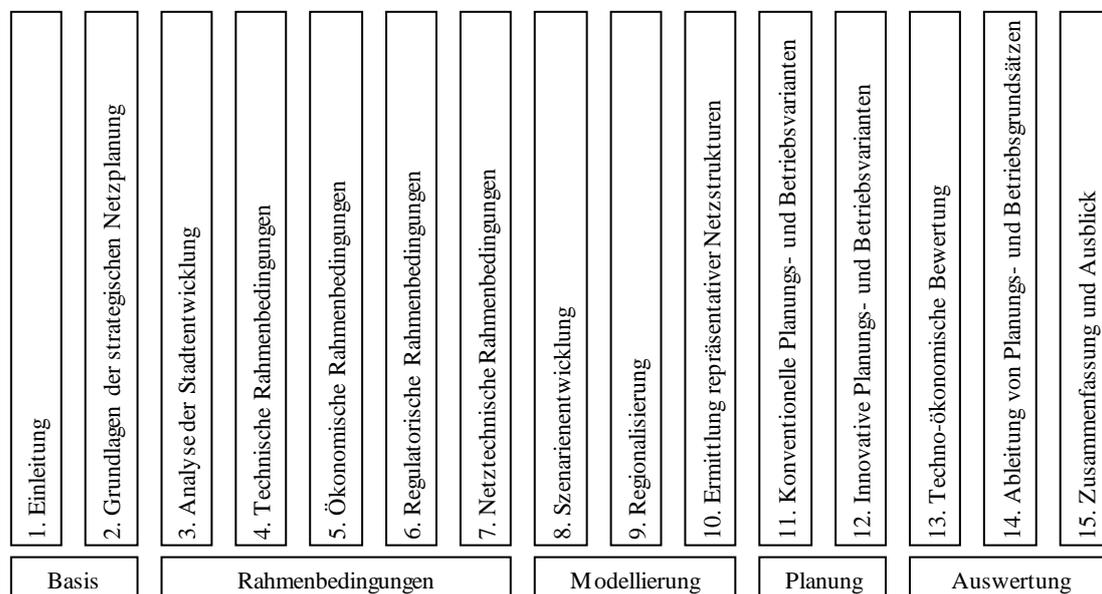


Abbildung 1.1: Aufbau des Leitfadens

2 Grundlagen der strategischen Netzplanung

Jedes wirtschaftlich agierende Unternehmen muss die zur Verfügung stehenden finanziellen Mittel so einplanen, dass sie zielgerichtet und das Gesamtsystem optimierend eingesetzt werden. Gerade für NB, die NS-, MS- sowie die vorgelagerten HS-Netze bewirtschaften müssen, ist eine strategische Netzplanung (kurz: Netzplanung) unabdingbar. Ziel ist es, die Netzplanung im Vorfeld dahingehend über Leitlinien zu standardisieren, dass sie objektiven und standardisierten Grundforderungen folgen, die als allgemein anerkannt gelten und daher in allgemeine PuB übertragbar sind. Diese Grundsätze sollen innerhalb eines Unternehmens zu einheitlichen Ergebnissen und Bewertungen führen, jedoch netzbetreiberspezifisch noch ergänzt und angepasst werden können, um so individuellen Anforderungen zu begegnen. Dafür sind zunächst so viele sachbezogene Informationen wie möglich zur Erfüllung spezifischer Anforderungen zusammenzutragen, um eine bestmögliche und hohe Informationsdichte zu erhalten. Damit ist es möglich, das jeweilige Planungsziel mit geeigneten Planungsmaßnahmen optimal zu erreichen, nachdem verschiedene Netze mit einer für die Zukunft festgelegten Versorgungsaufgabe (Zielnetze) erarbeitet, verglichen und bewertet wurden. [4]

Die beschriebene Vorgehensweise bei der Netzplanung wird nachfolgend detaillierter erläutert und ist als grundsätzlicher Prozessablauf in der Abbildung 2.1 dargestellt.

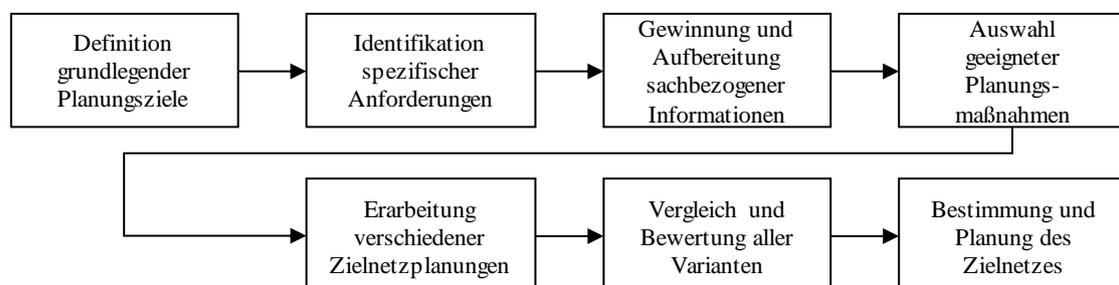


Abbildung 2.1: Grundsätzliche Vorgehensweise bei der strategischen Netzplanung für das jeweilige Planungsziel auf Basis von [3]

Definition grundlegender Planungsziele

Grundlegende Planungsziele sind zunächst dadurch definiert, dass sie den jeweils aktuell gültigen Gesetzen, Vorschriften, Normen, Ver- und Anordnungen sowie allgemein anerkannten Regeln der Technik oder technischen Richtlinien entsprechen müssen. Darüber hinaus gibt es weitere Ziele, wie z. B. dass für städtische Netze sichergestellt werden muss, dass sie die zunehmende Leistung durch LIS für Elektromobilität bereitstellen oder einer anderen gewünschten Versorgungsaufgabe gerecht werden. Diese Planungsziele sind allgemein gehalten und daher grundsätzlich für alle Netze, unabhängig vom jeweiligen NB, gültig. [3] [4]

Identifikation spezifischer Anforderungen

Neben den allgemeinen Planungszielen gilt es, noch weitere spezifische und ggf. vom jeweiligen NB abhängige Anforderungen zu identifizieren. Ein wesentlicher Bestandteil dieses Planungsschrittes ist z. B. die Auswahl von Szenarien für einen bestimmten Planungshorizont mit verschiedenen Stützjahren oder die Regionalisierung von bestimmten Lasten in die Netze. Des Weiteren gibt es auch vereinzelt Bestrebungen, gültige Normen etwas enger zu fassen, wenn bspw. abweichende Vorgaben hinsichtlich des geltenden Spannungsbandes in Bezug auf die *DIN EN 50160* [5] oder spezifischere Belastungsgrenzen für Betriebsmittel definiert werden. Alle Anforderungen für die Netzplanung werden in einen Anforderungskatalog überführt, den das Zielnetz mit einer Rangfolge der Priorität erfüllen muss. [3] [4]

Gewinnung und Aufbereitung sachbezogener Informationen

Das Fundament für eine optimale Zielnetzplanung ist das Vorhandensein einer hohen Informationsdichte für Prognosen in die Zukunft auf Basis von u. a. technischen, ökonomischen, regulatorischen und netztechnischen Rahmenbedingungen bzw. Anforderungen. Je geringer diese Informationsdichte ist, desto robuster muss das jeweilige Netz bei Abweichungen von diesen Prognosen sein. Daher ist es wichtig, so viele und belastbare Informationen wie möglich und nötig einzuholen, um eine ausreichende Datenqualität zu gewährleisten und diese für die Weiterverarbeitung aufzubereiten. Wenn bspw. als Anforderung festgelegt wird, dass private LIS anhand der in den Netzen befindlichen Gebäudestruktur regionalisiert wird, müssen zwingend die Daten zu Einfamilienhäusern (EFH), Zweifamilienhäusern (ZFH) bzw. Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) sowie Mehrfamilienhäusern (MFH) vorliegen. Sind dabei gewisse Informationen nicht zugänglich, ist es notwendig, diese anderweitig abzuleiten oder sich ihnen anzunähern. So lassen sich bspw. in guter Näherung Gebäudestrukturen aus Zählpunkten pro Hausanschluss generieren und für die Netzplanung nutzen. [3] [4]

Auswahl geeigneter Planungsmaßnahmen

Nach Vorliegen des definierten Planungsziels, spezifischer Anforderungen, die über u. a. das generelle technische Regelwerk hinausgehen, sowie aller für die Zielnetzplanungen notwendigen Informationen kann die Auswahl geeigneter Planungsmaßnahmen beginnen. Hierfür steht grundsätzlich ein breites Spektrum zur Verfügung, welches aus konventionellen, also bereits etablierten, sowie überwiegend innovativen Planungsmaßnahmen besteht, die zwar vereinzelt bereits Anwendung finden, allerdings noch nicht flächendeckend von allen NB eingesetzt werden. Dabei können aufgrund der spezifischen Anforderungen ggf. im Vorfeld Maßnahmen nicht berücksichtigt werden. Wenn z. B. ausgeschlossen wird, dass in einem Netzgebiet LIS angesteuert wird, kann ein Lastmanagement als Planungsmaßnahme entfallen und muss somit nicht bei den Zielnetzplanungen berücksichtigt werden. [3] [4]

Erarbeitung verschiedener Zielnetzplanungen

Sofern festgelegt wird, welche Planungsmaßnahmen analysiert werden, sind die Zielnetzplanungen in einer Netzberechnungssoftware durchzuführen. Hierbei sind gleichermaßen alle notwendigen Informationen aus dem dritten Planungsschritt in der Modellierung zu berücksichtigen. Im Anschluss werden auf Basis der identifizierten Grenzwertverletzungen die Planungsmaßnahmen zur Behebung von Spannungsbandverletzungen und/oder Betriebsmittelüberlastungen angewendet. Somit liegt am Ende für jede Planungsvariante vor, welche Grenzwertverletzungen in welchem Stützjahr auftreten und mit welchen Maßnahmen sie behoben werden können. [3] [4]

Vergleich und Bewertung aller Varianten

Nach der Durchführung aller potenziell geeigneten Planungsmaßnahmen pro Netz ist es wichtig, diese gegenüberzustellen, miteinander zu vergleichen und zu bewerten. Für die Bewertung stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. Neben der reinen Kostenbewertung, die das sowohl gängigste als auch ein wirtschaftliches Kriterium darstellt, ist es auch möglich, die einzelnen Planungsvarianten anhand technischer Kriterien wie z. B. den Netzverlusten zu bewerten. [3] [4]

Bestimmung und Planung des Zielnetzes

Nach der Auswertung aller Bewertungen wird schließlich die optimale Zielnetzplanung ausgewählt, sodass auf Basis aller zuvor durchgeführten Schritte auf der einen Seite die Grundsatzplanung (u. a. unternehmensinterne Grundsätze und externe Vorgaben) als strategische Planung und auf der anderen Seite auch die Strukturplanung (u. a. Systemstrukturen und Betriebsmittelparame-ter) als operative Planung abgeschlossen sind. Abschließend kann die Ausführungsplanung (u. a. Detailplanung der Leitungen und Anlagen) als Projektplanung starten. Im Rahmen dieser Ausführungsplanung (kein Bestandteil des vorliegenden Leitfadens), die gleichzeitig die Schnittstelle zum Bau darstellt, werden dann u. a. unter Berücksichtigung der jeweiligen Eigentumsverhältnisse zum einen die individuellen Detail- und Planungskonzepte für z. B. Umspannwerke (UW) oder Ortsnetzstationen (ONS) und zum anderen die Feintrassierungen für die Leitungssysteme, also die Festlegungen der konkreten Leitungsstrecken erarbeitet. Insbesondere ist bei der Trassierung darauf zu achten, ob Synergieeffekte mit bestehenden Leitungen der gleichen oder mit einer anderen Sparte wie z. B. Gasleitungen erzielt werden können, um ein Gesamtkostenoptimum zu erreichen. [3] [4] [6]

3 Analyse der Stadtentwicklung

Städte und urbane Räume bilden seit jeher Ballungszentren gesellschaftlicher Interaktion und menschlichen Konsums. Global betrachtet lebt derzeit ca. 54 % der Weltbevölkerung in Städten, die nicht nur 80 % der Wertschöpfung abbildet, sondern auch 78 % des Primärenergiebedarfs und 70 % aller Treibhausgasemissionen verursacht [7]. Vor dem Hintergrund des Klimawandels sind Städte somit zentraler Bestandteil zahlreicher Nachhaltigkeitsstrategien. Zudem befinden sich Städte und Gemeinden in einem konstanten Wandel und stehen vor der großen Herausforderung, ihren Bürgern ressourcenschonende sowie bedarfsgerechte Lebensräume zu schaffen und qualitativ anspruchsvolle Dienstleistungen bereitzustellen. Dazu gehören u. a. smarte städtische Mobilität, Energieeffizienz, nachhaltiges Wohnen, öffentliche Dienstleistungen, Bildungsangebote, Einzelhandel, Nahversorgung sowie digitale Verwaltung und Beteiligung [8]. Die Nutzung dieser Dienstleistungen, vor allem aber der private Konsum von elektrischem Strom, Wärme und Kraftstoffen, sowie der Energiebedarf von Industrien und Gewerben, erfordert den Aufbau und Betrieb einer jeweilig spezifischen Energieinfrastruktur zur Versorgung von Bürgern, sowie Unternehmen. Da diese Energieinfrastruktur dem Wandel der Städte und der Weiterentwicklung von Dienstleistungen und Anwendungen folgen muss, gilt es Trends und Einflussfaktoren zu identifizieren und zu analysieren, welchen Einfluss verschiedene Entwicklungen auf die Energienachfrage haben.

3.1 Trends

Zahlreiche globale und lokale Trends in verschiedenen Sektoren wirken sich entweder direkt oder indirekt auf die mittel- bis langfristige Entwicklung von urbanen Lebensräumen aus. Neben Trends in der Energieversorgung sind auch Trends in der Stadt- und Bevölkerungsentwicklung, im Industrie- und Mobilitätssektor, aber auch sektorenübergreifend zu identifizieren.

Parallel weisen Städte naturgemäß vielfältige, individuelle Charakteristika auf. Einerseits sind dies statische Gegebenheiten wie bspw. Siedlungsstrukturen, geografische Bedingungen, energetische Potenziale, andererseits dynamische Entwicklungen wie z. B. Demografie, Energiebedarf, wirtschaftliche Situationen, Bedürfnisse und Industrialisierung. Dies bedeutet, dass der urbane Raum stark durch lokale Gegebenheiten charakterisiert ist und in einer Vielzahl von Ausgestaltungsformen auftritt [9]. Demzufolge ist die Wirkung der verschiedenen globalen und lokalen Trends auf den spezifischen Lebensraum bzw. das Versorgungsgebiet immer sehr individuell zu prüfen. Die in der Tabelle 3.1 (Seite 12) aufgeführten Trends dienen somit einer qualitativen Einordnung, nicht aber der quantitativen Bestimmung.

Um allerdings die Auswirkungen auf die Lastentwicklung zu quantifizieren, gilt es – dort wo es möglich ist – die Trends mit Einflussfaktoren zu verknüpfen, ggf. auf Rückkopplungen zu prüfen und Wirkungszusammenhänge modellhaft abzubilden.

Tabelle 3.1: Urbane Trends und deren Beschreibung

Trend	Beschreibung
Urbanisierung vs. „Stadtflucht“	Urbanisierung beschreibt die nationale Migration vom ländlichen Raum in Städte. Als Gegenbewegung ziehen aber auch Menschen von Städten zurück in den ländlichen Raum („Stadtflucht“). Allerdings überwiegt derzeit die Urbanisierung deutlich, sodass die überwiegende Mehrheit der Städte wächst. [10]
Neue Raum- und Siedlungsstruktur	Hierbei geht es insbesondere um städtische Raum- und Siedlungsstrukturen. Ein Beispiel ist die Verdichtung anstelle einer Erweiterung der Fläche.
Ansteigender Zugang zu Elektrizität	Der Netzanschluss erfolgt an das öffentliche Versorgungsnetz bzw. der Zugang erfolgt durch lokale Erzeugung.
Umweltschutz	Mehr Entscheidungen werden (auch) unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit und der Auswirkungen auf die Umwelt getroffen. Dabei spielen Ressourcenschonung und Umweltverträglichkeit wesentliche Rollen.
Klimawandel	Klimawandel bezeichnet die Veränderung des Klimas auf der Erde.
Energieeffizienz	Ziel ist es, die Energieeffizienz (Verhältnis eines Nutzens zu dessen Energieeinsatz) zu steigern, d. h. die eingesetzte Energie bei gleichem Output zu reduzieren.
Dezentrale Energiewandlung	Durch die erhöhte Wettbewerbsfähigkeit von kleineren Energiewandlungsanlagen wird immer mehr elektrischer Strom in einer Vielzahl von DEA erzeugt.
Alternde Infrastruktur	Veraltete, sich teilweise am Ende ihres Lebenszyklus befindende oder vor dem Hintergrund eines schnellen Wachstums ungenügend ausgelegte Infrastrukturen für Energie, Wasser, Abwasser und Verkehr benötigen Investitionen.
Standortwettbewerb	Städte stehen im Wettbewerb um Ressourcen aller Art (Unternehmen, Sachkapital, Bewohner, Humankapital). Dementsprechend gibt es das Bestreben, die Lebensqualität in der Stadt zu erhöhen (z. B. Grünflächen, Mobilitätskonzepte etc.) und Unternehmen anzuziehen.
Bevölkerungsentwicklung	Entspricht der demographischen Entwicklung der Bevölkerung in Bezug auf Struktur (Zusammensetzung der Bevölkerung aus Gruppierungen) und Bevölkerungsbewegungen (räumlich, wie z. B. Wanderungen, räumliche Mobilität, Migration etc.)
Neue Mobilitätskonzepte	Städtische Ballungsgebiete bieten zunehmend bessere öffentliche Fortbewegungsmöglichkeiten an und Innenstädte werden verstärkt autofrei. Außerdem setzen immer mehr Menschen auf Car-Sharing-Angebote.
Neues Konsumverhalten	Onlinekäufe und digitale Serviceangebote (z. B. Onlinebanking) sowie stationäre Geschäfte als Showroom nehmen zu.
Sektorenkopplung	Verschiedene Sektoren, v. a. Strom, Gas, Wärme und Verkehr, werden verknüpft.
Industrie 4.0 und Internet of Things	Die horizontalen und vertikalen Wertschöpfungsketten in Industrieunternehmen werden digital vernetzt.
Digitalisierung	Analoge Werte und Daten werden zur Weiterverarbeitung in Anwendungen, Produkten und Prozessen digitalisiert.
Automatisierung	Prozesse und Tätigkeiten werden automatisiert.
Smart Home/Smart Building	IT und eine gemeinsame Kommunikation von Gebäudeautomation, Sicherheitstechnik und Energieverteilung konvergieren.
Schutz und Sicherheit	Kritische Infrastrukturen sollen so ausgelegt und betrieben werden, dass auch bei Beeinflussungen von außen – wie z. B. großen Umwelteinwirkungen und Angriffen – weitreichende Störungen vermieden werden.

3.2 Einflussfaktoren

Zur Erarbeitung eines Nachfragemodells werden globale und lokale Trends mit Einfluss auf den urbanen Energiebedarf herausgearbeitet und diese über spezifische Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Energiebedarfs verknüpft. Als Ergebnis werden eine Identifikation und erste Abschätzung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die unterschiedlichen Lasten, die im Rahmen des Leitfadens untersucht werden, ermittelt (siehe Abbildung 3.1). Dabei ist z. B. der Elektrifizierungsgrad des Wärmesektors ein wesentlicher Einflussfaktor, der die elektrische Leistung von Haushalten, Gewerben und Industrien verändern wird.



Abbildung 3.1: Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Verteilung elektrischer Lasten

Diese erste Abschätzung dient zum einen als Arbeitsgrundlage, um die Rahmenbedingungen und Szenarien für die verschiedenen Lasten abzuleiten. Zum anderen erfolgt auf dieser Grundlage eine Einordnung hinsichtlich der Möglichkeit einer Erfassbarkeit bzw. einer Messbarkeit der einzelnen Einflussfaktoren (bspw. Anzahl der Gebäudetypen je Netzgebiet für die Beschreibung der Wohn- bzw. Gebäudestruktur). Hinsichtlich der Berücksichtigung der Einflussfaktoren auf die Entwicklung urbaner Lasten, werden diese teilweise in das Nachfragemodell (siehe Abschnitt 3.3, Seite 15) überführt, bei dem quantitativ ein Zusammenhang der Einflussgrößen untersucht wird.

Eine Kurzbeschreibung des qualitativen Zusammenhangs auf die Lastentwicklung und – wo möglich mit einer Tendaussage auf Basis der Literaturlauswertung – zeigt die Tabelle 3.2 (Seite 14).

Tabelle 3.2: Übersicht der qualitativen Einschätzung urbaner Trends und deren Anwendung im Leitfaden

Einflussfaktor	Beschreibung
Anzahl Stadt-Bevölkerung	Je nach Region wird von einer konstanten bzw. einer leicht steigenden bis steigenden Stadtbevölkerung ausgegangen. [11]
Gewerbliche Letztverbraucher	Die Anzahl der gewerblichen Letztverbraucher ist sehr spezifisch und regionsabhängig und ist daher im Einzelfall zu prüfen oder vereinfachend als konstant anzusetzen.
Wohn-/Gebäudestruktur	Es wird vereinfachend von einem steigenden Anteil der 1-2-Personen-/Einfamilienhaushalte pro Stadt und damit einer Zunahme der individuellen Wohnfläche und des Energieverbrauchs ausgegangen. [11]
Einkommensstruktur/-verteilung	Der relative Unterschied der Einkommensquintilen zeigt bis 2021 keine Spreizung des Lohneinkommens [12] [13]. Vereinfacht wird eine Fortführung der Annahmen über das Jahr 2021 hinaus angesetzt.
Selbstversorgungsgrad	Eine Zunahme des Selbstversorgungsgrads der privaten Haushaltslasten kann zu einer Reduktion der Maximallast führen. [14-16] Für die konventionelle Planung wird von einer max. Leistung der (neuen) Lasten ohne Flexibilitäten ausgegangen. Für die innovative Planung werden Flexibilitäten berücksichtigt (siehe Abschnitt 12.2.7, Seite 110).
Energieeffizienz	Die Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen durch technologische Fortschritte bei der Energieeinsparung, sowie einer Erhöhung der Wirkungsgrade im Haushalt bei u. a. der Beleuchtung und weißer Ware kann durch die Ansetzung von Effizienzfaktoren je Sektor Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie abgebildet werden. [14-16] Allerdings gilt auch hier, dass der Ansatz für die Sektoren GHD und Industrie sehr spezifisch zu betrachten ist. Zudem kann vereinfachend angenommen werden, dass bspw. Effizienzsteigerungen in der Industrie durch einen gleichzeitigen Anstieg des Bruttoinlandsproduktes (BIP) kompensiert werden. Die Energieeffizienzmaßnahmen werden vereinfacht über einen pauschalen Ansatz durch Effizienzfaktoren nur für Haushaltslasten angesetzt.
Elektrifizierung Wärmesektor	Die Elektrifizierung kann flächendeckend durch den Zubau dezentraler Wärmepumpen oder in Form zentraler Wärmeversorgungskonzepte Einfluss haben. [14-16] Im Rahmen des Leitfadens werden nur für den flächendeckenden Einsatz dezentraler Wärmepumpen Szenarien mit unterschiedlichen Leistungsvorgaben angesetzt (siehe u. a. Abschnitt 4.4, Seite 21 und Abschnitt 8.5.2, Seite 66).
Steuerebare Lasten	Es werden Effekte von der Anwendung durch Flexibilitäten klassischer Stromanwendungen berücksichtigt. [14-16] Für die konventionelle Planung im Rahmen des Leitfadens wird von keinen Flexibilitäten (steuerbare Lasten) ausgegangen. Innerhalb der innovativen Planung werden unterschiedliche Regelkonzepte bei Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen berücksichtigt (siehe Abschnitt 12.2.7, Seite 110).
BIP	Die Steigerung der Wertschöpfung fließt insbesondere in die Entwicklung der Industrielasten ein. Jedoch sind Prognosen des BIP meist auf nationaler Ebene und nur selten auf regionaler Ebene vorhanden. Folglich ist es denkbar, dass – analog zum Einflussfaktor Energieeffizienz – ein prognostizierter Anstieg des BIP durch mögliche Effizienzgewinne kompensiert wird. Im Rahmen des Leitfadens wird keine explizite Einflussnahme durch das BIP berücksichtigt.
Anteil der Bevölkerung zu Elektrizität	Die letzten drei genannten Einflussfaktoren haben Auswirkungen auf die Entwicklung der Nachfrage, bedingen aber einer separaten lokalen Bewertung und Modellierung. Daher werden diese Einflussfaktoren im Rahmen des Leitfadens vernachlässigt.
Energiepreise	
Temperatur	

3.3 Nachfragemodell

Die Prognose von elektrischen Lasten zur Definition der zukünftigen Versorgungsaufgabe ist ein essentieller Bestandteil des Netzplanungsprozesses. Im Rahmen des Transformationsprozesses der *Energiewende* ist es neben der Abschätzung von Lasten, die neu in Netze zu integrieren sind (LIS und WP, siehe Kapitel 4, Kapitel 8 und Kapitel 9), mitunter auch notwendig, Effekte auf konventionelle Haushaltslasten bzw. deren Lastprofil zu bewerten. Dieser Effekt kann einerseits im Einsatz von energieeffizienten Anwendungen begründet sein, andererseits ist er auch durch demographische Entwicklungen im Hinblick auf bspw. eine veränderte Bevölkerungs- und Wohnstruktur zurückzuführen.

Um den Effekt dieser sowohl technischen als auch demographischen Aspekte in Bezug auf konventionelle Haushaltslasten, die i. d. R. durch ein historisches Verhalten auf Basis eines Standard-Lastprofils (SLP) [17] beschrieben werden, zu erfassen, wird ein langfristiges Nachfragemodell für städtische Haushalte entwickelt [18]. Im Rahmen des Netzplanungsprozesses wird die Abschätzung von gewerblichen und industriellen Lasten aufgrund ihrer heterogenen Charakteristika als Einzelfallbetrachtung gesehen.

Als Ausgangspunkt für das Nachfragemodell dienen die definierten Trends und Einflussfaktoren (Abschnitt 3.1 und 3.2). Diese herausgearbeiteten globalen und lokalen Trends mit Einfluss auf den urbanen Energiebedarf werden über spezifische Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Energiebedarfs verknüpft. Als Ergebnis wird eine Identifikation und erste Abschätzung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Lasten ermittelt.

Der grundsätzliche Aufbau des Nachfragemodells ist in der Abbildung 3.2 (Seite 16) dargestellt. Das Modell durchläuft einen zweiphasigen Prozess und basiert dabei auf einer Kombination aus einem statistischen und einem deterministischen Modell. Diese Modellstruktur ergibt sich aufgrund der zur Verfügung stehenden Datenbasis zur Prognose der zukünftigen Entwicklung. So wird das statistische Modell für den Datenbereich verwendet, für den historische Daten zur Verfügung stehen und für den der Einfluss auf die Lastentwicklung auf Grundlage dieser Daten ermittelt werden kann sowie für den eine Fortschreibung möglich ist (z. B. Anzahl der Bevölkerung, Wohn- bzw. Gebäude- oder Einkommensstruktur). Für den Datenbereich aus denen auf Grundlage historischer Entwicklungen keine Abschätzung zum Einfluss auf die Lastentwicklung getätigt werden kann (z. B. Selbstversorgungsgrad, Effizienzsteigerung und Entwicklung von WP), wird dagegen ein deterministisches Modell verwendet. [18]

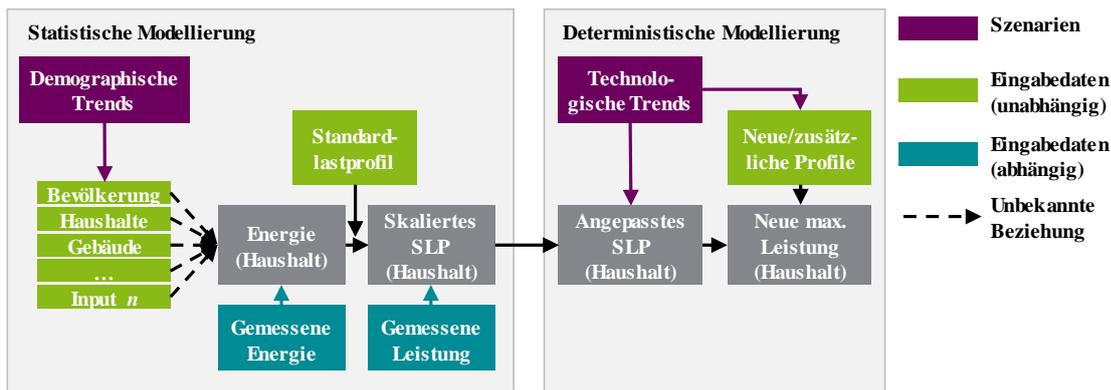


Abbildung 3.2: Grundsätzlicher Aufbau des Nachfragemodells für Haushaltslasten auf Basis von [18]

Das Nachfragemodell zielt darauf ab, die Lastprofile für den Sektor Haushalt für vorgegebene Szenarien zu erstellen. Auf Basis der zur Verfügung gestellten Netz- und Verbrauchsdaten sowie z. B. auf Basis von *OpenStreetMap*-Daten [19] selbst zusammengetragenen sozioökonomischen Daten, wie bspw. die Anzahl der Haushalte und die Einkommensstruktur, werden über ein Modell auf Basis einer linearen Regression mit einem sogenannten elastischen Netz die Modellparameter bzw. Koeffizienten unter Berücksichtigung von Einschränkungen und Nebenbedingungen ermittelt. Die jeweilige Nebenbedingung stellt dabei die Minimierung der Abweichung zu den vorliegenden Messwerten dar. Seitens der NB werden hier Lastgänge auf Ortsnetzstationsebene, Messwerte auf Hausanschlussebene und SLP zur Verfügung gestellt. Die Modellparameter werden dahingehend ermittelt, dass die Abweichung zwischen dem modellierten und dem gemessenen Energiebedarf als auch die Abweichung zwischen der modellierten und der gemessenen Spitzenleistung minimiert sowie eine Überanpassung vermieden wird. Ziel ist es, die Beziehung zwischen den unabhängigen Variablen (bspw. Bevölkerungszahl, Anzahl der Haushalte) und der abhängigen Variablen (gemessener jährlicher Energieverbrauch und Maximallast) zu ermitteln. [18]

Im Rahmen der Anwendung des statistischen Modells werden die vorab definierten Szenarien bzgl. der Einflussparameter als Einstellwerte in das Modell eingegeben, um damit ein Lastprofil bzw. max. Leistungswerte für dieses gebildete Szenario für die definierten Stützjahre zu erstellen. Bei dem anschließenden deterministischen Modell wird über den Energiebedarf der Haushalte das SLP auf Basis von Effizienzfaktoren als Teil der deterministischen Datenbasis angepasst, um die Haushaltslastprofile zu skalieren. [18]

Als Ergebnis des entwickelten Nachfragemodells für Haushaltslasten wird für die späteren Analysen aus dem angepassten Haushaltslastprofil die max. Last an jeder Ortsnetzstation bestimmt, um daraus Lastentwicklungsfaktoren abzuleiten. Diese beschreiben, wie sich die derzeitige gemessene Maximallast über die betrachteten Stützjahre bis zum Jahr 2050 für die einzelnen NS-Netze verändert. Diese Entwicklung der konventionellen Haushaltslast wird im Planungsprozess für alle Spannungsebenen durch Übertragung auf die MS- und HS-Ebene angewendet.

4 Technische Rahmenbedingungen

Die Analyse der Stadtentwicklung in Kapitel 3 hat speziell in Bezug auf städtische Verteilnetze gezeigt, dass drei wichtige Themenblöcke zu berücksichtigen sind. Dies sind zum einen konventionelle Lasten, wie z. B. Haushalts-, Gewerbe- oder Industrielasten und zum anderen die Themen LIS für Elektromobilität sowie Power-to-X als wesentliche Bestandteile der *Energiewende*. Daher werden in den nachfolgenden Abschnitten die einzelnen Lasten hinsichtlich ihrer technischen Rahmenbedingungen im Detail erläutert.

4.1 Grundlagen im Bereich konventioneller Lasten

Konventionelle Lasten umfassen nach dem Verständnis dieses Leitfadens Haushaltslasten, gewerbliche sowie industrielle Lasten. Haushaltslasten werden aufgrund einer fehlenden Leistungsmessung, einer vergleichsweise homogenen Leistungsverteilung und der Anbindung in der NS-Ebene i. d. R. noch über SLP (siehe Abschnitt 3.3 und 7.6.1, Seite 52) hinsichtlich ihres Energiebedarfs berücksichtigt. Neben Lastprofilen für Haushalte gibt es zusätzlich auch repräsentative Lastprofile für die Landwirtschaft oder Gewerbekunden. Für temperaturabhängige Letztverbraucher wie z. B. Elektrospeicherheizungen sind tagesparameterabhängige Lastprofile vorhanden. Des Weiteren gibt es auch für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Bandlastkunden und Heizwärmespeicher separate Lastprofile.

Grundsätzlich muss der Netzanschluss auf die max. zeitgleiche Leistung aller zusammengefasster Letztverbraucher ausgelegt sein. Bei Haushaltslasten kann der Leistungsbedarf für Wohnungen gemäß *DIN 18015-1* [20] ermittelt werden. Konkrete Anschlussleistungswerte je Zählpunkt sind im Leitfaden im weiteren Verlauf zu finden (siehe Kapitel 14).

Gewerbe- und Industrielasten größerer Leistung werden dagegen beim Netzanschluss i. d. R. als Einzelfall spezifisch betrachtet. Sie fallen in die Gruppe der Letztverbraucher, die einen Energiebedarf von mehr als $W_{el} = 100.000$ kWh/a aufweisen und damit eine registrierende Leistungsmessung erhalten.

Der Leistungsbereich, der in der jeweiligen Spannungsebene angeschlossen wird, kann sehr variieren bzw. ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig. Auf NS-Ebene liegt der Leistungsbereich in einer Größenordnung von max. ca. $P = 200$ kW (dann mit einem direkten Anschluss an die ONS). Bei Leistungsgrößen aufwärts erfolgt der Anschluss in der MS-Ebene, wobei sich die Anschlusskapazität um ca. $P = 2$ MW im 10-kV-Netz und $P = 4$ MW im 20-kV-Netz bewegt. Größere Leistungen erfordern dann eine Direktanbindung an das HS/MS-UW oder sogar einen eigenen Anschluss in der HS-Ebene. [21-23]

4.2 Grundlagen im Bereich der elektrifizierten Individualmobilität

Auf Basis von sich immer weiter aktualisierenden Daten zur öffentlichen LIS durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) [24] kann der Abbildung 4.1 eine Gegenüberstellung entnommen werden, wie sich der Zubau in den letzten Jahren entwickelt hat. Es ist zu erkennen, dass innerhalb von drei Jahren (Juli 2018 bis Juli 2021) ca. 15.200 Ladesäulen¹ mit insgesamt ca. 26.600 Ladepunkten (LP) in Betrieb genommen wurden. Wie die beschriebene Entwicklung des Zubaus von LIS im Rahmen des Leitfadens mit Blick in die Zukunft berücksichtigt bzw. umgesetzt wird, ist in Kapitel 8 beschrieben.

Für eine Einschätzung der zugehörigen Ladeleistungen ist in der Abbildung 4.2 (Seite 19) die detaillierte Entwicklung der vorangegangenen 13 Jahre dargestellt. Es ist zu erkennen, dass insbesondere öffentliche LIS mit einer Ladeleistung $P_{LL} > 11$ kW bis $P_{LL} = 22$ kW in Betrieb genommen worden sind. Des Weiteren wurden auch in den letzten Jahren vermehrt Ladeleistungen $P_{LL} > 22$ kW zugebaut, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass LIS mit höheren Ladeleistungen stetig zunehmen wird. Dabei wird gemäß § 2 „Begriffsbestimmung Nr. 7“ und § 2 „Begriffsbestimmung Nr. 8“ der Ladesäulenverordnung vom 09.03.2016 [25] ein Normalladepunkt definiert als „ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 Kilowatt“ und ein Schnellladepunkt als „ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 Kilowatt an ein Elektromobil übertragen werden kann.“

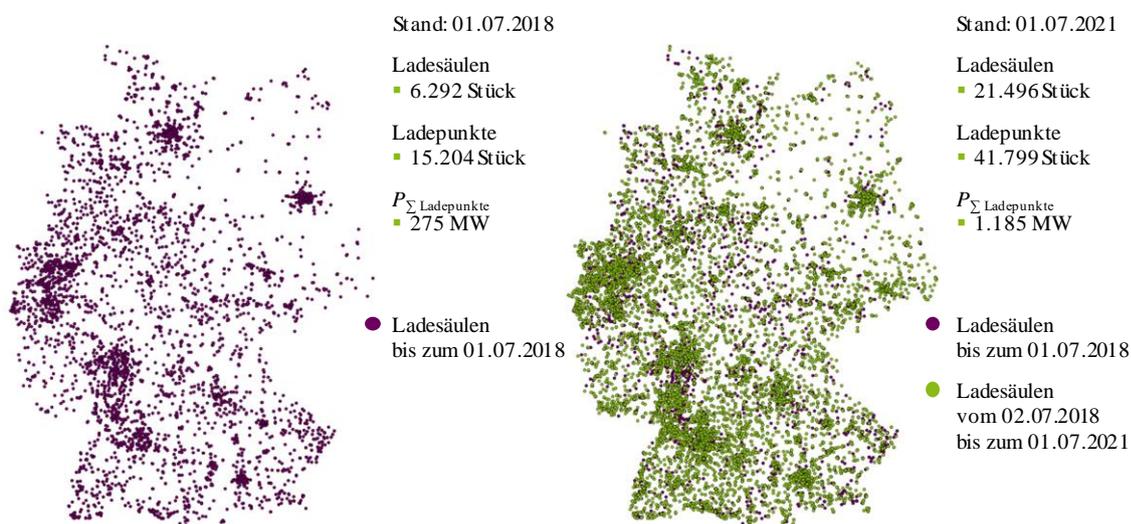


Abbildung 4.1: Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur zwischen den Jahren 2018 und 2021 auf Basis von [24]

¹ Eine Ladesäule wird im Leitfaden definiert als eine Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge mit zwei oder mehr Ladepunkten sowie einer systemseitig vorgegebenen Aufteilung der Ladeleistung in Abhängigkeit der ladenden Elektrofahrzeuge. An einer 22-kW-Ladesäulen können z. B. zwei Elektrofahrzeuge mit jeweils $P_{LL} = 11$ kW oder ein Elektrofahrzeug mit $P_{LL} = 22$ kW geladen werden. Die Anschlussleistung bleibt davon unberührt.

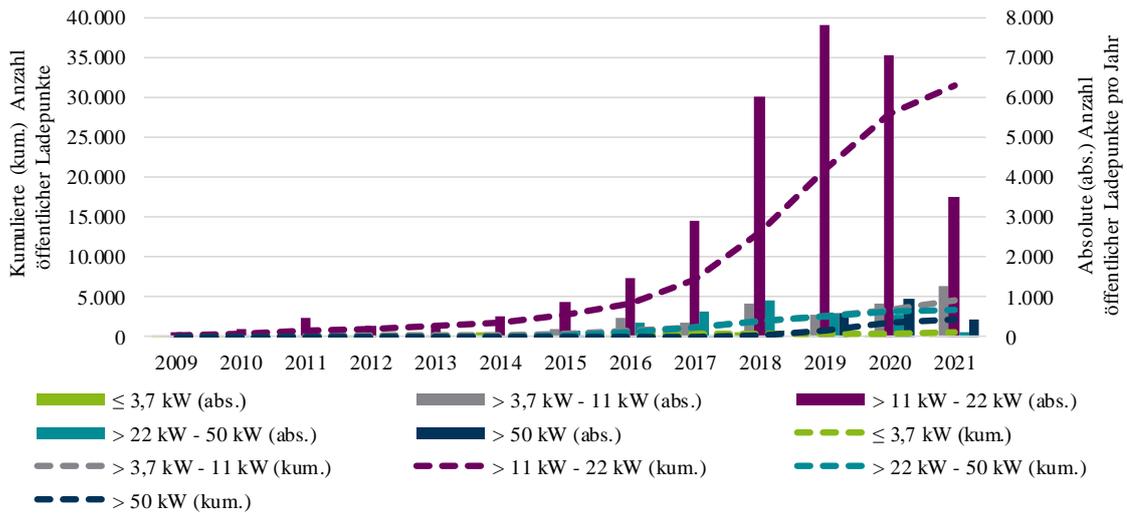


Abbildung 4.2: Entwicklung der Ladeleistungen öffentlicher Ladeinfrastruktur auf Basis von [24]

In den Daten der BNetzA sind grundsätzlich viele verschiedene Ladeleistungen berücksichtigt. Für die weiteren Analysen werden jedoch die am meist verbreiteten Ladeleistungen $P_{LL} = 3,7, 11, 22, 50$ und 150 kW mit einem angenommenen $\cos(\varphi) = 1$ herangezogen. Die Leistungen werden für eine differenziertere Betrachtung zusätzlich in private Ladepunkte (pLP) mit $P_{LL} = 3,7, 11$ und 22 kW, sowie öffentliche Ladepunkte (öLP) mit $P_{LL} = 11, 22, 50$ und 150 kW unterschieden. Folgende Definitionen, mit Ergänzung von Abbildung 4.3 werden dafür zugrunde gelegt:

Öffentlich zugänglicher Ladepunkt:

„Im Sinne dieser Verordnung ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich, wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann.“ [25]

Privat zugänglicher Ladepunkt:

„Wird der Zugang dagegen nur einer von vornherein bestimmten oder bestimmbar Personengruppe eingeräumt, liegt kein öffentlich zugänglicher Ladepunkt im Sinne dieser Verordnung vor.“ [26]

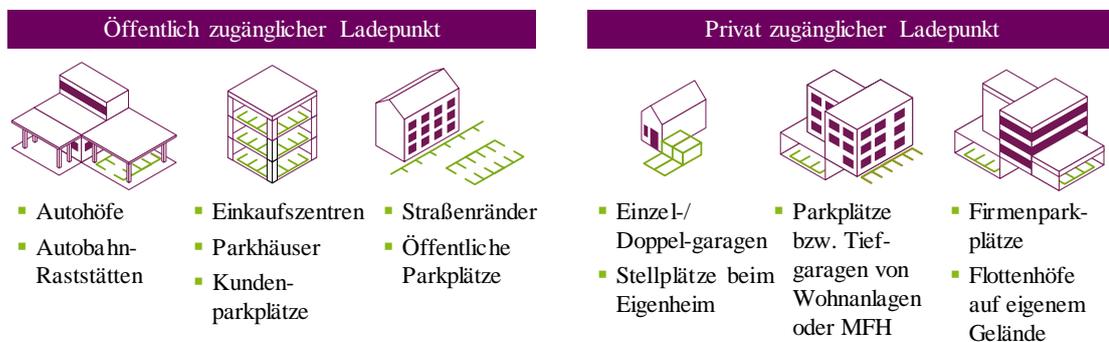


Abbildung 4.3: Unterscheidung der Zugangsbereiche für öffentliche und private Ladepunkte auf Basis von [27]

Die öffentliche LIS stellt somit grundsätzlich flächendeckend höhere Ladeleistungen zur Verfügung. Dies ist gleichermaßen dem Umstand geschuldet, dass in den *Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung, VDE-AR-N 4100)* [28] geschrieben steht, dass „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit Bemessungsleistungen $\geq 3,6$ kVA sowie alle elektrischen Speicher beim Netzbetreiber anzumelden sind“ sowie, dass „der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, wenn deren Summen-Bemessungsleistung 12 kVA je Kundenanlage überschreitet, der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers bedarf“ [28]. Beide Aussagen haben für spätere Analysen zur Folge, dass im privaten Bereich 3,7- und 11-kW-Ladeleistungen nur angemeldet, 22-kW-Ladeleistungen dagegen genehmigt werden müssen und somit zahlenmäßig als Annahme weniger in den Netzen vorzufinden sind.

Mit dem Wissen aus der bisherigen Entwicklung sowie den Ladeleistungen wird für pLP und öLP über die Stützjahre hinweg jeweils eine unterschiedliche prozentuale Entwicklung angenommen, die ab dem Jahr 2040 fortgeführt wird (siehe Tabelle 4.1).

Tabelle 4.1: Angenommene Entwicklung privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur über die im Leitfaden verwendeten drei Stützjahre

Private Ladeleistung	2030	2040	2050	Öffentliche Ladeleistung	2030	2040	2050
3,7 kW	10 %	0 %	0 %	3,7 kW	0 %	0 %	0 %
11 kW	60 %	65 %	65 %	11 kW	5 %	5 %	5 %
22 kW	30 %	35 %	35 %	22 kW	75 %	20 %	20 %
50 kW	0 %	0 %	0 %	50 kW	15 %	50 %	50 %
150 kW	0 %	0 %	0 %	150 kW	5 %	25 %	25 %

4.3 Grundlagen im Bereich des elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehrs

Neben der Elektrifizierung der Individualmobilität wird auch die Elektrifizierung der städtischen Busflotte im Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) immer weiter angestrebt und verfolgt. Dabei kommt das Fahrprofil von Busrouten im Stadtverkehr den Vorteilen der Elektromobilität mit Start-Stop-Charakteristik sowie planbaren und geringen Distanzen – Busse des ÖPNV fahren typischerweise durchschnittlich zwischen $s = 100$ km und $s = 300$ km am Tag [29] – entgegen. Vor dem Hintergrund der Fahrstrecken bestimmt die Ladestrategie maßgeblich die Dimensionierung der Fahrzeugbatterie und mit direkter Konsequenz für das Netz auch die LIS.

Aus Sicht der Ladestrategie wird zwischen der Ladung am Betriebshof und der Gelegenheitsladung (ggf. noch Ladungen an ausgewählten Endhaltestellen als Zwischenlösung) unterschieden,

wohingegen aus technischer Sicht auch in Abhängigkeit der Ladestrategie zwischen verschiedenen Ladetechnologien unterschieden wird. Dabei gibt es die drei grundsätzlichen Konzepte des kabelgebundenen Ladens, des induktiven Ladens und des Batteriewechsels. Bei beiden erstgenannten Formen wird noch in Abhängigkeit des ausgewählten Konzeptes zwischen stationärem und dynamischem Laden differenziert. Dabei fällt auch die Ladung über ein Pantographsystem in den Bereich des kabelgebundenen, spontanen Ladens („*opportunity charging*“). Dem gegenüber steht das Laden am Depot („*depot charging*“). Die Ladeleistung pro LP kann dabei je nach Ladestrategie und -technologie zwischen $P_{LL} = 150$ kW und $P_{LL} = 600$ kW liegen [30].

4.4 Grundlagen im Bereich von Power-to-X-Anlagen

Unter Power-to-X (PtX) wird die Umwandlung von – bevorzugt durch Erneuerbare Energien (EE) erzeugten – elektrischem Strom in einen anderen Energieträger verstanden. Dabei findet entweder eine Unterscheidung anhand der Energieform (z. B. Power-to-Liquid) oder nach dem Verwendungszweck (z. B. Power-to-Hydrogen) statt. Der Betrachtungsrahmen im vorliegenden Leitfa- den beschränkt sich jedoch ausschließlich auf Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Heat (PtH).

Power-to-Gas-Anlagen

Unter PtG werden in der Literatur oft die beiden separat betrachteten Technologien Power-to-Hydrogen und Power-to-Methane zusammengefasst. Damit wird grundsätzlich ein chemischer Prozess beschrieben, der zunächst in einem Elektrolyseur Wasser mit elektrischer Energie aufspaltet und dabei Wasserstoff (Power-to-Hydrogen) erzeugt. Dieser kann in einem weiteren Schritt unter Zuführung von Kohlenstoffdioxid zu synthetischem Methan weiterverarbeitet (Power-to-Methane) oder direkt genutzt werden (Power-to-Hydrogen).

Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) können erzeugungs-, netz- oder marktgeführt betrieben werden. Bei einer erzeugungsgeführten Nutzung wird die regenerative Stromerzeugung ausgeglichen, so dass keine EE-Anlagen abgeregelt werden müssen, wenn das Stromnetz z. B. den zusätzlichen Strom nicht aufnehmen kann. Ist es dagegen das Ziel, im Stromnetz auftretende Engpasssituationen abzumildern oder zu verhindern, wird ein netzgeführter Einsatz angestrebt. In den beiden genannten Betriebsweisen sind die Standorte für PtGA dort auszuwählen, wo grundsätzlich Engpässe auftreten können oder erwartet werden. Eine marktgeführte Betriebsweise zielt darauf ab, die Anlage mit Strom zu betreiben, wenn dieser an der Börse günstig und der Betrieb der PtGA demnach wirtschaftlich sinnvoll ist. Für den marktgeführten Einsatz ist ein Standort auszuwählen, der gut an das Strom- und Gasnetz angebunden ist, da der Einsatz lokalen Signalen folgt, wenn z. B. die Stromnachfrage gering und das Angebot durch regenerativ erzeugten Strom sehr hoch ist. [31]

Neben den beschriebenen Aspekten zur Standortfindung in Bezug auf Betriebsweisen von PtGA sind weitere Faktoren zu berücksichtigen, die nachfolgend kurz erläutert werden.

Ein wesentlicher Faktor ist neben der zulässigen Zumischungsquote von Wasserstoff in Gasnetze die Druckebene des Gasnetzes, in der die PtGA angeschlossen wird. Während höhere Druckebenen für zentrale, größere PtGA mit höheren Volumenströmen maßgebend sind, werden dezentrale kleinere PtGA in niedrigere Druckebenen integriert. Wenn bei dezentralen PtGA dabei eine geringe Gasnachfrage vorliegt, muss das synthetische Gas komprimiert werden, um es in eine höhere Druckebene einzuspeisen und an entlegene Orte transportieren zu können. Jedoch sind diese notwendigen Verdichteranlagen in bestehenden Gasdruckregelanlagen aktuell nicht flächendeckender Stand der Technik und es ist anzustreben, das Gas lokal zu nutzen. Ansonsten entstehen zusätzliche Kosten für weitere Anlagentechnik. Bei einer PtGA mit einer Methanisierung sind ebenfalls weitere Kosten für den Transport einzukalkulieren, wenn sich die notwendigen Kohlenstoffdioxidquellen nicht in der Nähe der PtGA befinden. Dies reduziert wiederum den Wirkungsgrad der PtGA. [31]

Zusammenfassend kann in Bezug auf die technischen Rahmenbedingungen festgestellt werden, dass PtGA aktuell aufgrund der Standortanforderung spezifische Einzelplanungen darstellen und daher im vorliegenden Leitfadens nicht im Rahmen der Netzplanung berücksichtigt werden.

Power-to-Heat-Anlagen

Unter PtH wird analog zu PtG die Umwandlung elektrischer Energie in Wärmeenergie verstanden. Der Aufgabenbereich kann dabei in eine Elektrifizierung von Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme unterschieden werden. Letztere wird zumeist durch u. a. sogenannte Großwärmepumpen oder große elektrische Heizkessel bereitgestellt, sowie Raumwärme und Warmwasser durch WP zur Anwendung in Wohngebäuden.

Die technischen Rahmenbedingungen für Power-to-Heat-Anlagen (PtHA), insbesondere für WP in Wohngebäuden, werden nachfolgend kurz beschrieben und unterscheiden sich grundlegend zu PtGA.

Für die technische Auslegung – eine Standortfindung entfällt für Wohngebäude – müssen u. a. (1) der Heizleistungsbedarf, (2) der Leistungsbedarf für die Warmwasserbereitung, (3) eventuell vorhandene Sperrzeiten aus Vorgaben des Energieversorgungsunternehmens (EVU), (4) die Auswahl der Wärmequelle, sowie (5) die Betriebsart bekannt sein oder festgelegt werden. [32]

Beginnend mit (1) dem Heizleistungsbedarf eines Wohngebäudes muss dieser individuell berechnet werden, sodass keine pauschalen Aussagen möglich sind. Im Wesentlichen ist dieser von der Art der Gebäudehülle, dem Nutzungsverhalten und dem Anwendungsfall abhängig. Der Tabelle 4.2 (Seite 23) können grobe Erfahrungswerte entnommen werden, die ausschließlich Näherungswerte darstellen, sodass die *DIN EN 12831* [33] weiterhin für eine genaue Dimensionierung unabdingbar bleibt. Für eine Überschlagsrechnung kann allerdings angenommen werden, dass ein durchschnittliches EFH im Neubau ca. $A_{EFH} = 150 \text{ m}^2$ Wohnfläche hat und diese beheizt werden

muss. Gemäß der Tabelle 4.2 ergibt sich somit ein spezifischer Heizleistungsbedarf i. H. v. ca. $Q_{\text{spez}} = 40 \text{ W}_{\text{th}}/\text{m}^2$ nach Energieeinsparverordnung (EnEV) 2016 und weiterhin ein thermischer Heizleistungsbedarf des Wohngebäudes zu $Q_{\text{WG}} = 150 \text{ m}^2 \cdot 40 \text{ W}_{\text{th}}/\text{m}^2 = 6 \text{ kW}_{\text{th}}$. Im Anschluss sind diejenigen WP zur Versorgung auszuwählen, die eine dafür entsprechende Leistungszahl (Coefficient Of Performance, COP) haben, die das Verhältnis aus Nennwärmeleistung Q_n zur eingesetzten elektrischen Wirkleistung P darstellt. [34]

Tabelle 4.2: Spezifische Heizleistungsbedarfe für Wohngebäude auf Basis von [32]

Dämmstandard	Spezifischer Heizleistungsbedarf in W/m^2
Neubau nach Energieeinsparverordnung (EnEV) 2016	20 ... 40
Nach EnEV 2009	30 ... 50
Nach EnEV 2004	40 ... 60
Nach Wärmeschutzverordnung 1995	50 ... 60
Baujahr ab ca. 1980 mit normaler Dämmung	70 ... 90
Älteres Mauerwerk ohne besondere Wärmedämmung	120

Zusätzlich zum Heizbedarf für die Raumwärme ist mit (2) ggf. noch die Warmwasserbereitung pauschal mit $Q_{\text{WW}} = 0,5 \text{ kW}_{\text{th}}$ bis $Q_{\text{WW}} = 1,0 \text{ kW}_{\text{th}}$ einzukalkulieren bzw. ca. $Q_{\text{WW}} = 0,25 \text{ kW}_{\text{th}}$ pro Person [32]. Ebenfalls muss mit (3) generell berücksichtigt werden, ob etwaige Sperrzeiten durch den NB gefordert werden, die dann mit einem Sperrzeitfaktor in den Gesamtheizleistungsbedarf einzubeziehen sind. „Sperrzeiten sind Zeiträume, in denen eine elektrische Anlage temporär und automatisiert und aktiv vom Netzbetreiber vom Verteilnetz getrennt (abgeschaltet/gesperrt) wird und dem Anschlussnehmer in dieser Zeit nicht (in vollem Umfang) zur Verfügung steht“ [35]. Pro Tag sind Sperrzeiten von max. dreimal zwei Stunden üblich und die Pause zwischen zwei Sperrzeiten muss mindestens so lange sein wie die vorangegangene Sperrzeit [35]. Für ältere Wohngebäude ergibt sich so z. B. ein zusätzlicher Sperrzeitfaktor von 1,33 für Sperrzeiten von dreimal zwei Stunden pro Tag [32].

Neben den zuvor genannten Kriterien ist ebenfalls noch mit (4) die entsprechende Wärmequelle (Luft, Sole, Wasser) auslegungsrelevant sowie mit (5) die Betriebsart. Bei einer monoenergetischen² Betriebsweise kann eine WP z. B. so ausgelegt werden, dass sie 95 % der Jahresheizarbeit allein zur Verfügung stellen kann. Für die restlichen 5 % der Jahresheizarbeit wird dann ein elektrisches Zusatzheizelement (ugs. Heizstab) notwendig. Diese Heizstäbe können Leistungen von $P_{\text{ZH}} = 1 \text{ kW}$ bis zu $P_{\text{ZH}} = 9 \text{ kW}$ und mehr haben, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass

² Monoenergetisch bedeutet, dass nur ein Energieträger, wie z. B. elektrischer Strom, genutzt wird.

diese Heizstäbe eine durchschnittliche Leistung von ca. $P_{ZH} = 6 \text{ kW}_{el}$ aufweisen. Beim Vorhandensein von Heizstäben kann die WP selbst effizienter ausgelegt werden, sodass die elektrische Leistungsaufnahme unter derer liegt, die ohne Heizstab notwendig ist. Bei einer monovalenten Betriebsweise kann die WP ganzjährig die Wärmeenergie ohne zusätzliche Wärmequelle bereitstellen. Die WP muss dann aber geringfügig höher ausgelegt werden. [34]

Um eine Leistungswertannahme für WP ohne Heizstab zu ermitteln, wird eine Marktrecherche aus [34] herangezogen, in der die folgenden Systeme mit Prüfnachweis [36] analysiert wurden:

- Luft-Wasser mit fest eingestellter Leistung (526 Stk.)
- Luft-Wasser mit Leistungsregelung (1.083 Stk.)
- Sole-Wasser mit fest eingestellter Leistung (899 Stk.)
- Sole-Wasser mit Leistungsregelung (336 Stk.)
- Wasser-Wasser mit fest eingestellter Leistung (559 Stk.)
- Wasser-Wasser mit Leistungsregelung (150 Stk.)

Weil Luft-Wasser-Wärmepumpen mit Leistungsregelung zum einen den höchsten Anteil der analysierten WP ausmachen sowie zum anderen grundsätzlich auch im Gegensatz zu Sole-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpen besser in bestehende Wohngebäude mit weniger Aufwand integriert werden können, wird dieses System in der Abbildung 4.4 näher betrachtet. Es bietet sich hierbei an, die Leistungsbereiche in $P < 3 \text{ kW}$, $P = [3 ; 5] \text{ kW}$ und $P > 5 \text{ kW}$ einzuteilen. In Ergänzung hierzu sind die Leistungsbereiche in der Abbildung 4.5 (Seite 25) auf alle Systeme angewendet. Es zeigt sich, dass der Anteil aller WP bis $P = 3 \text{ kW}$, bis auf geregelte Wasser-Wasser-Wärmepumpen, am höchsten ist und $P_{WP} = 3 \text{ kW}$ daher als Basis-Leistungswertannahme für den Leitfaden herangezogen wird.

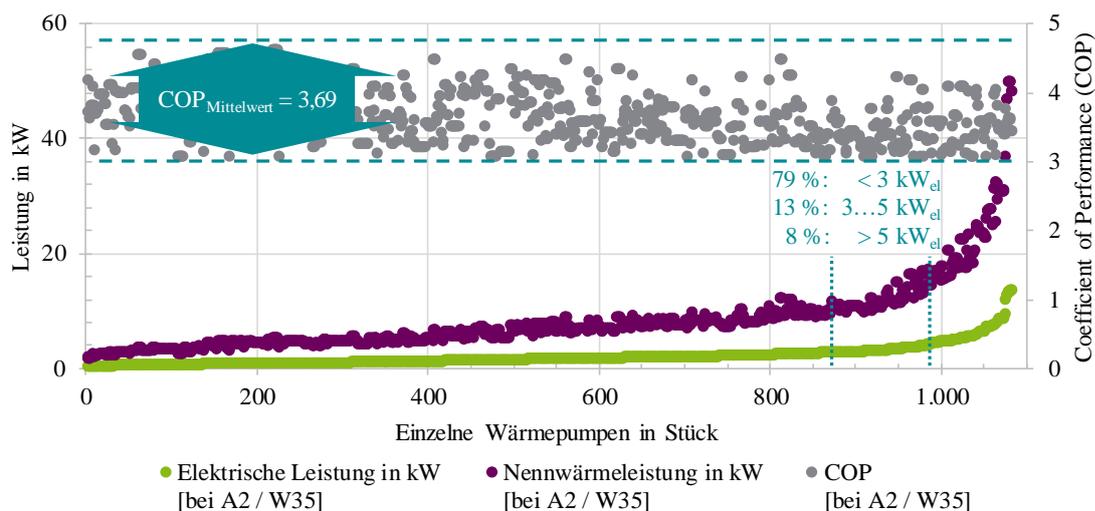


Abbildung 4.4: Einteilung in drei Leistungsbereiche für Luft-Wasser-Wärmepumpen mit Prüfnachweis auf Basis von [34]

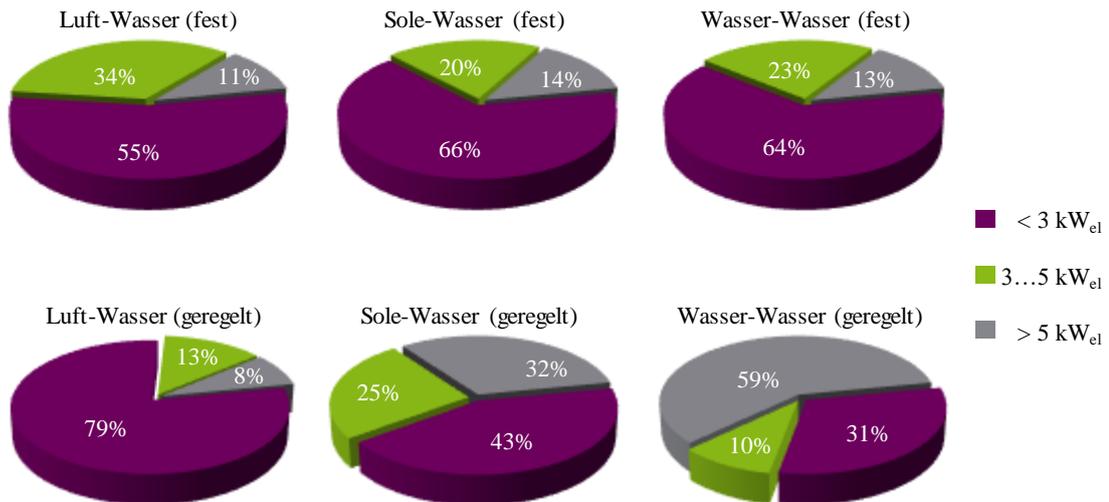


Abbildung 4.5: Gegenüberstellung der definierten Leistungsbereiche für verschiedene Wärmepumpen im Rahmen der Netzplanung auf Basis von [34]

Aus allen vorgenannten Erläuterungen werden gemäß der Abbildung 4.6 $P_{WP} = 3,0 \text{ kW}$, $P_{WP} = 6,5 \text{ kW}$ und $P_{WP} = 9,0 \text{ kW}$ als Varianten für die Netzplanung berücksichtigt, um ein breites Spektrum abdecken zu können. Dabei stellt Variante 1 die Basis-Leistungswertannahme ohne Sperrzeiten und ohne Heizstab dar, wohingegen diese beiden Faktoren in Variante 3 mit abgedeckt werden. Ergänzend wird in Variante 3 angenommen, dass das Vorhandensein des Heizstabes eine Leistungsreduzierung von $P = 3 \text{ kW}$ auf $P = 2 \text{ kW}$ ermöglicht und dieser Wert mit dem max. Sperrzeitfaktor i. H. v. 1,33 gemäß [32] beaufschlagt wird, sodass sich mit den $P_{ZH} = 6 \text{ kW}$ des Heizstabes insgesamt $P_{WP} = 9 \text{ kW}$ ergeben. Variante 2 stellt dann eine Durchmischung der beiden zuvor genannten Varianten dar (Variante 1 mit Sperrzeit und Variante 3), weil anzunehmen ist, dass sich innerhalb eines Netzgebietes verschiedene WP befinden. Daher wird ein Verhältnis von 50:50 angenommen. Die Varianten 4 und 5 werden hingegen nicht näher analysiert, da der Unterschied zu den anderen Varianten zu gering ist. Ebenfalls werden Großwärmepumpen bzw. Heizkessel nicht berücksichtigt, da sie als gut planbare Einzelfälle, insbesondere in der MS-Ebene, eingestuft werden.

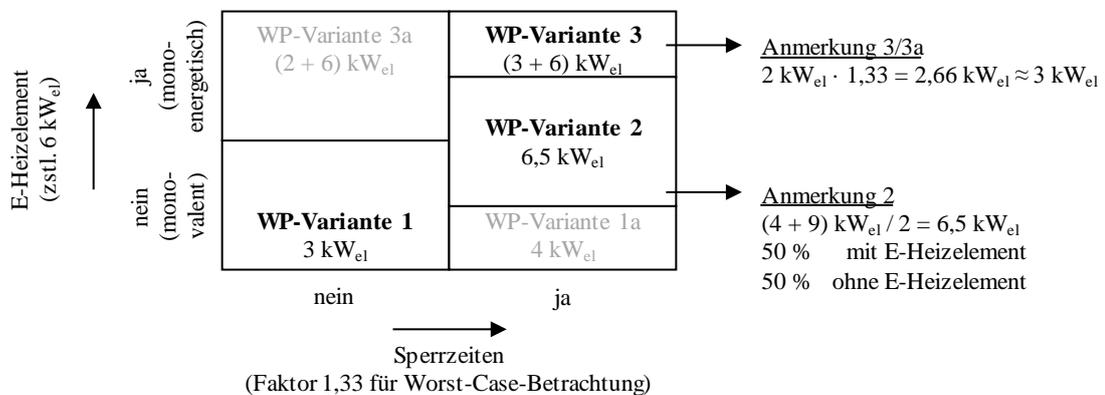


Abbildung 4.6: Darstellung verschiedener Varianten von Leistungswerten für Wärmepumpen im Rahmen der strategischen Netzplanung

5 Ökonomische Rahmenbedingungen

Neben den rein technischen Rahmenbedingungen sind auch ökonomische Rahmenbedingungen in die Netzplanung einzubeziehen, da diese ebenfalls Einfluss auf die zukünftige Entwicklung haben. Insbesondere die Entwicklung der Installations- bzw. Anlagenkosten sowie Strom- und Gaspreise haben einen direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und somit den Einsatz verschiedener Technologien. Nachfolgend werden daher die grundsätzlichen und wesentlichen ökonomischen Aspekte der einzelnen Bereiche aufgeführt und erläutert.

5.1 Investitionen für konventionelle Lasten

Aufgrund der unterschiedlichen Ausprägungen konventioneller Lasten lassen sich keine pauschalen Kostenpositionen angeben, da dies bspw. sehr stark von der Anschlussebene abhängt. Grundsätzlich erfolgt die Abwicklung zur Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses in der NS-Ebene gemäß der *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (NAV)* [37], wobei § 9 der NAV den NB dazu berechtigt, vom Anschlussnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses zu verlangen.

Zudem kann der NB gemäß § 11 der NAV einen Baukostenzuschuss zur teilweisen Deckung der bei wirtschaftlicher und effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen vom Anschlussnehmer verlangen. Dies gilt jedoch erst ab Leistungsanforderungen von $P > 30$ kW.

Die Anbindung von konventionellen Letztverbrauchern an höhere Spannungsebenen erfolgt über die Antragstellung mittels Formblätter der jeweiligen technischen Anschlussregeln [38] [39], wobei aufgrund der spezifischen Charakteristika individuelle Angebote für den Anschluss an das HS- oder MS-Netz vom NB erstellt werden. Dieses umfasst die Kosten für den Anschluss und wiederum einen Baukostenzuschuss. Zudem kann bei Abweichungen der Blindleistungsvorgaben eine Position für Blindarbeit anfallen.

5.2 Investitionen für die elektrifizierte Individualmobilität

Basierend auf den bereits in Kapitel 4 beschriebenen technischen Rahmenbedingungen für die elektrifizierte Individualmobilität wird in diesem Abschnitt beleuchtet, welche Kostenpositionen grundsätzlich in welcher Art und Weise mit dem zunehmenden Ausbau der LIS entstehen. Der Tabelle 5.1 (Seite 28) können hierzu zentrale Kostenpositionen entnommen werden, die sich bei der Anschaffung sowie der Installation ergeben. Je nachdem, ob es sich um private oder öffentli-

che LIS handelt, die ggf. durch den NB selbst aufgebaut wird, ist zu unterscheiden, welche Positionen für den NB relevant werden. Generell gilt, dass je höher die Ladeleistungen sind, desto teurer werden die LP. Eine grobe Orientierung des Allgemeinen Deutschen Automobil-Clubs e. V. (ADAC) aus dem Jahr 2021 [40] ergab – in Abhängigkeit der jeweiligen Ausstattung – für vornehmlich pLP, dass für 3,7-kW-Wallboxen³ ca. 600 €, für 11-kW-Wallboxen ca. 900 € und für 22-kW-Wallboxen ca. 1.300 € zzgl. der Einbaukosten anzusetzen sind. Des Weiteren gibt es von der KfW-Förderbank einen Zuschuss von 900 € pro 11-kW-Ladepunkt, wenn diese an Stellplätzen und in Garagen installiert werden, die zu Wohngebäuden gehören und nur privat zugänglich sind [41]. Diese grobe Kosteneinschätzung unterstützt zusätzlich die angenommene Verteilung der privaten Ladeleistungen über die Stützjahre mit dem Fokus auf zunächst 11-kW-Ladeleistungen (siehe Tabelle 5.1).

Tabelle 5.1: Preisfaktoren für Kosten von Ladeinfrastruktur

Anschaffung	Installation
Ladeleistung	Entfernung zum Anschlusspunkt
Kabel, Steckersystem und Schutztechnik	Vorbereitende Arbeiten (z. B. Tiefbau etc.)
Lastmanagementsystem und Schnittstellen	Montage (z. B. Betonsockel mit Ständer etc.)
Montageart und Schutzklasse	Genehmigung des Netzbetreibers
Zusätzliche Ausstattung	Besondere Anforderungen

Am Beispiel öffentlicher 22-kW-Ladesäulen ist dagegen zu beachten, dass die Kosten für solche Ladeeinrichtungen zurzeit deutlich über den Kosten privater LIS liegen und mitunter fünfstelligen Beträge annehmen können. Bei der im Leitfaden ebenfalls angenommenen 150-kW-Ladeeinrichtung ist ergänzend festzustellen, dass hierfür stellenweise sechsstelligen Beträge vorliegen können. Bei diesen hohen Ladeleistungen ist ebenfalls zu prüfen, ob diese in der NS-Ebene angeschlossen werden oder ein Anschluss in der MS-Ebene sinnvoll ist. Wesentlicher Kostenfaktor ist hier neben der aufgrund der hohen Ladeleistungen kostspieligen Hardware ebenfalls die Netzintegration durch den NB. Des Weiteren kann angenommen werden, dass die Preise für das Laden an öffentlicher LIS mit hohen Ladeleistungen perspektivisch steigen werden, da es sich zum einen um eine Dienstleistung handelt und die Kosten für die entsprechende LIS auch wieder gedeckt werden müssen. Je nach Entwicklung ergeben sich aufgrund erhöhter Konkurrenz oder aufgrund von z. B. Skaleneffekten auch sinkende Preise.

³ Eine Wallbox wird im Leitfaden definiert als Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge mit Wandmontage und einem Ladepunkt.

5.3 Investitionen für den elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehr

Die Investitionen für den eÖPNV bilden sich vornehmlich durch die Anschaffungskosten von Elektrobussen, der LIS und die Netzanschlusskosten. Der Anschaffungspreis für einen Batteriebus der Standardklasse beträgt ca. 450.000 €, der einer Gelenkbusklasse ca. 700.000 € [30].

Die Kosten für LIS variieren je nach Ladestrategie bzw. -technologie und aufgrund des großen Leistungsbereichs sehr stark. Sie liegen je nach Ladeleistung und Ausführung zwischen 15.000 bis 75.000 € für Ladesäulen mit Niederspannungsanbindung. Ab Leistungsklassen oberhalb von $P_{LL} = 200$ kW kann von spezifischen Kosten i. H. v. 750 bis 1000 €/kW ausgegangen werden. [30]

Entsprechend unterschiedlich fallen auch die anfallenden Kosten für den Netzanschluss aus. Je nachdem ob z. B. verteiltes Laden entlang der Strecke oder eine zentrale Ladung an Knotenpunkten bzw. Betriebshöfen angestrebt wird. Für das derzeit noch favorisierte Konzept der Depotladung an Betriebshöfen wird ein Investitionsbedarf für die grundlegende Umstellung einer bisherigen konventionellen Busflotte auf eine elektrifizierte Busflotte von einem Faktor 3 abgeschätzt [42].

5.4 Investitionen für Power-to-X-Anlagen

Ökonomische Rahmenbedingungen im Bereich PtGA und PtHA sind dahingehend verschieden, dass z. B. auf der einen Seite Kostensenkungspotenziale entstehen, wohingegen auf der anderen Seite Technologieentwicklungen zu beobachten sind. Daher werden nachfolgend die wesentlichen Unterschiede herausgearbeitet.

Power-to-Gas-Anlagen

Für PtGA gibt es einige Aspekte, die im Rahmen ökonomischer Betrachtungen Relevanz haben. So wird elektrische Energie aktuell im Gegensatz zu anderen Energieträgern noch im höheren Umfang mit Abgaben und Umlagen belastet. Dies schließt bspw. die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) und die Netzentgelte ein, die als Bestandteile des Strompreises beim Betrieb einer PtGA anfallen. Ebenfalls existieren derzeit noch nicht ausreichend finanzielle Anreize, die eine netzdienliche Betriebsweise von PtGA begünstigen. Die aktuelle Gesetzeslage wirkt sich benachteiligend auf den Betrieb von PtGA aus, sodass es am Markt etablierte Technologien, wie z. B. Blockheizkraftwerke⁴, derzeit noch deutlich einfacher haben. [43]

⁴ Mit Gas betriebene Blockheizkraftwerke werden bspw. öfters eingesetzt, weil deren Energieträger generell günstiger ist und weniger besteuert wird.

In Bezug auf die in Abschnitt 4.4 erläuterten drei Betriebsweisen sind diese generell aus dem Flexibilitätsmarkt des Stromsektors motiviert, wobei die Betriebsweisen aktuell eher als unwirtschaftlich einzustufen sind. Eine Effizienzsteigerung in der gesamten Prozesskette und dadurch ein zu erwartendes Kostensenkungspotenzial führt ggf. zu einer Erhöhung eines flächendeckenden wirtschaftlichen Betriebs von PtGA. Genauso muss die Technik von PtGA kontinuierlich weiterentwickelt und müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen verbessert werden. Infolgedessen führt aktuell nur eine hohe Betriebsauslastung bei gleichermaßen geringen Gasgestehungskosten zu einem effizienten Betrieb, bei dem sich dann die hohen Investitionskosten auf viele Betriebsstunden verteilen und eine PtGA somit wirtschaftlich ist. [31]

Zusammenfassend kann für die ökonomischen Rahmenbedingungen festgehalten werden, dass für PtGA einige Aspekte zu berücksichtigen sind. So sind auf der einen Seite Kostensenkungspotenziale für die Anschaffungs- und Betriebskosten, Anlagenwirkungsgrade, sowie Verdichtungskosten in eine höhere Netzebene in die Betrachtung einzubeziehen und auf der anderen Seite die Entwicklung der Gas- und Strompreise, die Gasnachfrage und das Gasangebot, sowie Speicherkapazitäten. Aus diesen und den bereits erläuterten Gründen in Abschnitt 4.4 stellen PtGA für städtische Netze grundsätzlich Einzelplanung dar, weshalb PtGA nicht weiter bei den Netzplanungen berücksichtigt werden.

Elektrische Wärmepumpen

In Abschnitt 4.4 wurde bereits festgehalten, dass Großwärmepumpen bzw. Heizkessel im vorliegenden Leitfaden nicht näher betrachtet werden, da sie gut planbare Einzelfälle, insbesondere in der MS-Ebene, darstellen. Genauso wurde im vorherigen Abschnitt zu ökonomischen Rahmenbedingungen für PtGA ebenfalls festgestellt, dass diese Anlagen grundsätzlich Einzelplanungen darstellen und deshalb nicht näher betrachtet werden. Im Gegensatz dazu werden nun nachfolgend ökonomische Rahmenbedingungen für WP als weniger gut planbare Massentechnologie analysiert und aufgezeigt. Hierzu sind beginnend mit der Tabelle 5.2 (Seite 31) kapitalgebundene Kosten aufgelistet. Es zeigt sich, dass Luft-Wasser-Wärmepumpen derzeit noch die kostengünstigste Lösung darstellen. Im Vergleich hierzu sind Wasser-Wasser-Wärmepumpen die teuerste Lösung, weil noch u. a. Tiefenbohrungen für die Erschließung der Wärmequelle im Erdreich vorgenommen werden müssen, die bei Luft-Wasser-Wärmepumpen entfallen, da sie die Energie aus der Umgebungsluft beziehen. Neben den generellen Erschließungskosten müssen wie bei jeder anderen Technologie auch die Anschaffungskosten einkalkuliert werden. Im Falle von WP muss neben dem Umstand, dass diese Systeme in vielen Fällen noch teurer sind als konventionelle Heizsysteme wie z. B. Gas-Brennwertheizungen, weiterhin berücksichtigt werden, dass sich die Anschaffungskosten je nach Hersteller, Nennwärmeleistung und Wirkungsgrad stark unterscheiden. Daher ist eine fach- und sachgerechte Planung der innovativen Heizsysteme unumgänglich, um über die gesamte Nutzungsdauer der neuen Anlagen hinweg den Kostenvorteil gegenüber konventionellen Systemen wieder ein- bzw. überholen zu können. Es gilt dabei, dass je höher die Leistungs-

und Jahresarbeitszahlen von WP sind, umso effizienter kann der für den Betrieb erforderliche elektrische Strom genutzt werden. Die Jahresarbeitszahl gibt hierbei das Verhältnis zwischen der abgegebenen Wärmemenge W_{th} zur aufgenommenen elektrischen Energie W_{el} in der jeweiligen Heizperiode an. Umso kleiner dabei die Differenz zwischen Wärmequellen- und Heizungsvorlauftemperatur ist, desto effizienter arbeitet das jeweiligen Wärmepumpensystem⁵. Voraussetzung für die Ermittlung der Jahresarbeitszahl ist jedoch ein separater Stromzähler, der allerdings nicht flächendeckend installiert wird, weil sich die Mehrkosten für einen separaten Zähler über die Laufzeit nicht immer amortisieren. [32,44-46]

Tabelle 5.2: Auswahlkriterien für die Wärmequelle von Wärmepumpen auf Basis von [45]

Wärmequelle	Kapitalgebundene Kosten	Verfügbarkeit/ Einsatzmöglichkeiten	Eigenschaften
Außenluft (Luft-Wasser)	Günstigste Quelle	Keine baurechtlichen Auflagen, geringer Platzbedarf	Sinken der Quelltemperatur mit steigender Heizlast
Erdwärmesonden (Sole-Wasser)	Hohe Kosten für Bohrung	Eingeschränkt, Genehmigungspflicht nach Wasserhaushaltsgesetz (WHG)	Quelle ganzjährig 0 °C bis 5 °C
Erdwärmekollektoren (Sole-Wasser)	Zusätzliche Erdarbeiten	Hoher Flächenbedarf, ggf. Genehmigung erforderlich	Quelle ganzjährig -5 °C bis 2 °C
Grundwasser (Wasser-Wasser)	Brunnenbau und zusätzliche Pumpe	eingeschränkt, Genehmigungspflicht nach WHG, ggf. Pumpversuch erforderlich	Quelle ganzjährig etwa 0 °C, zusätzlicher Energiebedarf der Brunnenpumpe

Über die Erschließungs-, Anschaffungs- und Stromkosten hinaus sind noch die üblichen Betriebskosten für u. a. Instandhaltungsmaßnahmen einzubeziehen und etwaige Zusatzkosten für z. B. Puffer- bzw. Wärmespeicher. Die Betriebskosten sind gegenüber konventionellen Heizsystemen allerdings deutlich günstiger, da u. a. Kosten für Schornsteinfeger entfallen [46].

Zusammenfassend kann für die ökonomischen Rahmenbedingungen festgehalten werden, dass PtHA in Form von WP für den Massenmarkt in Bezug auf Erschließungs- und Anschaffungskosten noch teurer sind als konventionelle Heizungssysteme. Allerdings überwiegen bei WP über die Nutzungsdauer bzw. Laufzeit hinweg bei korrekter Auslegung die Vorteile bei den Gesamtkosten und werden daher als zukunftsfähige Technologie für den Leitfaden berücksichtigt.

⁵ Unter einem Wärmepumpensystem wird im vorliegenden Leitfaden eine Wärmepumpe mit ggf. weiteren notwendigen Anlagen verstanden wie z. B. ein zusätzliches Heizelement für Luft-Wasser-Wärmepumpen oder eine Brunnenpumpe für Wasser-Wasser-Wärmepumpen.

6 Regulatorische Rahmenbedingungen

Für den regulatorischen Rahmen sind neben den zuvor thematisierten technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen u. a. auch die Themenbereiche Steuern, Abgaben und Fördermechanismen zu betrachten, insbesondere für Elektromobilität und PtX. Gerade im Bereich PtHA ist zwingend zu unterscheiden, ob es sich z. B. um WP für den Hausgebrauch oder um größere elektrische Heizkessel handelt. Ungeachtet dessen, dass für den Leitfadens bereits Lasten festgelegt wurden und einige aus genannten Gründen der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen nicht berücksichtigt werden, sind nachfolgend zur vollständigen Erläuterung alle regulatorischen Rahmenbedingungen näher erläutert und stützen gleichermaßen die Gründe zur Berücksichtigung und zum Ausschluss ebendieser Technologien.

6.1 Einsatz von konventionellen Lasten

Neben der expliziten Zuordnung von LIS als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a des *Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)* [47] (siehe Abschnitt 6.2, Seite 34), wird darin grundsätzlich jede Verbrauchseinrichtung mit Anschluss in der NS-Ebene verstanden, die eine netzdienliche Steuerung erlaubt bzw. technisch ermöglicht. Somit gilt diese Einschätzung auch für konventionelle Lasten.

Die in diesem Kontext adressierten konventionellen Lasten sind bspw. ungesteuerte Elektrospeicherheizungen. Die Anwendung des Paragraphen auf konventionelle Lasten hatte bisher jedoch nur geringe praktische Bedeutung und hat sich nur in der Umsetzung von der Versorgung mit Heizstrom über Hoch- und Niedertarife und somit reduzierten Netzentgelten ergeben. [48]

Eine „Voraussetzungen für eine flächendeckende flexible Laststeuerung auf Grundlage von § 14a *EnWG* bestehen derzeit weder auf regulatorischer noch auf technischer Seite“ [48], da z. B. das Verschiebepotenzial geringer ist, sodass der Fokus eher bei der Integration neuer Lasten wie LP und WP liegt.

In Ergänzung zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Bereich der NS-Ebene adressiert die „*Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV)*“ [49], steuerbare Stromverbraucher, die durch einen Übertragungsnetzbetreiber angewiesen werden können, ihren Verbrauch zu reduzieren, um eine Netzengpass zu beheben. Ziel ist die Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit. Anbieter können dazu unter Berücksichtigung von Präqualifikationsbedingungen ein Gebot abgeben. Während bis zum Jahr 2016 der Netzanschluss der steuerbaren Last mindestens in der HS-Ebene gelegen haben muss, wurde mit der Novellierung 2016 die Eintrittshürde reduziert und der Anbieterkreis versucht zu erweitern, sodass nun sowohl die Mindestangebotsleistung von $P = 50$ MW auf $P = 5$ MW reduziert wurde und ein Anschluss auch auf MS-Ebene möglich ist [49]. Die derzeit gültige Fassung der Verordnung tritt zum 1. Juli 2022 außer Kraft.

6.2 Einsatz von elektrifizierter Individualmobilität

Gemäß Abschnitt 4.2 steigt zunehmend der Ausbau von LIS. Gleichmaßen wird auch der regulatorische Rahmen geschaffen, der u. a. Privilegierungen, Energierecht, technische Regeln für den Anschluss sowie Förderungen einschließt.

Privilegierungen werden aktuell dadurch geschaffen, dass z. B. in § 3 Abs. 4 des *Elektromobilitätsgesetzes* [50] Ausnahmen von Zu- und Durchfahrtsverboten für Elektrofahrzeuge bewilligt werden, sofern entsprechende Zusatzzeichen vorhanden sind. Daneben werden zunehmend mehr Sonderparkplätze für Elektrofahrzeuge ausgewiesen, um diese indirekt zu fördern.

Im Rahmen des Energierechts gibt es mehrere Aspekte, die zu berücksichtigen sind. Zunächst werden Ladepunktbetreiber und -nutzer gemäß § 2 „Begriffsbestimmung Nr. 8“ des *Messstellenbetriebsgesetzes* [51] und § 3 „Begriffsbestimmung Nr. 25“ des *EnWG* [47] beide als Letztverbraucher festgelegt.

Bezugnehmend auf Abschnitt 4.2, in dem bereits erläutert wurde, dass gemäß „der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, wenn deren Summen-Bemessungsleistung 12 kVA je Kundenanlage überschreitet, der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers bedarf“ [28] steht in § 17 „Netzanschluss, Verordnungsermächtigung“ des *EnWG* ergänzend, dass „[...] Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 verweigern können, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. [...]“ [47]. Auch an dieser Stelle wird bekräftigt, dass anzunehmen ist, dass der Fokus in den nächsten Jahren vorrangig auf privaten 11-kW-Ladepunkten liegen wird.

Für den perspektivischen Einsatz eines Lastmanagements, gerade auch beim zunehmenden Anteil von 22-kW-Ladeleistungen wird in § 14a „Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung“ des *EnWG* geschrieben, dass „[...] ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen ist, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. [...]“ [47], was den Einsatz eines Lastmanagements fördern soll.

Des Weiteren sind im Energierecht auch Themengebiete zur EEG-Umlage, Übergangsvorschriften zu Messsystemen, sowie Stromrückspeisung im Kontext des EEG enthalten, die an dieser Stelle nicht näher analysiert werden, da sie sich teilweise noch in der Klärung befinden. Abschließend kann allgemein festgehalten werden, dass der regulatorische Rahmen hinsichtlich Elektromobilität noch nicht final in Normen und im technischen Regelwerk ausgearbeitet ist und somit noch einige Unklarheiten bestehen, die eine exakte Planung und Handhabung erschweren.

6.3 Einsatz von elektrifiziertem öffentlichen Personennahverkehr

Eine explizite regulatorische (genormte) Grundlage für den eÖPNV existiert derzeit noch nicht. Notwendigkeiten bei der Standardisierung finden sich vor allem in den Bereichen der physikalischen Schnittstelle und dem Kommunikationsprotokoll zwischen Fahrzeug und der Ladeinfrastruktur sowie der umgesetzten Ladesteuerung und hinsichtlich des Spannungsniveaus und der Ladeleistung [30].

Die *DIN IEC 61851* [52] deckt mit ihren verschiedenen Teilen, z. B. der *DIN EN 61851-23 (VDE 0122-2-3):2018-10* [53] für konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge, das Laden von Elektrobussen in der Form noch nicht ab. Eine Ausgestaltung einer europaweiten Norm für das Laden von Elektrobussen wird daher aktuell seitens VDE/DKE erarbeitet [54].

6.4 Einsatz von Power-to-X-Anlagen

Regulatorische Rahmenbedingungen unterscheiden sich zwischen PtGA und PtHA. Zusätzlich muss bei PtHA unterschieden werden, ob es sich z. B. um Großwärmepumpen bzw. Heizkessel, die insbesondere in der MS-Ebene vorzufinden sind, handelt, oder um WP für den Massenmarkt und die Gebäudewärmeversorgung. Daher werden nachfolgend die einzelnen Aspekte näher erläutert.

Power-to-Gas-Anlagen

Für den Einsatz von PtGA sind u. a. die EEG-Umlage, die Netzentgelte und die Stromsteuer relevant. PtGA werden aktuell noch als Letztverbraucher eingeordnet, weshalb hier aus juristischer Sicht Letztverbraucherabgaben zu zahlen sind. Sofern der ursprünglich eingespeiste elektrische Strom aus EEG-Anlagen erzeugt wurde sowie nach dem EEG gefördert und rückverstromt wird, ist keine EEG-Umlage zu zahlen. Es kann jedoch aus mehreren Gründen davon ausgegangen werden, dass der Betrieb der Rückverstromung kurz- und mittelfristig noch nicht wirtschaftlich ist. Dazu gehört auch, dass die Gasherstellung für die Rückverstromung noch nicht zu konkurrenzfähigen Kosten realisierbar ist, die Betriebs- bzw. Volllaststunden der PtGA meist zu gering sind und dass die Flexibilität erst benötigt wird, wenn auch in ausreichend vielen Stunden der Anteil von EE im Strommix entsprechend hoch ist. [55]

Im Bereich der Netzentgelte wird für PtGA – unabhängig vom nachgelagerten Sektor – eine Befreiung beim Strombezug für 20 Jahre nach Inbetriebnahme gewährt [55]. Eine Befreiung von der Stromsteuer ist für Betreiber im Gegensatz dazu möglich, wenn sie zum produzierenden Gewerbe gehören [55]. Eine Steuerentlastung mit einer teilweisen Befreiung kann beantragt werden, wenn Betreiber Industriegase herstellen, sofern die Stromkosten eines produzierenden Gewerbes zur Herstellung der Industriegase im Kalenderjahr mehr als 50 % der Kosten für die Herstellung dieser Gase übersteigt [55]. Des Weiteren kann gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 *Stromsteuergesetz*

(StromStG) [56] die Stromsteuer entfallen, wenn die PtGA eine Stromnennleistung von max. $P = 2$ MW hat, der elektrische Strom ausschließlich aus EE stammt oder in unmittelbarer Nähe erzeugt und direkt entnommen wird.

Neben den zuvor genannten Aspekten gibt es auch weitere Umlagen wie z. B. die Kraft-Wärme-Kopplung-Umlage, die Abschaltumlage und die Konzessionsabgabe, die mit PtGA im Zusammenhang stehen. Nach derzeitiger Auffassung der BNetzA gibt es jedoch keine unmittelbaren Auswirkungen auf diese weiteren Rechnungspositionen, die kein Bestandteil der Netzentgelte sind, weshalb noch zu klären ist, ob und wie der Strombezug vor dem Hintergrund einer Netzentgeltbefreiung oder -reduzierung mit diesen weiteren Umlagen belastet werden kann. [55]

Elektrische Großwärmepumpen und Heizkessel

Analog zu PtGA hängt die steigende Marktdurchdringung maßgeblich von der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ab. Die Wirtschaftlichkeit ist dabei wiederum von den Netzentgelten, der EEG-Umlage, der Stromsteuer sowie sonstigen netzbezogenen Kostenbelastungen abhängig.

Eine befristete Befreiung von den Netzentgelten für Energiespeicher trifft in der derzeitigen Ausgangssituation nicht immer auf PtHA zu, weil der gespeicherte elektrische Strom zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist werden muss. Diese Voraussetzung der Rückverstromung ist bei PtHA grundsätzlich technisch möglich, jedoch nur in wenigen Anwendungsfällen wirtschaftlich rentabel. Wenn jedoch ein Anspruch auf die Befreiung von Netzentgelten besteht, gilt dies nicht zwangsläufig für weitere Belastungen. So kann neben einer Netzentgeltbefreiung auch alternativ eine -reduzierung in Betracht kommen, wenn der NB eine PtHA als steuerbare Verbrauchseinrichtung steuern kann. [57]

Beim Thema Stromsteuer kann der Betreiber eine Steuerentlastung geltend machen, wenn nachgewiesen werden kann, dass das produzierende Gewerbe den elektrischen Strom zur Wärmeerzeugung nutzt und diese Wärme an ein anderes produzierendes Gewerbe geliefert hat [57] oder gemäß [56], wenn die PtGH eine Stromnennleistung von max. $P = 2$ MW hat, der elektrische Strom ausschließlich aus EE stammt oder in unmittelbarer Nähe erzeugt und direkt entnommen wird.

Elektrische Wärmepumpen

Für WP im häuslichen Gebrauch bis $P = 100$ kW Nennwärmeleistung werden im regulatorischen Rahmen verschiedene Fördermöglichkeiten vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gegeben. Neben einer reinen Basisförderung erhalten modernere WP aufgrund einer verbesserten Gesamteffizienz noch eine Innovationsförderung. Wenn darüber hinaus auch eine Ansteuerung über z. B. ein Lastmanagement gegeben ist, gibt es weitere Zusatzförderungen zur Beantragung. [58]

6.5 Anreizregulierung

Eingeführt im Jahr 2009 stellt die Anreizregulierung das derzeitige Konzept zur Kostenumlegung/Kostenumlage und Netzentgeltbildung von Stromnetzbetreibern über die Festlegung von Erlösobergrenzen dar. Ausgestaltet über die *Anreizregulierungsverordnung (ARegV)* [59] strebt sie eine zeitweilige Entkopplung der Erlöse von den Kosten des jeweiligen NB an. Die Erlösobergrenze wird für eine fünfjährige Regulierungsperiode auf Basis der unternehmensindividuellen Netzkosten, die für jeden NB gemäß den Vorgaben der *Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)* [60] aus einer Kostenprüfung ermittelt werden, mittels einer Erlösformel bestimmt. Der Erlös- pfad, der sich aus der Erlösformel ergibt, berücksichtigt dabei als ein Kernelement einen Effizienzvergleich, der die relative Effizienz der NB zueinander ermittelt, indem jeder einen individuellen Effizienzwert auf Grundlage von definierten Aufwands- und Vergleichsparametern erhält.

Zur Ermittlung eines individuellen Erlösobergrenzenpfades werden die verschiedenen Kostenanteile eines NB entsprechend der von der BNetzA ermittelten Beeinflussbarkeit unterschiedlich in die Erlösformel integriert und über verschiedene Parameter (z. B. über den Effizienzwert oder einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor zur Berücksichtigung von Effizienz- und Produktivitätsvorgaben) für die Dauer der Regulierungsperiode angepasst.

Nach Vorgabe der Erlösobergrenze werden unter Beachtung der *StromNEV* die Netzentgelte kalkuliert.

Über die Dauer der Regulierungsperiode sind aufgrund der Festsetzung der Erlöse zu Beginn der Periode die Kosten und Erlöse voneinander entkoppelt (zunächst ohne Berücksichtigung von innerperiodischen Anpassungen), womit ein Anreiz für eine Effizienzsteigerung bzw. den Abbau von Ineffizienzen durch Kostensenkungen gesetzt werden soll. Einer daraus resultierenden Kritik (Zeitverzug bei Investitionen durch Fotojahreffekt) wurde im Zuge der Novellierung der *ARegV* im Jahr 2016 mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs für NB von Verteilnetzen Rechnung getragen. Über diesen soll mithilfe der zwei Bestandteile Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag ein jährlicher Abgleich der Kapitalkosten gewährleistet werden. Damit sollen einerseits Investitionen unmittelbar berücksichtigt und anerkannt werden, andererseits wird durch den Abzug die jährliche Wertminderung der Anlagegüter berücksichtigt. Nachteilig wird daran jedoch gesehen, dass ein NB beim Abbau von Ineffizienzen benachteiligt wird, „wenn er ‚alte ineffiziente‘ Investitionen, die während der Regulierungsperiode altersbedingt herausfallen, durch ‚neue effiziente‘ Investitionen ersetzt“ [61]. Der Kapitalkostenabgleich zielt demnach eher auf kapitalgebundene Investitionen ab, sodass „kaum Anreize für weitere effiziente kostensenkende ‚smarte‘ Investitionen, die im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau meist deutlich betriebskostenintensiver sind“ [61], geschaffen werden.

Der Effizienzvergleich auf Basis von Total Expenditures (TotEx) ist durch die Novellierung nicht grundsätzlich geändert, jedoch um einen Effizienzbonus erweitert worden, der NB auch bei einem Effizienzwert von 100 % noch weiterhin Anreize für effizientes Handeln geben soll. [62]

Im Rahmen dieses Leitfadens werden die regulatorischen Aspekte bzw. Anreize/Zwänge der Tätigung von Investitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungsaufgabe ausgeblendet und eine rein technisch-wirtschaftliche Auswertung mit Blick auf die sich ergebenden Gesamtkosten durchgeführt. Somit basieren mögliche Rückschlüsse neben der teilweisen betriebswirtschaftlichen Perspektive der NB auch bzw. vor allem auf einer eher volkswirtschaftlichen Betrachtung der Kosten unabhängig ihrer Anerkennung im derzeitigen regulativen Rahmen. Folglich werden mögliche Effekte durch den regulatorisch optimalen Zeitpunkt einer Investition oder unterschiedlicher Fokussierung auf Maßnahmen mit eher Investitions- oder Betriebskostengewichtung nicht berücksichtigt. Dazu sind ansonsten netzbetreiberspezifische Rahmenparameter wie die Kostenstruktur und Effizienzvorgaben notwendig. Zudem findet das Modell des Kapitalkostenabgleichs erst ab dem Jahr 2019 Anwendung und es ist nicht auszuschließen, dass in Zukunft weitere Anpassungen der Entgeltregulierung umgesetzt werden, sodass bei einer langfristigen, strategischen Betrachtung bis zum Jahr 2050 eine davon unabhängige Auswertung angestrebt wird.

7 Netztechnische Rahmenbedingungen

Neben den netzunabhängigen Rahmenbedingungen gibt es auch einige netzabhängige Rahmenbedingungen, die für Netzplanungen eingehalten werden müssen. So besteht in Abhängigkeit der Netzstrukturparameter und Versorgungsaufgaben von Bestandsnetzen und Neubaugebieten bzw. Neuerschließungen in der NS-, MS- und HS-Ebene die Möglichkeit, dass in den Netzen nicht normgerechte Betriebszustände auftreten, die in einer zusätzlichen Integration neuer Netznutzer begründet sind. Im Vorfeld werden zur Ermittlung bzw. zur Vermeidung dieser nicht zulässigen Betriebszustände Leistungsflussanalysen durchgeführt und ein umfangreiches technisches Regelwerk berücksichtigt, welches u. a. aus Normen und Richtlinien besteht. Die Berücksichtigung des technischen Regelwerkes ist essentiell wichtig, um eine rechtssichere Aufbau- und Ablauforganisation von Unternehmen sowie die Qualität gewährleisten zu können. Je nach vorgesehener Maßnahme sind ggf. unterschiedliche Normen und Richtlinien relevant. Zum grundlegend zu betrachtenden Regelwerk gehören insbesondere:

- *DIN EN 50160* (Merkmale der Spannung) [5]
- *DIN VDE 0276* (Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln) [63]
- *DIN EN 50588-1* (Mittelleistungstransformatoren) [64]
- *DIN EN 60076-1* (Leistungstransformatoren) [65]
- *VDE-AR-N 4100* (TAR Niederspannung) [28]
- *VDE-AR-N 4110* (TAR Mittelspannung) [38]
- *VDE-AR-N 4120* (TAR Hochspannung) [39]
- *VDE-AR-N 4105* (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) [66]
- *VDE-AR-N 4121* (Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze) [67]

Für die vorzeitige Identifikation von Grenzwertverletzungen sind daher aus vorgenannten Gründen zunächst Betriebspunkte zu definieren, für die die jeweiligen Vorgaben u. a. zur Spannungshaltung, Betriebsmittelbelastbarkeit und zu weiteren Kenngrößen einzuhalten sind.

7.1 Betriebspunkte

Die Dimensionierung eines Netzes erfolgt im Normalfall so, dass durch die Netzplanung kostenoptimal sichergestellt wird, dass die Betriebsmittel bei einer angestrebten Versorgungssicherheit ausreichend für den vorgesehenen Betrieb (Normalbetrieb, für MS- und HS-Netze zusätzlich auch für den (n-1)-sicheren Betrieb und weitere relevante Betriebszustände) dimensioniert sind.

Dies wird im Allgemeinen durch die Nachbildung von Betriebspunkten sichergestellt, die die Grenzen für den Netzbetrieb darstellen. Mit der Sicherstellung der ausreichenden Dimensionierung der Betriebsmittel für diese Grenz- oder Extrembetriebspunkte wird deduktiv abgeleitet, dass

das vorliegende Netz ausreichend für den vorgesehenen Betrieb (auch von nicht betrachteten Betriebspunkten) dimensioniert ist. Dieses Vorgehen kann zu Unter- und Überdimensionierungen führen. Deshalb ist die Bildung von relevanten Betriebspunkten weiterhin Gegenstand der Forschung.

Grundsätzlich sind auch Leistungsflussanalysen auf Basis von Leistungszeitreihen von Netznutzern anwendbar. Dies ist je nach Anwendungsfall und Spannungsebene anzuwenden. Für die Planung von NS- und MS-Netzen werden bei der Verwendung von Leistungszeitreihen indirekt Gleichzeitigkeiten berücksichtigt und müssen somit nicht noch zusätzlich beachtet werden.

Die auslegungsrelevanten Betriebspunkte müssen nicht zwingend realen Betriebspunkten entsprechen, sondern (unter Verwendung von möglichst wenigen Betriebspunkten) die ausreichende Dimensionierung von Betriebsmitteln sicherstellen.

Im Allgemeinen werden die folgenden Betriebspunkte untersucht:

- „Starklast“: Es wird angenommen, dass die Lasten (ggf. auch Entnahmen oder Letztverbraucher genannt) den max. zeitgleichen Leistungsbedarf beziehen, während gleichzeitig die Einspeisung im selben Netz (z. B. ein NS-Netz) minimal ist.
- „Starkeinspeisung“: Hier wird angenommen, dass die Einspeisung im Netzgebiet max. ist, während gleichzeitig die Entnahme durch Lasten/Letzterverbraucher minimal ist.
 - Eine übliche Annahme ist „100 % Einspeisung bei 30 % Last“. 100 % Einspeisung ist dabei auf die max. Einspeisung unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten bezogen. Entsprechende Annahmen sind vorab zu klären oder aus der Literatur zu entnehmen.
 - Da für viele Betriebsmittel der auslegungsrelevante Grenzwert der thermische Grenzstrom ist, muss darauf geachtet werden, dass der diesbezügliche Worst-Case analysiert wird. Dies kann bedeuten, dass die Spannung im Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ auf den geringsten Wert eingestellt wird, um hinsichtlich des Stromes den Worst-Case für die unterlagerten Betriebsmittel abzubilden.

7.2 Spannungshaltung

Die Einhaltung des Spannungsbandes für Drehstromnetze gemäß *DIN EN 50160* stellt eine erste grundlegende Kenngröße zur Auslegung von Betriebsmitteln im Rahmen der Netzplanung dar. Darin wird definiert, dass sich langsame Spannungsänderungen der Versorgungsspannung innerhalb eines Toleranzbandes befinden müssen, um einen sicheren Betrieb der angeschlossenen Letztverbraucher zu gewährleisten und Beschädigungen durch Unter- oder Überspannung auszuschließen. Die Versorgungsspannung ist definiert als „Effektivwert der Spannung an der Übergang-

bestelle zu einem bestimmten Zeitpunkt, gemessen über ein bestimmtes Intervall“ [5] sowie langsame⁶ Spannungsänderungen als „Erhöhung oder Abnahme des Effektivwerts der Spannung, üblicherweise aufgrund von Laständerungen“ [5].

Merkmale und Vorgaben in der Niederspannungsebene

Im Bereich der NS-Ebene mit einem Nenn-Effektivwert von $U_n \leq 1 \text{ kV}$ wird in *DIN EN 50160* definiert, dass die vereinbarte Versorgungsspannung U_c der Nennspannung U_n entspricht, die definiert ist als „Spannung, durch die ein Versorgungsnetz bezeichnet oder identifiziert wird und auf bestimmte betriebliche Merkmale bezogen werden“ [5]. Die genormte Nennspannung mit einer Nennfrequenz der Versorgungsspannung von $f_n = 50 \text{ Hz}$ beträgt dabei für öffentliche NS-Netze als Vierleiter-Drehstromnetze $U_n = 230 \text{ V}$ zwischen Außenleiter und Neutralleiter sowie $U_n = 400 \text{ V}$ zwischen den Außenleitern. Änderungen der Versorgungsspannung dürfen dabei $\Delta U_{\max}/U_n = \pm 10 \%$ nicht überschreiten. [5]

Für die vorgenannten Merkmale werden in den *Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb* [28] weitere Vorgaben, insbesondere für angeschlossene Lasten, gemacht, ohne detailliertere Vorgaben in Bezug auf den Betriebspunkt „Starklast“ zu treffen. Für den Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ lassen sich dagegen in der Anwenderrichtlinie *VDE-AR-N 4105* Vorgaben für Erzeugungsanlagen und Speicher am NS-Netz entnehmen. Darin wird gemäß der Gleichung (7.1) definiert, dass durch Erzeugungsanlagen und Speicher mit einem Netzanschlusspunkt in der NS-Ebene langsame Spannungsänderungen $\Delta U_{\max, \text{DEA, NS}}/U_n$ an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen und Speicher überschreiten dürfen.

$$\Delta U_{\max, \text{DEA, NS}} \leq 3 \% \cdot U_n \quad (7.1)$$

Jedoch darf nach Maßgabe des NB davon abgewichen werden, wenn z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) als innovative spannungsregelnde Planungsmaßen eingesetzt werden. Somit beschreibt die Anwenderrichtlinie eine Empfehlung zur Einhaltung der *DIN EN 50160*, die herangezogen werden kann, wenn nur konventionelle Planungsmaßnahmen zur Verfügung stehen und/oder wenig über die Spannungsverhältnisse im jeweiligen Netz bekannt ist. [66]

Um die Spannung in der NS-Ebene anzupassen, damit die angeschlossenen Letztverbraucher auch die erforderliche Spannung gemäß *DIN EN 50160* erhalten, gibt es die Möglichkeit, bei konven-

⁶ Schnelle Spannungsänderungen sind ebenfalls in der *DIN EN 50160* definiert, werden jedoch im Leitfaden nicht berücksichtigt, da schnelle Spannungsänderungen ihre Ursache zumeist nicht in der grundsätzlichen Leistungssteigerung haben, sondern in z. B. Netzurückwirkungen etc., die weniger vorhersehbar sind als langsame Spannungsänderungen.

tionellen Ortsnetztransformatoren (ONT) das Übersetzungsverhältnis im lastfreien Zustand anzupassen (Erläuterung in Abschnitt 11.1, Seite 86). Eine eigenständige Spannungsregelung ist zu meist noch nicht vorhanden, sondern wird im Fall eines rONT in Abschnitt 12.2.2 (Seite 99) näher erläutert. Aufgrund der festen Kopplung zwischen MS- und NS-Ebene ist das zulässige Toleranz- bzw. Spannungsband von $\Delta U_{\max}/U_n = \pm 10\%$ insbesondere zwischen der NS- und MS-Ebene aufzuteilen.

Merkmale und Vorgaben in der Mittelspannungsebene

In der MS-Ebene mit einem Nenn-Effektivwert von $1\text{ kV} < U_n \leq 36\text{ kV}$ werden neben der reinen Verteilung auch Netznutzer angeschlossen, deren Bedarf die Kapazität des NS-Netzes übersteigt. Es ist zu beachten, dass U_c nicht U_n entsprechen muss, dies aber normalerweise der Fall ist. Unter normalen Betriebsbedingungen gilt jedoch in Analogie zur NS-Ebene, dass Änderungen der Versorgungsspannung von $\Delta U_{\max}/U_c = \pm 10\%$ nicht überschreiten dürfen und die Nennfrequenz $f_n = 50\text{ Hz}$ betragen muss. [5]

In der MS-Ebene muss berücksichtigt werden, dass die zulässigen $\Delta U_{\max}/U_c = \pm 10\%$ nicht komplett in der MS-Ebene ausgeschöpft werden dürfen, sondern zwischen der MS- und der nachgelagerten NS-Ebene aufgeteilt werden müssen.

Für die vorgenannten Merkmale werden in den *Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)* [38] weitere Vorgaben, insbesondere für Kundenanlagen, gemacht, ohne detailliertere Vorgaben in Bezug auf den Betriebspunkt „Starklast“ zu treffen. Für den Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ lassen sich dagegen Vorgaben für Kundenanlagen entnehmen. Darin wird gemäß der Gleichung (7.2) definiert, dass Kundenanlagen mit einem Anschlusspunkt in der MS-Ebene Spannungsänderungen $\Delta U_{\max,DEA,MS}/U_c$ an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten dürfen.

$$\Delta U_{\max,DEA,MS} \leq 2\% \cdot U_c \quad (7.2)$$

Jedoch darf nach Maßgabe des NB davon abgewichen werden. Somit beschreibt auch die Anwenderrichtlinie in der MS-Ebene eine Empfehlung zur Einhaltung der *DIN EN 50160*. Gleichermäßen wird angemerkt, dass hiervon Erzeugungsanlagen und Speicher mit Anschlusspunkt in den unterlagerten NS-Netzen unberührt bleiben und die Vorgaben aus der *VDE-AR-N 4105* gültig sind. Ebenfalls kann die auf Basis des zu berücksichtigenden resultierenden Verschiebungsfaktors aller Erzeugungsanlagen und Speicher Spannungsänderung positiv oder negativ sein und somit zu einer Anhebung oder Absenkung der Spannung führen. [38]

Um die Spannung in der MS-Ebene anzupassen, damit die angeschlossenen Kundenanlagen sowie Letztverbraucher der nachgelagerten NS-Netze auch U_c unter Berücksichtigung der

DIN EN 50160 erhalten, gibt es i. d. R. die Möglichkeit einer automatisierten Spannungsregelung bei HS/MS-Transformatoren, sodass die MS-Sammelschienenspannung als nahezu konstant angenommen werden kann. [38]

Merkmale und Vorgaben in der Hochspannungsebene

In der HS-Ebene werden neben der großflächigen Verteilung auch Netznutzer angeschlossen, deren Bedarf die Kapazität des MS-Netzes übersteigt. Sie werden im Allgemeinen mit Nennspannungen über $U_n = 36$ kV versorgt [5]. HS-Netze werden in Deutschland i. d. R. mit einer Nennspannung von $U_n = 110$ kV betrieben. Gemäß *VDE-AR-N 4120* liegt die Betriebsspannung zwischen $U_n = 96$ kV und $U_n = 123$ kV. Die Nennfrequenz f_n muss 50 Hz betragen [5]. Während für die NS- und MS-Ebene konkrete Grenzwerte für die max. Spannungsänderung in der *DIN EN 50160* über das einzuhaltende Spannungsband gesetzt werden, wird für die HS-Ebene aufgrund der begrenzten Anzahl an Netznutzern, die direkt aus dem HS-Netz versorgt werden, auf die Produktnormen von Hochspannungsgeräten verwiesen. Im Gegensatz zu den Anwendungsrichtlinien der MS- und NS-Ebene werden in der *VDE-AR-N 4120* auch keine Vorgaben für den Fall des Betriebspunktes „Starkeinspeisung“ für Kundenanlagen hinsichtlich des max. Spannungsanstiegs für die HS-Ebene vorgegeben.

Um die Spannung in der HS-Ebene zu regeln, gibt es bspw. die Möglichkeit einer automatisierten Spannungsregelung bei den Höchstspannung (HöS)/HS-Kuppeltransformatoren, sodass die HS-Sammelschienenspannung als nahezu konstant angenommen werden kann. Zudem wird bspw. über Blindleistungsmanagement eine Spannungshaltung umgesetzt.

7.3 Betriebsmittelbelastbarkeit

Die Einhaltung der jeweiligen Betriebsmittelbelastbarkeit stellt eine zweite grundlegende Kenngröße zur Auslegung von Betriebsmitteln im Rahmen der Netzplanung dar. Hierbei ist sicherzustellen, dass der max. zulässige thermische Grenzstrom nicht überschritten wird. Andernfalls führt eine Überlastung des jeweiligen Betriebsmittels zu einer deutlich schnelleren Alterung [68] oder im schlimmsten Fall zu irreparablen Schäden und infolgedessen zu einem betriebsbedingten Ausfall.

Transformatoren

In der *DIN EN 60076-1* werden übliche Betriebsbedingungen angegeben, die genaue Anforderungen an (Leistungs-)Transformatoren stellen, um im Dauerbetrieb die vorgesehene Bemessungsleistung bereitstellen zu können, ohne die festgelegten Grenzwerte für die Übertemperaturen zu überschreiten. Ebenfalls müssen Durchführungen, Stufenschalter, Stromwandler und andere Hilfseinrichtungen so dimensioniert werden, dass zu keiner Zeit die Belastbarkeit des Transformators eingeschränkt wird. Daneben wird aber ergänzend erwähnt, dass ein Transformator

einschließlich seiner Komponenten unter gewissen Bedingungen auch oberhalb seiner jeweiligen Bemessungsleistung eine Belastung führen kann. Für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren ist das zu verwendende Berechnungsverfahren zur Ermittlung der zulässigen Belastung in der *DIN IEC 60076-7* [69] sowie für Trockentransformatoren in der *DIN IEC 60076-11* [70] beschrieben. [65]

Starkstromkabel

Gemäß *DIN VDE 0276-1000:1995-06* ist der „Leiternennquerschnitt für Starkstromkabel so zu wählen, dass der Leiter an keiner Stelle und zu keinem Zeitpunkt über die zulässige Betriebstemperatur erwärmt wird“ [63]. Des Weiteren sind ergänzend u. a. folgende Punkte bei der Erwärmung bzw. der Belastbarkeit eines Kabels zu beachten: [63]

- Aufbau und Werkstoffeigenschaften
- Betriebsbedingungen und -arten
- Verlegebedingungen (gebündelt oder in Serie, mit oder ohne Leerrohr etc.) und Häufung mit anderen Kabeln
- Umgebungsbedingungen entsprechend den klimatischen Verhältnissen in Deutschland sowie Sonneneinstrahlung

Für die Strombelastbarkeit I_z (max. zulässige Stromstärke eines jeden Betriebsmittels) bei einer Verlegung der Kabel in der Erde gilt bei einer Abweichung von den Normbedingungen, dass der Bemessungsstrom I_r mit Umrechnungsfaktoren gemäß der Gleichung (7.3) beaufschlagt werden muss, um die spezifischen Gegebenheiten im jeweiligen Netzgebiet zu berücksichtigen.

$$I_z = I_r \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot \Pi f \quad (7.3)$$

Dabei liegen für die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 in der Norm *DIN VDE 0276* umfangreiche Tabelle vor, um die Abhängigkeiten des Erdbodenwärmewiderstandes vor Ort und die jeweiligen Belastungsgrade abzubilden. Mit Πf wird die Möglichkeit gegeben, das Produkt weiterer erforderlicher Umrechnungsfaktoren zu berücksichtigen.

Im Bereich der HS-Ebene ist es üblich die Trassen bzw. deren Übertragungsleistungen vor Inbetriebnahme hinsichtlich der spezifischen Bedingungen über Messungen zu quantifizieren, um auf dieser Grundlage bspw. einen Kurz- und Dauerbelastungswert der HS-Kabel zu ermitteln.

Freileitungen

Der max. Betriebsstrom (Dauerstrombelastbarkeit) einer HS-Freileitung wird durch die max. zulässige Leiterseiltemperatur sowie den Mindestabstand zum Boden oder zu Objekten eingeschränkt. Die Belastung der Leitung führt zu einer Wärmeausdehnung, die wiederum den Durchhang erhöht. Um diesen zu begrenzen, wird die Leiterseiltemperatur entsprechend der *DIN EN 50182* [71] in der Regel auf 80 °C begrenzt.

Die auslegungsrelevante Maximaltemperatur der Leiter von $T_{\max} = 80 \text{ °C}$ und die damit einhergehende Dauerstrombelastbarkeit sind in Normen mit vergleichsweise konservativen Klimabedingungen geregelt und werden auf Basis eines heißen, windstillen Sommertages festgelegt. Nach *DIN EN 50341* [72] ist die max. Auslegungstemperatur der Leiter für eine Umgebungstemperatur von $T_{\max} = 35 \text{ °C}$, eine Globalstrahlung von $\Phi_{\text{Global}} = 900 \text{ W/m}^2$ und eine senkrecht auf den Leiter einwirkende Windgeschwindigkeit von $v_{\text{Wind}} = 0,6 \text{ m/s}$ nachzuweisen.

Um die Strombelastbarkeit und damit das Übertragungsvermögen einer Freileitung im Hinblick auf die max. zulässige Leiterseiltemperatur zu erhöhen, kann ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (nach *VDE-AR-N 4210-5* [73]) eingesetzt werden. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass die angesetzten Normbedingungen in der Praxis selten auftreten und durch spezifische Umgebungsbedingungen die Stromtragfähigkeit der Freileitungen höher ausfallen kann. Der Effekt auf die Auslastungssteigerung kann dabei sehr stark schwanken und wird vor allem durch die Windeinspeisung beeinflusst. In städtischen Strukturen wird von einem eher geringen Potenzial ausgegangen, da zudem der Freileitungsanteil gegenüber ländlichen HS-Netzen vergleichsweise gering ist.

7.4 Weitere Kenngrößen

Neben den beiden wesentlichen Auslegungskriterien „Spannungsband“ und „Betriebsmittelauslastung“ gibt es noch weitere Auslegungskriterien, die zwar im Rahmen der Netzplanung berücksichtigt werden müssen, jedoch im Rahmen des Leitfadens nicht näher analysiert werden. Hintergrund sind dafür die realen Gegebenheiten über alle Spannungsebenen hinweg und somit spannungsebenenübergreifend in den jeweiligen Netzen ausschlaggebend.

Versorgungszuverlässigkeit

Der Gesetzgeber hat mit § 1 *EnWG* und dem Zweck des Gesetzes, dass „[...] eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“ der Versorgungszuverlässigkeit als Übergabestelle zum Kunden indirekt eine besondere Bedeutung beigemessen, da der volkswirtschaftliche Schaden von Versorgungsunterbrechungen erheblich ist. Ziel ist es daher, Versorgungsunterbrechung zu verhindern bzw. auf ein mögliches Minimum zu reduzieren. Gemäß *DIN EN 50160* [5] wird eine Versorgungsunterbrechung als Zustand definiert, „in dem die Spannung an der Übergabestelle weniger als 5 % der Bezugsspannung beträgt“.

Der Begriff Zuverlässigkeit ist gemäß *IEC 60050* [74] definiert in *IEC IECV 192-01-24* als „Wahrscheinlichkeit, dass eine Komponente ihre geforderte Funktion unter gegebenen Umständen für ein bestimmtes Zeitintervall erfüllt“. Wenn dann innerhalb eines Netzes über die Zuverlässigkeitsanalysen bzw. -berechnungen alle Komponenten mit den jeweiligen Zuverlässigkeitskennwerten im Ergebnis zusammengeführt werden, resultiert die Versorgungszuverlässigkeit. Sie ist

deshalb maßgeblich an die verwendeten Betriebsmittel gekoppelt, die alle unterschiedliche Zuverlässigkeitsparameter aufweisen. So haben ältere Betriebsmittel, wie z. B. Papier/Masse-Kabel, eine geringere Zuverlässigkeit, als modernere Kabel wie z. B. VPE-Kabel [75]. Neben diesen langen Spannungsunterbrechungen gibt es auch kurze Spannungseinbrüche, die bspw. durch Kurzschlussströme verursacht werden.

Kurzschlussbeanspruchung

Im Fehlerfall fließen Kurzschlussströme in den Netzen, für die die jeweiligen Abschaltbedingungen der Leistungsschalter eingehalten werden müssen und die eine dynamische bzw. mechanische und thermische Beanspruchung der Betriebsmittel verursachen. Bei den Planungen müssen darüber hinaus weitere Aspekte wie z. B. die Erhöhung der Kurzschlussströme berücksichtigt werden. Gleichermaßen muss beachtet werden, dass die Kurzschlussströme steigen, wenn die Transformatorleistungen infolge eines Lastanstiegs erhöht werden. Zwar gibt es bereits in einigen städtischen Netzen im Bereich der NS-Ebene neben 1.000-kVA-Ortsnetztransformatoren auch solche ONS, die mit zwei 630-kVA-Ortsnetztransformatoren (bisheriger Standard) betrieben werden und sogar vereinzelt in industriellen Netzen 1.600-kVA-Ortsnetztransformatoren. Jedoch muss beachtet werden, dass die Dimensionen nicht unbegrenzt erhöht werden dürfen, weil ansonsten unzulässig hohe Kurzschlussströme resultieren. Bei unzulässig hohen Kurzschlussströmen ist eine mögliche Lösung in der NS-Ebene das betroffene Ortsnetz so aufzuteilen, dass eine zweite ONS errichtet und das nachgelagerte NS-Netz auf beide Stationen verteilt wird. Alternativ kann auch die betroffene NS-Anlage so umgebaut werden, dass sie die entsprechenden Kurzschlussströme abführen kann.

Wenn dagegen im Bereich der MS-Ebene z. B. kein ausreichender Platz zur Aufstellung eines weiteren Transformators gegeben ist, kann statt eines Zweiwicklungs- ein Dreiwicklungstransformator bei einer notwendigen Dimensionserhöhung installiert werden, der dann über eine Oberspannungswicklung und zwei Unterspannungswicklungen verfügt. Dabei ergibt sich der Vorteil, dass die MS-Schaltanlage aufgeteilt werden kann, sodass die Kurzschlussströme wieder beherrschbar werden. Nachteilig ist jedoch, dass Dreiwicklungstransformatoren mit nur einem Stufenschalter ausgestattet werden können, sodass in Bezug auf die Spannungshaltung homogene Netzbereiche mit gleicher Last- bzw. Einspeisesituation zwar gut versorgt werden können, dies bei heterogenen Netzbereichen aber nicht mehr gewährleistet werden kann. Ersatzweise besteht auch die Möglichkeit, unter Berücksichtigung der Kostenbewertung, Vierwicklungstransformatoren einzusetzen, bei denen zwei Stufenschalter eingesetzt werden können, wenn die Belastungen der Unterspannungswicklung stark voneinander abweichen. Darüber hinaus können Kurzschlussströme auch grundsätzlich durch eine Erhöhung der Kurzschlussspannung in den zulässigen Grenzen gehalten werden, jedoch steigt gleichermaßen die Spannungsänderung der Transformatoren, was für das einzuhaltende Spannungsband berücksichtigt werden muss. Eine ähnliche

Berücksichtigung muss bei dem Einsatz von Drosseln vorgenommen werden, da auch hier ein zusätzlicher Spannungsabfall kompensiert werden muss. [4]

In der HS-Ebene werden i. d. R. Netzgruppen gebildet, damit die Kurzschlussleistung bzw. der resultierende Kurzschlussstrom innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte bleibt.

Für die Auswirkungen und Behandlungen von Kurzschlüssen ist neben dem Netzschutzkonzept auch die Sternpunktbehandlung der Transformatoren im Netz wichtig und zu berücksichtigen. Für die verschiedenen Sternpunkterdungen wird an dieser Stelle jedoch auf die einschlägige Literatur wie z. B. [76-78] verwiesen.

Netzschutzkonzept im Fehlerfall

Im vorherigen Abschnitt wurde die Bedeutung des Einflusses der Kurzschlussbeanspruchungen auf die Dimensionierung von Betriebsmitteln erläutert. Im Falle eines Kurzschlusses, der ebenfalls als Netzurückwirkung einen Spannungseinbruch im Netz verursacht, muss dieser jedoch mittels Netzschutztechnik selektiv, schnell und zuverlässig abgeschaltet werden. Gleiches gilt auch für andere Fehlerarten wie z. B. Über- bzw. Unterspannung sowie thermische Überlastungen oder Leiterunterbrechungen. Die Netzschutztechnik bzw. das Netzschutzkonzept muss dabei auf das jeweils von der Netzplanung vorgegebene Netzkonzept (u. a. Spannungsebene, Netztopologie und Betriebsweise, Sternpunktbehandlung etc.) abgestimmt sein. Über die Kombination aus einem Haupt- und Reserveschutzsystem gibt es zwar die Möglichkeit, Fehler sowohl im Normal-schaltzustand als auch im davon abweichenden und festgelegten alternativen Schaltzustand abzuschalten. Jedoch ist zu beachten, dass z. B. die Netztopologie nicht gänzlich geändert werden darf. Bei einem umfassenden Umbau der Netztopologie von z. B. einem Strahlennetz in ein Maschen-netz muss ebenfalls das Netzschutzkonzept wesentlich überarbeitet werden. [79]

Spannungsqualität

Neben den klassischen Fehlern, die mittels Netzschutztechnik abgeschaltet werden müssen, gibt es auch noch sogenannte Netzurückwirkungen, die immer mehr durch die zunehmende (Leistungs-)Elektronik im Netz hervorgerufen werden und die elektromagnetische Verträglichkeit stören und somit einen unmittelbaren Einfluss auf die erforderliche Netzqualität haben. Merkmale der Netzspannung sind: [80]

- Langsame und schnelle Spannungsschwankungen
- Spannungseinbrüche und Spannungsausfälle
- Netzspannungstransienten
- Kommutierungseinbrüche
- Spannungsunsymmetrie
- Flicker
- Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Gerade die Bedeutung des Aspektes der Spannungsunsymmetrie nimmt im Zusammenhang mit der LIS stetig zu. Wenn das Laden von Elektrofahrzeugen einphasig vorgenommen wird, wie es im Falle von zumeist 3,7-kW-Ladeleistungen der Fall ist, muss darauf geachtet werden, dass die Ladevorgänge auf alle drei Außenleiter im jeweiligen Drehstromsystem aufgeteilt werden, da ansonsten unzulässig hohe Unsymmetrien resultieren, die die Netzqualität negativ beeinflussen [81]. Im vorliegenden Leitfadens wird daher angenommen, dass alle Letztverbraucher symmetrisch auf alle Außenleiter verteilt werden, sodass etwaige Spannungsunsymmetrien vernachlässigbar gering sind und keinen negativen Einfluss auf die Netzqualität bzw. Spannungsqualität haben.

7.5 Identifikation von Grenzwertverletzungen

Aufbauend auf den vorangegangenen Vorgaben zur Einhaltung von Grenzwerten in Bezug auf Spannung und Strom wird nachfolgend erläutert, wie Verletzungen ebendieser Grenzwerte unter Anwendung einer Leistungsflussberechnung für die Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ identifiziert werden.

7.5.1 Spannungsbandverletzungen

Basierend auf Abschnitt 7.2 (Seite 40) und den dort genannten Anforderungen an die Spannung und die Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes müssen zur Ableitung allgemeiner PuB und die dafür erforderlichen Analysen, Vorgaben für die Netzplanung gemacht werden. Zur Prüfung, ob langsame Spannungsänderungen die Grenzwerte der *DIN EN 50160* nicht überschreiten, wird die in der Abbildung 7.1 (Seite 49) gezeigte Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes herangezogen. Ausgehend von einer angenommenen Sollspannung i. H. v. $U_{\text{soll}}/U_n = 102\%$ und einer Regeltoleranz von $\Delta U/U_n = 2\%$ wird im unteren Kennlinienbereich für den Betriebspunkt „Starklast“ an der Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators eine Spannung von $U/U_n = 100\%$ ⁷ für die MS-Ebene zur Verfügung gestellt. Für die MS-Ebene wird dabei ein Spannungsabfall von $\Delta U/U_n = 4\%$ zugelassen, sodass der Spannungsschlechtpunkt⁸ pro MS-Netz min. $U/U_n = 96\%$ an ONS betragen darf. Bei einem angenommenen Spannungsabfall über den MS/NS-Transformator von $\Delta U/U_n = 1\%$ wird somit unterspannungsseitig eine Spannung i. H. v. $U/U_n = 95\%$ für die NS-Ebene zur Verfügung gestellt. In Bezug auf die *DIN EN 50160* darf deshalb in den NS-Netzen ein max. Spannungsabfall von $\Delta U/U_n = 5\%$ identifiziert werden, um die *DIN EN 50160* noch einhalten zu können.

⁷ kleinster Wert, der gemäß den Vorgaben für den Sollwert und des Regeltoleranzbandes möglich ist

⁸ Als Schlechtpunkt wird ein Netzknoten verstanden, von dem bekannt ist, dass er aufgrund der zugrundeliegenden Netztopologie nicht ideale Spannungsverhältnisse oder nicht ideale Auslastungswerte aufweist.

Für den Betriebspunkt „Starkeinspeisung“⁹ wird ausgehend von der *DIN EN 50160* sowie der *VDE-AR-N 4105* bei $U/U_n = 110\%$ am Spannungsschlechtpunkt im NS-Netz gestartet und ein max. Spannungsanstieg von $\Delta U/U_n = 3\%$ zugelassen. Über den angenommenen Spannungsanstieg von $\Delta U/U_n = 1\%$ über den MS/NS-Transformator und der unterspannungsseitigen Spannung i. H. v. $U/U_n = 104\%$ ¹⁰ am HS/MS-Transformator steht der MS-Ebene somit ein zulässiger Spannungsanstieg gemäß *VDE-AR-N 4110* von $\Delta U/U_n = 2\%$ zu.

Die genauen Werte für das angenommene Spannungsband¹¹ können in Ergänzung zur Abbildung 7.1 zusätzlich noch der Tabelle 7.1 entnommen werden und dienen der Prüfung, ob Spannungsbandverletzungen in den jeweiligen Spannungsebenen identifiziert werden können.

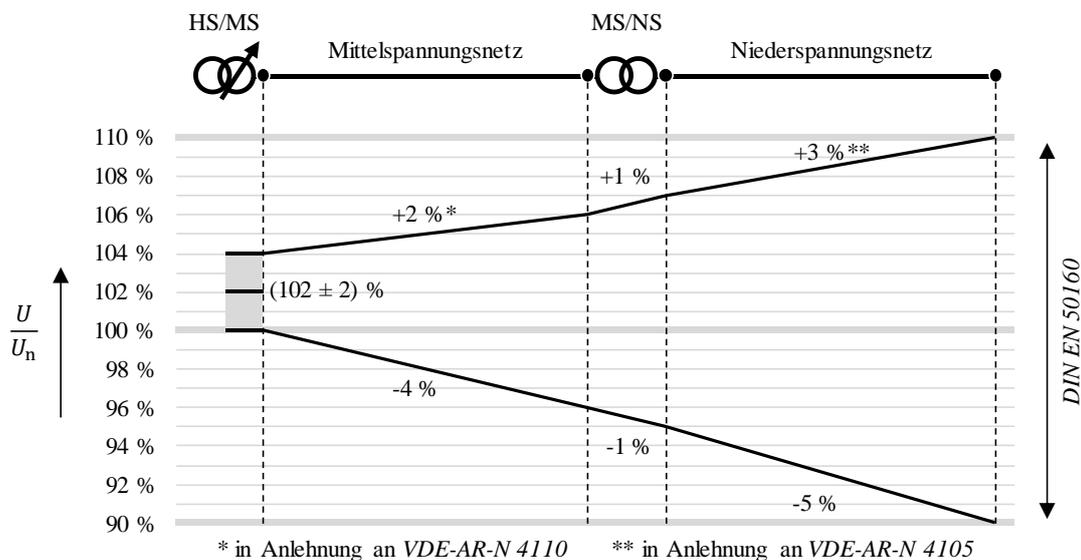


Abbildung 7.1: Angenommene Spannungsbandaufteilung für den Leitfad

Tabelle 7.1: Angenommene Spannungswerte für die Analysen

	MS Starklast	MS Starkeinspeisung	NS Starklast	NS Starkeinspeisung
U/U_n an Sammelschiene	100 %	104 %	95 %	107 %
U/U_n am Schlechtpunkt	96 %	106 %	90 %	110 %

⁹ Zum einen wird der Leistungsbezug durch Letztverbraucher auf null gesetzt und zum anderen werden konventionelle Letztverbraucher mit einem Faktor von 0,3 berücksichtigt.

¹⁰ höchstmöglicher Wert, der nach den Vorgaben für den Sollwert und das Regeltoleranzband möglich ist

¹¹ In Anlehnung an die *VDE-AR-N 4105:2018-11* und *VDE-AR-N 4110:2018-11* darf von den empfohlenen Werten für den maximalen Spannungsanstieg bei Erzeugungsanlagen und Speichern abgewichen werden.

7.5.2 Betriebsmittelüberlastungen

Basierend auf Abschnitt 7.3 und den dort genannten Anforderungen an die Belastbarkeit von Betriebsmitteln müssen auch hier in Analogie zu Abschnitt 7.5.1 Vorgaben für die Netzplanung und die dafür erforderlichen Analysen gemacht werden, um allgemeine PuB ableiten zu können.

Transformatoren

Für MS/NS-Transformatoren wird gemäß *DIN EN 60076-1(VDE 0532-76-1):2012-03* [65] für die Analysen in der NS-Ebene festgelegt, dass sie mit $S_b/S_r = 100\%$ ¹² ihrer Bemessungsscheinleistung betrieben werden dürfen. Bei HS/MS-Transformatoren wird dagegen das (n-1)-Kriterium berücksichtigt. Unter der Annahme, dass Transformatoren im vom Normalzustand abweichenden Betrieb (z. B. im Störfall, bei Instandhaltungs- oder Umschaltmaßnahmen) auch zeitweise unter Berücksichtigung des negativen Einflusses auf das Alterungsverhalten [65] höher belastet werden dürfen. Daher wird z. B. bei Vorhandensein von zwei HS/MS-Transformatoren eine max. Auslastung von $S_{max}/S_r = 120\%$ im (n-1)-Betrieb festgelegt, was im Umkehrschluss bedeutet, dass sie jeweils mit $S_{max}/S_r = 60\%$ ihrer Bemessungsscheinleistung im Dauerbetrieb betrieben werden dürfen, um z. B. im Fehlerfall die Leistung des in den meisten Fällen vorhandenen zweiten Transformators bis zur Fehlerbeseitigung übernehmen zu können.

Für die HöS/HS-Kuppeltransformatoren wird eine max. Auslastung für den (n-1)-Betrieb von $S_{max}/S_r = 120\%$ angesetzt, wobei die gesicherte Leistung bei Ausfall des größten Transformators eines Netzbereiches mit Wiederversorgungsmöglichkeit zugrunde gelegt wird.

Leitungen

In Abschnitt 7.3 wurde festgestellt, dass bei einer Abweichung von den Normbedingungen Umrechnungsfaktoren zur Ermittlung der Strombelastbarkeit I_z als max. zulässige Stromstärke eines jeden Betriebsmittels zu verwenden sind. Da über die in der *DIN VDE 0276* angegebenen Faktoren, die sich u. a. in der Verlegeart, der Häufung und des Belastungsgrades unterscheiden, eine Vielzahl von Kombinationen möglich sind, wird für die Analysen zur Ableitung allgemeiner PuB für Netzplanungen angenommen, dass Normbedingungen vorliegen. So wird gewährleistet, dass alle Analysen mit einer einheitlichen Systematik durchgeführt werden. In Analogie zu den Transformatoren gilt somit, dass NS-Leitungen mit $I_b/I_z = 100\%$ ihres Bemessungsstromes betrieben werden dürfen. Bei MS-Leitungen gilt im Betriebspunkt „Starklast“ das (n-1)-Kriterium, sodass sie in einer offen betriebenen Ringstruktur der MS-Leitungen mit $I_{max}/I_z = 60\%$ ihres Bemessungsstromes betrieben werden dürfen.

¹² Da der Betriebspunkt Starklast oder Starkeinspeisung zugrunde gelegt wird stellt dieser gleichermaßen einen worst-case dar, sodass davon ausgegangen werden kann, dass eine Belastung von 100 % zwar zu wenigen Zeitpunkten vorliegen kann, dies jedoch nicht den Normalzustand darstellt.

sungsstromes betrieben werden (max. Auslastung von $I_{\max}/I_z = 120\%$ im (n-1)-Betrieb). Im Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ können MS-Leitungen dagegen mit $I_{\max}/I_z = 100\%$ belastet werden, da beim Ausfall einer MS-Leitung DEA abregelt werden können.

Für HS-Leitungen wird eine max. Belastung von $I_{\max}/I_z = 100\%$ für den (n-1)-Betrieb (Annahme eines dauerhaften Ausfallbetriebs) angesetzt, wobei die spezifischen thermischen Grenzströme der bereitgestellten Leitungen zugrunde gelegt werden. Eine Betrachtung des (n-2)-Betriebs (gleichzeitiger Ausfall von mehr als einem Betriebsmittel) erfolgt nicht. Nach der *VDE-AR-N 4121* wird angenommen, dass eine „gleichzeitige Nichtverfügbarkeit mehrerer Betriebsmittel [...] grundsätzlich nicht ohne Versorgungsunterbrechungen beherrscht werden“ muss.

7.6 Nennleistungen und Gleichzeitigkeitsberechnung

Im Rahmen der Netzplanung ist es wichtig die Netzbetriebsmittel korrekt zu dimensionieren, um die vorgegebenen Grenzwerte aus dem technischen Regelwerk einzuhalten. Eine Überdimensionierung resultiert in nicht notwendigen Kosten und eine Unterdimensionierung in einer Überlastung der Betriebsmittel.

Weil grundsätzlich davon ausgegangen werden kann, dass mehrere Netznutzer nicht alle gleichzeitig Energie beziehen, können hierfür Faktoren eingesetzt werden. Unter dem Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) ist dabei das Verhältnis aus max. gleichzeitigen Summenbezug zur Summe der max. individuellen Verbrauchsleistungen zu verstehen. Somit kann mit dem GZF die Wahrscheinlichkeit für eine Gruppe von Letztverbrauchern angegeben werden, die eine gleichzeitige max. Leistung benötigen. [82]

Grundlegend kann eine Unterscheidung zwischen Transformatoren und Leitungen unterstellt werden. Gemäß der Abbildung 7.2 (Seite 52) werden unter Berücksichtigung der entsprechenden GZF für die Dimensionierung der Transformatoren alle Lasten im nachgelagerten Netz einbezogen, wohingegen für „Stammstrecken“ an der Unterspannungsseite des Transformators die Lasten in guter Näherung abgangsweise einbezogen werden. Dies führt zwar ggf. zu einer Über- oder Unterdimensionierung der Strangenden, da für diese Leitungen grundsätzlich weniger Lasten und somit andere GZF berücksichtigt werden müssen. Jedoch wird die wichtige „Stammstrecke“ ausreichend dimensioniert, über die die höchste Leistung bereitgestellt werden muss. Daher ist die abgangsweise Betrachtung (für Strahlen- und als offene Halbringstrukturen, nicht für vermaschte Netze) eine Abwägung aus Dimensionierung von relevanten (abgangsnahen) Betriebsmitteln und der Vermeidung von Über- oder Unterdimensionierung von entfernteren Leitungen, die z. B. bei einer sehr aufwendigen knotenscharfen Gleichzeitigkeitsbetrachtung nicht auftritt.

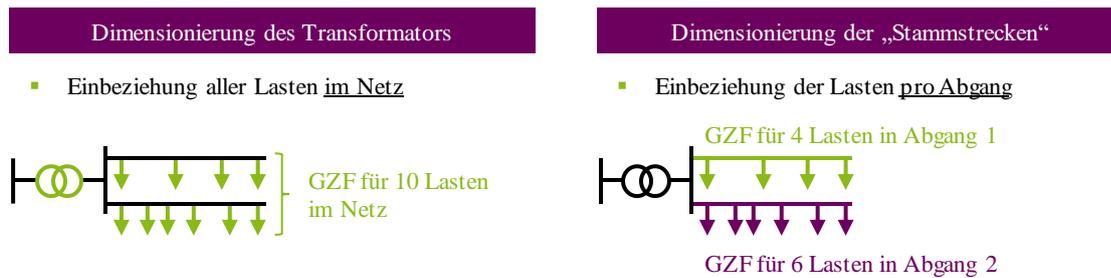


Abbildung 7.2: Zwei Perspektiven zur Berechnung der Gleichzeitigkeiten für die Dimensionierung von Betriebsmitteln auf Basis von [83]

7.6.1 Konventionelle Lasten

Die Vorgehensweise zur Identifizierung der konventionellen Lasten (Haushalt und Gewerbe), ausgehend von der NS-Ebene, basiert für die Berechnung auf der Verwendung der VDEW-Lastprofile. [17]

Als erster Schritt wird das Verhältnis zwischen der max. Leistung [W] und dem Jahresverbrauch [kWh/a] pro VDEW-Lastprofil (H0, G1 usw.) [17] ermittelt. Dieses wird dann als Faktor für die jahreshöchste Leistung pro Lastprofil definiert. Parallel wird jeder Zählpunkt mit einem vorliegenden Jahresverbrauch einem Lastprofil zugeordnet. Als nächstes werden die einzelnen Jahresverbräuche [kWh/a] mit dem ermittelten Faktor für die jahreshöchste Leistung [a/h] multipliziert, um die max. Leistungswerte pro Zählpunkt zu berechnen. Die Summe der max. Leistungswerte für ein komplettes NS-Netz wird dann auf die gemessene Höchstlast im Ableseintervall (ugs. „Schleppzeigerwert“; Sonderfall: bei jährlichem Ableseturnus gleich Jahreshöchstlast) des Transformators skaliert (Skalierungsfaktor), um sicherzustellen, dass die Summe der einzelnen max. Leistungswerte mit dem Schleppzeigerwert übereinstimmen. Der Skalierungsfaktor ist mit der Gleichung (7.4) zu bestimmen. Letztlich werden die max. Leistungswerte pro Zählpunkt anhand des Skalierungsfaktors mit der Gleichung (7.5) neu berechnet. Die Lastentwicklung der konventionellen Lasten über die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 wird unter Anwendung des Nachfragemodells (siehe Abschnitt 3.3) ergänzt.

$$\text{Skalierungsfaktor} = \frac{\text{Schleppzeigerwert}}{\text{Summe der maximalen Leistungswerte}} \quad (7.4)$$

$$\text{Leistungswert}_{\text{skaliert, Transformator}} = \text{Jahresverbrauch} \cdot \text{Faktor für die jahreshöchste Leistung} \cdot \text{Skalierungsfaktor} \quad (7.5)$$

Im Rahmen der MS-Ebene liegen dann die max. Leistungswerte aller Stationen (ONS und KST) vor. Zunächst wird grundsätzlich angenommen, dass die Lastentwicklung eines Clusters in der NS-Ebene (siehe hierzu Kapitel 10) für alle NS-Netze innerhalb eines Clusters gleichbleibt. Außerdem werden die gewerblichen und industriellen Lasten, wie z. B. KST über die Stützjahre als konstant angenommen.

Auf HS-Ebene liegen aggregierte Leistungsmessungen der UW vor. Diese werden über die Zuordnung der Anzahl der Zählpunkte je UW-Gebiet auf eine Ortsnetz- und Kundenlast aufgeteilt, indem je Zählpunkt eine Leistungswertannahme von $P = 1$ kW sowie der Berücksichtigung eines angenommenen GZF von 0,81 angesetzt wird. Die aus der UW-Messung verbleibende Leistung für Kundenlasten wird über die Stützjahre als konstant angenommen. Die Haushaltslasten je UW-Gebiet werden für die Entwicklung bis zum Jahr 2050 mit den Skalierungsfaktoren aus dem Nachfragemodell beaufschlagt.

In Bezug auf die zwei Planungsperspektiven und deren dazugehörigen Gleichzeitigkeiten (siehe Abbildung 7.2) muss eine Unterscheidung für die konventionellen Lasten zwischen der Dimensionierung des Transformators und der Dimensionierung der Abgänge („Stammstrecken“) gemacht werden. In der NS-Ebene sind die ermittelten Leistungswerte anhand der VDEW-Lastprofile [17] und der Skalierung auf den Schleppzeigerwert für die Dimensionierung des ONT gültig. Zur Unterscheidung zwischen der Dimensionierung des Transformators und der Dimensionierung der Abgänge müssen die ermittelten Leistungswerte zur Dimensionierung des Transformators mithilfe von GZF auf die Perspektive der Abgänge berechnet werden. Die GZF für konventionelle Lasten werden anhand [82] berechnet. Mit der Gleichung (7.6) aus [82] können die Gleichzeitigkeitswerte anhand der Anzahl von Zählpunkten für sowohl den Transformator als auch die Abgänge berechnet werden. Mittels Gleichung (7.7) werden die Leistungswerte zur Dimensionierung der Abgänge ermittelt.

Eine pauschale Erhöhung der vom Transformator bezogenen Leistungswerte mit einem konstanten Faktor zur Dimensionierung der Abgänge ist an dieser Stelle nicht genau, da die NS-Abgänge sehr heterogen mit unterschiedlich Versorgungsaufgaben sind.

$$GZF = 0,07 + \frac{1 - 0,07}{\text{Anzahl Zählpunkte}^{0,75}} \quad (7.6)$$

$$\text{Leistungswert}_{\text{skaliert, Abgang}} = \text{Leistungswert}_{\text{skaliert, Transformator}} \cdot \frac{GZF_{\text{Abgang}}}{GZF_{\text{Transformator}}} \quad (7.7)$$

Die Individualität der einzelnen konventionellen Lasten löst sich in der MS-Ebene auf, sodass der Quotient der Gleichzeitigkeitswerte der einzelnen MS-Abgänge über alle analysierten MS-Netze ungefähr gleich ist. Es kann daher angesetzt werden, dass ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,85 zwischen MS-Abgangs- und UW-Transformator-Sicht für die konventionellen Lasten angesetzt werden kann.

7.6.2 Ladeinfrastruktur für Elektromobilität

Auf Basis der technischen Rahmenbedingungen für private und öffentliche LIS (inkl. Tankstellenladepunkte) in Abschnitt 4.2 können die für die Netzplanung herangezogenen Nennleistungen mit einer angenommenen prozentualen Ladeleistungsverteilung über die Stützjahre zusammengefasst der Tabelle 7.2 entnommen werden. Diese werden in Abhängigkeit der Planungsperspektive mit den entsprechenden GZF zur Ermittlung der effektiven Ladeleistungen berechnet.

Zusätzlich zu privater und öffentlicher LIS werden zunehmend sogenannten Ladespots als eine weitere Lademöglichkeit errichtet. Grundsätzlich bieten die Ladespots höhere Ladeleistungen an als die öffentliche LIS. Als vereinfachte Analyse wird angenommen, dass die bestehenden Tankstellen über die Stützjahre mit LP höherer Ladeleistungen ($P_{LL} = 150 \text{ kW}$ und $P_{LL} = 350 \text{ kW}$) ausgerüstet werden und zu elektrifizierten Tankstellen (eTankstellen) umgewandelt werden. Die angenommene Anzahl von errichteten LP pro Stützjahr kann der Tabelle 7.2 entnommen werden.

Tabelle 7.2: Leistungswertannahmen für private und öffentliche Ladeinfrastruktur sowie für elektrifizierte Tankstellen über die im Leitfaden verwendeten drei Stützjahre, Anmerkung: Angaben der Verteilung bzw. Anzahl des jeweiligen Zubaus pro Stützjahr

Private Ladeleistung	2030	2040	2050	Öffentliche Ladeleistung	2030	2040	2050
3,7 kW	10 %	0 %	0 %	3,7 kW	0 %	0 %	0 %
11 kW	60 %	65 %	65 %	11 kW	5 %	5 %	5 %
22 kW	30 %	35 %	35 %	22 kW	75 %	20 %	20 %
50 kW	0 %	0 %	0 %	50 kW	15 %	50 %	50 %
150 kW	0 %	0 %	0 %	150 kW	5 %	25 %	25 %
eTankstellen	2030	2040	2050				
150 kW	2 Stück	0 Stück	0 Stück				
350 kW	0 Stück	2 Stück	2 Stück				

Zur Ermittlung der Gleichzeitigkeiten für Ladepunkte gibt es verschiedene Möglichkeiten, von denen nachfolgend vier Varianten vorgestellt werden: [83]

$$P_{LPj} = j \cdot GZF_{P_j, n_{LPj}} \quad (7.8)$$

$$P_{LPj} = j \cdot GZF_{P_j, \sum n_{LP}} \quad (7.9)$$

$$P_{LPj} = j \cdot GZF_{P_\emptyset, n_{LPj}} \quad (7.10)$$

$$P_{LPj} = j \cdot GZF_{P_\emptyset, \sum n_{LP}} \quad (7.11)$$

mit:

- j Typ der Ladepunkte wie z. B. 11 kW
- P_{LPj} Ladeleistung pro Ladepunkt (LP)
- n_{LPj} Anzahl Ladepunkte pro Ladeleistung
- P_j Ladeleistung pro Typ
- P_\emptyset durchschnittliche Ladeleistung auf Basis der jeweiligen Verteilung
- $\sum n_{LP}$ Anzahl aller Ladepunkte

Berechnung 1: Jeweilige Ladeleistung multipliziert mit dem GZF für die jeweilige Ladeleistung für die Anzahl der LP für diese Ladeleistung

Berechnung 2: Jeweilige Ladeleistung multipliziert mit dem GZF für die jeweilige Ladeleistung für die Anzahl aller LP über alle Ladeleistungen

Berechnung 3: Jeweilige Ladeleistung multipliziert mit dem GZF für die durchschnittliche Ladeleistung auf Basis der jeweiligen Verteilung für die Anzahl der LP für diese Ladeleistung

Berechnung 4: Jeweilige Ladeleistung multipliziert mit dem GZF für die durchschnittliche Ladeleistung auf Basis der jeweiligen Verteilung für die Anzahl aller LP über alle Ladeleistungen

Die in den Gleichungen (1) bis (4) vorgestellten Möglichkeiten zur Berechnung der Gleichzeitigkeit von LP basieren auf unterschiedlichen Annahmen, die in der Tabelle 7.3 (Seite 56) kurz zusammengefasst sind. In Kombination mit der Abbildung 7.3 (Seite 56) sind die Auswirkungen zu sehen. Die Berechnungsvarianten (1) bis (3) beinhalten mehrere GZF pro Netz oder Abgang. Dabei stellen die Varianten (1) und (3) eine Überschätzung der Gleichzeitigkeit dar, weil die Variablen bestehend aus Ladeleistung und -punkten separat zueinander betrachtet werden. Variante (4) verfolgt einen aggregierten Ansatz, in dem die Variablen in einem GZF auf Basis einer durchschnittlichen Ladeleistung pro Abgang zusammengefasst werden, was einen praktikablen Ansatz für die Netzplanung darstellt und einen geringeren GZF unterstellt. Variante (4) wird daher im Rahmen des Leitfadens angewendet. Gleichmaßen wird hierbei angenommen, dass elektrifizierte Personenkraftwagen (ePkw) bzw. Elektrofahrzeuge entweder private oder öffentliche LIS für einen Ladevorgang nutzen. [83]

Bei den Varianten (2) und (4) ist es möglich, dass in bestimmten Konstellationen die effektive Ladeleistung pro LP einer bestimmten Nennleistung von einem zum nächsten Stützjahr leicht

sinkt, wenn mehr LP mit anderer Nennleistung in die Netze regionalisiert werden. Dies kann z. B. der Fall sein, wenn aufgrund der Vollelektrifizierung privater LIS, insbesondere bei Wohngebäuden, keine weiteren pLP, sondern nur noch weitere öLP integriert werden.

Für die Ermittlung der konkreten GZF für durchschnittliche Ladeleistungen werden die Gleichzeitigkeitskurven, die basierend auf [84] ermittelt wurden, aus der Abbildung 7.4 (Seite 57) herangezogen. Mithilfe dieser werden anschließend die effektiven Ladeleistungen pro Ladeleistungstyp berechnet und für die Netzplanung herangezogen.

Tabelle 7.3: Annahmen zur Berechnung verschiedener Gleichzeitigkeiten auf Basis von [83]

Berechnung	Ladeleistung	Gleichzeitigkeit	Anzahl Ladepunkt	Anmerkungen
1	Jeweils	Jeweils	Jeweils	<ul style="list-style-type: none"> Mehrere Gleichzeitigkeitsfaktoren pro Netz Alle Ladepunkte separat zueinander betrachtet Überschätzung, da hohe Gleichzeitigkeit
2	Jeweils	Jeweils	Alle	<ul style="list-style-type: none"> Mehrere Gleichzeitigkeitsfaktoren pro Netz Gleiche Nutzung von priv./öff. Ladepunkten Geringere Gleichzeitigkeit unterstellt
3	Jeweils	∅	Jeweils	<ul style="list-style-type: none"> Mehrere Gleichzeitigkeitsfaktoren pro Netz Alle Ladepunkte separat zueinander betrachtet Überschätzung, da hohe Gleichzeitigkeit
4	Jeweils	∅	Alle	<ul style="list-style-type: none"> Ein Gleichzeitigkeitsfaktor pro Netz Gleiche Nutzung von priv./öff. Ladepunkten Geringere Gleichzeitigkeit unterstellt

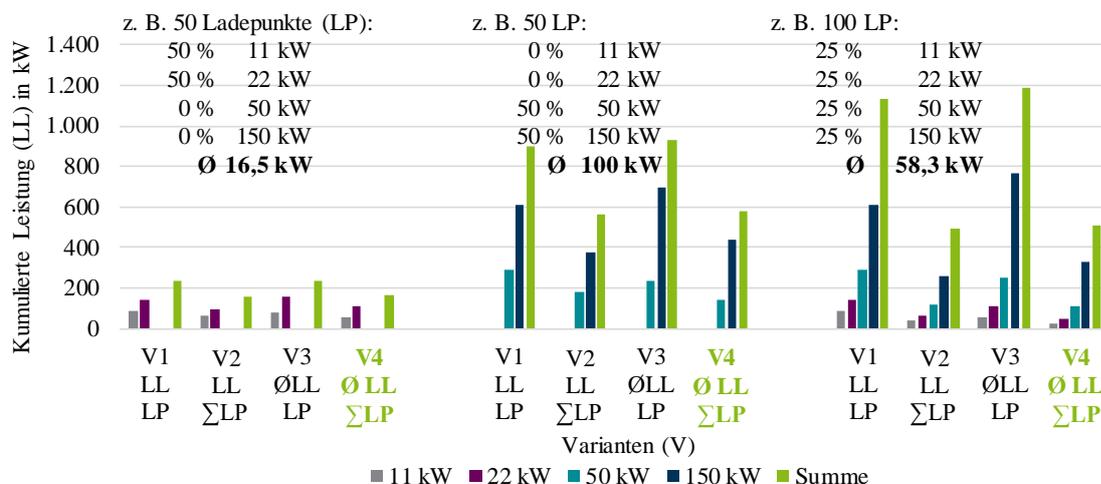


Abbildung 7.3: Darstellung der Auswirkung unterschiedlicher Berechnungen zur Ermittlung der Gleichzeitigkeiten (links: private und öffentliche Ladeleistungen getrennt, rechts: private und öffentliche Ladeleistungen kombiniert) auf Basis von [83]

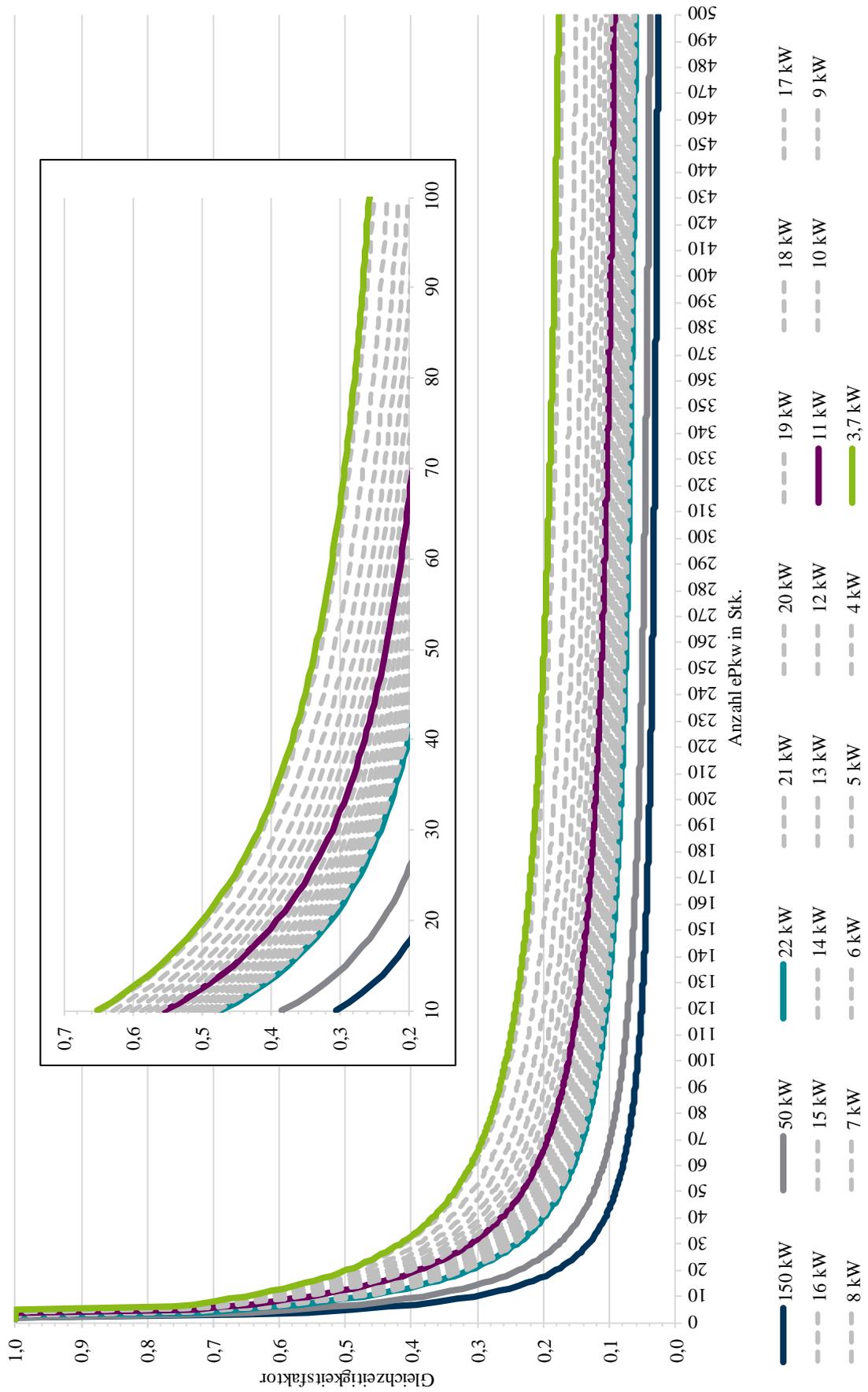


Abbildung 7.4: Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität auf Basis von [85]

7.6.3 Elektrische Wärmepumpen

Auf Basis der technischen Rahmenbedingungen für WP in Abschnitt 4.4 können in der Tabelle 7.4 die für die Netzplanung angenommenen Nennleistungen zusammengefasst eingesehen werden, die in Abhängigkeit der Planungsperspektive mit den entsprechenden GZF zur Ermittlung der effektiven Leistungen berechnet werden.

Tabelle 7.4: Leistungswertannahmen für Wärmepumpen über die im Leitfaden verwendeten drei Stützjahre

Elektrische Wärmepumpenleistung	2030	2040	2050
WP-Variante 1	3,0 kW	3,0 kW	3,0 kW
WP-Variante 2	6,5 kW	6,5 kW	6,5 kW
WP-Variante 3	9,0 kW	9,0 kW	9,0 kW

In Analogie zu Abschnitt 7.6.2 kann aus der Abbildung 7.5 die Gleichzeitigkeitskurve für WP herangezogen werden. Hierbei wird unmittelbar deutlich, dass innerhalb eines Netzgebietes die Gleichzeitigkeit bei steigender Anzahl von WP nicht so stark abnimmt wie z. B. bei der LIS. Hintergründig liegt in einem Netzgebiet nahezu überall dieselbe Außentemperatur vor, sodass die WP im Normalfall zur Wärmeerzeugung gleichzeitig betrieben werden. Somit hängt der GZF für WP nicht von den sozialen Gegebenheiten bzw. den Menschen ab, sondern vorrangig von der Umwelt bzw. Außentemperatur.

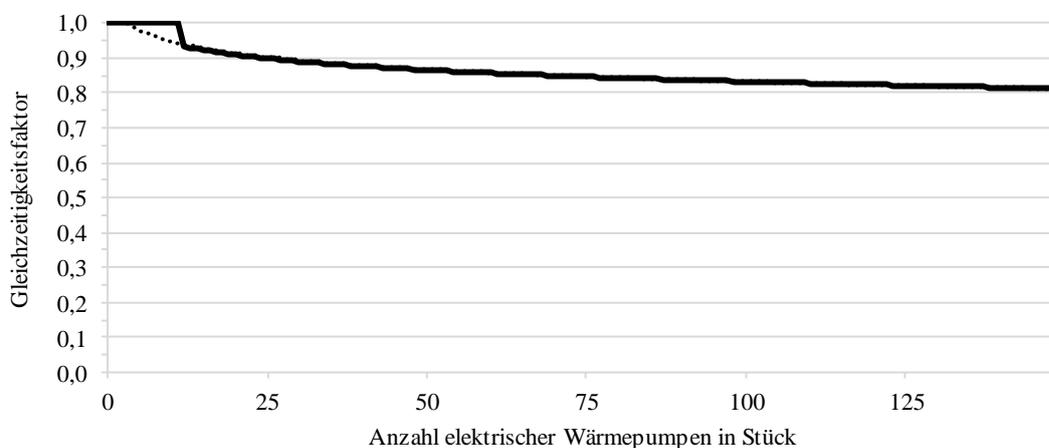


Abbildung 7.5: Gleichzeitigkeitsfaktoren für elektrische Wärmepumpen auf Basis von [86]

8 Szenarienentwicklung

Um PuB ableiten zu können, werden Szenarien benötigt, mithilfe derer im Rahmen der Netzplanung möglichst realistische Entwicklung abgebildet werden können. Ein dabei durch verschiedene Szenarien gebildeter Korridor ermöglicht es, gegebene Unsicherheiten bei der Entwicklung in Abhängigkeit von bestimmten technischen, ökonomischen und/oder regulatorischen Rahmenbedingungen aufzuzeigen. Zusätzlich ist ein Zeithorizont festzulegen, der verschiedene sogenannte Stützjahre vorsieht, die vor dem Hintergrund der Netzplanung als geeignet erscheinen. [3]

8.1 Methode der Szenarienentwicklung

Die Methode zur Entwicklung von Szenarien für den Leitfaden kann der Abbildung 8.1 entnommen werden. Zunächst wird eine Literaturrecherche je Last durchgeführt. Dabei werden die analysierten Studien nach ihrem Erscheinungsjahr geordnet, um aktuelle Studien mit neuen Erkenntnissen vorrangig zu berücksichtigen. Sofern keine Stückzahlen der (neuen) Lasten für die dem Leitfaden zugrundeliegenden Stützjahre 2030, 2040 und 2050 vorhanden sind, werden diese nachträglich mit mathematischen Verfahren ermittelt. Im Anschluss wird ein geeigneter Korridor für die Netzplanung ausgewählt, der pro Last ein konservatives (unteres Szenario des ausgewählten Korridors) und ein progressives (oberes Szenario des ausgewählten Korridors) Szenario enthält. Zusätzlich werden pro Szenario die unter Abschnitt 4.4 genannten Wärmepumpenvarianten angewendet. [83]

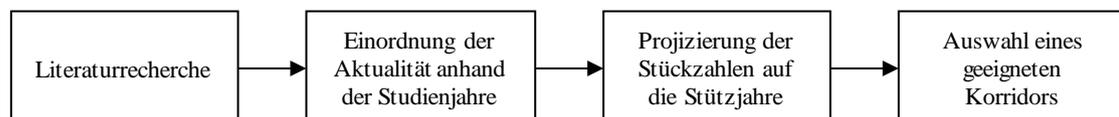


Abbildung 8.1: Übersicht der Methode zur Auswahl von Szenarien

8.2 Szenarien für konventionelle Lasten

Die Entwicklung von Szenarien für konventionelle Lasten verfolgt einen abgewandelten Ansatz, als es bspw. vorab beschrieben wurde bzw. für die nachfolgenden neuen Lasten der Fall ist. Dies ist darin begründet, dass mit Messdaten einmal die derzeitige Netzbelastung durch konventionelle Lasten beschrieben werden kann und dann auf Basis von historischen Messdaten eine Prognose in die Zukunft vorgenommen werden kann. Wie schon in Abschnitt 3.3 zum Nachfragemodell aufgeführt, wird die Fortschreibung der konventionellen Lasten auf die betrachteten Stützjahre aufgrund der sehr spezifischen Charakteristika von gewerblichen und industriellen Lasten angewandt, sodass diese als konstant über den Zeitraum angenommen werden. Für die darüber hinaus relevanten Haushaltslasten werden, entsprechend der beschriebenen Methode, Lastentwicklungs-

faktoren für die einzelnen Stützjahre netzbetreiberspezifisch ermittelt, mit denen eine Entwicklung berücksichtigt wird. Die Lastentwicklungsfaktoren bewegen sich im Mittel über die betrachteten NS-Netze zwischen $F_{LE} = 0,96$ im Stützjahr 2030 und $F_{LE} = 0,93$ im Jahr 2050. Somit wird davon ausgegangen, dass bei den demographischen Aspekten wie bspw. dem Anstieg der städtischen Bevölkerung und der Zunahme von Single-Haushalten [11] und den technischen Aspekten bzgl. der Effizienzsteigerung [14-16] keiner der Faktoren signifikant überwiegt und dies nur zu einer marginalen Leistungsreduktion führt.

8.3 Szenarien für die elektrifizierte Individualmobilität

In den letzten Jahren wurden viele Studien mit Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität veröffentlicht. Daher wird eine Metaanalyse von Szenarien durchgeführt und analysiert, welche Annahmen in den jeweiligen Szenarien getroffen werden und welche Rahmenbedingungen als maßgebliche Einflussfaktoren einzuordnen sind. Eine Darstellung kann hierzu der Abbildung 8.2 (Seite 61) mit einer Datengrundlage der Studien in der Tabelle 8.1 (Seite 61) entnommen werden. Die Studien decken zusammen 31 verschiedene Szenarien ab.

Bezüglich des Erscheinungsjahres der einzelnen Studien kann festgehalten werden, dass aktuelle Studien ab 2018 mit Blick auf 2050 pessimistischer sind und weniger Elektromobilität prognostizieren. Dagegen liegen ältere Studien bis 2017 im Bereich 2030-2035 im Mittel unter aktuelleren Studien (siehe Abbildung 8.3, Seite 62). Werden insbesondere alternative Technologiepfade hervorgehoben, wie sie z. B. in der Abbildung 8.4 (Seite 62) für u. a. die aktuelle dena-Studie¹³ [15] vorhanden sind, zeigt sich ebenfalls, dass sich die angegebenen Szenarien vornehmlich im konservativeren, unteren Bereich der Kurvenschar befinden. Bei einer Einteilung der Kurvenschar in zwei Bereiche gemäß der Abbildung 8.5 (Seite 62) werden daher zwei Szenarien aus dem NPE-Fortschrittsbericht (optimistisch/konservativ) aus dem Jahr 2018 [87] für die Netzplanung und den Leitfaden herangezogen. Diese ausgewählten Szenarien befinden sich im jeweiligen Bereich jeweils mittig in der oberen und unteren Kurvenschar.

Wie der Vielzahl verschiedener Szenarien zu entnehmen ist, besteht eine große Unsicherheit in der Entwicklung der Elektromobilität, insbesondere im weiten Zeithorizont. Szenarien können daher in der Netzplanung zur weiteren Verwendung nur in einem individuell gestalteten Prozess für die jeweiligen NB gewählt werden. Neben der Elektromobilität gibt es weitere planungsrelevante Entwicklungen, die Einfluss auf den potenziellen Ausbaubedarf haben. Dies schließt insbesondere WP ein.

¹³ Die Pfade dena-EL95, dena-TM95 und dena-TM80 unterscheiden sich in der Elektrifizierung (EL) und im Technologiemix (TM) mit jeweils 80%- oder 95%-Klimaschutzzielerreichung

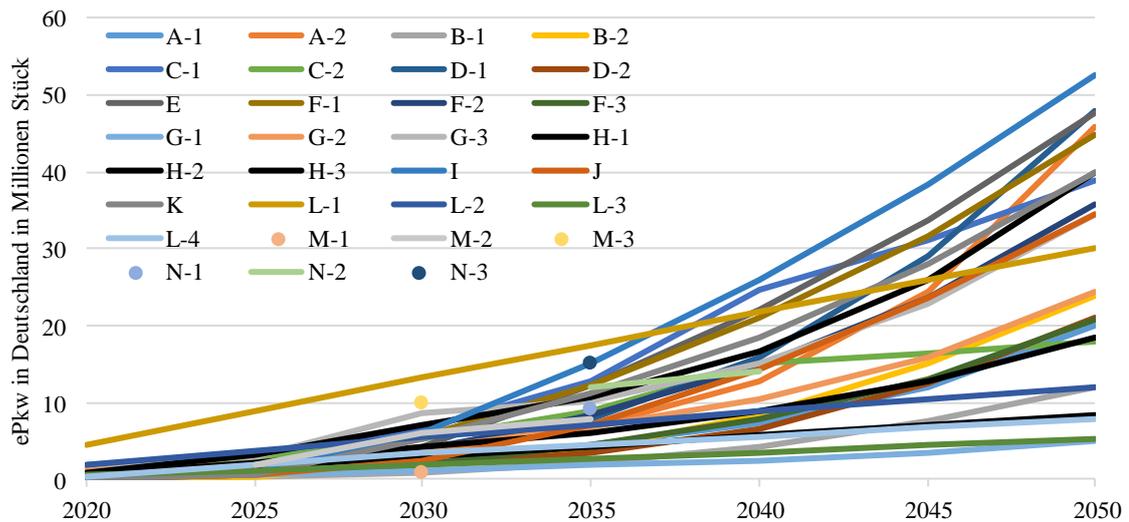


Abbildung 8.2: Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität auf Basis von [83]

Tabelle 8.1: Datengrundlage der Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität auf Basis von [83]

Studie	Jahr	Szenario	Bezeichnung	Quelle
Langfristszenarien und Strategien (Leitstudie), BMU	2012	Szenario A und B	A-1	[88]
		Szenario C	A-2	
Shell PKW Szenarien bis 2040, Prognos	2014	Trend	B-1	[89]
		Alternativ	B-2	
eMobil 2050, Öko-Institut e.V.	2014	Grenzenlos eMobil	C-1	[90]
		Regional eMobil	C-2	
Die Zukunft der Mobilität, ifmo	2015	Musterschüler	D-1	[91]
		Mut zur Lücke	D-2	
Autofacts, PWC	2016		E	[92]
Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen für das Jahr 2030, CAM	2017	Pro EV	F-1	[93]
		Mittleres Szenario	F-2	
		Contra EV	F-3	
Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile, Fraunhofer ISI	2017	ISI - A	G-1	[11]
		ISI - B	G-2	
		ISI - C	G-3	
Fortschrittsbericht 2018, NPE	2018	pessimistisch	H-1	[87]
		konservativ	H-2	
		optimistisch	H-3	
The electric car tipping point, The Boston Con- sulting Group	2018		I	[94]
Electric Vehicle Outlook 2018, BloombergNEF	2018		J	[95]
Electric Vehicle Forecast Through 2050 & Pri- mer, RBC Capital Markets	2018		K	[96]
DENA Leitstudie 2018	2018	EL80/EL95	L-1	[15]
		TM80/TM95	L-2	
		Referenzszenario	L-3	
		Bottleneck	L-4	
NEP 2030 (2019)	2019	NEP A	M-1	[16]
		NEP B	M-2	
		NEP C	M-3	
NEP 2035 (2021)	2021	NEP A	N-1	[97]
		NEP B	N-2	
		NEP C	N-3	

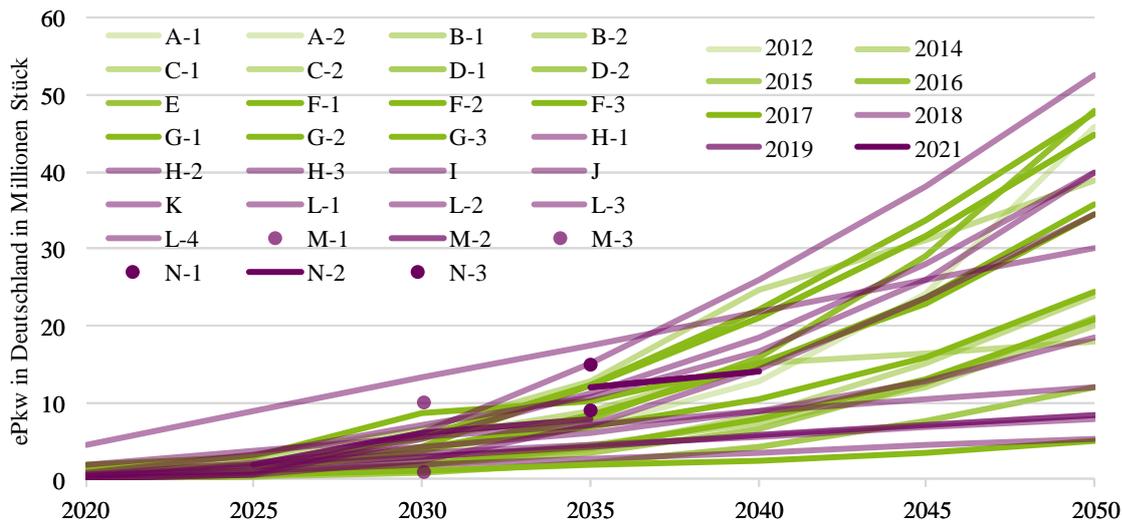


Abbildung 8.3: Eingruppierung der Studien nach dem Erscheinungsjahr auf Basis von [83]

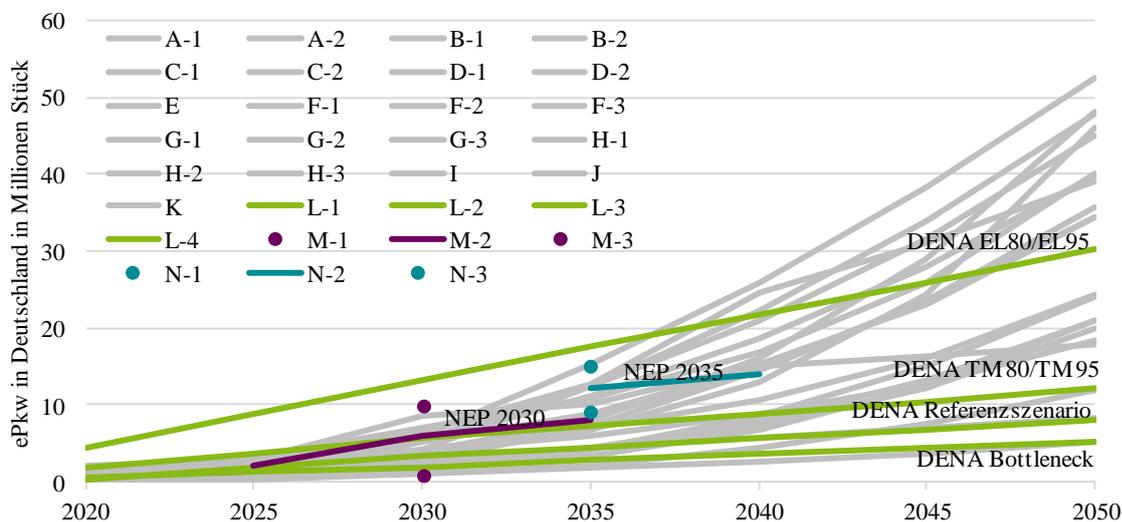


Abbildung 8.4: Eingruppierung der Studien nach alternativen Technologiepfaden auf Basis von [83]

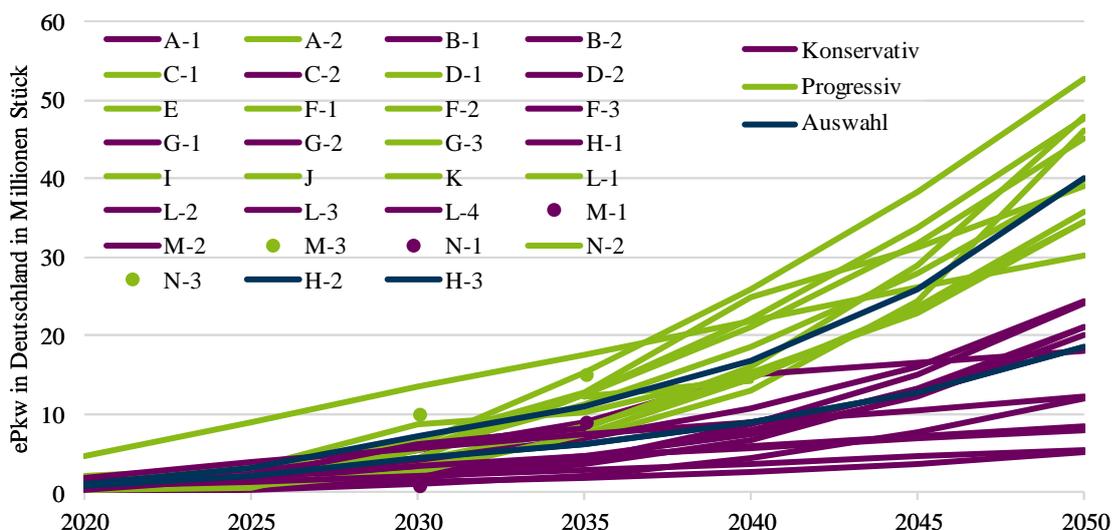


Abbildung 8.5: Eingruppierung der Studien nach Entwicklungen und Auswahl für PuBStadt auf Basis von [83]

8.4 Szenarien für den elektrifizierten öffentlichen Personennahverkehr

Die Elektrifizierung des ÖPNV in Form eines Umstiegs der städtischen Busflotten auf Elektrobusse ist ein Prozess, der in immer mehr Verkehrsbetrieben angestrebt wird und in denen feste Zielvorgaben für die Erreichung eines vollständigen Umstiegs vorgegeben werden. Parallel dazu gibt es auch alternative Bestrebungen wie Wasserstoff-Busse, die signifikanten Einfluss auf die Zahl der Elektrobusflotte haben. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass eine pauschale Szenarienentwicklung für die Elektrifizierung des ÖPNV aufgrund unternehmensspezifischer Strategien nicht möglich ist. Dies wird zudem noch durch die unterschiedlichen Ladestrategien wie ausschließliches Laden über zentrale Betriebshöfe oder an ausgewählten Haltestellen (siehe Abschnitt 4.3) verstärkt. In der Folge werden die Szenarien zur Berücksichtigung eines eÖPNV netzspezifisch mit konkreten Leistungsvorgaben und Anschlusspunkten berücksichtigt. Die Größenordnung für ein Busdepot bewegt sich dabei im Bereich zwischen $P = 4$ bis $P = 10$ MW. Dabei erhält das Busdepot grundsätzlich eine direkte Anbindung an das HS-UW bzw. einen MS-Anschluss mit Direktkabel als singulär genutztes Betriebsmittel. Für alle Netze wird einheitlich von einer Integration der spezifischen Vorgaben ab dem Stützjahr 2030 ausgegangen.

8.5 Szenarien für Power-to-X-Anlagen

Im Rahmen der Analyse der technischen, ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Bereich PtGA und PtHA wurde bereits festgestellt, dass diese beiden Technologien grundlegend verschieden sind und sich infolgedessen auch unterschiedlich am Markt entwickeln werden. Daher werden nachfolgend die wesentlichen Unterschiede in Bezug auf die Entwicklung von Szenarien für Power-to-X-Anlagen herausgearbeitet.

8.5.1 Power-to-Gas-Anlagen

Auf Basis der in Abschnitt 4.4 erläuterten technischen Rahmenbedingungen und der Feststellung, dass PtGA detaillierte Einzelplanungen bedürfen, ist es aktuell nicht möglich, Szenarien zu prognostizieren, wie es in Abschnitt 8.3 für die Elektromobilität der Fall war. Es gibt zwar einen aktuellen Stand aller derzeitigen Pilotprojekte in [98], allerdings keine Szenarien zur Entwicklung für PtGA. Stattdessen hat sich eine Studie [99] mit dem Thema der Potenzialabschätzung für PtGA zur Installation und zum Betrieb in deutschen Strom- und Gasverteilnetzen befasst, was sich an die Entwicklung von Szenarien anlehnt.

In dieser PtGA-Studie [99] wurde untersucht, welches technisch mögliche Aufnahmepotenzial Gasnetze haben, welches Einsparpotenzial hinsichtlich der Netzausbaukosten in Stromnetzen besteht und welches Erlöspotenzial durch die Teilnahme von PtGA am Spotmarkt vorhanden ist. Methodisch wurden zunächst typische Versorgungsaufgaben der Strom- und Gasnetze bestimmt

(siehe hierzu Abbildung 8.6, Seite 65) sowie typische Netzstrukturen identifiziert, mithilfe derer eine Auswahl repräsentativer Netzgebiete für eine sektorenübergreifende Zielnetzplanung vorgenommen werden konnte. Anschließend wurden die generierten Ergebnisse auf ganz Deutschland hochgerechnet, um das Potenzial auf Verteilungsebene darstellen zu können.

Die zwei der Studie zugrunde gelegten Szenarien orientieren sich zum einen an der Erreichung der Klimaschutzziele als progressives und zum anderen an der historischen Entwicklung von EE-Anlagen als konservatives Szenario. Als weitere Annahme werden im Referenzjahr 2015 100 % Gasverbrauch angesetzt, der durch einen angenommenen Brennstoffwechsel in den nächsten Jahren bis 2030 (von z. B. Öl- auf Gasheizungen) auf 106 % leicht ansteigt und sich im Jahr 2050 aufgrund eines rückläufigen Gasbedarfs auf 58 % reduziert, der mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Raumwärme sowie einer energetischen Sanierung der Wohngebäudehüllen begründet wird. Für weitere ergänzende Rahmenbedingungen im Detail wird auf die Studie verwiesen. [99]

Die Hochrechnungen als Teilergebnis der Studie können der Abbildung 8.7 (Seite 65) entnommen werden. Dargestellt sind das deutschlandweite Installationspotenzial sowie die entsprechenden Leistungen pro Bundesland. Es zeigt sich, dass vor allem dort das Potenzial am größten ist, wo die Bundesländer einen hohen Anteil städtisch geprägter Gemeinden oder gar Großstädte haben, sowie bei Stadtstaaten. Im Abgleich mit der Abbildung 8.6 wird der Sachverhalt bestätigt (hohe Lastdichte in städtischen Gebieten). [99]

Schlussfolgernd bestehen aktuell noch Diskrepanzen in einer flächendeckenden Kopplung von Strom- und Gasnetzen, die den durch EE-Anlagen erzeugten Strom als EE-Gase aufnehmen, weil diese Netze zumeist noch unterschiedliche Versorgungsaufgaben haben. So trifft der in ländlichen Stromnetzen durch z. B. Windenergieanlagen erzeugte Strom auf Gasnetze mit geringem Gasabsatz. Das auf diese geringe Lastdichte ausgelegte Gasnetz kann nur entsprechend geringe Mengen Wasserstoff bzw. EE-Gas aufnehmen. Laststarke und meist städtische Gebiete haben dagegen zwar einen hohen Gasabsatz, können jedoch verhältnismäßig nur geringe Mengen EE-Strom einspeisen, da die Anzahl der EE-Anlagen dort deutlich niedriger ist als in ländlichen Gebieten. Dadurch bedingt haben potenzielle PtGA eine teilweise sehr geringe Anlagenleistung. Zusätzlich stellt die in Abschnitt 4.4 thematisierte Standortfindung in städtischen Gebieten eine Herausforderung dar. Die Sektorenkopplung erfolgt daher meist am Ort in unmittelbarer Nähe zu Gasdruckregelanlagen, die nicht den optimalen Standorten für eine Kopplung der Strom- und Gasnetze darstellen. [99]

Im Ergebnis werden auf Basis der Erkenntnisse aus diesem sowie vorherigen Abschnitten im weiteren Verlauf keine PtGA berücksichtigt, sondern ausschließlich WP im Rahmen von PtH.

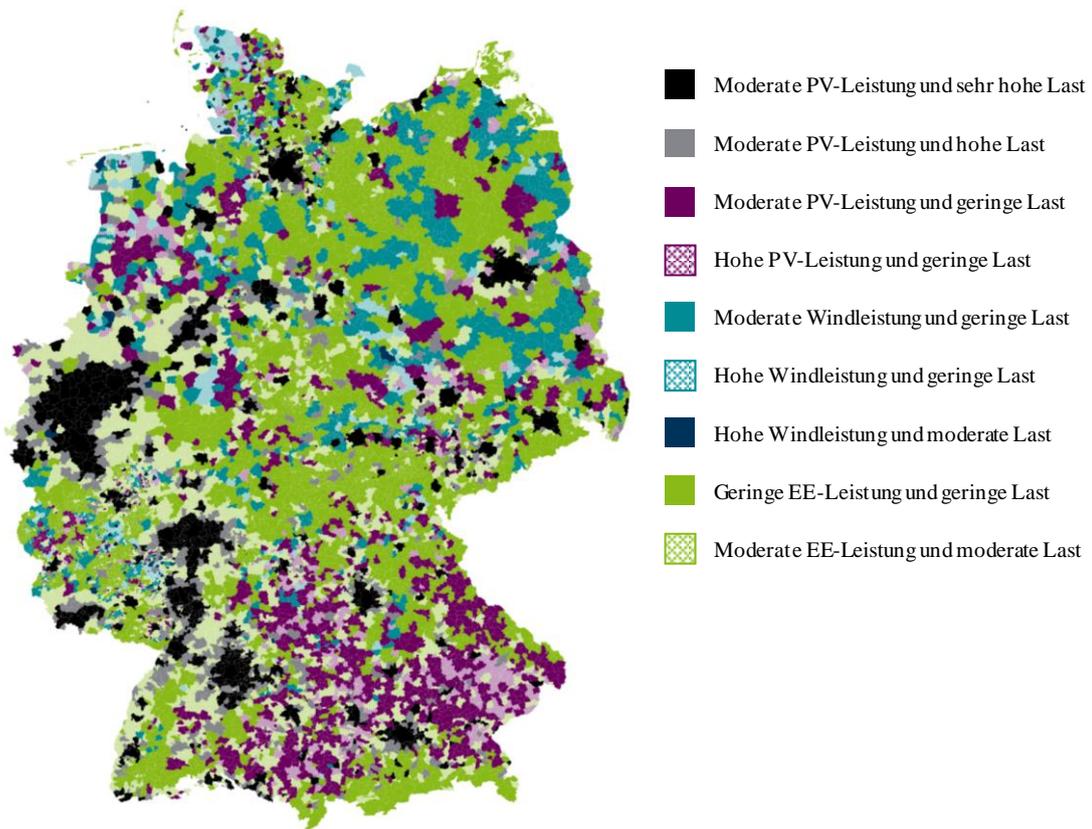


Abbildung 8.6: Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe ohne Berücksichtigung von Netzstrukturparametern der einzelnen Gas- und Stromnetze auf Basis von [99]

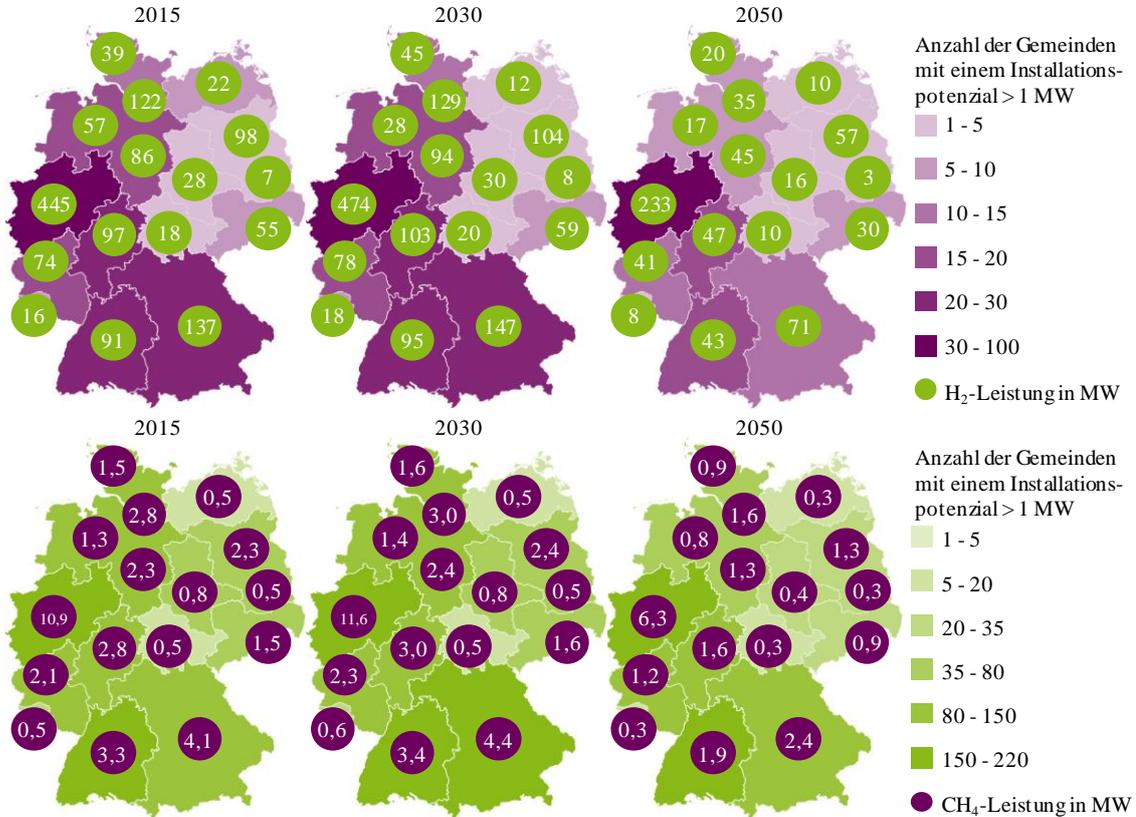


Abbildung 8.7: Anzahl potenzieller Gemeinden für die Entwicklung von Power-to-Gas – Elektrolyseanlagen (oben) und Methanisierungsanlagen (unten) – auf Basis von [99]

8.5.2 Power-to-Heat-Anlagen / Elektrische Wärmepumpen

In Analogie zur Abbildung 8.2 für die Entwicklung der Elektromobilität können der Abbildung 8.8 verschiedene Szenarien zur Entwicklung von WP auf Basis mehrerer Studien¹⁴ entnommen werden [44]. Agora-95, beide BDI- und alle dena-Szenarien beschreiben dabei jeweils was grundsätzlich notwendig ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen. BWP-1 und BWP-2 dagegen verfolgen andere Rahmenbedingungen. Das Szenario BWP-Sz1 führt im Wesentlichen die aktuelle Marktentwicklung auf Basis von u. a. Analysen zur Absatzstatistik von WP, zentralen Wärmeerzeugern und Hybrid-WP, sowie Daten zu den im Marktanzreizprogramm für EE geförderte WP fort, was einer konservativen Betrachtung entspricht. Des Weiteren werden bereits gesetzte oder fest geplante Rahmenbedingungen zur Unterstützung des Wärmemarktes berücksichtigt. BWP-Sz2 befindet sich etwas über dem dena-TM80/95-Szenario und legt zusätzlich zu BWP-Sz1 aktuell diskutierte Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den WP-Absatz wie z. B. angepasste Förderungen, ein optimierter Rechtsrahmen und eine Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers Strom zugrunde [44]. Details zu den unterschiedlichen Szenarien und Ausprägungen können den jeweiligen Literaturangaben entnommen werden.

Bedingt durch eine hohe Diversität im Bereich Raumwärme (u. a. WP, Gas-, Pellet-Heizung oder Nah- bzw. Fernwärme) und der dadurch unsicheren Entwicklungen einzelner Wärmeversorgungen werden die Szenarien BWP-Sz1 als konservatives und BWP-Sz2 als progressives Szenario ausgewählt. Diese beiden Szenarien schreiben die aktuelle Situation in zwei unterschiedlichen Varianten fort und ermitteln nicht, was notwendig ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen, wie es bei anderen Szenarien der Fall ist. Zudem liegt das Szenario BWP-Sz2 grundsätzlich leicht über den dena-TM80/TM95 Szenarien, sodass diese näherungsweise mitberücksichtigt werden.

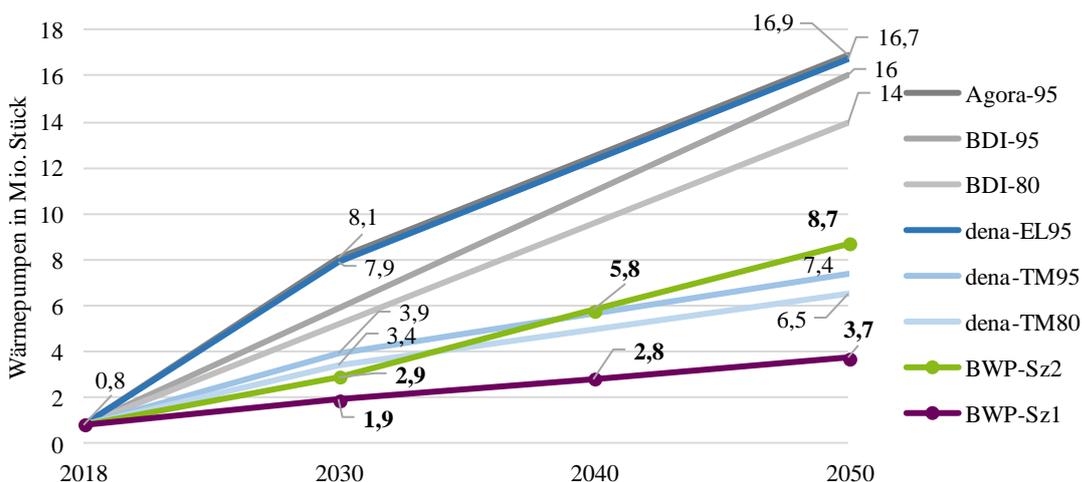


Abbildung 8.8: Szenarien zur Entwicklung elektrischer Wärmepumpen auf Basis von [44]

¹⁴ Aus Gründen der kurzfristigen Veröffentlichung von [100] konnten die aktualisierten Studienwerte nicht mehr im Rahmen des Leitfadens berücksichtigt werden.

8.6 Szenarien für dezentrale Photovoltaikanlagen

Der Hauptfokus dieses Leitfadens liegt grundsätzlich für alle Spannungsebenen auf dem Betriebspunkt „Starklast“, jedoch wird an dieser Stelle kurz das Thema dezentraler PVA im städtischen Bereich insbesondere in der NS-Ebene aufgegriffen. Daher werden nachfolgend stark eingekürzt technische, ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen zusammenfassend erläutert, um in Analogie zu den detailliert beschriebenen Rahmenbedingungen der verschiedenen (neuen) Lasten PVA im Kontext dieses Leitfadens an untergeordneter Stelle einzugliedern und spätere Auswertungen zum Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ in Kapitel 14 interpretieren und einordnen zu können.

Prinzipiell ist die Marktdurchdringung von PVA zwei wesentlichen Einflussfaktoren unterworfen. Einerseits korrelieren die angestrebten Leistungsklassen stark mit dem notwendigen Platzbedarf am jeweiligen Standort, da nach aktuellem Stand der Technik pro kWp-Leistung ca. $A_{PVA} = 6$ bis $A_{PVA} = 10 \text{ m}^2$ Fläche benötigt werden. Andererseits verhalten sich die Errichtungskosten nahezu linear mit der installierten Leistung, sodass aus ökonomischer Sicht die beiden Zielvorgaben des Investitionsbudgets sowie der Flächenverfügbarkeit gegeneinander abzuwägen sind.

Im Gegensatz zu zentralen Kraftwerken sind die Betreiber von PVA neben öffentlich/gewerblichen Unternehmen mehrheitlich von privaten Eigentümern geprägt, die unterschiedliche Interessen vertreten. Während Energieversorger möglichst leistungsstarke PVA realisieren, um die Erlöse aus der eingespeisten Leistung zu maximieren, liegt der ökonomische Fokus von privaten Betreibern, die ihre PVA auf Hausdächern oder -fassaden installieren, auf der Erhöhung des Autarkiegrades gegenüber dem Strombezug aus dem Netz. Somit können in der NS-Ebene Leistungswerte näherungsweise i. H. v. $P_{\text{inst}} = 4$ bis $P_{\text{inst}} = 10 \text{ kWp}$ für PVA angenommen werden. Dabei ergibt sich die untere Grenze als notwendige installierte Leistung, die vorhanden sein muss, um den elektrischen Eigenbedarf von EFH und ZFH zu decken. Die obere Grenze bedingt die Tatsache, dass ausreichend Fläche zur Verfügung stehen muss, um PVA in höheren Leistungsklassen zu realisieren. [101]

Die Szenarien zur Entwicklung von PVA geben keine absoluten Stückzahlen aus, sondern installierte Leistungen, die sich aus der Summe des theoretischen PV-Potenzials ergeben. Bei der Berechnung werden die Angaben des Typenschildes von PV-Modulen zugrunde gelegt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich um theoretische Laborwerte handelt, welchen die aus einzelnen Modulen zusammenschalteten PVA unter Realbedingungen aufgrund von Fehlansichtungen, Abschattungen und Degradationseffekten nicht erreichen können. Das Betriebsverhalten von PVA ist zwar prognostizierbar, aber nur bedingt steuerbar, da eine ausgeprägte Abhängigkeit zur jeweiligen Wetterlage vorliegt. Hervorzuheben sind dabei die geographisch stark differierende Einstrahlungsstärke des Sonnenlichts sowie die Anzahl der gegebenen Sonnenstunden.

Um die im weiteren Verlauf dieses Abschnitts zugrunde gelegten Szenarien ableiten zu können, ist ein weiterer regulatorischer Aspekt tiefergehend zu beachten. Unabhängig davon, ob ein öffentlicher, gewerblicher oder privater Anlagenbetreiber vorliegt, sieht der Gesetzgeber vor, dass sich jegliche PVA am Einspeisemanagement beteiligen müssen. Davon abzugrenzen sind PVA mit einer installierten Leistung $P_{\text{inst}} < 25 \text{ kWp}$ [102], die wahlweise auch dem vereinfachten Einspeisemanagement mit einer Begrenzung auf max. $S/S_r = 70 \%$ der abgegebenen Leistung, bezogen auf die installierte Leistung, ohne Zugriffsmöglich des NB zu begrenzen ist. Zudem ist bei Freiflächen- oder großen Dachflächenanlagen, die zumeist in der MS-Ebene angeschlossen werden, Messtechnik einzubringen, durch welche die aktuelle Leistungsabgabe per Fernzugriff ausgelesen werden kann. [66]

Auf Basis der vorangegangenen stark zusammengefassten ökonomischen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen können der Abbildung 8.9 neben weiteren Szenarien die beiden herangezogenen Szenarien „GreenLate“ und „dena-TM-80“ entnommen werden.

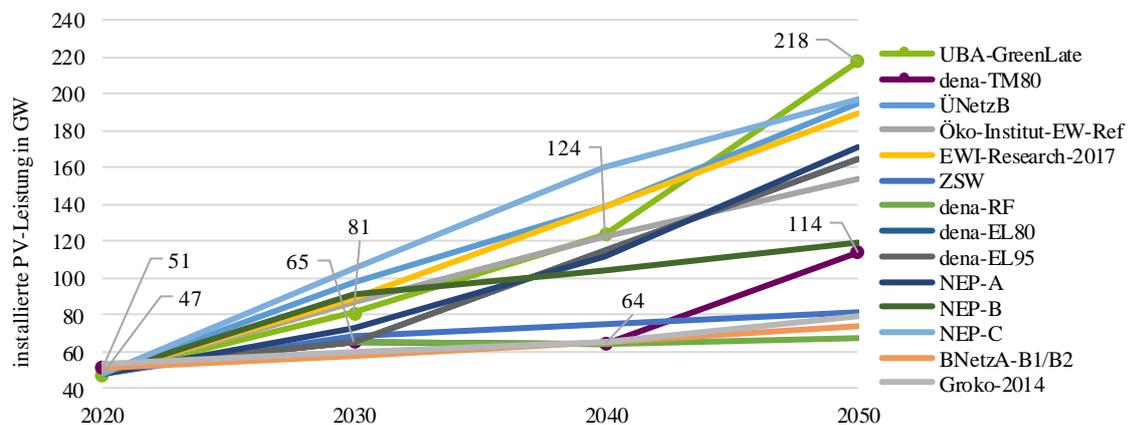


Abbildung 8.9: Szenarien zur Entwicklung der Leistung von Photovoltaikanlagen

8.7 Gesamtübersicht der ausgewählten Szenarien

Tabelle 8.2: Übersicht der ausgewählten Szenarien auf Ebene der Bundesrepublik

Szenario	2030	2040	2050
ePkw konservatives Szenario	4.200 Tsd. Stück	8.815 Tsd. Stück	18.500 Tsd. Stück
ePkw progressives Szenario	7.000 Tsd. Stück	16.733 Tsd. Stück	40.000 Tsd. Stück
WP konservatives Szenario	1.870 Tsd. Stück	2.787 Tsd. Stück	3.704 Tsd. Stück
WP progressives Szenario	2.876 Tsd. Stück	5.770 Tsd. Stück	8.664 Tsd. Stück
PVA konservatives Szenario	65 GW	64 GW	114 GW
PVA progressives Szenario	81 GW	124 GW	218 GW

9 Regionalisierung

Es ist davon auszugehen, dass sich, basierend auf den zugrunde gelegten Szenarien, z. B. innerstädtische Netzgebiete in Bezug auf die Integration neuer Lasten anders entwickeln als vorstädtische Netzgebiete. Daher sind im Rahmen einer nachhaltigen und effizienten Netzplanung Untersuchungen durchzuführen, die sich zwischen verschiedenen Regionen unterscheiden. Erst mit hinreichend genauen Annahmen, wie sich die Szenarien der Lasten und DEA in die einzelnen Netzgebiete verteilen, können die Netze so ausgelegt werden, dass sie zukünftig kostenoptimal geplant und effizient betrieben werden können.

Im weiteren Verlauf wird hierzu die Methode zur Verteilung von LIS und WP in die NS-, MS- und HS-Netze sowie die verwendete Datengrundlage erläutert. Ebenfalls wird die Methode für PVA kurz erläutert¹⁵.

9.1 Methode und Datengrundlage

Die Abbildung 9.1 stellt die grundsätzliche Vorgehensweise zur Regionalisierung als Top-Down-Ansatz dar. Sowohl für Elektromobilität als auch für WP werden zunächst die jeweiligen Anzahlen auf Ebene der Bundesrepublik Deutschland für alle Stützjahre gemäß den Abschnitten 9.2 (Seite 70) und 9.3 (Seite 76) herangezogen. Im nächsten Schritt werden die Stückzahlen anhand verschiedener Parameter auf Ebene der Bundesländer und Städte regionalisiert. Die beiden letzten Schritte nehmen eine tiefergehende Verteilung auf Ebene der Ortsteile und Ortsnetze unter Zuhilfenahme kommerzieller Markt- und Geodaten [103] zu u. a. Gebäudestrukturen und Einkommensverhältnissen vor, die auf Ebene der Straßenzüge vorliegen.

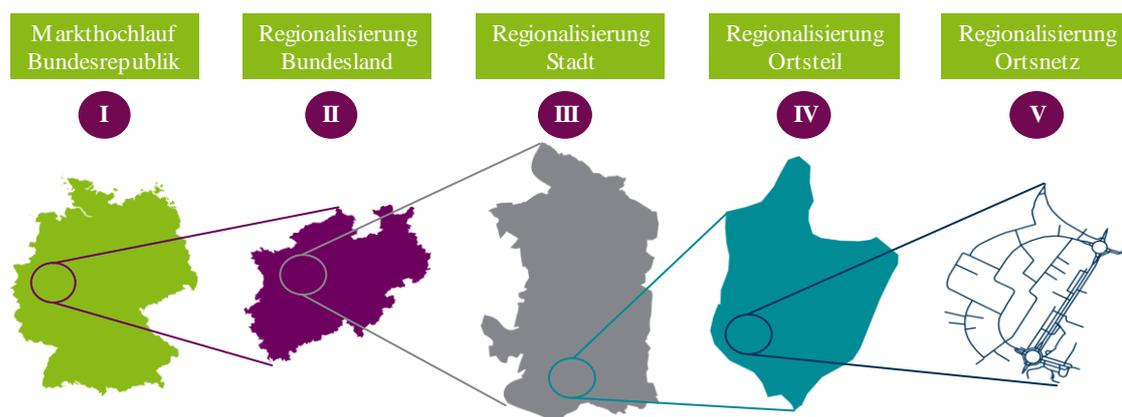


Abbildung 9.1: Grundsätzliche Vorgehensweise zur Regionalisierung von Lasten über verschiedene Ebenen

¹⁵ Auf Basis der Analysen kann festgestellt werden, dass dezentrale Photovoltaikanlagen im Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ deutlich weniger relevant sind als Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen im Betriebspunkt „Starklast“, weshalb die Methode hierfür weniger detailliert erläutert wird.

9.2 Regionalisierung von Elektromobilität

Aus Abschnitt 8.3 liegt die Anzahl von Elektrofahrzeugen auf Ebene der Bundesrepublik Deutschland (BRD) vor. Um diese Anzahlen auf Ebene der Bundesländer zu regionalisieren, werden verschiedene Verteilungs- und zugehörigen Gewichtungsfaktoren genutzt. Die Verteilungsfaktoren F berücksichtigen dabei pro Bundesland (BL) die Faktoren Bevölkerung (B), Elektro-kraftfahrzeuge (eKfz), motorisierte Bevölkerung (MB), Förderprojekte (FP), Gebäude (G) sowie alle Personenkraftwagen (Pkw). Die Gewichtungen ergeben mit den zugehörigen Gewichtungsfaktoren (a, b, c, d, e, f) in Summe 1 und berücksichtigen dabei die Auswirkungen des jeweiligen Verteilungsfaktors auf die Anzahlen pro Bundesland. [83]

Gleichung (9.1) zeigt die verwendete Kombination der Verteilungs- und Gewichtungsfaktoren zur Ermittlung der ePkw auf Ebene der Bundesländer: [83]

$$ePkw_{BL} = ePkw_{BRD} \cdot [a \cdot F_{B,BL} + b \cdot F_{eKfz,BL} + c \cdot F_{MB,BL} + d \cdot F_{FP,BL} + e \cdot F_{G,BL} + f \cdot F_{Pkw,BL}] \quad (9.1)$$

Um die Anzahlen der ePkw auf Ebene der Städte (S) zu erhalten, werden dann im Anschluss pro Stadt die Verteilungsfaktoren Bevölkerung (B), Bevölkerungsdichte (BD) und Personenkraftwagen (Pkw) herangezogen. Gleichung (9.2) zeigt die Kombination der Verteilungs- und Gewichtungsfaktoren auf Ebene der Städte: [83]

$$ePkw_S = ePkw_{BL} \cdot [g \cdot F_{B,S} + h \cdot F_{BD,S} + i \cdot F_{Pkw,S}] \quad (9.2)$$

9.2.1 Verteilung von Ladeinfrastruktur in Niederspannungsnetze

Die für jede Stadt ermittelte Anzahl für ePkw wird im Anschluss gemäß der Abbildung 9.2 (Seite 71) anhand der Gebäudestruktur zunächst auf die Ortsteile verteilt. Hierfür werden kommerzielle Markt- und Geodaten [103] herangezogen, die mit Geo-Koordinaten bis auf Ebene der Straßenzüge vorliegen. In einem Datenpunkt wird dabei ein Teil des Straßenzuges, z. B. Hausnummer 1 linke Straßenseite bis Hausnummer 36 rechte Straßenseite, abgebildet. Es liegen insbesondere Gebäudestrukturdaten vor, die enthalten, ob es sich um EFH, ZFH oder MFH handelt sowie um Mix-Gebäude¹⁶ oder sogar ausschließlich Gewerbegebäude.

Auf Basis der resultierenden ePkw und Gebäudestrukturen erfolgt dann eine Kategorisierung in private (ePkw_{privat}) und gewerbliche ePkw (ePkw_{Gewerbe}) sowie in Einpendler-ePkw (ePkw_{Einpendler}). Private ePkw werden unter Berücksichtigung der Anteile von Wohn- und Mix-Gebäude pro Ortsteil verteilt. Gewerbliche ePkw werden anhand von Wohn-, Mix- und Gewerbegebäuden verteilt sowie Einpendler ePkw anhand von Mix- und Gewerbegebäuden. [83]

¹⁶ Wohn- und Gewerbegebäude, alternative Bezeichnung: Misch-Gebäude

Der letzte und detaillierteste Schritt der Regionalisierung besteht darin, die ePkw-Anzahlen von der Ebene der Ortsteile auf Ebene der Ortsnetze zu regionalisieren. Hierbei wird unterschieden, ob es sich um private, gewerbliche bzw. Einpendler-ePkw handelt. Grundsätzlich wird für private ePkw angenommen, dass mit steigendem Haushaltsnettoeinkommen auch die Wahrscheinlichkeit höher ist, dass in diesen Haushalten ePkw perspektivisch vorzufinden sind. Daher wird eine lineare Verteilung gemäß der Abbildung 9.3 zum Haushaltsnettoeinkommen vorgenommen. Diese Verteilung wird dann genutzt, um mit der Verteilungsmethode des Saint-Laguë-Verfahrens¹⁷ die privaten ePkw auf alle Straßenzüge eines Ortsteils zu regionalisieren und dann diejenigen Straßenzüge zu separieren, die sich im jeweiligen NS-Netz befinden. Für gewerbliche und Einpendler ist dieser Zusammenhang nicht ohne Weiteres feststellbar, sodass hierfür das Verhältnis der entsprechenden Gebäudestruktur von Ebene der Ortsteile auf Ebene der Straßenzüge genutzt wird. [83]

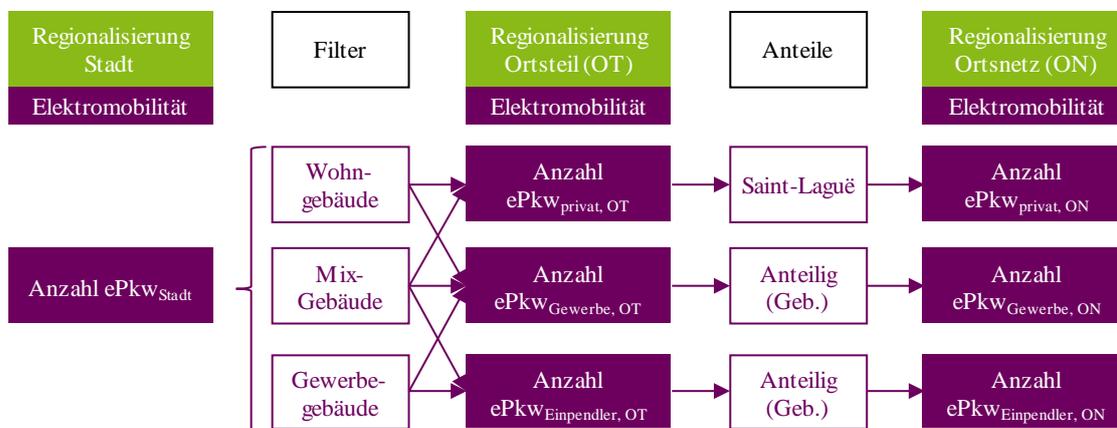


Abbildung 9.2: Regionalisierung von Elektrofahrzeugen in Niederspannungsnetze auf Ebene der Ortsnetze auf Basis von [83]

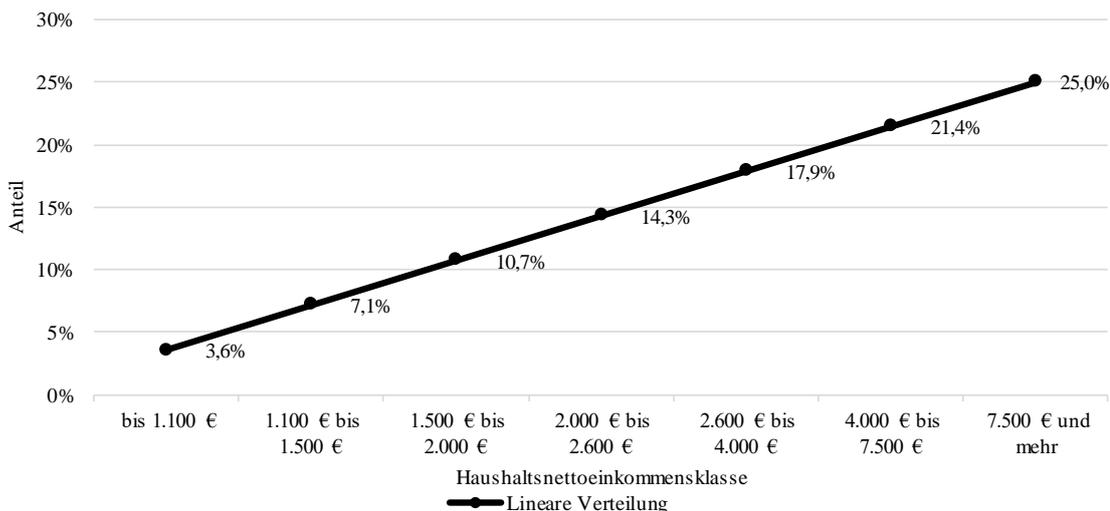


Abbildung 9.3: Lineare Verteilung des Haushaltsnettoeinkommens auf Basis von [83]

¹⁷ Divisorverfahren mit Standardrundung gemäß [34] [104]

Wenn die Anzahlen der ePkw pro Ortsnetz vorliegen, müssen diese noch im jeweiligen NS-Netz für die Modellierung in einer Netzberechnungssoftware verteilt werden, um auf dieser Basis die Netzplanungen vorzunehmen und zu ermitteln, wo welche zusätzlichen Leistungen integriert werden müssen und welche Grenzwertverletzungen diese verursachen. Im Rahmen einer solchen Verteilung gibt es generell vielfältige Möglichkeiten wie z. B. eine Monte-Carlo-Simulation [105] oder eine Worst-Case-Betrachtung. Für den Leitfaden werden jedoch die bereits verwendeten kommerziellen Markt- und Geodaten herangezogen, um die jeweiligen Netzverhältnisse so genau wie möglich abzubilden.

Um die LIS in den Netzen zu verteilen, werden daher zunächst private und gewerbliche ePkw in private LIS übersetzt, da viele gewerbliche Fahrzeuge auch privat genutzt werden. pLP werden dabei in der Netzberechnungssoftware an sogenannten Lastknoten angeschlossen, an denen sich konventionelle Lasten befinden und aus denen hervorgeht, um welchen Gebäudetyp es sich handelt. Z. B. liegt ein EFH vor, wenn ein Zählpunkt pro Hausanschluss identifiziert wird.

Zur Ermittlung der öffentlichen LIS werden alle ePkw (privat/gewerblich/Einpendler) konsolidiert und mit dem Faktor 1/13 aus [87] multipliziert. Der weitere iterative Verteilungsprozess sieht vor, dass zunächst max. zwei pLP an Gewerbegebäuden angeschlossen werden. Im Anschluss wird vorrangig jeweils ein pLP an einem EFH und zwei pLP an ZFH angeschlossen, da hier davon ausgegangen wird, dass grundsätzlich gute Parkmöglichkeiten bzw. Platzverhältnisse für LP vorhanden sind. Im nächsten Schritt werden max. zwei LP an MFH angeschlossen. Dies beruht auf einer qualitativen Flächenanalyse, wie viele LP durchschnittlich an MFH angeschlossen werden können. Es ist anzumerken, dass somit eine einheitliche Systematik für alle Analysen durchgeführt wird. Bei spezifischen unternehmensindividuellen Einzelplanungen muss von diesen Werten ggf. im Detail abgewichen werden. Ebenso werden Tiefgaragen aus dieser Betrachtung außen vorgelassen, da sie ebenfalls individuell zu betrachten sind und separat berücksichtigt werden müssen. Zum Schluss werden öLP an denjenigen Netzknoten angeschlossen, an denen sich keine Hausanschlüsse befinden und somit dem öffentlichen Raum zuzuordnen sind. Der genaue Prozessablauf kann der Abbildung 9.4 (Seite 73) entnommen werden. Des Weiteren ist zu beachten, dass sich bei dieser Verteilungsmethode z. B. zwei ePkw an einem EFH einen pLP teilen und sich somit mehr ePkw in den Netzen befinden können als LP vorhanden sind. Die Limitierung erfolgt somit grundsätzlich für pLP anhand der jeweils vorzufindenden Gebäudestruktur sowie für öLP anhand der Anzahl der Netzknoten pro NS-Netz. Daher ist es möglich, dass ab einem bestimmten Stützjahr nur noch weitere öLP in die Netze regionalisiert werden, da eine Sättigung von pLP an Wohngebäuden eintritt. [83] [85]

Diese mit verschiedenen Annahmen versehene Regionalisierung und Verteilung von LIS innerhalb der NS-Netze ersetzt keine unternehmensspezifische Einzelplanung des Zielnetzes, für das grundsätzlich mehr Daten und Informationen zur Verfügung stehen. Sie stellt jedoch eine geeignete und vereinheitlichte Systematik dar, um allgemeine PuB abzuleiten.

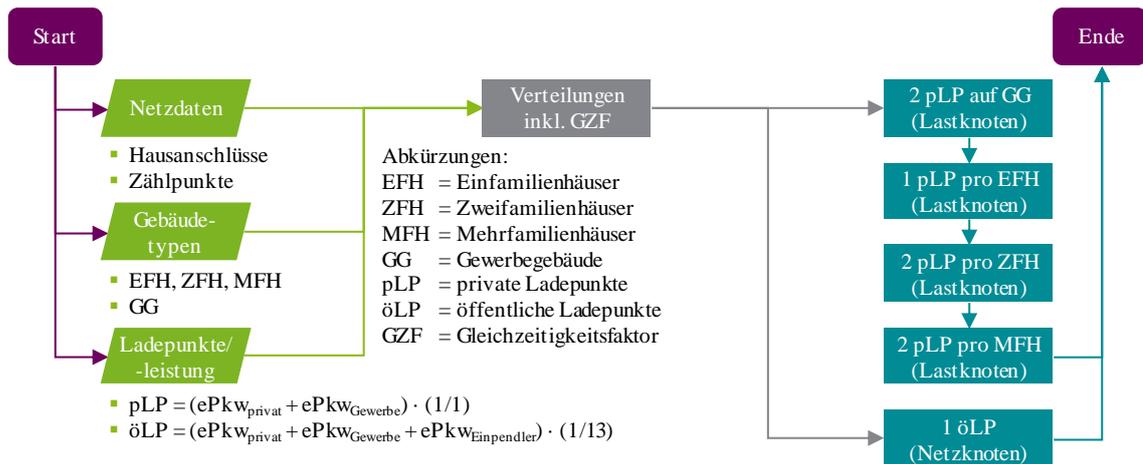


Abbildung 9.4: Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur innerhalb der Niederspannungsnetze auf Basis von [85]

9.2.2 Verteilung von Ladeinfrastruktur in Mittelspannungsnetze

Für MS-Netze stehen in den wenigsten Fällen die nachgelagerten NS-Netze digitalisiert vor. Daher ist eine Methode zur Regionalisierung und Verteilung von Ladeinfrastruktur in MS-Netze erforderlich, die nicht stark von digital modellierten NS-Netzen abhängig und trotzdem in der Lage ist, die Anzahl von LIS zu ermitteln.

Zunächst wird die Regionalisierung und Verteilung von ePkw in NS-Netze für eine Vielzahl von NS-Netzen durchgeführt. Bedingt durch die Methode in der NS-Ebene steigt grundsätzlich die Anzahl der LP mit der Anzahl Hausanschlüsse bei gleichbleibender Netzgröße¹⁸. Anhand der NS-Netze mit den zugrundeliegenden Szenarien werden so Korridore aufgespannt, durch deren Datenpunkte¹⁹ jeweils eine Trendlinie gezogen wird. Die Funktion der jeweiligen Trendlinie²⁰ wird herangezogen, um für die MS-Netze in Abhängigkeit der Hausanschlüsse pro ONS die Anzahl der jeweiligen ePkw ableiten zu können.

Im Gegensatz zur NS-Ebene werden pLP und öLP in der MS-Ebene nicht einzeln, sondern als kombinierte Last von privater und öffentlicher LIS zzgl. der bestehenden konventionellen Last an der jeweiligen ONS oder KST berücksichtigt.

Nachdem die Anzahlen von privaten, gewerblichen und Einpendler-ePkw für ein MS-Netz abgeleitet wurde, werden diese in eine Anzahl von LP gemäß der Abbildung 9.5 (Seite 75) überführt. Analog zur Vorgehensweise in der NS-Ebene stellt die Anzahl von pLP die Summe der privaten

¹⁸ Beispiel: Ein NS-Netz mit 100 Zählpunkten und 10 Hausanschlüssen hat max. 20 private Ladepunkte gemäß Abschnitt 9.2.1. Dagegen hat ein Netz mit ebenfalls 100 Zählpunkten und 100 Hausanschlüssen max. 100 Ladepunkte.

¹⁹ Anzahl der ePkw in Abhängigkeit der Hausanschlüsse

²⁰ Die Trendlinien sind nur für die ausgewählten Szenarien gültig.

und gewerblichen ePkw dar. Anschließend werden die pLP anteilig anhand der Anzahl der Hausanschlüsse pro ONS in die nachgelagerten NS-Netze verteilt. Mit dem Hintergrund, dass grundsätzlich alle ePkw an öffentlicher LIS laden können, wird die Summe aller ePkw mit dem Faktor $1/13$ aus [87] multipliziert und stellt somit analog zur NS-Ebene die Summe der öLP im Netz dar. Diese wird in öLP in den nachgelagerten NS-Netzen und in öLP_{150 kW}, die direkt an das MS-Netz angeschlossen werden, aufgeteilt. Im Rahmen dieses Leitfadens wird angenommen, dass 50 % der 150-kW-Ladepunkte (siehe Tabelle 7.2) als öLP_{150 kW} zu berücksichtigen sind. Unabhängig davon wird die Anzahl von öLP anteilig anhand der Anzahl der Hausanschlüsse pro ONS in die nachgelagerten NS-Netze verteilt.

Bezüglich der LIS an KST wird angenommen, dass überwiegend Einpendler-ePkw geladen werden. Die Einpendler beziehen sich an dieser Stelle auf alle ePkw, die nicht zum jeweiligen UW-Gebiet zuzuordnen sind. Dies bedeutet, dass neben Einpendlern außerhalb der jeweiligen Stadt auch ePkw von einem UW-Gebiet als Einpendler-ePkw in einem benachbarten UW-Gebiet in derselben Stadt betrachtet werden. Die Anzahl von Einpendler-ePkw wird daher in eine Anzahl von LP an KST überführt, ohne gewerbliche ePkw zu berücksichtigen, da angenommen wird, dass viele gewerbliche Fahrzeuge auch privat genutzt und geladen²¹ werden. Des Weiteren wird mithilfe von *GoogleMaps* [106] und *OpenStreetMap* [19] die Anzahl der vorhandenen Parkplätze pro KST ermittelt, die dann als max. Anzahl an LP pro KST dienen. Basierend darauf wird die Anzahl der LP an KST anteilig anhand der Anzahl der vorhandenen Parkplätze an der jeweiligen KST verteilt.

Wenn die Anzahlen der LIS pro nachgelagertem NS-Netz und KST vorliegen, müssen diese im jeweiligen MS-Netz als zusätzliche Lasten zu den bestehenden konventionellen Lasten modelliert werden. Die Modellierungsmethode kann der Abbildung 9.6 (Seite 75) entnommen werden.

Zuerst wird den ONS die private und öffentliche LIS zugeordnet. Die modellierte Leistung der LIS erfolgt aus den GZF in Abschnitt 7.6.2. Als nächstes wird die LIS der KST an die KST verteilt, denen im Rahmen des Leitfadens die private Ladeleistung (siehe hierzu Abschnitt 7.6.2 und Tabelle 7.2) zugewiesen wird. Schließlich werden analog zu öLP in der NS- öLP_{150 kW} zufällig auf die Netzknoten verteilt, an denen keine Lasten angeschlossen sind.

Eine Analyse zur Elektrifizierung von konventionellen Tankstellen mit einem MS-Anschluss kann Anhang 17.5 (Seite 248) entnommen werden.

²¹ Aus der Betrachtung ausgeschlossen ist die Kostenabrechnung der Fahrzeugladung.

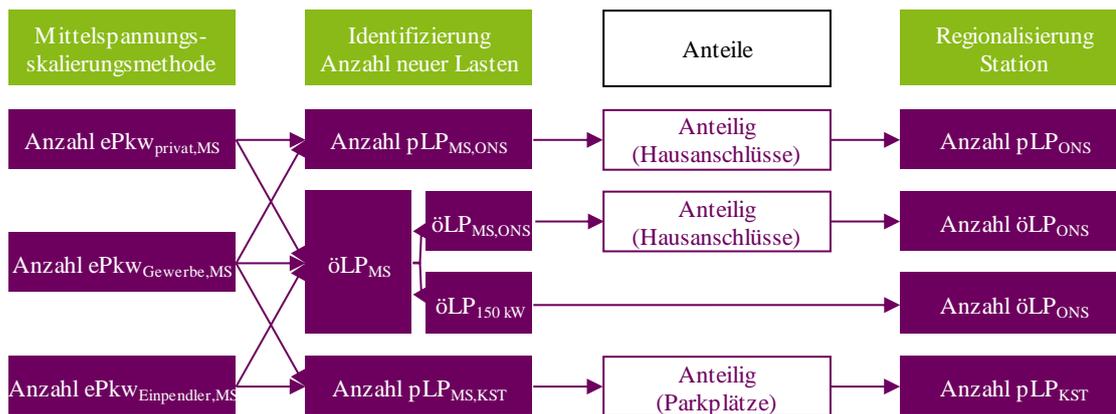


Abbildung 9.5: Regionalisierung von Elektrofahrzeugen in Mittelspannungsnetze auf Ebene der Stationen (Ortsnetz- und Kundenstationen) auf Basis von [85]

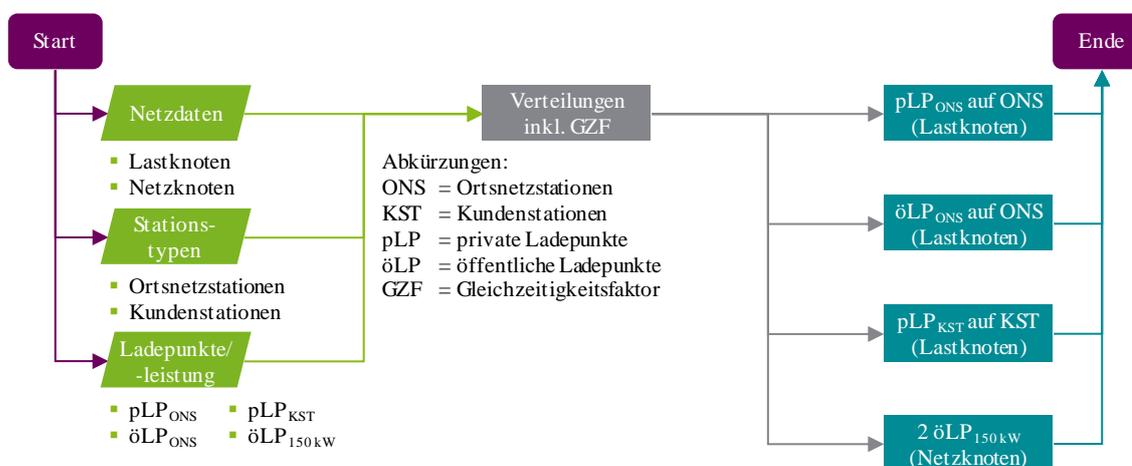


Abbildung 9.6: Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur innerhalb der Mittelspannungsnetze auf Basis von [85]

9.2.3 Verteilung von Ladeinfrastruktur in Hochspannungsnetze

Analog zur Vorgehensweise zur Verteilung von LP in die MS-Ebene (Abschnitt 9.2.2), wird für die HS-Ebene ebenfalls der Ansatz über die Abhängigkeit der Anzahl der neuen Lasten zu den Hausanschlüssen verfolgt, wobei nun anstatt der ONS das UW als Grundlage herangezogen wird.

Die Anzahl der Hausanschlüsse und Zählpunkte ist je UW-Gebiet aus Auswertungen in einem Geoinformationssystem (GIS) bekannt. Auf dieser Grundlage wird die Anzahl der pLP und öLP für die Stützjahre und die betrachteten Szenarien UW-spezifisch ermittelt. Für die Anzahl der öLP wird der analoge Ansatz auf Basis der Anzahl der ePkw und des Faktors 1/13 aus [87] angesetzt. Bei der Ermittlung der Ladeleistung, die an dem jeweiligen UW zu berücksichtigen ist, wird der entsprechende GZF gemäß der Ladeleistungsverteilung und der Anzahl der LP bestimmt.

Der Ansatz zur Berücksichtigung von LP für Einpendler basiert im Gegensatz zur MS-Ebene auf einem Top-Down-Ansatz. Auf Basis von Einpendlerzahlen für das jeweilige Stadtgebiet erfolgt

eine Verteilung auf Basis der Gewerbe- und Industrielasten je UW, jedoch unter Berücksichtigung einer Begrenzung über die Parkplatzflächen in dem jeweiligen UW-Gebiet auf Basis einer GIS-Auswertung. Die eTankstellen werden als separate Last mit einer Lastentwicklung berücksichtigt, die in einer angenommenen installierten Leistung von $P_{\text{Tank}} = 1.700 \text{ kW}$ je Tankstelle im Stützjahr 2050 resultiert. Für die Betrachtung aus HS-Sicht wird ein GZF von 0,6 angenommen, sodass $P_{\text{Tank}} = 1.020 \text{ kW}$ netztechnisch berücksichtigt werden. Die Anzahl der Tankstellen je UW-Gebiet wird aus einer GIS- und *GoogleMaps*-Auswertung abgeleitet, wobei davon ausgegangen wird, dass die Anzahl der Tankstellen konstant bleibt und die Tankstellen ab dem Jahr 2030 mit dem jeweiligen Leistungswert elektrifiziert werden.

Für die Berücksichtigung von eBus-Depots werden die derzeitigen netzbetreiber- bzw. stadtspezifischen Pläne zur Umsetzung eines eÖPNV mit direkter Anbindung an das jeweilige UW mit spezifischer Leistung herangezogen.

Die grundsätzliche beschriebene Modellierungsmethode kann der Abbildung 9.7 entnommen werden.

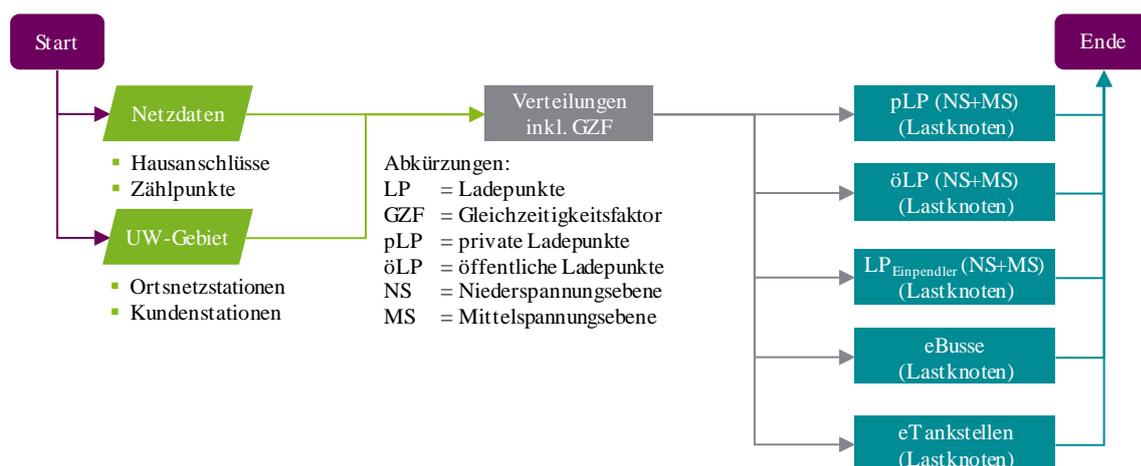


Abbildung 9.7: Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur innerhalb der Hochspannungsnetze

9.3 Regionalisierung von Wärmepumpen in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze

Die Methode zur Regionalisierung und Verteilung von WP entspricht generell der von LIS. Der Hauptunterschied liegt in einer anderen Vorgehensweise zur Regionalisierung von Ebene der BRD auf Ebene der Städte, da hier u. a. die Faktoren Bevölkerung, eKfz, motorisierte Bevölkerung, Förderprojekte sowie Pkw gemäß Abschnitt 9.2 keine Gültigkeit mehr haben.

Für das Jahr 2017 liegt gemäß [34] die Anzahl der WP pro Bundesland vor. Dieses prozentuale Verhältnis zwischen den Bundesländern wird dann genutzt, um die Werte der Szenarien auf

Ebene der BRD auf die Ebene der Bundesländer zu projizieren, da angenommen wird, dass sich dieses Verhältnis nicht signifikant ändern wird. Ebenfalls kann angenommen werden, dass WP vorrangig in freistehenden Gebäuden oder Doppelhaushälften mit ein oder zwei Wohnungen installiert werden. Für diese Gebäudestrukturen stehen Daten des Zensus 2011 zur Verfügung, die für die Städte ins Verhältnis zum zugehörigen Bundesland gesetzt werden, sodass die Anzahl der WP entsprechend herunter skaliert werden kann. [34] [83]

Für die Regionalisierung von Ebene der Städte auf Ortsnetze kann der Abbildung 9.8 in Analogie zur Abbildung 9.2 die Vorgehensweise für WP entnommen werden.

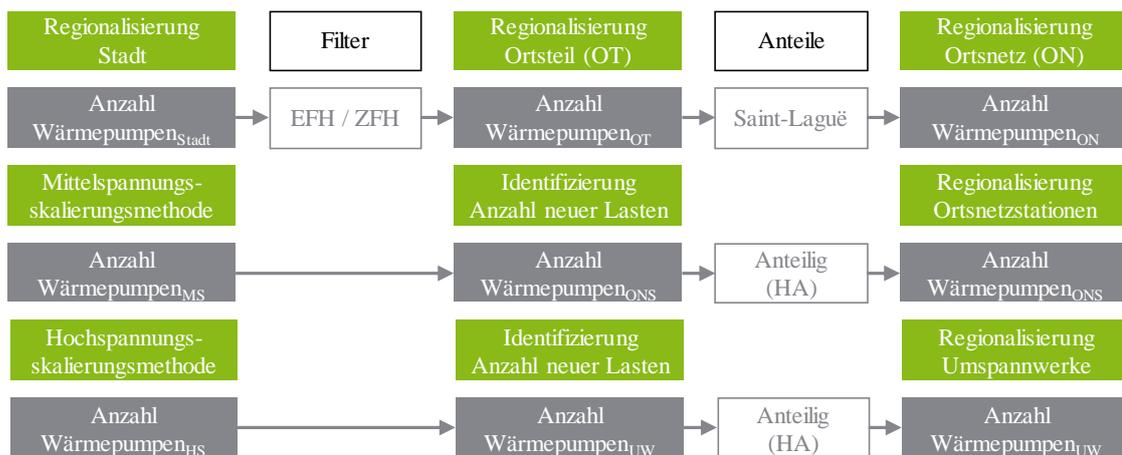


Abbildung 9.8: Regionalisierung von Wärmepumpen in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze

Für die NS-Ebene werden anhand der Markt- und Geodaten [103] zu EZFH die WP anteilig in die Ortsteile regionalisiert. Alternativ können auch Daten der NB zu Zählpunkten pro Hausanschluss herangezogen werden. Wenn die Zahlen auf Ebene der Ortsteile vorliegen, wird erneut die lineare Verteilung aus der Abbildung 9.3 zum Haushaltsnettoeinkommen herangezogen und für das Saint-Laguë-Verfahren zur Regionalisierung auf alle Straßenzüge eines Ortsteils genutzt, da auch hier – wie bei privater LIS – angenommen werden kann, dass WP zuerst dort installiert werden, wo das Haushaltsnettoeinkommen höher ist. Im letzten Schritt erfolgt die Separierung derjenigen Straßenzüge, die sich im jeweiligen Netzgebiet befinden. [34] [83]

Um die WP in den NS-Netzen zu verteilen, wird in Analogie zur Vorgehensweise für LIS zunächst eine WP pro EFH verteilt. Danach wird ebenfalls eine WP auf ein ZFH verteilt, da angenommen wird, dass die Wohnfläche eines ZFH mit zwei Wohnungen nur geringfügig größer ist als die Fläche eines EFH und somit nicht zwei WP installiert werden müssen, sondern eine WP beide Wohnungen versorgen kann [34] [83].

Für die Regionalisierung und Verteilung in die MS-Netze wird die Methode aus Abschnitt 9.2.2 zur LIS anhand der Hausanschlüsse adaptiert. In gleicher Weise wird die Methode aus Abschnitt 9.2.3 für HS-Netze adaptiert.

Diese mit verschiedenen Annahmen versehene Regionalisierung und Verteilung von WP in die NS-Netze ersetzt keine unternehmensspezifische Einzelplanung des Zielnetzes, für das grundsätzlich mehr Daten und Informationen zur Verfügung stehen. Sie stellt jedoch eine geeignete und vereinheitlichte Systematik dar, um allgemeine PuB abzuleiten.

9.4 Regionalisierung von Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetze

Für neue Lasten werden bei der Regionalisierung konkrete Anzahlen ermittelt und innerhalb der Netze verteilt. Im Gegensatz dazu besteht bei der Regionalisierung von PVA eine Schwierigkeit darin, installierte PV-Leistungen aus deutschlandweiten Szenarien in die jeweilige Netzebene zu überführen. Weitergehend ist dabei der Sachverhalt einzubeziehen, in welcher Spannungsebene die PVA eingebunden werden, da durch die genutzten Studien nur bedingt Angaben dazu vorliegen. Als übergeordneter Schritt wird aus dem Marktstammdatenregister die installierte Leistung auf Ebene der BRD und ferner in Abhängigkeit der Spannungsebene ermittelt und im Anschluss in das Verhältnis der gesamtheitlich in der BRD installierten Leistung im Status-Quo gesetzt. Die somit erzielte prozentuale Aufteilung repräsentiert den Installationsort sowohl geographisch als auch technisch. Da besonders bei EE eine Abhängigkeit von Wetterverhältnissen, wie u. a. Windverhältnisse und Einstrahlungsintensitäten, bei der Wahl des Aufstellungsortes einbezogen wird, ist diese aktuelle Verteilung über die Stützjahre fortzuschreiben. Ebenfalls wird die Verteilung auf Spannungsebenen beibehalten, um abzubilden, dass einzelne Bundesländer mit unterschiedlich stark ausgeprägten städtischen und ländlichen Anteilen existieren und diese sich nicht grundsätzlich ändern werden. Während in ländlichen Gebieten mit einer PV-Durchdringung vor allem in der MS-Ebene zu rechnen ist, sowie bei EFH und ZFH in der NS-Ebene, wird in städtischen Gebieten hauptsächlich die NS-Ebene mit PVA versehen. [107]

Aus dem vorangegangenen Schritt ist die installierte PV-Leistung pro Bundesland und Spannungsebene entstanden, welche geeignet auf EFH und ZFH in die NS-Netze zu regionalisieren ist, da diese als primärer Aufstellungsort für PVA identifiziert werden. Um diese Art von Wohngebäuden analytisch zu bestimmen, wird aus [108] ein Verteilungsschlüssel genutzt. Dieser ergibt sich aus dem Quotienten der Anzahl an Wohngebäuden und der Wurzel der Einwohnerdichte pro Ebene der Regionalisierung bezogen auf den Quotienten der übergeordneten Ebene. Dieser Ansatz wird iterativ von Ebene der Bundesländer bis auf Ebene der Ortsteile wiederholt durchgeführt und so die PV-Leistung verteilt. Um zusätzlich sozioökonomische Faktoren wie z. B. Einkommensverhältnisse einzubeziehen, werden die aktuell im jeweiligen Netz installierten PVA identifiziert und durch mathematische Mittelung eine Referenzanlage bestimmt, die einen repräsentativen Leistungswert aufweist und die Grundlage für alle weiteren zugebauten PVA bietet. Unter Berücksichtigung der Gebäudestruktur werden die PVA auf Basis der Referenzanlagen in den NS-Netzen vorrangig EFH und ZFH zugeordnet. [107]

10 Ermittlung repräsentativer Netzstrukturen

Für die Ableitung neuer PuB im Rahmen der Netzplanung ist es erforderlich, repräsentative städtische Netzstrukturen zu identifizieren. Unter Nutzung dieser repräsentativen NS-, MS- und HS-Netze für konventionelle sowie innovative Planungs- und Betriebsvarianten können dann die daraus gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse auf weitere Netze projiziert und angewendet werden.

Im Folgenden wird daher zunächst die für den Leitfaden vorliegende Datengrundlage analysiert und erläutert. Anschließend wird das Clusterungsverfahren beschrieben sowie die daraus resultierenden Ergebnisse dargestellt. Danach erfolgt die Netzauswahl pro Spannungsebene, wobei alle zur Verfügung gestellten HS-Netze genutzt und deswegen in den nachfolgenden beiden Abschnitten nicht näher betrachtet werden. Abschluss dieses Kapitels bildet eine Analyse zur Korrelation zwischen den separat durchgeführten Clusterungen in der NS- und MS-Ebene.

10.1 Datengrundlage

Vor dem Hintergrund der zur Verfügung gestellten Netzdaten wird zunächst eine statistische Analyse durchgeführt. Im Rahmen dieser Betrachtung werden Netzdaten der NS- und MS-Ebene analysiert und ausgewertet. Als MS-Netzdaten werden dabei alle Elemente definiert, die jeweils von einem UW versorgt werden. Im Gegensatz dazu beschreibt ein NS-Netz einen galvanisch zusammenhängenden Versorgungsbereich in der NS-Ebene.

Aus der statistischen Analyse ergibt sich somit ein Spektrum von insgesamt 7.370 NS- sowie 146 MS-Netzen. Um die Netze für die Clusterung nutzen zu können, müssen die erhobenen Daten noch bereinigt werden. Nach u. a. der Eliminierung unvollständiger Datensätze oder Netzlängen kleiner als 750 m²² resultieren in der NS-Ebene 4.207 und in der MS-Ebene 126 zu berücksichtigende Netze. Über alle zur Verfügung gestellten Netze hinweg liegen die Leitungslänge, die Anzahl der Ortsnetzstationen, die Anzahl der Hausanschlüsse und die Anzahl der Zählpunkte vollständig vor. Der Abbildung 10.1 (Seite 80) können die Häufigkeitsverteilungen aller für die Clusterung berücksichtigten Netzstrukturparameter entnommen werden, um eine Übersicht zu erhalten, wie viele NS- und MS-Netze der jeweiligen Gruppen in Bezug auf o. a. Parameter in städtischen Netzen vorliegen. [109]

²² NS-Netze mit Netzlängen kleiner als 750 m sind bspw. Netze mit nur einem Hausanschluss und werden ausgeschlossen, da sie keine Relevanz für die Netzplanungen haben.

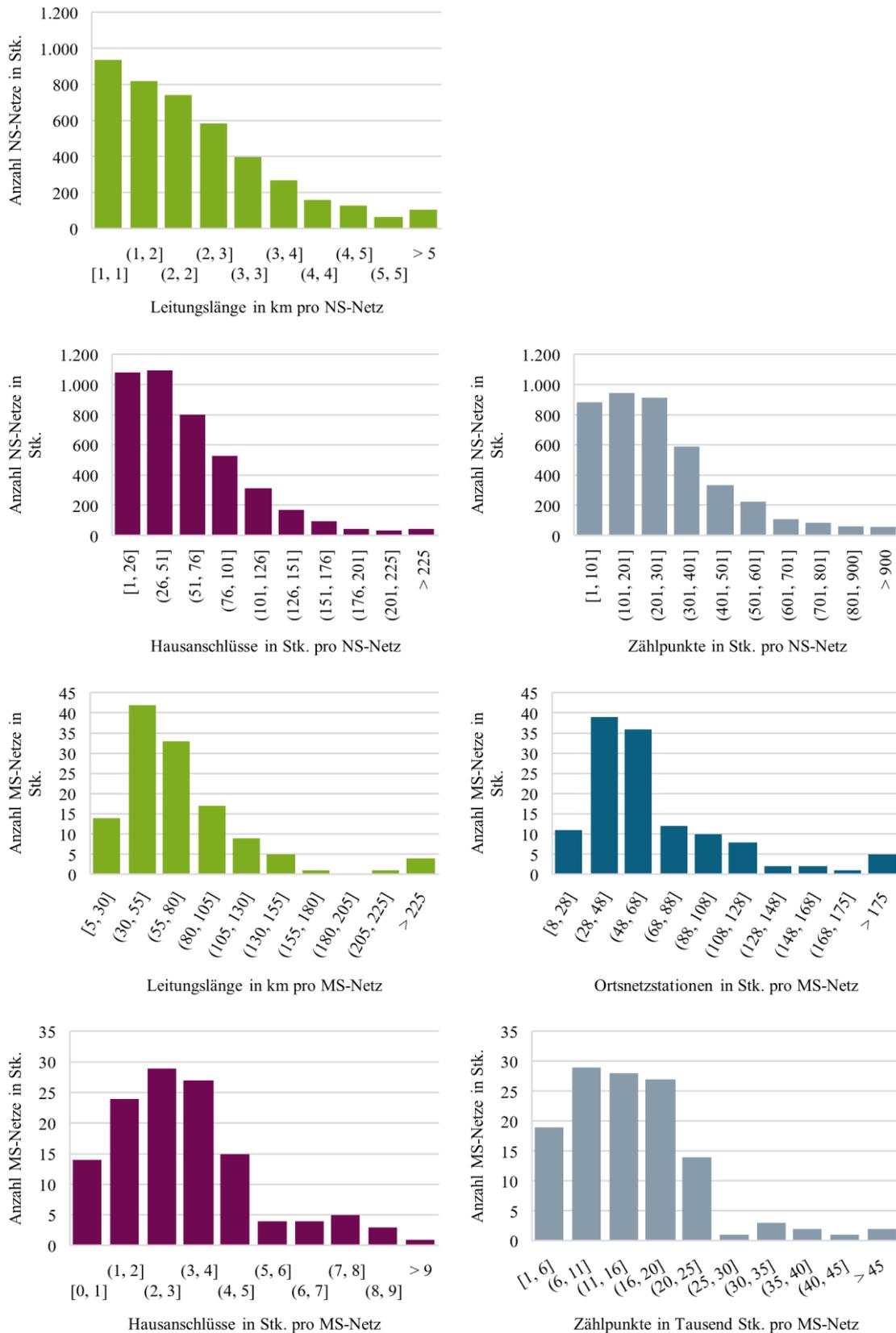


Abbildung 10.1: Häufigkeitsverteilungen aller für die Clusterung berücksichtigten Netzstrukturparameter der Nieder- und Mittelspannungsnetze auf Basis von [107]

10.2 Clusterungsverfahren

Eine Betrachtung sämtlicher städtischer NS- und MS-Netze ist weder mit akzeptablem Aufwand durchführbar noch notwendig, wenn sich die Grundgesamtheit der Netze durch gezielt ausgewählte und repräsentative Netze mit hinreichender Genauigkeit beschreiben lässt. Daher werden sogenannte Cluster pro NS- und MS-Ebene gebildet, deren Eigenschaften die Grundgesamtheit der im jeweiligen Cluster befindlichen Netze möglichst gut abbilden. Die Cluster werden dabei mithilfe des *k-means*-Algorithmus ermittelt. Dieser teilt eine Menge von zur Verfügung stehender Daten so ein, dass die Daten innerhalb eines Clusters möglichst ähnlich sind, sich die Cluster jedoch voneinander möglichst stark unterscheiden. Innerhalb der jeweiligen Cluster wird die Varianz des Abstands der Ausprägung zum Clusterzentrum minimiert. Im Ergebnis liegt pro ermitteltem Cluster eine repräsentative Netzstruktur vor. Diese Diversität ist wichtig, um bei den Netzplanungen und -analysen ein breites Spektrum abdecken zu können, da sich städtische Netzstrukturen hinsichtlich der Versorgungsaufgabe voneinander unterscheiden, wie z. B. vorstädtische EFH-Siedlungen mit geringerer Lastdichte im Gegensatz zu innerstädtischen MFH-Siedlungen mit hoher Lastdichte. Der vorliegende Leitfadens ist somit über die sechs verwendeten Netzgebiete der sechs NB hinaus anwendbar und übertragbar. [109]

Für eine zweidimensionale Clusterung der NS-Netze werden die Parameter Anschlussdichte (Hausanschlüsse pro Leitungslänge) und Lastdichte (Zählpunkte pro Hausanschluss) gebildet. Analog dazu werden für die MS-Netze die Parameter Anschlussdichte (Ortsnetzstationen pro Leitungslänge) sowie Lastdichte (Zählpunkte pro Ortsnetzstation) ermittelt. Somit werden alle vier über alle Netze vorhandenen Parameter für die zweidimensionale Clusterung genutzt [109]. Bei der konkreten Netzauswahl ist dann darauf zu achten, dass der Abstand zum Clusterzentrum möglichst min. ist. Andernfalls ist die Abgrenzung zum nächstmöglichen Cluster nicht eindeutig. Diese Vorgehensweise bei der Netzauswahl gewährleistet, dass die ausgewählten Netze in Bezug auf die Versorgungsaufgabe die höchste Allgemeingültigkeit haben und somit repräsentativ sind.

10.3 Netzauswahl für die Niederspannung

Das Ergebnis der durchgeführten Clusterung für die NS-Ebene ist in der Abbildung 10.2 (Seite 82) dargestellt. Des Weiteren kann die entsprechende Auswahl der NS-Netze (NS-N01 bis NS-N20) entnommen werden. In der Abbildung 10.3 (Seite 82) ist ergänzend dargestellt, welche Netzstrukturdaten der jeweiligen Cluster in der NS-Ebene im Mittel vorliegen.

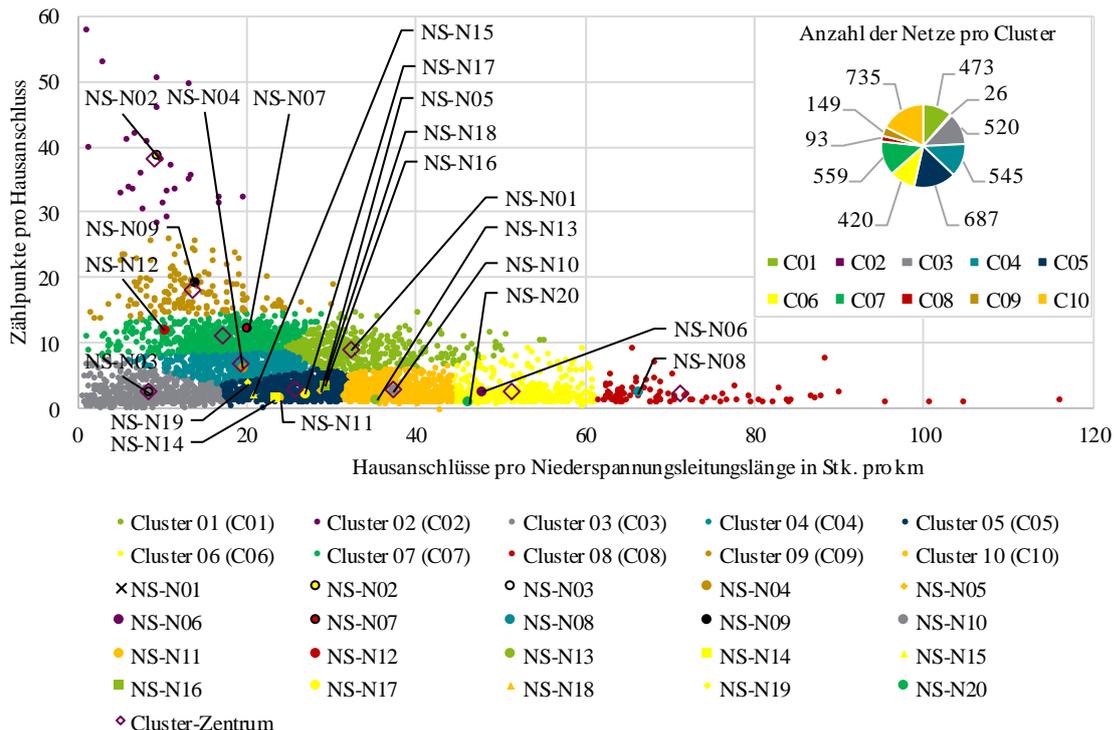


Abbildung 10.2: Ergebnisse der Clustering für die Niederspannungsebene und Netzauswahl

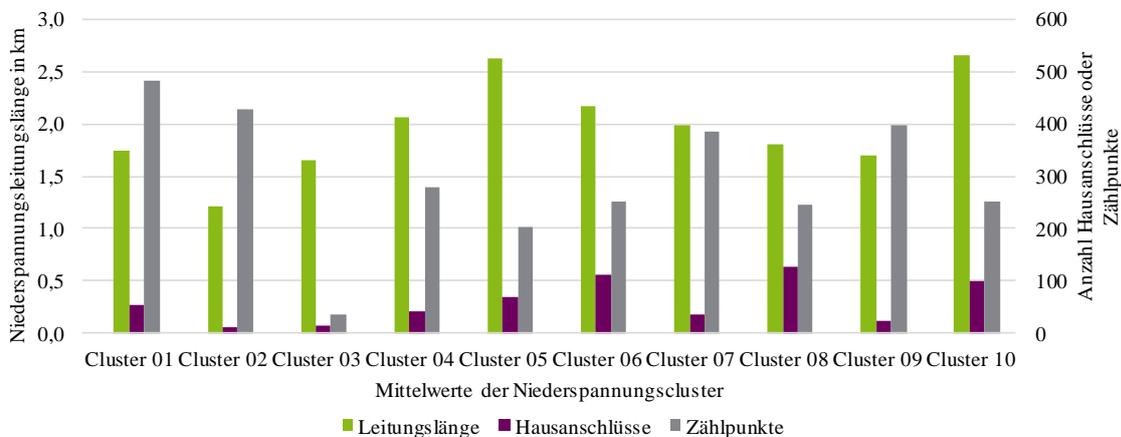


Abbildung 10.3: Mittelwerte der Netzstrukturdaten pro Cluster in der Niederspannungsebene

10.4 Netzauswahl für die Mittelspannung

Im speziellen Fall der MS-Ebene wird zunächst geprüft, ob die Separierung der 10-kV- bzw. 11-kV-Ebene und 20-kV- bzw. 25-kV-Ebene Auswirkungen auf die Clustering hat. Da jedoch kein signifikanter Unterschied bei der separaten Clustering festgestellt wird, werden die unterschiedlichen Spannungsebenen in der MS-Ebene konsolidiert geclustert (siehe Abbildung 10.4, Seite 83).

Die auf Basis der Clusterung in der MS-Ebene resultierende Netzauswahl (MS-N01 bis MS-N11) kann der Abbildung 10.5 entnommen werden. In der Abbildung 10.5 ist ergänzend dargestellt, welche Netzstrukturdaten der jeweiligen Cluster in der MS-Ebene im Mittel vorliegen.

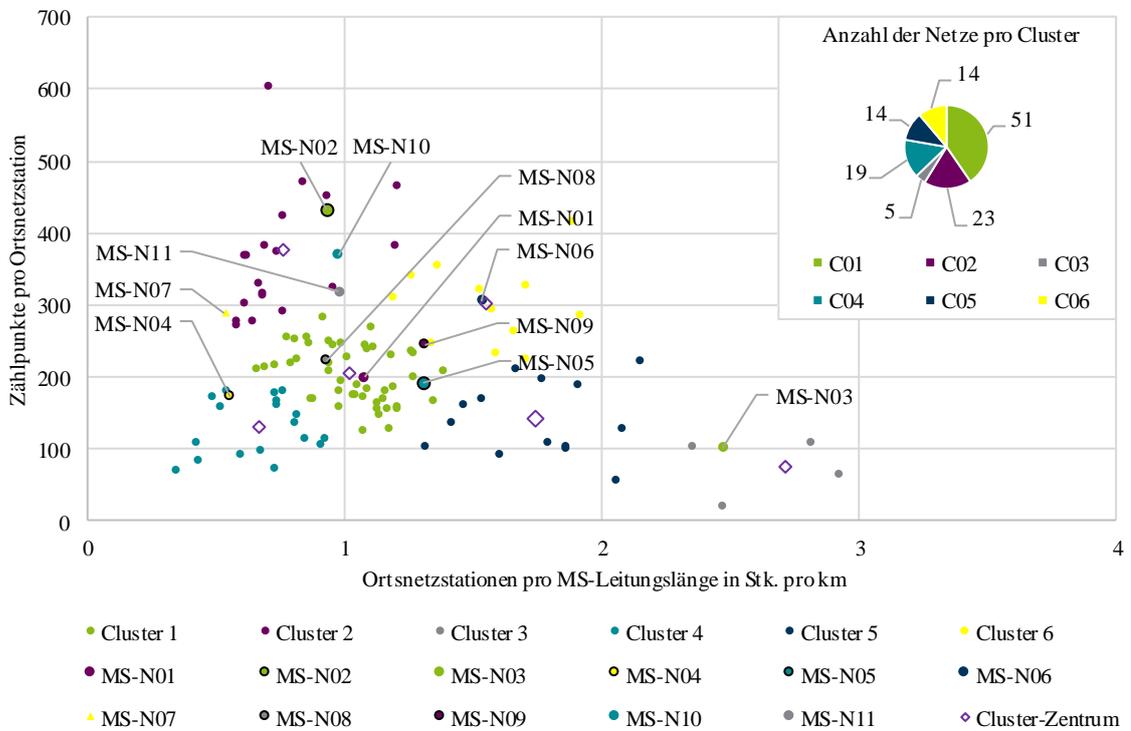


Abbildung 10.4: Ergebnisse der Clusterung für die Mittelspannungsebene und Netzauswahl

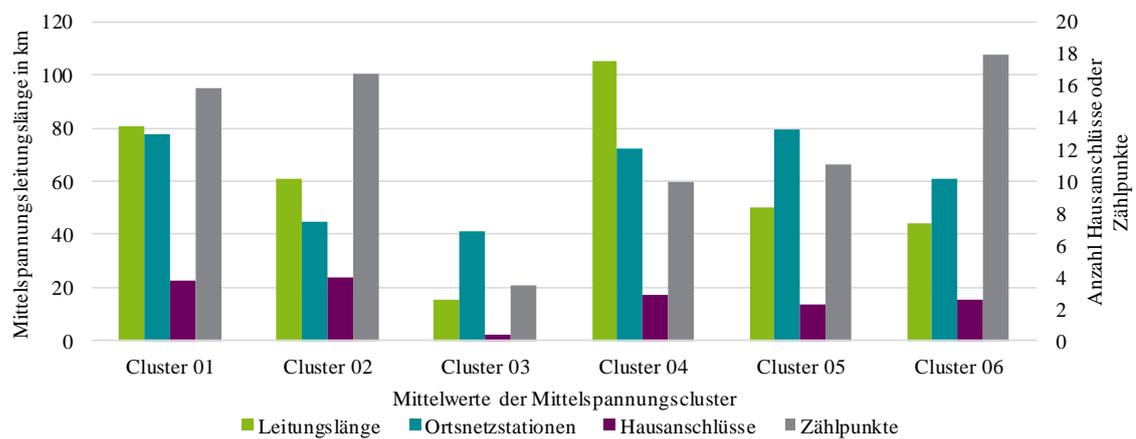


Abbildung 10.5: Mittelwerte der Netzstrukturdaten pro Cluster in der Mittelspannungsebene

10.5 Netzauswahl für die Hochspannung

Für die Betrachtung der HS-Ebene ist kein Auswahlprozess zur Ableitung repräsentativer Netzstrukturen notwendig, da pro Netzgebiet nur ein zusammenhängendes HS-Netz vorliegt und entsprechend in einem Netzberechnungsprogramm bei den Planungsprozessen genutzt wird.

10.6 Korrelation zwischen der Nieder- und Mittelspannung

Die in den Abschnitten 10.3 und 10.4 separat durchgeführten Clusterungen werden nun in der Abbildung 10.6 zusammengeführt dargestellt, um zu analysieren, ob zwischen ihnen Korrelationen bestehen. Dabei werden den jeweiligen MS-Netzen eines Clusters die nachgelagerten NS-Cluster zugeordnet. Dies erfolgt sowohl für die gesamte Datenbasis über alle NB hinweg als auch für zwei NB separat, weil sich dann ggf. die Ergebnisse unterscheiden. [109]

Zunächst zeigt sich, dass die Ergebnisse für zwei NB separat sehr ähnlich zur gesamten Datenbasis sind. Des Weiteren kann festgestellt werden, dass sich bestimmte MS-Cluster aus bestimmten NS-Clustern zusammensetzen. In einer tiefergehenden Analyse gemäß [109] zeigt sich darüber hinaus, dass die MS-Cluster C01, C02 und C04 eher vorstädtische und die MS-Cluster C03, C05 und C06 eher innerstädtische Netzgebiete repräsentieren. Gleichmaßen sind den innerstädtischen MS-Netzen überwiegend die innerstädtisch geprägten NS-Cluster C01, C04 und C07 nachgelagert. Bei einer ergänzenden Analyse mit den Markt- und Geodaten aus [103] zeigt sich unter Berücksichtigung der Gebäudestrukturdaten die gleiche Korrelation im GIS. [109]

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass auf Basis der durch die Clusterung gegebenen repräsentativen Netzauswahl erste Rückschlüsse auf notwendige Planungsmaßnahmen gezogen werden können (siehe hierzu auch Grundsatz 7 im Bereich NS und Grundsatz 5 im Bereich MS).

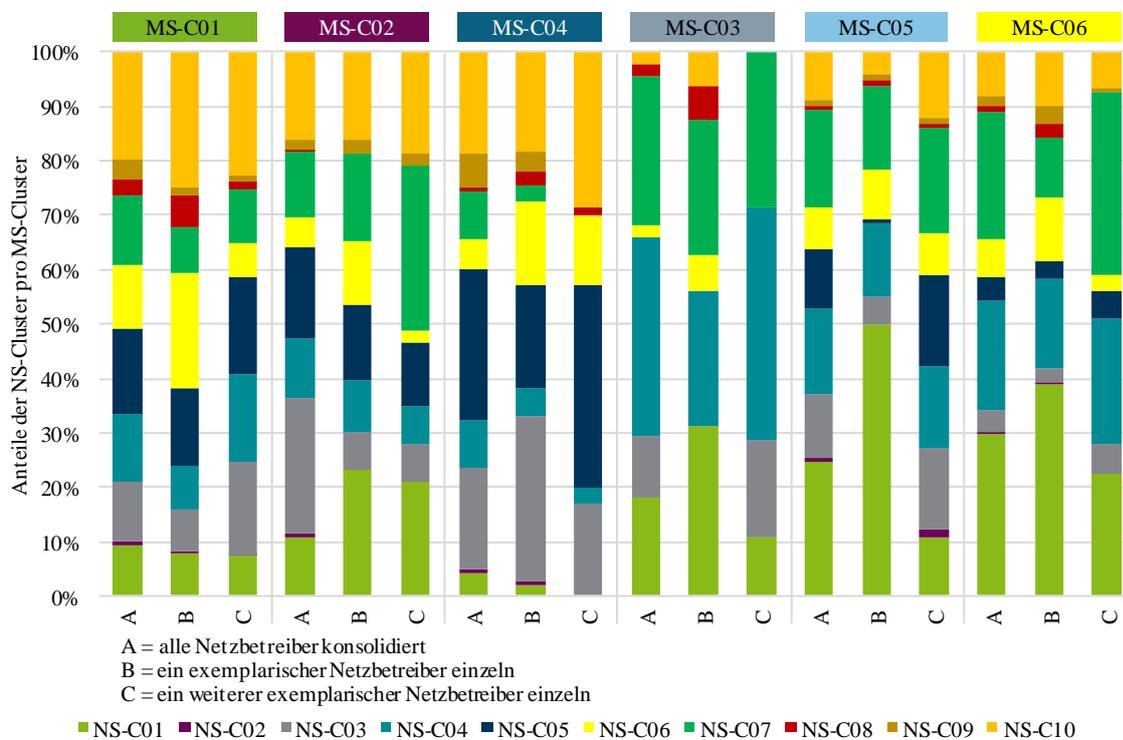


Abbildung 10.6: Korrelation zwischen der Clusterung in der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene

11 Konventionelle Planungs- und Betriebsvarianten

Wenn gemäß Kapitel 7 Grenzwertverletzungen identifiziert wurden, werden zumeist konventionelle Planungs- und Betriebsvarianten (Planungsmaßnahmen) durchgeführt. Diese konventionellen Planungsmaßnahmen basieren auf dem aktuellen Technologiestand sowie bisherigen PuB und sind allgemein anerkannt. Die im nachfolgenden Kapitel 12 erläuterten innovativen Technologien werden dagegen zwar bereits vereinzelt von NB angewendet, stellen jedoch nicht den aktuellen Technologiestand dar, weil sie bisher nicht flächendeckend eingesetzt werden und somit noch nicht auf jahrelange Erfahrung mit diesen Technologien zurückgegriffen werden kann.

Die jeweilige konventionelle Planungsmaßnahme stellt dabei die Referenzvariante gegenüber den innovativen Planungsmaßnahmen dar, bei der je nach ausgewählten Standard-Betriebsmitteln ggf. Sicherheitsaufschläge berücksichtigt werden und sie dabei nicht immer für jedes Netz gleichermaßen gültig ist. So wird vor dem Hintergrund einer Berücksichtigung der Erneuerungsplanung (nicht Teil dieses Leitfadens) ein Kabel mit einem hohen Betriebsmittelalter und kleinem Querschnitt durch ein neues Kabel mit höherem Querschnitt ausgetauscht, anstatt ein weiteres Kabel parallel in derselben Trasse zu verlegen.

Grundsätzlich werden konventionelle Planungsmaßnahmen in vielen Fällen spannungsebenenunabhängig durchgeführt, ohne etwaige Auswirkungen auf die anderen Spannungsebenen einzuplanen wie z. B. Spannungsbandanpassungen. Jedoch werden sie in den meisten Fällen bereits stützjahübergreifend geplant, d. h. die Betriebsmittel werden nicht für ein bestimmtes Zieljahr (Stützjahr) in der Zukunft, sondern für einen Zeitraum ausgelegt. So ist es möglich, dass z. B. ein Transformator für das Jahr 2030 überdimensioniert ist, aber gleichzeitig das Jahr 2040 mit abdecken kann und somit nicht alle zehn Jahre ausgetauscht werden muss. Die jeweilige Wirtschaftlichkeit ist im Einzelfall in Bezug auf die Restwertberechnung zu prüfen.

Da sich die konventionellen Planungsmaßnahmen von Spannungsebene zu Spannungsebene teilweise deutlich unterscheiden, werden diese in den nachfolgenden Abschnitten jeweils pro Spannungsebene in Bezug auf Technologie und Betriebsmitteleinsatz erläutert.

11.1 Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Niederspannung

Nachfolgend werden die angewendeten konventionellen Planungs- und Betriebsvarianten für die NS-Planung erläutert.

Austausch oder Verstärkung von Ortsnetztransformatoren (bauliche Maßnahme)

In Abhängigkeit der Lastentwicklung ist es möglich, dass die installierte Leistung der zumeist konventionellen ONT nicht mehr ausreicht und eine Überlastung des ONT vorliegt. Unter Berücksichtigung von u. a. Standortfaktoren gibt es dann die Möglichkeit eines Austauschs, also der Demontage des alten und der Inbetriebnahme eines leistungsstärkeren Transformators bei z. B. einer Kompaktstation mit einem Transformatorstellplatz. Hierbei ist zu beachten, dass nicht alle Kompaktstationen für einen größeren Transformator geeignet sind und ggf. eine neue Kompaktstation errichtet werden muss. Bei den meisten Gebäudestationen besteht dagegen die Möglichkeit, den bestehenden Transformator mit einem weiteren zu verstärken.

Stufensteller (last- oder spannungsfrei schaltbarer Stufenschalter) (betriebliche Maßnahme)

Mittels des in den meisten konventionellen ONT vorhandenen Stufenstellers werden vorrangig Spannungsbandverletzungen sowie im kleinen Maßstab geringe Leitungsüberlastungen behoben. Prinzipiell wird im spannungslosen Zustand der Stufensteller auf den grundsätzlich vorherrschenden Betriebspunkt angepasst. Dabei wird angenommen, dass neben der Nullstellung jeweils zwei Stufen nach oben bzw. unten um $\Delta U/U_n = 2,5\%$ möglich sind [64] [110]. Im Falle des Betriebspunktes „Starklast“ und dabei resultierenden Spannungsabsenkungen kann somit in Summe die Spannung an der NS-Sammelschiene um insgesamt $\Delta U/U_n = 5\%$ angehoben oder im Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ und resultierenden Spannungserhöhungen um $\Delta U/U_n = 5\%$ abgesenkt werden. Die Spannungsanpassung mittels Stufensteller stellt eine konventionelle Planungsmaßnahme dar, für die keine Investitionskosten und nur geringe, vernachlässigbare betriebliche Kosten notwendig sind. Das Prinzip des Stufenstellers wird bereits flächendeckend eingesetzt.

Austausch von Leitungen (bauliche Maßnahme)

Im Bereich von Leitungsmaßnahmen gibt es verschiedene Vorgehensweisen, die bei NB normalerweise mit dem strategischen Asset Management sowie der Instandhaltungsstrategie bzw. Investitionsplanung verknüpft sind. Strategische Entscheidungen stellen spezifische Einzelfälle dar und können nicht im Rahmen der Analysen detailliert berücksichtigt werden. Austauschmaßnahmen werden insofern ansatzweise und als vereinfachte Betrachtung angewendet, dass Kabel eines alten Typs und/oder mit einem geringeren Querschnitt als $q = 150 \text{ mm}^2$ – allgemein als Standard-Kabelquerschnitt verwendet – ausgetauscht wird. Ein Austausch wird somit bspw. vorgenommen, wenn ein 95-mm^2 -NAKBA-, ein 150-mm^2 -NAKBA- oder ein 50-mm^2 -NAYY-Kabel überlastet ist. Ein z. B. überlastetes 150-mm^2 -NAYY-Kabel wird dagegen nicht ausgetauscht, da angenommen werden kann, dass es zumeist, im Gegensatz zum älteren Kabeltyp NAKBA, noch nicht seine Nutzungsdauer erreicht und somit noch einen Restwert hat.

Verstärkung von Leitungen (bauliche Maßnahme)

Wenn keine Leitungen ausgetauscht werden, sofern wie im oberen Beispiel ein 150-mm²-NAYY-Kabel überlastet ist, gibt es drei verschiedene Möglichkeiten zur Verstärkung dieses Kabels, die nachfolgend kurz erläutert werden.

a) Minimale Verstärkung:

Bei z. B. der Überlastung einer Stammstrecke im Strahlennetz bis zu einer bestimmten Last kann geprüft werden, bis wohin ein neuer Abgang als kürzeste Strecke gelegt werden kann, wenn an diesem Verknüpfungspunkt die bestehende Verbindung aufgetrennt wird. Dabei wird das Setzen einer Muffe für den neuen Abgang sowie das Setzen einer Endmuffe für das Auftrennen der bestehenden Leitung notwendig.

b) Maximale Verstärkung bis zum nächsten Kabelverteilerschrank:

Wenn bei einer Strangauftrennung der nächstgelegene Kabelverteilerschrank nur wenige Meter weit entfernt ist, werden keine Muffen bis zum nächstgelegenen Anschlusspunkt gesetzt, sondern ein neuer Abgang bis zum Kabelverteilerschrank gelegt. Im Kabelverteilerschrank kann dann der andere Strang aufgetrennt werden, sodass er weiterhin von der bestehenden Stammstrecke aus gespeist werden kann.

c) Parallele Leitung mit Umverteilung der Lasten:

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, einen neuen Abgang zu verlegen und dabei die Lasten auf beide parallelen Leitungen aufzuteilen.

Zusammenfassend können in der Abbildung 11.1 alle drei Verstärkungsmaßnahmen eingesehen werden. Im Rahmen aller Kabelmaßnahmen werden keine Reduktionsfaktoren (z. B. Rohrreduktionsfaktor) berücksichtigt, da geplant und angenommen wird, dass die Leitungen u. a. nicht dauerhaft mit $I_b/I_z = 100\%$ ausgelastet werden, da der Betriebspunkt „Starklast“ angenommen wird und die Kabel in ausreichendem Abstand zueinander verlegt werden. Für den Fall, dass diese Annahmen netzspezifisch in der Praxis nicht umgesetzt werden können, müssen entsprechende Reduktionsfaktoren berücksichtigt und bei der Planung angewendet werden.

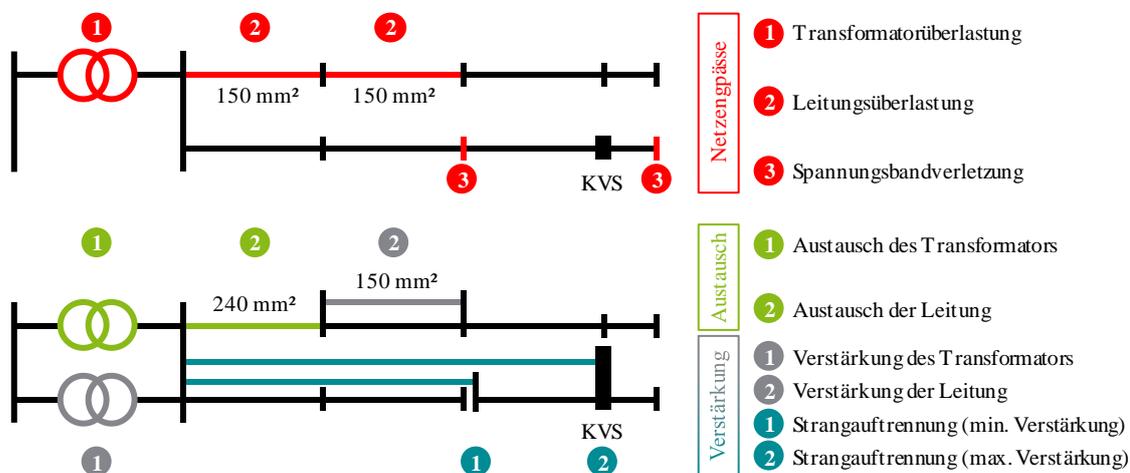


Abbildung 11.1: Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Niederspannungsebene

Netzauftrennung (betriebliche und bauliche Maßnahme)

Neben den zuvor beschriebenen Maßnahmen kann grundsätzlich auch eine Netzauftrennung eines bestehenden Netzes vorgenommen werden. Da hierbei geeignete Grundstücke für neue ONS notwendig werden und somit eine Klärung etwaiger Eigentumsverhältnisse erfolgen muss, wird diese Planungsmaßnahme nicht weiter analysiert. Sofern diese Maßnahme im Einzelfall zur Verfügung steht, ist darauf zu achten, dass sowohl die alte als auch neue ONS jeweils im Idealfall in den Lastschwerpunkt gesetzt wird. Mit einer Netzauftrennung können dabei im besten Fall Spannungsbandverletzungen, Leitungsüberlastungen und Überlastungen des bestehenden ONT auf einmal behoben werden und trotzdem die kostengünstigste Variante trotz Einbindungskosten darstellen.

Topologieänderung (betriebliche und ggf. bauliche Maßnahme)

Eine in der NS-Ebene wenig verbreitete Maßnahme zur Behebung von Grenzwertverletzungen stellt die Änderung der ursprünglichen Netztopologie von z. B. Strahlen- auf Maschennetze dar. Hintergründig besteht vor allem die Schwierigkeit darin, das vorhandene Schutzkonzept umzustellen, was mit zusätzlich Kosten verbunden ist. Aus diesen Gründen wird diese Planungsmaßnahme nicht angewendet und stellt einen nicht weiter analysierten Spezialfall dar.

11.2 Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Mittelspannung

Nachfolgend werden die angewendeten konventionellen Planungs- und Betriebsvarianten für die MS-Planung erläutert. Unter Stationen werden in diesem Abschnitt ONS und KST verstanden.

Austausch von Leitungen (bauliche Maßnahme)

In Bezug auf ein strategisches Asset Management bzw. Instandhaltungsstrategien gibt es grundsätzlich verschiedene Vorgehensweise im Bereich der Leitungsmaßnahmen, die bei NB durchgeführt werden. Um jedoch die Allgemeingültigkeit dieses Leitfadens zu gewährleisten, werden diese spezifischen Analysen zur Instandhaltung nicht berücksichtigt. Der Austausch von Leitungen wird daher insofern als eine vereinfachte Betrachtung durchgeführt, dass alte Kabeltypen, bspw. NAKBA und NAKY und/oder Leitungsquerschnitte $q < 150 \text{ mm}^2$, im Fall einer Überlastung ausgetauscht werden. Der Leitungsaustausch wird überwiegend mit einem NA2XS2Y-Kabel (siehe Abschnitt 14.3.3, Seite 166) vorgenommen. Wenn dagegen ein Leitungsabschnitt mit neuem Kabeltyp, z. B. NA2XS2Y mit $q = 185 \text{ mm}^2$ überlastet wird, wird der Leitungsabschnitt nicht ausgetauscht, da dieser zumeist seine Nutzungsdauer noch nicht erreicht hat und weiter betrieben werden kann. Wenn ein kurzer Leistungsabschnitt mit modernem Kabeltyp zwischen zwei auszutauschenden Leitungsabschnitten mit altem Kabeltyp liegt, wird der kurze Leitungsabschnitt trotzdem mit ausgetauscht, um unnötige Muffen in einer Leitungsstrecke zu vermeiden.

Verstärkung von Leitungen (bauliche Maßnahme)

Als Alternative zum Austausch kann der betroffene Leitungsabschnitt verstärkt werden. Die Verstärkung wird durchgeführt, indem eine neue Leitung in derselben Trasse parallel zum bestehenden Leitungsabschnitt verlegt wird. Dabei wird der gleiche Leitungsquerschnitt parallel verlegt, um eine ungleiche Auslastung der zwei parallelen Leitungen zu vermeiden. Grundsätzlich kann die Verstärkung mit nachfolgenden Möglichkeiten durchgeführt werden.

a) Verstärkung eines Abgangs:

Bei z. B. der Überlastung eines Abgangs bis zur ersten MS/NS-Station im Ring („Stammstrecke“) wird im Fall eines luftisolierten Schaltfeldes eine Leitung parallel zum vorhandenen Abgang an das bestehende MS-Schaltfeld im UW angeschlossen sowie an die MS-Sammelschiene der Stationen. In diesem Fall werden für die Anbindung der Leitung keine Erneuerungsmaßnahmen durchgeführt, weder beim Schaltfeld noch beim MS-Anschluss des Transformators.

b) Verstärkung einer Leitungsstrecke:

Bei der Überlastung einer Leitung zwischen zwei Stationen kann grundsätzlich eine Leitung parallel zur bestehenden Leitung verlegt werden, wenn die bestehende Leitung im Rahmen der Erneuerungsplanung nicht ausgetauscht werden soll und sofern sie sich noch nicht lange im Netz befindet, also neuwertig ist. Diese Leitung wird in diesem Fall von beide Seiten an die MS-Sammelschiene der Stationen angeschlossen.

c) Verstärkung eines Leistungsabschnitts:

Wenn ein Leitungsabschnitt zwischen zwei Muffen überlastet ist, kann zur Behebung der Überlastung eine Leitung mit dem gleichen Querschnitt parallel verlegt werden. In diesem Fall wird die Leitung von beide Seiten über Y-Muffen angeschlossen.

Im Rahmen aller Leitungsmaßnahmen werden keine Reduktionsfaktoren betrachtet. Es wird grundsätzlich so geplant, dass die Leitungen nicht dauerhaft mit $I_b/I_z = 100\%$ ausgelastet werden. Des Weiteren ist zu erwarten, dass die angenommene max. Leistungsübertragung lediglich im Betriebspunkt „Starklast“ auftritt. Für den Fall, dass diese Annahmen in der Praxis nicht netzspezifisch umgesetzt werden können, müssen entsprechende Reduktionsfaktoren berücksichtigt und bei der Planung angewendet werden.

Errichtung von neuen Abgängen (bauliche Maßnahme)

Wenn die Leistung in einem MS-Ring deutlich ansteigt, können neue Abgänge in einem UW errichtet werden. Der neue Abgang kann dann die Leistung von einem stark belasteten MS-Ring teilweise übernehmen. Ist kein Reserve-Schaltfeld vorhanden, muss ein weiteres Schaltfeld nachgerüstet werden bzw. ist kein Platz für ein Reserve-Schaltfeld vorhanden, müssen weitere standortspezifische Lösungsansätze untersucht werden.

Austausch oder Verstärkung von Umspannwerktransformatoren (bauliche Maßnahme)

Neben den oben genannten Leitungsmaßnahmen ist die Installation zusätzlicher Umspannkapazitäten eine zentrale Maßnahme in der MS-Ebene. Aufgrund der spezifischen Charakteristika muss für jedes UW die Transformatormaßnahme einzeln analysiert werden. In Bezug auf die (n-1)-Sicherheit in der MS-Ebene ist die Konstellation von zwei parallelen UW-Transformatoren üblich. Für die Erhöhung der UW-Auslastung gibt es daher drei Möglichkeiten.

a) Verstärkung der Umspannwerktransformatoren

Wenn keine Platzrestriktionen im UW bestehen, kann das UW mit einem weiteren Transformator verstärkt werden. Mit dem Betrieb eines neuen Transformators werden die bestehenden Transformatoren weniger belastet. In diesem Fall müssen die Impedanzen von den Transformatoren nahezu gleich sein und die Spannungswerte gleich eingestellt werden, um Kreisströme und eine Übersteuerung des Spannungswertes zu vermeiden. Des Weiteren müssen die Kurzschlussströme neu untersucht werden, um weiterhin die Abschaltbedingungen einzuhalten und zu prüfen, dass keine zu hohen Kurzschlussströme im MS-Netz erreicht werden.

b) Austausch der Umspannwerktransformatoren

Wenn keine Verstärkung der UW-Transformatoren vorgenommen werden kann, sind bestehende gegen leistungsstärkere Transformatoren auszutauschen. Gleichmaßen müssen die Kurzschlussströme neu berechnet werden, um weiterhin die Abschaltbedingungen einzuhalten. Außerdem müssen die Schutz-, und Anlagentechnik überprüft werden. Ergänzend müssen im Fall eines Strangnetzes die Ausgleichströme betrachtet werden.

c) Erhöhung der Auslastung der UW-Transformatoren

Durch eine zusätzliche Kühlung der bestehenden Transformatoren kann die Transformatorauslastung erhöht werden, da das Entscheidungskriterium zur Transformatorauslastung die Temperatur darstellt. Die möglichen Kühlungskonzepte unterscheiden sich je nach Leistungsklasse und Isolierungstyp [111] [112].

Umschaltmaßnahmen (betriebliche Maßnahme)

Zusätzlich zu den baulichen können betriebliche Umschaltmaßnahmen durchgeführt werden. Die Umschaltmaßnahmen sind z. B. Trennstellverlagerung, Änderung der Betriebsweise (z. B. von offenem zu geschlossenem Ringbetrieb) oder Kopplung benachbarter Netze durch z. B. eine Gegenstation (benachbartes UW) [3]. Die Abbildung 11.2 (Seite 91) stellt die verschiedenen Umschaltmaßnahmen dar.

Die o. g. Maßnahmen können unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen für MS-Ringnetze ohne Gegenstation durchgeführt werden. Für andere MS-Netztopologien, bspw. vermaschte MS-Netze oder MS-Ringnetze mit Gegenstation [76] [113], müssen die Ausgleichströme bei der Planung – insbesondere im (n-1)-Betrieb – zwischen den UW untersucht werden, da diese ggf. zu einem unzulässigen Betrieb führen.

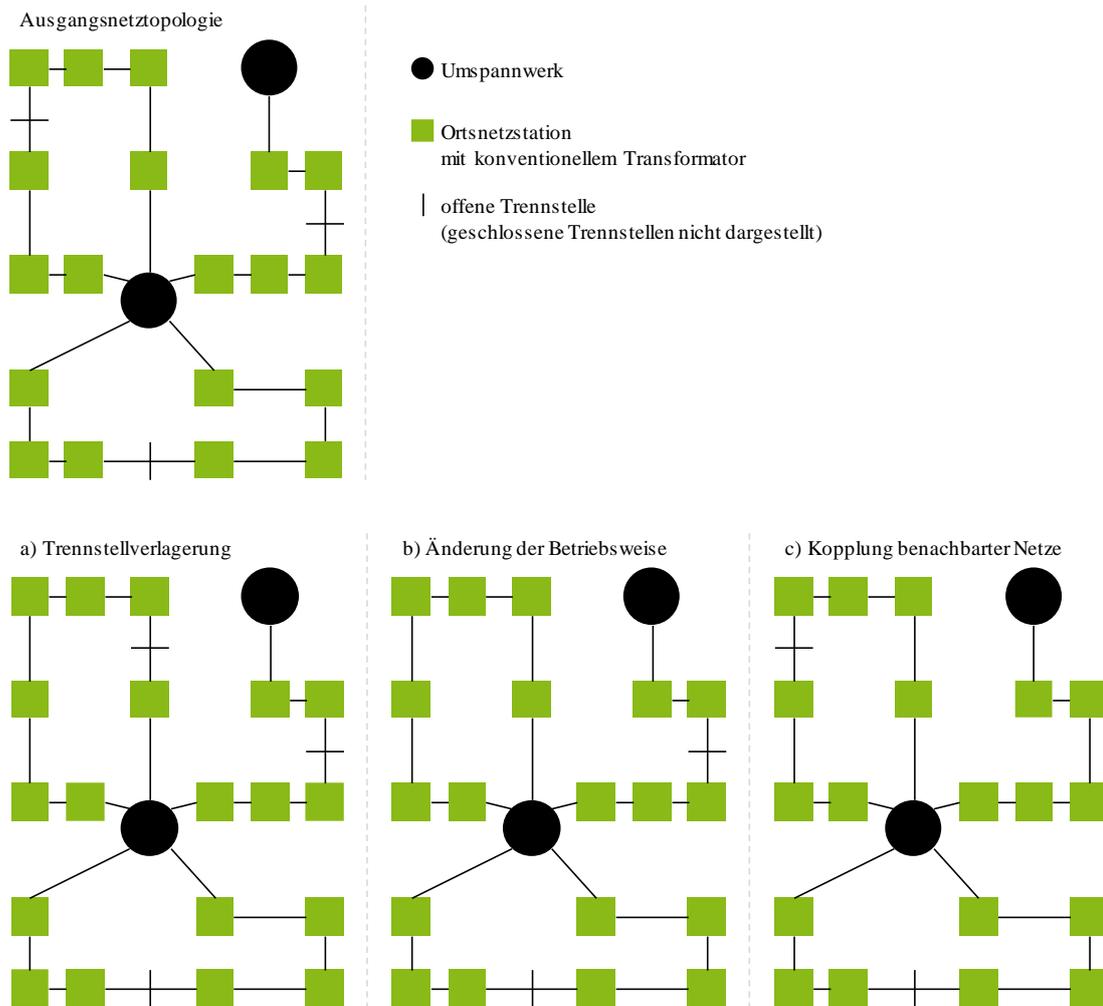


Abbildung 11.2: Betriebliche Planungsmaßnahmen in der Mittelspannungsebene

11.3 Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Hochspannung

Leitungsmaßnahmen sind in der HS-Ebene sehr individuell zwischen den einzelnen NB zu betrachten. Das liegt an unterschiedlichen Standardquerschnitten und an den netzbetreiberspezifischen Verlegebedingungen. Zudem hat auch das jeweilige Netzkonzept Einfluss auf die zu wählende Maßnahme. Aus diesem Grund wird, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, ein verallgemeinerter und vereinfachter Ansatz bei der Behebung von Leitungsüberlastungen gewählt, bei dem der Austausch von Leitungen und, falls notwendig, einer zusätzlichen Verstärkung durch parallele Systeme betrachtet wird. Dabei wird der Kabeltyp NA2XS(FL)2Y 64/110 kV mit verschiedenen Querschnitten zwischen $q = 630 \text{ mm}^2$ und $q = 2.000 \text{ mm}^2$ (siehe Anhang 17.1) angesetzt.

Austausch von Leitungen (bauliche Maßnahme)

Bei Überlastung einer Leitungsstrecke wird der Abschnitt durch einen entsprechend notwendigen Querschnitt ersetzt. Dabei werden aufgrund der Vermaschung und sich neu einstellender Leistungsflüsse mehrere Durchläufe untersucht, um sicherzustellen, dass durch etwaige Maßnahmen und sich ändernder Impedanzverhältnisse keine anderweitigen kritischen Zustände auftreten.

Verstärkung von Leitungen (bauliche Maßnahme)

Sollte der max. Querschnitt mit einem Kabelsystem nicht ausreichen, um die Betriebsmittelüberlastungen zu beseitigen, wird eine Verstärkung in Form eines weiteren Systems umgesetzt, indem der entsprechend notwendige Querschnitt für das Doppelkabelsystem gewählt wird. Dabei wird der bestehende Querschnitt bzw. der thermische Grenzstrom berücksichtigt.

Austausch oder Verstärkung von Umspannwerktransformatoren (bauliche Maßnahme)

Neben den oben genannten Leitungsmaßnahmen wird die Installation zusätzlicher Umspannkapazitäten der HöS/HS-Transformatoren betrachtet. Dazu wird der Austausch oder der Zubau zusätzlicher 300-MVA-Transformatoren berücksichtigt. Die Auslastungsgrenze der Transformatoren liegt für den (n-1)-Betrieb bei $S_{\max}/S_r = 120 \%$. Es wird die netzbereichsübergreifend (nicht je UW) gesicherte Transformatorleistung (Ausfall des größten Transformators) ermittelt und der Netzlast gegenübergestellt. Bei Überlastung erfolgt immer der Austausch von zwei 300-MVA-Transformatoren (zur Erhöhung der gesicherten Leistung). Bei der Erneuerung werden nur die Transformatorkosten berücksichtigt. Sollte ein Austausch der Transformatoren nicht ausreichen, wird ein zusätzlicher 300-MVA-Transformator installiert, der kostentechnisch als Neubau mit Transformator- und 380-kV-Schaltfeldkosten berücksichtigt wird.

Installation zusätzlicher HöS/HS-Umspannwerksstandorte

Als ergänzende, rein theoretische und konventionelle Planungsvariante wird der Effekt eines Neubaus eines weiteren Einspeisepunktes zur HöS-Ebene auf die notwendigen Leitungsmaßnahmen im HS-Netz untersucht. Dabei wird ein vereinfachter Ansatz zur Platzierung zusätzlicher UW-Standorte auf Basis der Lastschwerpunkte und zentraler HS-Knotenpunkte ohne eine Detailplanung bei der Standortfindung verfolgt.

11.4 Grenzen des konventionellen Ausbaus

Die in den vorherigen Abschnitten erläuterten konventionellen Planungs- und Betriebsvarianten für über Jahrzehnte historisch gewachsene städtische Netze je Spannungsebene können über die Netzplanung hinaus nicht immer ohne Weiteres durchgeführt bzw. im Falle von baulichen Maßnahmen umgesetzt werden. So sind diesen konventionellen Planungsmaßnahmen teilweise Grenzen gesetzt, die neben der technischen Komplexität ebenfalls sowohl mit eigentumsrechtlichen, wenn z. B. nur ein geringes Flächenangebot für ONS oder UW gegeben ist, als auch mit gesellschaftspolitischen Aspekten begründet werden. Die grundsätzliche technische Umsetzbarkeit ist

dabei trotz hoher Komplexität in nahezu allen Fällen gegeben, wohingegen sich die anderen Aspekte insbesondere aufgrund von gesetzlichen Vorgaben, Auflagen für die Netzplanung und teilweise auch Bürgerinitiativen gegen bestimmte Maßnahmen unmittelbar auf die Umsetzungsdauer der jeweiligen Maßnahme auswirken. [3]

Im Rahmen der NS-Ebene besteht ein reaktiver und kurzfristiger Bedarf an Planungsmaßnahmen, die größtenteils in standardisierten PuB festgelegt werden können, da es sich um eine Vielzahl gleichartiger planerischer und baulicher Maßnahmen handelt. Die Herausforderung besteht hier i. d. R. in der ggf. zeitlichen Häufung von Maßnahmen und dem Abgleich mit den beim NB und seinen Nachauftragnehmern vorhandenen Ressourcen. Diese Maßnahmen werden insbesondere im Bereich der LIS und WP durch die entsprechenden politischen Förderungen getrieben und über die Nutzung öffentlicher Verkehrswege zur lokalen allgemeinen Versorgung über Wegenutzungsverträge im Rahmen der Konzessionsvergaben geregelt (siehe auch hierzu § 46 *EnWG*). [110]

In der MS-Planung ist dagegen ein zumeist präventiver bzw. grundsätzlich mittel- bis kurzfristiger Bedarf an Planungsmaßnahmen notwendig, die ebenfalls größtenteils über PuB abgefangen werden können. Es gibt allerdings auch spezifische Einzelplanungen für z. B. UW-Planungen.

Im Gegensatz zur NS- und MS-Ebene muss der Blickwinkel für Planungsmaßnahmen in der HS-Ebene geändert werden. Hier ist ein präventiver und wenig reaktiver Ansatz anzuwenden, da es sich um langfristige Maßnahmen handelt, die unmittelbar mit zeitaufwendigen Genehmigungsprozessen verbunden und teilweise nur räumlich begrenzt möglich sind. Hervorzuheben ist an dieser Stelle die Komplexität bei der Erweiterung bestehender Trassen für neue Leitungen im städtischen Raum bzw. der Findung von vollständig neuen Trassen oder auch der Installation zusätzlicher Einspeisepunkte zur HöS-Ebene, denen im Einzelfall auch verzögernde Bürgerinitiativen gegenüberstehen. Des Weiteren sind im Falle der HS-Ebene zwar grundsätzlich PuB in Bezug auf einzusetzende Betriebsmittel möglich, jedoch sind diese aufgrund der HS-Charakteristik eher generischer Natur und es bedarf einer kontinuierlichen Überprüfung und Anpassung

12 Innovative Planungs- und Betriebsvarianten

Neben den im vorherigen Kapitel 11 erläuterten konventionellen Planungsmaßnahmen werden im Folgenden innovative Planungsmaßnahmen behandelt. Unter ihnen werden diejenigen Betriebsmittel und Technologien verstanden, die zwar bereits vereinzelt von NB angewendet werden, jedoch nicht den aktuellen Technologiestand darstellen, weil sie bisher noch nicht flächendeckend eingesetzt werden und somit noch nicht auf jahrelange Erfahrung zurückgegriffen werden kann.

Zunächst erfolgt pro innovativer Planungsmaßnahme eine kurze Einleitung. Im Anschluss werden die jeweiligen Wirkungsweisen und Anwendungsfälle sowie die Modellierung und Planungsmethode erläutert. Abschließend werden Normen und Regelwerk im Rahmen des Planungsprozesses sowie Auswirkungen auf den Netzbetrieb beschrieben.

12.1 Methode im Rahmen innovativer Zielnetzplanungen

Analog zur Methode mit konventionellen Planungsmaßnahmen wird die Planung mit innovativen Betriebsmitteln und Technologien durchgeführt. Auf Basis der Szenarienentwicklung (Kapitel 8) und Regionalisierung (Kapitel 9) sind die Netze auf die zukünftige Versorgungsaufgabe auszurichten. Mithilfe einer Leistungsflussberechnung werden dann Grenzwertverletzungen (Kapitel 7) identifiziert. Wenn unter Anwendung der jeweiligen innovativen Planungsmaßnahme nicht alle Grenzwertverletzungen behoben werden können, sind ergänzend nachrangig konventionelle Planungsmaßnahmen durchzuführen.

12.2 Betriebsmittel und Technologien

Zunächst wird eine umfangreiche Studien- und Literaturrecherche durchgeführt, um zu ermitteln, welche generellen innovativen Betriebsmittel und Technologien, bzw. innovative Planungsmaßnahmen, im Rahmen der Netzplanung zur Verfügung stehen. Dabei werden die jeweiligen Herstellervorgaben außen vorgelassen und ausschließlich die Funktionsweise unter Einbeziehung der zugehörigen Normen und Vorschriften berücksichtigt.

In der Tabelle 12.1 (Seite 96) sind die identifizierten innovativen Betriebsmittel und Technologien dargestellt, die für den Leitfadens Relevanz haben. Zudem wird angegeben, in welchen Spannungsebenen sie eingesetzt werden können und welche Einflüsse auf die Spannung und die Auslastung der vor- und nachgelagerten Spannungsebenen bestehen. Darüber hinaus gibt es weitere innovative Betriebsmittel und Technologien, die allerdings aus bestimmten Gründen nicht näher betrachtet werden. Zum einen gibt es noch ein Einspeisemanagement für DEA (z. B. PVA). Da im vorliegenden Leitfaden jedoch aus den in den Kapitel 4, 5 und 6 genannten Gründen der Fokus

für städtische Netze auf dem Betriebspunkt „Starklast“ liegt, wird an dieser Stelle auf [3] verwiesen, da hier das Einspeisemanagement für ländliche Netze ausführlich beschrieben und analysiert wurde. Zum anderen gibt es auch innovative Konzepte, die das Thema Mittelspannungsgleichstromübertragung behandeln und derzeit in [114] erforscht werden. Für diesen Leitfadens wird diese innovative Technologie für städtische Netze ebenfalls als perspektivisch nicht flächendeckende Technologie angenommen, weshalb sie im weiteren Verlauf nicht näher beleuchtet wird.

Tabelle 12.1: Übersicht über die Wirkung von innovativen Betriebsmitteln und Technologien auf die verschiedenen Spannungsebenen sowie ergänzend konventionelle Maßnahmen

Maßnahme Verlegung/Aufbau	Einsatz Spannungsebene NS/MS/HS	Einfluss der Maßnahme auf die Netzparameter					
		Spannung (U/U_n)			Auslastung (II_L)		
		NS	MS	HS	NS	MS	HS
Leitungen: Kabel ^{A,B} / Freileitung ^{A,B}	NS	↓	-	-	↓ ^C	-	-
	MS	↓	↓	-	-	↓ ^C	-
	HS	-	-	↑	-	-	↓ ^C
Ortsnetztransformator inkl. Stufensteller*	NS	↓	-	-	↓ ^D	-	-
Umspannwerktransformator	MS	-	-	-	-	↓ ^D	-
Spannungsregelung am UW	MS	↓	↓	-	-	-	-
Regelbarer Ortsnetztransformator	NS	↓	-	-	↓ ^D	-	-
Einzelstrangregler ^B	NS	↓	-	-	-	-	-
	MS	↓	↓	-	-	-	-
Energiespeicher ^B (netzdienlich)	NS	↓	-	-	↑ ^E	↑ ^E	↑ ^E
	MS	↓	↓	-	-	↑ ^E	↑ ^E
Blindleistungsmanagement für in der Niederspannung angeschlossene Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen	NS	↓	↓	-	↑ ^E	↑ ^E	↑ ^E
Lastmanagement für in der Niederspannung angeschlossene Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen	NS	↑	↑	-	↓ ^E	↓ ^E	↓ ^E
Auslastungsmonitoring	HS	-	-	↑	-	-	↑ ^E
Hochtemperaturleiterseile ^A	HS	-	-	↑	-	-	↓ ^C
Leistungsflussregeleinrichtung	HS	-	-	↑	-	-	↑ ^E

„-“ bedeutet keinen bzw. vernachlässigbaren Einfluss

„↑“ bedeutet Zunahme

„↓“ bedeutet Abnahme

„↑“ sowohl Zu- als auch Abnahme

^A Betriebsmittelaustausch

^B neues Betriebsmittel

^C Leitungsauslastung(en)

^D Transformatorauslastung(en) bei höherer Dimensionierung

^E Leitungsauslastung(en) und Transformatorauslastung(en)

* Anmerkung: Im Rahmen der NS-Planung wird immer als erstes der Stufensteller mit zwei Stufen genutzt, bevor konventionelle Leitungsmaßnahmen oder innovative Planungsmaßnahmen (ausgenommen Lastmanagement) angewendet werden.

12.2.1 Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk

Unter einer Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk (SUW) wird im Rahmen dieses Leitfadens verstanden, dass die Spannung an der MS-Sammelschiene unter Änderung der Stufenstellung an den HS/MS-Transformatoren angepasst werden kann. Je nach Versorgungsaufgabe der MS- und nachgelagerten NS-Netze kann somit eine Erhöhung oder Reduzierung der Spannung vorgenommen werden. Da eine Wirkung sowohl auf die MS- als auch die NS-Ebene mit konventionell geplanten NS-Netzen besteht, ist diese Maßnahme als spannungsebenenübergreifend einzustufen.

12.2.1.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Eine Änderung der Stufenstellung an den HS/MS-Transformatoren kann unter Last durchgeführt werden und stellt die letzte aktive Spannungsregelung dar. Im Anschluss erfolgt eine Verteilung über die MS-Ebene in die nachgelagerten NS-Netze, deren konventionelle MS/NS-Transformatoren in den meisten Fällen nicht über eine aktive Spannungsregelung verfügen. Unter Anwendung der SUW ist es möglich, zu verhindern, dass sich an Netzanschlusspunkten zu niedrige oder zu hohe Spannungswerte einstellen. Im Rahmen der SUW sind grundsätzlich verschiedene Konzepte möglich, die sich u. a. in den Planungskosten sowie der anschließenden Realisierung und den Auswirkungen auf den Betrieb unterscheiden. [3]

Das erste Konzept sieht vor, die Spannung an der MS-Sammelschiene auf einen dauerhaft angehobenen (oder abgesenkten) Sollwert zu regeln. Hierfür kann auf die bereits vorliegende Spannungsmessung an der MS-Sammelschiene zurückgegriffen werden, sodass keine zusätzliche Primär- und Sekundärtechnik notwendig ist. Im zweiten Konzept wird die Spannungsmessung an der MS-Sammelschiene um eine Messung der vom Transformator übertragenen Leistung ergänzt, um den Spannungssollwert (kurz: Sollwert) in Abhängigkeit des Betrags und der Richtung des Leistungsflusses über den HS/MS-Transformator zu regeln. Dafür ist zwar kostenseitig zusätzlich ein Steuerungsgerät zu berücksichtigen, jedoch wird eine genauere Sollwertanpassung ermöglicht, deren Vorteil vor allem bei weitestgehend homogener Leistungsverteilung im MS-Netz genutzt werden kann. Das dritte Konzept beinhaltet dagegen grundsätzlich eine Netzzustandsermittlung, anhand derer der Sollwert geregelt wird. Der Netzzustand kann dabei entweder über ausgewählte Messungen an Schlechtpunkten, die nur eine geringe Anzahl an zusätzlichen Messungen erfordern oder unter Zuhilfenahme eines dezentralen Netzautomatisierungssystems (DNA), für das sowohl die Systemkosten als auch die Kosten für Messungen in Abhängigkeit der jeweiligen Netzgröße berücksichtigt werden müssen, ermittelt werden. Voraussetzung für alle Konzepte ist, dass das zulässige Spannungsband an keinem Netzverknüpfungspunkt verletzt wird. [3]

12.2.1.2 Modellierung und Planungsmethode

Die im Leitfaden verwendete Modellierung sieht vor, dass eine dauerhafte Anpassung des Sollwertes an der MS-Sammelschiene erfolgt. Gemäß Abschnitt 7.5.1 liegt der Sollwert bei $U_{\text{soll}}/U_n = 102\%$ und einer Regeltoleranz von $\Delta U/U_n = 2,0\%$. Im Rahmen der Netzplanung wird angenommen, dass der Sollwert in sechs Stufen um jeweils $\Delta U/U_n = 0,5\%$ angepasst werden kann. Je nach homogener oder heterogener Versorgungsaufgabe ist dabei zusätzlich zu berücksichtigen, dass ggf. in dem jeweils anderen Betriebspunkt durch Anpassung des Sollwertes weniger Spannungsband zur Verfügung steht. Nach Anpassung des Sollwertes wird im Anschluss mittels Leistungsflussberechnung geprüft, ob das zulässige Spannungsband an den jeweiligen Netzverknüpfungspunkten in der MS- und/oder NS-Ebene überschritten wird. Sofern trotz SUW noch Grenzwertverletzungen vorliegen, werden ergänzend konventionelle Planungsmaßnahmen durchgeführt.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise spannungsebenenübergreifende Leistungsflussberechnungen durchzuführen, sofern die von einem HS/MS-UW versorgten MS-Netze mit allen nachgelagerten NS-Netzen vollständig digitalisiert vorliegen. Sofern nicht alle Informationen vorliegen, muss sichergestellt werden, dass bei der Anwendung der SUW mit Fokus auf einen bestimmten Netzbereich nicht andere Netzbereiche negativ beeinflusst werden. [3]

12.2.1.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Wie in Abschnitt 7.2 bereits erläutert wurde, sind für die Spannungshaltung primär die Norm *DIN EN 50160* sowie u. a. die Anwendungsregeln *VDE-AR-N 4100*, *VDE-AR-N 4110* und *VDE-AR-N 4105* zu berücksichtigen, um die darin vorgegebenen Grenzwerte zu insbesondere langsamen Spannungsänderungen im Rahmen der SUW-Planung einzuhalten. Bei einer spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussberechnung sind die *VDE-AR-N 4105* und *VDE-AR-N 4100* nicht zwingend einzuhalten, sofern sichergestellt ist, dass die *DIN EN 50160* eingehalten wird.

12.2.1.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Auswirkungen auf den Netzbetrieb ergeben sich daraus, dass im Rahmen der spannungsebenenübergreifenden Planung eine stärkere Interaktion der beteiligten Spannungsebenen vorliegt und infolgedessen die jeweiligen Planungen stärker voneinander abhängen. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass bei einer detaillierten spannungsebenenübergreifenden Planung in Bezug auf das eingeteilte Spannungsband weniger Reserven in den jeweiligen Spannungsebenen für z. B. Umschaltmaßnahmen zur Verfügung stehen, weshalb hier eine genaue Abstimmung zwischen Betrieb und Planung erforderlich wird. [3]

12.2.2 Regelbarer Ortsnetztransformator

Unter einem rONT wird im Rahmen dieses Leitfadens verstanden, dass in einer ONS ein Transformator vorhanden ist, der mit einem umschaltbaren Stellglied, einem sogenannten On-Load-Tap-Changer, und einer Steuereinheit ausgestattet ist. Im Gegensatz zu konventionellen Transformatoren mit einem Stufensteller kann die Spannungsanpassung unter Last erfolgen und führt so zu einer besseren Entkopplung der MS- und NS-Ebene hinsichtlich der Spannungshaltung und daher zu einer flexibleren Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes. [115]

12.2.2.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Im Bereich der technischen Realisierung gibt es verschiedene Ausführungen. Genannt werden kann hierbei z. B. eine überspannungsseitige Umschaltung mit Laststufenschalter, eine unterspannungsseitige Umschaltung mit Leistungsschützen oder eine unterspannungsseitige Umschaltung mit Schützen in Verbindung mit einem Boostertransformator [115]. Das jeweilige Regelungskonzept basiert in ähnlicher Weise zur SUW entweder auf einem festen Spannungssollwert (Monosensorbetrieb), einem Spannungssollwert in Abhängigkeit des Leistungsflusses oder unter Einbezug einer abgesetzten Messsensorik (Multisensorbetrieb). [3]

Ausgehend von der Entkopplung der MS- und NS-Ebene besteht grundsätzlich die Möglichkeit, unter Beachtung der jeweiligen Konfiguration und des Regelbereichs, das bisherige Spannungsband neu aufzuteilen. Hierbei ergeben sich u. a. drei Anwendungsfälle gemäß der Abbildung 12.1 (Seite 100) zur Behebung von Spannungsbandverletzungen. Im Abbildungsbereich a) ist ein punktueller Einsatz von rONT mit dem Fokus auf das NS-Netz dargestellt. Wenn vereinzelt NS-Netze die festgelegten Grenzwerte aufgrund von LIS, WP oder PVA nicht einhalten können oder in der vorgelagerten MS-Ebene nahe der betroffenen ONS große bzw. leistungsstarke Erzeugungsanlagen oder Letztverbraucher Spannungsbandverletzungen verursachen, können mit einem rONT ggf. Netzverstärkungsmaßnahmen im NS-Netz vermieden, minimiert oder hinausgezögert werden. Abbildungsbereich b) stellt den strangweisen Einsatz von rONT in einem MS-Netz dar, wenn z. B. an weit entfernten Positionen im MS-Netz die Spannungsgrenzwerte nicht eingehalten werden können. Somit können mit einem rONT ggf. Netzverstärkungsmaßnahmen vereinzelt im MS-Netz vermieden, minimiert oder hinausgezögert werden. Im Abbildungsbereich c) wird ein flächendeckender Einsatz von rONT dargestellt, der dann zielführend ist, wenn im gesamten MS-Netz die Gefahr von Spannungsbandverletzungen besteht. Je nach Umfang können so entweder großflächig Netzverstärkungsmaßnahmen in der MS-Ebene vermieden, minimiert oder verzögert werden oder es kann ein Austausch des HS/MS-Transformators gegen einen Transformator mit einem anderen Übersetzungsverhältnis bzw. Stufenschalter vermieden oder verzögert werden. [115]

Darüber hinaus ist es auch möglich, den rONT im Rahmen einer kombinierten Fahrweise einzusetzen, sodass die zusätzliche Reserve für das Spannungsband dem MS- und NS-Netz zugeteilt werden kann. Hierbei ist es ggf. sinnvoll, eine geringere Stufenspannung und eine höhere Stufenanzahl auszuwählen.

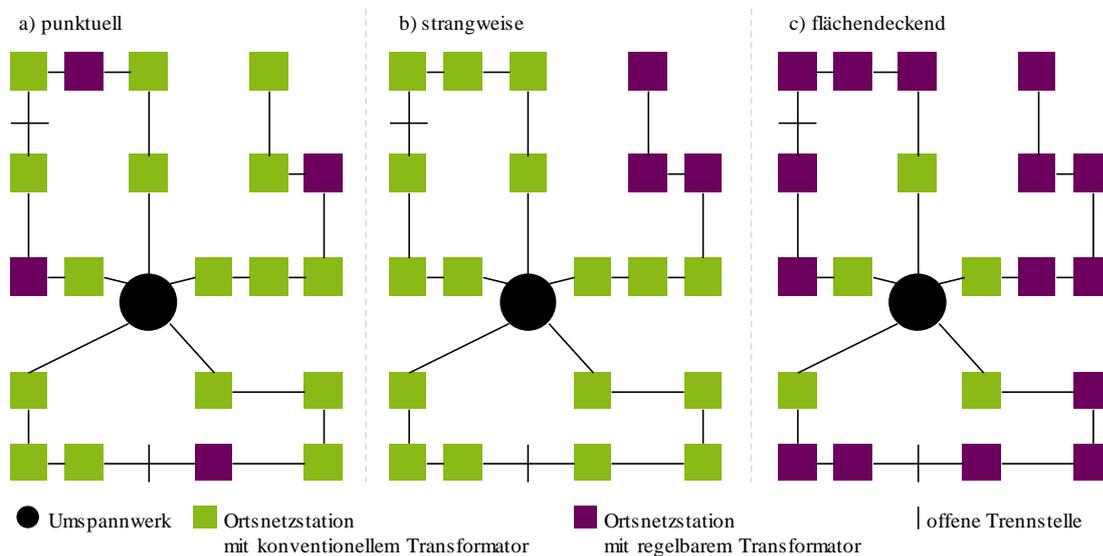


Abbildung 12.1: Mögliche Anwendungsfälle eines regelbaren Ortsnetztransformators mit a) punktuell, b) strangweisem und c) flächendeckendem Einsatz auf Basis von [115]

Neben den zuvor beschriebenen Anwendungsfällen zur Behebung von Spannungsbandverletzungen kann mit einem rONT auch ergänzend die Netztopologie dahingehend optimiert werden, dass z. B. Netzgebiete zusammengeführt werden können oder grundsätzlich der Versorgungsradius erhöht werden kann. [115]

12.2.2.2 Modellierung und Planungsmethode

Die im Leitfaden verwendete Modellierung sieht vor, dass ein am Markt vorhandener rONT eingesetzt wird, der neun Regelstufen inkl. Neutralstellung mit jeweils einer Stufenbreite von $\Delta U/U_n = 3\%$ hat, sodass insgesamt $\Delta U/U_n = \pm 12\%$ ermöglicht werden. Nach Regelung des Sollwertes wird im Anschluss mittels Leistungsflussberechnung geprüft, ob das zulässige Spannungsband an den jeweiligen Netzverknüpfungspunkten in der MS- und/oder NS-Ebene überschritten wird. Sofern trotz rONT noch Grenzwertverletzungen vorliegen, werden ergänzend konventionelle Planungsmaßnahmen durchgeführt.

Anmerkung: Die jeweiligen Parameter eines rONT wie z. B. Verluste, Kurzschlussspannung etc. können von denen eines konventionellen ONT abweichen.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise zunächst die Abmessungen vorhandener ONS zu erheben, um sicherzustellen, dass der entsprechende rONT so gewählt werden kann, dass ein Einsatz in bestehenden Stationen möglich ist. Ebenfalls muss ermittelt werden, welcher Regelbereich für den jeweiligen rONT in Abhängigkeit der vorliegenden Spannungswerte notwendig ist.

12.2.2.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Beim Einsatz eines rONT ist für die Spannungshaltung unverändert die Norm *DIN EN 50160* gültig. Jedoch können die Anwendungsregeln *VDE-AR-N 4110* und *VDE-AR-N 4105* vernachlässigt werden, da eine flexiblere Aufteilung des Spannungsbandes ermöglicht wird.

12.2.2.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Sofern ein rONT noch kein Standard-Betriebsmittel darstellt, ist zum einen zunächst das entsprechende Betriebspersonal zu schulen, da durch den Betrieb eines rONT zusätzliche Aspekte zu berücksichtigen sind, die neben der jeweils verbauten Technik auch die oben beschriebenen Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen einschließen. Zum anderen ist beim Betrieb zu beachten, dass zwar eine Weiterversorgung beim Ausfall der Regeleinheit gewährleistet wird, da der Stufensteller weiterhin in seiner aktuellen Position verbleibt oder in die Neutralstellung umschaltet, sich infolgedessen aber ggf. Grenzwertverletzungen ergeben, wenn sich die Netzzustände ändern. Daher ist die Regelung wieder schnell herzustellen. Des Weiteren muss beachtet bzw. angestrebt werden, dass alle rONT das gleiche Regelverhalten in Bezug auf u. a. die Regelstufe und Sollwertvorgaben aufweisen, wenn z. B. mehrere rONT auf einen gemeinsamen Netzknoten regeln. Hierfür kann ein rONT als führend definiert werden. Ebenfalls ist es wichtig zu berücksichtigen, dass mit einem rONT keine Anschlusskapazitäten erhöht werden können, wenn der rONT keine höhere Bemessungsleistung hat, als der vorherige konventionelle ONS. [3] [115]

12.2.3 Einzelstrangregler

Unter einem Einzelstrangregler (ESR) wird im Rahmen dieses Leitfadens verstanden, dass ein Längsspannungsregler in einem Strang (z. B. NS-Ebene) oder Halbring (z. B. MS-Ebene) installiert wird, der die Spannung gezielt für diesen jeweiligen Netzabschnitt regeln kann. Dabei findet eine Entkopplung vom davorliegenden Netzabschnitt statt. [3]

12.2.3.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Die Wirkungsweise eines ESR entspricht der eines regelbaren MS/MS- oder NS/NS-Transformators. Dabei liegt das einstellbare Übersetzungsverhältnis in der Neutralstellung bei nahezu 1, weshalb ESR innerhalb einer Spannungsebene zu Anpassung der Spannung in einem Strang oder

Halbring eingesetzt werden. Es ist dabei wichtig zu berücksichtigen, dass die Position eines ESR von der anvisierten Spannungsanpassung sowie der notwendigen Leistungsübertragung abhängig ist. So muss ein ESR höher dimensioniert werden, wenn er am Anfang eines Stranges oder Halbringes und somit nahe einer ONS bzw. eines UW installiert wird. Dafür nimmt er aber auch auf mehr Netzverknüpfungspunkte Einfluss. Dagegen kann ein ESR geringer dimensioniert werden, wenn er in entfernteren Gebieten eines Netzes installiert wird, kann dann aber auch weniger Netzverknüpfungspunkte erreichen. Beim Einsatz von ESR in der MS-Ebene bestehen zusätzlich grundsätzlich Rückwirkungen auf alle nachgelagerten NS-Netze, sodass der ESR hier gleichermaßen ein größeres Spannungsband ermöglicht und als spannungsebenenübergreifende Maßnahme dient. [3]

Das jeweilige Regelungskonzept basiert in ähnlicher Weise zur SUW und rONT entweder auf einem festen Spannungssollwert (Monosensorbetrieb), einem Spannungssollwert in Abhängigkeit des Leistungsflusses oder einer abgesetzten Messsensorik (Multisensorbetrieb).

Neben dem ausgewählten Regelungskonzept muss aufgrund der galvanischen Trennung innerhalb eines Stranges bzw. Halbringes die jeweilige Sternpunktbehandlung und das Schutzkonzept überprüft und ggf. angepasst werden. [3]

12.2.3.2 Modellierung und Planungsmethode

Die im Leitfaden verwendete Modellierung sieht vor, dass ein ESR eingesetzt wird, der vier Regelstufen mit jeweils einer Stufenbreite von $\Delta U/U_n = 1,5 \%$ hat, sodass insgesamt $\Delta U/U_n = \pm 6 \%$ ermöglicht werden. Nach Regelung des Sollwertes wird im Anschluss mittels Leistungsflussberechnung geprüft, ob das zulässige Spannungsband an den jeweiligen Netzverknüpfungspunkten in der MS- und/oder NS-Ebene überschritten wird. Sofern trotz ESR noch Grenzwertverletzungen vorliegen, werden ergänzend konventionelle Planungsmaßnahmen durchgeführt.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise zunächst die Spannungsabfälle in den potenziellen Strängen oder Halbringen zu ermitteln, in denen der Einsatz eines ESR angestrebt wird. Ebenfalls muss ermittelt werden, welcher Regelbereich für den jeweiligen ESR in Abhängigkeit der vorliegenden Spannungswerte notwendig ist. Zudem muss berücksichtigt werden, welche Leistung vom ESR übertragen werden muss, um diesen korrekt zu dimensionieren.

12.2.3.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Beim Einsatz eines ESR ist für die Spannungshaltung unverändert die Norm *DIN EN 50160* gültig. Jedoch können die Anwendungsregeln *VDE-AR-N 4110* und *VDE-AR-N 4105* hinsichtlich der Spannungshaltung vernachlässigt werden, da eine flexiblere Aufteilung des Spannungsbandes ermöglicht wird.

12.2.3.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Sofern ein ESR noch kein Standard-Betriebsmittel darstellt ist zum einen zunächst das entsprechende Betriebspersonal zu schulen, da durch den Betrieb eines ESR zusätzliche Aspekte zu berücksichtigen sind, die neben der jeweils verbauten Technik auch die Spannungshaltung im Strang oder Halbring einschließt. Zum anderen ist beim Betrieb zu beachten, dass zwar beim Versagen der Spannungsregelung des ESR aufgrund interner Fehler durch einen Bypass die Weiterversorgung gewährleistet wird, sich infolgedessen aber ggf. Grenzwertverletzungen ergeben, wenn sich die Netzzustände ändern. Daher ist die Regelung zügig wiederherzustellen. [3]

12.2.4 Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Unter einem DNA wird im Rahmen dieses Leitfadens verstanden, dass ein sekundärtechnisches System mittels dezentraler Messsensorik im Netz (Netzüberwachung) den pro Spannungsebene jeweils aktuellen Netzzustand bestimmen und mittels Aktorik steuern bzw. regeln (Netzregelung) kann. Die Netzüberwachung ermöglicht dem NB u. a. einen einfachen Netzbetrieb, eine frühzeitige Identifikation von eventuellen Grenzwertverletzungen und eine schnelle Fehlerlokalisierung. Basierend darauf kann das DNA – mit dem Ziel einer Vermeidung von Grenzwertverletzungen – im Netz befindliche Aktorik regeln. Das DNA kann je nach Anwendungszweck Voraussetzung für verschiedene innovative Technologien wie z. B. Blindleistungsmanagement, Energiespeicher oder dynamisches Lastmanagement sein.

12.2.4.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Ein DNA besteht generell aus einer Remote Terminal Unit (RTU), einer Kommunikationstechnik wie z. B. einem 450-MHz-Funknetz, einer Messsensorik und einer Aktorik (siehe Abbildung 12.2, Seite 104) [116]. Die RTU verarbeitet dabei die Messdaten aus der Messsensorik, um den Netzzustand zu ermitteln und steuert die Aktorik fern, um den Netzzustand zu beeinflussen. Mit der Messsensorik werden u. a. die Spannungs- und Strommessungen an entsprechenden Netzknoten durchgeführt und die Messwerte an die RTU übertragen. Die Aktorik stellt die aktive Regelung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Abhängigkeit der Regelungsart dar. Die Messsensorik, RTU und Kommunikationstechnik werden im vorliegenden Leitfaden als Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) zusammengefasst. Aktorik wird an keiner Stelle im Leitfaden benötigt, da grundsätzlich angenommen und vorausgesetzt wird, dass entsprechende Betriebsmittel und Technologien wie z. B. LIS bauseitig bereits über entsprechende Aktorik verfügen.

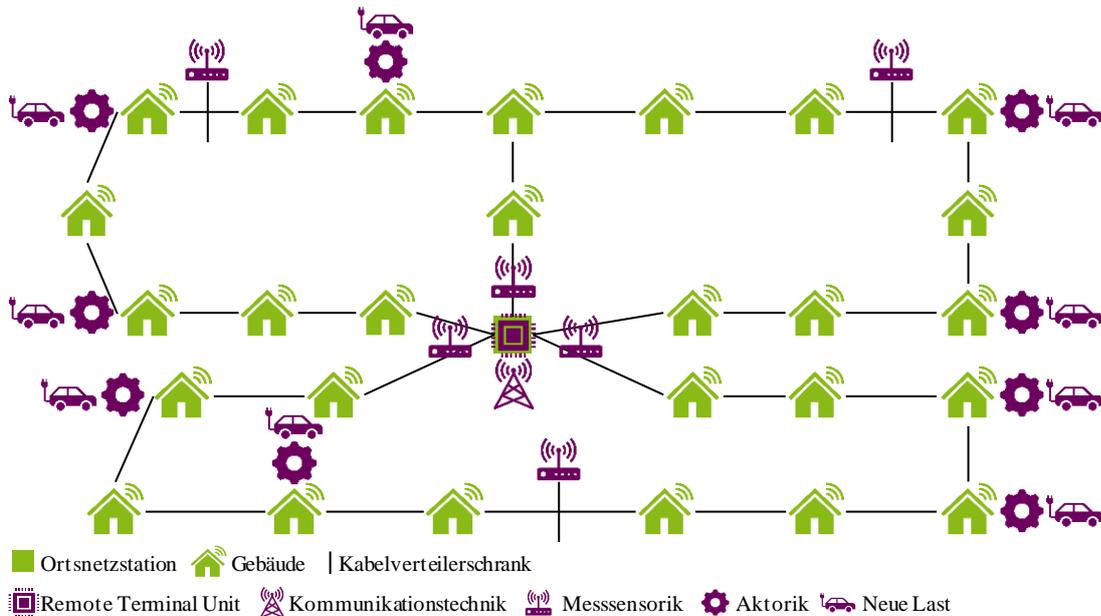


Abbildung 12.2: Komponenten eines dezentralen Netzautomatisierungssystems

Grundsätzlich müssen zur Ermittlung des Netzzustands die Spannungen und Ströme nicht an jedem Knoten gemessen werden. Mithilfe von bestehenden Algorithmen [117] zur Zustandsschätzung kann die Messsensorik nur an vereinzelt und zuvor als geeignet identifizierten Netzknoten aufgebaut werden. Für die Ausrüstung des Netzes mit MIKT werden verschiedene Varianten analysiert. Darin erfolgt eine unterschiedliche Ausstattung der Messsensorik in den Netzen. Die Varianten für den Anwendungsfall im Rahmen des dynamischen Lastmanagements (DLM) werden in Abschnitt 12.2.7.2 (Seite 112) für die NS-Ebene und in Abschnitt 12.2.7.3 (Seite 113) für die MS-Ebene definiert.

Da es sich im Leitfaden um städtische Netze handelt, wird in Bezug auf Investitionskosten für Kommunikationstechnik davon ausgegangen, dass bereits Mobilfunk vorhanden ist und für die Kommunikation des DNA verwendet werden kann. In diesem Fall müssen lediglich die DNA-Komponenten mit entsprechenden Schnittstellen ausgerüstet werden, was Kosten für die Kommunikationstechnik einspart.

12.2.4.2 Modellierung und Planungsmethode

In Bezug auf Modellierung und Planungsmethode wird an dieser Stelle auf die entsprechenden innovativen Betriebsmittel und Technologien verwiesen, für die ein DNA notwendig ist.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise der Umfang der Netzüberwachung, der Netzregelung sowie der geforderte Anwendungszweck zu identifizieren. Infolgedessen kann anschließend die Ausprägung des DNA festgelegt werden, da der Aufbau der Messsensorik (und ggf. Aktorik) davon abhängig ist und somit gleichermaßen Einfluss auf die Kosten nimmt.

12.2.4.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

In Bezug auf zu berücksichtigende Normen und das Regelwerk wird an dieser Stelle auf die entsprechenden innovativen Betriebsmittel und Technologien verwiesen, für die ein DNA notwendig ist.

12.2.4.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Sofern ein DNA noch keine Standard-Technologie darstellt, ist zum einen zunächst das entsprechende Betriebspersonal zu schulen, weil durch den Betrieb eines DNA zusätzliche Aspekte zu berücksichtigen sind, die neben der jeweils verbauten Technik auch die Wirkungsweisen der jeweiligen Anwendungsfälle einschließen. Zum anderen ist zu beachten, dass ein DNA in Zukunft auch für weitere netztechnische Fragestellungen genutzt werden kann. So besteht die Möglichkeit, Spannungsunterbrechungen oder Kurzschlussströme zu detektieren und zu lokalisieren. Wenn dann ein in der NS-Ebene eingesetztes DNA in ein DNA der vorgelagerten MS-Ebene eingebunden bzw. integriert wird, können so sämtliche Daten und Informationen auch an die Leitstelle übermittelt werden, was eine spannungsebenenübergreifende Netzüberwachung und -regelung optimiert. Somit ergibt sich im Wesentlichen der Vorteil für den Netzbetrieb und die Netzplanung darin, dass die jeweiligen Netzzustände transparent vorliegen und das Netz nicht für bestimmte Betriebspunkte ausgelegt werden muss, wenn kein DNA nutzbar ist. Daher muss sichergestellt werden, dass die gemessenen Werte den realen Spannungen und Strömen entsprechen. Neben einer regelmäßigen Überprüfung der verbauten Messsensorik muss darauf geachtet werden, dass ein DNA im Gegensatz zu anderen (innovativen) Betriebsmitteln, wie z. B. einem rONT, eine verhältnismäßig kurze Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren hat. Im Umkehrschluss sind Soft- und Hardware in regelmäßigen Abständen zu prüfen. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass bei einer Störung oder einem Ausfall des DNA keine bzw. keine vollumfängliche Netzregelung mehr vorgenommen werden kann und sich somit nicht zulässige Netzzustände mit Grenzwertverletzungen ergeben können. Als potenzielle Lösung zur Vermeidung von Grenzwertverlet-

zungen bieten sich hier voreingestellte und durch den NB vorgegebene Rückfallwerte an, die automatisch von steuerbaren Verbrauchs- oder Erzeugungseinrichtungen eingestellt und i. d. R. vom NB parametrisiert werden [118].

12.2.5 Energiespeicher

Unter einem Energiespeicher (ESP) wird im Rahmen dieses Leitfadens ein Betriebsmittel verstanden, das zu einem Zeitpunkt die elektrische Energie vom Netz aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt die Energie in das Netz zurück einspeisen kann. Die Speicherung kann z. B. dahingehend erfolgen, dass ein Batteriespeicher elektrische Energie aufnimmt, chemisch zwischenspeichert, zu einem definierten Zeitpunkt umwandelt und als elektrische Energie zurück an das Netz abgibt. Im Weiteren wird daher unter einem ESP ein Batteriespeicher verstanden. [3]

12.2.5.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Generell gibt es verschiedene Geschäftsmodelle für ESP. Ein Geschäftsmodell beschreibt den marktdienlichen Einsatz, bei dem anhand der aktuellen Strompreise die Energie aufgenommen und wieder abgegeben wird. Ein weiteres Geschäftsmodell ist der netzdienliche Einsatz. Hierbei wird Energie gespeichert, wenn entweder eine hohe Wirkleistungseinspeisung durch z. B. PVA oder ein geringer Leistungsbedarf durch Letztverbraucher besteht. Die zu diesen Zeitpunkten zwischengespeicherte Energie kann dann als Wirkleistung zu einem späteren Zeitpunkt zur Behebung von Grenzwertverletzungen wieder abgegeben werden. In [28] werden die beiden Betriebsmodi genauer spezifiziert. Darin wird definiert, dass sich der ESP beim Energiebezug aus dem öffentlichen NS-Netz bzw. aus einer Erzeugungsanlage aus Netzsicht wie eine Bezugsanlage verhält. Dagegen verhält er sich bei einer Energielieferung in das öffentliche NS-Netz bzw. in ein Netz einer Kundenanlage aus Netzsicht wie eine Erzeugungsanlage. Daneben wird auch der Inselbetrieb innerhalb einer Kundenanlage genauer definiert.

Im Folgenden wird nur der netzdienliche Einsatz betrachtet, bei dem der ESP die jeweilige Knotenspannung und Leitungsauslastung dadurch beeinflusst, dass die Wirk- und Blindleistung aufgenommen oder abgegeben wird. Durch den Einsatz eines DNA können die Lade- und Entladevorgänge grundsätzlich in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustandes geregelt werden, um die Grenzwerte in Bezug auf Strom und Spannung einzuhalten. Bei Grenzwertverletzungen im Betriebspunkt „Starklast“ wird vom ESP elektrische Energie in das Netz eingespeist und im Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ wird beim Vorhandensein von Grenzwertverletzungen Energie eingespeichert. Ein ESP kann somit für beide Betriebspunkte eingesetzt werden, wohingegen ein Lastmanagement nur Lasten regeln kann und daher nur für den Betriebspunkt „Starklast“ relevant ist. Für den Einsatz eines ESP ist es wichtig, dass der jeweilige ESP so dimensioniert ist, dass er die max. notwendige elektrische Energie entweder aufnehmen oder abgeben kann, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. [3]

12.2.5.2 Modellierung und Planungsmethode

Die im Leitfaden verwendete Modellierung sieht vor, dass der ESP netzdienlich betrieben wird und sich im Eigentum des NB befindet. Dabei wird der ESP zur Behebung von Spannungsband- und Leitungsüberlastungen eingesetzt. Im Falle von Spannungsbandverletzungen bietet sich z. B. eine Positionierung nahe eines Strangendes, also eines Spannungsschlechtpunktes, an. Im Falle von Leitungsüberlastungen wird dagegen z. B. eine Positionierung nahe von Kabelverteilerschränken angestrebt. Der ESP wird ohne Zeitreihenberechnung so modelliert und dimensioniert, dass am Beispiel des Betriebspunktes „Starklast“ die zur Einspeisung notwendige Wirkleistung zur Behebung von Grenzwertverletzungen ermittelt wird. Hierfür werden die aktuell am Markt erhältlichen Leistungsklassen verwendet. Die Kapazität wird pauschal auf zwei Stunden angesetzt und entsprechend bei den Betriebsmittelkosten berücksichtigt.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise Grenzwertverletzungen auf Basis von Leistungsflussanalysen bekannt, um die Positionierung und Dimensionierung identifizieren zu können. Bei der Positionierung ist ergänzend wichtig festzustellen, ob an potenziellen Standorten eigentumsrechtliche Genehmigungen erforderlich sind, da ansonsten kein ESP in Betrieb genommen werden kann. In Bezug auf die korrekte Dimensionierung (Leistung und Kapazität) kann ggf. eine zeitreihenbasierte Leistungsflussberechnung durchgeführt werden. Hierzu sind dann ergänzend Last- und Einspeiseprofile für die jeweiligen Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen notwendig.

12.2.5.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

In [28] werden besondere Anforderungen an den Betrieb von ESP in der NS-Ebene gestellt. Neben den bereits oben beschriebenen bzw. definierten Betriebsmodi werden Angaben zu u. a. Anforderungen an Mess- und Betriebskonzepte, Lastmanagement, Symmetrie und Überwachung der Einspeiseleistung, Blindleistung, Wirkleistungssteuerung sowie Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz gemacht. Darüber hinaus wird in [28] gefordert, dass ESP bei einer Summen-Bemessungsleistung $S_{\Sigma} > 12 \text{ kVA}$ je Kundenanlage einer vorherigen Beurteilung und Zustimmung des NB bedarf. In Ergänzung hierzu wird in [66] festgestellt, dass die Inbetriebsetzung eines ESP ohne Zustimmung des NB die Sicherheit des Netzbetriebs und die Spannungsqualität im Netz gefährden kann. In ähnlicher Weise werden in [38] besondere Anforderungen an den Betrieb von ESP in der MS-Ebene gestellt.

12.2.5.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Sofern ein ESP noch kein Standard-Betriebsmittel darstellt, ist zum einen zunächst das entsprechende Betriebspersonal zu schulen, da durch den Betrieb eines ESP zusätzliche Aspekte zu berücksichtigen sind, die neben der jeweils verbauten Technik auch die oben beschriebenen Lade-

und Entladevorgänge einschließen. Die Leistungsfähigkeit eines ESP ist stark von der Temperatur abhängig, weswegen der ESP für einen optimalen Betrieb in einer gekühlten, trockenen Umgebung aufbewahrt werden muss. Ein Vorteil bei ESP ist, dass die Speicherkapazität und -nennleistung aufgrund der zumeist modularen Bauweise flexibel vergrößert werden kann. Im Gegensatz dazu sind Standard-Betriebsmittel zumeist nur in bestimmten diskreten Leistungsgrößen vorhanden.

Je nach Ausgestaltung des ESP ist ein DNA notwendig oder nicht. Bei einer rein statischen Wirkleistungseinspeisung zu festgelegten Zeiträumen hat der NB keine weiteren Aspekte zu beachten und muss die Vorgaben nur im Dauerbetrieb berücksichtigen. Wird dagegen ein DNA genutzt, gelten die Auswirkungen auf den Netzbetrieb gemäß Abschnitt 12.2.4.4.

12.2.6 Blindleistungsmanagement

Unter einem Blindleistungsmanagement (BLM) wird im Rahmen dieses Leitfadens verstanden, dass ein gezielter Austausch von Blindleistung zwischen LIS und dem Netz vorgenommen wird. Dabei wird durch die Änderung des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ das Verhältnis zwischen Wirk- und Scheinleistung in Abhängigkeit des Phasenwinkels zwischen Strom und Spannung beschrieben. [3]

12.2.6.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Im Rahmen des BLM gibt es zwei grundsätzliche Prinzipien. Das erste Prinzip stellt ein statisches BLM dar, bei dem z. B. ein fester Sollwert für den Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ oder eine Kennlinie vorgeben wird. Das zweite Prinzip wird über ein DNA realisiert und kann somit dynamisch in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustandes ausgestaltet werden. [3]

Unter Anwendung des BLM kann der Betrag der Spannung an Netzknoten beeinflusst werden, wenn der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung angepasst wird. Dabei besteht grundsätzlich die Möglichkeit, die Spannung herabzusenken, wenn im Falle einer Wirkleistungseinspeisung durch z. B. PVA ein Spannungsanstieg entlang der Leitung verursacht wird. Dagegen kann im Falle einer Wirkleistungsentnahme durch z. B. LIS oder WP und infolgedessen einer Spannungsabsenkung im Netz durch ein BLM die Spannung wieder angehoben werden. In jedem Fall wird bei gleichbleibender Wirkleistungseinspeisung oder -entnahme die Scheinleistung und gleichermaßen der Strom erhöht. Der Abbildung 12.3 (Seite 109) können die drei grundsätzlichen Wirkungsweisen auf Basis entsprechender Zeigerdiagramme entnommen werden. [3]

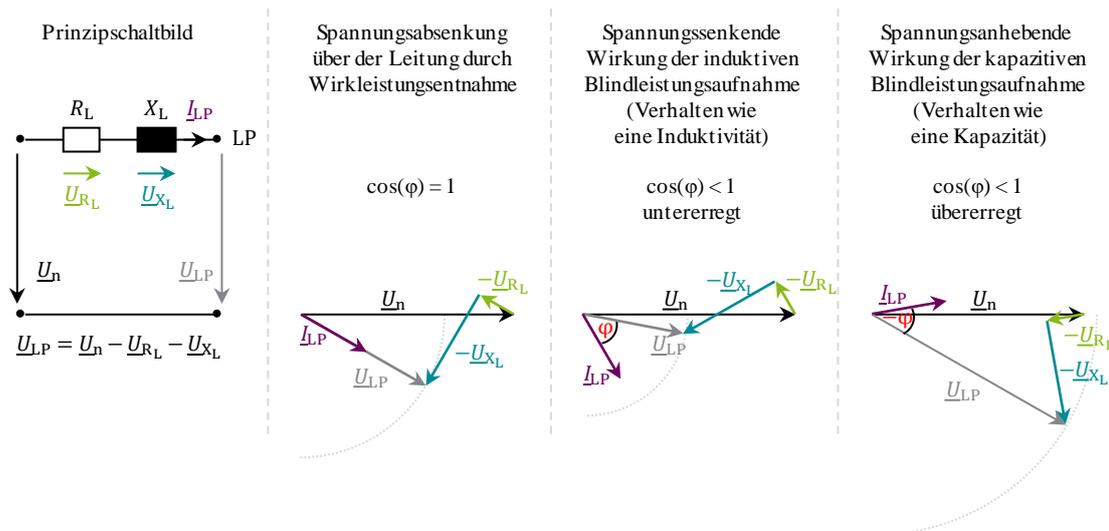


Abbildung 12.3: Prinzipschaltbild und Wirkungsweise des Blindleistungsmanagements auf Basis von [3]

12.2.6.2 Modellierung und Planungsmethode

Die im Leitfadens verwendete Modellierung sieht vor, dass unabhängig davon, ob es sich um ein statisches oder dynamische BLM handelt, ein fester Leistungsfaktor in Abhängigkeit der Ladeleistung eingestellt wird.

Folgende Werte werden auf Basis der *VDE-AR-N 4100* als feste Sollwerteneinstellung für LP in einer Netzberechnungssoftware eingestellt:

- $P_{LL} = 3,7$ kW unberührt
- $P_{LL} = 11$ kW auf $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{kapazitiv}}$
- $P_{LL} > 22$ kW auf $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{kapazitiv}}$

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise solche Informationen über Ladeeinrichtungen vorhanden, die sicherstellen, dass eine Anpassung bzw. Regelung des $\cos(\varphi)$ über ein BLM möglich ist. Aus rechtlicher Sicht ist dabei zu berücksichtigen, dass, je nachdem, ob es sich um private oder öffentliche LIS handelt, personenbezogene Daten erhoben werden bzw. Daten, mit denen Rückschlüsse auf Letztverbraucher gezogen werden können. Hier bleibt abzuwarten, wie diesen grundsätzlichen Fragestellungen perspektivisch begegnet werden.

12.2.6.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Die unter Abschnitt 12.2.6.2 festgelegten Werte für die Modellierungen basieren auf den Vorgaben der *VDE-AR-N 4100*. Darin wird unter Punkt 10.6.3 geschrieben, dass „für den Betriebsmodus „Energiebezug“ (Ladevorgang) im Sinne der *DIN EN ISO 17409* [119] bei P_n ein $\cos(\varphi)$ von $\geq 0,95$, im Leistungsbereich $5\% P_n \leq P < 100\%$ ein $\cos(\varphi) = 0,9$ bis 1 einzuhalten ist. Dieser Wertebereich ist im Falle des DC-Ladens durch die DC-Ladeeinrichtung und im Falle des AC-

Ladens durch das Elektrofahrzeug sicherzustellen. Im Falle von DC-Ladeeinrichtungen sowie induktiven Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen mit einer Bemessungsleistung > 12 kVA darf der NB im Betriebsmodus „Energiebezug“ zusätzlich eine Blindleistungsfähigkeit (eine $Q(U)$ -Kennlinie), eine $\cos(\varphi)$ (P)-Kennlinie oder einen Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ in dem Bereich zwischen $0,90_{\text{induktiv}}$ und $0,90_{\text{kapazitiv}}$ vorgeben, ggf. über eine Schnittstelle. Dies gilt für Ladeeinrichtungen innerhalb und außerhalb von Gebäuden. Es ist beabsichtigt, diese Funktionalität der Blindleistungsstellfähigkeit auch auf das AC-Laden auszuweiten und in der *DIN EN ISO 17409* zu verankern.“ [28]

12.2.6.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Je nach Ausgestaltung des BLM ist ein DNA notwendig oder nicht. Bei einer rein statischen Sollwertvorgabe an der jeweiligen Ladeeinrichtung hat der NB keine weiteren Aspekte zu beachten und muss die Vorgaben nur im Dauerbetrieb berücksichtigen. Wird dagegen ein DNA genutzt, gelten die Auswirkungen auf den Netzbetrieb gemäß Abschnitt 12.2.4.4.

12.2.7 Dynamisches Lastmanagement

Unter einem DLM wird im Rahmen dieses Leitfadens verstanden, dass LIS und WP als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß [47] nach Vorgabe des NB²³ zur Sicherstellung des Netzbetriebes gesteuert werden [28]. Dabei erfolgt die Steuerung bzw. Regelung der Wirkleistung in Abhängigkeit des jeweils aktuellen Netzzustandes in Bezug auf Spannung und Strom.

12.2.7.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Die grundsätzliche Wirkungsweise sieht vor, dass die jeweilige Ladeleistung (Wirkleistung) in Abhängigkeit des Netzzustandes geregelt wird und so Grenzwertverletzungen in Bezug auf Strom und Spannung verhindert werden sollen. Da flächendeckende Anwendungsfälle seitens NB bisher noch nicht bekannt sind, werden nachfolgend drei verschiedene Varianten des DLM im Rahmen des Leitfadens erläutert und angewendet.

Zunächst ist es wichtig, dass im Rahmen eines DLM Benutzerfreundlichkeit ohne Diskriminierung gegeben ist. Bezugnehmend auf [28] sowie Abschnitt 6.2, müssen Ladeeinrichtungen mit einer Summen-Bemessungsscheinleistung²⁴ $S_{\Sigma} > 12$ kVA vom NB nach ausgiebiger Prüfung genehmigt werden. Dagegen müssen Ladeeinrichtungen mit einer Summen-Bemessungsscheinleistung $S_{\Sigma} \leq 12$ kVA nur angemeldet werden. Dies ist vorrangig für pLP relevanter, da sie perspek-

²³ Ein kundenseitiges Lastmanagement ist nicht vorhanden.

²⁴ z. B. ein Ladepunkt mit $P_{LL} = 22$ kW oder vier Ladepunkte mit jeweils $P_{LL} = 3,7$ kW

tivisch unkoordinierter und flächendeckender als öLP, die zumeist von Anfang an eine Einzelplanung darstellen, beantragt werden. Im Bereich von WP können diese, sofern dies bauseitig im Vorfeld ermöglicht wird, gemäß Abschnitt 4.4 über Sperrzeiten angesteuert werden.

Aus den o. g. Gründen können der Tabelle 12.2 drei verschiedene Varianten des DLM entnommen werden. Dabei stellt DLM-Variante 1 eine aus WP und LIS kombinierte Steuerung im privaten Bereich dar, wohingegen in DLM-Variante 2 nur die private Ansteuerung der LIS vorgenommen wird. DLM-Variante 3 hingegen analysiert die Auswirkung einer ausschließlichen Steuerung der öffentlichen LIS ohne Berücksichtigung des privaten Bereichs.

Es ist jedoch an dieser Stelle anzumerken, dass sowohl DLM-Variante 1 als auch DLM-Variante 3 aktuell eher theoretische Szenarien darstellen. Auf der einen Seite muss zwingend berücksichtigt werden, dass WP nach dem jeweiligen Sperrzeitfenster i. d. R. wieder mit voller Leistung eingeschaltet werden. Je nachdem, ob es sich dann um ein Höchstlastzeitfenster handelt oder nicht, können dann weiterhin Grenzwertverletzungen auftreten. Auf der anderen Seite wird bisher noch nicht angestrebt, öffentliche LIS im großen Maßstab zu steuern. Vor dem Hintergrund dieser Erläuterungen wird dennoch analysiert, welche Auswirkungen diese beiden DLM-Varianten auf die Netzplanung haben, um einen breiten Korridor aufspannen und die später generierten Ergebnisse einordnen, interpretieren und in einen größeren Zusammenhang bringen zu können.

Tabelle 12.2: Steuerung der Lasten in den drei Varianten des dynamischen Lastmanagements („X“: gesteuert, „O“: nicht gesteuert)

Steuerbare Lasten	DLM-Variante 1	DLM-Variante 2	DLM-Variante 3
Wärmepumpen	X	O	O
3,7-kW-pLP	O	O	O
11-kW-pLP	X	X	O
22-kW-pLP	X	X	O
11-kW-öLP	O	O	X
22-kW-öLP	O	O	X
50-kW-öLP	O	O	X
150-kW-öLP	O	O	X

12.2.7.2 Modellierung und Planungsmethode in der Niederspannung

In Abbildung 12.4 ist das grundlegende und stark vereinfachte Funktionsprinzip dargestellt. In beiden Planungsperspektiven wird zunächst ermittelt, ob Grenzwertverletzungen vorhanden sind. Wenn dies der Fall ist, werden bei Vorhandensein von WP diese zuerst ausgeschaltet. Hintergrund sind für Sperrzeiten Wärmespeicher notwendig, damit der Letztverbraucher keine Komforteinbußen wahrnimmt, was im Falle einer vorrangigen Steuerung der LIS ansonsten nicht der Fall ist. Sofern die WP ausgeschaltet werden und weiterhin Grenzwertverletzungen vorhanden sind, wird die Leistung der steuerbaren Ladepunkte prozentual gleichmäßig so lange reduziert, bis entweder die Grenzwertverletzungen behoben oder eine min. Leistung von $P_{LL} = 3,7 \text{ kW}$ erreicht wird. Im Detail wird bei der Modellierung des DLM ebenfalls zwischen beiden Planungsperspektiven (siehe hierzu Abschnitt 7.6) unterschieden. [120]

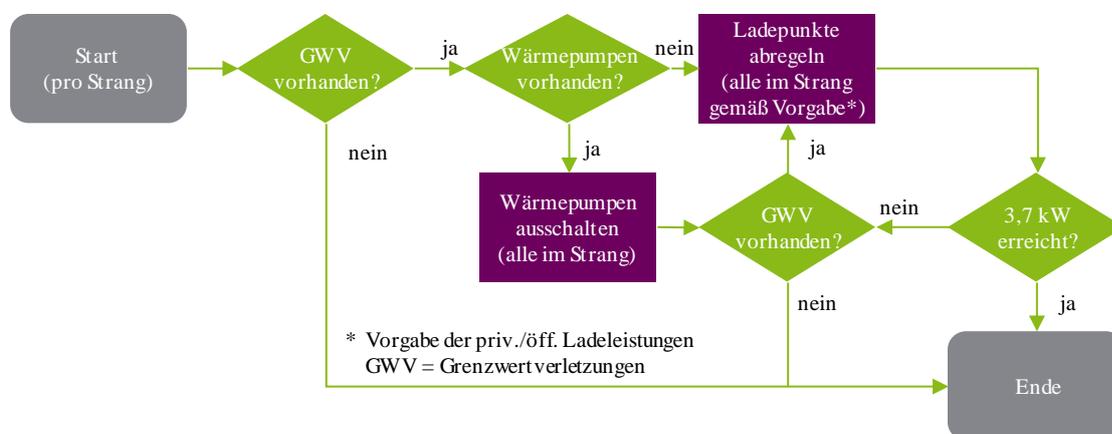


Abbildung 12.4: Grundlegendes Funktionsprinzip des dynamischen Lastmanagements in der Niederspannungsebene

Aufbau und Varianten der Messsensorik

Um ein DLM in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustandes anwenden zu können, ist neben einer RTU als Grundbetrag auch Messsensorik für die jeweilige Netztopologie notwendig. Für die verwendete Messsensorik wird dabei pauschal angenommen, dass max. vier Abgänge gemessen werden können, sodass entweder eine aufgebaute Messsensorik an der NS-Hauptverteilung der ONS vier Abgänge für die Ströme messen kann – wobei nur $(n-1)$ benötigt wird – oder eine Messsensorik zur Spannungsschlechtpunktmessung in einer Masche oder einem Abgang genutzt werden kann. Der Abbildung 12.5 (Seite 113) können hierzu vier Beispiele entnommen werden. Im Falle von 1a) sind insgesamt fünf Strecken überlastet, weshalb fünfmal Messsensorik für Spannungsschlechtpunktmessungen sowie zweimal für die NS-Hauptverteilung vorgesehen ist. In 1b) wird zweimal Messsensorik weniger benötigt, da nur vier Strecken überlastet sind. Sofern ein vermaschtes Netz mit Messsensorik ausgestattet werden muss, ist im Falle von 2a) nur zweimal Messsensorik notwendig, da in einer Masche nur drei Stammstrecken vorhanden und überlastet sind. In 2b) wird dreimal Messsensorik benötigt, da die Masche aus insgesamt fünf überlasteten Stammstrecken besteht. In allen Fällen muss zusätzlich die RTU mit einkalkuliert werden. [83]

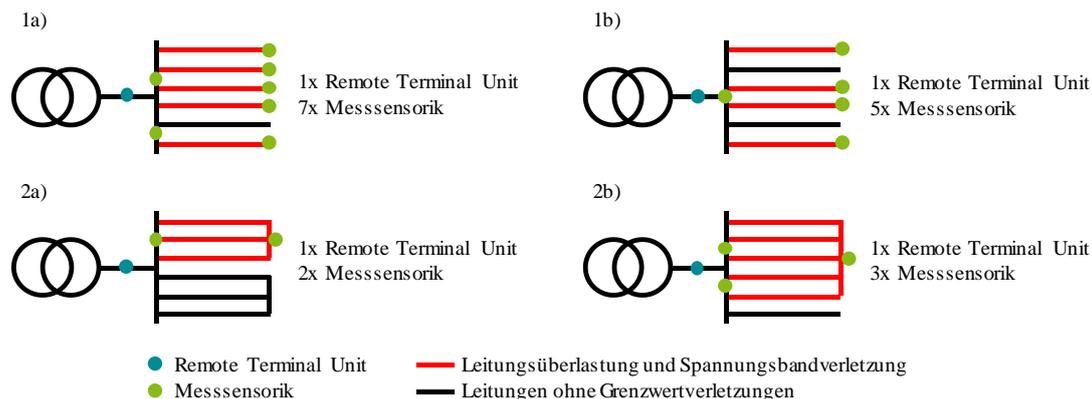


Abbildung 12.5: Verschiedene Ausstattungsvarianten der Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik für die Kostenberechnung in der Niederspannungsebene auf Basis von [83]

Um ein breiteres Spektrum bei der Kostenbewertung berücksichtigen zu können, wird der angewendete Aufbau von Messsensoren kostenseitig in vier verschiedenen Betrachtungen bewertet. Zum einen wird die Vollausrüstung (V) berücksichtigt, die notwendig ist, wenn keine MIKT vorhanden ist. Darin notwendig werden der Grundbetrag sowie Messsensoren an der NS-Hauptverteilung sowie an den Schlechtpunkten. Sofern allerdings auf Schlechtpunktmessungen verzichtet werden kann, werden nur Kosten für den Grundbetrag und die Messsensoren (M) an der NS-Hauptverteilung berücksichtigt. Wenn dagegen angenommen werden kann, dass sich bereits Messsensoren in den Netzen befindet oder perspektivisch durch Messwerte von intelligenten Messsystemen zur Verfügung gestellt werden kann – an dieser Stelle wird nicht weiter diskutiert, wie diese Messwerte zur Verfügung gestellt werden können – ist nur der Grundbetrag (G) als dritte Variante kostenseitig zu bewerten. Die letzte Variante stellt die bereits vollumfänglich vorhandene MIKT dar, auf die für ein DLM zurückgegriffen werden kann, sodass keinerlei weitere Kosten (0) für die Integration eines DLM anstehen. [83]

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise solche Informationen über LP vorhanden, die sicherstellen, dass eine Anpassung bzw. Regelung der Wirkleistung über ein DLM möglich ist. Aus rechtlicher Sicht ist dabei zu berücksichtigen, dass, je nachdem, ob es sich um private oder öffentliche LIS handelt, personenbezogene Daten erhoben werden bzw. Daten, mit denen Rückschlüsse auf Letztverbraucher gezogen werden können. Hier bleibt abzuwarten, wie diesen grundsätzlichen Fragestellungen perspektivisch begegnet wird.

12.2.7.3 Modellierung und Planungsmethode in der Mittelspannung

Die Anwendung von DLM in MS-Netzen ist prinzipiell eine spannungsebenenübergreifende Maßnahme. Um Grenzwertverletzungen in der MS-Ebene zu beheben, greift das DLM auf die nachgelagerten Lasten in der NS-Ebene zu, die ggf. für sich betrachtet zu keinen Grenzwertverletzungen im jeweiligen NS-Netz führen. Außerdem kann es in bestimmten Fällen zu einer Diskriminierung führen, wenn die Lasten in einem Abgang abgeregelt werden müssen, weil diese

von einer überlasteten Strecke in der MS-Ebene versorgt werden, wohingegen jedoch keine Lasten in einem nahegelegenen anderen Straßenzug abgeregelt werden. Je nach Planungsperspektive regelt das DLM dabei entweder alle Lasten im MS-Netz oder spezifische Lasten in einem Abgang ab (siehe Abschnitt 12.2.7.2). Die drei DLM-Varianten gemäß der Tabelle 12.2 werden ebenfalls in der MS-Ebene angewendet.

Aufbau und Varianten der Messsensorik

Für das DLM wird ein DNA (siehe Abschnitt 12.2.4) benötigt. Somit wird eine RTU, Kommunikationstechnik und Messsensorik am Netzknoten notwendig, um den Netzzustand zu ermitteln. Für die Anwendung des DLM wird angenommen, dass alle LP bereits mit Aktorik ausgerüstet sind und vom DLM angesteuert werden können.

Um in den Analysen den Einfluss der MIKT-Kosten auf das Kosteneinsparpotenzial von DLM gegenüber der konventionellen Planung zu untersuchen, werden sechs Kostenvarianten des DLM in der MS analysiert. Die Kostenvarianten unterscheiden sich in der MIKT-Ausstattung (siehe Abbildung 12.6, Seite 115) und sind wie folgt definiert:

1. Volle Kosten:
(MS+NS) Die Kosten der MIKT für sowohl die MS- als auch die nachgelagerte NS-Ebene werden der MS-Ebene zugerechnet. In diesem Fall müssen die nachgelagerten NS-Netzen mit Messsensorik ausgestattet werden.
2. Hälfte der Kosten:
(MS + 50 % NS) Die Kosten der MIKT für die MS zzgl. die Hälfte der Kosten für die Messsensorik in der nachgelagerten NS-Ebene werden in der MS-Ebene zugerechnet. In diesem Fall müssen nur die ONS-Transformatoren mit Messsensorik ausgestattet werden und keine NS-Netze.
3. MS-Kosten:
(MS) Die NS-Ebene ist bereits mit MIKT ausgestattet und liegt der MS-Ebene zur Verfügung. Hier ist die MIKT nur noch in der MS-Ebene notwendig. In diesen Fall müssen lediglich ca. 25 % aller ONS mit Messsensorik ausgestattet werden [121].
4. Reduzierte MS-Kosten:
(RedMS) Die MS-Ebene ist teilweise mit Messsensorik ausgestattet, sodass hier nur eine reduzierte Einrichtung von MIKT notwendig ist.
5. Grundbetrag:
(G) Die Messsensorik liegt in der MS-Ebene bereits vor, aber ein Grundbetrag zur Errichtung des DLM bleibt erforderlich.
6. Ohne:
(0) Die MIKT in der MS- und der NS-Ebene ist bereits vorhanden und das DLM kann die MIKT ohne weitere Kosten nutzen.

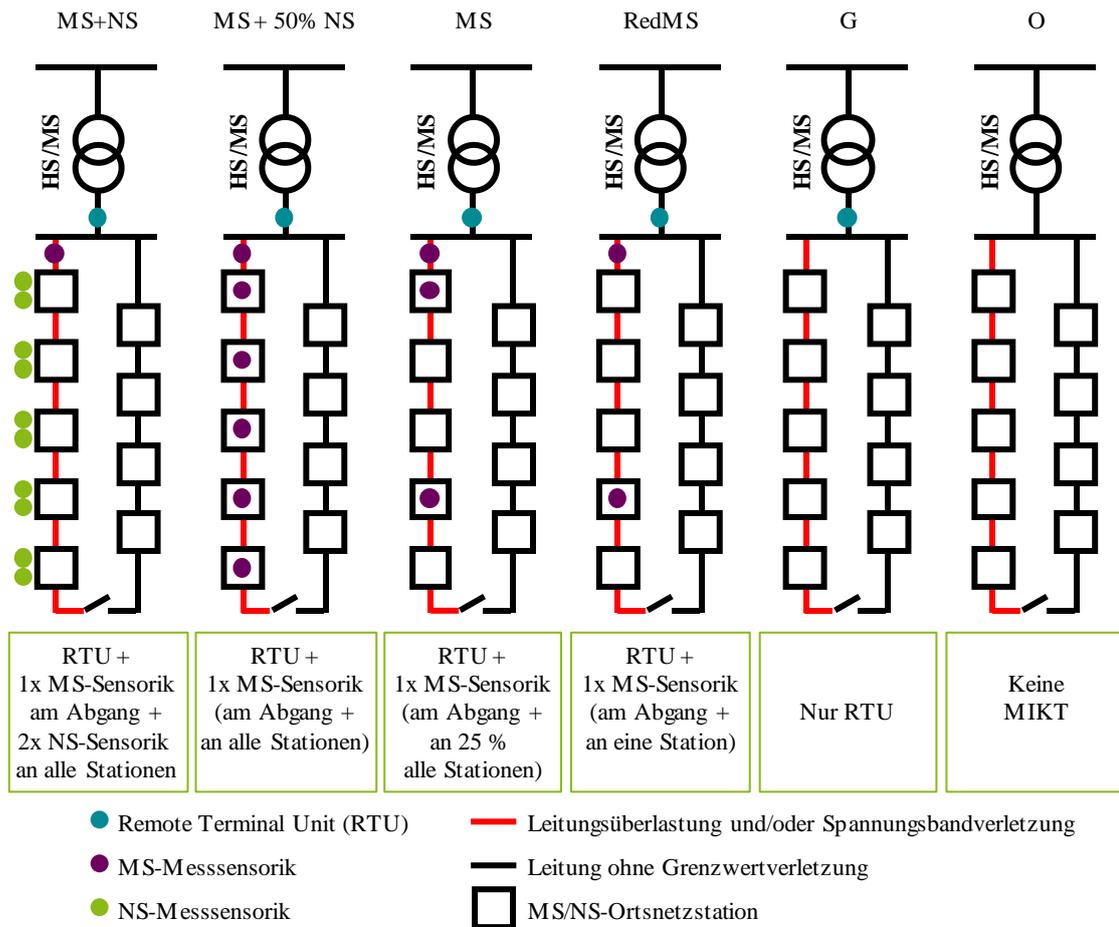


Abbildung 12.6: Verschiedene Ausstattungsvarianten der Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) für die Kostenberechnung in der Mittelspannungsebene

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Abhängig von der Anwendungsperspektive des DLM wird die Messsensorik ins Netz integriert. Im Anschluss werden die Daten erhoben und analysiert. In der Planungsperspektive des UW ist lediglich die Auslastung des HS/MS-Transformators notwendig, um die Wirksamkeit des DLM zu prüfen. In der Planungsperspektive der Abgänge werden sowohl die Auslastung der Abgänge als auch die jeweiligen Knotenspannungen untersucht, um den Erfolg des DLM zu beurteilen.

Die Abbildung 12.7 (Seite 116) stellt die grundsätzliche Vorgehensweise zur Anwendung des DLM in der MS-Ebene dar. Wenn der HS/MS-Transformator überlastet ist und festgestellt wird, dass durch DLM die Überlastung des Transformators vermieden werden kann, muss die Messsensorik sowohl am Transformator als auch an den Abgängen und nachgelagerten Stationen platziert werden. Wenn das DLM nur für die Planungsperspektive der Abgänge benötigt wird, ist die Messsensorik nur in den betroffenen Abgängen und deren nachgelagerten Stationen zu integrieren.

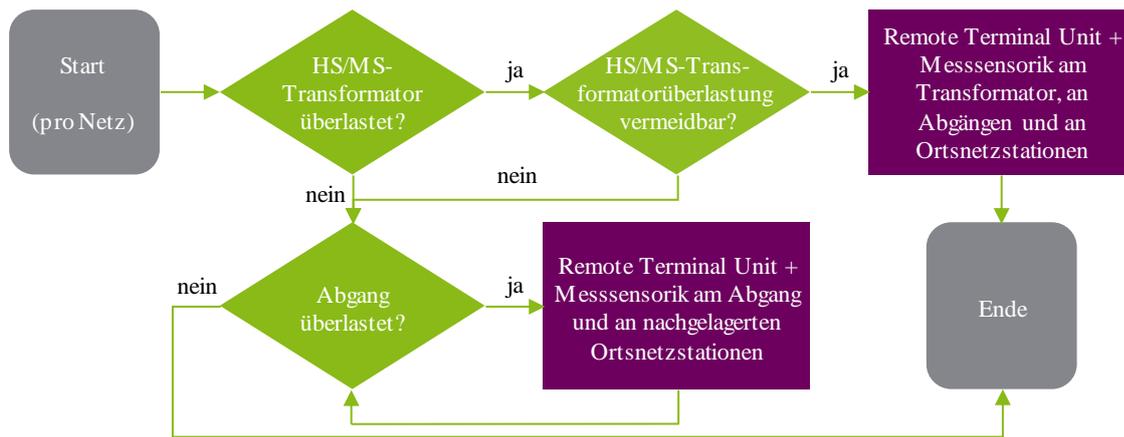


Abbildung 12.7: Grundlegendes Funktionsprinzip des dynamischen Lastmanagements in der Mittelspannungsebene

12.2.7.4 Modellierung und Planungsmethode in der Hochspannung

Die im Leitfaden verwendete Modellierung sieht einen vereinfachten Ansatz vor, bei dem davon ausgegangen wird, dass die ursprünglich angesetzte Verteilung der Ladeleistungen der in den unterlagerten Spannungsebenen angeschlossenen LP durch eine theoretische Regelmaßnahme auf einen min. Leistungswert von $P_{LL} = 3,7 \text{ kW}$ herabgesetzt wird. Für die HS-Ebene wird demnach der Ansatz einer Begrenzung der Ladeleistung verfolgt. Die Begrenzung erfolgt einerseits nur für pLP und andererseits in einem zweiten, theoretischen Schritt für die gesamten verteilten LP (privat, öffentlich und Einpendler) mit dem Ziel, die Effekte einer max. Abregelung zu untersuchen. Hintergrund dieses Ansatzes ist die Annahme, dass ein DLM der aktuellen Netzsituation entsprechend, wie dies in der NS- und MS-Ebene erfolgt bzw. beschrieben ist, für die HS-Ebene realistischer Weise nicht im Planungsprozess umgesetzt wird, da aufgrund von Grenzwertverletzungen im HS-Netz keine Steuersignale an die unterlagerten Ladeeinrichtungen in z. B. der NS-Ebene gesendet werden.

Auf Basis der reduzierten Ladeleistung werden die LP mit dem entsprechenden GZF beaufschlagt und im Rahmen der Planung angesetzt.

Aufbau und Varianten der Messsensorik

Für den Ansatz einer vereinfachten Anschlussleistungsbegrenzung (ALB) in der HS-Ebene wird keine ergänzende Sensorik betrachtet.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den Ansatz einer vereinfachten ALB in der HS-Ebene sind keine ergänzenden Daten notwendig.

12.2.7.5 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

In Bezug auf Normen und Regelwerk im Planungsprozess unterscheiden sich die besonderen Anforderungen an den Betrieb insbesondere von Ladeeinrichtungen für Elektromobilität zwischen den Spannungsebenen. Grundsätzlich wird jedoch in Analogie zu ESP definiert, dass der Betriebsmodus „Energiebezug“ einen Lade- sowie „Energiefreisetzung“ einen Entladevorgang darstellt. Für letzteres gelten die Regelungen der *VDE-AR-N 4105*. Mit dem Betriebsmodus „Energiefreisetzung“ (Entladevorgang) sind bspw. Konzepte wie Vehicle-to-Grid adressiert, die ggf. eine Netzstützung ermöglichen. Dieser Betriebsmodus wird nicht weiter untersucht.

Lastmanagement in der Niederspannung

Gemäß *VDE-AR-N 4100* können Ladeeinrichtungen nach Vorgaben des NB am Lastmanagement²⁵ des öffentlichen NS-Netzes teilnehmen. Unter dem dort beschriebenen Punkt 10.6.4 „Wirkleistungssteuerung“ werden u. a. verschiedene Möglichkeiten²⁶ zur Unterbrechbarkeit durch den NB für Summen-Bemessungsleistungen $S_{\Sigma} > 12$ kVA genannt. Darüber hinaus gibt es auch Anforderungen zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz sowie einer dynamischen Netzstützung. [28]

Lastmanagement in der Mittelspannung

Gemäß *VDE-AR-N 4110* müssen Ladeeinrichtungen nach Vorgaben des NB steuerbar ausgeführt werden. Die Kundenanlage muss bei steuerbarer Ausführung „ein externes Signal zur Steuerung des Lade- oder Entladevorgangs empfangen und in ein entsprechendes Anlagenverhalten umsetzen.“ [38]. In Bezug auf eine Wirkleistungsbegrenzung darf diese durch den NB erfolgen, der gleichermaßen die Vorgaben für die Steuerung bzw. Regelung macht. Darüber hinaus gibt es auch Anforderungen zum Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz. [38]

Lastmanagement in der Hochspannung

Gemäß *VDE-AR-N 4120* sind Ladeeinrichtungen mit Anschlusspunkt in der HS-Ebene nach Vorgaben des NB steuerbar auszuführen. Die Kundenanlage muss dabei „ein externes Signal zur Steuerung des Lade- oder Entladevorgangs empfangen und in ein entsprechendes Anlagenverhalten umsetzen“ [39]. Die *AR-N 4120* macht Vorgaben hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung für den Entlade- und Ladevorgang, der Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz und einer Wirkleistungsbegrenzung. Letztgenannte darf durch den NB erfolgen, der gleichermaßen die Vorgaben für die Steuerung bzw. Regelung macht. Ergänzend dazu legt die *AR-N 4120* fest, dass die „Umsetzung der Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt [...] durch eine entsprechende technische Einrichtung vom Anschlussnehmer sicherzustellen“ ist.

²⁵ z. B. durch Fernsteuerung der Ladeleistung *VDE-AR-N 4100*

²⁶ Steuerung bzw. Regelung in z. B. 10%-Schritten, eine intelligente zeitliche Steuerung oder eine Regeleinrichtung zur Netzintegration

Rechtliche Thematik und Gewährleistung der Datennutzung

Wenn Ladeeinrichtungen in der NS- oder MS-Ebene am Lastmanagement teilnehmen, sind nach *VDE-AR-N 4100* und *VDE-AR-N 4110* gesonderte vertragliche Regelungen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem NB erforderlich. In Ergänzung hierzu ist über die Norm hinaus das Thema „personenbezogene Daten“ zu berücksichtigen.

12.2.7.6 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Bei der Ausgestaltung des DLM ist ein DNA notwendig. Daher gelten die Auswirkungen auf den Netzbetrieb gemäß Abschnitt 12.2.4.4.

12.2.8 Auslastungsmonitoring

Unter einem Auslastungsmonitoring (ALM) wird im Rahmen dieses Leitfadens als übergeordneter Begriff eine Zustandsüberwachung von Leitungen verstanden. Dabei kann dies in Form eines Freileitungsmonitoringsystems bei HS-Freileitungen oder als Kabelmonitoringsystem bei HS-Kabeln unterschieden werden.

12.2.8.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Beim Freileitungsmonitoring wird die Belastung über die Temperatur des Leiterseils dynamisch auf Basis direkter oder indirekter Messverfahren bestimmt, um auf dieser Grundlage und in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen die Dauerstrombelastbarkeit anzupassen. Die Übertragungskapazität einer HS-Freileitung wird durch die max. zulässige Leiterseiltemperatur sowie den Mindestabstand zum Boden oder zu Objekten eingeschränkt. Um den Durchhang zu begrenzen, wird die Leiterseiltemperatur entsprechend *DIN EN 50182* i. d. R. auf 80 °C begrenzt, wobei diese auf konservativen Umgebungsbedingungen basiert. Bei davon abweichenden Bedingungen, bspw. bei kühlenden Effekten, kann die Stromtragfähigkeit der Freileitung u. U. erhöht werden. Mit dem Freileitungsmonitoring wird angestrebt, die aktuelle Belastungsgrenze über indirektes Monitoring durch Berechnung auf Basis von Wetterdaten oder durch direktes Monitoring durch Messungen bspw. der Seilzugspannung entsprechend den Witterungsverhältnissen anzupassen. [3]

Der Vorteil stellt sich vor allem bei windreichen Regionen ein, da hier bis zu 50 % Auslastungssteigerung möglich sind. [122]

Beim Kabelmonitoring wird das Auslastungspotenzial über eine Temperaturmessung entlang des Kabels über Lichtwellenleiter bestimmt. Die Kabelauflegung ist dabei noch von mehreren Faktoren abhängig, wie Kabelaufbau, Verlegeart und -bedingungen, Bodentemperatur und damit einhergehend andere Versorgungsleitungen. Mit einer kontinuierlichen Zustandsüberwachung der Isolierung in Abhängigkeit der aktuellen Last kann eine Optimierung der Auslastung erfolgen.

12.2.8.2 Modellierung und Planungsmethode

Für die Planung kann das Freileitungsmonitoring grundsätzlich über eine vereinfachte Modellierung und über eine konservative Annahme durch eine Berücksichtigung einer erhöhten Strombelastbarkeit entsprechend der geltenden Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Es sei aber angemerkt, dass der Mehrwert von Freileitungsmonitoringsystemen eher bei der witterungsbedingten Anpassung der Übertragungsleistung bei Abführung von Windstrom aufgrund zusätzlicher windkühlender Effekte anzusetzen ist.

Beim Kabelmonitoring durch Temperaturüberwachung wird der Anwendungsfall im Planungsprozess noch geringer eingeschätzt. Hier wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um eine rein netzbetriebliche Maßnahme handelt.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den Fall einer unternehmenseigenen Berücksichtigung eines Freileitungsmonitorings im Planungsprozess sind idealerweise Messwerte bzw. Auswertungen indirekter Messverfahren der Leiterseiltemperatur für unterschiedliche Zeitpunkte/-räume im Jahr zum Spitzenlastfall heranzuziehen, um aus diesen die Potenziale der Übertragungskapazität verschiedener Freileitungsstrecken zu berücksichtigen.

12.2.8.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Die *DIN EN 50341-1* [72], *DIN EN 50341-2-4* [123] und *DIN EN 50341-2* [124] regelt die grundsätzliche Auslegung von Freileitungen mit $U_n > 1$ kV bzw. $U_n > 45$ kV. Ergänzend dazu finden sich in der *DIN EN 50182* [71] die elektrischen und mechanischen Eigenschaften und Anforderungen, die beide die Grundlagen der Dimensionierung bilden.

Die Voraussetzungen für den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb selbst sind in der *VDE-AR-N 4210-5* festgelegt. Bei Anwendung eines Freileitungsmonitorings zur Ausnutzung von Übertragungspotenzialen in Abhängigkeit der vorliegenden Witterungsbedingungen ist aufgrund der erhöhten Strombelastungen die Einhaltung der Normen und Vorgaben zur Dimensionierung der Primär- und Sekundärtechnik zu berücksichtigen.

12.2.8.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Neben der Integration eines ALM (Freileitungs- und Kabelmonitoring) in das Leitsystem mit Mess- und Kommunikationstechnik ist vor allem die Berücksichtigung einer angestrebten höheren Auslastung bei der Dimensionierung der sonstigen im Stromkreis installierten Betriebsmittel zu beachten. Erforderliche Anpassungsmaßnahmen bei den Betriebsmitteln und der Schutztechnik sind daher zu prüfen. Ein weiterer Nebeneffekt sind erhöhte Stromverluste und eine daraus

möglicherweise resultierende Blindleistungsbereitstellung und eine schnellere Betriebsmittelalterung [3]. Der Anstieg der Strombelastung führt zudem zu erhöhten Feldstärken, die vor dem Hintergrund von Emissionsgrenzwerten beachtet werden müssen.

12.2.9 Hochtemperaturleiter

Unter Hochtemperaturleitern (HTL) wird im Rahmen dieses Leitfadens ein weiterer Ansatz zur Steigerung der Übertragungskapazitäten von Freileitungen verstanden.

12.2.9.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Im Gegensatz zu Standardleiterseilen werden bei HTL-Materialien für den Leiterseilkern verwendet, die eine dauerhafte Betriebstemperatur von über 80 °C erlauben.

Es werden grundsätzlich zwei Typen unterschieden. Bei Thermal Resistant Aluminum Leitern (TAL) ist der Aufbau mit Stahlkern ähnlich dem von konventionellen Seilen, jedoch wird dieser mit temperaturbeständigem Aluminium behandelt. Infolgedessen kann sich der Durchhang jedoch erhöhen, sodass die Mastkonfiguration ggf. überprüft werden muss.

Der zweite Typ stellt High Temperature Low Sag (HTLS) Leiter dar, die hochtemperaturfeste Materialien wie Kohle- oder Keramikfasern als Kernmaterial nutzen, um dadurch den begrenzenden Faktor der Erhöhung des Leiterseildurchhanges bei steigenden Temperaturen zu verringern [125]. Ein ggf. notwendiger Masttausch ist dann nicht erforderlich.

Ähnlich der Einschätzung zum Freileitungsmonitoring hinsichtlich des geringen Freileitungsanteils in städtischen HS-Netzen ist zudem nach dem § 43h *EnWG* in Verbindung mit der Anwendungsrichtlinie *VDE-AR-N 4202* „Vorgehensweise bei der Integration von Kabeln in 110-kV-Hochspannungsfreileitungsnetze“ [126] in Abhängigkeit der Kostenfaktoren eine Verkabelung von Freileitungen vorrangig umzusetzen. Dem Einsatz von HTL in städtischen HS-Netzen wird im Rahmen des Leitfadens eine eher geringe Bedeutung beigemessen und daher werden HTL nicht weiter betrachtet. Vor dem Hintergrund zunehmender Leitungsverluste bei Einsatz von HTL kann der Vorteil eher bei stark volatiler Belastung greifen.

12.2.9.2 Modellierung und Planungsmethode

Im Planungsprozess können HTL durch Berücksichtigung der Leitertypen mit entsprechenden Parametern im Netzberechnungsprogramm erfasst werden.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise Grenzwertverletzungen auf Basis von Leistungsflussanalysen bekannt, um die Positionierung und Dimensionierung identifizieren zu können. Es sind die technischen Kennwerte der HTL und die Mastparameter zu berücksichtigen.

12.2.9.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Für den Einsatz von HTL gelten zunächst analoge grundlegende Normen zur Auslegung von Freileitungen, bspw. *DIN EN 50341* und *DIN EN 50182*. Für eine umfassende Darstellung der gültigen Normen vor dem Hintergrund des Einsatzes von HTL wird auf den entsprechenden FNN-Hinweis verwiesen [127].

12.2.9.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Durch den Einsatz von HTL müssen diese als neue, weitere Betriebsmittel im Rahmen des Asset Managements (Instandhaltung) und damit im Betriebsablauf berücksichtigt werden. Ansonsten gelten die gleichen netzbetrieblichen Auswirkungen bzw. Effekte wie beim Einsatz eines Freileitungsmonitorings, die sich durch die erhöhte Strombelastbarkeit ergeben.

12.2.10 Leistungsflussregleinrichtung

Unter Leistungsflussregleinrichtungen werden im Rahmen dieses Leitfadens Betriebsmittel und Konzepte verstanden, über die eine Regelung der Leistungsflüsse und der Spannung im HS-Netz ermöglicht wird.

12.2.10.1 Wirkungsweise und Anwendungsfälle

Es existieren unterschiedliche Ausführungen aktiv steuernder Elemente, die überwiegend im Transportnetz (HöS-Netz), aber auch teilweise in den Verteilnetzen zum Einsatz kommen. Neben mechanisch geschalteter Blindleistungskompensation zur Spannungsregelung oder auch Phasenschiebergeneratoren zur Blindleistungsregelung sind dies zum einen auch Regeltransformatoren und Flexible-Alternating-Current-Transmissions-Systems (FACTS, „flexible AC-Übertragungssysteme“).

Regeltransformatoren können in Abhängigkeit ihrer Ausführung die Blindleistungsflüsse und/oder die Wirkleistungsflüsse beeinflussen. Dabei wird zwischen längs-, schräg- und querge-regelten Transformatoren unterschieden. Während die Längsspannungsregelung über die Blindstromverteilung die Spannung anpassen, wird über die Querspannungsregelung die Wirkstromverteilung gesteuert. Bei der längsgeführten Ausführung ist eine kombinierte Regelung von Betrag und Phase der Spannung möglich. Das Prinzip basiert grundsätzlich auf der Einprägung einer Zusatzspannung, deren Winkel den Regeltyp beeinflusst. [128]

Die HöS/HS-Kuppeltransformatoren werden mit Längs- und/oder Querregelung eingesetzt. Querregler zur Steuerung der Wirkleistungsflüsse, diese Ausführungsvariante wird als Phasenschiebertransformator realisiert, werden i. d. R. „zur Steuerung regelzoneninterner Leistungsflüsse oder aber zur Beeinflussung von Transit- und Ringflüssen an Kuppelstellen zu benachbarten Verbundpartnern“ [129] eingesetzt. Der Einsatz im HS-Netz beschränkt sich dabei auf spezifische Anwendungsfälle. [129]

FACTS stellen Regeleinrichtungen dar, die über leistungselektronische Schaltungen mittels Parallelkompensation die Knotenspannung oder mittels Reihenkompensation die Leitungsimpedanz steuern. Eine Kombination aus beiden Ausführungen ermöglicht eine umfängliche Leistungsflusssteuerung in Form eines Unified Power Flow Controllers (UPFC). [130]

Durch die Verwendung von Leistungselektronik sind die Vorteile von FACTS eine „schnelle Reaktion, häufige Änderungen und eine stufenlose Anpassung der Ausgangsgröße“. [128]

12.2.10.2 Modellierung und Planungsmethode

Für die statische bzw. strategische Planung können die Elemente eines Regeltransformators oder leistungselektronischer FACTS entsprechend ihres Reglertyps und den spezifischen Kenndaten im Netzberechnungsprogramm nachgebildet werden, um ihr jeweiliges leistungsflussabhängiges Verhalten zu berücksichtigen. Ob die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen bspw. hinsichtlich dynamischer Stabilität und Spannungsqualität gegeben ist, muss geprüft werden.

Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für den unternehmenseigenen Planungsprozess sind idealerweise Grenzwertverletzungen auf Basis von Leistungsflussanalysen bekannt, um die Positionierung und Dimensionierung identifizieren zu können.

12.2.10.3 Normen und Regelwerk im Planungsprozess

Der Einsatz von Leistungsflussregeleinrichtungen im Planungsprozess selbst wird von keiner Norm adressiert. Es sind die geltenden Normen hinsichtlich Mindestanforderungen im Netz (bspw. *DIN EN 50160* und *VDE-AR-N 4120*) und der Dimensionierung der Primär- und Sekundärtechnik zu berücksichtigen.

12.2.10.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Sofern Leistungsregeleinrichtungen noch kein Standard-Betriebsmittel darstellen, sind die grundsätzlichen Abläufe durch den Einsatz dieser Technologie anzupassen bzw. zu ergänzen. Das umfasst bspw. neben dem Asset Management im Rahmen der Instandhaltung auch die Schulung von Betriebspersonal.

12.3 Anwendung im Leitfadens

Im Rahmen der Netzplanungen wurden für den vorliegenden Leitfadens folgende Betriebsmittel und Technologien je Spannungsebene eingesetzt:

Spannungsregelung am Umspannwerk

- SUW wurde für die NS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.1.2 angewendet.
- SUW wurde nicht für die MS-Ebene angewendet, da in den untersuchten MS-Netzen kaum Spannungsbandverletzungen vorhanden und dann zumeist nur im Jahr 2050 zu erwarten waren. Gleichmaßen wurden Spannungsbandverletzungen in den ersten Stützjahren 2030 und 2040 durch Leitungsmaßnahmen infolge von Betriebsmittelüberlastungen aufgehoben.
- SUW wurde nicht für die HS-Ebene angewendet, da es keine innovative Technologie für die HS-Ebene ist.

Regelbare Ortsnetztransformatoren

- rONT wurden für die NS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.2.2 angewendet.
- rONT wurden nicht für die MS-Ebene angewendet, da in den untersuchten MS-Netzen kaum Spannungsbandverletzungen vorhanden und dann zumeist nur im Jahr 2050 zu erwarten waren. Gleichmaßen wurden Spannungsbandverletzungen in den ersten Stützjahren 2030 und 2040 durch Leitungsmaßnahmen infolge von Betriebsmittelüberlastungen aufgehoben.
- rONT wurden nicht für die HS-Ebene angewendet, da sie keine innovativen Betriebsmittel für die HS-Ebene sind.

Einzelstrangregler

- ESR wurden für die NS-Ebene aus den zwei nachfolgenden Gründen nicht angewendet:
 1. Neben NS-Netzen mit Strahlen-Topologie lagen auch vermaschte NS-Netze vor, bei denen kein ESR eingesetzt werden konnte.
 2. In NS-Netzen mit Strahlen-Topologie lagen, abhängig vom Szenario, in nahezu allen Abgängen gleichmaßen Leitungsüberlastungen vor, die nicht mit einem ESR behoben werden konnten, sodass der Einsatz eines ESR in jedem Fall teurer als der konventionelle Netzausbau war.
- ESR wurden nicht für die MS-Ebene angewendet, da in den untersuchten MS-Netzen kaum Spannungsbandverletzungen vorhanden und dann zumeist nur im Jahr 2050 zu erwarten waren. Gleichmaßen wurden Spannungsbandverletzungen in den ersten Stützjahren 2030 und 2040 durch Leitungsmaßnahmen infolge von Betriebsmittelüberlastungen aufgehoben.
- ESR wurden nicht für die HS-Ebene angewendet, da es keine innovativen Betriebsmittel für die HS-Ebene sind.

Energiespeicher

- ESP wurden für die NS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.5.2 angewendet. Da ESP jedoch in allen Fällen deutlich teurer waren als der konventionelle Netzausbau, werden ESP nicht weiter berücksichtigt.
- ESP wurden für die MS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.5.2 angewendet. Da ESP jedoch in allen Fällen deutlich teurer waren als der konventionelle Netzausbau, werden ESP nicht weiter berücksichtigt.
- ESP wurden nicht für die HS-Ebene angewendet, da der Anwendungsfall des Einsatzes eines Energiespeichers in unterlagerten Spannungsebenen dezentral gesehen wird.

Blindleistungsmanagement

- BLM wurde für die NS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.6.2 angewendet. Da durch die Anpassung des $\cos(\varphi)$ im überwiegenden Teil der Fälle zwar punktuell Spannungsbandverletzungen behoben werden konnten, allerdings Betriebsmittelüberlastungen begünstigt und teilweise verstärkt wurden, wird BLM nicht weiter berücksichtigt.
- BLM wurde für die MS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.6.2 angewendet. Da durch die Anpassung des $\cos(\varphi)$ im überwiegenden Teil der Fälle zwar punktuell Spannungsbandverletzungen behoben werden konnten, allerdings Betriebsmittelüberlastungen begünstigt und teilweise verstärkt wurden, wird BLM nicht weiter berücksichtigt.
- BLM wurde nicht für die HS-Ebene angewendet, da eine Spannungsregelung der HöS/HS-Kuppeltransformatoren angesetzt wurde und keine Spannungsbandverletzungen im HS-Netz auftraten.

Dynamisches Lastmanagement

- DLM wurde für die NS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.7.2 angewendet.
- DLM wurde für die MS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.7.3 angewendet.
- DLM wurde für die HS-Ebene gemäß Abschnitt 12.2.7.4 angewendet.

Auslastungsmonitoring

- ALM wurde nicht für die NS- und MS-Ebene angewendet, da es innovative Betriebsmittel und Technologien für die HS-Ebene sind.
- ALM in Form eines Kabelmonitorings wurde für die HS-Ebene nicht angewendet, da der Anwendungsfall im Netzbetrieb zur situativen Einschätzung der Überlastung und ggf. Ausnutzung kurzzeitiger Übertragungskapazitäten und nicht im langfristigen Planungsprozess gesehen wird. Das Freileitungsmonitoring wurde exemplarisch für die HS-Ebene angewendet. Da das witterungsbedingte Auslastungspotenzial in städtischen Strukturen geringer eingeschätzt wird, der Freileitungsanteil in städtischen Netzen kleiner und dadurch der Einspareffekt nicht signifikant ist, wird auch das Freileitungsmonitoring im Speziellen nicht weiter berücksichtigt.

Hochtemperaturleiter

- HTL wurden nicht für die NS- und MS-Ebene angewendet, da es innovative Betriebsmittel für die HS-Ebene sind.
- HTL wurden nicht für die HS-Ebene angewendet, da grundsätzlich eine Verkabelung von bestehenden Freileitungen angenommen wurde.

Leistungsflussregleinrichtungen

- Leistungsflussregleinrichtungen wurden nicht für die NS- und MS-Ebene angewendet, da es innovative Betriebsmittel und Technologien für die HS-Ebene sind.
- Leistungsflussregleinrichtungen wurden nicht für die HS-Ebene angewendet, da aufgrund der Charakteristika sowohl von Regeltransformatoren (speziell eines Phasenschiebertransformators) als auch leistungselektronischer FACTS die Anwendung bzw. die Implementierung als spezifischer Einzelfall angesehen wird. Eine netzumfangreiche Leistungsflussregelung aufgrund einer flächendeckenden Laststeigerung wird nicht als Anwendungsfall berücksichtigt.

13 Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Um die Planungsvarianten²⁷ gegenüberstellen und auswerten zu können, müssen diese mit einer einheitlichen Systematik bewertet werden.

Grundsätzlich werden die Veränderungen im Vergleich zum Bestandsnetz im Jahr 2021 bewertet, welches nur konventionelle Lasten ohne Effizienzsteigerungen sowie keine LIS oder WP enthält. Das führt gleichermaßen dazu, dass keine Instandhaltungs-, Erneuerungs- und Betriebskosten für das Bestandsnetz in der Bewertung betrachtet werden. Es werden daher ausschließlich diejenigen Betriebsmittel in der techno-wirtschaftlichen Bewertung berücksichtigt, die mittels der in Kapitel 11 und Kapitel 12 definierten konventionellen und innovativen Planungsmaßnahmen neu in die Netze eingebracht werden. Anhand verschiedener Kriterien werden die Planungsvarianten dann miteinander verglichen und bewertet, um anschließend PuB ableiten zu können.

Nachfolgend wird ein Überblick über die Bewertungskriterien gegeben, die dem Leitfaden zugrunde liegen. Neben ökonomischen Bewertungskriterien werden auch weitere netztechnische Kriterien herangezogen und die Bewertungsmethoden erläutert. Zudem werden die Investitions- und Betriebskosten inkl. der angenommenen Entwicklungen detailliert beschrieben.

13.1 Bewertungskriterien

Die verwendeten Bewertungskriterien zielen grundsätzlich darauf ab, aus verschiedenen Planungsvarianten diejenige auszuwählen, die am besten als Zielnetzplanung im Rahmen der Netzplanung geeignet ist. Dabei stellen die zur Erreichung der geplanten Versorgungsaufgabe (mit den definierten Rahmenbedingungen) notwendigen Kosten zumeist das Hauptkriterium zur Entscheidung dar. Da neben der rein finanziellen Abwägung auch weitere Aspekte, wie z. B. Netzverluste oder die Versorgungszuverlässigkeit, wertvolle Argumente für die Entscheidung darstellen können, ist es sinnvoll, die Planungsvarianten auch mit weiteren Kriterien zu bewerten. Somit werden die Unterschiede zwischen den Planungsvarianten noch genauer herausgearbeitet und auswertbar. Aus diesem Grund wird für den Leitfaden ein Bewertungsmodell zur Ableitung von PuB aufgebaut, welches aus einem Primärbewertungsmodell zur reinen Kostenbewertung sowie aus einem Sekundärbewertungsmodell mit weiteren ökonomischen und technischen Kriterien besteht, die ggf. nicht kostenoptimal, jedoch dafür aus gesamthafter Sicht optimal zu einem anderen Ergebnis kommen.

²⁷ z. B. Einsatz von DLM-Variante 2 im Stützjahr 2040 für das progressive Szenario mit 6,5-kW-Wärmepumpen

Die Bewertungskriterien des Primär- und Sekundärbewertungsmodells werden in der Abbildung 13.1 vorgestellt. Das Hauptkriterium der verschiedenen Planungsvarianten sind die Betriebsmittelkosten, welche einen entscheidenden Faktor in der Netzplanung darstellen, da der NB beabsichtigt, die Netzbereiche soweit wie möglich kostenoptimal und damit wirtschaftlich zu planen. In den Nebenkriterien finden sich dabei neben den Betriebsmittelkosten auch die Aspekte Netzverlustenergie, Störungshäufigkeit, Spannungsstabilität und Ressourcenaufwendung wieder, die nachfolgend detaillierter erläutert werden.

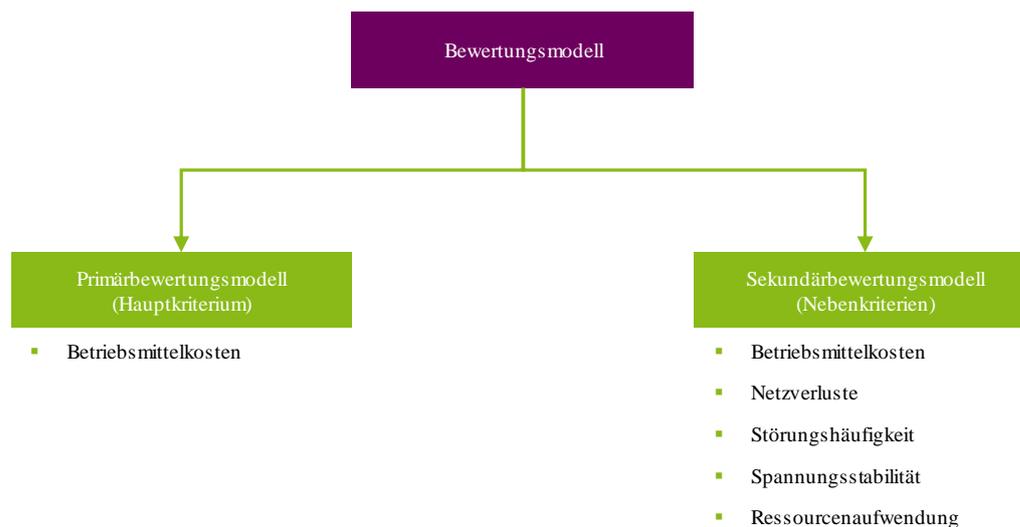


Abbildung 13.1: Bewertungsmodell mit verschiedenen Bewertungskriterien

Betriebsmittelkosten (Haupt- und Nebenkriterium)

Die Betriebsmittelkosten (Investitions- und Betriebskosten) stellen die notwendigen Investitionen für die Betriebsmittel dar, die der NB in den Netzen zur Behebung von Grenzwertverletzungen einsetzen muss. Die Investitionsrechnung unterscheidet zwei Methoden, die auf dem finanzmathematischen Prinzip der Auf- und Abzinsung der tatsächlichen Geldströme basieren: Barwerte und Annuitäten. Die Annuität einer Investition bildet die jährliche „Rente“ dieser Investition ab, also der in gleich große Jahreswerte (Renten) umgerechnete Endwert bzw. Kapitalwert für die entsprechende Planungsvariante auf Basis des Kalkulationszinssatzes. Die Investition ist dann wirtschaftlich vorteilhaft, wenn die Annuität nicht negativ ist. Auf der anderen Seite bezieht die Barwertmethode alle zeitlich unterschiedlich anfallenden Ausgaben auf das erste Jahr (in diesem Fall im Jahr 2021) und addiert diese auf. Bei richtiger Anwendung führen die zwei Methoden bei Investitionsvergleichen zur gleichen Entscheidung.

Für die vorliegende Bewertung gilt allerdings zu beachten, dass die dargestellten Barwerte bzw. Annuitäten nahezu ausschließlich die Kosten der Investitionen bzw. Maßnahmen abbilden. Allein der Restwert der entsprechenden Maßnahme wird zum Vergleichszeitpunkt als fiktive Einnahme und zur besseren Vergleichbarkeit der Varianten miteinbezogen (siehe Abschnitt 13.2, Seite 130). Dabei dienen die Betriebsmittelkosten als Grundlage für das Berechnungsverfahren und werden im Anhang 17.2 (Seite 212) beigefügt.

Netzverlustenergie (Nebenkriterium)

Dieses ist ein technisches Kriterium, das die Effizienz des Netzes bewertet. Die Energieverluste im Netz stellen Betriebskosten dar, die der NB dauerhaft selbst tragen muss. Je effizienter das Netz betrieben wird, umso wirtschaftlicher ist der gesamte Netzbetrieb. Die Effizienz eines Netzes ist abhängig von sowohl den Betriebsmitteln im Netz als auch der Netzbelastung. Im Gegensatz zu den Betriebsmittelkosten hängt dieses Kriterium nicht nur von den Planungsmaßnahmen ab, sondern von allen Betriebsmitteln im Netz. Die jeweilige Netzverlustenergie wird über Leistungsflussberechnungen der einzelnen Planungsvarianten für das jeweilige Zielnetz im Jahr 2050 im Verhältnis zur jährlich durchgeleiteten Energie in MWh berechnet. Die Attraktivität einer Planungsvariante sinkt mit zunehmender Netzverlustenergie. Mithilfe von Energiekosten kann die Netzverlustenergie monetär berechnet und als Teil der zu berücksichtigenden Betriebskosten betrachtet werden.

Störungshäufigkeit (Nebenkriterium)

Im Rahmen einer vereinfachten Zuverlässigkeitsberechnung werden Ausfallraten (Störungshäufigkeiten) pro Planungsvariante ermittelt, um den Instandhaltungsaufwand abzuschätzen. Das Kriterium stellt dar, wie häufig der NB Maßnahmen durchführen muss, um den normalen Netzzustand wiederherstellen zu können. Die Ausfallraten für HS- und MS-Betriebsmittel sind in [75] zu finden, während die Ausfallraten für NS-Betriebsmittel aus [131-134] entnommen werden können. Die zu berücksichtigenden Ausfallmodelle sind:

- Mittelwert der Jahre 2013, 2014, 2016 und 2018 stochastischer Störungen (Gesamt NS)
→ NS-Ebene
- Unabhängiger Einfachausfall (UNE)
→ MS- und HS-Ebene

Die Ausfallraten werden für alle Mengengerüste im Netz berechnet. Die Attraktivität einer Planungsvariante sinkt mit zunehmender Ausfallrate, die sich mit Gleichung (13.1) berechnet:

$$H = \sum n_k \cdot H_k \quad (13.1)$$

mit: H = Ausfallrate pro Netz in 1/a,
 n_k = Mengengerüst in Stück oder Meter pro Betriebsmitteltyp
 H_k = Ausfallrate pro Betriebsmitteltyp

Spannungsstabilität (Nebenkriterium)

Spannungsstabilität wird hier definiert als Robustheit einer Planungsvariante gegenüber einer Änderung der Versorgungsaufgabe ohne Auftreten von Spannungsbandverletzungen. Da die Spannungsebenen betrieblich gekoppelt sind, stellt die Spannungsstabilität eine Betriebssicherheit gegenüber Laständerungen im Netz dar. Das Kriterium ist nach dem Spannungsabfall $\Delta U/U_n$ auszuwerten, wobei $\Delta U/U_n$ dem größten Spannungsabfall von der Netzverknüpfung zum überlagerten Netzbereich bis zum am weitesten entfernten Punkt im Netz entspricht, ohne dass Spannungsbandverletzungen auftreten. Die Attraktivität einer Planungsvariante sinkt mit einem zunehmenden Spannungsabfall $\Delta U/U_n$.

Ressourcenaufwendung (Aufwand für Bautätigkeiten) (Nebenkriterium)

Im Vergleich zu z. B. einer Verstärkung eines ONT ist die Verstärkung oder der Neubau von Leitungen für Anwohner störend. Der damit verbundene Tiefbau verursacht Lärm und bedingt Straßensperrungen, was gerade in städtischen Netzen ggf. zu erheblichen Verkehrsstörungen führen kann. Der Aufwand für Bautätigkeiten ist hierbei proportional zur Länge des Tiefbaus für Kabelverlegungen. Außerdem sinkt die Attraktivität einer Planungsvariante mit einem zunehmenden Aufwand für Bautätigkeiten.

13.2 Bewertungsmethode

In den folgenden beiden Abschnitten wird die jeweilige Vorgehensweise beider Bewertungsmodelle erläutert. Da den in Kapitel 14 abgeleiteten PuB das Primärbewertungsmodell zugrunde liegt, sind Auswertungen zum Sekundärbewertungsmodell dem Anhang 17.4 (Seite 221) zu entnehmen.

13.2.1 Primärbewertungsmodell

Die Aussagen und Rückschlüsse kostenoptimierter Planungsstrategien werden auf Grundlage eines ökonomischen Modells getroffen, welches alle Investitionskosten und Betriebskosten²⁸ bzw. -ersparnisse für den betrachteten Zeitraum der Jahre von 2021 bis 2050 enthält und die diskontierten Kosten verschiedener Strategien bzw. Maßnahmen vergleichend gegenüberstellt.

Es werden ausschließlich Veränderungen im Vergleich zum heutigen Netz betrachtet. Demzufolge werden Neuinvestitionen sowie deren zyklische Erneuerungen und Betriebskosten betrachtet, während zyklische Erneuerungen und Betriebskosten bereits heute vorhandener Betriebsmit-

²⁸ Unter Betriebskosten werden im Rahmen dieses Leitfadens Kosten verstanden, die dem Netzbetreiber durch das Eigentum am Betriebsmittel und dem bestimmungsmäßigen Gebrauch des Betriebsmittels laufend (also jährlich über die kalkulatorische Nutzungsdauer) entstehen.

tel nicht berücksichtigt werden. Bei Ersatzinvestitionen werden bei gleichbleibenden Betriebskosten, keine zusätzlichen Betriebskosten im Laufe der Nutzungsdauer berücksichtigt. Erneuerungen neu verbauter Betriebsmittel am Ende der jeweiligen gewöhnlichen Nutzungsdauer werden dagegen abgebildet, da es – wie im Abschnitt 13.1 erläutert – gilt, diese zyklischen Erneuerungen grundsätzlich im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen und mit den Erweiterungsmaßnahmen in Einklang zu bringen. Sofern Betriebsmittel vor Ablauf ihrer kalkulatorischen Nutzungsdauer aus dem Netz entfernt werden und eine Weiternutzung durch den NB als sinnvoll erachtet wird, werden kalkulatorische Restwerte in der Kostenbetrachtung kostenmindernd berücksichtigt.

Über einen auf Basis regulatorischer Vorgaben ermittelten Kalkulationszinssatz werden sowohl die Investitionskosten, als auch die Betriebskosten in das Jahr 2021 diskontiert (siehe Abbildung 13.2), um trotz unterschiedlicher Investitionszeitpunkte verschiedene Planungsvarianten objektiv auf Basis der Nettobarwerte miteinander vergleichen zu können. Bei den Investitionskosten wird ein Investitionsjahr entsprechend des Stützjahres angesetzt. Die Betriebskosten werden jährlich berücksichtigt und ebenfalls auf das Jahr 2021 diskontiert.

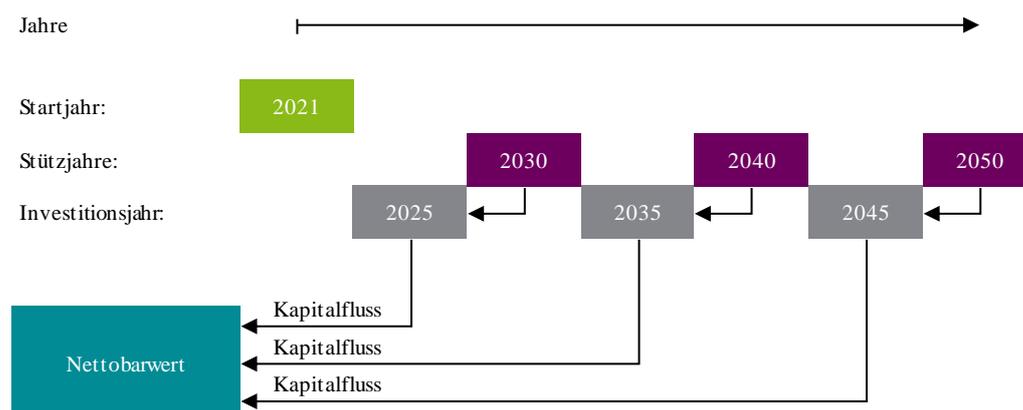


Abbildung 13.2: Methode des Primärbewertungsmodells auf Basis einer Ermittlung des Nettobarwerts

Über den Kalkulationszinssatz wird ein regulatorisch gewichteter Zinssatz aus einer Mischkalkulation von Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung für Neu- und Altanlagen berücksichtigt. Dabei wird von einer Verteilung von 40 % Eigen- und 60 % Fremdkapitalquote ausgegangen. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen wird entsprechend der Festlegung der BNetzA für die derzeit geltende dritte Regulierungsperiode auf 6,91 % [135] angesetzt. Als Fremdkapitalzins für NB wird 4 % angenommen. Auf dieser Grundlage wird für den Kalkulationszinssatz ein Wert von 5 % angesetzt. Hinsichtlich der Nutzungsdauer der Betriebsmittel wird die kalkulatorische und nicht die technische Nutzungsdauer angesetzt.

Die Ableitung von PuB erfolgt somit auf Basis der verbarwerteten Gesamtkosten bestehend aus Investitionskosten (Capital Expenditures – CapEx) und Betriebskosten (Operational Expenditures – OpEx). Diese werden wie beschrieben um die Restwerte der einzelnen Betriebsmittel bzw. Maßnahmen bereinigt.

13.2.2 Sekundärbewertungsmodell

Wie in den vorherigen Abschnitten erläutert wurde, wird in den meisten Fällen das Hauptkriterium (Betriebsmittelkosten) zur Entscheidungsfindung herangezogen, welche Planungsmaßnahme das Optimum darstellt. Wenn allerdings je nach Netzgebiet netzbetreiberspezifisch andere Kriterien stärker ins Gewicht fallen, bietet das Sekundärbewertungsmodell mit den definierten fünf Nebenkriterien eine geeignete Möglichkeit zur Identifizierung einer ggf. anderen optimalen Planungsmaßnahme.

Der Tabelle 13.1 kann hierzu eine auf Abschnitt 13.1 basierende Zusammenfassung und Kurzbeschreibung mit der Bewertungseinheit der Nebenkriterien entnommen werden. Um mit den Nebenkriterien verschiedene Bewertungen durchführen zu können, werden in der Tabelle 13.2 verschiedene Gewichtungen erläutert und in der Tabelle 13.3 (Seite 133) prozentual dargestellt.

Tabelle 13.1: Kurzbeschreibung und Bewertungseinheit der Nebenkriterien

Nebenkriterium	Kurzbeschreibung und Bewertungseinheit
Betriebsmittelkosten	Investitionskosten in Euro (CapEx + OpEx – verbarwerteter Restwert)
Netzverluste	Erhöhung der Jahresenergiemenge bezogen auf das Basisnetz in %
Störungshäufigkeit	Ausfallraten in 1/a
Spannungsstabilität	Größter Spannungsabfall $\Delta U/U_n$ ohne Auftreten einer Grenzwertverletzung in %
Ressourcenaufwendung	Länge der Tiefbautrasse in m

Tabelle 13.2: Erläuterung verschiedener Gewichtungen für die Nebenkriterien

Gewichtung	Erläuterung
gleichgewichtet	Alle Nebenkriterien haben die gleiche Wichtigkeit bei der Bestimmung der optimalen Planungsvariante.
kostenorientiert	Betriebsmittelkosten spielen die größte Rolle bei der Identifizierung einer optimalen Planungsvariante.
Netzresilienz	Die Störungshäufigkeit und Stabilität gegenüber unvorhersehbaren Netzzuständen hat die höchste Bedeutung.
technisch orientiert	Technischen Aspekten des Netzbetriebs wird eine höhere Relevanz beigemessen als anderen Nebenkriterien.
ressourcenschonend	Sowohl bei den Netzverlusten als auch bei der Ressourcenaufwendung wird eine ressourcenschonende Maßnahme hoch bewertet.

Tabelle 13.3: Verschiedene Gewichtungen für die Nebenkriterien

Nebenkriterium	gleich- verteilt	kosten orientiert	Netz- resilienz	technisch orientiert	ressourcen- schonend
Betriebsmittelkosten	20 %	60 %	10 %	5 %	10 %
Netzverluste	20 %	10 %	10 %	30 %	35 %
Störungshäufigkeit	20 %	10 %	35 %	30 %	10 %
Spannungsstabilität	20 %	10 %	35 %	30 %	10 %
Ressourcenaufwendung	20 %	10 %	10 %	5 %	35 %

Methodisch werden zunächst die Werte der Nebenkriterien pro Planungsmaßnahme berechnet. Im Anschluss erfolgt die Identifizierung des Wertebereichs pro Nebenkriterium. Hierbei kann entweder der höchste Wert dem „schlechtesten“ Ergebnis entsprechen (z. B. Betriebsmittelkosten) bzw. der niedrigste Wert dem „besten“ Ergebnis (z. B. Netzverluste). Danach wird der Score („Baselining“) pro Nebenkriterium (NK) und Planungsvariante (PL) in Form eines Punktesystems gemäß der Gleichung (13.1) ermittelt:

$$Score_{NK_n, PL_m} = TopScore - \frac{Wert_{NK_n, PL_m}}{\text{Schlechtester Wert } NK_n \text{ über alle PL}} \cdot TopScore \quad (13.1)$$

Der $TopScore$ wird dabei für alle Bewertungen definiert und für alle Nebenkriterien verwendet:

- Beispiel 1: $TopScore = 1 \rightarrow$ Rangfolge zwischen 0 und 1
 $PL_1 = 0,2$ (Rang 5), $PL_2 = 0,3$ (Rang 4), $PL_3 = 0,7$ (Rang 2), $PL_4 = 0,5$ (Rang 3), $PL_5 = 0,9$ (Rang 1)
- Beispiel 2: $TopScore = 5 \rightarrow$ Rangfolge zwischen 0 und 5
 $PL_1 = 0$ (Rang 5), $PL_2 = 1$ (Rang 4), $PL_3 = 4$ (Rang 2), $PL_4 = 2$ (Rang 3), $PL_5 = 5$ (Rang 1)

Die jeweiligen Planungsvarianten werden dann mit den Gewichtungsfaktoren (GF) zu einem Gesamtergebnis $Score_{\Sigma}$ gemäß der Gleichung (13.2) berechnet:

$$\begin{aligned} Score_{\Sigma} &= +GF_{\text{Betriebsmittelkosten}} \cdot Score_{\text{Betriebsmittelkosten}} \\ &= +GF_{\text{Netzverlustenergie}} \cdot Score_{\text{Netzverlustenergie}} \\ &= +GF_{\text{Störungshäufigkeit}} \cdot Score_{\text{Störungshäufigkeit}} \\ &= +GF_{\text{Spannungsstabilität}} \cdot Score_{\text{Spannungsstabilität}} \\ &= +GF_{\text{Ressourcenaufwendung}} \cdot Score_{\text{Ressourcenaufwendung}} \end{aligned} \quad (13.2)$$

Abschließend erfolgt die Bewertung der Planungsvarianten je nach Gesamtergebnis. Dabei stellt die Planungsmaßnahme mit dem höchsten $Score_{\Sigma}$ das optimale Gesamtergebnis für die jeweilige Gewichtung dar.

Der Tabelle 13.4 können beispielhafte Eingangsparameter, anhand derer die Methode des Sekundärbewertungsmodells weiter erläutert wird, sowie ergänzend die „schlechtesten“ („worst“) und „besten“ („best“) Werte der Planungsmaßnahmen zur Verdeutlichung entnommen werden.

Tabelle 13.4: Beispielhafte Eingangsparameter von sechs Planungsvarianten (PL) für das Sekundärbewertungsmodell

Neben-kriterium	PL ₁	PL ₂	PL ₃	PL ₄	PL ₅	PL ₆	„worst“	„best“
Betriebsmittelkosten ^A	20.000 €	25.000 €	20.000 €	40.000 €	10.000 €	50.000 €	50.000 €	10.000 €
Netzverluste ^B	10,0 %	9,0 %	4,0 %	2,0 %	3,0 %	0,1 %	10,0 %	0,1 %
Störungshäufigkeit ^C	0,083 $\frac{1}{a}$	0,084 $\frac{1}{a}$	0,082 $\frac{1}{a}$	0,081 $\frac{1}{a}$	0,089 $\frac{1}{a}$	0,086 $\frac{1}{a}$	0,089 $\frac{1}{a}$	0,081 $\frac{1}{a}$
Spannungsstabilität ^D	5,0 %	3,5 %	1,5 %	4,0 %	4,5 %	2,0 %	5,0 %	1,5 %
Ressourcenaufwendung ^E	500 m	450 m	450 m	250 m	350 m	100 m	500 m	100 m

^A Ergebnisse des Primärbewertungsmodells

^B Netzverluste im Jahr 2050

^C Gesamt-Ausfallrate im Jahr 2050

^D Spannungswert der Einspeisung abzüglich Spannungsschlechtwert in %

^E Tiefbaulänge in m, die den Ergebnissen des Primärbewertungsmodells zugrunde liegt

Das auf den Eingangsparametern basierende Scoring-Ergebnis des „Baselinings“ kann in der Tabelle 13.5 (Seite 135) eingesehen werden. Zum einen ist hierbei zu erkennen, dass die jeweils „schlechteste“ Planungsmaßnahme pro Nebenkriterium keine Punkte erhält (z. B. PL₁ Spannungsstabilität). Des Weiteren wird bei einem Wert nahe des Optimums deutlich, dass sich der jeweilige *Score* dem *TopScore* nähert und der *TopScore* fast erreicht wird (z. B. PL₆ Netzverluste). Die Werte der anderen Planungsmaßnahmen werden gemäß der Gleichung 13.2 berechnet.

In der Abbildung 13.3 (Seite 135) sind die jeweiligen Gesamtergebnisse (*Score*_Σ) der Planungsmaßnahmen pro Gewichtung dargestellt. Am Beispiel von Planungsvariante PL₅ zeigt sich, dass diese in der Gewichtung in „kostenorientiert“ u. a. aufgrund der hohen Punktzahl bei den Betriebsmittelkosten am besten abschneidet. Innerhalb der Gewichtung „ressourcenschonend“ hat PL₅ dagegen zwar die meisten Punkte bei den Betriebsmittelkosten, jedoch PL₆ deutlich mehr Punkte bei den Netzverlusten und der Ressourcenaufwendung, weshalb PL₆ hier als die optimale Planungsvariante zu identifizieren ist.

Tabelle 13.5: Beispielhaftes „Baselining“ für sechs Planungsvarianten (PL) im Sekundärbewertungsmodell mit einem definierten $TopScore$ in Höhe von 6 (ohne Berücksichtigung von Gewichtungen)

Neben-kriterium	PL ₁	PL ₂	PL ₃	PL ₄	PL ₅	PL ₆	Maximum der PL ($TopScore = 6$)
Betriebsmittelkosten	3,60	3,00	3,60	1,20	4,80	0,00	4,80
Netzverluste	0,00	0,60	3,60	4,80	4,20	5,94	5,94
Störungshäufigkeit	0,40	0,34	0,47	0,54	0,00	0,20	0,54
Spannungsstabilität	0,00	1,80	4,20	1,20	0,60	3,60	4,20
Ressourcenaufwendung	0,00	0,60	0,60	3,00	1,80	4,80	4,80
Summe	4,00	6,34	12,47	10,74	11,40	14,54	

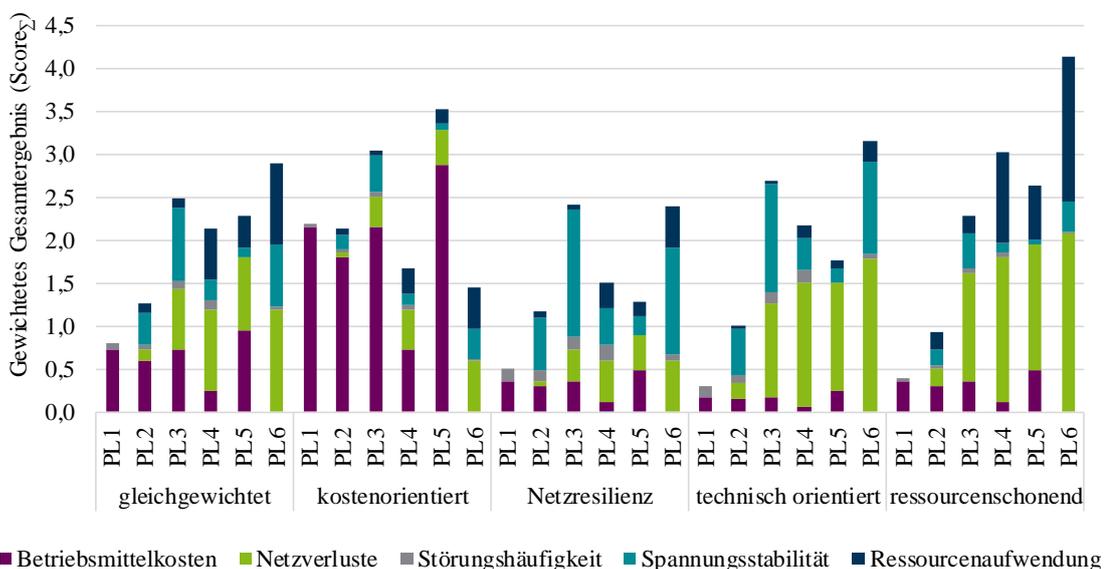


Abbildung 13.3: Beispielhafte Gesamtergebnisse verschiedener Gewichtungen des Sekundärbewertungsmodells für sechs Planungsvarianten (PL)

13.3 Bestimmung der Investitionskosten und Kostenentwicklung

Die notwendigen Maßnahmen zur Behebung von auftretenden Grenzwertverletzungen werden für die untersuchten Szenarien über die betrachteten Stützjahre ermittelt. Damit ergibt sich ein Mengengerüst des jeweiligen Ausbaubedarfs für die jeweilige Planungsvariante, das als Grundlage für das Bewertungskriterium „Investitionskosten“ dient. Die Investitionskosten werden dann auf Basis der in Abschnitt 13.2 beschriebenen Bewertungsmethode pro Planungsvariante berechnet. Die Kostenannahmen für die verwendeten Betriebsmittel können aus Anhang (Abschnitt 17.2, Seite 212) entnommen werden.

Weil sich die Investitionskostenberechnung über den betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2050 erstreckt, spielt die jährliche Kostenentwicklung der Betriebsmittel eine wichtige Rolle. Deshalb werden Annahmen zur Kostenentwicklung, insbesondere für die Kabelverlegung, auf Basis der Technologie- und Preisentwicklung in den letzten Jahren getroffen, um eine Tendenz für die kommenden Jahre zu prognostizieren. Die Kosten für die Kabelverlegung sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen, was in den steigenden Personalkosten der Dienstleistungsunternehmen für den Tiefbau begründet ist. Aus diesem Grund wird für die Kabelverlegung eine konstante Kostensteigerung von 0,5 % CapEx/a angenommen. Eine zukünftige Entwicklung der Materialkosten wird bei der Kostenberechnung nicht berücksichtigt.

Im Gegensatz dazu wird für andere Betriebsmittel und Technologien weder eine signifikante Kostensteigerung, noch eine Kostendegression beobachtet, weshalb die Investitionskosten hier näherungsweise als konstant eingestuft werden. Beispielsweise befinden sich auch die Kosten der DNA-Komponenten zunehmend weiter im Bereich der Sättigung und werden daher ebenfalls über die Stützjahre als konstant angenommen. Die gleiche Thematik ist bei ONS sowie Komponenten von UW wie z. B. Transformatoren oder Schaltfeldern zu beobachten.

13.4 Bestimmung der Betriebskosten

Die Betriebskosten stellen diejenigen Kosten dar, die der NB jährlich u. a. zur Instandhaltung der Betriebsmittel verwendet. Beim Netzausbau mit neuen Betriebsmitteln bzw. der Installation von weiteren Komponenten fallen beim NB zusätzliche Betriebskosten an, um auch die neuen Betriebsmittel ordnungsgemäß betreiben zu können. Die Betriebskosten werden pauschal anteilig an den Investitionskosten berechnet und werden im Rahmen dieses Leitfadens i. H. v. 2,5 % CapEx/a angenommen.

13.5 Technologiespezifische Einzelheiten bei der Kostenberechnung

Spannungsregelung am Umspannwerk

Die Spannungsregelung am UW auf einen fest definierten Sollwert wird aktiv durch Anpassung der HS/MS-Transformatorstufenstellung durchgeführt und es werden keine zusätzlichen Spannungsmessungen im Netz benötigt.

Zu berücksichtigende Kosten: keine

Stufensteller

Analog zur Spannungsregelung am UW wird die Maßnahme „Stufensteller“ statisch durch Anpassung der MS/NS-Transformatorstufenstellung vor Ort einmalig durch das Betriebspersonal durchgeführt.

Zu berücksichtigende Kosten: keine

Regelbarer Ortsnetztransformator

Ein rONT regelt die Spannung anhand eines vordefinierten Sollwertes zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbands im Netz. Dafür muss keine zusätzliche Messsensorik im Netz errichtet werden.

Zu berücksichtigende Kosten: CapEx und OpEx des rONT

Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Wie bereits in Abschnitt 12.2.4 beschrieben, verfügt das DNA über eine RTU, Kommunikationstechnik und Messsensorik. Für den Leitfaden wird angenommen, dass das DNA die Kommunikation über ein Mobilfunk-Netz nutzt und daher die Kostenposition für die Kommunikation als vernachlässigbar angenommen werden kann. Die Kosten für die RTU werden als Grundbetrag für das DNA bezeichnet und einmal pro Anwendung des DNA berücksichtigt. Die Messsensorik wird je nach Erfordernis ins Netz integriert und entsprechende Kosten werden berechnet.

Zu berücksichtigende Kosten: CapEx und OpEx der DNA-Komponenten

Dynamisches Lastmanagement

Bei der Anwendung eines DLM wird ein DNA benötigt, um die Wirkleistung an LP und WP netzdienlich anzu steuern zu können.

Zu berücksichtigende Kosten: CapEx und OpEx der DNA-Komponenten, keine Entschädigungszahlungen für nicht gelieferte Energie.

14 Ableitung von neuen Planungs- und Betriebsgrundsätzen

Um die städtischen Netze aller Spannungsebenen an ihren zukünftigen Anforderungen auszurichten, ist es erforderlich, die jeweils geeignete Netzentwicklungs- und Betriebsstrategie (kurz: Netzstrategie) zu identifizieren und auszuwählen. Diese Netzstrategie variiert grundsätzlich zwischen den einzelnen Unternehmen, weil neben der individuellen Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie auch noch weitere netzunabhängige Themen wie z. B. Stadtentwicklungspläne etc. beachtet werden müssen. Allerdings gibt es auch vollständig losgelöste Strategien, die u. a. in sogenannten PuB fest verankert sind. Diese PuB haben prinzipiell den Vorteil, dass sie einer einheitlichen Systematik sowie objektiven Grundforderungen folgen, deren Berücksichtigung und Anwendung innerhalb eines Unternehmens zu grundsätzlich identischen Planungen, Bewertungen und Ergebnisse führt. Dabei ist es wichtig, dass diese PuB nach der gemeinsamen Erarbeitung und Festlegung innerhalb eines Unternehmens anschließend nicht mehr einseitig verändert werden dürfen, um flächendeckend bei einer festgelegten Systematik zu bleiben und den darin definierten spezifischen Anforderungen zu folgen.

Die nachstehend sowohl spannungsebenenübergreifend, als auch -separat für die NS-, MS- und HS-Ebene erarbeiteten neuen PuB adressieren insbesondere die unter den Kapiteln 4 bis 7 beschriebenen Rahmenbedingungen und Analysen. Sie können als Ausgangspunkt für die Entwicklung, Standardisierung oder Ergänzung der unternehmensspezifischen PuB herangezogen werden. Dabei sind sie auf kein bestimmtes Regulierungsmodell ausgerichtet.

Für die Auswahl einer geeigneten Netzstrategie bzw. optimalen Ausbauvariante sind die individuellen Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben (z. B. innerstädtisch oder vorstädtisch) im Vorfeld zu analysieren. Außerdem sind die jeweiligen PuB auf die konkrete Anwendbarkeit zu überprüfen, da diese zwar für den überwiegenden Teil aller Netze, jedoch nicht für ausnahmslos alle Netze Gültigkeit haben. Des Weiteren kann es je nach Versorgungsaufgabe und Netzstruktur zielführend sein, verschiedene PuB miteinander zu kombinieren, um die gewünschte optimierte Netzstrategie bzw. Netzausbauvariante zu erhalten.

14.1 Spannungsebenenübergreifende Grundsätze

14.1.1 Grundlegende Konzepte

Unabhängig davon, dass der Energietransport nicht mehr nur unidirektional von der HöS- bis zur NS-Ebene stattfindet, sondern auch in den jeweiligen Spannungsebenen rückgespeist wird und der Energietransport zunehmend bidirektional erfolgt, ist der NS-Ebene weiterhin die MS-Ebene, der MS-Ebene die HS-Ebene und der HS-Ebene unverändert die HöS-Ebene vorgelagert. Folglich haben z. B. die in der NS-Ebene angeschlossenen neuen Lasten LP und WP Auswirkungen auf die vorgelagerten Spannungsebenen in Bezug auf die jeweils bereitzustellenden Leistungen pro Spannungsebene. Ebenso können beispielsweise Anpassungen des Spannungsbandes in den vorgelagerten Spannungsebenen in Spannungsänderungen in den nachgelagerten Spannungsebenen resultieren, sodass dort ein größerer oder kleinerer Spannungsabfall zur Einhaltung der *DIN EN 50160* zugelassen werden kann. Aus diesen Gründen ist es grundsätzlich möglich, allgemeine und neue PuB für alle Spannungsebenen abzuleiten.

14.1.2 Planungs- und Betriebsgrundsätze für alle Spannungsebenen

Gemäß den Analysen aus Kapitel 10 befinden sich in den städtischen Netzen entsprechend der Versorgungsaufgabe generell ähnliche Netzstrukturen auf Basis der Gebäude- und Netzstrukturen. Insbesondere sind bestimmten MS-Netzen auch überwiegend bestimmte NS-Netze hinsichtlich der Versorgungsaufgabe nachgelagert, sodass verallgemeinerte und spannungsebenenübergreifende PuB abgeleitet werden können und zulässig sind. Hintergründig werden so Erkenntnisse zusammengefasst, die auch jeweils pro Spannungsebene separat gültig sind oder nicht in einer der Spannungsebenen eingeordnet werden können, da sie a priori übergreifend sind.

In den nachfolgenden Grundsätzen werden drei Themenbereiche aufgegriffen. Zum einen die grundsätzliche Bedeutung einer übergreifenden Betrachtung, da es zielführend ist, Spannungsebenen passend zur Versorgungsaufgabe oder den Rahmenbedingungen kombiniert zu (über-)planen. Zum anderen werden die Auswirkungen der vorrangig durch LIS und WP getriebenen zukünftigen Lasten in städtischen Netzen und dadurch resultierenden Grenzwertverletzungen erläutert. Auf dieser Basis wird im letzten übergreifenden Grundsatz diskutiert, welche generellen Planungsmaßnahmen empfohlen werden können und warum. Durch diese drei Bereiche werden die alle Spannungsebenen betreffenden Themen abgedeckt und nachträglich in den jeweiligen Spannungsebenen noch einmal spezifiziert.

1. Es ist grundsätzlich eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung von HS-, MS- und NS-Netzen anzustreben.

Durch die Kopplung insbesondere von MS- und NS-Netzen über zumeist noch konventionelle ONT bestehen grundsätzlich Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen. Gerade in den nächsten Jahren kann eine Anpassung des zulässigen Spannungsbandes mit einer Spannungserhöhung in der MS-Ebene, soweit möglich, Spannungsbandprobleme in der NS-Ebene zunächst in frühen Jahren verhindern und den Netzausbau verzögern. Voraussetzung hierfür ist, dass keine Betriebsmittelüberlastungen vorhanden sind. Umgekehrt hat ein Lastmanagement in den NS-Netzen z. B. direkte Auswirkungen auf die Auslastung der vorgelagerten MS- und HS-Netze.

2. Betriebsmittelüberlastungen sind der treibende Faktor des Ausbaubedarfs von städtischen Verteilnetzen, Spannungsbandverletzungen dagegen nicht.

Ausgehend von der NS-Ebene ist über alle Spannungsebenen hinweg eine deutliche Leistungssteigerung vorherzusehen. Dabei basiert der größte Zuwachs in der MS- und HS-Ebene auf LIS und WP aus der NS-Ebene heraus. Zusätzlich sind noch größere Lasten zu erwarten, die direkt in den vorgelagerten Spannungsebenen angeschlossen werden wie z. B. eTankstellen in der MS-Ebene oder der eÖPNV in der HS-Ebene. Aus diesen erheblichen Leistungszuwächsen resultieren überwiegend Betriebsmittelüberlastungen (Transformatoren, Leitungen und insbesondere Stammstrecken). Darüber hinaus ist in der NS-Ebene gerade in näherer Zukunft bis 2030 teilweise nur mit Spannungsbandverletzungen zu rechnen. Diese können jedoch mittels der Stufenanpassung des Stufenstellers von Ortsnetztransformatoren als konventionelle Planungsmaßnahme teilweise vollständig behoben werden, sodass unter dieser Berücksichtigung Spannungsbandprobleme eine untergeordnete Rolle spielen. In der MS- und HS-Ebene ist dagegen von wenig bis gar keinen Spannungsbandverletzungen auszugehen (siehe MS-Grundsatz 7 sowie HS-Grundsatz 7).

Des Weiteren haben die in Kapitel 3 erarbeiteten und in der Netzplanung berücksichtigten Effizienzsteigerungen infolge des angewendeten Nachfragemodells keinen unmittelbaren Einfluss auf die Planungsmaßnahmen und führen zu keinerlei netztechnischen Einsparungen, da der Leistungszuwachs durch LIS und WP die Effizienzsteigerungen um ein Vielfaches übersteigt.

Für Gebiete, in denen jedoch von einer erhöhten Integration von DEA bei gleichzeitiger geringerer Lastentwicklung auszugehen ist, rücken neben Betriebsmittelüberlastungen auch Spannungsbandprobleme in den Fokus [3]. Als Beispiel sind hier z. B. große Gewerbeflächen anzuführen, die mit vielen PV-Modulen bestückt werden und somit eine entsprechend hohe Einspeiseleistung bei einer verhältnismäßig geringen Anzahl an LP vorweisen.

3. Innovative Technologien, wie z. B. Lastmanagement, sind nur in einem geringen Teil der Netze die wirtschaftlichste Lösung. In den übrigen Netzen wird ein konventioneller Ausbau empfohlen.

Im überwiegenden Fall treten Grenzwertverletzungen durch Betriebsmittelüberlastungen auf. Dies ist insbesondere in der HS-Ebene der Fall. Im Rahmen der MS-Ebene liegen ebenfalls zu meist Betriebsmittelüberlastungen vor. In einigen wenigen MS-Netzen kommen Verletzungen des Spannungsbandes hinzu. In der NS-Ebene erhöht sich dann der Anteil derjenigen Netze, die sowohl Betriebsmittelüberlastungen als auch Spannungsbandprobleme aufweisen.

Vor dem Hintergrund, dass es in Zukunft bei ausschließlichem Vorhandensein von Spannungsbandverletzungen möglich sein wird, diese mit konventionellen spannungsregelnden Maßnahmen zu beheben, können die dann ggf. noch übrig gebliebenen Leitungsüberlastungen in nahezu allen Fällen nicht über zusätzliche innovative und spannungsregelnde Planungsmaßnahmen behoben werden.

Am Beispiel des Lastmanagements, welches neben Spannungsbandverletzungen auch Betriebsmittelüberlastungen beheben kann, ist es zwar teilweise möglich, alle Grenzwertverletzungen zu beheben, jedoch nicht in allen Fällen, sodass weitere – meist konventionelle – Maßnahmen notwendig werden. Es kann allerdings festgestellt werden, dass mithilfe eines Lastmanagements eine zeitliche Komponente in Bezug auf Verzögerungen der konventionellen Planungsmaßnahmen berücksichtigt werden kann. Dies wird insbesondere überall dort interessant, wo bereits auf die für ein Lastmanagement notwendige MIKT zurückgegriffen werden kann und damit die Investitionskosten zum Aufbau eines Lastmanagements vermieden oder erheblich reduziert werden können.

Netzdienliches Lastmanagement kann über eine reine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hinaus auch überall dort notwendig werden oder sinnvoll sein, wo Zeit- oder Ressourcenengpässe für den Ausbau-, Umbau- bzw. Erneuerungsbedarf bestehen. Darüber hinaus können auch insbesondere in (inner-)städtischen Netzbereichen Straßenzüge nicht in kurzer Zeit beliebig großflächig aufgebrochen werden. Vor diesem Hintergrund kann das Lastmanagement als flexible Technologie eingesetzt werden. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist ergänzend das Kriterium zum prognostizierten Nutzungszeitraum zu berücksichtigen, da konventionelle Betriebsmittel, wie z. B. Transformatoren und Kabel, eine kalkulatorischen Nutzungsdauer von 40 bis 45 Jahren bzw. eine technische Nutzungsdauer von meist mehr als 60 Jahren aufweisen. Dagegen haben nach dem aktuellen Stand der Technik informationstechnische Lösungen mit Hard- und Software im Rahmen der MIKT zumeist deutlich kürzere kalkulatorische und technische Nutzungsdauern von ca. 15 bis 20 Jahren. Sie müssen daher während der Nutzungsdauer konventioneller Betriebsmittel mindestens einmal ausgetauscht werden bzw. unterliegen grundsätzlich einer deutlich größeren Dynamik und sind zudem bisher nicht umlagefähig.

14.2 Niederspannung

14.2.1 Grundlegende Konzepte

Für den überwiegenden Teil aller städtischen NS-Netze gilt, dass diese vorwiegend für die Versorgung von Haushaltsendkunden konzipiert sind. Je nach Netzgebiet kommt z. B. für innerstädtische Bereiche noch ein erhöhter Anteil Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsendkunden hinzu. Alle Anschlüsse eint jedoch in der NS-Ebene, dass sie im Gegensatz zur MS- oder HS-Ebene einen deutlich geringeren Leistungsbedarf pro Anschluss haben. Auf Basis der in den Kapiteln 8 und 9 durchgeführten Analysen kann bezugnehmend auf die Abbildung 14.1 perspektivisch allerdings eine deutlich erhöhte Grundlast mit der Berücksichtigung von LIS und WP entnommen werden als es bisher der Fall ist. Dabei haben die in Kapitel 3 ermittelten Effizienzsteigerungen bei konventionellen Anschlüssen keinerlei Auswirkungen auf die Grundlast, da diese Leistungseinsparungen bei weitem von den erforderlichen Leistungen für LP und WP übertroffen werden. Ebenso kann der Abbildung 14.1 unmittelbar entnommen werden, in welchem Szenario welche ONT überlastet sind und ausgetauscht bzw. verstärkt werden müssen.

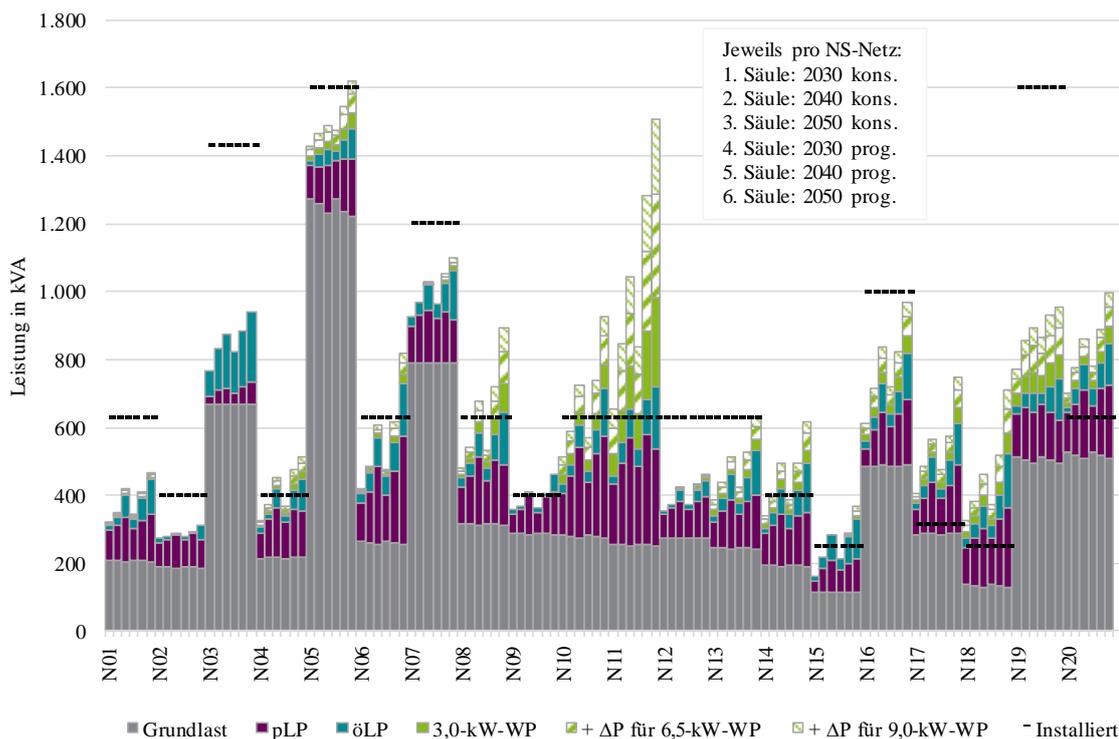


Abbildung 14.1: Lastentwicklung und installierte Leistung aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze

Unabhängig von der Konzeption für die jeweilige Lastentwicklung werden städtische Netze weiterhin mit $U_n = 400 \text{ V}$ als TN-Netz (Terre Neutre [3]) mit herausgeführtem Transformator-Sternpunkt als starre Erdung betrieben. Dabei findet die topologische Verteilung als Strahlen-, offene Ring- oder Maschennetze nahezu vollständig als Kabelnetze statt. Sofern die Netztopologie umfassend geändert wird, muss parallel das Schutzkonzept angepasst werden.

Aufgrund der bei Versorgungsunterbrechungen in der NS-Ebene geringen Anzahl an nicht versorgten Letztverbrauchern wird ergänzend zumeist kein $(n-1)$ -Kriterium angewendet [110], was gleichermaßen für neue Lasten übernommen wird. Dem jeweiligen NB steht es jedoch grundsätzlich frei davon abzuweichen, wenn es aus betrieblichen Aspekten vorteilhaft und zielführend ist oder anderen spezifischen Anforderungen entsprechen muss.

Neben den grundlegenden Themen Leistungsverteilung, Netzparameter, Sternpunktterdung, Topologie und Netzschutzkonzept wird das Thema Spannungsqualität immer wichtiger, da die Anzahl (leistungs-)elektronischer Betriebsmittel wie z. B. LIS im öffentlichen Netz weiter zunimmt und mit ihr die Wahrscheinlichkeit unerwünschter Netzzrückwirkungen. Diese umfassen dabei u. a. Spannungseinbrüche, -änderungen und -unsymmetrien sowie Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Flicker [136]. Gerade wenn keine Wallbox mit einem Drehstromanschluss für Ladevorgänge vorhanden ist und stattdessen mit $P_{LL} = 3,7 \text{ kW}$ geladen werden muss, kann dies erhebliche Auswirkungen auf die NS-Netze haben, wenn die entsprechenden Lasten nicht symmetrisch auf alle drei Außenleiter verteilt sind. Daneben werden insbesondere Oberschwingungen beim Laden mit Gleichstrom („DC-Ladung“) ein immer wichtigeres Thema. Für tiefergehende Erläuterungen zum Thema Spannungsqualität wird auf die einschlägige Literatur wie z. B. [136] verwiesen.

14.2.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Auf Grundlage der in Kapiteln 11 und 12 beschriebenen Vorgehensweisen bei den konventionellen sowie innovativen Planungsmaßnahmen ergeben sich die in der Abbildung 14.2 (Seite 145) notwendigen Leitungsmaßnahmen. Es ist ersichtlich, dass die rein konventionelle Planungsvariante über alle konsolidierten Netze die meisten Leitungsmaßnahmen erfordert. Im Falle der kostenlosen innovativen Technologie SUW zeigt sich, dass sich zwar Leitungsmaßnahmen einsparen lassen, dieser Umfang allerdings nicht signifikant geringer ist. rONT stellen ebenfalls eine spannungsregelnde innovative Technologie dar, mit der noch mehr Leitungsmaßnahmen im Gegensatz zur SUW eingespart werden können. Jedoch zeigt sich hier im direkten Kostenvergleich in der Abbildung 14.3 (Seite 145), dass diese Planungsmaßnahmen geringfügig teurer sind. Hintergrundig lassen sich zwar vereinzelt in den Netzen Leitungsmaßnahmen einsparen, jedoch sind dann erhöhte Kosten für den rONT zu berücksichtigen, die die Kosten konventioneller ONT übersteigen.

Im Bereich des DLM wird in allen drei Varianten deutlich, dass sich gemäß der Abbildung 14.2 zwar erheblich Leitungsmaßnahmen einsparen lassen, allerdings gemäß der Abbildung 14.3 die Kosten oberhalb derer für den konventionellen Netzausbau liegen, wenn die MIKT für ein DLM aufgebaut werden muss.

Anmerkung: Die NS-Netze NS-N02 und NS-N12 können die neuen Lasten ohne Grenzwertverletzungen integrieren, sodass stellenweise Auswertungen nur 18 anstatt 20 NS-Netze umfassen.

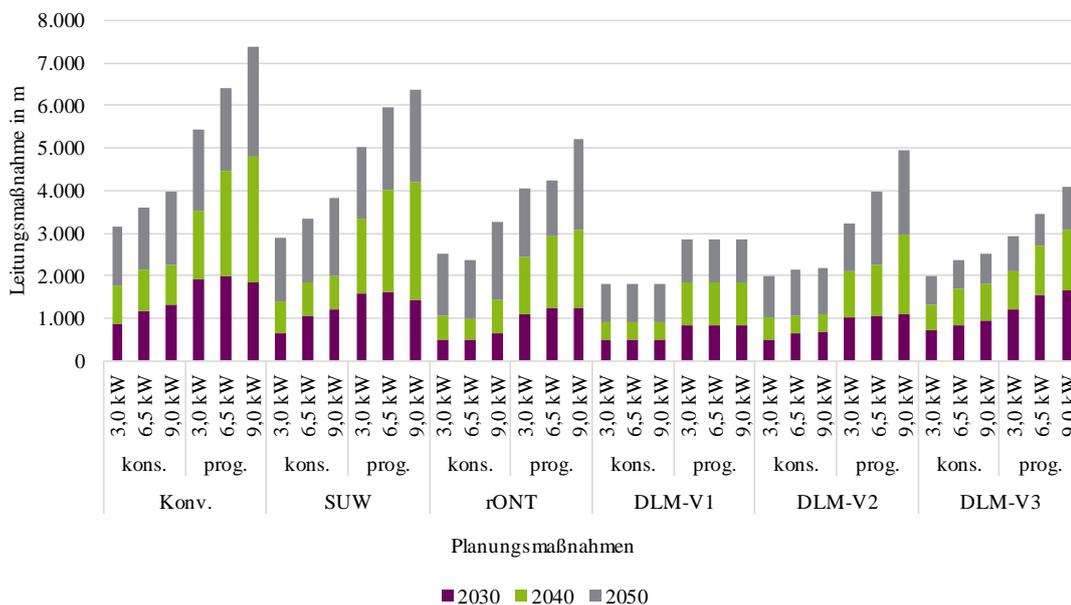


Abbildung 14.2: Notwendige Leitungsmaßnahmen konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten aus der Perspektive der Abgänge für 18 Niederspannungsnetze

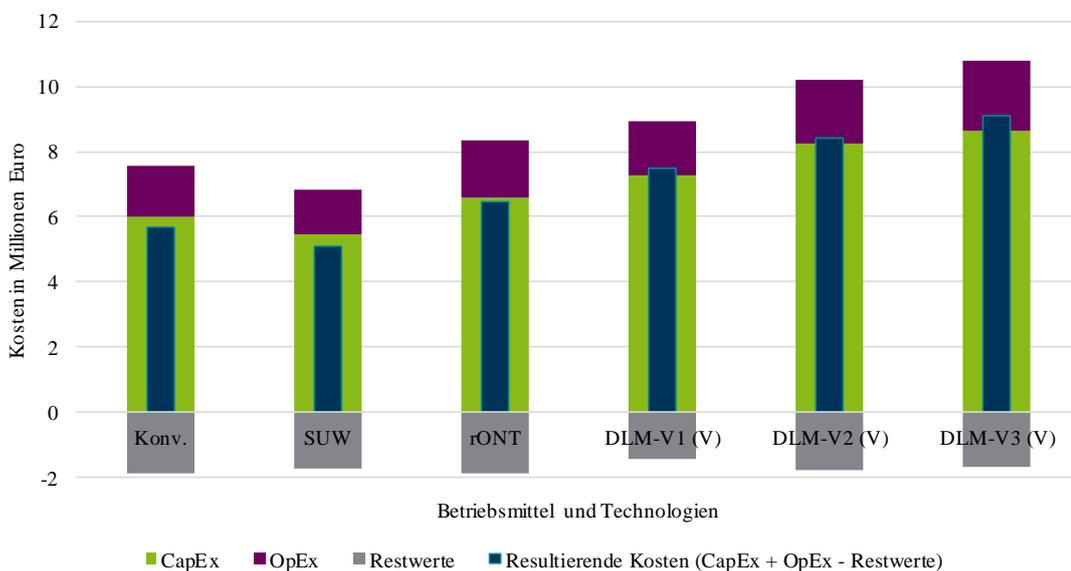


Abbildung 14.3: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten für 18 Niederspannungsnetze

Die Abbildung 14.4 (Seite 146) stellt auf Basis der durchgeführten Kostenanalyse mit der Barwertmethode (resultierende verbarwertete Kosten = CapEx + OpEx - Restwerte) das relative Einsparpotenzial gegenüber der konventionellen Referenzvariante dar. Hierbei wird deutlich, dass z. B. ein rONT in ca. 20 % aller analysierten Varianten ein Einsparpotenzial von ca. 16 % oder

mehr gegenüber den ausschließlich konventionellen Planungsmaßnahmen hat, die als 0%-Linie dargestellt sind. Dagegen zeigt sich, dass ein DLM bei notwendiger Vollausrüstung bereits ab ca. 23 % in DLM-Variante 1 teurer als der rein konventionelle Netzausbau wird.

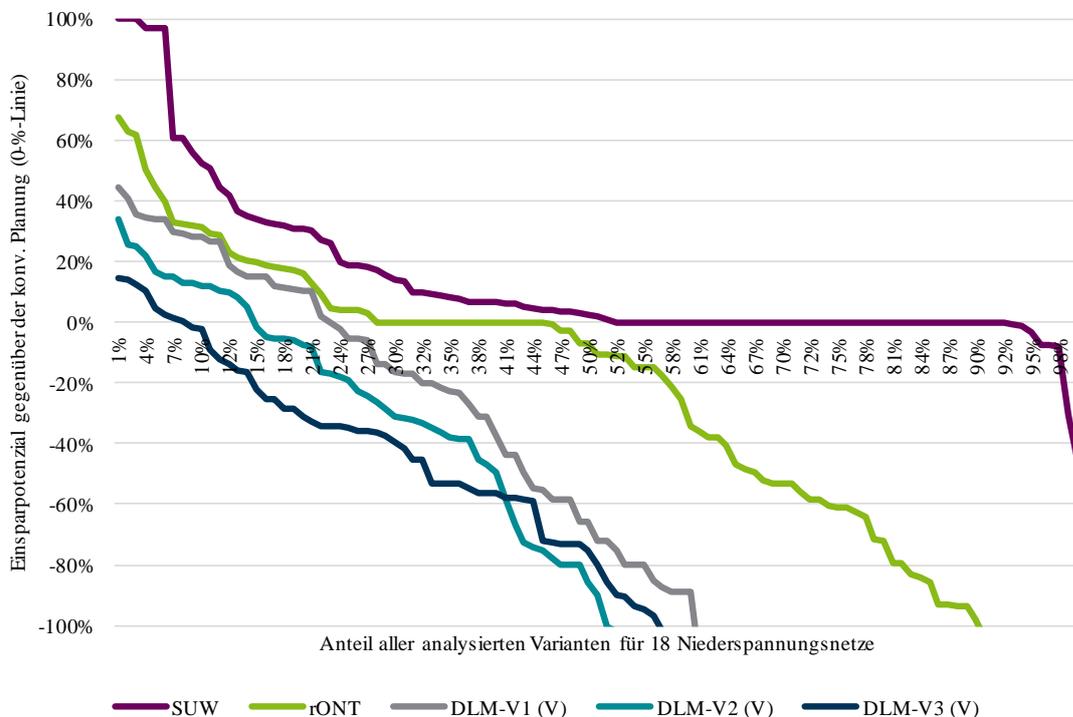


Abbildung 14.4: Einsparpotenzial bezogen auf die konventionelle Planungsvariante als Referenzvariante konsolidiert über alle innovativen Planungsvarianten für 18 Niederspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt

14.2.3 Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Niederspannungsnetze

Auf Basis der Erkenntnisse zu den einzelnen Netzplanungsvarianten sowie der zugehörigen technisch-wirtschaftlichen Bewertung aus Abschnitt 14.2.2 werden in Analogie zu Abschnitt 14.1.2 (übergreifend) nachfolgend neue PuB für städtische NS-Netze erläutert, die verschiedenen Bereichen entstammen.

Der erste Grundsatz liefert Leistungswertannahmen für unterschiedliche (neue) Lasten, die zur Netzplanung herangezogen werden können, wenn keine eigenen gesicherten Erkenntnisse vorliegen. Diesen Annahmen folgend wird erläutert, welcher Betriebspunkt für städtische NS-Netze auslegungsrelevant ist, bevor Empfehlungen zu Standard-Betriebsmitteln im Bereich Leitungen und ONT gemacht werden. Im Anschluss werden, zumeist spannungsregelnde, innovative Maßnahmen in Bezug auf ihre Auswirkungen auf die Netzplanung diskutiert sowie darauf aufbauend insbesondere das DLM, welchem eine besondere Bedeutung beigemessen wird. Der letzte Grundsatz thematisiert dann noch die Netzstrukturen und wo welcher etwaige Netzausbaubedarf besteht. Somit werden im Rahmen der Grundsätze für die NS-Ebene alle strategisch wichtigen Themenfelder abgehandelt, die um unternehmensspezifische PuB ergänzt werden können.

1. Zur Dimensionierung von Ortsnetztransformatoren wird eine durchschnittliche effektive Leistung für private Ladepunkte pro Hausanschluss von $P_{\text{pLP,ONT,HA}} = [1,7 ; 2,9]$ kW oder alternativ $P_{\text{pLP,ONT,ZP}} = [0,4 ; 0,8]$ kW pro Zählpunkt zuzüglich $P_{\text{konv,ONT,EZFH}} = 2,0$ kW für konventionelle Lasten der Ein- und Zweifamilienhäuser bzw. $P_{\text{konv,ONT,MFH}} = 1,0$ kW pro Zählpunkt für Mehrfamilienhäuser im Netz empfohlen.

Zur Dimensionierung der Niederspannungsabgänge werden im Abgang pro Hausanschluss $P_{\text{pLP,NS-Abgang,HA}} = [8,2 ; 12,0]$ kW oder alternativ $P_{\text{pLP,NS-Abgang,ZP}} = [3,2 ; 4,3]$ kW pro Zählpunkt zuzüglich $P_{\text{konv,NS-Abgang,EZFH}} = 2,7$ kW für konventionelle Lasten der Ein- und Zweifamilienhäuser bzw. $P_{\text{konv,NS-Abgang,MFH}} = 1,3$ kW pro Zählpunkt für Mehrfamilienhäuser empfohlen.

Sofern zusätzlich elektrische Wärmepumpen zu berücksichtigen sind, wird empfohlen, eine zusätzliche Leistung von $P_{\text{WP,NS}} = [3 ; 9]$ kW pro Wärmepumpe hinzuzurechnen, die gleichermaßen für Ortsnetztransformatoren und Niederspannungsabgänge gültig ist.

Für die strategische (Ziel-)Netzplanung ist ein wichtiger Bestandteil die Prognose bzw. Annahme geeigneter Leistungswerte für die unterschiedlichen Netznutzer bzw. Lasten. In vielen Fällen wurde früher ein einziger Wert pro Haushaltslast genutzt, mit dem die ONT und Stammstrecken dimensioniert wurden. Mit der zunehmenden Anzahl an LIS ist diese sehr stark vereinfachte Planungsvorgehensweise nicht mehr anwendbar, da es entweder zu einer deutlichen Über- oder Unterdimension führen kann. Ebenfalls wurde mit der *DIN 18015-1* ein weiteres Werkzeug an die Hand gegeben, mit dem für verschiedene Perspektiven konventioneller Lasten unterschiedlicher Typen geplant werden, um die Betriebsmittel entsprechend ihrer Versorgungsaufgabe auslegen zu können.

Insbesondere in Analogie zu Abschnitt 7.6 zur Dimensionierung der ONT und Abgänge bzw. Stammstrecken sind unterschiedliche Gleichzeitigkeiten im Bereich der LIS relevant, die entsprechend in differenzierten Leistungswertannahmen resultieren und derzeit den größten Unsicherheitsfaktor darstellen, weil bisher nur wenig gesicherte Erkenntnisse zum flächendeckenden Ladeverhalten vorhanden sind.

Aus der Analyse der NS-Netze unter Berücksichtigung der angenommenen Szenarien und Ladeleistungsverteilungen über die Stützjahre können daher der Abbildung 14.5 (Seite 148) bis zur Abbildung 14.10 (Seite 150) die Detailergebnisse für die private LIS ($P_{\text{LL}} = 3,7$ kW, 11 kW und 22 kW) aus der Perspektive der Ortsnetze und Abgänge (für jeweils diejenigen Abgänge, in denen LIS vorhanden ist) entnommen werden. Die Abbildung 14.5 und die Abbildung 14.6 (Seite 148) zeigen jeweils die Auswertungen pro Hausanschluss. Die Abbildung 14.7 und die Abbildung 14.8 (Seite 149) zeigen jeweils die Auswertungen pro Zählpunkt sowie die Abbildung 14.9 und die Abbildung 14.10 (Seite 150) jeweils die Auswertungen pro pLP.

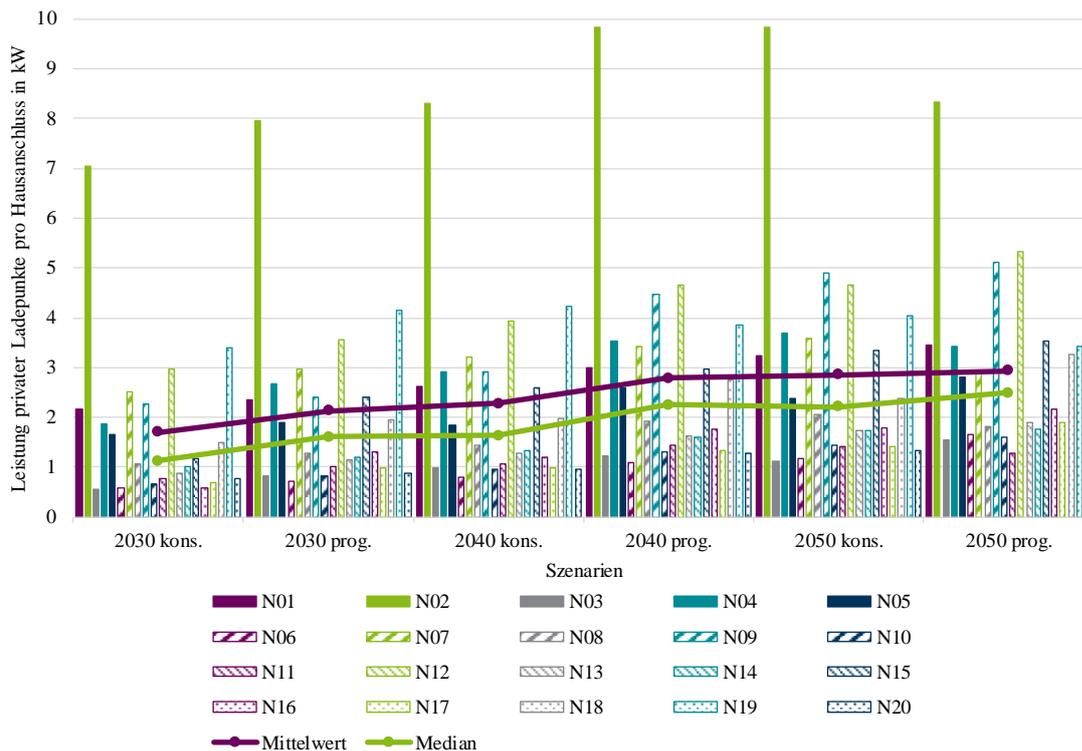


Abbildung 14.5: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Hausanschluss (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze

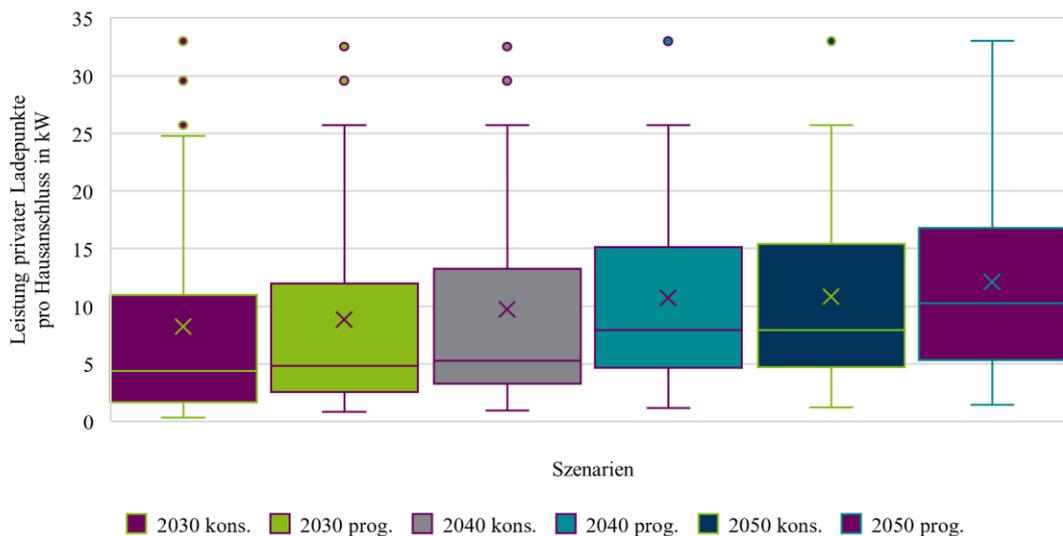


Abbildung 14.6: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Hausanschluss (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Abgänge (nicht enthalten sind Abgänge ohne private Ladeinfrastruktur) für 20 Niederspannungsnetze

Anmerkung zur Abbildung 14.6 sowie nachfolgend ähnliche Abbildungen: Punkte: Ausreißer, obere Antenne: Maximum, untere Antenne: Minimum, X: Arithmetischer Mittelwert, unterer Teil der Box: unteres Quantil (Q1), Trennlinie: Median (Q2), oberer Teil der Box: oberes Quantil (Q3)

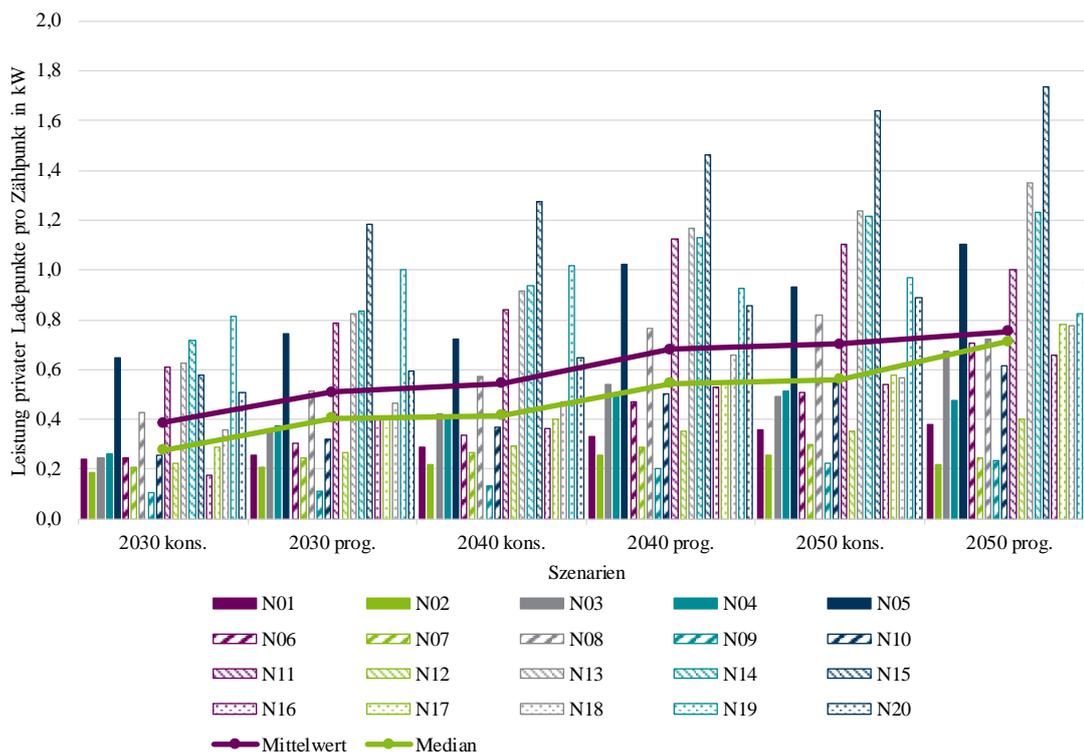


Abbildung 14.7: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Zählpunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze

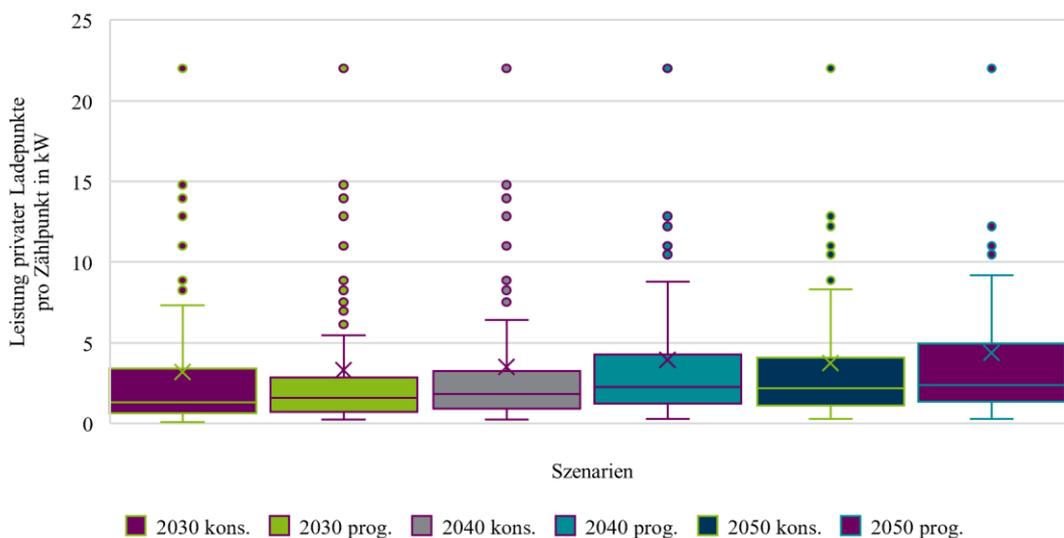


Abbildung 14.8: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Zählpunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Abgänge (nicht enthalten sind Abgänge ohne private Ladeinfrastruktur) für 20 Niederspannungsnetze

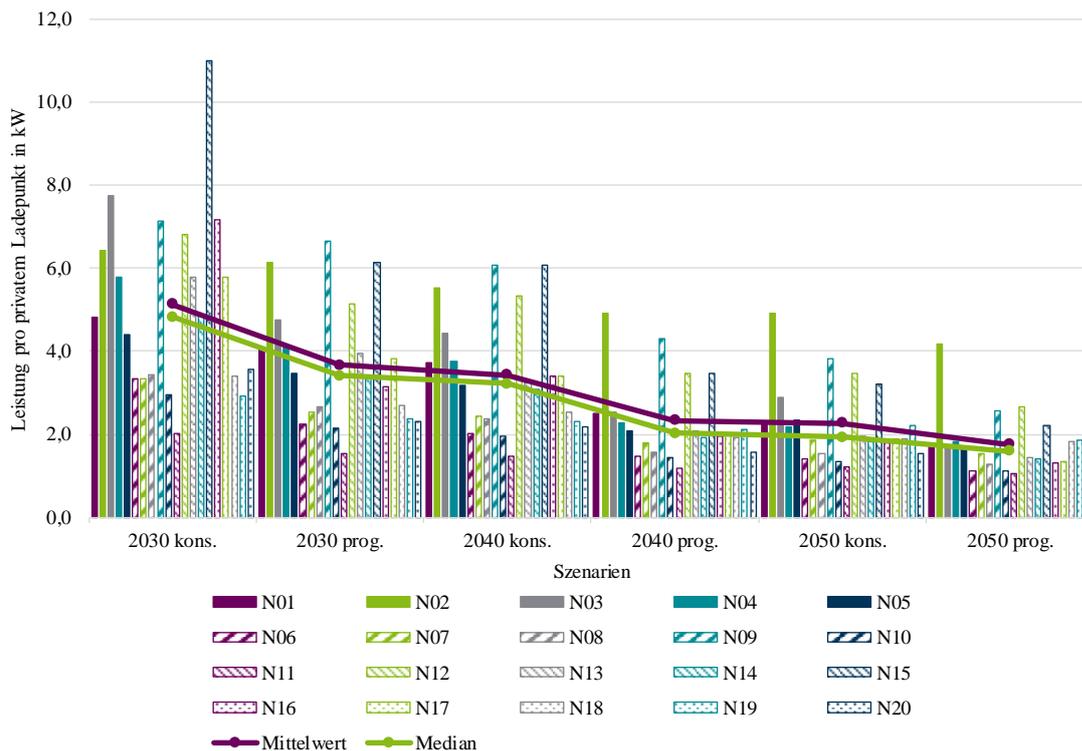


Abbildung 14.9: Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro privatem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze

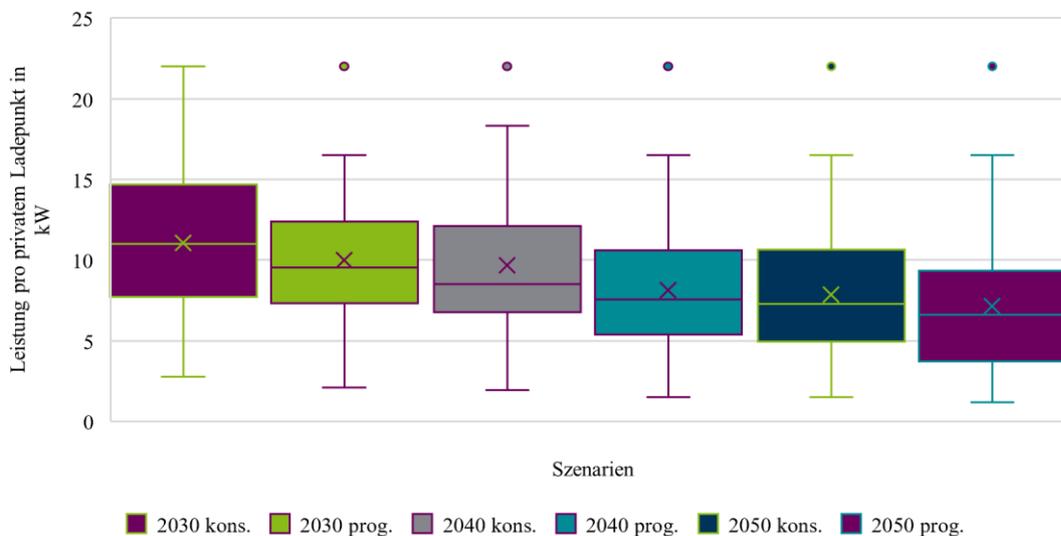


Abbildung 14.10: Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro privatem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Abgänge (nicht enthalten sind Abgänge ohne private Ladeinfrastruktur) für 20 Niederspannungsnetze

Dadurch, dass öffentliche LIS durch den NB grundsätzlich besser planbar ist und die verschiedenen hohen Ladeleistungen genehmigt werden müssen, wird an dieser Stelle auf Leistungswertannahmen verzichtet.

Es zeigt sich, dass für ONT Leistungen zwischen $P_{pLP,ONT,HA} = [1,7 ; 2,9]$ kW pro Hausanschluss bei EZFH bzw. $P_{pLP,ONT,ZP} = [0,4 ; 0,8]$ kW pro Zählpunkt bei MFH angenommen werden können. Letztere Werte sind etwas geringer, da für MFH ohne Tiefgaragen grundsätzlich weniger LP angenommen werden. Für Stammstrecken bzw. Abgänge werden $P_{pLP,NS-Abgang,HA} = [8,2 ; 12,0]$ kW pro Hausanschluss oder $P_{pLP,NS-Abgang,HA} = [3,2 ; 4,3]$ kW pro Zählpunkt angenommen. Bei diesen vier angegebenen Wertepaaren entspricht jeweils der erste Wert dem konservativen Szenario im Jahr 2030 und der zweite Wert dem progressiven Szenario im Jahr 2050 als arithmetischer Mittelwert. Somit wird ein Korridor aufgespannt, zwischen dem sich für unterschiedliche Szenarien die entsprechenden Leistungswerte ergeben.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass in den Werten der privaten LIS eine indirekte Berücksichtigung der öLP über die in Abschnitt 7.6.2 dargelegte Methode vorhanden ist. Daher ist es in Abhängigkeit einer deutlich abweichenden Ladeleistungsverteilung der pLP und öLP in den NS-Netzen möglich, dass sich leicht andere Leistungswertannahmen ergeben. Für den überwiegenden Teil der Netze stellen die o. a. Leistungswertannahmen jedoch gute Werte dar, die eine ausgewogene Verteilung der Ladeleistungen widerspiegeln.

Konventionelle Lasten stellen vor dem Hintergrund von Abbildung 14.1 den geringsten Anteil an der zukünftigen Gesamtlast dar. Die dabei mithilfe von Schleppzeigern ermittelten Leistungswertannahmen werden sowohl für die Perspektive der Ortsnetze als auch der Abgänge generiert. Die Abbildung 14.11 (Seite 152) stellt dabei eine Unterscheidung in Leistungsbereiche sowie die Abbildung 14.12 (Seite 152) die grundsätzliche Verteilung dar. In der Abbildung 14.13 (Seite 153) ist dargestellt, mit welchem max. und gleichzeitigen konventionellen Leistungswert pro Zählpunkt gerechnet werden kann.

Sofern als weitere Last die Wärmeversorgung mittels WP bereitgestellt wird, ist zusätzlich ein Wert von $P_{WP,NS} = [3 ; 9]$ kW pro WP vorzusehen. Dabei wird der GZF in den meisten Fällen bei 1 liegen, weshalb keine Unterscheidung zwischen Ortsnetz und Abgang vorgenommen wird. In Anlehnung an die Lastentwicklung aus der Abbildung 14.1 werden WP jedoch nur in den vorstädtisch geprägten Netzen relevant. Für innerstädtische Netze gibt es dagegen im Einzelfall Bestrebungen, die Warmwasserversorgung auf Durchlauferhitzer umzustellen, was im vorliegenden Leitfaden nicht analysiert wurde. Deshalb ist im Einzelfall zu prüfen, welche Leistungswerte hierfür angesetzt werden müssen. Eine Übersicht aller getroffenen Leistungswertannahmen aus Perspektive der ONT und Abgänge kann der Tabelle 14.1 (Seite 153) entnommen werden, die ergänzend Leistungswerte pro pLP enthält.

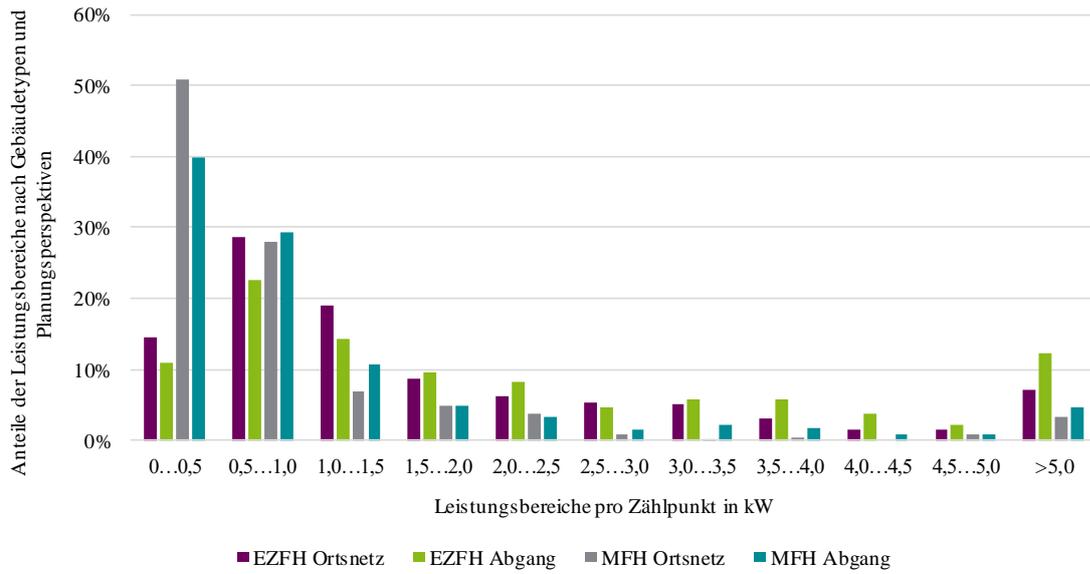


Abbildung 14.11: Leistungsbereiche der konventionellen Lasten pro Gebäudetyp und Planungsperspektive

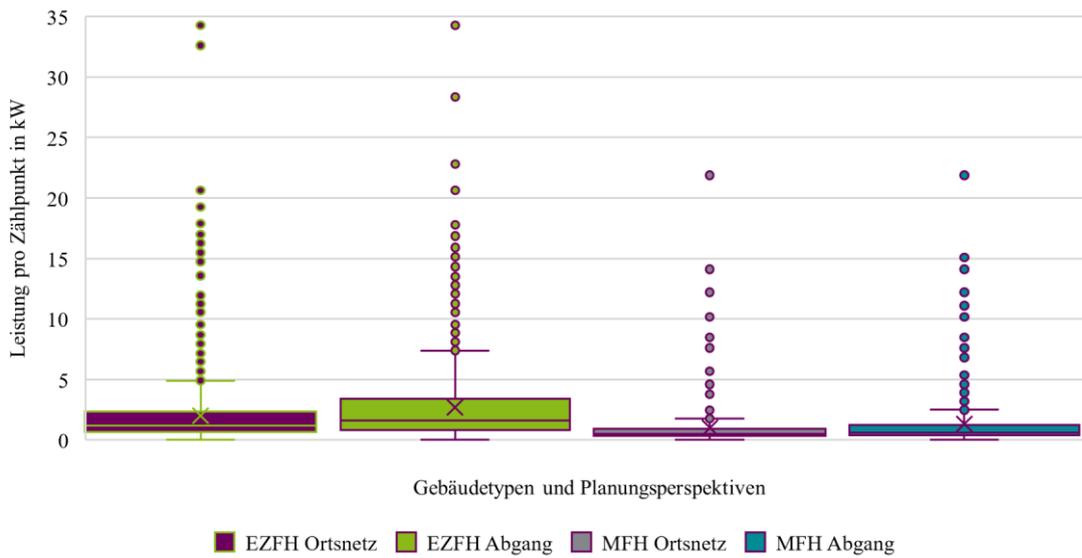


Abbildung 14.12: Verteilung der konventionellen Lasten pro Gebäudetyp und Planungsperspektive

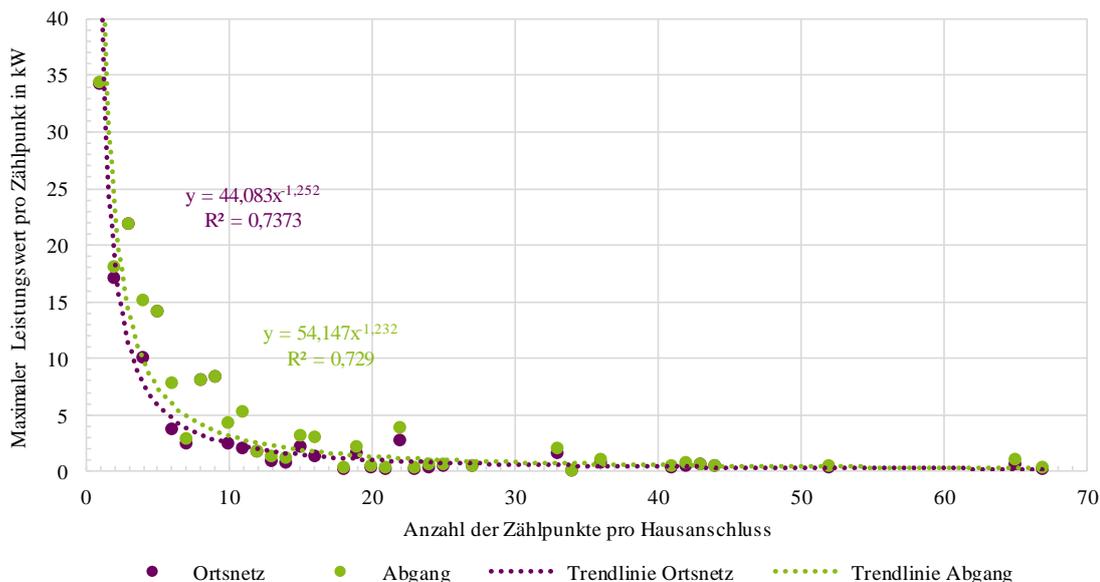


Abbildung 14.13: Maximale gleichzeitige konventionelle Leistungsaufnahme pro Zählpunkt (ohne Gewerbe)

Tabelle 14.1: Leistungswertannahmen für verschiedene Lasten in der Niederspannungsebene

Last	Ortsnetz			Abgang		
	kW/HA	kW/ZP	kW/pLP*	kW/HA	kW/ZP	kW/pLP*
pLP ^{A,B}	[1,7 ^D ; 2,9 ^E]	[0,4 ^D ...0,8 ^E]	[5,1 ^D ...1,8 ^E]	[8,2 ^D ...12,0 ^E]	[3,2 ^D ...4,3 ^E]	[11,1 ^D ...7,1 ^E]
EZFH ^{B,C}	-	2,0	-	-	2,7	-
MFH ^{B,C}	-	1,0	-	-	1,3	-
WP	[3 ; 9] (keine Unterscheidung für Wärmepumpen (WP), da Gleichzeitigkeitsfaktor nahezu 1)					

^A 3,7 kW, 11 kW und 22 kW

^B Arithmetische Mittelwerte pro Hausanschluss, Zählpunkt oder Ladepunkte im Netz oder Abgang

^C Es liegt keine Unterscheidung bei der elektrischen Warmwasserbereitung vor.

^D konservatives Szenario im Jahr 2030

^E progressives Szenario im Jahr 2050

* Anmerkung: Die Ladeleistung pro pLP sinkt über die Jahre, da sich die Anzahl der pLP erhöht. Hausanschlüsse und Zählpunkte von EZFH bzw. MFH bleiben hingegen konstant.

Anmerkung zur Abbildung 14.1, Abbildung 14.5 und Abbildung 14.7 auf Basis von Abschnitt 7.6.2 und 9.2.1:

Aufgrund der angewendeten Methoden zur Verteilung von fünf Ladeleistungen über die Stützjahre, einer Unterscheidung in private und öffentliche LIS, der ausgewählten GZF-Berechnung (4) und der Regionalisierungsmethode ist es punktuell möglich, dass die durchschnittliche Ladeleistung von pLP von einem zum nächsten Stützjahr aufgrund der Vollelektrifizierung bei Wohngebäuden in der NS-Ebene leicht sinkt, wenn keine weiteren pLP mehr, sondern nur noch öLP in die Netze regionalisiert werden. Die gesamte Ladeleistung (priv. + öff.) steigt jedoch weiterhin.

2. Für städtische Niederspannungsnetze ist der Betriebspunkt „Starklast“ auslegungsrelevant.

Bezugnehmend auf den zweiten spannungsebenenübergreifenden Grundsatz ist auf Basis zweier Analysen der Betriebspunkt „Starklast“ auslegungsrelevant. Die Abbildung 14.14 (Seite 155) zeigt hierfür eine Auswertung der max. Spannungsbandverletzungen beider Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ im progressiven Szenario für das Jahr 2050 mit 9-kW-Wärmepumpen („Starklast“) bzw. 0 kW Last („Starkeinspeisung“). Dabei ist zu ergänzen, dass keine Betriebsmittelüberlastungen dargestellt werden, da diese im Falle des Betriebspunktes „Starkeinspeisung“ weder aus der Perspektive des Transformators noch aus der Perspektive der Leitungen auftreten und daher kein Vergleich möglich ist. Es zeigt sich deutlich über alle NS-Netze, dass mit den niederspannungsseitigen Spannungen $U/U_n = 95\%$ („Starklast“) und $U/U_n = 107\%$ („Starkeinspeisung“) deutlich mehr untere Spannungsbänder (17-mal) in Anlehnung an die *DIN EN 50160* verletzt werden als obere (viermal). Der Abbildung 14.15 (Seite 155) kann in Ergänzung für den Betriebspunkt „Starklast“ entnommen werden, in welchen Jahren mit welchen Grenzwertverletzungen zuerst gerechnet werden kann. Darin zeigt sich, dass neben Betriebsmittelüberlastungen zunächst vermehrt im Jahr 2030 Spannungsbandverletzungen auftreten, die mittels konventioneller Planungsmaßnahme des Stufenstellers in vielen Fällen direkt vollständig behoben werden können. In späteren Jahren müssen Grenzwertverletzungen mit ergänzenden und nicht mehr kostenneutral zur Verfügung stehenden konventionellen und innovativen Planungsmaßnahmen behoben werden. Dagegen treten für den Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ ausschließlich in geringem Umfang Spannungsbandverletzungen auf.

Für vorstädtische Netze, in denen von einer deutlichen Zunahme von DEA (wie z. B. PVA) ausgegangen werden kann, ist zusätzlich zu prüfen, ob ergänzend der Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ relevant wird und zu berücksichtigen ist. Hintergründig kann im Falle des Betriebspunktes „Starklast“ und einer Anpassung der Stufenstellung des Stufenstellers um zwei 2,5-%-Stufen nach unten bereits mit dieser Einstellung der Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ nicht eingehalten werden, wenn von einer Spannung in Höhe von $U/U_n = 107\%$ ausgegangen wird. Dies ist in den entsprechenden Netzen jedoch im Einzelfall zu prüfen. Generell werden diese Fälle mit hoher Wahrscheinlichkeit nur in begrenzter Zahl für städtische Netze – im Gegensatz zu ländlichen Netzen mit wenig Hausanschlüssen und langen Abgängen – auftreten. Zumal bei den Planungen für den Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ mit $P = 0$ kW Last geplant wurde, was ebenfalls als sehr theoretisch einzustufen ist, da selbst im Sommer zur Mittagszeit eine Grundlast vorhanden ist und gelegentlich Fahrzeugladungen stattfinden werden. Ebenfalls steigt der Anteil von PVA, die direkt mit einem Batteriespeicher für die Eigennutzung (perspektivisch auch für Klimaanlage) verkauft werden und somit weniger Überschuss ins vorgelagerte Netz einspeisen.

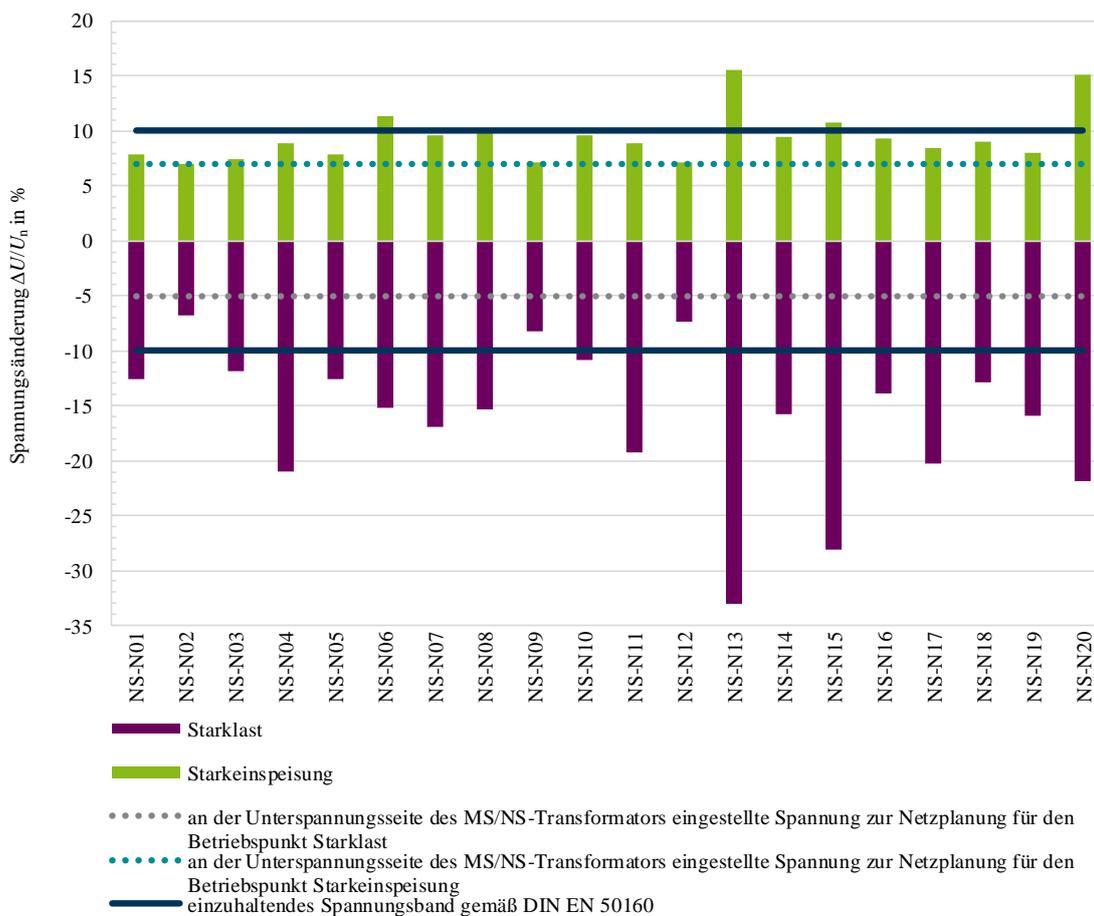


Abbildung 14.14: Maximale Spannungsänderungen für die Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ für 20 Niederspannungsnetze für das Jahr 2050 im progressiven Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen

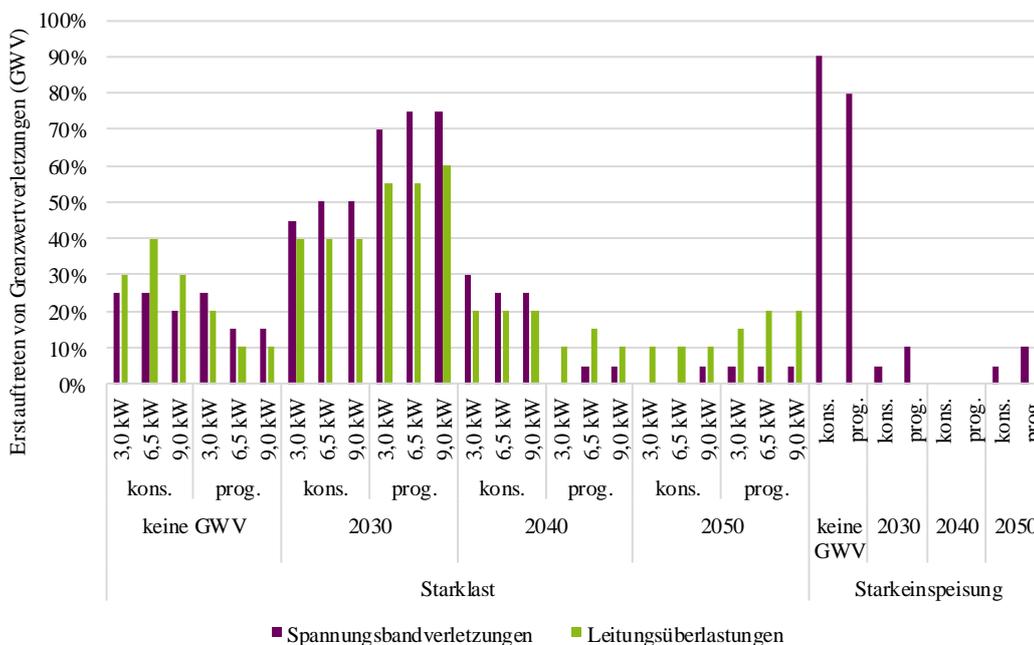


Abbildung 14.15: Erstauftreten von Grenzwertverletzungen bei Niederspannungsleitungen für die Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ für 20 konsolidierte Niederspannungsnetze

3. Es wird empfohlen, den aktuellen Standard-Kabelquerschnitt $q = 150 \text{ mm}^2$ (A1) um einen zweiten neuen Standard-Kabelquerschnitt $q = 240 \text{ mm}^2$ (A1) für städtische Niederspannungsnetze zu ergänzen.

Über alle Leitungsmaßnahmen hinweg stellen ca. 20 % der Leitungsmaßnahmen einen Leitungsaustausch (Querschnitt kleiner als 150 mm^2 oder altes Material wie z. B. NKBA) dar sowie 80 % eine Leitungsverstärkung (parallele Leitung mit der Umverteilung der Lasten auf beide Kabel oder Strangaufftrennung, wenn z. B. in beiden Fällen bereits modernes NAYY 150 mm^2 vorhanden ist). Im Rahmen des Leitungsaustauschs wird dabei in ca. 26 % der Fälle ein Kabel mit $q = 240 \text{ mm}^2$ (A1) notwendig, wohingegen in ca. 49 % der Fälle ein Kabel mit $q = 150 \text{ mm}^2$ (A1) ausreicht, wenn z. B. altes oder Kabelmaterial mit einem Querschnitt kleiner als 150 mm^2 ausgetauscht wird. In den Fällen, in denen geprüft wurde, welcher Querschnitt notwendig ist, wenn anstatt eines parallelen 150-mm^2 -Kabels (A1) das bestehende Kabel ausgetauscht wird („erzwungener Austausch“), war in ca. 32 % der Fälle ein Kabel mit $q = 240 \text{ mm}^2$ (A1) notwendig (siehe Abbildung 14.16).

Es wird daher empfohlen, neben dem derzeitigen Standard-Kabelquerschnitt 150 mm^2 (A1) einen weiteren Querschnitt 240 mm^2 (A1) einzuführen, der gleichermaßen 185 mm^2 (A1) abdeckt. So kann für den Fall, dass eine Verstärkung nicht erwünscht oder aus betrieblichen Gründen unvorteilhaft ist, mittels eines höheren Querschnitts eine Einzelleitung behalten werden. In den meisten anderen Fällen ist es ausreichend, ein weiteres 150 mm^2 (A1) parallel zu betreiben, entweder mit einer Umverteilung der Lasten auf beide Leitungen oder über eine Strangaufftrennung (min. hinter einem Hausanschluss oder max. bis zum nächsten Kabelverteilerschrank). Ebenfalls wird empfohlen, bei Tiefbaumaßnahmen gleichermaßen Leerrohre mit zu verlegen.

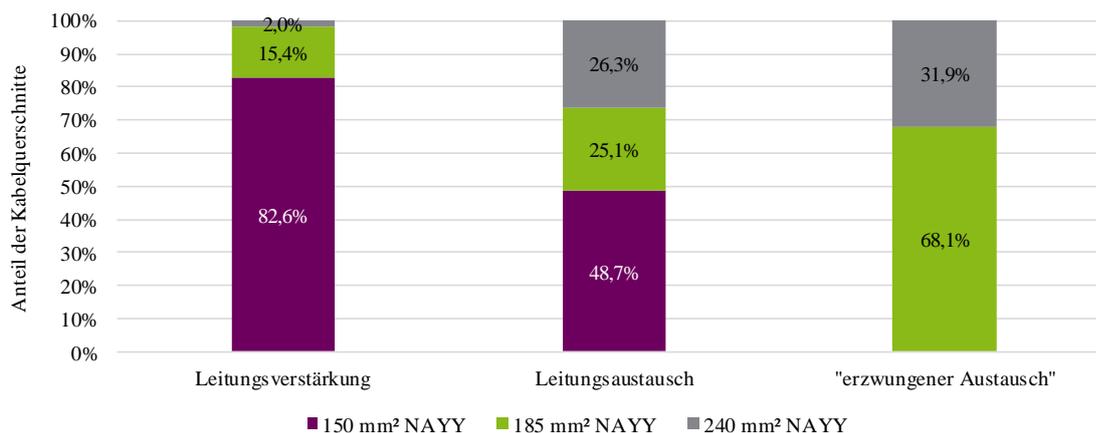


Abbildung 14.16: Anteile der Leitungsmaßnahmen nach Querschnitten für 18 konsolidierte Netze

Anmerkung: Bei der Netzplanung wurden Reduktionsfaktoren bei einer Parallelverlegung vernachlässigt, da u. a. der Betriebspunkt „Starklast“ als kurzzeitiger Betriebspunkt zu betrachten ist, die Leitungen nicht vollständig thermisch ausgelastet und in ausreichendem Abstand zueinander verlegt werden.

4. Im Bereich der Standard-Transformatorgrößen wird empfohlen, die jeweils vorhandene Dimension um eine Leistungsklasse in Bezug auf die Bemessungsleistung zu erhöhen.

In den analysierten Varianten, in denen aufgrund von Überlastungen eine Erhöhung der Transformatorleistung notwendig wird, stellt der 630-kVA-Transformator in 41 % der Fälle die Standardgröße dar (alle anderen Größen liegen darunter). Bei einem konventionellen Ausbau sinkt dieser Anteil im Jahr 2050 leicht auf 40 %. Stattdessen erhöhen sich die Anteile von 0 % auf 24 % für 800-kVA-Transformatoren sowie von 0 % auf 21 % für 1.000-kVA-Transformatoren. 10 % liegen unterhalb von $S_r = 630$ kVA sowie 5 % oberhalb von $S_r = 1.000$ kVA (siehe Abbildung 14.17).

Beim Einsatz eines DLM in Variante 2 (nur private LIS als derzeit realistischste Variante) sinkt dagegen der Anteil von 630-kVA-Transformatoren von 41 % auf 35 %. Der Anteil von 800-kVA-Transformatoren steigt von 0 % auf 17 % sowie von 1.000-kVA-Transformatoren von 0 % auf 13 %.

Im Ergebnis wird deutlich, dass je nach Netzgröße neben der Leistungsklasse $S_r = 630$ kVA auch $S_r = 800$ kVA und $S_r = 1.000$ kVA zunehmend mehr Bedeutung haben werden. Daher wird empfohlen, $S_r = 630$ kVA als kleinste Größe zu nutzen und $S_r = 800$ kVA als neue Standardgröße zu definieren. Punktuell ist zu prüfen, ob auch $S_r = 1.000$ kVA als Alternative zur Verfügung stehen, ggf. sind hier jedoch auch zwei 630-kVA-Transformatoren möglich, da ansonsten aufgrund der Leistungsklasse eines 1.000-kVA-Transformators auch Standortfaktoren, Kurzschlussleistungen, Leistungsschalter und grundsätzlich Schutztechnik bzw. Absicherung geprüft werden müssen.

Sofern keine Erhöhung der Transformatorleistung möglich ist, kann alternativ eine Netzauftrennung vorgenommen werden, bei der ebenfalls Standortfaktoren und Eigentumsverhältnisse berücksichtigt werden müssen. Bei einer Netzauftrennung ist zusätzlich darauf zu achten, dass die neue und auch die alte ONS idealerweise in den Lastschwerpunkt gesetzt werden.

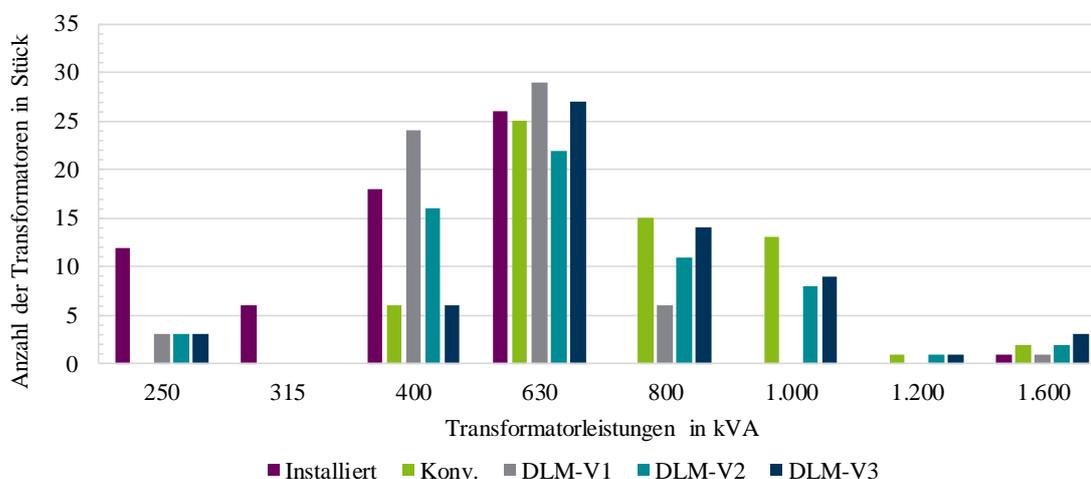


Abbildung 14.17: Notwendige Erhöhungen der Leistungsklassen von Ortsnetztransformatoren für 18 konsolidierte Netze bei Vorhandensein von Grenzwertverletzungen

5. Innovative spannungsregelnde Maßnahmen bieten keinen langfristigen Vorteil zur Behebung von Grenzwertverletzungen, da in städtischen Niederspannungsnetzen Betriebsmittelüberlastungen der dimensionierende Faktor für Ausbaumaßnahmen sind.

Im Rahmen der Netzplanungen hat sich gezeigt, dass zwar insbesondere im Jahr 2030 Spannungsbandverletzungen ohne Betriebsmittelüberlastungen auftreten, diese aber durch den nahezu kostenneutralen Einsatz eines Stufenstellers behoben werden können. Leitungsüberlastungen werden dagegen in den Jahren 2040 und 2050 maßgebend für Planungsmaßnahmen sein, deren Behebung zusätzlich jedoch gleichermaßen nahezu fast alle übrigen Spannungsbandverletzungen vermeiden. Daher sind innovative spannungsregelnde Maßnahmen nach Anwendung des Stufenstellers wenig vorteilhaft, da sie bis auf die SUW, die nur geringfügig günstiger ist als der konventionelle Ausbau, zusätzliche Kosten verursachen. So sind Einzelstrangregler nicht zu empfehlen, da zum einen meist mehr als ein Strang Grenzwertverletzungen aufweist und zum anderen nur Spannungsbandverletzungen behoben werden können. Wenn dagegen ein BLM zum Einsatz kommen soll, kann dieses zwar ebenfalls in geringem Umfang Spannungsbandverletzungen beheben, allerdings werden in vielen Fällen Leitungsüberlastungen begünstigt und teilweise auch bestehende verstärkt, weshalb ein BLM nicht flächendeckend empfohlen werden kann.

rONT sind im Gegensatz zu den anderen spannungsregelnden Maßnahmen etwas differenzierter zu betrachten. Gegenüber innerstädtischen Netzgebieten mit einem hohen Anteil von MFH kann für vorstädtische Netzgebiete, in denen mit einem sehr starken Zubau von DEA wie z. B. PVA bei EFH und ZFH zu rechnen ist, empfohlen werden, rONT für die Spannungshaltung zwischen den Betriebspunkten „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ einzusetzen (gerade wenn eine Erhöhung der Transformatorleistung infolge einer Leistungssteigerung erforderlich wird). Hintergründig können ggf. nicht flächendeckend Maßnahmen für den Betriebspunkt „Starklast“ gleichermaßen notwendige spannungshaltende Maßnahmen für den Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ in vorstädtischen Netzgebieten abdecken. Perspektivisch ist dafür jedoch im Vorfeld zu prüfen, wie relevant eine Berücksichtigung des Betriebspunktes „Starkeinspeisung“ wird, wenn davon ausgegangen werden kann, dass in nur sehr wenigen NS-Netzen eine Spannung von $U/U_n = 107\%$ erreicht wird und keine bzw. wenig konventionelle Last sowie keine Klimaanlage, keine Energiespeicher und keine Ladungen für Elektromobilität vorhanden sind.

6. Netzdienliches Lastmanagement kann den konventionellen Netzausbau verzögern und teilweise vermeiden. Ist dabei die Anschaffung der Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) vollumfänglich notwendig, sind zumeist konventionelle Planungsmaßnahmen kostengünstiger und werden daher empfohlen. Wenn die MIKT jedoch bereits vorhanden ist bzw. deren Ausbringung unabhängig davon geplant ist und für ein Lastmanagement genutzt werden kann, ist ein Lastmanagement stets deutlich kostengünstiger und wird somit empfohlen.

In Bezug auf die Abbildung 14.2 kann grundsätzlich festgehalten werden, dass Lastmanagement zu teilweise erheblichen Leitungseinsparungen des konventionellen Netzausbaus führen kann. Bei einer Berücksichtigung von verschiedenen Kostenannahmen (siehe Abbildung 14.18 (Seite 160) und Abbildung 14.19 (Seite 160)) für die MIKT muss jedoch eine differenzierte Auswertung vorgenommen werden. So kann festgestellt werden, dass ein Lastmanagement in über 78 % der analysierten Varianten kein Einsparpotenzial gegenüber konventionellen Planungsmaßnahmen bietet, wenn die MIKT erst aufgebaut werden muss (Vollausstattung notwendig), sondern auch teilweise deutlich teurer wird als konventionelle Maßnahmen. Für den Fall, dass entweder eine reduzierte Sensorik oder nur ein Grundbetrag für die RTU vorzusehen ist, wird ein Lastmanagement zwar in einigen Varianten wirtschaftlicher, allerdings ist der Anteil mit max. 49 % der Varianten noch zu gering, um es flächendeckend empfehlen zu können. Sofern aber die notwendige MIKT-Ausstattung bereits in den entsprechenden Netzen (definiert in Abschnitt 12.2.4) vorhanden ist, kann ein Lastmanagement empfohlen werden, da es in mind. 88 % der Varianten günstiger ist und sogar in ca. 50 % aller Varianten teilweise deutlich über 50 % in DLM-Variante 2 (nur Abregelung privater LIS).

In Ergänzung zur Kostenbewertung ist weiterhin festzuhalten, dass die Abregelung privater LIS, die zahlenmäßig deutlich höher in den Netzen vorhanden ist, eine höhere Erfolgsquote hat als eine Abregelung von öffentlicher LIS. Insbesondere in frühen Jahren ist das DLM erfolgreicher, da die Grundlast noch deutlich geringer ist als im Jahr 2050. Des Weiteren wird empfohlen, neben der LIS auch zusätzlich WP im Lastmanagement zu berücksichtigen, die perspektivisch über intelligente und der jeweiligen Netzsituation angepasste Sperrzeitfenster integriert werden können, um so zu Zeiten etwaiger Höchstlastzeitpunkte die Netzauslastung temporär zu reduzieren.

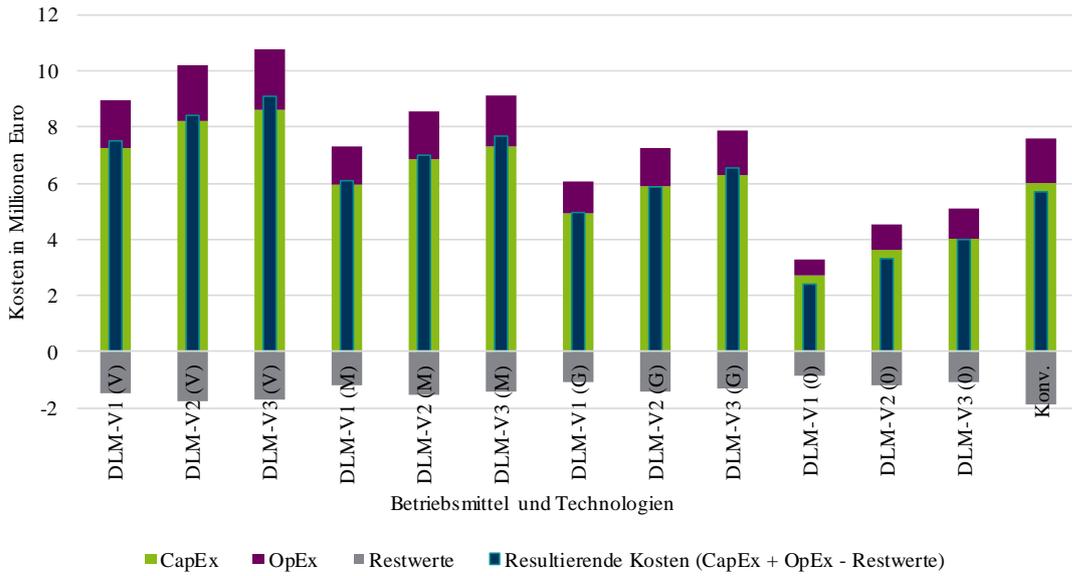


Abbildung 14.18: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle analysierten Varianten für 18 Niederspannungsnetze in verschiedenen Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements

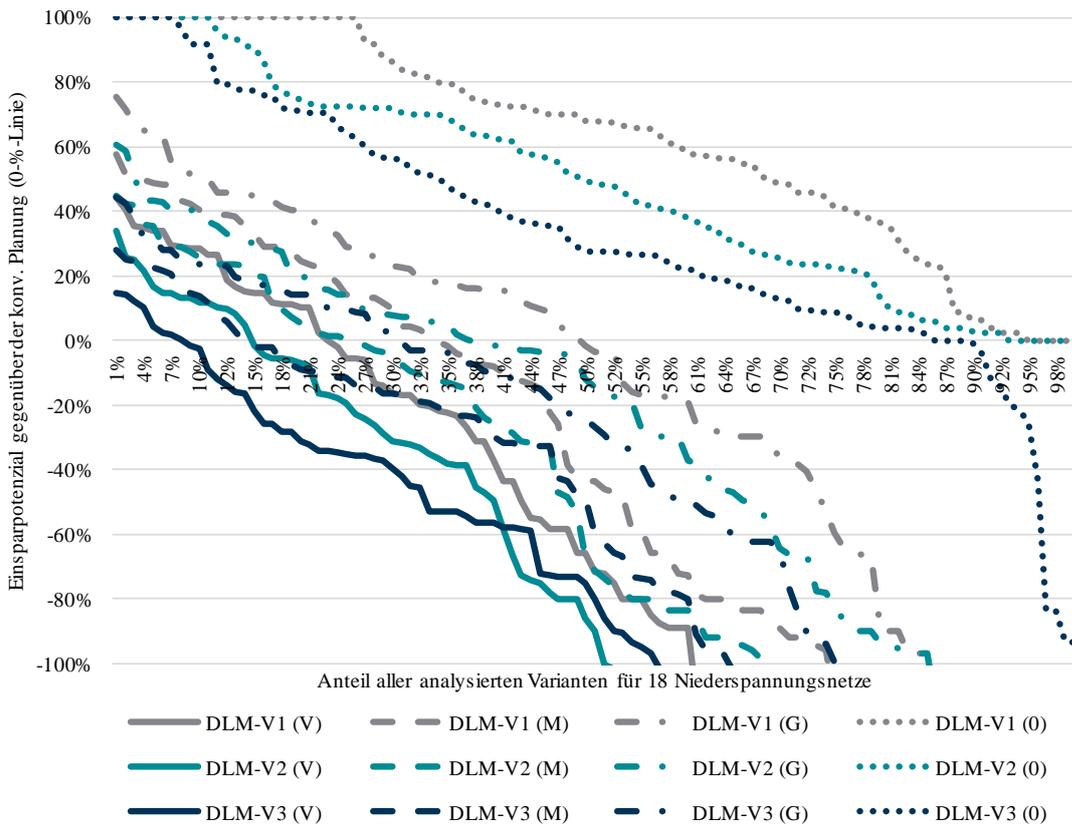


Abbildung 14.19: Einsparpotenzial verschiedener Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements bezogen auf die konventionelle Referenzvariante für 18 Niederspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt

7. Für innerstädtische Niederspannungsnetze, in denen keine Gebäudesanierungen oder Neubauten geplant sind und die eine durchschnittliche Lastdichte von mehr als ca. 10 Zählpunkte pro Hausanschluss haben, kann davon ausgegangen werden, dass kein signifikanter Ausbaubedarf der Niederspannungsleitungen erforderlich ist.

In den analysierten NS-Netzen NS-N02 aus Cluster 2 und NS-N12 aus Cluster 7 wurden keine Grenzwertverletzungen identifiziert. Die Netze haben eine Lastdichte von 38,2 sowie 11,7 Zählpunkten pro Hausanschluss. In Netz NS-N09 aus Cluster 9 mit 18,9 Zählpunkten pro Hausanschluss wurde nur ein Ausbaubedarf aufgrund von öffentlicher LIS festgestellt (ein 150-kW-Ladepunkt), jedoch nicht durch private LIS oder WP. Ebenso ist in Netz NS-N07 aus Cluster 7 mit 11,8 Zählpunkten pro Hausanschluss der Ausbaubedarf im Vergleich zu vorstädtischen Gebieten mit weniger als durchschnittlich 10 Zählpunkten pro Hausanschluss deutlich geringer. Eine Übersicht zur Lage der vorgenannten analysierten NS-Netze kann der Abbildung 14.20 entnommen werden.

Anmerkung: In den analysierten Innenstadtnetzen befanden sich keine Tiefgaragen. Diese sind jedoch je nach Netzgebiet bei der Planung zu berücksichtigen und es ist zu prüfen, ob auf Seiten des Kunden bereits ein Lastmanagement für z. B. Tiefgaragen vorgesehen ist, was gleichermaßen die Anschlussleistung zum vorgelagerten Versorgungsnetz begrenzt.

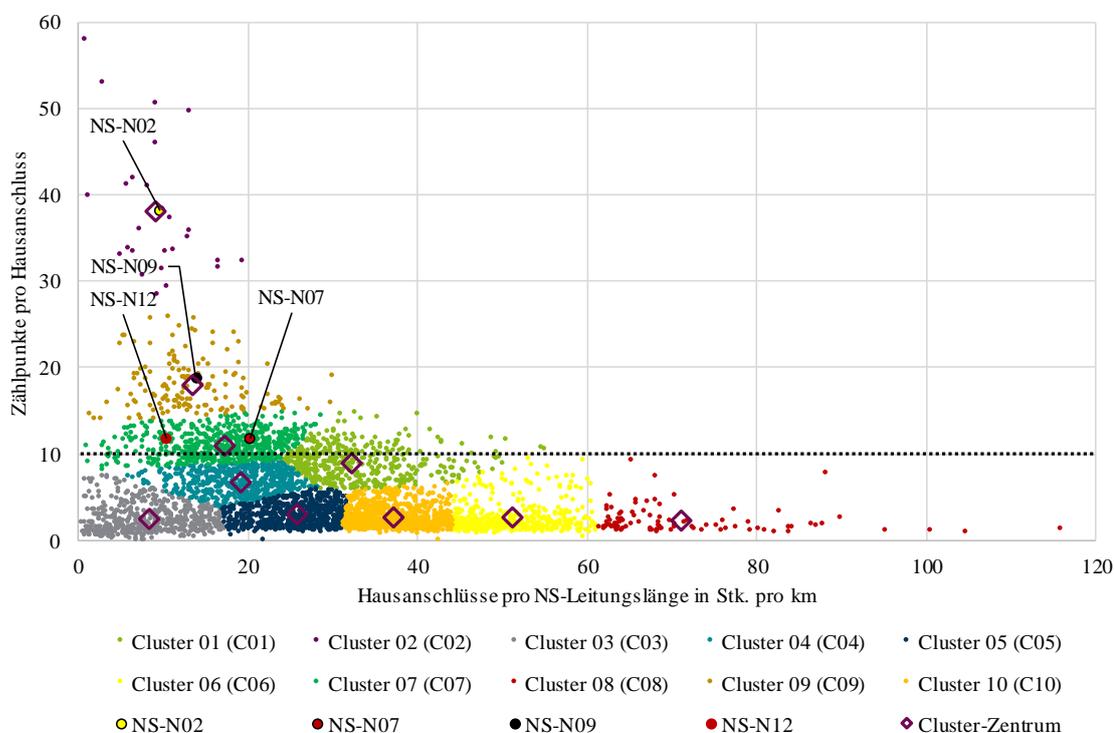


Abbildung 14.20: Analyzierte Niederspannungsnetze mit mehr als 10 Zählpunkten pro Hausanschluss in der Cluster-Auswertung

14.2.4 Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung

Auf Basis der neuen PuB für die NS-Ebene wird ein Entscheidungspfad (siehe Abbildung 14.21) abgeleitet, der sowohl konventionelle als auch innovative Planungsmaßnahmen berücksichtigt. Auf Basis der zugrundeliegenden Problemidentifikation (Spannungsbandprobleme oder Leitungsüberlastungen) für NS-Netze wird somit die Entscheidungsfindung für geeignete Planungsmaßnahmen erleichtert. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich um einen stark vereinfachten Prozessablauf handelt, der nicht die detailliert beschriebenen PuB ersetzen kann und um die spezifischen Anforderungen des jeweiligen NB zu ergänzen ist.

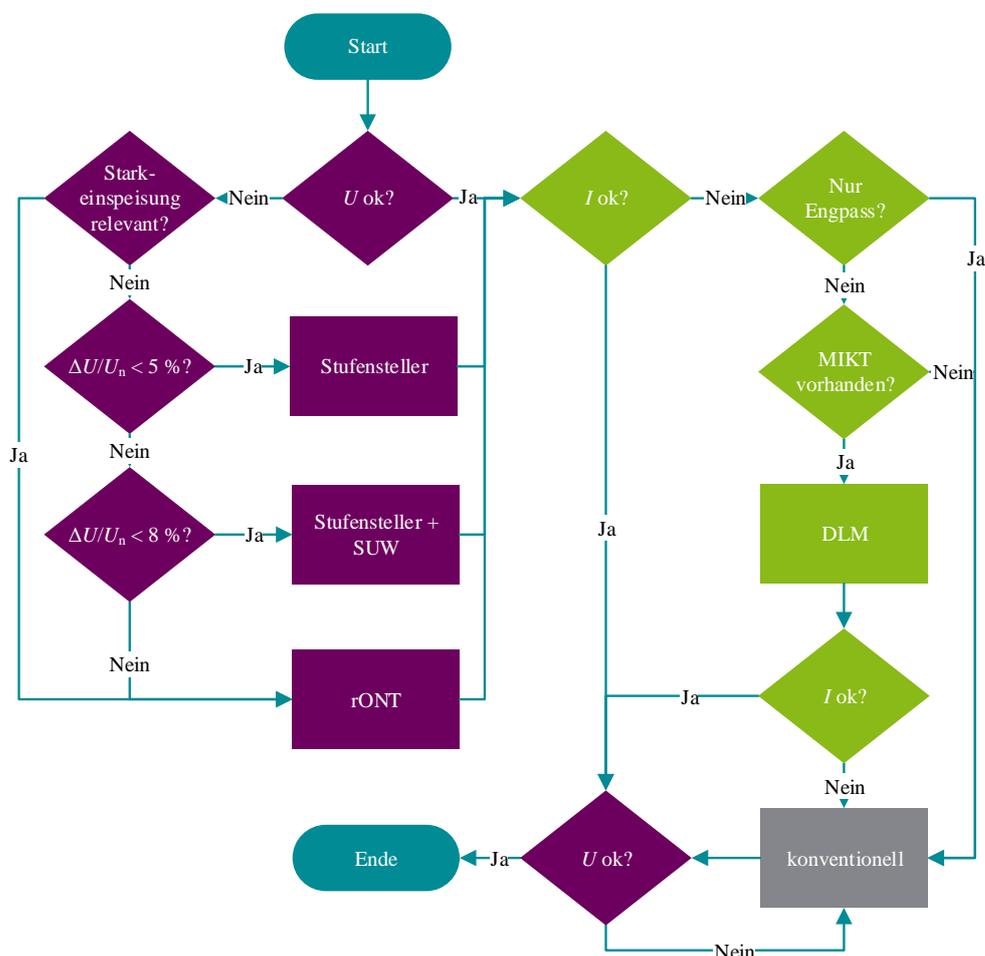


Abbildung 14.21: Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung städtischer Niederspannungsnetze, mit: „ok“ = Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte, Engpass = kurzer Leitungsabschnitt (Länge und/oder kleiner Querschnitt), $\Delta U/U_n$ = zusätzliche Spannungsdifferenz jenseits des unteren Spannungsbandes gemäß DIN EN 50160

14.3 Mittelspannung

14.3.1 Grundlegende Konzepte

MS-Netze dienen als Kopplungselement zwischen der NS- und HS-Ebene und haben ähnliche Eigenschaften. Analog zu HS-Netzen sind MS-Netze für die Versorgung der untergelagerten Ortsnetze bzw. nachgelagerten NS-Netze zuständig. In Analogie zu NS-Netzen versorgen MS-Netze auch direkte Endkunden, die in den meisten Fällen Gewerbe- oder Industriebetriebe sind. Gemäß *VDE-AR-N 4110* beträgt die Nennspannung der MS-Ebene $1 \text{ kV} < U_n < 60 \text{ kV}$. Der Fokus der Analysen liegt dabei auf MS-Netzen mit $U_n = 10 \text{ kV}$ oder $U_n = 20 \text{ kV}$, da diese Spannungsebenen den ausgewählten MS-Netzen zugrunde liegen, wobei $U_n = 30 \text{ kV}$ die eher selten genutzte MS-Ebene darstellt [6].

Die übliche Netzstruktur für MS-Netze ist das Ringnetz, das normalerweise offen betrieben wird [6]. Im Fall einer Störung garantiert die Ringnetzstruktur eine schnelle Wiederversorgung der Lasten durch Umschaltmaßnahmen. Im Gegensatz zu NS-Netzen sind MS-Netze grundsätzlich (n-1)-sicher zu betreiben [77]. Die (n-1)-Sicherheit wird zumeist gewährleistet, wenn die Belastung der jeweiligen MS-Leitungen und Transformatoren in Ringnetzen $I_{\max}/I_z < 60 \%$ beträgt. Für komplexere Netztopologien, wie z. B. eine Vermaschung oder Versorgung über Gegenstationen, lässt sich eine Ausfallanalyse für die Untersuchung der (n-1)-Sicherheit nicht vermeiden.

Auf Basis der in Kapitel 8 und 9 vorgestellten Szenarien und Regionalisierung wird die Lastentwicklung für 11 MS-Netze ermittelt, wie in der Abbildung 14.22 (Seite 164) zu sehen ist. Es zeigt sich deutlich, dass die Leistung unter Berücksichtigung der neuen Lasten bis zum Jahr 2050 stark wächst. Ähnlich wie Lasten in der NS-Ebene bleiben die konventionellen Haushalts- und Gewerbelasten trotz der erwarteten Effizienzsteigerungen nahezu gleich. Für MS-Netze mit einem hohen Anteil von Gewerbelasten (MS-N04 und MS-N10) ist ebenfalls nur mit einer mäßigen Lastentwicklung zu rechnen.

In den letzten Jahren ist aufgrund zunehmender Anwendung von Leistungselektronikgeräten auch für die MS-Ebene das Thema Spannungsqualität verstärkt zu berücksichtigen. Die Leistungselektronikgeräte speisen Oberschwingungsströme ins Netz ein, die u. a. zur zusätzlichen Erwärmung des Transformatorkerns, Flicker und Spannungsunsymmetrien führen [136]. In Ergänzung dazu wird es mit der steigenden Integration von LIS, die ebenfalls mit Leistungselektronik ausgerüstet ist, immer wichtiger die relevanten Netzqualitätskenngrößen in den Grenzwerten zu halten, um unerwünschte Netzzrückwirkungen zu vermeiden.

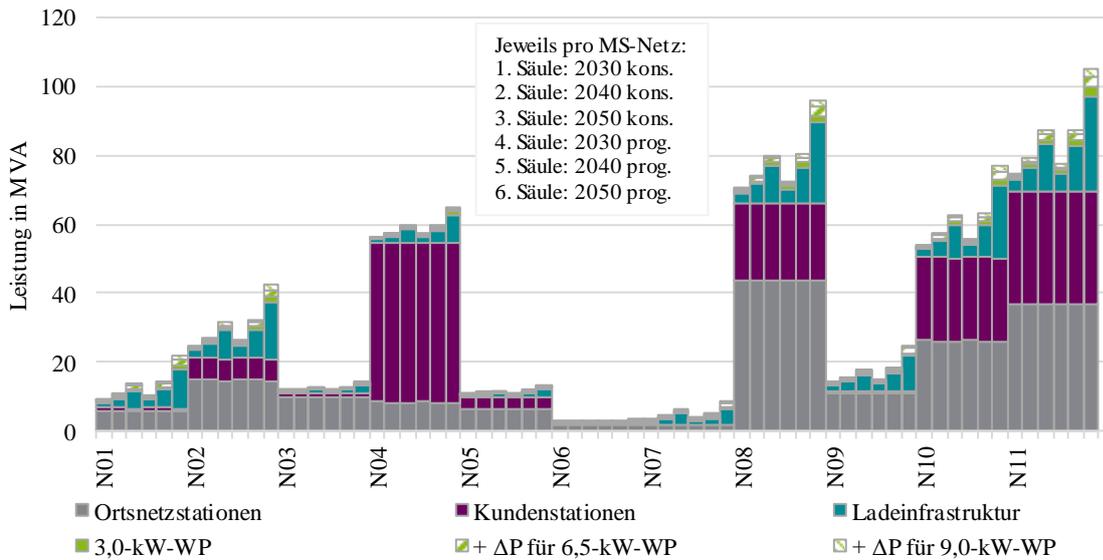


Abbildung 14.22: Lastentwicklung aus der Perspektive des HS/MS-Umspannerwerks für 11 Mittelspannungsnetze

14.3.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Die Konsolidierung der erforderlichen Planungsmaßnahmen dient in einem ersten Schritt der technisch-wirtschaftlichen Bewertung. Die folgende Abbildung 14.23 zeigt die Leitungslänge für die durchgeführten Kabelmaßnahmen je Planungsvariante über alle untersuchten MS-Netze. Es ist erkennbar, dass für die konventionelle Planungsvariante die meisten Leitungsmaßnahmen zur Behebung von Grenzwertverletzungen notwendig sind, während die drei DLM-Planungsvarianten eine erhebliche Leitungsersparnis ermöglichen können. Außerdem werden grundsätzlich keine Spannungsregelungsmaßnahmen (rONT, SUW und ESR) vorgesehen, da in der MS-Ebene Betriebsmittelüberlastungen vorherrschen.

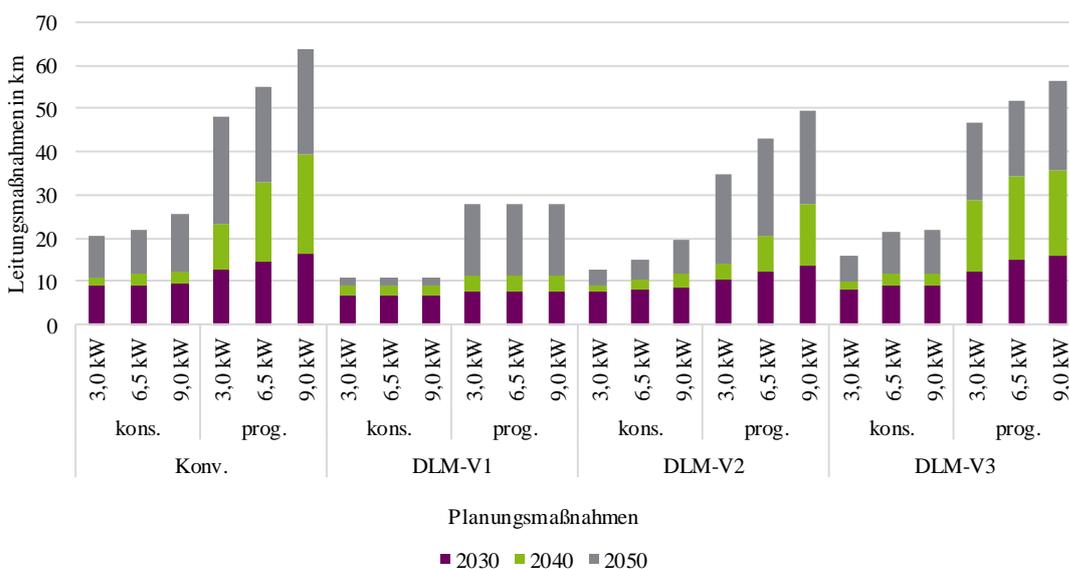


Abbildung 14.23: Notwendige Leitungsmaßnahmen konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten aus der Perspektive der Abgänge für 11 Mittelspannungsnetze

Auf Basis der Vorgehensweise zur technisch-wirtschaftlichen Bewertung, beschrieben in Kapitel 13, werden die Kosten für die Planungsvarianten berechnet, die sich nach den in Kapitel 11 und 12 aufgelisteten konventionellen sowie innovativen Planungsmaßnahmen unterscheiden. Diese in der Abbildung 14.24 dargestellten Kosten werden über alle geplanten MS-Netze pro Technologie konsolidiert. Es zeigt sich, dass die konventionelle Planung eine kosteneffiziente Maßnahme in Analogie zum dritten spannungsebenenübergreifenden Grundsatz darstellt.

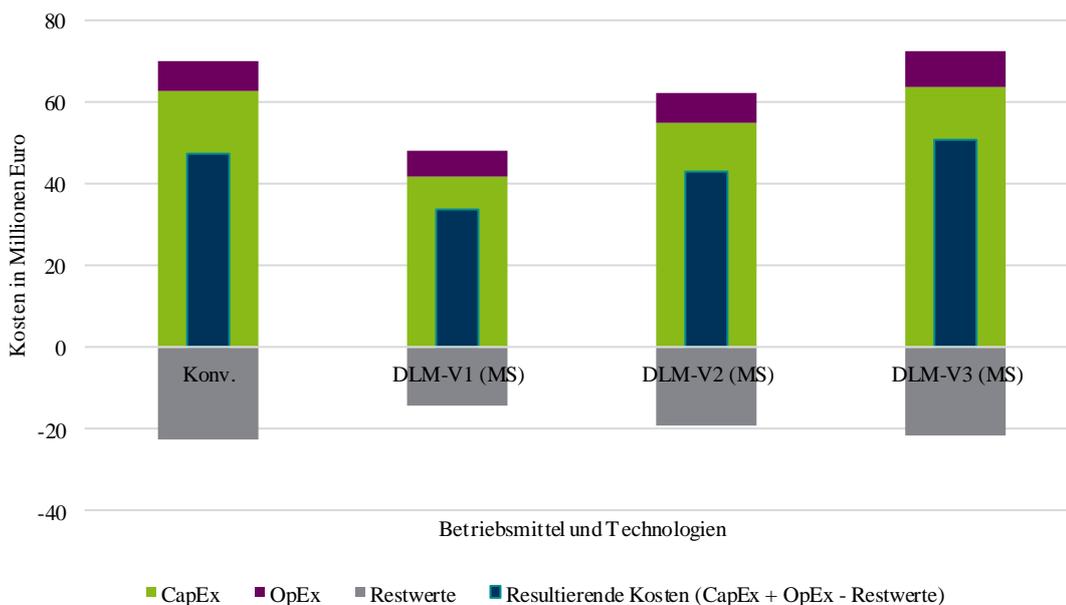


Abbildung 14.24: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten für 11 Mittelspannungsnetze

Die Abbildung 14.25 (Seite 166) zeigt das relative Kosteneinsparpotenzial der innovativen Technologien gegenüber der konventionellen Planung für die analysierten Planungsvarianten. Die konventionelle Planung ist dabei als 0 %-Linie dargestellt. Gegenüber ihr werden die Kosten innovativer Technologien als Einsparpotenzial (Ordinate) dargestellt und bei -100 % abgeschnitten. Dennoch verlaufen die Kurven darüber hinaus grundsätzlich weiter.

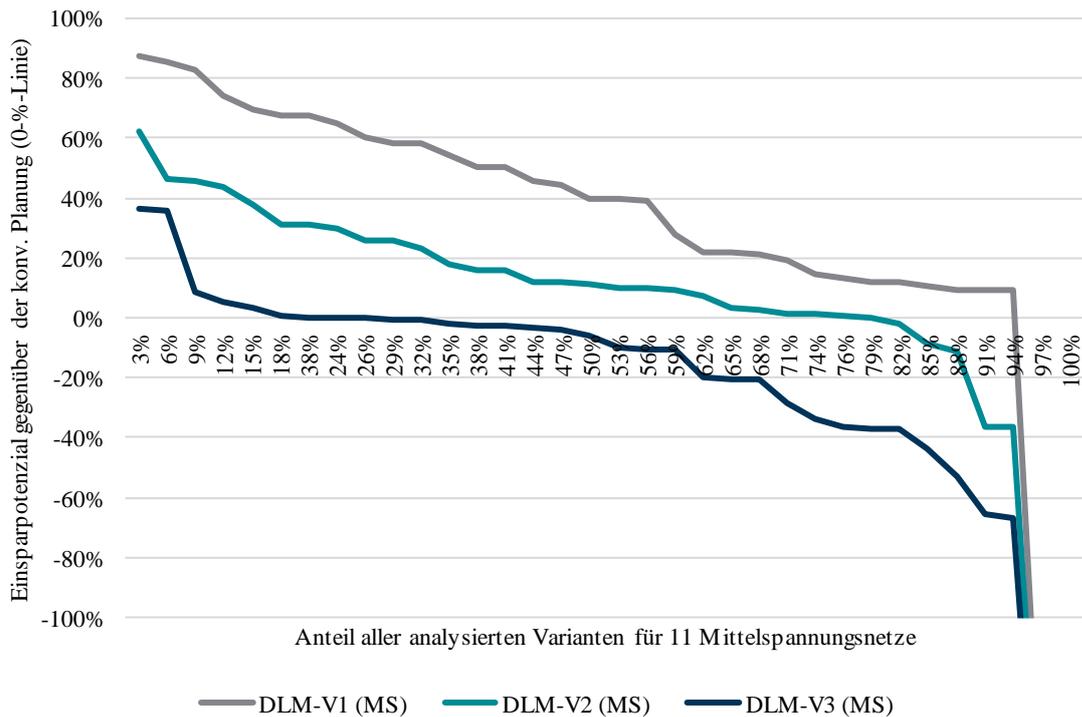


Abbildung 14.25: Einsparpotenzial bezogen auf die konventionelle Planungsvariante als Referenzvariante konsolidiert über alle innovativen Planungsvarianten für 11 Mittelspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt

14.3.3 Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Mittelspannungsnetze

Auf Basis der Erkenntnisse zu den einzelnen Netzplanungsvarianten sowie der zugehörigen technisch-wirtschaftlichen Bewertung aus Abschnitt 14.3.2 werden nachfolgend neue PuB für städtische MS-Netze abgeleitet, die verschiedene Bereiche thematisieren.

Der erste Grundsatz stellt Leistungswertannahmen für die verschiedenen (neuen) Lasten vor, die der Netzplanung dienen. Diese Leistungswertannahmen unterscheiden sich zwischen der jeweiligen Planungsperspektive (UW-Transformator und UW-Abgänge) und stellen zusätzlich einen Korridor für die zwei ausgewählten Szenarien zur Verfügung. Anschließend werden die Standard-Kabelquerschnitte und Transformatorgrößen untersucht. Des Weiteren wird das DLM vollumfänglich ausgewertet und der Zusammenhang zwischen der MIKT-Ausstattung und der Kostenersparnis aufgezeigt. In Bezug auf die jeweilige Lage der Netze (vorstädtisch oder innerstädtisch) wird dann der Ausbaubedarf abgeleitet. Im Rahmen der spannungsebenenübergreifenden Planung wird zusätzlich eine Empfehlung zur Aufteilung des Spannungsbandes zwischen der MS- und NS-Ebene vorgestellt.

1. Für die private Ladeinfrastruktur wird eine durchschnittliche effektive Leistung von $P_{pLP,UWT,HA} = [0,3 ; 2,4]$ kW pro Hausanschluss im Netz zur Dimensionierung des HS/MS-Umspannwerkstransformators bzw. $P_{pLP,MS-Abgang,HA} = [0,8 ; 2,7]$ kW pro Hausanschluss zur Dimensionierung der Mittelspannungsabgänge empfohlen.

Wenn elektrische Wärmepumpen zu berücksichtigen sind, wird eine zusätzliche Leistung von $P_{WP,MS} = [0,1 ; 0,5]$ kW pro Hausanschluss für 3-kW-Wärmepumpen bzw. jeweils mit einem Faktor von 3 für die 9-kW-Wärmepumpen empfohlen, die gleichermaßen für HS/MS-Umspannwerkstransformatoren und Mittelspannungsabgänge gültig ist.

Für die konventionellen Haushaltslasten wird empfohlen, mit einem Leistungswert von durchschnittlich $P_{konv,UWT,HA} = 2$ kW pro Hausanschluss im Netz zur Dimensionierung des HS/MS-Umspannwerkstransformators bzw. $P_{konv,Abgang,HA} = 2,4$ kW pro Hausanschluss zur Dimensionierung der Mittelspannungsabgänge zu rechnen.

Der erste Schritt in der zukünftigen MS-Zielnetzplanung ist die Identifikation der zu erwartenden Lastentwicklung über den betrachteten Zeitraum. Eine klare Prognose zur Lastentwicklung hilft dabei, die Netze sowohl technisch als auch wirtschaftlich optimal zu planen. Da die Lasten, die im Rahmen dieses Leitfadens berücksichtigt wurden, neue Lasten sind, ist es wichtig, Leistungswerte für die verschiedenen Lasten über die Stützjahre zu empfehlen. Die Leistungswertannahmen basieren auf den vorgestellten Szenarien in Kapitel 8 mit der angenommenen Ladeleistungsverteilung und der Regionalisierung in Kapitel 9.

Wie in Abschnitt 7.6.2 bereits erklärt wurde, ist eine effektive Ladeleistung über alle LP zu ermitteln. Anhand dieser wird ein GZF über die gesamte LIS berechnet. Da bei der Berechnung des GZF zwischen der Perspektive des Transformators und der Abgänge unterschieden wird, werden ebenfalls zwei Leistungswertannahmen für die zwei Planungsperspektiven empfohlen.

Eine Analyse der LIS für 11 untersuchte MS-Netze des konservativen und progressiven Szenarios über alle Stützjahre kann der Abbildung 14.26 (Seite 168) und der Abbildung 14.27 (Seite 169) entnommen werden. Die LIS berücksichtigt dabei pLP und öLP. Während die angenommene Ladeleistung für die öffentliche LIS größer ist als die der privaten LIS, ist die Durchdringung der pLP größer als die der öLP. Das führt dazu, dass die durchschnittliche effektive Ladeleistung für die private LIS bei der gesamten effektiven Ladeleistung stärker ins Gewicht fällt als die der öffentlichen LIS. Die Abbildung 14.26 stellt den Verlauf der Ladeleistungsentwicklung pro Hausanschluss für die angenommenen Szenarien über die Stützjahre aus der Perspektive des UW-Transformators dar. Es zeigt sich, dass sich die Ladeleistung pro Hausanschluss für die private LIS mit $P_{pLP,UWT,HA} = [0,3 ; 2,4]$ kW im konservativen Szenario im Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 im progressiven Szenario erhöht. Dagegen steigt die Ladeleistung für die öffentliche LIS mit $P_{öLP,UWT,HA} = [0,05 ; 0,8]$ kW im konservativen Szenario im Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 im progressiven Szenario verhältnismäßig geringer an. Etwas höhere Ladeleistungswerte können aus

der Perspektive der Abgänge in der Abbildung 14.27 entnommen werden. öLP können in der MS-Ebene besser abgeschätzt werden als in der NS-Ebene, da sich die Leistungsunterschiede zwischen 22-, 50- und 150-kW-Ladepunkte in der MS-Ebene egalisieren. Somit können Leistungsannahmen für die öffentliche LIS in MS-Netzen empfohlen werden.

Der Unterschied zwischen den Ladeleistungen aus der Perspektive des UW-Transformators und der Abgänge ist im Jahr 2030 größer als im Jahr 2050. Das liegt daran, dass im Jahr 2030 weniger LP pro Abgang aufgebaut werden, was einem höheren GZF aus der Perspektive der Abgänge im Vergleich zur Perspektive des UW-Transformators entspricht. Wenn eine hohe Durchdringung der LP im Jahr 2050 im Netz vorliegt, erreicht der GZF seine Sättigung und es resultiert keine signifikante Abweichung zwischen beiden Planungsperspektiven.

In Bezug auf die Steigerung der Leistungswerte für die private LIS in der Abbildung 14.26 und der Abbildung 14.27 kann abgeleitet werden, dass sich die Leistung aus der Perspektive des UW-Transformators vom Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 vervierfacht, während sich die Leistung aus der Perspektive der Abgänge im selben Zeitraum ungefähr verdoppelt. Das kann ggf. dazu führen, dass mit Leitungsauslastungen in früheren Jahren gerechnet werden kann und erst in späteren Jahren Transformatormaßnahmen notwendig werden.

Werden WP berücksichtigt, sind die Leistungswerte für WP (3 kW) aus der Abbildung 14.26 für die Perspektive des UW-Transformators bzw. Abbildung 14.27 für die Perspektive der Abgänge zu entnehmen. Für 3-kW-Wärmepumpen ergibt sich somit der Leistungsbereich $P_{WP,MS} = [0,1 ; 0,5]$ kW im Jahr 2030 für das konservative Szenario bis zum progressiven Szenario im Jahr 2050 pro Hausanschluss und unabhängig davon, ob WP installiert sind oder nicht. Für die 6,5- bzw. 9-kW-Wärmepumpen können die Leistungswerte für die 3-kW-Wärmepumpen mit dem Faktor von 2,2 bzw. 3 multipliziert werden. Im Gegensatz zur LIS ist hier kein Unterschied zwischen der Perspektive des UW-Transformators und der Abgänge zu beachten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der GZF für WP sehr schnell abflacht, sodass sich kaum ein Unterschied zwischen den beiden Perspektiven ergibt.

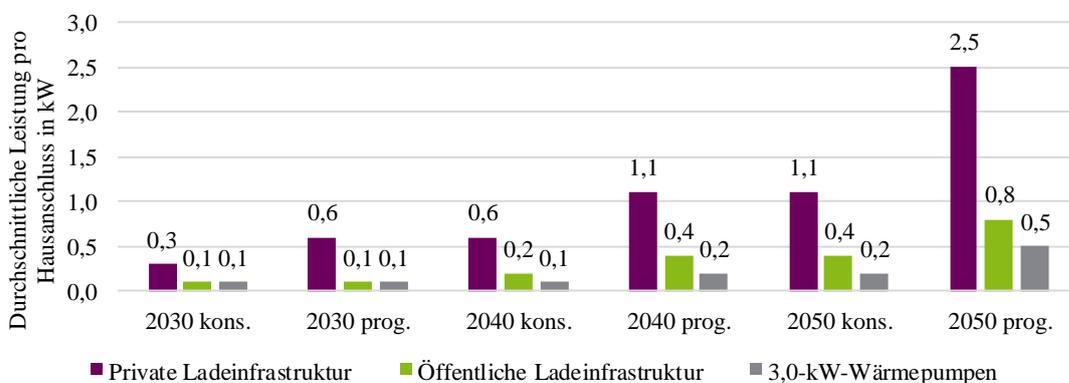


Abbildung 14.26: Durchschnittliche effektive Leistung für Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen in 11 Mittelspannungsnetzen pro Hausanschluss aus der Perspektive des HS/MS-Umspannwerks

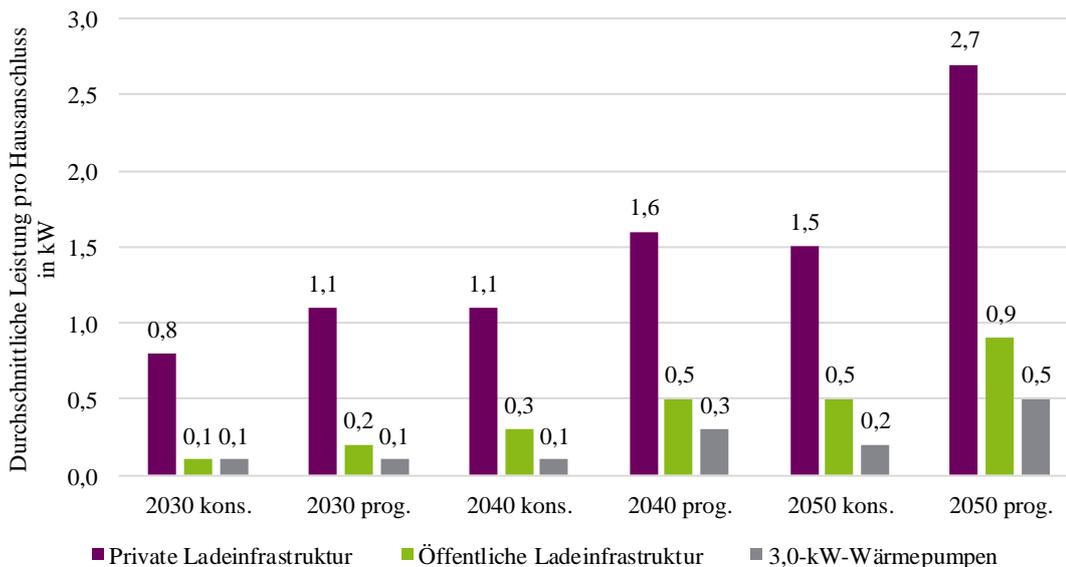


Abbildung 14.27: Durchschnittliche effektive Leistung für Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen in 11 Mittelspannungsnetzen pro Hausanschluss aus der Perspektive der Mittelspannungsabgänge

Wenn die Anzahl der LIS für ein bestimmtes UW-Gebiet vorliegt, kann mithilfe der Abbildung 14.28 bzw. Abbildung 14.29 (Seite 170) die Ladeleistung pro privatem bzw. öffentlichem LP zur Dimensionierung der Abgänge berechnet werden. Die Abbildung 14.28 zeigt, dass die Ladeleistungswerte pro pLP mit einer zunehmenden Anzahl von pLP (Stützjahr 2050) sinkt, da die GZF für LIS mit einer zunehmenden Anzahl von LP stark abnimmt. Die Ladeleistungswerte pro pLP sowie pro öLP zur Dimensionierung des UW-Transformators sind in der Tabelle 14.2 (Seite 171) angegeben.

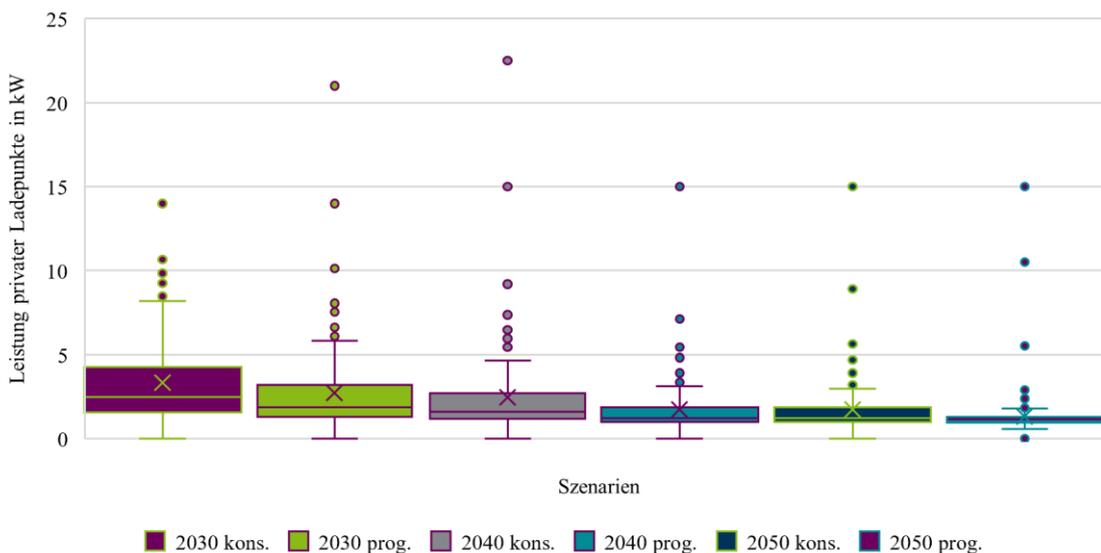


Abbildung 14.28: Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro privatem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Mittelspannungsabgänge für 11 Mittelspannungsnetze

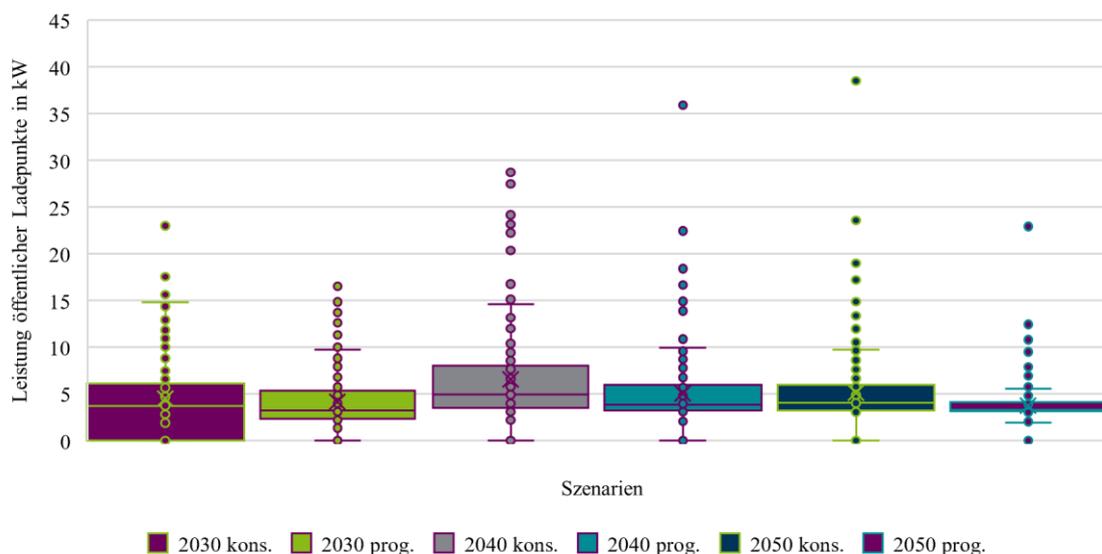


Abbildung 14.29: Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro öffentlichem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Mittelspannungsabgänge für 11 Mittelspannungsnetze

Für Haushaltslasten stellt die Abbildung 14.30 (Seite 171) den Mittelwert der konventionellen Haushaltslast pro Hausanschluss bezogen auf die Anzahl der Hausanschlüsse pro ONS aus der Perspektive des UW-Transformators für die drei Stützjahre dar. Die Kurven der Stützjahre überlappen sich, da die Änderung der konventionellen Leistungswerte über die Stützjahre vernachlässigbar ist, wie bereits in Abschnitt 8.2 beschrieben wurde. Die Trendlinie zeigt zusätzlich, dass die Haushaltslast für eine große Anzahl von Hausanschlüssen bis auf ca. $P = 2$ kW sinkt. Es kann daher festgelegt werden, dass die Leistungwertannahme für Haushaltslasten aus der Perspektive des UW-Transformators bei durchschnittlich $P_{\text{konv,UWT,HA}} = 2$ kW liegt. Außerdem kann für die Haushaltslasten in Bezug auf Abschnitt 7.6.1 mit einem Faktor von $1/0,85$ für die Perspektive der Abgänge gerechnet werden, was einem Leistungswert von durchschnittlich $P_{\text{konv,Abgang,HA}} = 2,4$ kW entspricht. Es ist zu ergänzen, dass die Unterschiede bei der Gebäudestruktur von EFH, ZFH und MFH nicht abschätzbar sind und daher nicht berücksichtigt werden. Ebenfalls unterscheiden sich die Gewerbelasten in der NS- und MS-Ebene, weshalb keine Leistungwertannahmen dazu abgeleitet werden.

Eine Übersicht aller getroffenen Leistungwertannahmen kann der Tabelle 14.2 entnommen werden, die ergänzend Leistungswerte pro pLP bzw. öLP (UW/Abgang) enthält.

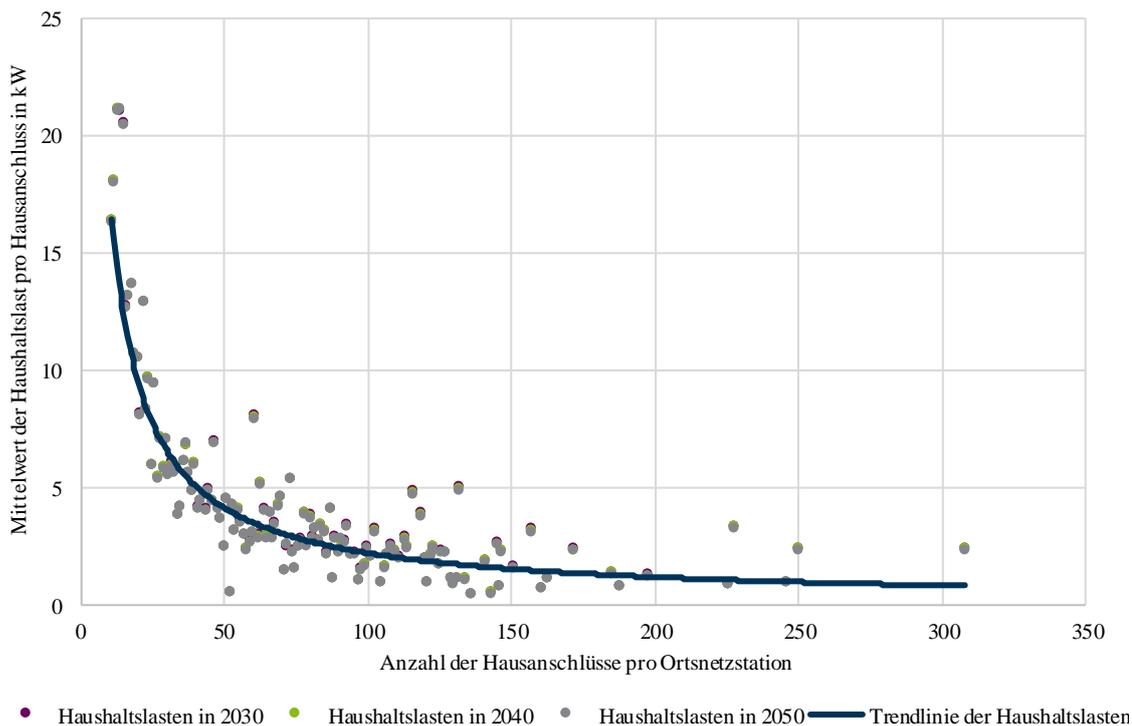


Abbildung 14.30: Mittelwert der konventionellen Haushaltslast pro Hausanschluss für alle untersuchten Ortsnetzstationen aus der Perspektive des HS/MS-Umspannwerks, Anmerkung: die Werte der Stützjahre liegen nahezu übereinander

Tabelle 14.2: Leistungswertannahmen für verschiedene Lasten in der Mittelspannungsebene

Last	Umspannwerk		Abgang	
	kW/HA	kW/pLP oder kW/öLP	kW/HA	kW/pLP oder kW/öLP
Private Ladepunkte ^A	[0,3 ^E ; 2,4 ^F]	1,0	[0,8 ^E ; 2,7 ^F]	[3,3 ^E ; 1,3 ^F]
Öffentliche Ladepunkte ^B	[0,05 ^E ; 0,8 ^F]	0,3	[0,1 ^E ; 0,9 ^F]	[4,5 ^E ; 3,7 ^F]
Konventionelle Lasten ^C	2,0	-	2,4	-
3-kW-Wärmepumpen ^D (6,5-; 9-kW-Wärmepumpen)		0,1 ^E ...0,5 ^F (Faktor: 2,2; 3) ^G		

^A Arithmetische Mittelwerte für private Ladepunkte (3,7 kW, 11 kW, 22 kW) im Netz oder Abgang

^B Arithmetische Mittelwerte für öffentliche Ladepunkte (11 kW, 22 kW, 50 kW, 150 kW) im Netz oder Abgang

^C Es liegt keine Unterscheidung bei der elektrischen Warmwasserbereitung vor.

^D Arithmetische Mittelwerte für 3-kW-Wärmepumpen pro Hausanschluss im Netz oder Abgang

^E konservatives Szenario im Jahr 2030

^F progressives Szenario im Jahr 2050

^G bezogen auf den Wert für 3-kW-Wärmepumpen

2. Für 10-kV-Netze wird weiterhin der bisherige Standard-Kabelquerschnitt $q = 150 \text{ mm}^2$ (Al) bzw. $q = 185 \text{ mm}^2$ (Al) empfohlen. Als zweiter Standard-Kabelquerschnitt wird $q = 300 \text{ mm}^2$ (Al) empfohlen.

Ein wesentlicher Baustein der möglichen Planungsmaßnahmen im Rahmen der Netzplanung ist die Kabelverlegung, die in Abhängigkeit der zu übertragene Leistung entweder einzeln oder parallel in derselben Trasse durchgeführt wird. Mit dem Hintergrund der in Abschnitt 11.2 beschriebenen Planungsvorgehensweise werden die Leitungsmaßnahmen für die untersuchten MS-Netze mit den vier Kabelquerschnitten $q = 150 \text{ mm}^2$, $q = 185 \text{ mm}^2$, $q = 240 \text{ mm}^2$ und $q = 300 \text{ mm}^2$ (jeweils: Al, 10 kV) durchgeführt. Für alle weiteren Querschnittsangaben gilt, dass es sich um MS-Leitungen aus Aluminium für $U_n = 10 \text{ kV}$ handelt.

Die Abbildung 14.31 (Seite 173) zeigt den Anteil der Leitungslänge je Kabelquerschnitt zu den insgesamt durchgeführten Leitungsmaßnahmen inkl. Leitungsaustausch und -verstärkung über alle geplanten MS-Netze. Es zeigt sich, dass ca. zwei Drittel aller Leitungsmaßnahmen mit dem Querschnitt 150 mm^2 durchgeführt werden können, gefolgt von $q = 185 \text{ mm}^2$. Daher können die zwei aktuellen Standard-Kabelquerschnitte $q = 150 \text{ mm}^2$ und $q = 185 \text{ mm}^2$ weiterhin empfohlen werden.

Mit dem Hintergrund der Netzerweiterungsmaßnahmen (und nicht nur der Netzertüchtigung) werden die Leitungslängen je Kabelquerschnitt für die Netzplanung in der Abbildung 14.31 ausschließlich mit einem Leitungsaustausch analysiert. Aus dieser Analyse ist abzuleiten, dass die Querschnitte $q = 150 \text{ mm}^2$ und $q = 185 \text{ mm}^2$ weiterhin effektiv und zielführend sind, jedoch nicht ausreichend für alle Leitungsstrecken. Darum ist $q = 300 \text{ mm}^2$ als zweiter Standard-Kabelquerschnitt zu empfehlen, der gleichermaßen $q = 240 \text{ mm}^2$ abdeckt, wenn Leitungsstrecken, wie bspw. die MS-Abgänge, durch neue Lasten stark beansprucht werden.

Zur Durchführung von Leitungsmaßnahmen (siehe Abschnitt 11.2) wird empfohlen, zunächst die Querschnitte $q = 150 \text{ mm}^2$ und $q = 185 \text{ mm}^2$ zu verlegen, da bei höheren Querschnitten andere Vorgaben bei der Verlegung zu berücksichtigen sind. Wenn die Versorgungsaufgabe die max. zulässige übertragbare Leistung der Querschnitte $q = 150 \text{ mm}^2$ und $q = 185 \text{ mm}^2$ überschreitet, ist der Querschnitt $q = 300 \text{ mm}^2$ zu empfehlen und sind mehrere parallele Leitungen zu vermeiden, um sowohl die entstehenden Betriebskosten zu reduzieren als auch die Betriebsführung zu vereinfachen. Wenn die Leistungsfähigkeit des Querschnitts $q = 300 \text{ mm}^2$ nicht ausreichend ist, können die Querschnitte $q = 150 \text{ mm}^2$ und $q = 185 \text{ mm}^2$ parallel verlegt werden.

Anmerkung: Bei der Netzplanung wurden Reduktionsfaktoren bei einer Parallelverlegung vernachlässigt, da u. a. der Betriebspunkt „Starklast“ als kurzzeitiger Betriebspunkt zu betrachten ist, die Leitungen nicht vollständig thermisch ausgelastet und in ausreichendem Abstand zueinander verlegt werden.

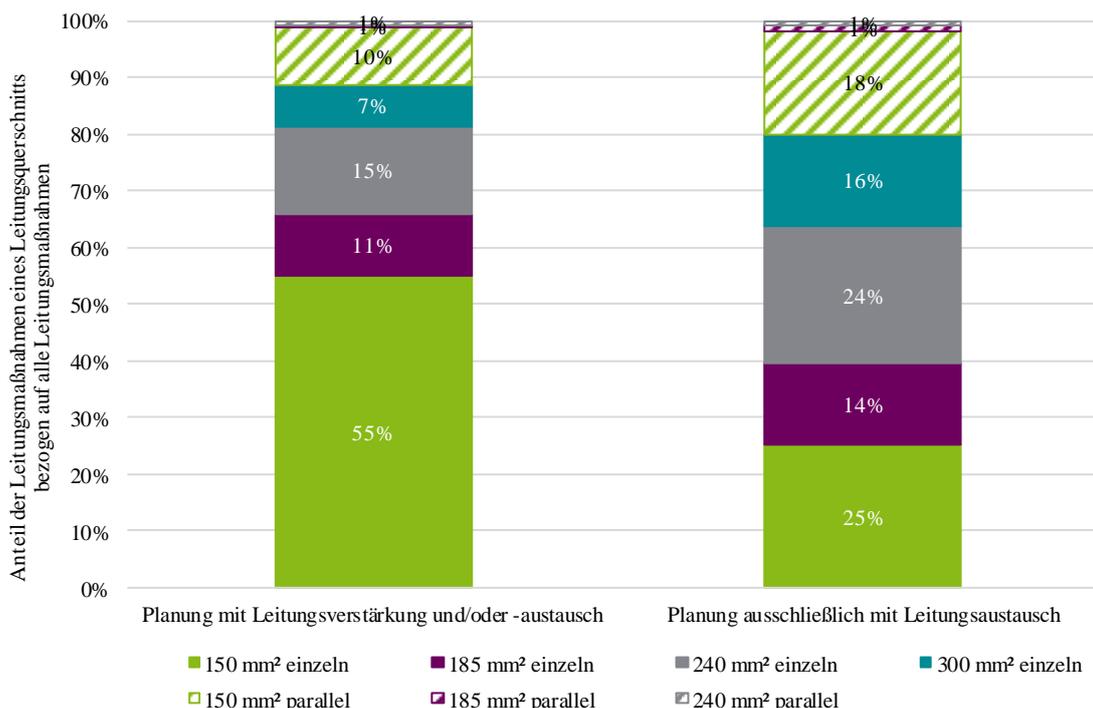


Abbildung 14.31: Anteil der Leitungsmaßnahmen je Leitungsquerschnitt zu den insgesamt durchgeführten Leitungsmaßnahmen mit dem Kabeltyp NA2XS2Y für 10-kV-Netze

3. Aufgrund der heterogenen Lastverteilung in der Mittelspannungsebene wird für die Auswahl der Standard-HS/MS-Transformatorgrößen empfohlen, die Lastentwicklung für die Dimensionierung des HS/MS-Transformators auf Basis der im ersten Grundsatz vorgegebenen Leistungswertannahmen individuell zu bestimmen.

Die Lastentwicklung unterscheidet sich stark zwischen den MS-Netzen im jeweiligen UW-Gebiet (siehe Abbildung 14.22). Hintergründig sind die UW-Gebiete unterschiedlich groß, haben unterschiedliche Durchdringungen von neuen Lasten, versorgen unterschiedliche nachgelagerte Lasten und weisen unterschiedliche Netzausprägungen in Bezug auf Anschluss- und Lastdichten auf. Im Verhältnis zur ursprünglichen Last im Jahr 2021 zeigt die Abbildung 14.32 (Seite 174) den Lastzuwachs für neun MS-Netze, der sich für das Jahr 2050 im progressiven Szenario von ungefähr $S_{2050}/S_{2021} = 20\%$ für MS-N04 bis zu ca. $S_{2050}/S_{2021} = 220\%$ für MS-N01 erstreckt.

Der von UW-Gebiet zu UW-Gebiet heterogene Leistungszuwachs hat eine ungleiche Entwicklung der Auslastung des HS/MS-Transformators zur Folge, wie in der Abbildung 14.33 (Seite 174) zu sehen ist. Hier kann keine deutliche Tendenz für eine bestimmte HS/MS-Transformatorgröße entnommen werden.

Wenn Transformatormaßnahmen notwendig werden, was gemäß der Abbildung 14.32 in sieben Fällen aufgrund der fehlenden Eigensicherheit der Fall ist, ist die übliche Konstellation von zwei

HS/MS-Transformatoren in einem UW entweder mit einem dritten HS/MS-Transformator zu verstärken oder durch zwei leistungsstärkere HS/MS-Transformatoren auszutauschen. Die möglichen Transformatormaßnahmen werden unter Abschnitt 11.2 ausführlich erläutert.

Auf Basis der vorgestellten Methoden zur Modellierung der Lastentwicklung in Kapitel 8 und 9 ist zu empfehlen, den Leistungszuwachs je HS/MS-Transformator und die resultierenden Ergebnisse individuell zu analysieren.

Die Netze MS-N06 und MS-N07 stellen jeweils einen MS-Ring dar und werden daher nicht weiter in der Auswertung zur Lastentwicklung und infolgedessen in der Auswertung zur Transformatordimensionierung berücksichtigt.

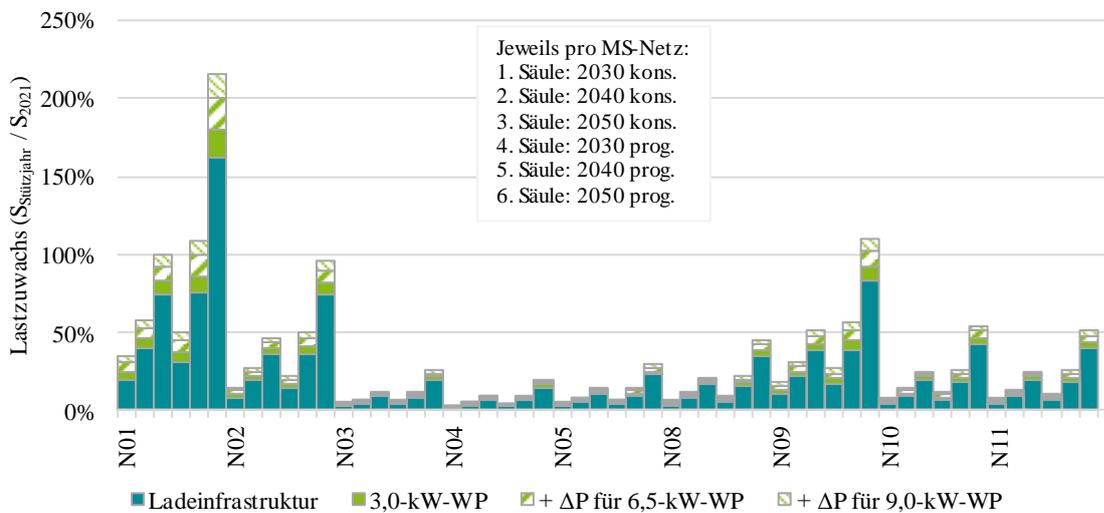


Abbildung 14.32: Lastzuwachs im Verhältnis zur Ausgangslast für neun Mittelspannungsnetze

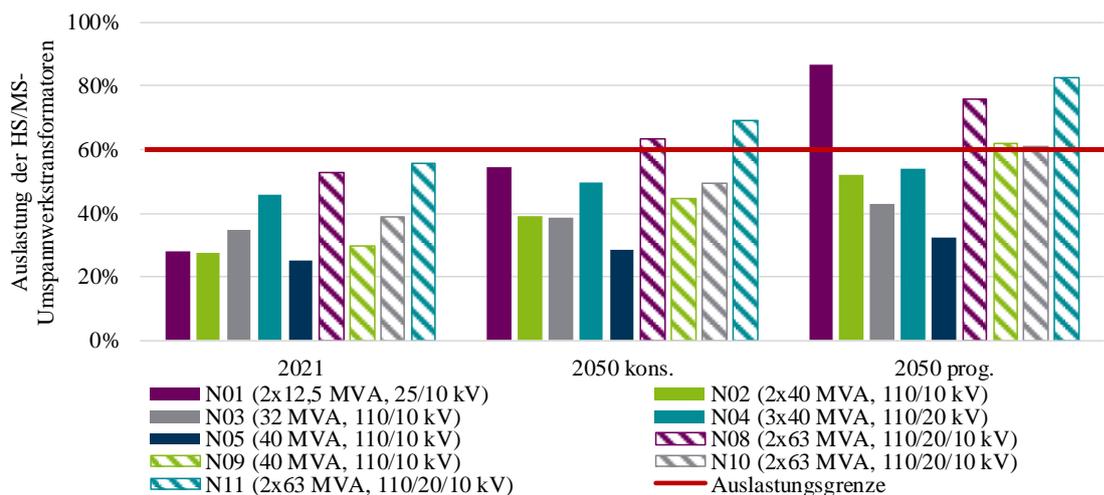


Abbildung 14.33: Auslastung der HS/MS-Umspannwerkstransformatoren im Jahr 2050 mit 9,0-kW-Wärmepumpen für neun Mittelspannungsnetze bezogen auf die Bemessungsscheinleistung S_{\max}/S_r ; Anmerkung: Auslastungsgrenze ist die zugelassene Auslastung S_{\max} des Transformators gemäß Abschnitt 7.5.2

4. Ist die Anschaffung von Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) vollumfänglich in der Mittel- und Niederspannungsebene für die Anwendung eines Lastmanagements notwendig, dann ist der konventionelle Netzausbau in den meisten Fällen kostengünstiger als ein Lastmanagement und wird empfohlen. Wenn die MIKT bereits vorhanden bzw. deren Ausbringung unabhängig davon geplant ist und vom Lastmanagement genutzt werden kann, ist ein Lastmanagement deutlich kostengünstiger und wird empfohlen.

Das DLM als innovative Technologie hat in den kommenden Jahren Potenzial, um die Integration von neuen Lasten in den Netzen wirtschaftlich optimal gewährleisten zu können. Wie bereits in Kapitel 12 erwähnt wurde, benötigt das DLM eine MIKT-Infrastruktur, um den Netzzustand ermitteln und anhand dessen die Lasten abregeln zu können.

In Bezug auf die Abbildung 14.34 (Seite 176) kann hier prinzipiell festgestellt werden, dass DLM die notwendigen Leitungsmaßnahmen reduzieren und verzögern kann. Auf den ersten Blick kann grundsätzlich geschlussfolgert werden, dass DLM die kostenoptimale Lösung für die Netzplanung ist. Jedoch müssen noch die Kosten für die Komponenten des DLM berücksichtigt werden.

Nach einer Berechnung für die in Abschnitt 12.2.7.3 dargestellten sechs Kostenvarianten kann das Einsparpotenzial für DLM gegenüber der konventionellen Planung in Abbildung 14.35 (Seite 176) entnommen werden. Die Auswertung zeigt, dass je nach Anschaffung von MIKT das Kosteneinsparpotenzial von DLM gegenüber dem konventionellen Netzausbau steigt. Es zeigt sich weiterhin, dass für die Kostenvariante „Volle Kosten (Abk. MS+NS)“ die konventionelle Planung in den meisten Fällen kostengünstiger ist als der Einsatz von DLM. Auf der anderen Seite ist DLM stets deutlich kostengünstiger als die konventionelle Planung, wenn die MIKT bereits vorhanden ist (die Kostenvariante „Ohne“ Abk. (0)).

Jede von den drei angewendeten DLM-Varianten führt zu einem anderen Ergebnis in Bezug auf die notwendigen Leitungsmaßnahmen (siehe Abbildung 14.23) und Kosteneinsparpotenziale (siehe Abbildung 14.25). Mit einem Vergleich der drei DLM-Varianten kann grundsätzlich empfohlen werden, die LIS netzdienlich abzuregeln und die WP temporär mittels intelligenter Sperrzeiten abzuschalten, sofern dies möglich ist. Dabei ist zu erwarten, dass gemäß der Abbildung 14.35 eine ausschließliche Abregelung der öffentlichen LIS den geringsten Vorteil bietet, da der Anteil der privaten LIS deutlich überwiegt.

Wenn das Kosteneinsparpotenzial in der MS-Ebene (siehe Abbildung 14.35) dem Kosteneinsparpotenzial in der NS-Ebene (siehe Abbildung 14.19) gegenübergestellt wird, ist festzustellen, dass das DLM in der MS-Ebene kostengünstiger ist als in der NS-Ebene. Das liegt generell daran, dass die konventionellen Betriebsmittelkosten in der MS-Ebene deutlich teuer sind als die Kosten für MIKT. In der NS-Ebene ist dieser Kostenunterschied jedoch deutlich kleiner.

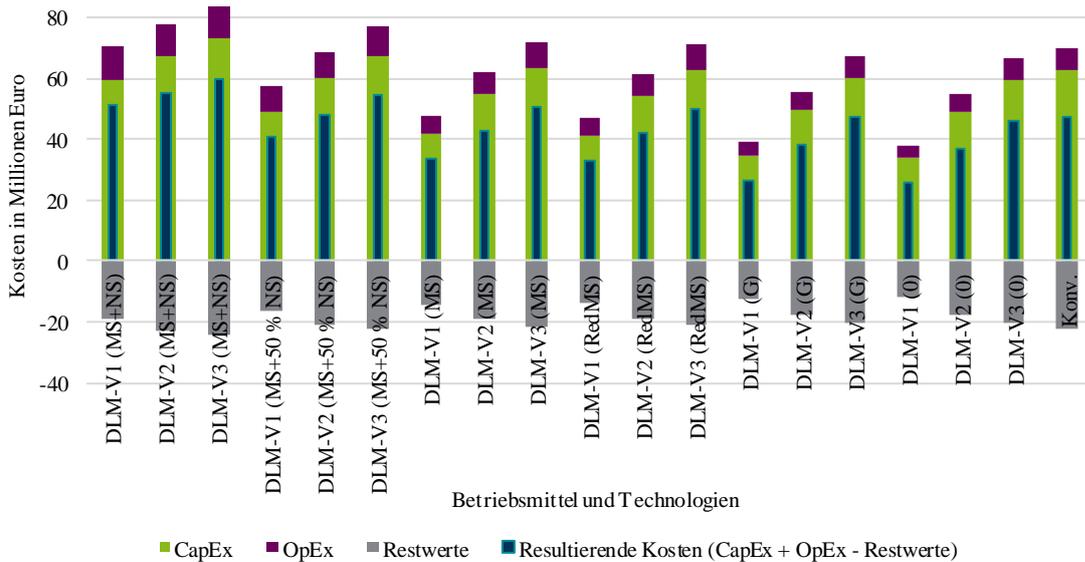


Abbildung 14.34: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle analysierten Varianten für sieben Mittelspannungsnetze in verschiedenen Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements

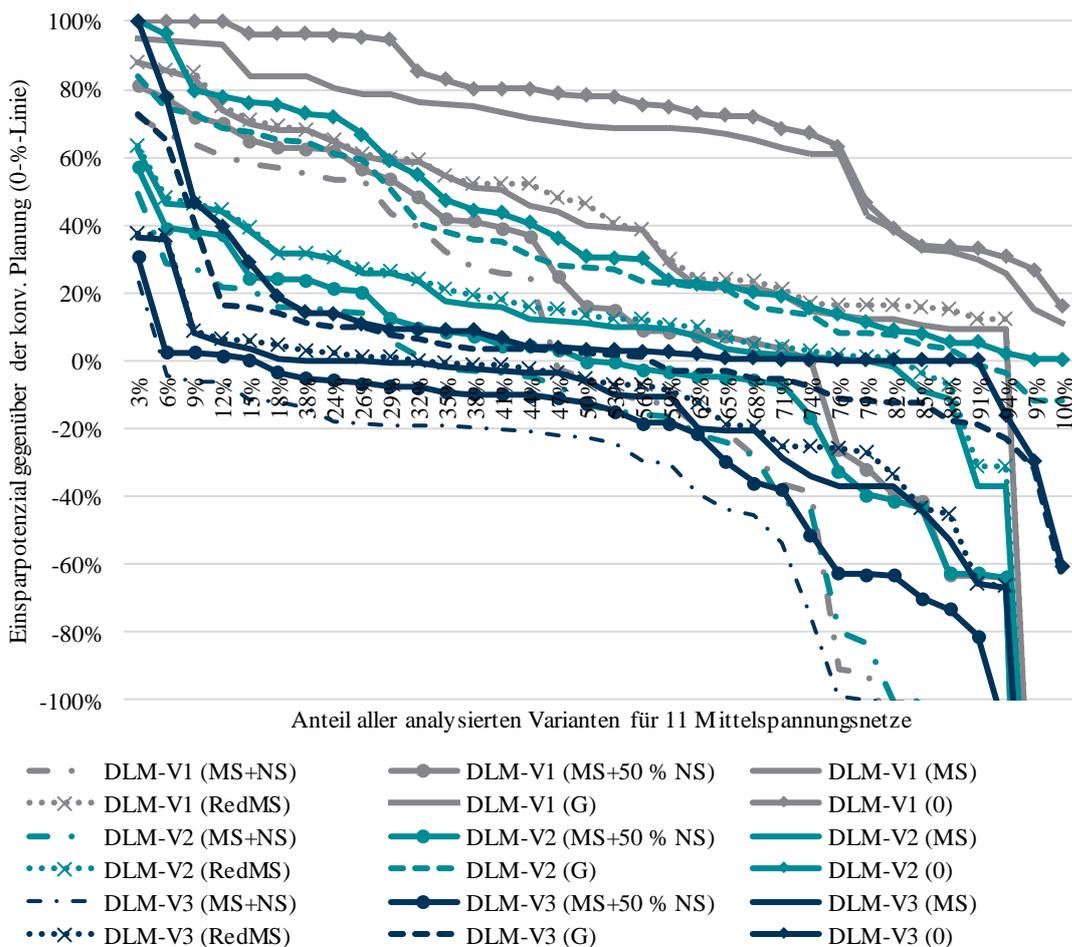


Abbildung 14.35: Einsparpotenzial verschiedener Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements bezogen auf die konventionelle Referenzvariante für sieben Mittelspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt

5. Es ist ein Ausbaubedarf von ca. 20 % der bestehenden Gesamtleitungslänge bei vorstädtischen, ca. 10 % bei städtischen und weniger als 10 % bei innerstädtischen 10-kV-Netzen mit konventioneller Planung zu erwarten.

Vor dem Hintergrund der Vorgehensweise zur Regionalisierung (siehe Kapitel 9) ist zu erwarten, dass die Integration von neuen Lasten zumeist im vorstädtischen Bereich erfolgt und in Richtung der Innenstädte abnimmt, sofern keine bzw. wenige Tiefgaragen, Parkhäuser und elektrifizierte Tankstellen berücksichtigt werden. Infolgedessen kann in vorstädtischen MS-Netzen mit dem meisten Netzausbau durch private LIS und WP gerechnet werden.

In Bezug auf die Abbildung 14.36 kann grundsätzlich entnommen werden, dass bei einer konventionellen Planung der Anteil der Leitungsmaßnahmen zur Gesamtleitungslänge für die vorstädtischen Netze MS-N01 und MS-N02 bei ca. 20 % liegt. Dieser nimmt bei den städtischen Netzen MS-N09, MS-N10 und MS-N11 bis auf ca. 10 % ab. Bei den innerstädtischen Netzen MS-N03, MS-N05 und MS-N08 wird der Anteil noch kleiner. Die Anteile der Leitungsmaßnahmen hängen dabei stark von der aktuellen Netzauslastung ab. Bei einer höheren bzw. niedrigeren aktuellen Auslastung im Netz kann es ggf. zu anderen Anteilen der Leitungsmaßnahmen kommen. Es ist grundsätzlich anzustreben, eine Zielnetzplanung mit einem variablen Netzkonzept in Zusammenhang mit verschiedenen Parametern wie z. B. dem Zustand und der aktuellen Belastung der Betriebsmittel sowie Lastmanagement in der NS-Ebene durchzuführen.

Für das vorstädtische MS-Netz MS-N04 mit 20 kV ergeben sich keine Leitungsmaßnahmen. Dieses wird unter dem sechsten MS-Grundsatz detaillierter erläutert. Des Weiteren stellen die MS-Netze MS-N06 und MS-N07 lediglich einen MS-Ring dar und werden bei dieser Auswertung nicht berücksichtigt.

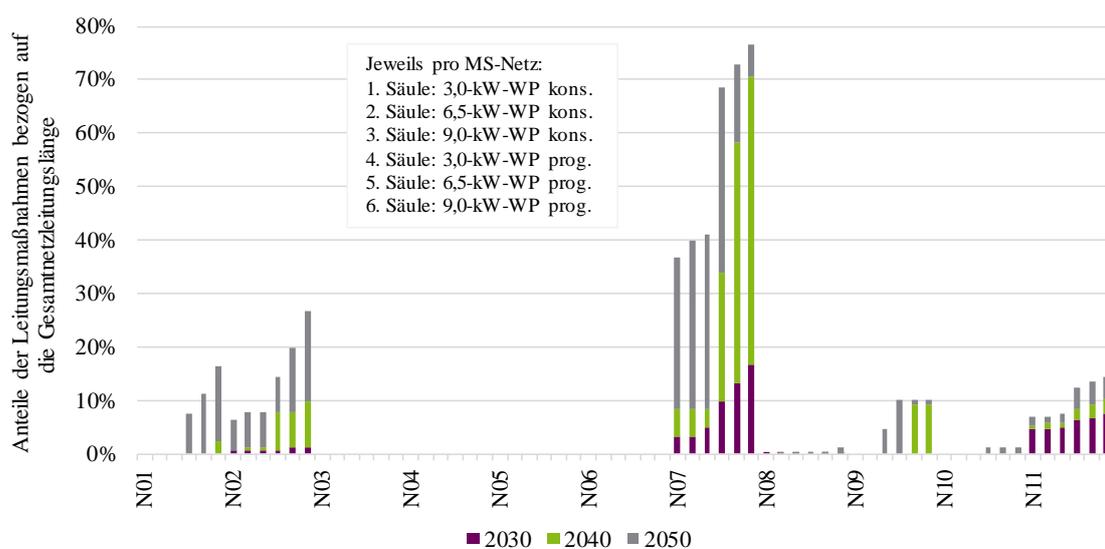


Abbildung 14.36: Anteil der Leitungsmaßnahmen bezogen auf die Gesamtnetzleitungslänge für 11 Mittelspannungsnetze

6. 20-kV-Netze sind für die Integration von neuen Lasten deutlich robuster als 10-kV-Netze. In 20-kV-Netzen ist kaum mit einem Ausbaubedarf zu rechnen.

Die Integration von neuen Lasten in Mittelspannungsnetze mit $U_n = 20$ kV resultiert in einer geringeren Differenz bei der Leitungsauslastung bezogen auf die derzeitige Leitungsauslastung als in 10-kV-Netzen, da 20-kV-Netze mehr Leistung pro Strecke übertragen können. Demzufolge wird der Anteil überlasteter Kabelabschnitte im Verhältnis zur Gesamtleitungslänge bei 10-kV-Netzen deutlich größer als bei 20-kV-Netzen.

Wie in Kapitel 9 geschildert, ist die Integration von neuen Lasten von der Bebauungsstruktur abhängig und von UW-Gebiet zu UW-Gebiet unterschiedlich, sodass hier davon ausgegangen werden kann, dass die Integration von neuen Lasten in den MS-Netzen MS-N08, MS-N10 und MS-N11 (siehe Abbildung 14.37) unterschiedlich ist. Des Weiteren kommt der Anteil überlasteter Kabelabschnitte ausschließlich in der 10-kV-Ebene vor. Daher kann festgestellt werden, dass Ausbaumaßnahmen in UW-Gebieten mit beiden Spannungsebenen bei 10-kV-Netzen zu erwarten sind. Dagegen sind kaum Ausbaumaßnahmen bei 20-kV-Netzen notwendig.

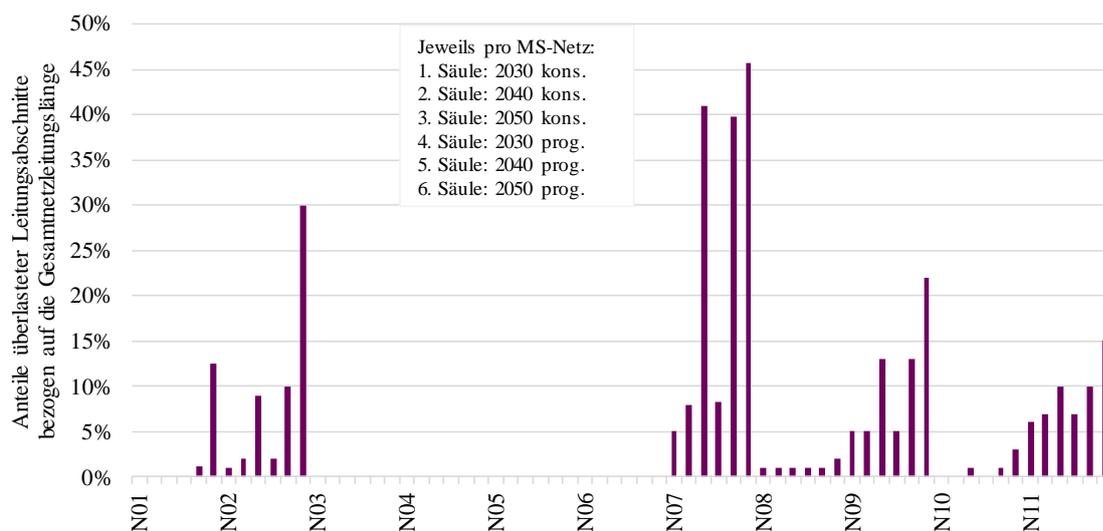


Abbildung 14.37: Anteil überlasteter Kabelabschnitte der Gesamtleitungslänge für 11 Mittelspannungsnetze mit 9-kW-Wärmepumpen

7. In der Mittelspannungsebene wird die zulässige Spannungsänderung zumeist nicht ausgeschöpft. Daher wird im Rahmen der Netzplanung empfohlen, die Spannungsbandaufteilung zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene zu prüfen und ggf. anzupassen.

Vor dem Hintergrund der angenommenen Spannungsbandaufteilung für die MS-Ebene (siehe Abschnitt 7.5.1) und des ersten spannungsebenenübergreifenden Grundsatzes, wird nachfolgend die tatsächlich benötigte, zulässige Spannungsänderung in der MS-Ebene analysiert. Die Abbildung 14.38 (Seite 179) zeigt den max. Spannungsabfall auf der Unterspannungsseite des HS/MS-

Transformators bis zur geringsten Knotenspannung im MS-Netz, konsolidiert für alle analysierten MS-Netze über die Stützjahre. Wie erwartet nimmt der Spannungsabfall von $\Delta U/U_n \cong 2,0\%$ im Jahr 2030 über die Stützjahre bis $\Delta U/U_n \cong 2,5\%$ für das konservative Szenario im Jahr 2050 bzw. bis $\Delta U/U_n = 3,5\%$ für das progressive Szenario im Jahr 2050 kontinuierlich zu.

Im Umkehrschluss kann prinzipiell empfohlen werden, das Spannungsband zwischen der MS- und NS-Ebene je nach erwarteter Leistungssteigerung und Stützjahr erneut aufzuteilen. Für die Netzgebiete, in denen ein begrenzter Leistungszuwachs zu erwarten ist, kann die Spannungsbandaufteilung i. H. v. $\Delta U/U_n = 2,0\%$ bis $\Delta U/U_n = 2,5\%$ im Jahr 2050 in der MS-Ebene zugelassen werden. Der dann eingesparte Spannungsabfall kann der NS-Ebene zur Verfügung gestellt werden. Dagegen muss in Netzgebieten, in denen mit einem hohen Leistungszuwachs gerechnet werden kann, das Spannungsband flexibel je nach Stützjahr erneut angepasst werden. Der NS-Ebene kann zur Behebung von Spannungsbandverletzungen bis zu $\Delta U/U_n = 1,3\%$ bis zum Jahr 2040 zur Verfügung gestellt werden, bis Netzertüchtigungsmaßnahmen in den NS-Netzen durchgeführt werden müssen.

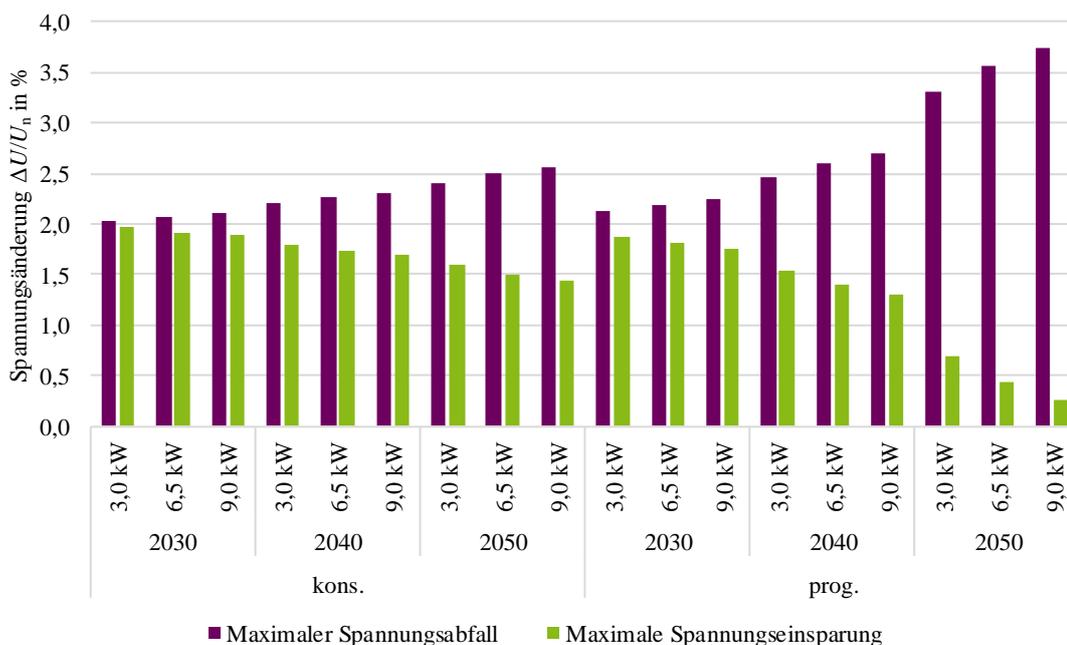


Abbildung 14.38: Maximaler Spannungsabfall und maximale Spannungseinsparung konsolidiert über 11 Mittelspannungsnetze

14.3.4 Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung

Auf Basis der neuen PuB wird für die MS-Ebene ein Entscheidungspfad abgeleitet, der sowohl konventionelle als auch innovative Planungsmaßnahmen berücksichtigt. Auf Basis der zugrundeliegenden Problemidentifikation (Spannungsbandprobleme oder Leitungsüberlastungen) für MS-Netze wird somit die Entscheidungsfindung für geeignete Planungsmaßnahmen erleichtert. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich um einen stark vereinfachten Prozessablauf handelt, der nicht die detailliert beschriebenen PuB ersetzen kann und um die spezifischen Anforderungen des jeweiligen NB zu ergänzen ist (siehe Abbildung 14.39).

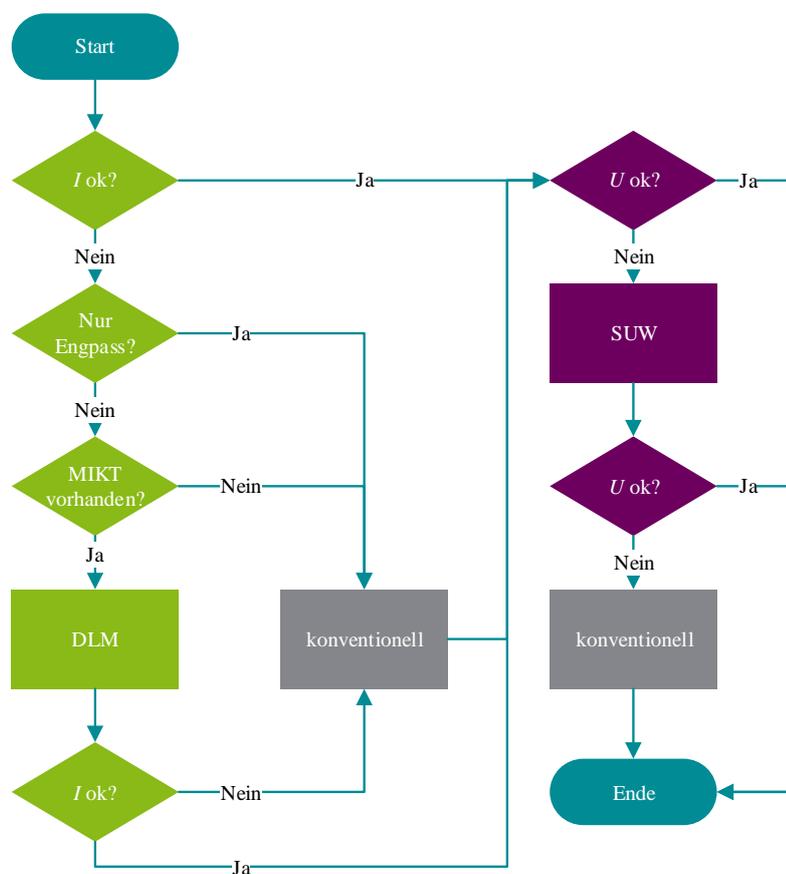


Abbildung 14.39: Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung städtischer Mittelspannungsnetze, mit: „ok“ = Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte, Engpass = kurzer Leitungsabschnitt (Länge und/oder kleiner Querschnitt)

14.4 Hochspannung

14.4.1 Grundlegende Konzepte

Städtische HS-Netze werden aus dem vorgelagerten HöS-Netz (Übertragungsnetz) gespeist und dienen der urbanen Verteilung der Energie und der Versorgung der unterlagerten MS-Netze sowie der Anbindung von zentralen Kraftwerken und Sonderkunden. Die Umspannung auf die Nennspannung von $U_n = 110 \text{ kV}$ erfolgt an den Kuppelstellen über ein bis vier Transformatoren mit i. d. R. je $S_T = 160, 200, 250$ oder 300 MVA Scheinleistung [125].

Städtische HS-Netze sind zu einem Großteil verkabelt. Freileitungsabschnitte finden sich vor allem in den Zuleitungen aus den Einspeisepunkten im vorstädtischen Bereich. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen vor, dass zukünftig der Ausbau bzw. Umbau des HS-Netzes unter Berücksichtigung der Kosten und naturschutzfachlicher Belange vorrangig mit Kabeln auszuführen ist (siehe *VDE-AR-N 4202* in Verbindung mit § 43 h *EnWG*). Der Verlegung von Kabeln ist demnach Vorzug zu geben, wenn die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Kabels jene der technisch vergleichbaren Freileitung nicht um den Faktor 2,75 übersteigen.

Der Betrieb städtischer HS-Netze erfolgt je nach Größe durch den Aufbau vermascht betriebener Teilnetze, die gegenseitige Reservestellung geben können. Die Größe und Zahl der Teilnetze richtet sich u. a. nach der Kurzschlussleistung bzw. den beherrschbaren Fehlerströmen entsprechend der Generatorleistung.

In der Netzplanung muss zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit nicht nur der Normalbetrieb, sondern auch der gestörte Betrieb mittels des (n-1)-Kriteriums geprüft werden. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums schließt unterschiedliche Auswirkungen nach dem Ausfall eines elektrischen Betriebsmittels aus [67]. In der HS-Ebene gehören dazu dauerhafte Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen und Betriebsmittelbeanspruchungen, Versorgungsunterbrechungen und die Folgeauslösung weiterer Schutzgeräte von nicht direkt betroffenen Betriebsmitteln und der dadurch möglicherweise eintretenden Störungsausweitung.

Die Teilnetze und die UW werden i. d. R. (n-1)-sicher ausgelegt, wobei durch eine Vermaschung bzw. eine Betriebsmittelredundanz eine Sofortreserve gewährleistet wird. Zudem sind Wiederversorgungen über Verbindungen der unterlagerten MS-Netze möglich.

Die für den Normalbetrieb als auch den Störfall geltenden Grenzwerte für die Betriebsmittelbelastbarkeit sowie das untere und obere Spannungsband werden unternehmensintern festgelegt und basieren für die Auslastungsgrenzwerte i. d. R. auf spezifischen Kabelmessungen. Dabei werden unterschiedliche Zeitdauern des Störfalls betrachtet (bspw. Sofortreserve, bei der der

Überlastschutz berücksichtigt wird, Ausfallbetrieb bis zu 3 oder 5 Tage und darüber hinaus), wobei dementsprechend eine Leitungsauslastung in einem Bereich von $I_{\max}/I_z = 100\%$ bis zu $I_{\max}/I_z = 140\%$ zugelassen wird.

Die Spannungsregelung in HS-Netzen erfolgt über die längsgerichteten Kuppeltransformatoren, die die Blindleistungsflüsse im Netz beeinflussen, um ein einheitliches Spannungsniveau zu erzielen. Schräggeregelte Kuppeltransformatoren erlauben die Ausregelung von Wirk- als auch Blindleistungsflüssen. Um Wirkleistungsflüsse innerhalb einer Spannungsebene zu steuern, werden quergeregelte Transformatoren genutzt, wobei hier das Haupteinsatzgebiet in der Übertragungsebene liegt. In der HS-Ebene werden diese nur vereinzelt und in resultierenden Einzelfällen zur gezielten Beeinflussung von Leistungsflüssen eingesetzt. [129]

Im grundsätzlich auslegungsrelevanten Betriebspunkt „Starklast“ ergibt sich bei einem hohen Stromfluss ein hoher induktiver Blindleistungsbedarf. Dagegen ergibt sich im Schwachlastfall in städtischen HS-Netzen bei einem vergleichsweise hohen Verkabelungsgrad ein hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf. Spannungsprobleme können oft mit Kuppeltransformatoren ausgeregelt werden, jedoch werden auch Drosselspulen zur Kompensation der kapazitiven Ladeleistungen eingesetzt.

Ein besonderes Merkmal von HS-Netzen im Gegensatz zu den unterlagerten Spannungsebenen ist zum einen ein unterschiedlicher Planungsansatz mit weniger reaktivem Charakter und langfristigerer Zeitachse. Zudem sind städtische HS-Netze aktuell neben der Einbindung neuer Lasten besonders mit anderen Treibern, die auf die Versorgungsaufgabe und die Netzplanung wirken, konfrontiert. Dies sind bspw. die Veränderung des städtischen Kraftwerksparks, der Umbau der zentralen Wärmeversorgung und überdies singulären Einzelanfragen, die in das Versorgungskonzept einbezogen werden müssen. Dieser Wandel muss mit den in der HS-Ebene typischen langen Genehmigungsverfahren vereinbart werden, sodass eine Anpassung verzögert realisiert werden kann, was in der Folge zu deutlich individuelleren Netzcharakteristika führt.

14.4.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Auf Grundlage der in Kapitel 8 und 9 beschriebenen Anwendung der Lastentwicklung ergibt sich die in der Abbildung 14.40 (Seite 183) gezeigte Leistungssteigerung für die betrachteten Szenarien. Bis zum Jahr 2050 bewegt sich der Lastzuwachs in der HS-Ebene dabei in einem Korridor zwischen ca. $S_{2050}/S_{2021} = 40\%$ im konservativen und $S_{2050}/S_{2021} = 80\%$ im progressiven Szenario bzw. in Ausnahmefällen bis zu $S_{2050}/S_{2021} = 100\%$. Hauptsächlich Treiber ist dabei die Integration von LIS.

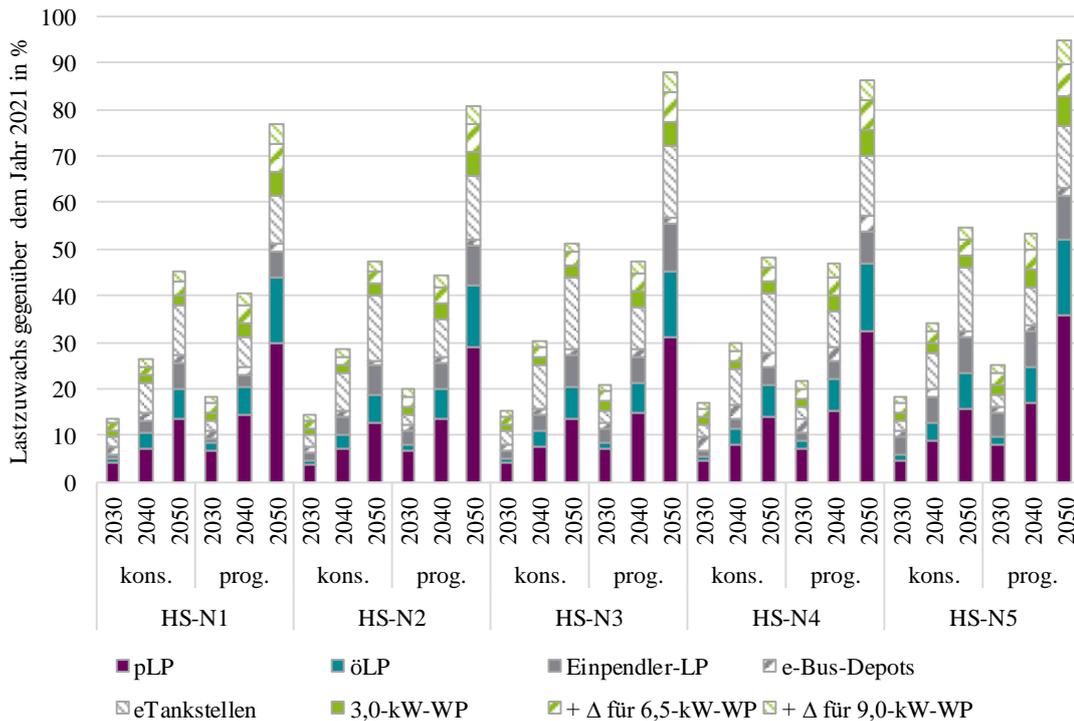


Abbildung 14.40: Relative Lastentwicklung für fünf Hochspannungsnetze

Auf Grundlage der in Kapitel 11 und 12 beschriebenen Vorgehensweisen bei den konventionellen sowie innovativen Planungsmaßnahmen ergeben sich die in der Abbildung 14.41 (Seite 184) gezeigten notwendigen Leitungsmaßnahmen als Mittelwert der fünf betrachteten HS-Netze bezogen auf die derzeit installierte Leitungslänge. Es ist ersichtlich, dass die rein konventionelle Planungsvariante über alle Netze die meisten Leitungsmaßnahmen erfordert, wobei sich der gemittelte Ausbaubedarf bezogen auf die derzeit installierte Leitungslänge zwischen gut 25 % und knapp 45 % je nach betrachtetem Szenario bewegt. Die Maßnahmen verteilen sich im Mittel vor allem im progressiven Szenario gleichmäßig über die Stützjahre. Bei einer netzspezifischen Betrachtung der Leitungsmaßnahmen für das Minimallast- (konventionell mit 3-kW-Wärmepumpen) und Maximallastszenario (progressiv mit 9-kW-Wärmepumpen) in der Abbildung 14.42 (Seite 184) zeigt sich eine starke Abhängigkeit der zeitlichen Verteilung der Leitungsmaßnahmen von den lokalen Netzbedingungen.

Die Planungsvariante der Berücksichtigung von zusätzlichen Einspeisepunkten (Konv + UW) zur HöS-Ebene kann im Mittel die Leitungsmaßnahmen deutlich reduzieren, wobei auch hier der Einspareffekt wieder sehr netzspezifisch ist. Zudem zeigt sich im direkten Kostenvergleich bzw. dem Einsparpotenzial gegenüber dem rein konventionellen Leitungsausbau in der Abbildung 14.43 (Seite 185), dass es sowohl Fälle gibt, in denen Einspeisepunkte Kostenvorteile aufweisen können (unter dem Vorbehalt nicht betrachteter HöS-Kostenpositionen), es aber auch Fälle gibt, bei denen die Kosten oberhalb derer für den reinen leitungsbezogenen Netzausbau liegen.

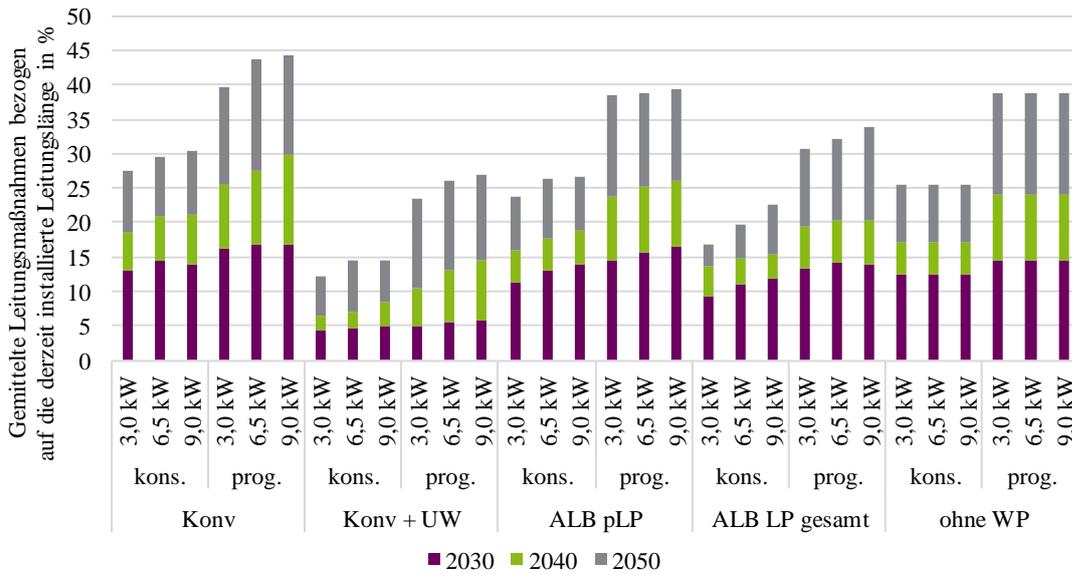


Abbildung 14.41: Leitungsmaßnahmen bezogen auf die derzeit installierte Leitungslänge gemittelt für fünf Hochspannungsnetze in den betrachteten Planungsvarianten

Die theoretische Planungsvariante einer Anschlussleistungsbegrenzung der LP in der Ausführungsform nur für pLP („ALB pLP“) reduziert, ähnlich wie das Konzept ohne Betrachtung der Wärmepumpenleistungen („ohne WP“), die notwendigen technischen Leitungsmaßnahmen in geringem Maße, wobei die Ausführungsform der ALB für private, öffentliche und Einpendler LP („ALB LP gesamt“) den Ausbau signifikant reduzieren kann.

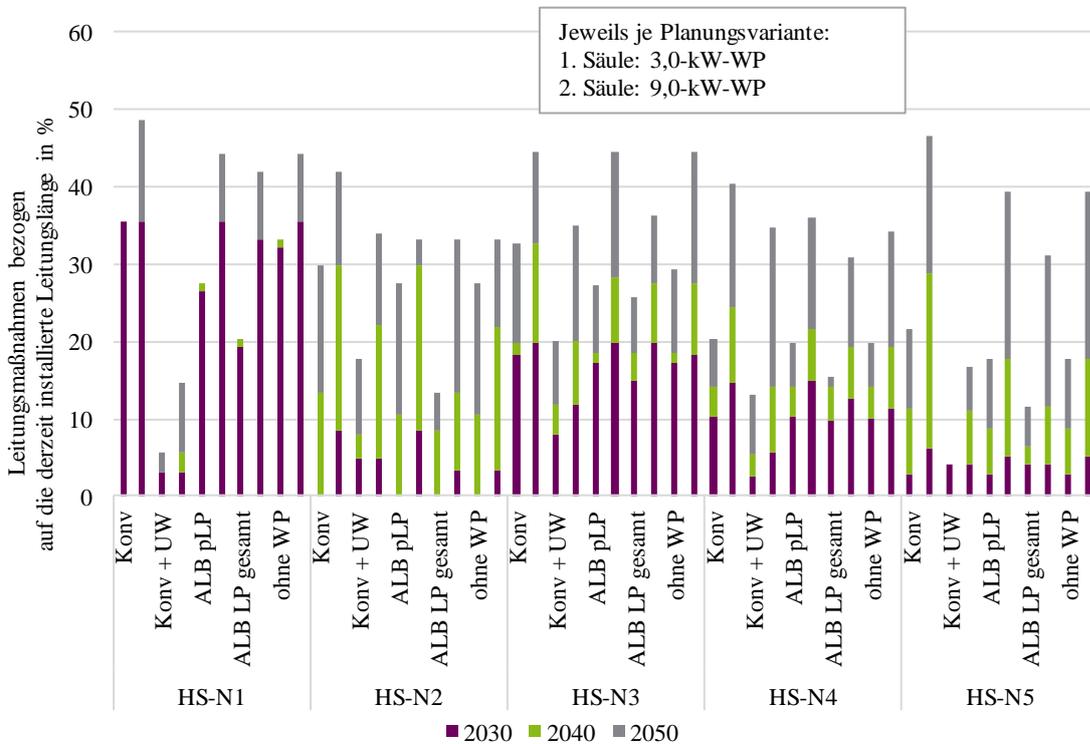


Abbildung 14.42: Notwendige relative Leitungsmaßnahmen bezogen auf die derzeit installierte Leitungslänge für fünf Hochspannungsnetze für das konservative Szenario mit 3,0-kW-Wärmepumpen und das progressive Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen

Bei dieser hypothetischen Annäherung eines Regelkonzeptes von LP bzw. der Berücksichtigung von Sperrzeiten für WP in den unterlagerten Spannungsebenen sind HS-seitig keine Kosten erfasst. Das kostenseitige Einsparpotenzial stellt sich dann gegenüber der konventionellen Referenzvariante vor allem bei der Variante „ALB pLP gesamt“ dar und es zeigt sich bspw. in 50 % der analysierten Varianten ein Einsparpotenzial von knapp 25 % oder mehr gegenüber den ausschließlich konventionellen Planungsmaßnahmen, die als 0%-Linie dargestellt sind.

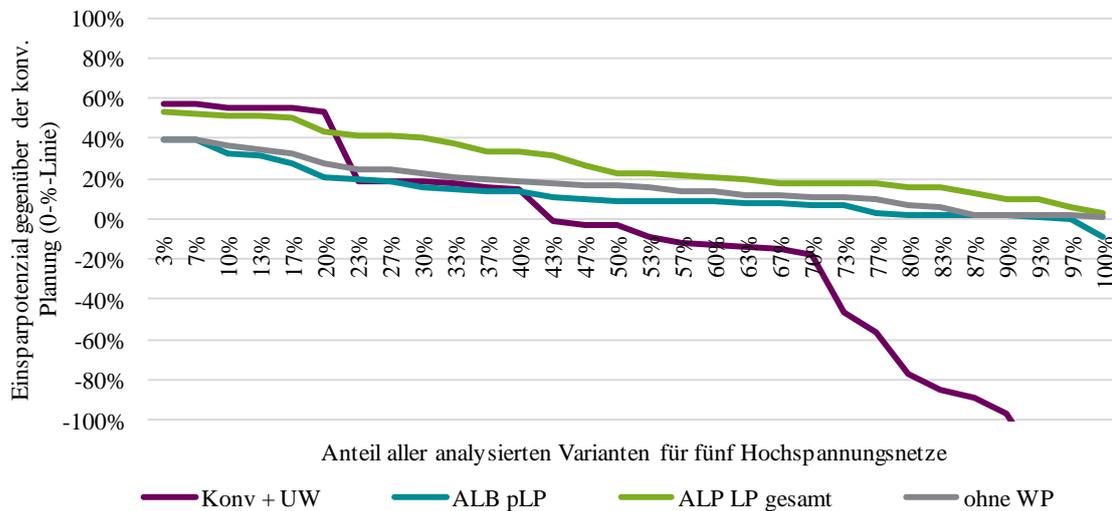


Abbildung 14.43: Einsparpotenzial bezogen auf die konventionelle Referenzvariante über alle analysierten Varianten für fünf Hochspannungsnetze in den relevanten Planungsvarianten, Anmerkung: keine Berücksichtigung von HöS-Kosten der Zuleitungen und Schaltfelder

14.4.3 Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Hochspannungsnetze

Auf Basis der Erkenntnisse zu den einzelnen Netzplanungsvarianten sowie der zugehörigen technisch-wirtschaftlichen Bewertung aus Abschnitt 14.4.2 werden in Analogie zu Abschnitt 14.1.2 (übergreifend) nachfolgend neue PuB für städtische HS-Netze erläutert, die verschiedenen Bereichen entstammen.

Der erste Grundsatz liefert Annahmen für die Lastentwicklung und Leistungswertannahmen für unterschiedliche (neue) Lasten, die zur Netzplanung herangezogen werden können, wenn keine eigenen gesicherten Erkenntnisse vorliegen. Diesen Annahmen folgend, wird auf die teils eingeschränkten Anwendungsfälle innovativer Maßnahmen bei gleichzeitig hoher Bedeutung konventioneller Verstärkung eingegangen und anschließend konkret die Planungsvariante ALB adressiert. Im Anschluss wird der Bezug zu innovativen Netzmaßnahmen für ländliche HS-Netze gezogen, während danach der Effekt des Zubaus von Einspeisepunkten zur HöS-Ebene diskutiert und auf das Ausmaß der Leitungsmaßnahmen als rein konventioneller Ausbau eingegangen wird. Abschließend erfolgt der Verweis auf die Entwicklung eines variablen Netzkonzeptes mit Handlungsoptionen, um den hochspannungstypischen, spezifischen Charakter im Vergleich zu unterlagerten Spannungsebenen abzudecken.

1. Die aggregierte Lastentwicklung in der Hochspannungsebene ohne unterlagerte Regelkonzepte, wie z. B. Lastmanagement, liegt je nach Szenario bis zum Jahr 2050 bei einem Lastzuwachs durch neue Lasten zwischen 40 % und max. 100 % der derzeitigen Netzlast. Den größten Anteil daran stellen die privaten Ladepunkte mit einem durchschnittlichen Leistungswert von ca. $P_{\text{pLP,HS}} = 1 \text{ kW}$ aus Sicht der Hochspannungsebene stützjahr- und szenarioübergreifend dar.

Die Prognose bzw. Annahme der zu erwartenden Laststeigerung und geeigneter Leistungswertannahmen für die unterschiedlichen Netznutzer bzw. (neue) Lasten ist ein wichtiger Bestandteil bzw. erster Schritt für die strategische Netzplanung in der HS-Ebene, um die zukünftige Versorgungsaufgabe zu definieren.

Ein überwiegender Teil der neuen Lasten zur Elektrifizierung des Verkehrssektors wird in der NS- bzw. MS-Ebene angebunden. Bei dem Leistungszuwachs sind daher GZF zwischen den Spannungsebenen zu berücksichtigen, sodass aus der Perspektive der HS-Ebene ein reduzierter Leistungswert je pLP angesetzt werden kann.

Aus der Analyse der vorliegenden HS-Netze unter Berücksichtigung der angenommenen Szenarien und Ladeleistungsverteilungen über die Stützjahre hat sich ohne die Berücksichtigung von in unterlagerten Spannungsebenen vorliegenden Regelkonzepten eine Leistungssteigerung bis zum Jahr 2050 in einem Korridor von $S_{2050}/S_{2021} = 40 \%$ im konservativen bis max. $S_{2050}/S_{2021} = 100 \%$ im progressiven Szenario aufgespannt (siehe Abbildung 14.40).

Um auf Basis individueller Szenarien eine Abschätzung der spezifischen Leistungssteigerung durch den Beitrag der LP aus der Perspektive der HS-Ebene durchzuführen, sind in der Abbildung 14.44 (Seite 187) und in der Abbildung 14.45 (Seite 187) die Detailergebnisse für die private und öffentliche LIS dargestellt. Es zeigt sich, dass aus der Sicht des HS-Netzes für die private LIS bei den getroffenen Annahmen ein Leistungsbeitrag von ca. $P_{\text{LL}} = 1 \text{ kW}$ je pLP über alle Stützjahre und beide Szenarien angesetzt werden kann. Dieser Wert kann aufgrund des angenommenen gleichen Ladeleistungsverhältnisses und der grundsätzlichen Methode zur Ermittlung der Ladeleistung ebenfalls für Einpendler als separat betrachtete LP in der HS-Ebene angesetzt werden. Für öLP ergibt sich aufgrund der höheren Ladeleistungsverteilung, die sich zudem dynamischer über die Stützjahre verhält, ein Leistungsbeitrag von $P_{\text{LL}} = 2,3 \text{ kW}$ bis $P_{\text{LL}} = 4,5 \text{ kW}$ je öLP.

Der Leistungsbeitrag von pLP je Hausanschluss aus Sicht der HS-Ebene, dargestellt in der Abbildung 14.46 (Seite 187), bewegt sich je nach Szenario in 2050 zwischen $P_{\text{LL}} = 1 \text{ kW}$ und $P_{\text{LL}} = 2,4 \text{ kW}$ je pLP.

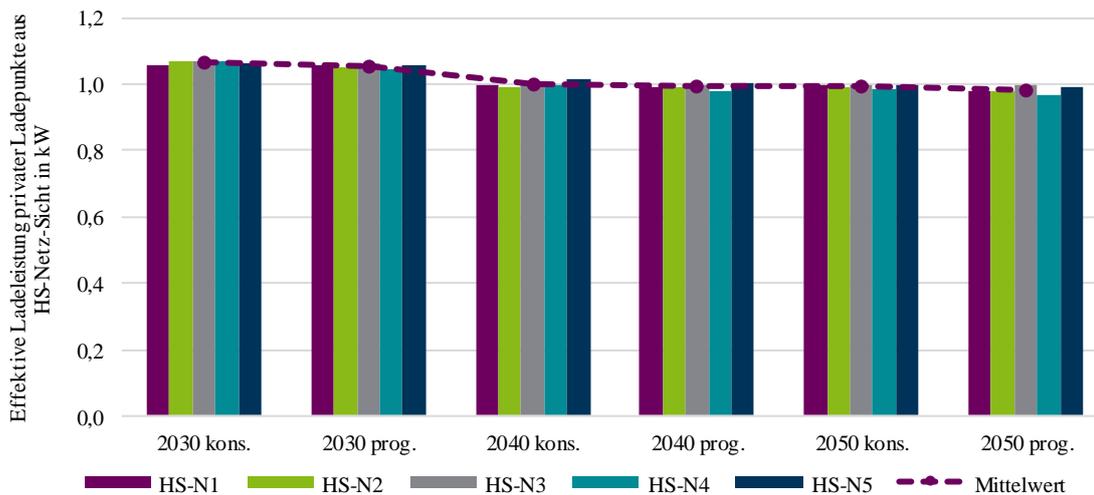


Abbildung 14.44: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte aus der Perspektive der fünf Hochspannungsnetze

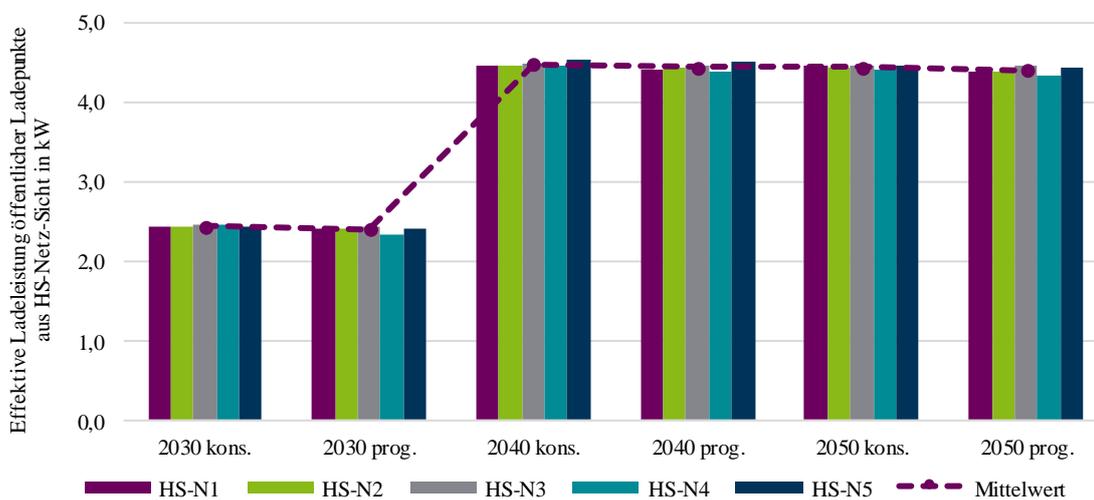


Abbildung 14.45: Durchschnittliche effektive Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte aus der Perspektive der fünf Hochspannungsnetze

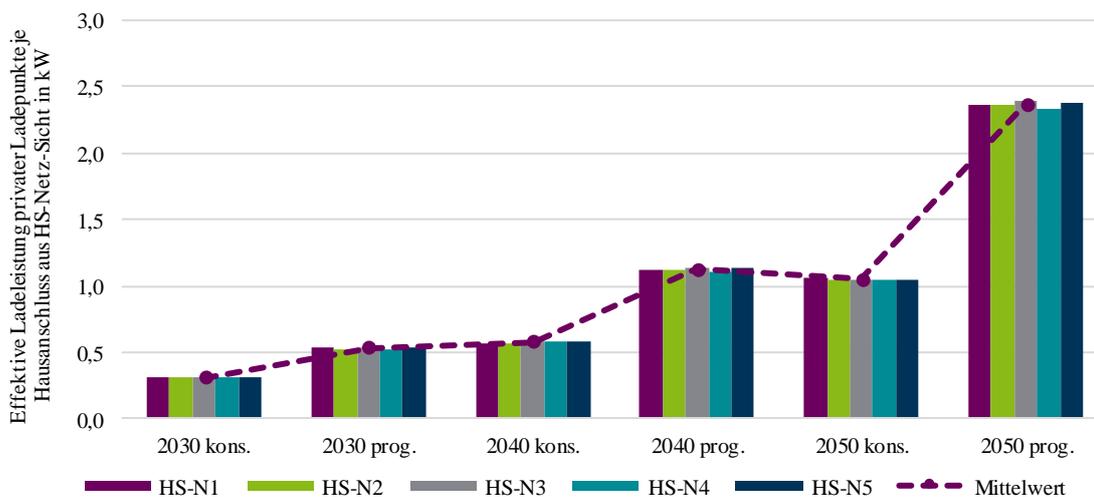


Abbildung 14.46: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte je Hausanschluss aus der Perspektive der fünf Hochspannungsnetze

Für WP kann der Leistungswert aus Sicht der HS-Ebene entsprechend der Gleichzeitigkeitskurve (siehe Abbildung 7.5) und der jeweiligen Wärmepumpenleistung (siehe Tabelle 7.4) ermittelt werden.

Eine kontinuierliche Prüfung der Lastentwicklung und weitere Einflussfaktoren, wie bspw. die Anbindung singulärer Anfragen oder die Änderung des Kraftwerkparcs, ist für die Anpassung des Szenarienkorridders bzw. eine Detaillierung des Entwicklungspfades notwendig, um auch lokale Gegebenheiten mit abzubilden.

2. In der Hochspannungsebene wird aufgrund des rein durch Betriebsmittelüberlastungen getriebenen Ausbaubedarfs die konventionelle Verstärkung empfohlen. Innovative Maßnahmen können in der Hochspannungsebene den Ausbau reduzieren bzw. verzögern, haben jedoch nur begrenzte Anwendungsmöglichkeiten.

Der Ausbaubedarf in städtischen HS-Netzen ist durch die Integration von neuen Lasten bedingt und getrieben durch die Überlastung von Betriebsmitteln. Als konventionelle Maßnahme bietet sich die Verstärkung bzw. der Ausbau der derzeitigen Netzinfrastruktur an. Aufgrund der resultierenden Netzprobleme und der zugrundeliegenden Lastanschlusspunkte, die bei den neuen Lasten zum überwiegenden Anteil in unterlagerten Spannungsebenen zu finden sind, stellen innovative Maßnahmen in der HS-Ebene keine ausschließliche Planungsvariante dar. Dies ist dadurch bedingt, dass die über den konventionellen Ausbau hinausgehenden Ansätze zur Beseitigung von Betriebsmittelüberlastungen in Form von Regelinstanzen von LIS und WP ihre Zweckdienlichkeit nur aus den unterlagerten Spannungsebenen erfahren und nicht hochspannungsseitig getrieben sind (siehe auch Grundsatz 3).

Maßnahmen zur Steigerung der Übertragungsfähigkeit wie Freileitungs- oder Kabelmonitoring haben darüber hinaus begrenzte Anwendungsfälle durch geringe Freileitungsanteile oder werden eher mit netzbetrieblichem als -planerischem Fokus gesehen.

Leistungsflussregelnde Konzepte, wie z. B. Phasenschiebertransformatoren, sind immer als Einzelfallbetrachtung im Planungsprozess zu berücksichtigen und eignen sich auch weniger zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung bei einer flächendeckenden Integration von LIS.

Zusammenfassend ist die konventionelle Verstärkung als bevorzugte Maßnahme in der HS-Ebene zu sehen, die von innovativen Ansätzen begleitet werden sollte, indem bspw. auch das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau) weiterhin Anwendung findet.

3. Die Ladeleistungsbegrenzung von in unterlagerten Spannungsebenen angeschlossenen Ladepunkten ist aus Sicht der Hochspannungsebene ein eher theoretisches Konzept mit grundsätzlich maßnahmenreduzierender Wirkung. Die Anwendung einer Ladeleistungsbegrenzung im Planungsprozess ist bei Verhältnismäßigkeit der Kollektivgröße jedoch nicht zweckdienlich, sondern lokal bzw. mit Fokus in den unterlagerten Spannungsebenen zu sehen.

Die Planungsvariante ALB als vereinfachte Form einer Steuerung von LIS in der NS- und MS-Ebene führt, wie in der Abbildung 14.43 gezeigt, je nach Ausgestaltungsweise zu geringen bis signifikanten Einspareffekten bei den Leitungsmaßnahmen in der HS-Ebene. Der Umfang von LIS, die in der HS-Ebene angeschlossen ist und daher mit einem Effekt im Rahmen der Ladeleistungsbegrenzung bzw. einer Steuerung der Ladeleistung hinsichtlich des Netzausbaubedarfs beitragen könnte, ist dagegen gering. Aus Sicht der HS-Ebene handelt es sich bei der Ladeleistungsbegrenzung bzw. der Ladesteuerung demnach um ein passives bzw. theoretisches Konzept ohne aktive Abregelung getrieben aus der HS-Ebene. Eine Ausgestaltung einer direkten Einflussnahme aus der HS-Ebene auf die unterlagerte LIS ist ggf. analog zum Konzept des Einspeisemanagements bei DEA nur für einen kritischen Netzzustand denkbar.

Vor dem Hintergrund einer verursachernahen Klärung durch Regelung der Ladeleistung in den unterlagerten Spannungsebenen ist eine Abregelung aufgrund einer kritischen Netzsituation in der HS-Ebene auch vor dem Hintergrund der notwendigen Kollektivgröße im normalen Netzbetrieb als nicht realistisch einzustufen. Sie ist damit nicht als aktiver Treiber aus der HS-Ebene zu sehen, stattdessen profitieren HS-Netze davon, dass sinnvollerweise direkt am Ursprungsort eine Steuerung der zusätzlichen Last erfolgt. In der Folge wirkt das angewendete Konzept zur Steuerung von regelbaren Lasten in der NS- und MS-Ebene auf den Planungsprozess in der HS-Ebene ein und ist dementsprechend zu berücksichtigen. Des Weiteren wurde in der Netzplanung beachtet, dass sich der GZF für die HS-Ebene erhöht, wenn LIS abgeregelt wird.

4. Die Netzoptimierung durch innovative Planungs- und Betriebsvarianten stellt in städtischen Hochspannungsnetzen eine weniger wirkungsvolle Option zur Reduktion des Ausbaubedarfs als in ländlichen Hochspannungsnetzen dar.

Aufbauend auf dem dritten Grundsatz zeigt sich, bedingt durch die Charakteristika der Netzausbautreiber, in städtischen HS-Netzen weniger Reduktionspotenzial bei innovativen Maßnahmen gegenüber dem rein konventionellen Ausbau als es bei ländlichen HS-Netzen der Fall ist [3]. Dies resultiert daraus, dass sich DEA im ländlichen und Lasten im städtischen Bereich als Ausbautreiber bei der Behandlung im Rahmen der Abregelung als innovative Maßnahme unterscheiden. Für DEA ist bereits eine Abregelung sowohl als betrieblicher als auch planerischer Ansatz ausgestaltet (in Form eines Einspeisemanagements und der Spitzenkappung, die eine Abregelung der Leis-

tung von Windenergieanlagen und PVA erlaubt, wenn max. 3 % der jährlich eingespeisten Energie gekappt wird [137]) und erlaubt so eine direkte Anwendung. Die Abregelung von Bezugsanlagen ist dagegen weniger flexibel oder im Normalbetrieb sogar nicht ohne Weiteres möglich. Für LP als neue Lasten fehlt darüber hinaus noch ein abgestimmtes Ausgestaltungskonzept hinsichtlich der (Ab-)Regelungsmöglichkeiten.

Das unterschiedliche Einsparpotenzial resultiert auch daher, dass sich die Anschlusspunkte der beiden Ausbautreiber unterscheiden. Während auch ein gewisser Anteil der Einspeiseleistung auf HS-Ebene im ländlichen Bereich angebunden ist, erfolgt der Anschluss der neuen Lasten zum überwiegenden Teil in den unterlagerten NS- und MS-Ebenen.

5. Der Bau weiterer HöS/HS-Umspannwerke ist als spezifische Einzelfallbetrachtung zu sehen. Er kann in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe und der Ausgangssituation zu Einsparungen hinsichtlich des Ausbaus von Hochspannungsleitungen führen. Bei einer Gesamtbetrachtung kann es jedoch zu signifikant höheren Kosten führen.

Wie in der Abbildung 14.41 dargestellt ist, kann die Planungsvariante zusätzlicher Einspeisepunkte zur HöS-Ebene den technischen Ausbaubedarf signifikant reduzieren, wobei der Effekt sehr stark von den spezifischen vorliegenden Netzgegebenheiten und Rahmenbedingungen abhängt. Der Umstand einer notwendigen Einzelfallprüfung für weitere Einspeisepunkte wird sowohl in der Abbildung 14.42, in der die jeweiligen Ausbaumaßnahmen der Netze separat gezeigt werden, als auch in der Darstellung der kostenseitigen Einsparpotenziale in der Abbildung 14.43 deutlich.

Je nach weiteren Gegebenheiten wie neben der Integration neuer Lasten bspw. zusätzlichen Ausbautreibern in der HS-Ebene, dem verfolgten Netzkonzept oder der derzeitigen Netzauslastung bzw. Anbindungssituation zur vorgelagerten Netzebene, kann der UW-Bau eine Möglichkeit sein, um der Leistungssteigerung zu begegnen. Dieser Planungsbaustein ist als Einzelfallbetrachtung zu sehen. Dieser Aspekt ist gerade vor dem Hintergrund einer Gesamtkostenbetrachtung inkl. der Anbindung des UW an die HöS-Ebene bedeutsam und ist in städtischen Netzen aufgrund der hohen Bebauungsdichte und geringer Potenzialflächen spezifisch zu bewerten.

6. Für einen Großteil der Leitungsmaßnahmen ist ein Kabelquerschnitt von $q = 1.200 \text{ mm}^2$ (Al) ausreichend. In wenigen Fällen – bspw. für Transportleitungen – ist $q = 2.000 \text{ mm}^2$ (Al) oder ein Parallelsystem notwendig, wobei dies stark vom verwendeten Netzkonzept abhängt.

Über alle Planungen hinweg konnte ein Großteil der Leitungsmaßnahmen mit einem 1.200-mm^2 -Kabel (Al) zur Übertragung beherrscht werden. Dies gilt vor allem für Kabel zur Verteilung der Leistung. Bei Transportleitungen von den Einspeisepunkten oder in Einzelfällen waren jedoch bis 2.000-mm^2 -Einfach- aber auch Doppelsysteme (Al) notwendig.

Die daraus abzuleitende Wahl des Querschnitts für den jeweiligen NB ist jedoch sehr vom spezifischen Netzkonzept abhängig. Zudem unterliegt die jeweilige tatsächliche Übertragungsleistung stark den spezifischen Verlegebedingungen, sodass hiermit nur eine grobe Orientierung der notwendigen Kabelquerschnitte gegeben werden kann.

Als Unterstützung zur Definition eines zukünftig notwendigen Kabelquerschnitts kann die Entwicklung der Verschiebeleistung von der Ist-Situation bis zum Jahr 2050 genutzt werden. Die Abbildung 14.47 zeigt dazu exemplarisch für ein HS-Netz die Verteilung der übertragenen Leistungsscheiben für die relative Leitungslänge bezogen auf die installierte Leitungslänge für den derzeitigen Stand und die Entwicklung im progressiven Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen bis zum Jahr 2050. Während sich die Verschiebeleistung derzeit bei einem Großteil der Leitungskilometer bis zu $S = 40$ MVA für alle betrachteten HS-Netze bewegt, ist eine deutliche Verschiebung der Glockenkurve in höhere Leistungsbereiche erkennbar. So steigt der hauptsächliche Leistungsanteil bis zum Jahr 2050 an und liegt dann bei $S = 60$ bis zu $S = 70$ MVA. Hinsichtlich der Vorbelastung und Netztopologie kann je nach Ausgangssituation dieser jedoch auch vereinzelt höher ausfallen. Darüber hinaus zeigt sich bis zum Jahr 2050 eine deutliche Spreizung der Verschiebeleistung. Analoge Darstellungen der weiteren HS-Netze sind im Anhang 17.6 (Seite 250) dokumentiert.

Grundsätzlich ist es sinnvoll, gerade auch vor dem Hinblick eines variablen Netzkonzeptes (siehe Grundsatz 7), Leerrohre, soweit dies bei städtischen Baumaßnahmen möglich ist, mit einzuplanen.

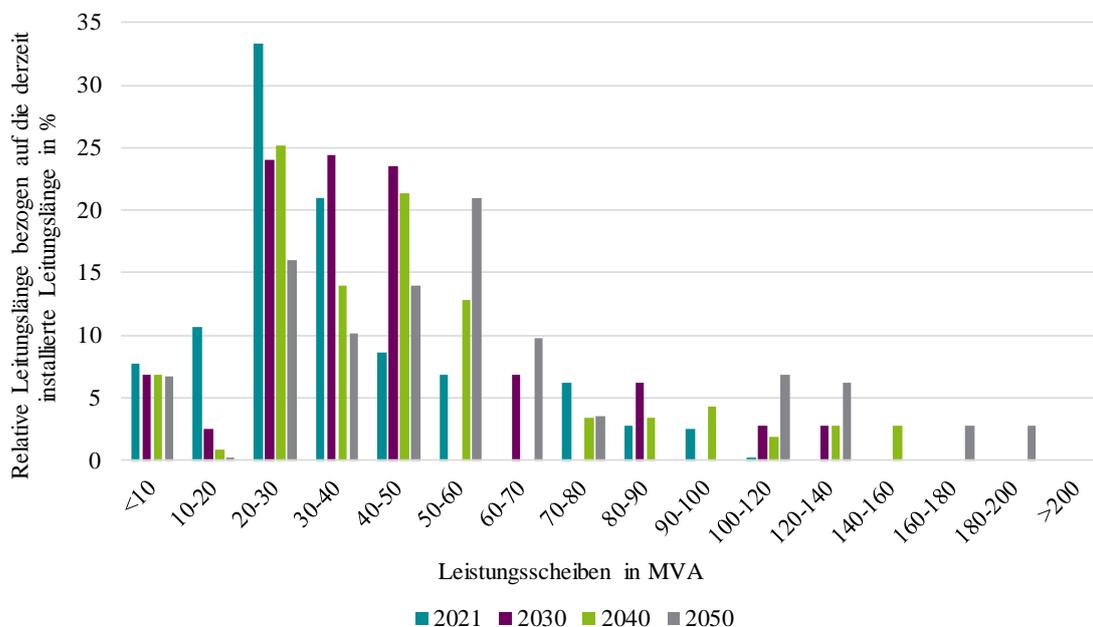


Abbildung 14.47: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für Hochspannungsnetz HS-N1

7. Es wird empfohlen, ein variables Netzkonzept mit Handlungsoptionen vor dem Hintergrund der relevanten Ausgangssituation – bspw. Netzkonzept, weitere Ausbautreiber, Regelkonzepte in den unterlagerten Spannungsebenen – abzuleiten, um der zukünftigen Versorgungsaufgabe zu begegnen.

Aufgrund der für die HS-Ebene typischen Netzcharakteristika ist es anzustreben, entsprechend der geltenden Rahmenbedingungen ein netzbetreiberspezifisches Netzkonzept zu entwickeln, das Handlungsspielräume offenlässt, mit denen flexibel auf die grundsätzlichen Ausbautreiber im HS-Netz reagiert werden kann. Dies ist essentiell, da vor allem im städtischen Bereich die Vorlaufzeit bspw. hinsichtlich der Standortfindung von Einspeisepunkten und Kabeltrassen steigt und aktuell der Ausbau vielfach durch andere Treiber vornehmlich beeinflusst wird. Bei dem Konzept sollten neben den zusätzlichen Ausbautreibern auch die jeweils vorliegende Netzauslastung, verwendeten Betriebsmittel und deren Alter und Zustand sowie ggf. städtebauliche Maßnahmen einfließen, um eine möglichst hohe Variabilität zu erzielen. Im Zuge der Konzeptionierung ist die Integration neuer Lasten durch die Elektrifizierung von Verkehr und dezentraler Wärmeversorgung mit einzubeziehen. Die angestrebten Mobilitätsszenarien der Städte mit Fokus auf Individualverkehr, ÖPNV etc. dienen dabei als sinnvolle Indikation für die NB, um Kapazitäten abschätzen und vorhalten sowie das entwickelte Netzkonzept bei Bedarf anpassen zu können. Eventuelle Lastverlagerungsoptionen, bspw. durch das Umschalten von Transformatoren, bieten einen Lösungsansatz, um kurzfristig der sich ändernden Versorgungsaufgabe gerecht zu werden.

15 Zusammenfassung und Ausblick

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass städtische Netze zunächst für einen Lastzuwachs durch Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen in naher Zukunft je nach Gebietsstruktur aufnahmefähig sind und nicht in jedem Fall schnell an ihre technischen Grenzen in Bezug auf die Einhaltung des Spannungsbandes sowie der zulässigen Betriebsmittelüberlastungen geraten. Die im vorliegenden Leitfaden erarbeiteten Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Netze (Übersicht in der Abbildung 15.1) ermöglichen dabei den Netzbetreibern die Entwicklung, Standardisierung oder Ergänzung der unternehmensspezifischen Planungs- und Betriebsgrundsätze, damit unter Berücksichtigung konventioneller, sowie innovativer Planungsmaßnahmen eine kostenoptimale Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen in Bezug auf Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen gewährleistet wird.

Des Weiteren ist festzuhalten, dass punktuelle Spannungsbandprobleme in vielen Fällen und naher Zukunft über konventionelle spannungsregelnde Maßnahmen, wie z. B. Stufensteller, ohne zusätzliche Investitionskosten teilweise oder vollständig behoben werden können. Dagegen müssen Leitungsüberlastungen jedoch häufig über konventionelle Maßnahmen behoben werden, wenn noch keine Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik für den Einsatz eines Lastmanagements vorhanden ist, obwohl sich damit in vielen Varianten Planungsmaßnahmen verzögern und teilweise verhindern lassen.

Spannungsebenenübergreifend		
1. Es ist grundsätzlich eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung von HS-, MS- und NS-Netzen anzustreben.		
2. Betriebsmittelüberlastungen sind der treibende Faktor des Ausbaubedarfs, Spannungsbandverletzungen nicht.		
3. Innov. Techn. sind nur im geringen Teil die wirtschaftlichste Lösung. Im übrigen Teil wird ein konv. Netzausbau empfohlen.		
Niederspannungsebene	Mittelspannungsebene	Hochspannungsebene
1. Leistungswertannahmen	1. Leistungswertannahmen	1. Leistungswertannahmen
2. Betriebspunkt „Starklast“	2. Standardkabelquerschnitt	2. Konventionell vs. Innovativ
3. Standardkabelquerschnitt	3. Transformator dimensionierung	3. Ladeleistungsbegrenzung
4. Transformator dimensionierung	4. DLM-Potenzial ohne/mit MIKT	4. Städtisches Reduktionspotential
5. U-Regelungen wenig Wirkung	5. Innerstädtisch kaum Ausbau	5. Planungsbaustein HöS/HS-UW
6. DLM-Potenzial ohne/mit MIKT	6. 20-kV-Netze vs. 10-kV-Netze	6. Kabelquerschnitt
7. Innerstädtisch kaum Ausbau	7. Spannungsbandaufteilung MS/NS	7. Konzept mit Handlungsoptionen

Abbildung 15.1: Übersicht der Themenbereiche neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze als Ergebnis von PubStadt

Über den vorliegenden Leitfaden hinaus gibt es in bestimmten Themenbereichen noch Forschungsbedarf, der auch auf die Themen Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen abzielt und u. a. die Sammlung von Erfahrungswerten in Bezug auf das steigende Nutzungsverhalten darstellt.

So ist auf der einen Seite grundsätzlich der Einfluss einer Erneuerungs- bzw. Investitionsplanung auf die Netzplanung mit einzubeziehen, was zwischen den Unternehmen variiert. Dabei sind neben den spartenseparaten Altersstrukturen der Stromleitungen auch die spartenübergreifenden Altersstrukturen der Gas-, Wasser- und Fernwärmeleitungen hinsichtlich etwaiger Synergieeffekte bei der Ausbauplanung zu analysieren und zu berücksichtigen. Dadurch kann ggf. unnötiger Tiefbau vermieden und gleichermaßen die Strategieplanung mit dem Asset Management verknüpft werden, um so perspektivisch erhebliche Kosten einzusparen.

Auf der anderen Seite gibt es noch Bedarf an weiteren Analysen zu Detailthemen der Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen. Für letztere ist u. a. zu analysieren, welche Auswirkungen eine intelligente Nutzung verschiedener Sperrzeiträume auf die Netzauslastungen hat [138]. Hintergründig ist es vorstellbar, dass innerhalb eines Netzgebietes verschiedene Sperrzeiträume dazu führen, die Höchstlasten zu reduzieren und somit die Netzaufnahmekapazität für Ladeinfrastruktur zu erhöhen, was aktuell in der Politik umfangreich diskutiert wird. Dies ist vor dem Hintergrund einer integrierten Gleichzeitigkeitsfaktor-Betrachtung sinnvoll und es sollten dafür ggf. Anreize und Mechanismen geschaffen werden, um Wärmepumpen mittels technischer Lösungen aus der Abendspitze zu verschieben. Für die Ladeinfrastruktur ist dabei ergänzend zu analysieren, welche Auswirkungen ein temporäres und vollständiges Ausschalten der Ladepunkte in Abhängigkeit des jeweiligen Ladezustandes im Rahmen eines Lastmanagements haben. Ebenfalls ist zu analysieren, welchen Einfluss eine flächendeckende (Teil-)Elektrifizierung von Tiefgaragen vorwiegend in Mehrfamilienhäusern auf die Netzplanung hat und was dabei ggf. ein kundenseitiges Lastmanagement bewirken kann. Neben dem Themenbereich Tiefgaragen bei Mehrfamilienhäusern im Niederspannungsnetz ist es wichtig im Detail zu analysieren, von welchen Auswirkungen auszugehen ist, wenn der Großteil der Tankstellen oder Parkhäuser (teil-)elektrifiziert wird, was vorrangig in der Mittelspannungsebene stattfinden wird.

Ein weiterer Aspekt, den es zukünftig zu beachten gilt, ist die Ausschöpfung von Synergieeffekten zwischen Lasten und dezentralen Energiewandlungsanlagen. Insbesondere in vorstädtischen Gebieten, in denen sowohl vermehrt Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen zu erwarten sind, als auch Potenziale für PV-Speicher-Kombinationen bestehen, können hier mit dem Ziel einer Eigenbedarfsoptimierung ggf. noch Entlastungen auf die Netzinfrastuktur erzielt werden.

Vor dem Hintergrund der erarbeiteten Ergebnisse kann allgemein festgehalten werden, dass der regulatorische Rahmen hinsichtlich neuer Lasten und des Lastmanagements die aktuellen und zukünftigen Anforderungen noch nicht abbildet. Für eine belastbare Planung des Netzausbaus ist ein langfristig stabiler, verlässlicher Regulierungsrahmen eine wichtige Voraussetzung.

16 Literaturverzeichnis

- [1] „Die Energie der Zukunft - 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Feb. 2021. Zugegriffen: Aug. 06, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=28
- [2] Dudenredaktion (Bibliographisches Institut), Hrsg., *Duden deutsches Universalwörterbuch*, 8. überarbeitete und Erweiterte Auflage. Berlin: Dudenverlag, 2015.
- [3] S. Harnisch u. a., *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, Bd. 8. Wuppertal, 2016.
- [4] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2. Aufl. Berlin: VDE-Verl, 2008.
- [5] „DIN EN 50160:2020-11, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019“. Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/3187943.
- [6] A. Sillaber, *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung: Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [7] „IRENA (2020), Rise of renewables in cities: Energy solutions for the urban future“, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Zugegriffen: Aug. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Oct/IRENA_Renewables_in_cities_2020.pdf
- [8] „Datenstrategien für die gemeinwohlorientierte Stadtentwicklung - Nationale Dialogplattform Smart Cities“. Smart City Dialog, Mai 2021. Zugegriffen: Aug. 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smart-city-dialog.de/wp-content/uploads/2021/04/Datenstrategien-fuer-die-gemeinwohlorientierte-Stadtentwicklung.pdf>
- [9] „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2019.
- [10] A. Münter und F. Osterhage, „Trend Reurbanisierung? Analyse der Binnenwanderungen in Deutschland 2006 bis 2015“. Bertelsmann Stiftung, Juli 02, 2018. Zugegriffen: Aug. 03, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/publikationen/publikation/did/trend-reurbanisierung/>

- [11] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa, und M. Wietschel, „Netzentwicklungsplan Strom - Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Nov. 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.isi.fraunhofer.de>
- [12] M. Böhmer und J. Weisser, „Lohneinkommensentwicklungen 2020 - Eine Vorausberechnung der Einkommensentwicklung in Branchen, Haushalten und Einkommensgruppen für Deutschland“. Bertelsmann Stiftung, 2015. Zugegriffen: Juli 27, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/BSt/Publikationen/GrauePublikationen/Lohneinkentwickl2020_final.pdf
- [13] „Lebenslagen in Deutschland Armut- und Reichtumsberichterstattung der Bundesregierung: Forschungsprojekt Analyse der Verteilung von Einkommen und Vermögen in Deutschland“, Bundesministerium für Arbeit und Soziales, Nov. 2015.
- [14] „Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Juni 2018.
- [15] T. Bründlinger *u. a.*, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Studie, Juli 2018. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf
- [16] K. M. Rippel, T. Wiede, M. Meinecke, und R. König, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: ERSTER Entwurf Der Übertragungsnetzbetreiber“. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Feb. 04, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1.pdf
- [17] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam, und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile“. Lehrstuhl Energiewirtschaft, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Okt. 21, 1999.
- [18] X. Yan, „Long-term electric load forecast for urban areas with an energy decomposition model“, Master-Thesis, ETH Zürich, Zürich, 2019.
- [19] „OpenStreetMap Foundation“, *OpenStreetMap*. <https://www.openstreetmap.org/> (zugegriffen Aug. 03, 2021).

- [20] „DIN 18015-1:2020-05, Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen“. Beuth Verlag GmbH, Mai 2020. doi: 10.31030/3143895.
- [21] „Richtlinie zum Netzanschluss für Neu- und Bestandsanschlüsse“. Stadtwerke Eutin, Jan. 2020.
- [22] „Richtlinie für Netzanschlüsse von Verbrauchsanlagen“. Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. - VBEW, Apr. 2013.
- [23] „Netzanschluss Strom“. Strom- und Gasnetze für Bottrop, Gelsenkirchen und Gladbeck.
- [24] „Liste der Ladesäulen (Stand 1. Juli 2021)“. Bundesnetzagentur, Juli 01, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/E_Mobilitaet/Ladesaeulenkarte_Datenbankauszug.xlsx;jsessionid=EF0F9B1F6B36E1FA218A42606D92A6FE?__blob=publicationFile&v=8
- [25] *Ladesäulenverordnung vom 9. März 2016 (BGBl. I S. 457), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 1. Juni 2017 (BGBl. I S. 1520) geändert worden ist*. 2016. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html>
- [26] „Stellungnahme des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung – LSV) vom 07.07.2005 (zuletzt geändert am 21.04.2014)“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Okt. 28, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-ladeeinrichtungen-elektromobile-kabinettsbeschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [27] „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland: Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. AG 3 – Ladeinfrastruktur und Netzintegration“. Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Nov. 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20151127_Statusbericht-LIS.pdf
- [28] „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) VDE-AR-N 4100“. VDE, Apr. 2019.
- [29] „Leitfaden für Busse mit alternativen Antrieben“. NOW GmbH – Begleitforschung Innovative, 2021. Zugegriffen: Aug. 12, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/03/Leitfaden-fuer-Busse-mit-alternativen-Antrieben_NOW.pdf

- [30] T. Knote, B. Haufe, und L. Saroch, „E-Bus-Standard »Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten für Elektrobusse«, Fraunhofer-Institut für Verkets- und Infrastruktursysteme IVI, Dresden, Mai 2017.
- [31] J. Michaelis, P. Hauser, und C. Brunner, „Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor“, *Fraunhofer ISI*, Bd. 66, Nr. 5, S. 8–12, 2016.
- [32] „Planungsunterlage WOLF Hocheffizienz Wärmepumpen“, WOLF, Nov. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wolf.eu/fileadmin/Wolf_Daten/user_upload/4800630_201711_Waermepumpe_BWL-1_BWS-1_BWW-1.pdf
- [33] „DIN EN 12831-1:2017-09, Energetische Bewertung von Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast - Teil 1: Raumheizlast, Modul M3-3; Deutsche Fassung EN 12831-1:2017“. Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2571775.
- [34] P. Wintzek, „Untersuchung von Rahmenbedingungen und Entwicklung von Szenarien für die Kopplung von städtischen Stromnetzen mit Gas- und Wärmenetzen sowie Entwicklung eines Tools zur Verteilung von Power-to-X-Anlagen“, Master-Thesis, Hochschule Trier, Trier, 2019.
- [35] M. Becker, D. Jung, P. Wintzek, T. Müller, und M. Zdrallek, „Rechtliche Rahmenbedingungen zur Anwendung von Sperrzeiten bei Wärmepumpen für die Integration in ein Lastmanagement“, *Z Energiewirtschaft*, Juli 2021, doi: 10.1007/s12398-021-00310-3.
- [36] „Wärmepumpen mit Prüf- / Effizienznachweis: Heizen mit Erneuerbaren Energien“, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn, Okt. 2018.
- [37] *Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 35 des Gesetzes vom 23. Juni 2021 (BGBl. I S. 1858) geändert worden ist*. 2006, S. 12. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/nav/NAV.pdf>
- [38] „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) VDE-AR-N 4110“. VDE, Nov. 2018.
- [39] „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) VDE-AR-N 4120“. VDE, Nov. 2018.
- [40] „KfW-Wallboxen im Test: Welche ist die beste?“, ADAC, Juni 10, 2021. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/wallboxen/> (zugegriffen Aug. 06, 2021).

- [41] „Ladestationen für Elektroautos – Wohngebäude - Zuschuss für den Kauf und Anschluss von Ladestationen“, *KfW*. [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Ladestationen-f%C3%BCr-Elektroautos-Wohngeb%C3%A4ude-\(440\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Ladestationen-f%C3%BCr-Elektroautos-Wohngeb%C3%A4ude-(440)/) (zugegriffen Aug. 06, 2021).
- [42] I. Wortmann, „Zwischenbilanz Elektrobusse im ÖPNV“, gehalten auf der Pressekonferenz | VDV-Elektrobuskonferenz, Berlin, Feb. 2020. Zugegriffen: Aug. 03, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/200204-charts-pressegesprach-zwischenbilanz-e-busse.pdf>
- [43] C. Golling, R. Heuke, H. Seidl, und J. Uhlig, „Baustein einer Integrierten Energiewende: Roadmap Power to Gas“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Nov. 2017.
- [44] K.-H. Backhaus *u. a.*, „Branchenstudie 2018: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen“. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., Dez. 04, 2018.
- [45] „VDI 4645:2018-03 Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern - Planung, Errichtung, Betrieb“. VDI, März 2018.
- [46] J. Schmitz, „5 Kosten der Wärmepumpe, die man kennen muss“, *Ihre-Wärmepumpen*, Juli 20, 2020. <https://ihre-waermepumpe.de/kosten-forderung-recht/waermepumpe-kosten-preise.html> (zugegriffen Aug. 06, 2021).
- [47] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.* 2005, S. 150. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf
- [48] J. Antoni und J. Selinger, „Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung - Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick“. IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., Dez. 2019.
- [49] *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV).* 2016. Zugegriffen: Juni 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/AbLaV.pdf
- [50] *Elektromobilitätsgesetz vom 5. Juni 2015 (BGBl. I S. 898), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 12. Juli 2021 (BGBl. I S. 3091) geändert worden ist.* 2015. Zugegriffen: Juli 14, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/emog/EmoG.pdf>
- [51] *Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.* 2016.

- Zugegriffen: Juli 14, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/MsbG.pdf>
- [52] „DIN EN IEC 61851-1; VDE 0122-1:2019-12 Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 61851-1:2017); Deutsche Fassung EN IEC 61851-1:2019“. VDE, Dez. 2019.
- [53] „DIN EN 61851-23 Berichtigung 2:2018-10 VDE 0122-2-3 Berichtigung 2:2018-10 - Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 23: Gleichstromladestationen für Elektrofahrzeuge (IEC 61851-23:2014); Deutsche Fassung EN 61851-23:2014; Berichtigung 2“. Beuth Verlag GmbH, Okt. 2018.
- [54] A. Nollau, „Die Elektrifizierung des ÖPNV geht voran“, Juni 30, 2021. <https://www.dke.de/de/news/2018/die-elektrifizierung-des-oePNV-geht-voran>
- [55] C. Schenuit, R. Heuke, und J. Paschke, „Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Juni 2016. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf
- [56] *Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.* 2021, S. 14. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/StromStG.pdf>
- [57] H. Doderer, S. Steffensen, und S. Schäfer-Stradowsky, „Positionspapier - Power to Heat - Eine Chance für die Energiewende“. IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., März 2018. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/20180306_IKEM_Positionspapier_Power-to-Heat.pdf
- [58] „Förderübersicht Wärmepumpe (Basis-, Innovations- und Zusatzförderung)“. Bundesministerium für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA). Zugegriffen: Feb. 10, 2019. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ew_waermepumpen_foerderuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [59] *Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.* 2007. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/ARegV.pdf>

- [60] *Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.* 2005. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/StromNEV.pdf>
- [61] W. Elsenbast, J. Perner, und A. Rodgarkia-Dara, „Was bringt die Anreizregulierung ‚2.1‘?: Anmerkungen zum novellierten Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber“, *Wirtschaftsdienst*, Bd. 97, Nr. 1, S. 64–70, Jan. 2017, doi: 10.1007/s10273-017-2085-6.
- [62] „Individuelle Erlösobergrenze“, *Bundesnetzagentur*, März 21, 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/IndividuelleEOG_node.html (zugegriffen Aug. 06, 2021).
- [63] „Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren - DIN VDE 0276-1000 (VDE 0276-1000): 1995-06“. VDE, Juni 1995.
- [64] „DIN EN 50588-1:2019-12, Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel nicht über 36 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50588-1:2017“. Beuth Verlag GmbH, Dez. 2019. doi: 10.31030/3071958.
- [65] „DIN EN 60076-1:2012-03; VDE 0532-76-1:2012-03 - VDE 0532-76-1:2012-03 - Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-1:2011); Deutsche Fassung EN 60076-1:2011“. Beuth Verlag GmbH, März 2012.
- [66] „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105“. VDE, Nov. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#__normenbibliothek__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270100492%27%5D__1627558110586
- [67] „VDE-AR-N 4121 (VDE-AR-N 4121) Anwendungsregel: 2018-04 - Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze“. VDE, Apr. 2018.
- [68] R. Patsch, J. Kindersberger, und D. König, „Alterung von Betriebsmitteln - ein Überblick“. Zugegriffen: Aug. 06, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/23434973-Alterung-von-betriebsmitteln-ein-ueberblick.html>

- [69] „DIN IEC 60076-7:2008-02; VDE 0532-76-7:2008-02 - VDE 0532-76-7:2008-02 - Leistungstransformatoren - Teil 7: Leitfadens für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren (IEC 60076-7:2005)“. VDE, Feb. 2008.
- [70] „DIN EN IEC 60076-11:2020-02; VDE 0532-76-11:2020-02 - VDE 0532-76-11:2020-02 - Leistungstransformatoren - Teil 11: Trockentransformatoren (IEC 60076-11:2018); Deutsche Fassung EN IEC 60076-11:2018“. Beuth Verlag GmbH, Feb. 2020.
- [71] „DIN EN 50182:2001-12, Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten; Deutsche Fassung EN 50182:2001“. Beuth Verlag GmbH, Dez. 2001. doi: 10.31030/9222920.
- [72] „DIN EN 50341-1:2013-11; VDE 0210-1:2013-11, Freileitungen über AC 1 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen - Gemeinsame Festlegungen; Deutsche Fassung EN 50341-1:2012“. Beuth Verlag GmbH, Nov. 2013.
- [73] „VDE-AR-N 4210-5 (VDE-AR-N 4210-5) Anwendungsregel: 2020-06 - Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“. VDE, Juni 2020.
- [74] „IEC 60050: International Electrotechnical Vocabulary“. IEC. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.electropedia.org/>
- [75] H. Vennegeerts u. a., „Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2012–2018“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1954310/ed0e1dc3b58ca10f769d03d4d4a6d310/vde-fnn-fgh-iaew-studie-eingangsdaten-zuverlaessigkeit-2020-data.pdf>
- [76] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 2., Aktualisierte Aufl. Berlin Heidelberg: Springer, 2009.
- [77] K. Heuck, K.-D. Dettmann, und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 2010.
- [78] H. Melzer und Energietechnische Gesellschaft, Hrsg., *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH): eine Bestandsaufnahme mit einer Zusammenfassung der ETG-Umfrage STE 2010, Verfahren der Erdschlusskompensation und selektiven Erdschlusserfassung*. Berlin Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [79] W. Schossig und T. Schossig, *Netzschutztechnik*, 7. überarbeitete Auflage. Berlin: VDE Verlag GmbH, 2021.

- [80] H. Dorner und M. Fender, *Wissenswertes über Netzurückwirkungen: Grundlagen, Anlagen-Gesamtbetrachtung, Simulation, Normgrenzwerte, Maßnahmen zur Netzverbesserung*. Berlin Offenbach: VDE-Verl, 2013.
- [81] F. Regnery, „Erster Meilenstein bei Unsymmetrie-Studie: Durchblick im zukünftigen Netzbetrieb“, *FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE*, Juli 06, 2020. <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2020-07-06-metastudie> (zugegriffen Juli 30, 2021).
- [82] G. Schlömer, „Planung von optimierten Niederspannungsnetzen“, Hannover: Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, 2017. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.repo.uni-hannover.de/handle/123456789/9113>
- [83] P. Wintzek u. a., „Application and evaluation of load management systems in urban low-voltage grid planning“, *WEVJ*, Bd. 12, Nr. 3, S. 91, Juni 2021, doi: 10.3390/wevj12030091.
- [84] R. Uhlig, „Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität“, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2017.
- [85] S. Ali u. a., „Demand factor identification of electric vehicle charging points for distribution power system planning“, Online, 23.09 2021, S. 5.
- [86] C. Rehtanz u. a., „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“, Technische Universität Dortmund - ie3 – Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Stuttgart, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Apr. 2017. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf
- [87] „Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase“. Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Mai 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://automobilkonstruktion.industrie.de/wp-content/uploads/F/o/Fortschrittsbericht_2018Markthochlaufphase_C3FB8150-7C5A-4E08-9ECB-7191A4A6CD241.pdf
- [88] J. Nitsch u. a., „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, DLR, IWES. IFNE, Leitstudie, März 2012.
- [89] „Shell PKW - Szenarien bis 2040 Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität“. Shell Deutschland, Prognos AG, 2014.

- [90] F. Hacker *u. a.*, „eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“. Öko-Institut e.V., Sep. 2014.
- [91] P. Phleps, I. Feige, und K. Zapp, „Die Zukunft Der Mobilität - Szenarien für Deutschland in 2035“. Institut für Mobilitätsforschung, 2015.
- [92] F. Kuhnert und C. Stürmer, „Autofacts“, PwC, 2016.
- [93] S. Bratzel, J. Thömmes, und R. Tellermann, „Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen für das Jahr 2030: Deutschland , EU , USA und China. Eine Szenarioanalyse.“, Center of Automotive Management (CAM), Bergisch Gladbach, Studie, Dez. 2017.
- [94] X. Mosquet, H. Zablitz, A. Dinger, G. Xu, M. Andersen, und K. Tominaga, „The electric car tipping point - The future of powertrains for owned and shared mobility“. The Boston Consulting Group, Jan. 2018.
- [95] „Electric Vehicle Outlook 2018“, BloombergNEF, 2018. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/#_toc-download
- [96] „RBC Electric Vehicle Forecast Through 2050 & Primer“, RBC Capital Markets, Mai 2018. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fullertreacymoney.com/system/data/files/PDFs/2018/May/14th/RBC%20Capital%20Markets_RBC%20Electric%20Vehicle%20Forecast%20Through%202050%20%20Primer_11May2018.pdf
- [97] T. Drees, H. Medert, M. Meinecke, und C. Halici, „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Jan. 29, 2021. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Teil1_1.pdf
- [98] „VORREITER DEUTSCHLAND - Projektkarte“, *powertogas*. <https://www.powertogas.info/projektkarte/> (zugegriffen Juli 29, 2021).
- [99] A. Moser *u. a.*, „Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen“, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Abschlussbericht, Jan. 2019. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201617-ptg-potenziale-verteilstetze-abschlussbericht.pdf>
- [100] K.-H. Backhaus *u. a.*, „Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen“. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., Nov. 24, 2020.

- [101] J. Bergner und V. Quaschnig, „Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer“, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Berlin, Kurzstudie, März 2019. Zugegriffen: Aug. 03, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2019-03/VZNRW-HTW-BERLIN_PV-Wirtschaftlichkeit.pdf
- [102] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.* 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf
- [103] „Bevölkerungsstrukturdaten“. GfK SE Growth from Knowledge, 2018.
- [104] „Plurality and majority systems“, *Britannica*. <https://www.britannica.com/topic/election-political-science/Functions-of-elections> (zugegriffen Juli 29, 2021).
- [105] R. E. Caflisch, „Monte Carlo and quasi-Monte Carlo methods“, *Acta Numerica*, Bd. 7, S. 1–49, Jan. 1998, doi: 10.1017/S0962492900002804.
- [106] „GoogleMaps“, *GoogleMaps*. <https://www.google.de/maps> (zugegriffen Juli 29, 2021).
- [107] F. Göbelsmann, „Analyse und Auswertung eines Starkeinspeise- und Starklastfalls auf zwei vorstädtische Niederspannungs- und ein vorstädtisches Mittelspannungsnetz sowie Durchführung von Netzplanungen in PSS Sincal“, Master-Thesis, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2020.
- [108] „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie).“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Endbericht, Dez. 2012. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf
- [109] P. Wintzek *u. a.*, „Identification of typical urban grid structures across voltage levels by clustering distribution grid big data“, in *ETG-Kongress*, Online, Mai 2021, Bd. 163, S. 496–501.
- [110] J. S. Harnisch, „Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen“, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2019.
- [111] „DIN EN 60076-2 (VDE 0532-76-2): 2012-02 Leistungstransformatoren - Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren (IEC 60076-2:2011); Deutsche Fassung EN 60076-2:2011“. VDE, Feb. 2012.

- [112] E. I. Amoiralis, M. A. Tsili, und A. G. Kladas, „Transformer Design and Optimization: A Literature Survey“, *IEEE Trans. Power Delivery*, Bd. 24, Nr. 4, S. 1999–2024, Okt. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2028763.
- [113] D. Wolter, „Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze“, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2019. Zugegriffen: Aug. 06, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=9771>
- [114] T. Kaufmann, „Simulation des Betriebes eines DC Netzes“, Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien, 2013. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/lehre/diplomarbeiten/Diplomarbeit_Kaufmann_0727095.pdf
- [115] „rONT – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb (FNN-Hinweis)“. FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Juli 2016.
- [116] F. Dorsemagen *u. a.*, „Decentralized, integrated automation system for medium- and low voltage grids“, Bonn, Nov. 2015, S. 20–26.
- [117] K. Korotkiewicz *u. a.*, „Medium and low voltage control strategies for a smart distribution grid“, gehalten auf der 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), 2016. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=7510547>
- [118] K. Kamps, S. Ali, P. Wintzek, F. Möhrke, M. Zdrallek, und F. Aschenbroich, „Operating principle and reliability of load management systems in low-voltage networks“, Online, 23.09 2020, S. 4. doi: 10.1049/oap-cired.2021.0018.
- [119] „DIN EN ISO 17409:2020-10, Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge - Kabelgebundene Energieübertragung - Sicherheitsanforderungen (ISO 17409:2020); Deutsche Fassung EN ISO 17409:2020“. Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/3124924.
- [120] P. Wintzek *u. a.*, „Influence of a dynamic load management on the future grid planning of urban low-voltage grids“, in *ETG-Kongress*, Mai 2021, Bd. 163, S. 732–737.
- [121] F. Dorsemagen, „Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene“, Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-8054/de1805.pdf>
- [122] „dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena),

- Berlin, Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe, Nov. 2010. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF
- [123] „DIN EN 50341-2-4:2019-09; VDE 0210-2-4:2019-09 - Freileitungen über AC 1 kV - Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für DEUTSCHLAND (basierend auf EN 50341-1:2012); Deutsche Fassung EN 50341-2-4:2019“. Beuth Verlag GmbH, Sep. 2019.
- [124] „DIN EN 50341-2:2002-11; VDE 0210-2:2002-11, Freileitungen über AC 45 kV - Teil 2: Index der NNA (Nationale Normative Festlegungen); Deutsche Fassung EN 50341-2:2001“. Beuth Verlag GmbH, Nov. 2002.
- [125] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk: rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze*. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2016. doi: 10.1007/978-3-642-55297-7.
- [126] „VDE-AR-N 4202 (VDE-AR-N 4202) Anwendungsregel: 2015-04, Vorgehensweise bei der Integration von Kabeln in 110-kV-Hochspannungsfreileitungsnetze“. VDE, Apr. 2015.
- [127] „Einsatz von Hochtemperaturleitern (FNN-Hinweis)“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Apr. 01, 2013.
- [128] D. U. Sauer u. a., „Stromnetze - Technologiesteckbrief zur Analyse ‚Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050‘“, 2016, doi: 10.13140/RG.2.1.4534.5682.
- [129] J. Scheel, *Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen*. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.db-thueringen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbt_derivate_00041410/ilm1-2018000344.pdf
- [130] B. M. Buchholz und Z. A. Styczynski, *Smart Grids: Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft*, 2. neu bearbeitete und Erweiterte Auflage. Berlin Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2019.
- [131] „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2013 (FNN-Hinweis)“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Sep. 01, 2014.
- [132] „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2014 (FNN-Hinweis)“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Aug. 01, 2015.

- [133] „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2016 (FNN-Hinweis)“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Aug. 01, 2017.
- [134] „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2018 (FNN-Hinweis)“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Aug. 01, 2019.
- [135] „BK4-16-160“. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Okt. 05, 2016. Zugegriffen: Juli 29, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?__blob=publication-File&v=1
- [136] W. Mombauer, *Flicker in Stromversorgungsnetzen Messung, Berechnung, Kompensation Erläuterungen zu den Europäischen Normen und VDEW-Richtlinien sowie DIN EN 50160:2000-03*. Berlin; Offenbach: VDE Verlag, 2005.
- [137] „FNN-Hinweis: Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad - Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen“. FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Feb. 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1578210/285c23868325c8e31c60d81ebb0b2967/vde-fnn-hinweis--spitzenkappung--data.pdf>
- [138] M. Becker *u. a.*, „Nutzen des Sperrzeitenmodells für Wärmepumpen zur Minimierung der Belastung zukünftiger Stromnetze am Beispiel eines realen Ortsnetzes“, Berlin, Jan. 2020.

17 Anhang

Den nachfolgenden Abschnitten können zusätzliche Informationen zu Modellgrenzen, Betriebsmittelkosten, Steckbriefe der Netze mit Netzstrukturparametern, Ergebnissen zum Sekundärbewertungsmodell, Auswertungen zu eTankstellen sowie zusätzliche Auswertungen zur HS-Ebene entnommen werden.

17.1 Modellgrenzen

Die Ergebnisse dieses Leitfadens resultieren aus den Zielnetzplanungen für die ausgewählten NS- sowie MS- und HS-Netze der assoziierten Projektpartner zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Leitfadens. Die in Abschnitt 17.3 beschriebenen Netzstrukturparameter für die untersuchten Netze wurden in Rücksprache mit dem jeweiligen NB abgestimmt, um die Netze soweit wie möglich realitätsnah, jedoch systematisch vereinheitlicht zu modellieren. Anhand der Ergebnisse der durchgeführten Zielnetzplanungen wurden die in Kapitel 14 erläuterten PuB abgeleitet. Die durchgeführten Zielnetzplanungen wurden unter den nachfolgenden Prämissen durchgeführt:

Eingangsparameter:

- Das Jahr 2021 stellt das Basisjahr für die Netzparameter (z. B. Auslastung etc.) dar.
- Die Netze wurden für die Versorgungsaufgabe der jeweils zwei ausgewählten Szenarien (konservativ/progressiv) für Elektromobilität und Wärmepumpen ausgelegt.
- Es wurden stützjahübergreifende Netzplanungen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 durchgeführt.
- Es wurden über die Stützjahre sich verändernde Ladeleistungsverteilungen angenommen.
- Für private Ladeleistungen wurden 3,7 kW, 11 kW und 22 kW angesetzt.
- Für öffentliche Ladeleistungen wurden 11 kW, 22 kW, 50 kW und 150 kW angesetzt.
- Für WP wurden 3,0 kW, 6,5 kW und 9,0 kW angesetzt.

Modellierung/Berechnung:

- Leistungsflussberechnungen wurden in PSS@SINCAL durchgeführt.
- Das angenommene Spannungsband wurde gemäß der Abbildung 7.1 mit den Werten aus der Tabelle 7.1 für die Netzplanung herangezogen.
- Es wurden die Gleichzeitigkeitsfaktoren aus der Abbildung 7.4 für LIS und aus der Abbildung 7.5 für WP verwendet.
- LIS und WP wurden mit $\cos(\varphi) = 1$ angesetzt.
- Die Modellierung des DLM erfolgte gemäß Abschnitt 12.2.7.
- Es wurde eine statische und stützjahübergreifende Netzplanung durchgeführt.

Kabeltypen:

- NAYY 4-Ader-Kabel in der NS-Ebene
- NA2XS2Y 3-Ader-Kabel in der MS-Ebene
- NA2XS(FL)2Y Kabel in der HS-Ebene (siehe Tabelle 17.1)

Tabelle 17.1: Übersicht der elektrischen Parameter der verwendeten Standard-Hochspannungskabel

Kabeltyp	Material	Quer-schnitt [mm ²]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]	I _r [A]	S _r [MVA]
NA2XS(FL)2Y 1x630RM50 64/110 kV	Al	630	0,0486	0,120	0,215	715	136
NA2XS(FL)2Y 1x1.000RM/50 64/110 kV	Al	1000	0,0391	0,110	0,255	905	172
NA2XS(FL)2Y 1x1.200/6/50 64/110 kV	Al	1200	0,0249	0,105	0,290	1040	198
NA2XS(FL)2Y 1x1.600/6/50 64/110 kV	Al	1600	0,0189	0,105	0,315	1205	229
NA2XS(FL)2Y 1x2.000/6/50 64/110 kV	Al	2000	0,0152	0,100	0,345	1.355	258

Angenommene Verlege- und Betriebsbedingungen:

- Rund-mehrdrahtige Segmentleiter (RMS) ab einschließlich 1.200 mm²
- Verlegetiefe: 1,2 m
- Erdung: Crossbonding
- Verlegung im PE-Rohr: 160 x 4,9 mm
- Kabelanordnung: im Dreieck
- Leiterachsenabstand: 160 mm
- Umgebungstemperatur: 15 °C
- Belastungsgrad: 0,85

Technisch-wirtschaftliche Bewertung:

- Es wurden Betriebsmittelkosten gemäß Anhang 17.2 für die Berechnung berücksichtigt.
- Die Barwertmethode gemäß Abschnitt 13.2.1 diente als Basis für die Kostenberechnung.
- Das Basisjahr ist 2021.
- Die Investitionszeitpunkte wurden für die Jahre 2025, 2035 und 2045 berücksichtigt.

Grenzen der GZF-Berechnung:

Im Bereich für LIS werden unterschiedliche Gleichzeitigkeiten relevant, die entsprechend in differenzierten Leistungswertannahmen resultieren können und derzeit den größten Unsicherheitsfaktor darstellen, weil bisher nur wenig gesicherte Erkenntnisse zum flächendeckenden Ladeverhalten vorhanden sind und hier noch weiterer Forschungsbedarf besteht.

In Abschnitt 7.6.2 wurde erläutert, welche vier Berechnungen zur Ermittlung der Gleichzeitigkeiten für Elektromobilität im Rahmen von *PuBStadt* identifiziert wurden. Dabei resultieren die Berechnungsvarianten (1) und (3) in sehr hohen kumulierten Ladeleistungen pro Netz bzw. pro Abgang im Gegensatz zu den Berechnungsvarianten (2) und (4), weshalb (1) und (3) für die Netzplanung ausgeschlossen wurden. Die Werte für (2) und (4) – als auch für (1) und (3) – befinden sich in gleicher Größenordnung. Zusätzlich ist für die Berechnungsvariante (4) nur ein GZF pro Netz notwendig. Aus diesen Gründen wurde für *PuBStadt* die GZF-Berechnungsvariante (4) für die Netzplanung herangezogen. In Abschnitt 9.2 wurde ergänzend erläutert, dass die Verteilung von pLP anhand der Gebäudestruktur und von öLP anhand der Netzknoten durchgeführt wird. Infolgedessen kann es je nach Netzstruktur dazu führen, dass ab einer bestimmten Anzahl von pLP keine weiteren pLP mehr in die Netze integriert werden können und somit ein Maximum erreicht ist. Dagegen besteht die Möglichkeit, dass trotzdem weitere öLP verteilt werden.

Aus den beiden vorgenannten Methoden ist es daher in wenigen Fällen für (2) und (4) möglich, dass in bestimmten Konstellationen die effektive Ladeleistung pro LP einer bestimmten Nennleistung von einem zum nächsten Stützjahr leicht sinkt, wenn mehr LP mit anderer Nennleistung in die Netze regionalisiert werden. Dies kann z. B. der Fall sein, wenn aufgrund der Vollelektrifizierung privater LIS (insbesondere bei Wohngebäuden) keine weiteren pLP, sondern nur noch weitere öLP integriert werden. Dieser Sachverhalt zeigt sich bspw. in der Abbildung 14.1 und der Abbildung 14.5 bei NS-N02. Im Jahr 2040 des progressiven Szenarios ist bereits die max. Anzahl von pLP erreicht und im Jahr 2050 werden nur noch weitere öLP integriert. Gemäß der GZF-Berechnungsvariante (4) – oder (2) – steigt die Anzahl aller Ladepunkte sowie die durchschnittliche Ladeleistung. Der daraus resultierende geringere GZF wird dann u. a. auf die gleichbleibende Anzahl von pLP angewendet, weshalb hier die Leistung pro pLP in geringem Umfang sinkt (siehe Abbildung 14.9), die gesamte effektive Ladeleistung im Netz für private und öffentliche LIS jedoch in Summe weiterhin steigt (siehe Abbildung 14.1). In jedem Fall wird die Netzplanung dahingehend durchgeführt, dass in jedem Stützjahr alle Grenzwertverletzungen behoben werden, sodass sich hier in keinem Fall Nachteile ergeben.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass unter Berücksichtigung der genannten Einzelfälle die angewendeten Methoden einen praktikablen Ansatz zur Berücksichtigung von GZF in der Netzplanung darstellen. Über nachfolgende Forschungsprojekte kann die Methode zur Berücksichtigung von GZF noch weiter verfeinert werden.

17.2 Betriebsmittelkosten

Der Tabelle 17.2, Tabelle 17.3 (Seite 214) und Tabelle 17.4 (Seite 216) können die angenommenen Investitions- und Betriebskosten für die jeweiligen Betriebsmittel und Technologien für die NS-, MS- und HS-Ebene entnommen werden. Die Kosten stellen dabei gemittelte Annahmen dar und können sich grundsätzlich zwischen den Netzbetreibern unterscheiden.

Für die Kostenberechnung bei einer Parallelverlegung werden die Kosten des größeren Kabelquerschnitts als Basis („einzeln“) herangezogen. Der jeweils kleinere Querschnitt wird zusätzlich („parallel“) berücksichtigt.

Tabelle 17.2: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten in der Niederspannungsebene

Parameter	Wert	Einheit	Anmerkung
<u>Kabel</u>			Kostensteigerung 0,5 %/a
Abschreibungsdauer (kalk.)	45	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
4x1x240 mm ² NAYY, einzeln	200.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
4x1x240 mm ² NAYY, parallel	+ 60.000	[Euro/km]	Kabel und Montage
4x1x185 mm ² NAYY, einzeln	175.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
4x1x185 mm ² NAYY, parallel	+ 40.000	[Euro/km]	Kabel und Montage
4x1x150 mm ² NAYY, einzeln	150.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
4x1x150 mm ² NAYY, parallel	+ 20.000	[Euro/km]	Kabel und Montage
4x1x35 mm ² NAYY, einzeln	5.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
<u>Kabelverteilerschrank</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Neubau	5.000	[Euro/Stk.]	Pauschale
<u>ESP</u>			Kostendegression 2,5 %/a
Abschreibungsdauer (kalk.)	16	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Grundbetrag	19.600	[Euro/Stk.]	
Leistungspreis für 2 h Kapazität	550	[Euro/kW]	

<u>DNA</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	15	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Grundbetrag	9.500	[Euro/Stk.]	
Messeinrichtung für bis zu 4 Abgänge	3.500	[Euro/Stk.]	
<u>Ortsnetzstation</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Neubau	45.000	[Euro/Stk.]	Stationsgebäude
Erneuerung	55.000	[Euro/Stk.]	
<u>Ortsnetztransformator</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
630 kVA	10.000	[Euro/Stk.]	
800 kVA	12.500	[Euro/Stk.]	
1.000 kVA	15.000	[Euro/Stk.]	
1.200 kVA	18.500	[Euro/Stk.]	
1.600 kVA	25.000	[Euro/Stk.]	
<u>rONT</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
630 kVA	21.200	[Euro/Stk.]	
800 kVA	24.200	[Euro/Stk.]	
1.000 kVA	27.500	[Euro/Stk.]	
1.200 kVA	30.000	[Euro/Stk.]	
1.600 kVA	36.000	[Euro/Stk.]	

ESR			
Abschreibungsdauer (kalk.)	30	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Installationspreis	1.000	[Euro/Stk.]	
Leistungspreis	78	[Euro/kVA]	

Tabelle 17.3: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten in der Mittelspannungsebene (10 und 20 kV)

Parameter	Wert	Einheit	Anmerkung
<u>Kabel</u>			Kostensteigerung 0,5 %/a
Abschreibungsdauer (kalk.)	45	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
3x1x150 mm ² NA2XS2Y, einzeln	225.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x150 mm ² NA2XS2Y, parallel	+ 50.000	[Euro/km]	Kabel und Montage
3x1x185 mm ² NA2XS2Y, einzeln	237.500	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x185 mm ² NA2XS2Y, parallel	+ 65.000	[Euro/km]	Kabel und Montage
3x1x240 mm ² NA2XS2Y, einzeln	250.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x240 mm ² NA2XS2Y, parallel	+ 80.000	[Euro/km]	Kabel und Montage
3x1x300 mm ² NA2XS2Y, einzeln	275.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x300 mm ² NA2XS2Y, parallel	+ 95.000	[Euro/km]	Kabel und Montage

<u>ESP</u>			Kostendegression 2,5 %/a
Abschreibungsdauer (kalk.)	16	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Grundbetrag	46.000	[Euro/Stk.]	
Leistungspreis für 2 h Kapazität	550	[Euro/kW]	
<u>DNA</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	15	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Grundbetrag	15.000	[Euro/Stk.]	
MS-Messeinrichtung	8.000	[Euro/Stk.]	
<u>Umspannwerk (HS/MS)</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Neubau	1.500.000	[Euro/Stk.]	
GIS-Schaltfeld	70.000	[Euro/Stk.]	
LIS-Schaltfeld	60.000	[Euro/Stk.]	
Trennschalter	4.500	[Euro/Stk.]	
Transformator 31,5 MVA	450.000	[Euro/Stk.]	
Transformator 40,0 MVA	500.000	[Euro/Stk.]	
Transformator 63,5 MVA	650.000	[Euro/Stk.]	
<u>ESR</u>			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Grundbetrag	40.000	[Euro/MVA]	
Abbaukosten	1.333	[Euro/MVA]	
ESR 2 MVA	80.000	[Euro/Stk.]	
ESR 4 MVA	160.000	[Euro/Stk.]	
ESR 6 MVA	240.000	[Euro/Stk.]	

Tabelle 17.4: Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten in der Hochspannungsebene

Parameter	Wert	Einheit	Anmerkung
Kabel			
			Kostensteigerung 0,5 %/a
Abschreibungsdauer (kalk.)	45	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
3x1x2.000 mm ² , einzeln	1.700.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x1.600 mm ² , einzeln	1.600.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x1.200 mm ² , einzeln	1.550.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x1.000 mm ² , einzeln	1.500.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
3x1x 630 mm ² , einzeln	1.450.000	[Euro/km]	Pauschale, inkl. u. a. Tiefbau
Verlegung von Doppelsystemen: Annahme vom 1,75-fachen der jeweiligen Kabelkosten			
Umspannwerk (HöS/HS)			
Abschreibungsdauer (kalk.)	40	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Neubau	20.000.000	[Euro/Stk.]	2 Umspanner, einfache Einschleifung, 8 Schaltfelder
Installation	5.000.000	[Euro/Stk.]	
380/220-kV-Transformator 600 MVA	8.500.000	[Euro/Stk.]	Pauschale, inkl. u. a. Nebenanlagen (ohne 380-kV-Schaltfeld)
380/110-kV-Transformator 300 MVA	5.200.000	[Euro/Stk.]	Pauschale, inkl. u. a. 110-kV-Schaltfeld und Kabelableitung (ohne 380-kV-Schaltfeld)
380 kV Schaltfeld	4.000.000	[Euro/Stk.]	
Hochtemperaturleiterseil			
Abschreibungsdauer (kalk.)	50	[a]	
Betriebskosten	2,5	[% CapEx/a]	
Investitionskosten	100.000	[Euro/km]	Pro System, kein Tausch der Masten

17.3 Steckbriefe

Tabelle 17.5 bis Tabelle 17.9 können die Steckbriefe der Netze entnommen werden.

Tabelle 17.5: Netzstrukturparameter der Niederspannungsnetze (Werte der Szenarien: 1. Zeile jeweils konservativ, 2. Zeile jeweils progressiv, 1. Spalte jeweils 2030, 2. Spalte jeweils 2040, 3. Spalte jeweils 2050)

Netz Cluster	Installierte Transformatorleistung [kVA]	Netzleitungslänge [m]	Hausanschlüsse [Stück]	Zählpunkte [Stück]	Abgänge / Maschen [Stück]	Ladepunkte (priv. + öff.) [Stück]			Wärmepumpen [Stück]			Photovoltaikanlagen [Stück]		
						2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2050	
NS-N01 C01	630	1.233	40	353	4	20	31	66	1	1	2	3	3	5
						26	55	94	1	2	2	4	5	8
NS-N02 C02	400	1.042	10	382	5	12	16	21	0	0	0	1	1	1
						14	21	24	0	0	0	1	1	2
NS-N03 C03	1.430	4.757	41	94	13	8	18	32	0	0	0	2	2	4
						15	39	74	0	0	0	3	4	8
NS-N04 C04	400	2.043	40	245	5	15	33	75	2	3	4	4	4	7
						29	69	89	3	7	7	5	7	13
NS-N05 C05	1.600	2.058	59	150	9	24	39	68	5	7	8	8	8	15
						36	85	118	7	11	17	10	16	28
NS-N06 C06	630	4.017	192	448	4	37	84	180	2	2	4	14	14	25
						68	158	327	2	7	10	18	27	47
NS-N07 C07	1.200	2.173	44	521	14	37	65	97	0	0	1	2	2	4
						59	100	112	0	3	4	3	4	8
NS-N08 C08	630	1.493	99	226	6	35	67	149	3	5	10	13	13	23
						54	136	175	6	17	31	16	25	44
NS-N09 C09	400	2.097	29	486	7	9	13	33	0	0	0	2	2	3
						10	27	55	0	0	0	2	4	7
NS-N10 C10	630	5.054	189	489	6	46	99	214	9	11	14	22	22	39
						79	187	303	11	18	26	28	43	75

Tabelle 17.7: Netzstrukturparameter der Mittelspannungsnetze (Werte der Szenarien: 1. Zeile jeweils konservativ, 2. Zeile jeweils progressiv, 1. Spalte jeweils 2030, 2. Spalte jeweils 2040, 3. Spalte jeweils 2050)

Netz Cluster Spannungsebene	Installierte Transformator- leistung [MVA]	Netzleitungslänge [m]	Netz-/Kundenstationen [Stück]	Hausanschlüsse [Stück]	Zählpunkte [Stück]	Abgänge / Maschen [Stück]	Ladepunkte (priv. + öff.) [Stück]			Wärmepumpen [Stück]		
							2030	2040	2050	2030	2040	2050
MS-N01 C01 10 kV	2 x 12,5	40.933	44 / 11	3.095	8.797	6	1.194	2.175	3.834	144	178	253
							1.913	4.072	8.433	182	344	544
MS-N02 C02 10 kV	2 x 40	40.007	37 / 18	4.041	15.982	14	1.637	3.343	6.028	186	229	323
							2.726	6.319	12.014	235	444	708
MS-N03 C03 10 kV	32	16.606	41 / 3	484	4.139	13	195	399	773	20	24	40
							324	758	1.673	25	54	83
MS-N04 C04 20 kV	3 x 40	70.933	39 / 24	1.815	6.728	9	737	1.512	2.905	84	103	147
							1.226	2.849	6.280	107	201	320
MS-N05 C01 10 kV	40	16.880	22 / 16	504	4.221	16	203	420	803	24	29	41
							340	791	1.745	29	55	87
MS-N06 C06 10 kV	-	4.574	7 / -	182	2.142	2	63	119	210	7	8	14
							98	231	483	14	21	35
MS-N07 C02 10 kV	-	16.967	9 / -	2.034	2.601	2	657	1.287	2.385	90	117	162
							1.125	2.529	5.409	117	225	360
MS-N08 C04 10/20 kV	2 x 63	183.443	170 / 62	5.312	37.802	32	2.156	4.415	8.517	240	298	425
							3.623	8.341	17.557	305	588	935
MS-N09 C06 10 kV	40	44.935	59 / 3	2.663	14.400	15	1.076	2.070	3.500	122	147	212
							1.804	3.707	7.461	154	295	471
MS-N10 C01 10/20 kV	2 x 63	134.763	131 / 46	4.619	48.424	26	1.869	3.854	7.398	213	265	374
							3.135	7.229	15.961	275	517	816
MS-N11 C01 10/20 kV	2 x 63	174.941	171 / 66	6.546	54.478	23	2.686	5.522	10.646	297	368	526
							4.482	10.396	20.804	375	721	1.151

Tabelle 17.8: Klassifizierung der Gebäude- und Stadtstruktur anhand der Lage und Gebäudetypen für 11 Mittelspannungsnetze (mit: IN = Industrie, V = vorstädtisch, S = städtisch, I = innerstädtisch, X = hoher Anteil, O = geringer Anteil, - = vernachlässigbar bzw. nicht vorhanden)

Struktur	MS-N01	MS-N02	MS-N03	MS-N04	MS-N05	MS-N06	MS-N07	MS-N08	MS-N09	MS-N10	MS-N11
EZFH	X	X	-	X	-	-	X	-	-	-	-
MFH	O	X	X	O	X	X	-	X	X	X	X
IN	-	O	O	X	O	-	-	X	O	O	O
V	X	X		X			X				
S								X	X	X	
I			X		X	X					X

Tabelle 17.9: Netzstrukturparameter der Hochspannungsnetze (Werte der Szenarien: 1. Zeile jeweils konservativ, 2. Zeile jeweils progressiv, 1. Spalte jeweils 2030, 2. Spalte jeweils 2040, 3. Spalte jeweils 2050)

Netz	Transformatorleistung H6S/HS [MVA]	Einspeisepunkte aus H6S-Ebene [Stück]	Netzlänge HS-Ebene [km]	Umspannwerke [Stück]	Hausanschlüsse [Stück]	Ladepunkte (priv. + öff. + Einpendler) [Stück]			Wärmepumpen [Stück]		
						2030	2040	2050	2030	2040	2050
A	1.400	5	365	44	142.699	63.102	126.898	238.175	6.569	8.206	11.547
						106.367	238.538	490.582	8.406	15.783	25.031
B	800	2	210	26	87.731	38.687	77.926	139.779	4.034	5.046	7.100
						65.491	144.104	286.160	5.168	9.701	15.386
C	900	1	225	15	62.428	25.115	51.991	101.253	2.872	3.588	5.052
						39.617	90.200	194.093	3.676	6.903	10.951
D	810	1	155	27	88.009	48.679	87.863	147.057	4.049	5.065	7.121
						76.752	154.756	289.918	5.187	9.736	15.446
E	1.750	9	781	72	315.609	123.834	246.160	450.628	14.516	18.150	25.530
						210.364	476.103	992.191	18.586	34.904	55.353

Anmerkung: Willkürliche und abweichende Reihenfolge der Hochspannungsnetze, sodass keine Zuordnung zu den im Leitfaden gezeigten Auswertungen möglich ist.

17.4 Sekundärbewertungsmodell

In Abschnitt 13.2.2 wurde die Berechnungsmethode bzw. die Ermittlung des jeweiligen Gesamtergebnisses (Score_{Σ}) der Planungsmaßnahmen pro Gewichtung erläutert. Nachfolgend werden ergänzend Rahmenbedingungen zur Interpretation der Analyseergebnisse zum Sekundärbewertungsmodell der jeweiligen Netze erläutert. Dabei zeigen die Analyseergebnisse etwaige Unterschiede und Tendenzen ohne den Anspruch auf exakte Berechnungsergebnisse auf, wenn andere Kriterien und Gewichtungen zur Bewertung von Planungsmaßnahmen herangezogen werden, da z. B. keine vollumfängliche Zuverlässigkeitsberechnung durchgeführt werden konnte.

Betriebsmittelkosten

Es werden die Ergebnisse aus dem Primärbewertungsmodell herangezogen.

Netzverluste

Für die Berechnung der Netzverluste wird die softwareseitige Ermittlung herangezogen. Dabei wird keine Zeitreihenanalyse durchgeführt, sondern der Starklastfall angesetzt, für den die prozentualen Netzverlustergebnisse gültig sind.

Störungshäufigkeit

Niederspannungsebene:

Es werden als stark vereinfachter Ansatz nur die Leitungen mit Ausfallraten beaufschlagt. Dabei beträgt die Ausfallrate auf Basis von [131-134] 0,00002839 je Meter und Jahr als Mittelwert der Jahre 2013, 2014, 2016 und 2018 stochastischer Störungen (Gesamt NS). Eine Berücksichtigung weiterer Parameter wird nicht vorgenommen.

Mittelspannungsebene:

Es werden die Ausfallraten für einen Unabhängigen Einfachausfall (UNE) [75] je nach Betriebsmitteltyp berechnet und dann je Planungsvariante summiert, um die gesamte Störungshäufigkeit zu berechnen. Dabei wird unter den Spannungsebenen 10 kV und 20 kV unterschieden.

Hochspannungsebene:

Es werden die Ausfallraten (Mittelwert der Jahre 2018 bis 2021) für einen Unabhängigen Einfachausfall (UNE) für niederohmige HS-Netze für Kabel und Freileitungen aus [61] herangezogen und je Planungsvariante summiert, um die gesamte Störungshäufigkeit zu berechnen.

Spannungsstabilität

Es wird die Spannungsdifferenz berechnet, welche zwischen der Einspeisung in 2021 und dem Spannungsschlechwert in 2050 liegt. Grundsätzlich haben kleine Spannungsdifferenzen einen hohen Score. Wird im Rahmen der Planungsmaßnahmen die Spannung so eingestellt, dass sie oberhalb der ursprünglich eingestellten Spannung liegt, wird der Wert negativ ausgegeben und mit einem noch höheren Score angegeben.

Anmerkung: Je nach Detaillierung oder anderer Auswahl der Nebenkriterien kann auch die Netz-kurzschlussleistung als Nebenkriterium herangezogen werden, da diese direkt von konventionel-len Netzausbaumaßnahmen abhängig ist, innovative Technologien sind dies dagegen nicht in al-len Fällen.

Niederspannungsbeispiel 1:

1. Unterspannungsseitig am MS/NS-Transformator wird eine Spannung von $U/U_n = 95$ % vorgegeben.
2. Der schlechteste Spannungswert im Netz bei der Planungsvariante „konventionell“ be-trägt $U/U_n = 91$ %.
3. Im Ergebnis wird für das Sekundärbewertungsmodell ein Wert von 4 % angegeben.

Niederspannungsbeispiel 2:

1. Unterspannungsseitig am MS/NS-Transformator wird eine Spannung von $U/U_n = 95$ % vorgegeben.
2. Der schlechteste Spannungswert im Netz bei der Planungsvariante „rONT“ beträgt $U/U_n = 96$ %.
3. Im Ergebnis wird für das Sekundärbewertungsmodell ein Wert von -1 % angegeben.

Ressourcenaufwendung

Es wird die Tiefbaulänge herangezogen, die den Ergebnissen des Primärbewertungsmodells zu-grunde liegt.

Anmerkungen Niederspannungsnetze

Die NS-Netze NS-N02 und NS-N12 werden nicht mit dem Sekundärbewertungsmodell analy-siert, da in diesen Netzen in keinem Szenario Grenzwertverletzungen auftreten. Ebenfalls treten in NS-N10 nur Transformatorüberlastungen auf, weshalb auch hier auf das Sekundärbewertungs-modell verzichtet wird.

Anmerkungen Mittelspannungsnetze

Die MS-Netze N03, N04 und N05 werden nicht mit dem Sekundärbewertungsmodell analysiert, da in diesen Netzen in keinem Szenario Grenzwertverletzungen auftreten.

Anmerkungen Hochspannungsnetze

Es wird nur ein exemplarisches HS-Netz (HS-N2) mit dem Sekundärbewertungsmodell zur Ver-anschaulichung der Ergebnisse analysiert.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N01

In Tabelle 17.10 ist das Baselineing für NS-N01 dargestellt. Abbildung 17.1 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.10: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,10	3,55	3,67	0,52	0,00	0,39
Netzverluste	0,00	0,69	1,01	0,74	0,48	0,84
Störungshäufigkeit	0,01	0,00	0,09	0,35	0,28	0,28
Spannungsstabilität	0,00	1,63	3,33	1,01	0,96	0,98
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	0,62	2,66	1,84	2,13

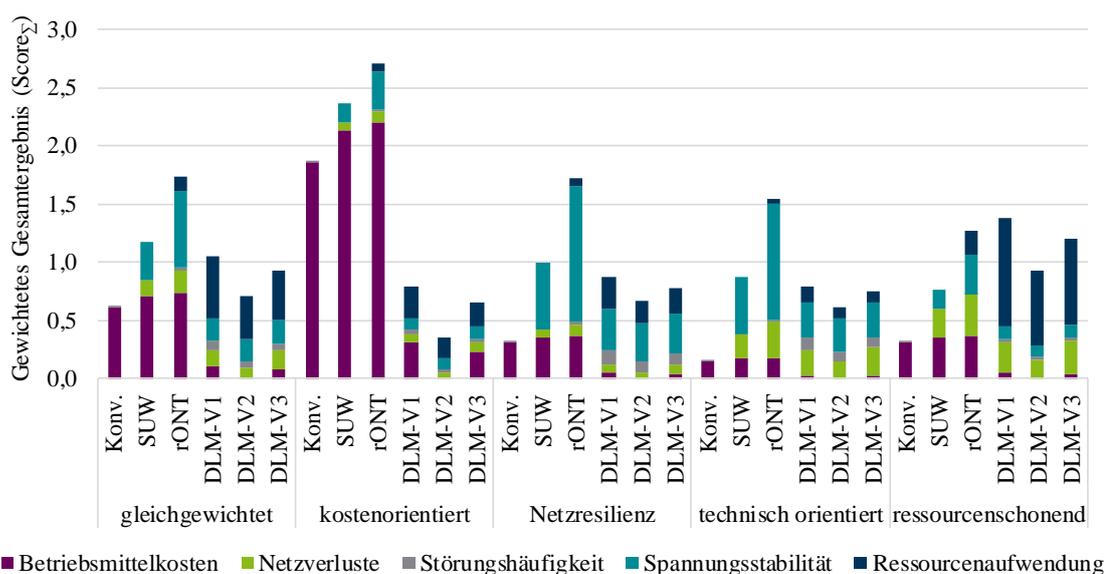


Abbildung 17.1: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- rONT schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- DLM-V1 spart die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- DLM-V1/V2/V3 sind deutlich kostenintensiver als konventionelle Planungsmaßnahmen.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N03

In Tabelle 17.11 ist das Baselineing für NS-N03 dargestellt. Abbildung 17.2 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.11: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N03 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,89	5,93	0,00	0,24	0,24	2,35
Netzverluste	0,22	0,13	0,13	0,38	0,38	0,00
Störungshäufigkeit	0,00	0,09	0,09	0,00	0,00	0,09
Spannungsstabilität	1,36	1,36	1,36	1,58	1,58	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	4,56	4,56	0,00	0,00	6,00

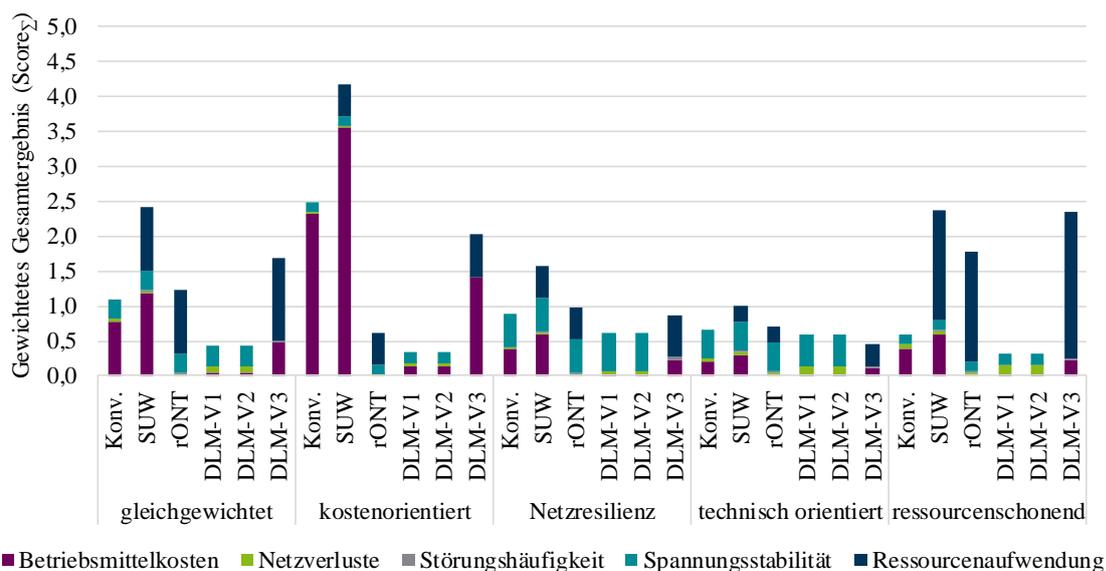


Abbildung 17.2: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N03 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- SUW, rONT und DLM-V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. und SUW sind am kostengünstigsten.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N04

In Tabelle 17.12 ist das Baselineing für NS-N04 dargestellt. Abbildung 17.3 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.12: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N04 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,94	3,94	2,18	1,52	0,95	0,00
Netzverluste	0,50	0,50	1,07	0,68	0,35	0,00
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Spannungsstabilität	0,79	0,79	3,17	0,00	0,33	0,39
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	0,40	6,00	6,00	3,71

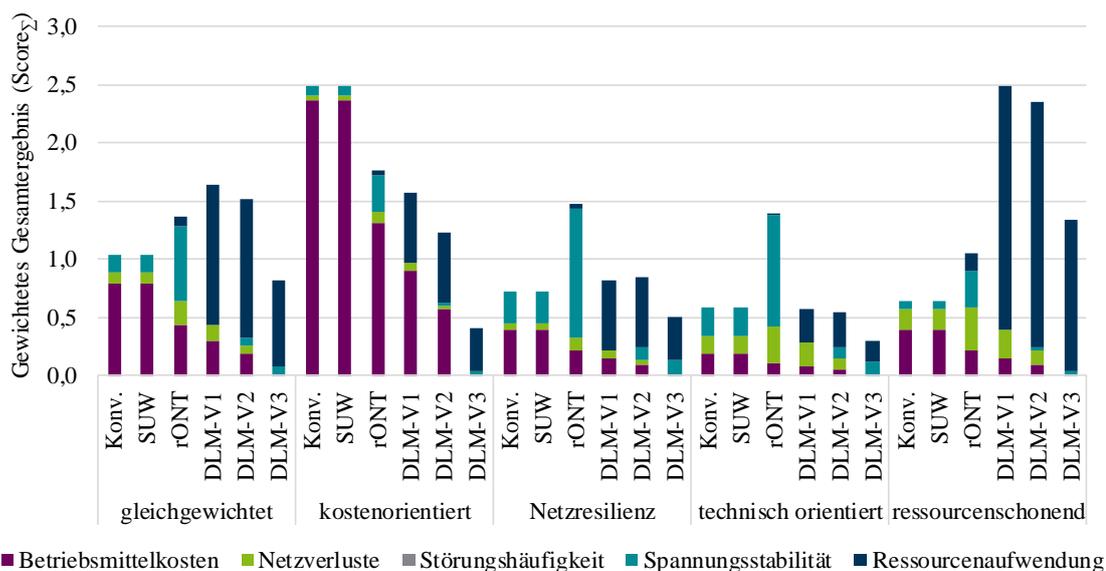


Abbildung 17.3: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N04 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. und SUW sind am kostengünstigsten (gleiche Planungsmaßnahmen).
- rONT hat die beste Spannungsstabilität.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N05

In Tabelle 17.13 ist das Baselineing für NS-N05 dargestellt. Abbildung 17.4 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.13: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N05 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	2,22	3,54	0,00	3,32	2,53	2,30
Netzverluste	0,47	0,89	1,16	0,11	0,94	0,00
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,00	0,45	0,45	0,45
Spannungsstabilität	0,17	2,01	3,34	0,17	0,40	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	0,69	1,17	5,54	1,63	3,86

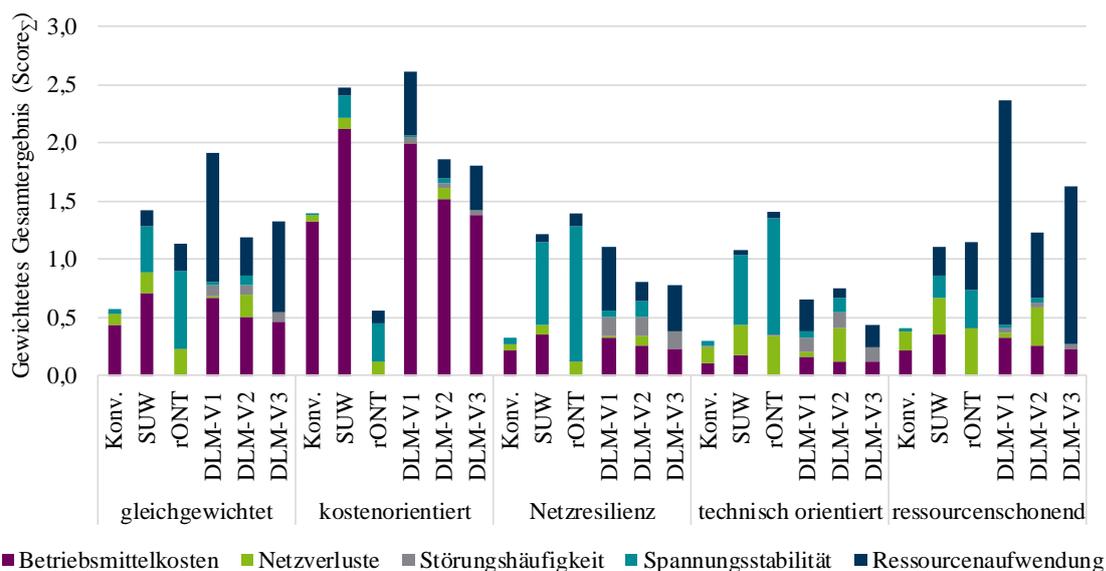


Abbildung 17.4: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N05 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1 schneidet in 3 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- rONT ist mit Abstand die teuerste Planungsmaßnahme.
- DLM-V1/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N06

In Tabelle 17.14 ist das Baselineing für NS-N06 dargestellt. Abbildung 17.5 die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.14: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N06 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,87	3,87	4,37	0,80	0,00	0,35
Netzverluste	0,06	0,06	0,13	0,27	0,15	0,00
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,21	0,22	0,22	0,29
Spannungsstabilität	0,50	0,50	2,42	0,00	0,52	0,24
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	2,50	4,65	2,85	4,19

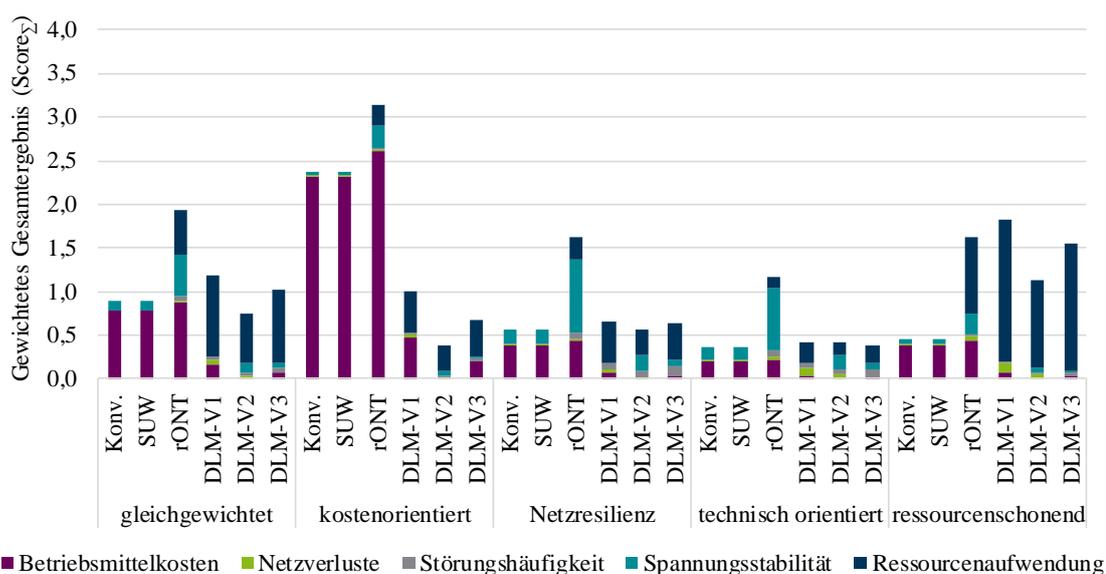


Abbildung 17.5: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N06 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- rONT schneidet in allen Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- Konv. und SUW sind nur geringfügig teurer als rONT.
- DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N07

In Tabelle 17.15 ist das Baselineing für NS-N07 dargestellt. Abbildung 17.6 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.15: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,53	3,53	3,53	0,00	0,00	2,22
Netzverluste	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,96
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42
Spannungsstabilität	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	5,69

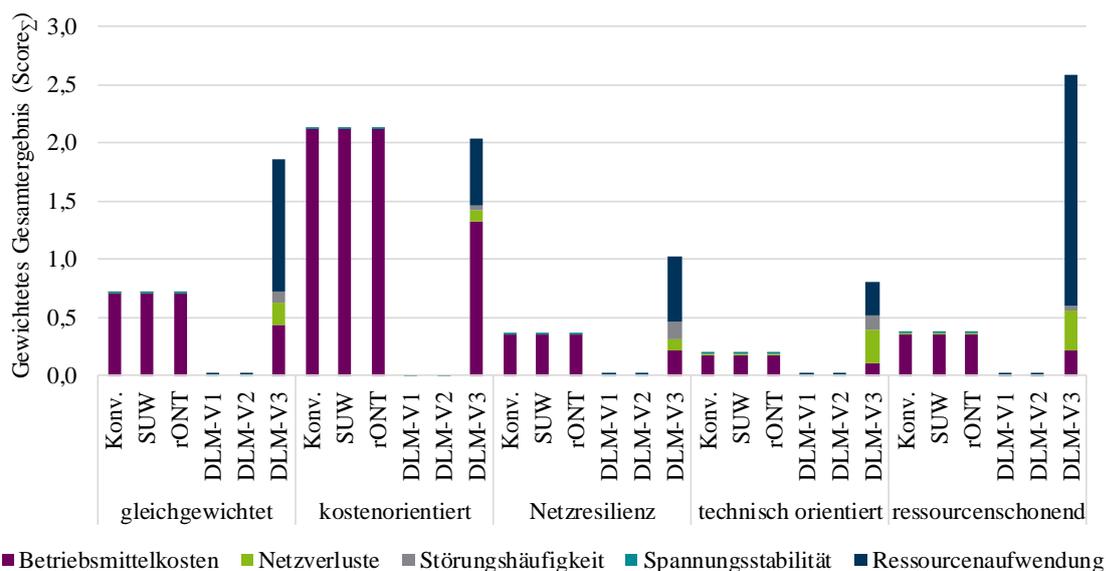


Abbildung 17.6: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V3 spart die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- rONT hat keinen Vorteil gegenüber Konv. und SUW (gleiche Planungsmaßnahmen).
- DLM-V1/V2/V3 schneiden in allen Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N08

In Tabelle 17.16 ist das Baselineing für NS-N08 dargestellt. Abbildung 17.7 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.16: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	1,87	2,58	1,42	2,33	0,50	0,00
Netzverluste	0,00	0,32	0,76	0,98	0,45	0,69
Störungshäufigkeit	0,00	0,14	0,14	0,57	0,26	0,22
Spannungsstabilität	0,00	1,09	2,67	0,55	0,20	0,36
Ressourcenaufwendung	0,00	0,86	0,61	4,10	2,23	1,64

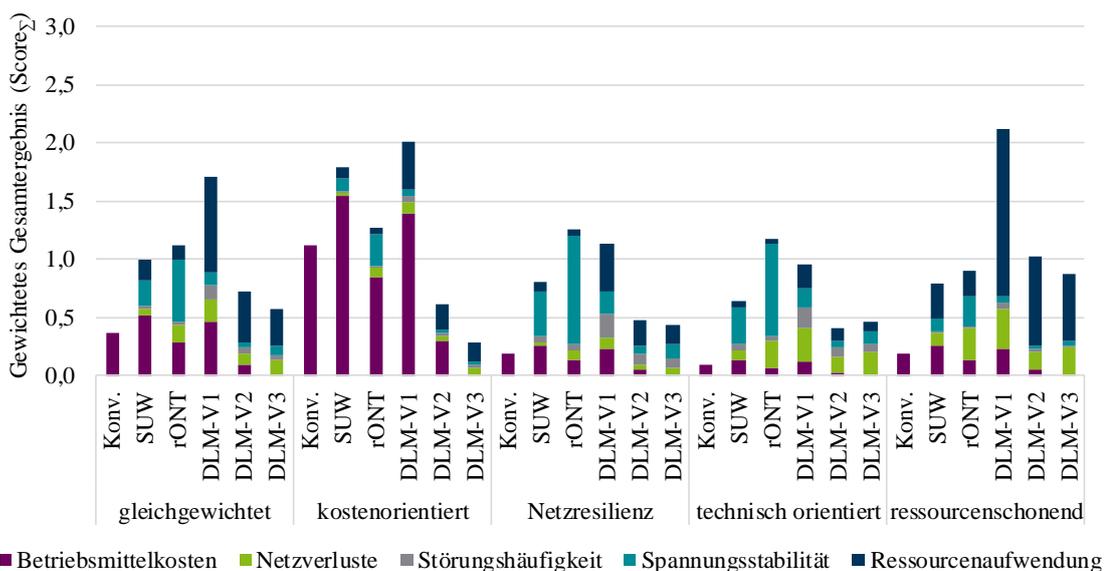


Abbildung 17.7: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1 schneidet in 3 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- Konv. und rONT sind nur etwas teurer als SUW und DLM-V1.
- DLM-V1 spart die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N09

In Tabelle 17.17 ist das Baselineing für NS-N09 dargestellt. Abbildung 17.8 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.17: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,71	3,71	3,71	1,03	1,03	0,00
Netzverluste	0,00	0,00	0,00	2,36	0,17	0,07
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,24
Spannungsstabilität	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00

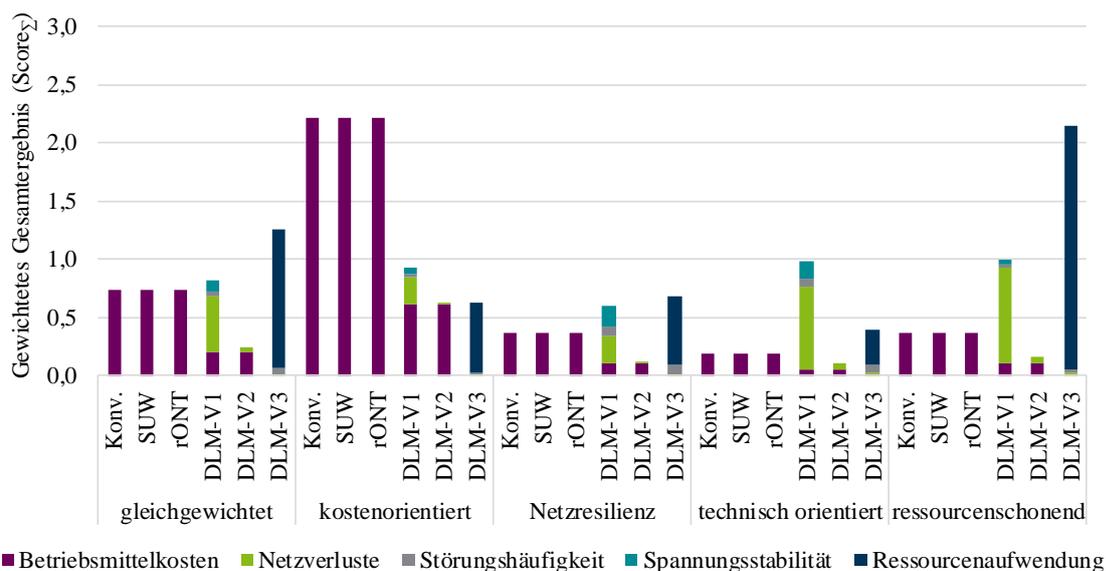


Abbildung 17.8: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V3 spart die gesamten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Spannungsregelnde Maßnahmen (SUW und rONT) haben keinen Vorteil gegenüber Konv.
- DLM-V1 reduziert deutlich die Netzverluste.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N11

In Tabelle 17.18 ist das Baselineing für NS-N11 dargestellt. Abbildung 17.9 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.18: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	1,88	2,29	1,45	3,71	0,00	0,00
Netzverluste	0,01	0,18	0,00	2,38	0,35	0,27
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00
Spannungsstabilität	0,01	0,92	0,00	0,27	0,17	0,08
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	0,00

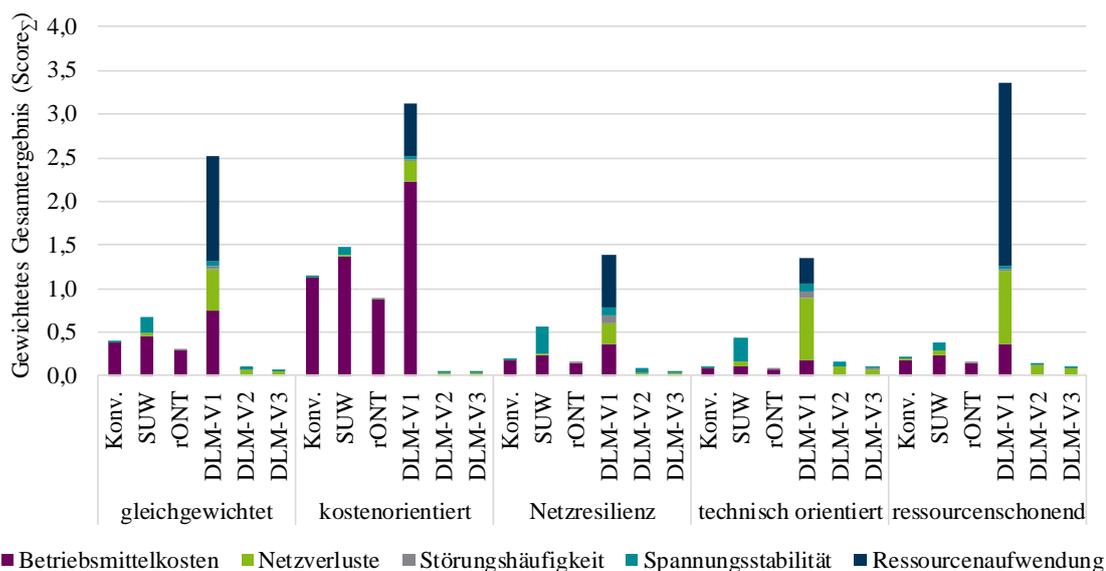


Abbildung 17.9: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1 schneidet in allen Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- SUW ist dem rONT vorzuziehen.
- DLM-V2/V3 schneiden in allen Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N13

In Tabelle 17.19 ist das Baselineing für NS-N13 dargestellt. Abbildung 17.10 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.19: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N13 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	0,11	0,11	2,44	0,23	0,00	0,12
Netzverluste	0,70	0,70	0,00	0,46	0,95	0,80
Störungshäufigkeit	0,00	0,00	0,37	0,57	0,57	0,62
Spannungsstabilität	0,21	0,21	1,00	0,47	0,59	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	0,00	3,42	2,61	1,47	2,12

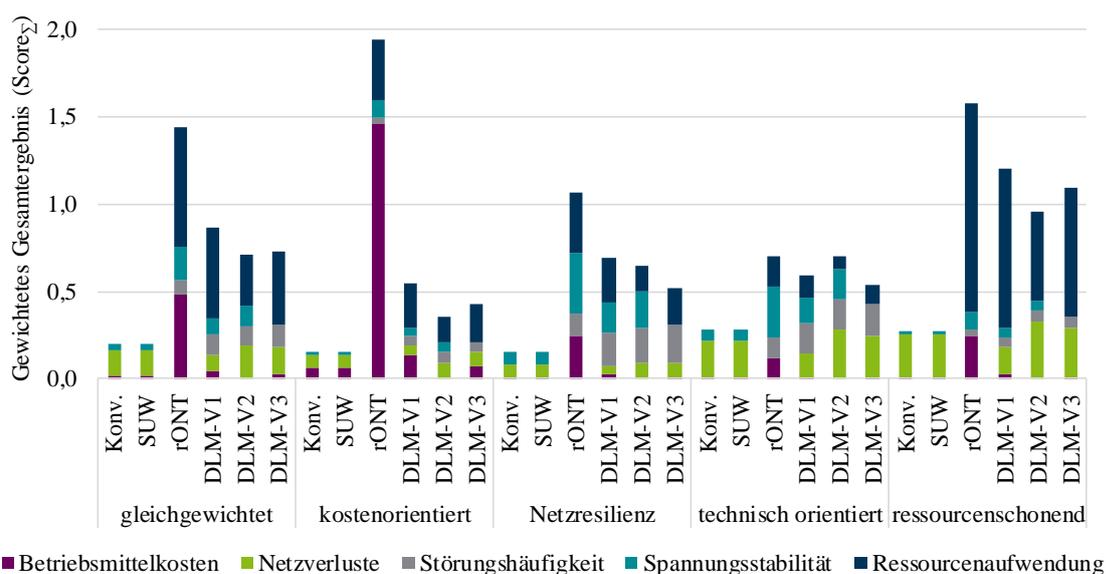


Abbildung 17.10: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N13 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- rONT schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- rONT und DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. und SUW schneiden in allen Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N14

In Tabelle 17.20 ist das Baselineing für NS-N14 dargestellt. Abbildung 17.11 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.20: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N14 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	2,56	2,70	2,54	0,65	0,00	0,68
Netzverluste	0,00	0,18	0,70	0,84	0,49	0,43
Störungshäufigkeit	0,02	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03
Spannungsstabilität	0,00	1,14	2,68	0,25	0,03	0,44
Ressourcenaufwendung	0,00	0,69	0,69	2,72	1,68	4,67

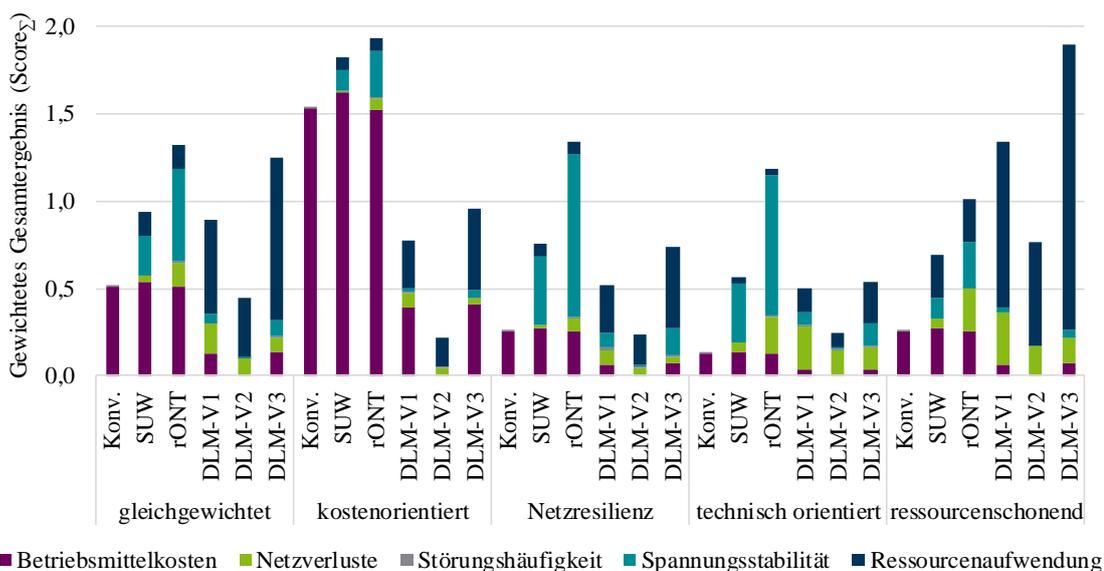


Abbildung 17.11: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N14 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V3 spart die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- rONT schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- Konv. und rONT sind nur geringfügig teurer als SUW.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N15

In Tabelle 17.21 ist das Baselineing für NS-N15 dargestellt. Abbildung 17.12 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.21: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N15 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	0,00	1,95	1,87	1,70	1,54	0,85
Netzverluste	0,47	1,27	0,59	0,21	0,00	0,25
Störungshäufigkeit	0,00	0,46	0,49	0,85	0,68	0,85
Spannungsstabilität	0,00	1,24	2,19	0,35	0,05	0,09
Ressourcenaufwendung	0,00	0,32	1,81	2,49	2,49	2,19

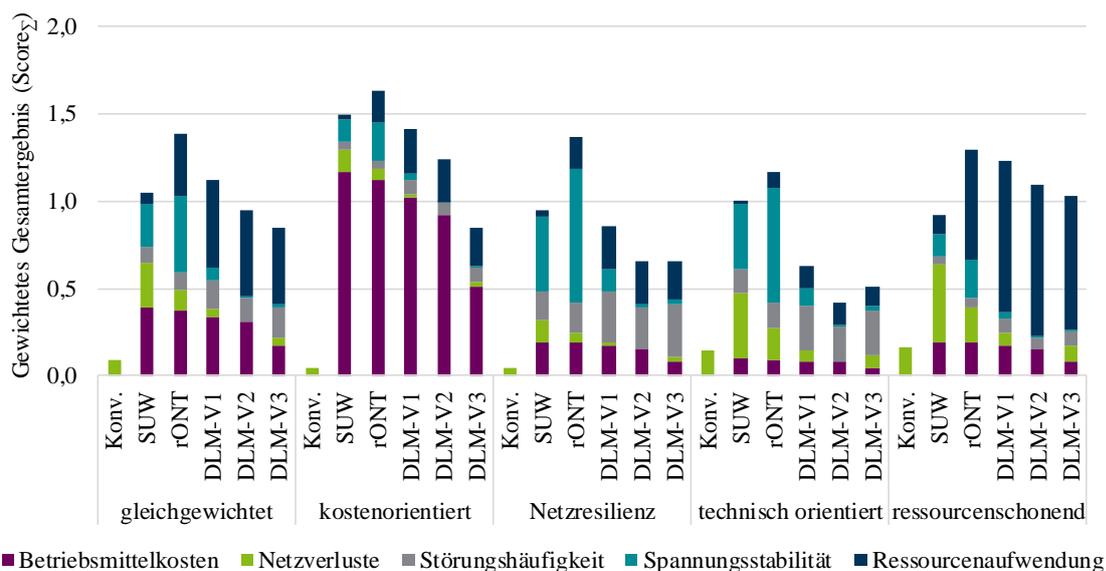


Abbildung 17.12: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N15 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- rONT und DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. schneidet in allen Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.
- rONT schneidet in allen Gewichtungen insgesamt am besten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N16

In Tabelle 17.22 ist das Baselineing für NS-N16 dargestellt. Abbildung 17.13 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.22: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N16 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,13	3,26	1,59	2,50	2,03	0,00
Netzverluste	0,00	0,34	0,52	0,27	0,37	0,39
Störungshäufigkeit	0,19	0,19	0,33	0,54	0,42	0,00
Spannungsstabilität	0,43	1,61	3,11	0,00	0,47	0,47
Ressourcenaufwendung	0,00	0,27	1,45	3,21	2,31	1,41

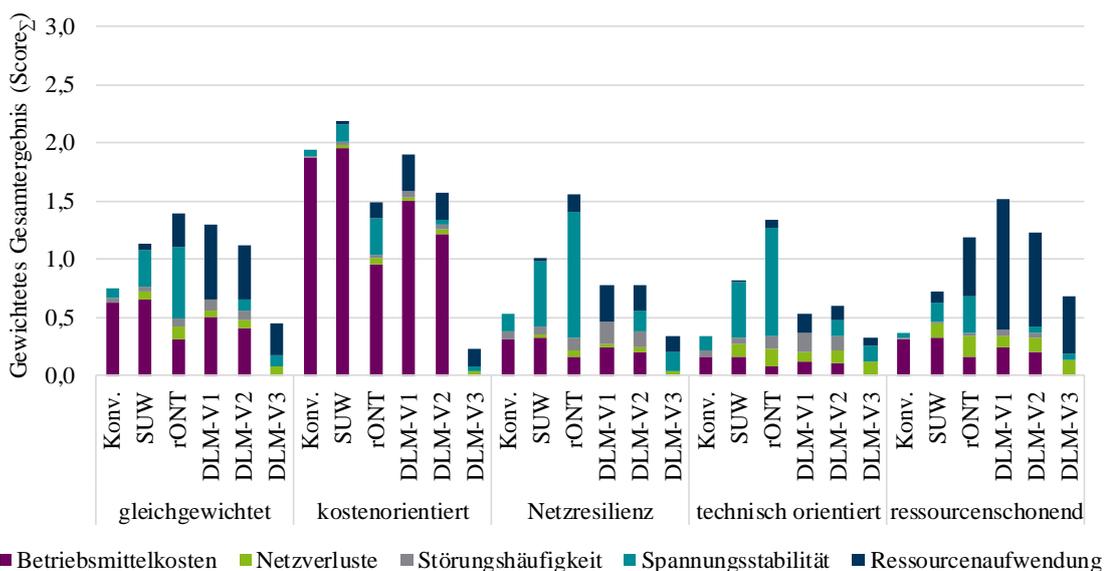


Abbildung 17.13: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N16 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1 spart die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. und SUW sind am kostengünstigsten.
- DLM-V3 schneidet in allen Gewichtungen insgesamt am besten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N17

In Tabelle 17.23 ist das Baselineing für NS-N17 dargestellt. Abbildung 17.14 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.23: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N17 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	3,45	3,81	2,25	0,51	0,00	0,04
Netzverluste	0,00	0,15	0,30	1,03	0,85	0,03
Störungshäufigkeit	0,00	0,08	0,10	0,22	0,22	0,19
Spannungsstabilität	0,00	1,19	1,77	0,55	0,51	0,09
Ressourcenaufwendung	0,00	2,21	2,64	5,98	4,53	4,90

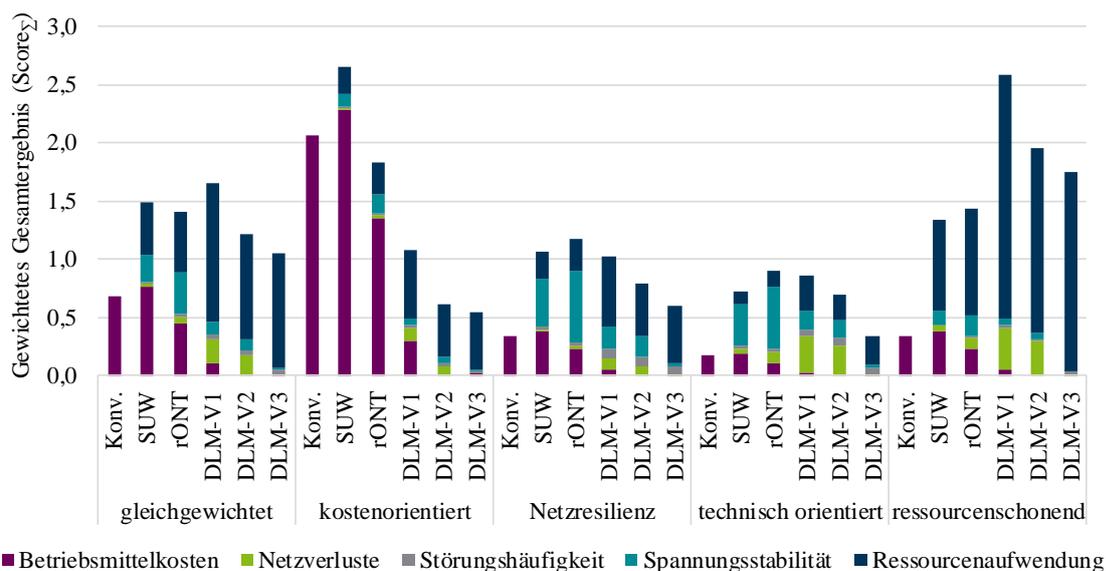


Abbildung 17.14: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N17 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. und SUW sind am kostengünstigsten.
- DLM-V1/V2 reduzieren deutlich die Netzverluste.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N18

In Tabelle 17.24 ist das Baselineing für NS-N18 dargestellt. Abbildung 17.15 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.24: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N18 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	2,77	2,84	0,26	1,00	0,00	0,00
Netzverluste	0,16	0,00	0,46	2,01	0,64	0,77
Störungshäufigkeit	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Spannungsstabilität	1,09	1,91	3,25	0,00	0,45	1,35
Ressourcenaufwendung	0,00	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83

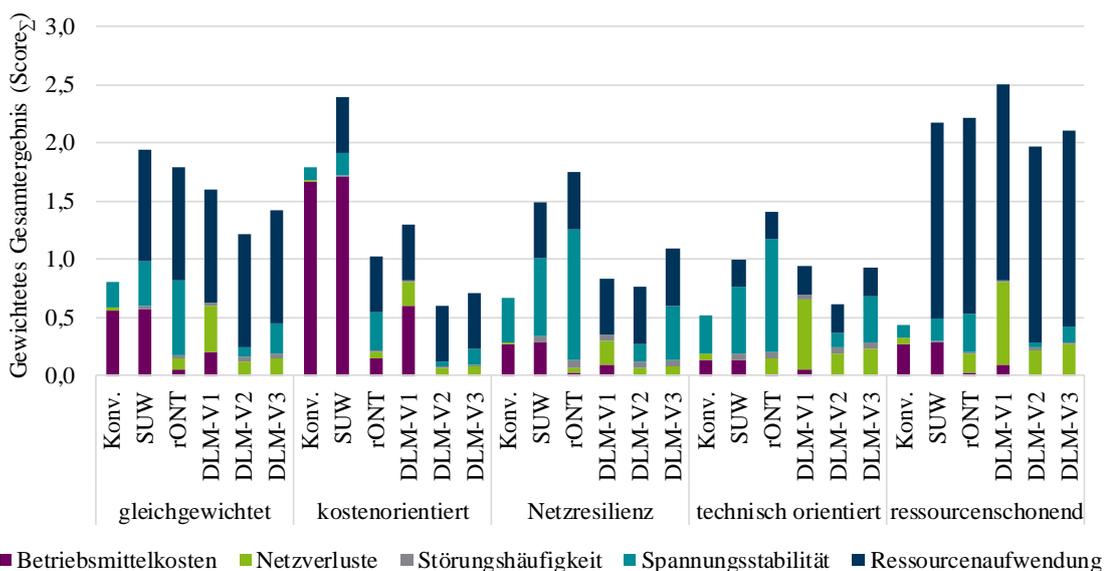


Abbildung 17.15: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N18 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- Konv. schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.
- Konv. und SUW sind am kostengünstigsten.
- SUW, rONT und DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N19

In Tabelle 17.25 ist das Baselineing für NS-N19 dargestellt. Abbildung 17.16 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.25: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N19 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	1,98	2,15	0,00	1,89	1,21	0,61
Netzverluste	0,13	0,16	0,51	0,88	0,00	0,13
Störungshäufigkeit	0,03	0,00	0,18	0,41	0,28	0,17
Spannungsstabilität	0,12	1,15	2,82	0,39	0,00	0,14
Ressourcenaufwendung	0,00	1,29	1,54	2,62	1,59	1,54

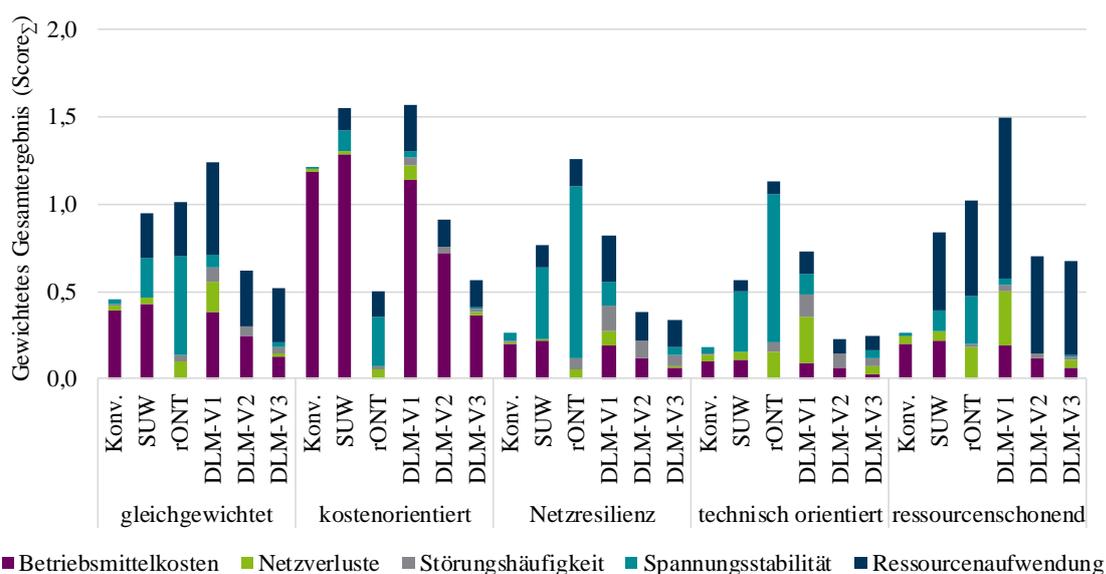


Abbildung 17.16: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N19 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- Konv. schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.
- Konv. und DLM-V1 sind nur etwas teurer als SUW.
- SUW, rONT und DLM-V1/V2/V3 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Niederspannungsnetz NS-N20

In Tabelle 17.26 ist das Baselineing für NS-N20 dargestellt. Abbildung 17.17 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.26: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N20 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	SUW	rONT	DLM V1 (V)	DLM V2 (V)	DLM V3 (V)
Betriebsmittelkosten	1,08	2,57	2,00	2,75	0,81	0,00
Netzverluste	0,31	0,00	0,48	0,58	0,22	0,04
Störungshäufigkeit	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Spannungsstabilität	0,21	0,79	2,13	0,19	0,09	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	3,09	3,09	3,96	1,92	1,92

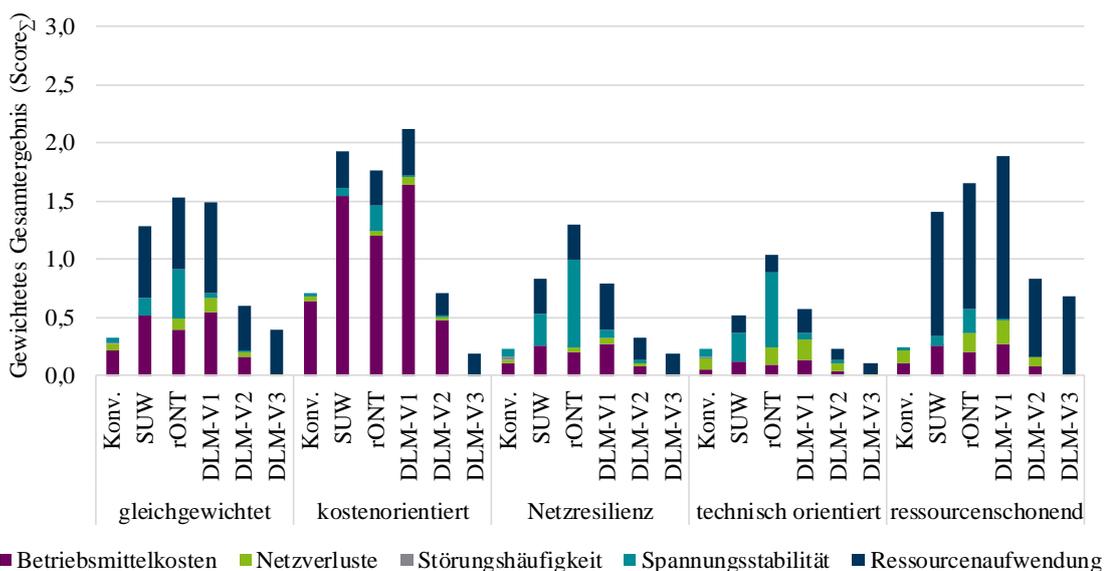


Abbildung 17.17: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N20 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- SUW, rONT und DLM-V1 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- SUW und rONT sind nur etwas teurer als DLM-V1.
- Konv. und DLM-V3 schneiden in allen Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N01

In Tabelle 17.27 ist das Baselineing für MS-N01 dargestellt. Abbildung 17.18 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.27: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	0,02	4,98	0,97	0,00
Netzverluste	0,00	1,13	0,43	0,07
Störungshäufigkeit	0,00	0,13	0,09	0,05
Spannungsstabilität	0,98	0,00	0,81	0,83
Ressourcenaufwendung	0,00	5,57	3,63	1,93

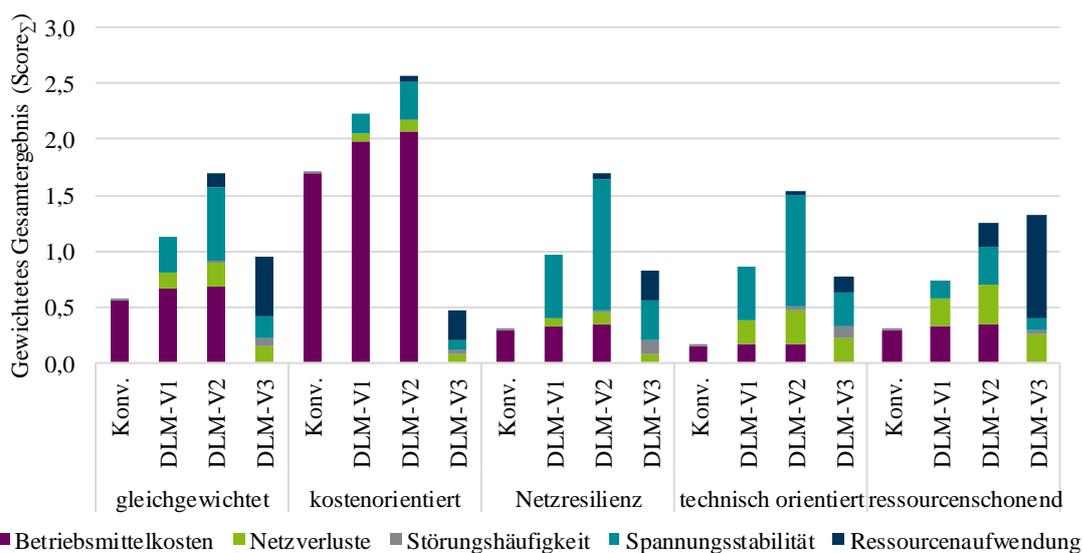


Abbildung 17.18: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1 schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- Konv. ist kostengünstiger als DLM-V3.
- DLM-V1/V2 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N02

In Tabelle 17.28 ist das Baselineing für MS-N02 dargestellt. Abbildung 17.19 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.28: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N02 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	0,00	4,06	1,80	0,49
Netzverluste	0,00	0,49	0,42	0,04
Störungshäufigkeit	0,00	0,21	0,12	0,07
Spannungsstabilität	0,33	0,03	0,00	0,40
Ressourcenaufwendung	0,00	3,90	2,30	1,36

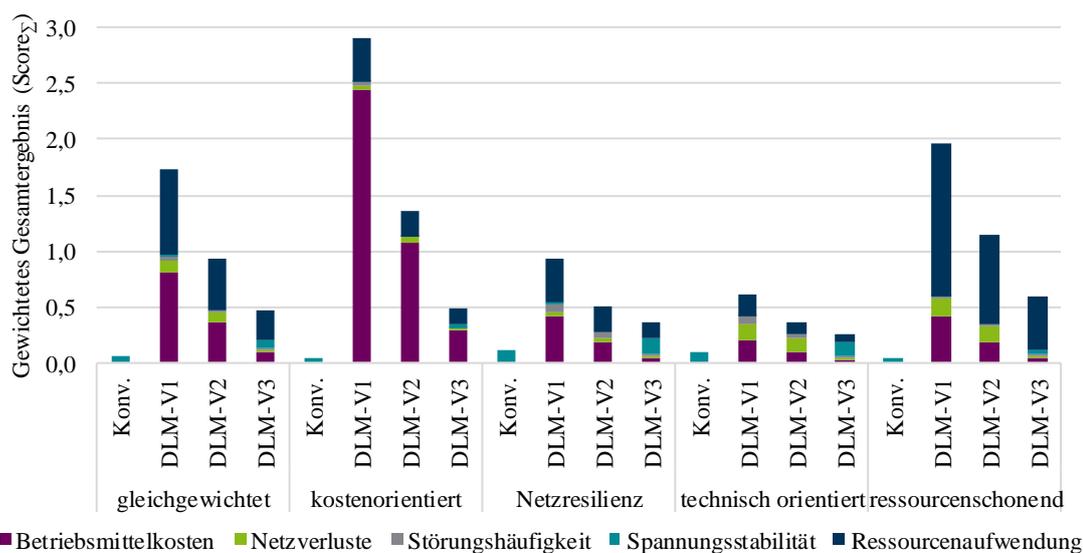


Abbildung 17.19: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N02 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1/V2/V3 sind kostengünstiger als Konv.
- DLM-V1 spart die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N07

In Tabelle 17.29 ist das Baselineing für MS-N07 dargestellt. Abbildung 17.20 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.29: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	0,99	4,23	1,06	0,00
Netzverluste	0,00	1,19	0,47	0,64
Störungshäufigkeit	0,02	0,41	0,06	0,00
Spannungsstabilität	5,53	0,00	3,66	1,53
Ressourcenaufwendung	0,14	2,95	0,42	0,00

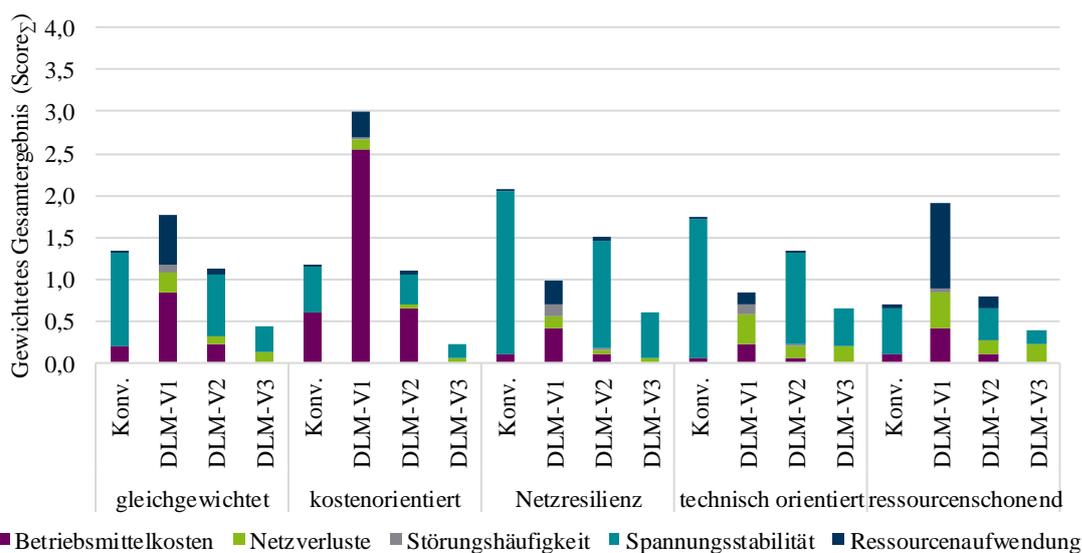


Abbildung 17.20: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- Konv. und DLM-V1 sind ungefähr gleich teuer.
- DLM-V1 ist am besten bei der Gewichtung „ressourcenschonend“.
- DLM-V3 verursacht die meisten Tiefbaumaßnahmen.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N08

In Tabelle 17.30 ist das Baselineing für MS-N08 dargestellt. Abbildung 17.21 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.30: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	0,04	1,32	0,12	0,00
Netzverluste	0,00	0,69	0,70	0,21
Störungshäufigkeit	0,00	0,28	0,24	0,20
Spannungsstabilität	2,37	0,00	1,54	3,28
Ressourcenaufwendung	0,00	5,87	5,09	4,12

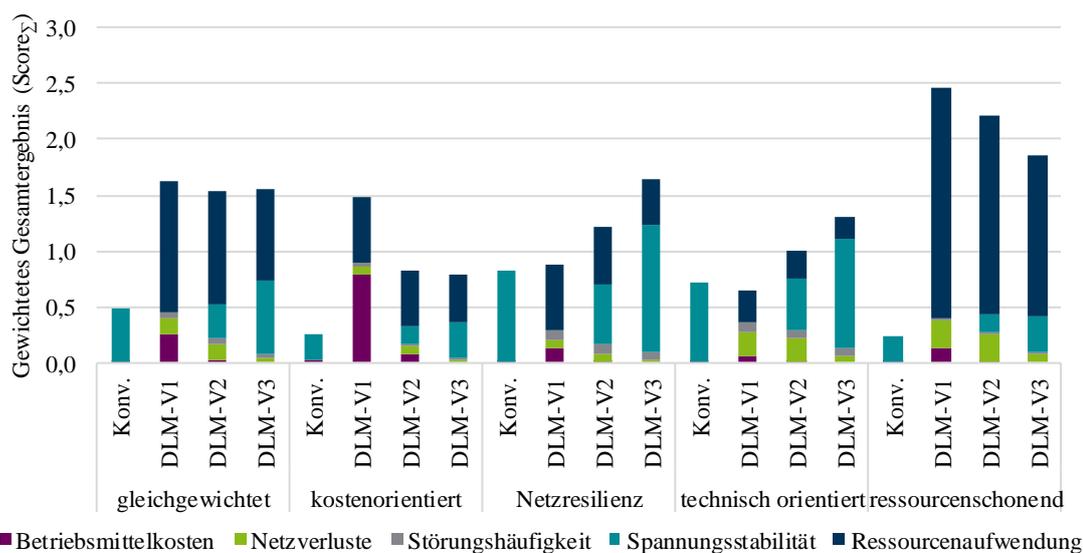


Abbildung 17.21: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1/V2/V3 sind nahezu gleich bei der Gewichtung „gleichgewichtet“.
- DLM-V1/V2 sparen die meisten Tiefbaumaßnahmen ein.
- Konv. ist kostengünstiger als DLM-V3.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N09

In Tabelle 17.31 ist das Baselineing für MS-N09 dargestellt. Abbildung 17.22 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.31: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	1,84	3,45	3,13	0,00
Netzverluste	0,00	0,57	0,22	0,27
Störungshäufigkeit	0,00	0,06	0,00	0,00
Spannungsstabilität	2,08	0,00	1,39	1,18
Ressourcenaufwendung	0,00	3,28	0,00	0,00

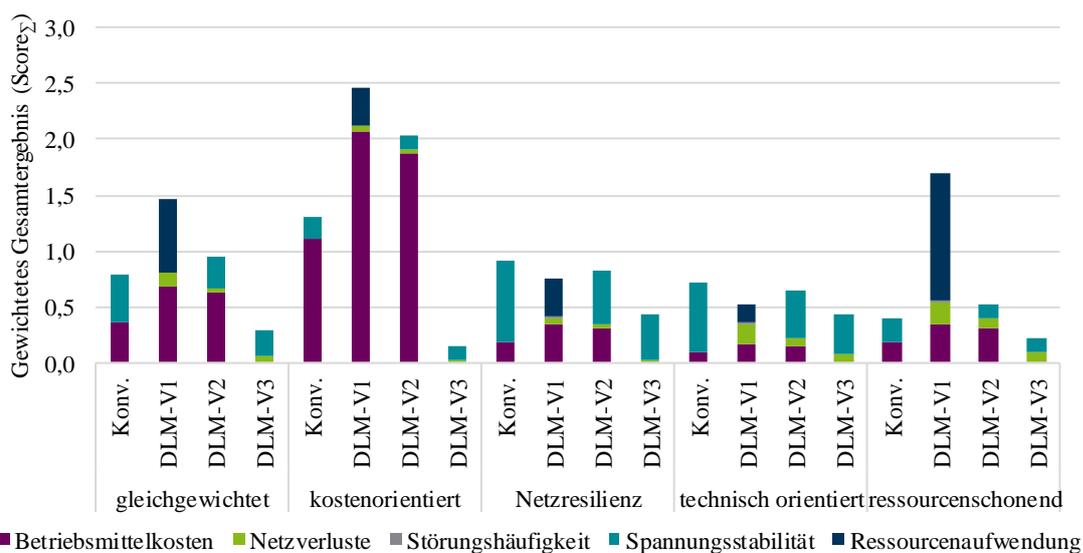


Abbildung 17.22: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V1 schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- Konv. und DLM-V2/V3 verursachen die gleichen Tiefbaumaßnahmen.
- Konv. ist kostengünstiger als DLM-V3.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N10

In Tabelle 17.32 ist das Baselineing für MS-N10 dargestellt. Abbildung 17.23 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.32: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N10 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	0,00	3,50	2,28	2,18
Netzverluste	0,00	0,29	0,53	0,04
Störungshäufigkeit	0,00	0,32	0,03	0,01
Spannungsstabilität	1,30	0,00	0,81	1,23
Ressourcenaufwendung	0,00	6,00	0,51	0,13

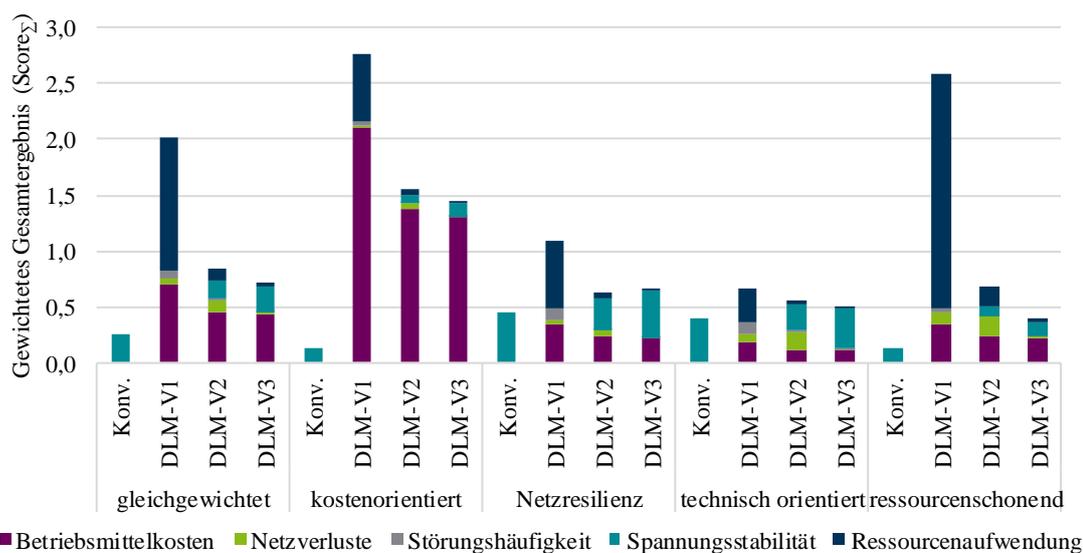


Abbildung 17.23: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N10 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- Konv. schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am schlechtesten ab.
- DLM-V1 schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.
- DLM-V2/V3 sind ungefähr gleich teuer.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Mittelspannungsnetz MS-N11

In Tabelle 17.33 ist das Baselineing für MS-N11 dargestellt. Abbildung 17.24 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.33: Baselineing ($Top_{score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	DLM V1 (MS)	DLM V2 (MS)	DLM V3 (MS)
Betriebsmittelkosten	0,00	1,68	0,58	0,00
Netzverluste	0,00	0,46	0,22	0,08
Störungshäufigkeit	0,00	0,38	0,13	0,06
Spannungsstabilität	1,57	0,00	1,78	1,29
Ressourcenaufwendung	0,00	2,46	0,87	0,37

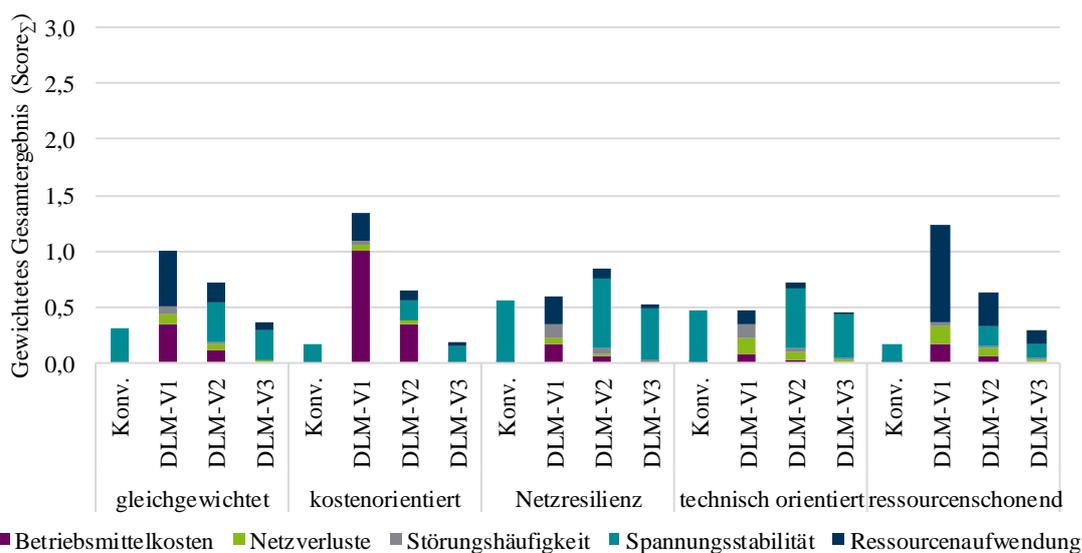


Abbildung 17.24: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- DLM-V2 ist am besten beim Nebenkriterium „Spannungsstabilität“.
- Konv. und DLM-V3 sind gleich teuer.
- DLM-V1 schneidet in 4 von 5 Gewichtungen insgesamt am besten ab.

Ergebnisse des Sekundärbewertungsmodells für das Hochspannungsnetz HS-N2

In Tabelle 17.34 ist das Baselineing für HS-N2 dargestellt. Abbildung 17.25 zeigt die jeweils gewichteten Gesamtergebnisse ($Score_{\Sigma}$).

Tabelle 17.34: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Hochspannungsnetz HS-N2 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Nebenkriterium	Konv.	Konv. + UW	ALB (pLP)	ALB (LP gesamt)	ohne WP
Betriebsmittelkosten	0,63	0,00	1,15	3,36	2,61
Netzverluste	0,57	0,86	0,00	1,14	0,29
Störungshäufigkeit	2,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Spannungsstabilität	0,32	3,92	0,69	0,37	0,00
Ressourcenaufwendung	0,00	1,12	1,23	1,23	1,23

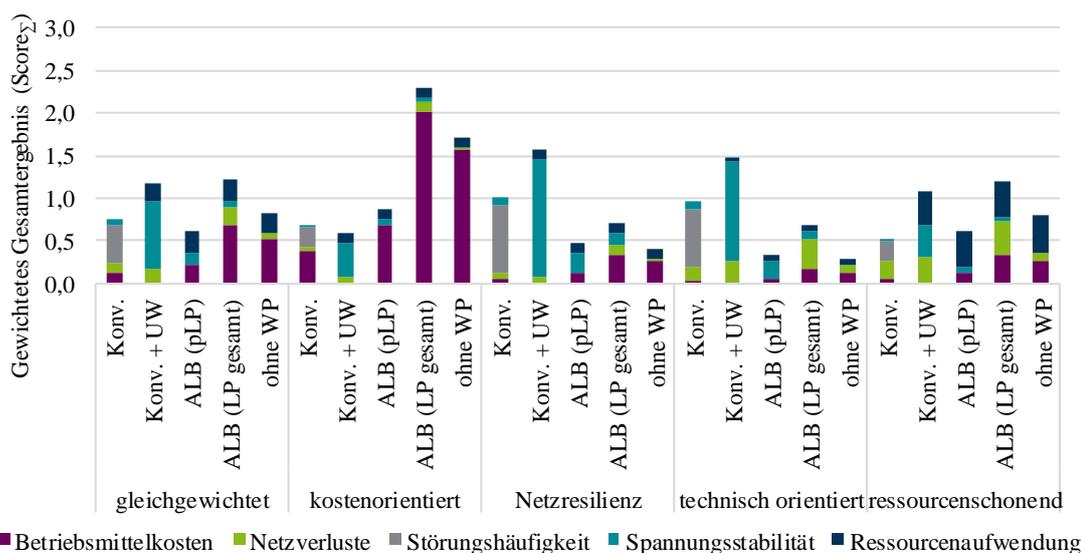


Abbildung 17.25: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Hochspannungsnetz HS-N2 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050

Erkenntnisse:

- ALB LP gesamt schneidet bei kostenorientierter und ressourcenschonender Gewichtung am besten ab.
- Die konventionelle Variante und vor allem in Verbindung mit einem UW-Bau (Konv+UW) hat Vorteile bei der Gewichtung „Netzresilienz“ und „technisch orientiert“.

17.5 Elektrifizierte Tankstellen

Vor dem Hintergrund der steigenden Anzahl von Elektromobilität wird der Bedarf für sogenannte Ladespots steigen, die auf engem Raum aus mehreren LP mit hohen Ladeleistungen bestehen. Im Rahmen der Netzintegration werden diese Ladespots zunächst in der MS-Ebene vorgesehen, weil die dabei zu erwartende Ladeleistung die Aufnahmekapazität der NS-Ebene übersteigt (siehe Abschnitt 4.1).

Um eine einheitliche Systematik zur Integration von eTankstellen zu erzielen, wird methodisch grundsätzlich angenommen, dass die bestehenden konventionellen Tankstellen über die Jahre zu Ladespots umgewandelt werden bzw. Ladespots erhalten. Die angenommenen Ladeleistungen und die Anzahl von LP pro eTankstelle werden in Tabelle 7.2 aufgelistet. Die angenommenen GZF und die resultierende Leistungswerte für die eTankstellen werden wie in Tabelle 17.35 gezeigt. Mithilfe der Tabelle können die Leistungswerte zur Dimensionierung der Abgänge sowie des UW-Transformators herangezogen werden.

Tabelle 17.35: Gleichzeitigkeitsfaktoren und Leistungswerte für die elektrifizierten Tankstellen aus Sicht der Mittelspannungsebene

Planungsperspektive	Gleichzeitigkeit	Leistungswert im Jahr 2030 [MW]	Leistungswert im Jahr 2040 [MW]	Leistungswert im Jahr 2050 [MW]
Tankstelle	1,0	0,30	1,00	1,70
Abgang	(= 1 Tankstelle im Abgang)	1,0	1,00	1,70
	(> 1 Tankstelle im Abgang)	0,8	0,80	1,36
HS/MS-Umspannwerkstransformator	0,6	0,18	0,60	1,02

Im Rahmen einer qualitativen Analyse zu den Auswirkungen der eTankstellen auf die MS-Ebene werden in Abbildung 17.26 (Seite 249) die Leitungsauslastungen für die 11 untersuchten MS-Netze (MS-N06 und MS-N07 werden von der Analyse ausgeschlossen, da den Netzen keine bestehenden Tankstellen zugewiesen werden) mit und ohne Elektrifizierung der Tankstellen gegenübergestellt. Die Analyse zeigt, dass durch die Elektrifizierung der Tankstellen im Durchschnitt ca. 4 % der Netzleitungslängen überlastet werden. Des Weiteren ist anzumerken, dass der Unterschied der überlasteten Leitungslänge zwischen „ohne eTankstellen“ und „mit eTankstellen“ beim konservativen Szenario größer ist als beim progressiven Szenario. Das liegt daran, dass das progressive Szenario die Netze bis an die Belastungsgrenze bringt, sodass eine Leistungszunahme durch die Integration von Ladespots kaum zu weiteren Überlastungen im Netz führt. Bei den innerstädtischen Netzen (MS-N03 und MS-N05) sowie dem 20-kV-Netz (MS-N04) sind weiterhin keine Grenzwertverletzungen nach der Integration von eTankstellen zu erwarten.

Für den Fall, dass die eTankstellen über einen neuen Abgang als singular genutzt Betriebsmittel angeschlossen werden, kann Abbildung 17.27 herangezogen werden. Die Abbildung zeigt die maximale Anzahl von eTankstellen, die an einem MS-Abgang, in Abhängigkeit vom Leitungsquerschnitt und der verlegten Leitungslänge, angeschlossen werden können.

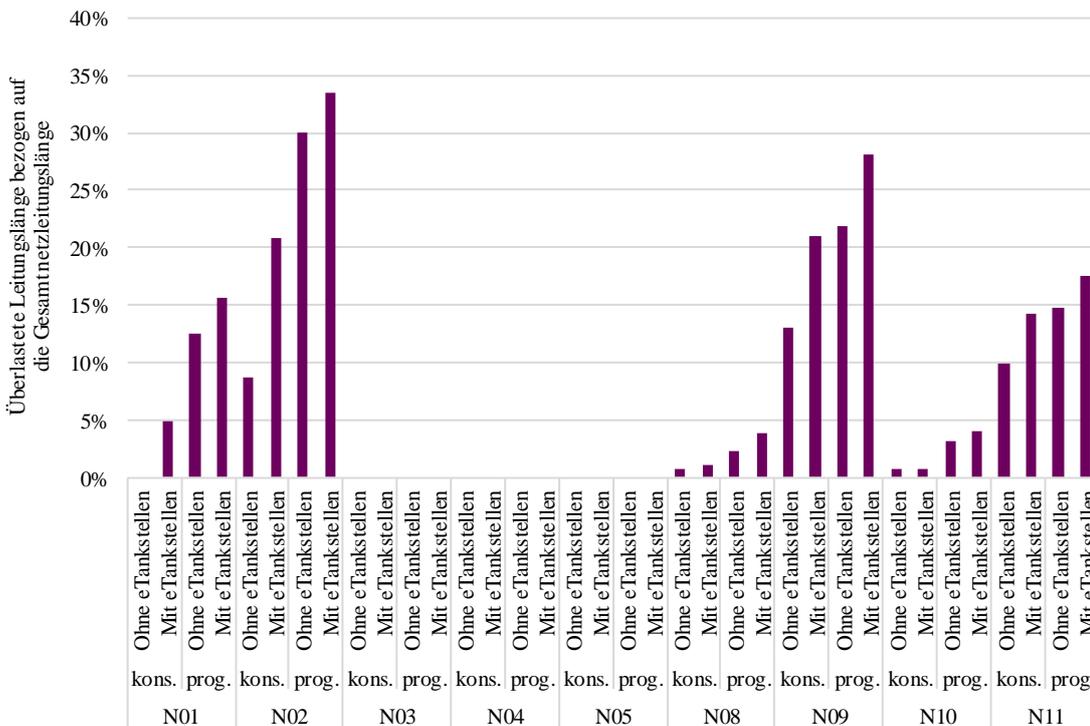


Abbildung 17.26: Anteil überlasteter Mittelspannungsleitungslängen bezogen auf die Gesamtnetzleitungslänge mit und ohne elektrifizierten Tankstellen für sowohl das progressive als auch das konservative Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen bis zum Jahr 2050

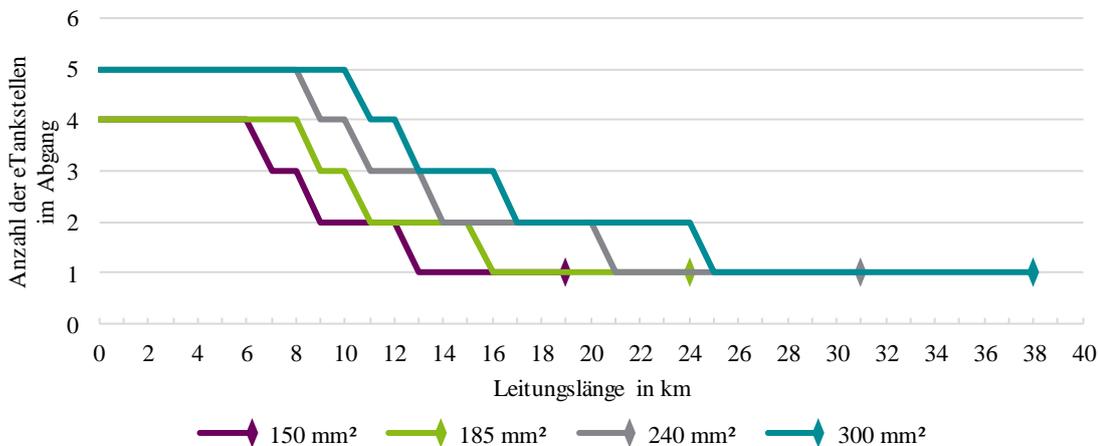


Abbildung 17.27: Mögliche Anzahl von elektrifizierten Tankstellen im Mittelspannungsabgang in Abhängigkeit der maximalen Leitungslänge in km für die Querschnitte 150, 185, 240 und 300 mm² (Al, 10 kV)

17.6 Leistungsscheiben bezogen auf die Leitungslänge in der Hochspannungsebene

Den nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 17.28 bis Abbildung 17.31) können Leistungsscheiben für die Hochspannungsnetze HS-N2 bis HS-N5 entnommen werden.

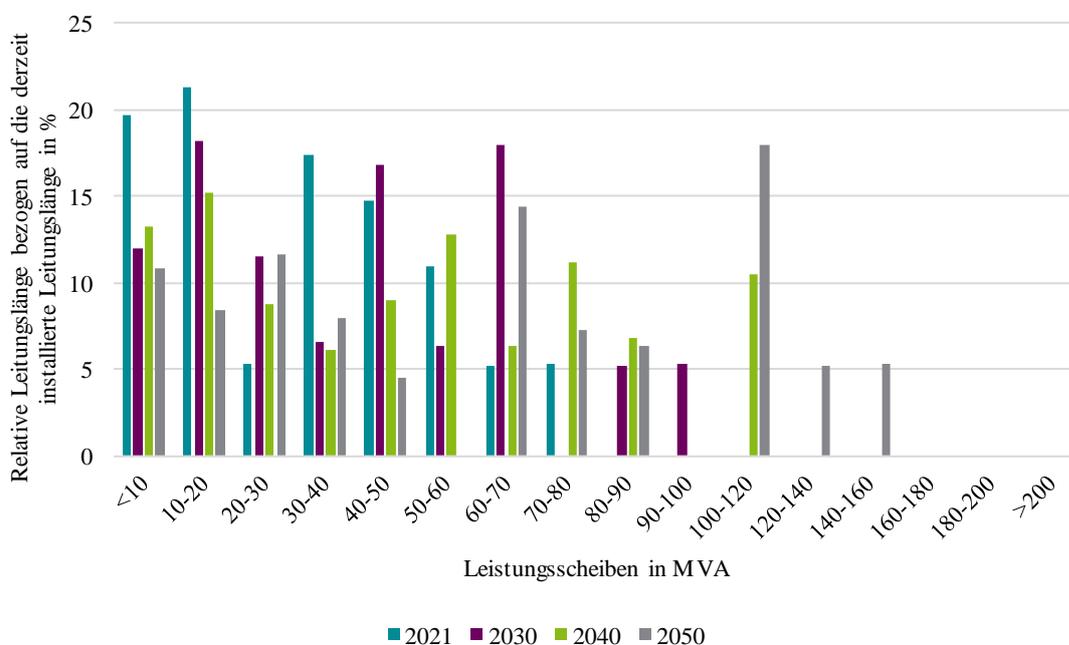


Abbildung 17.28: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N2

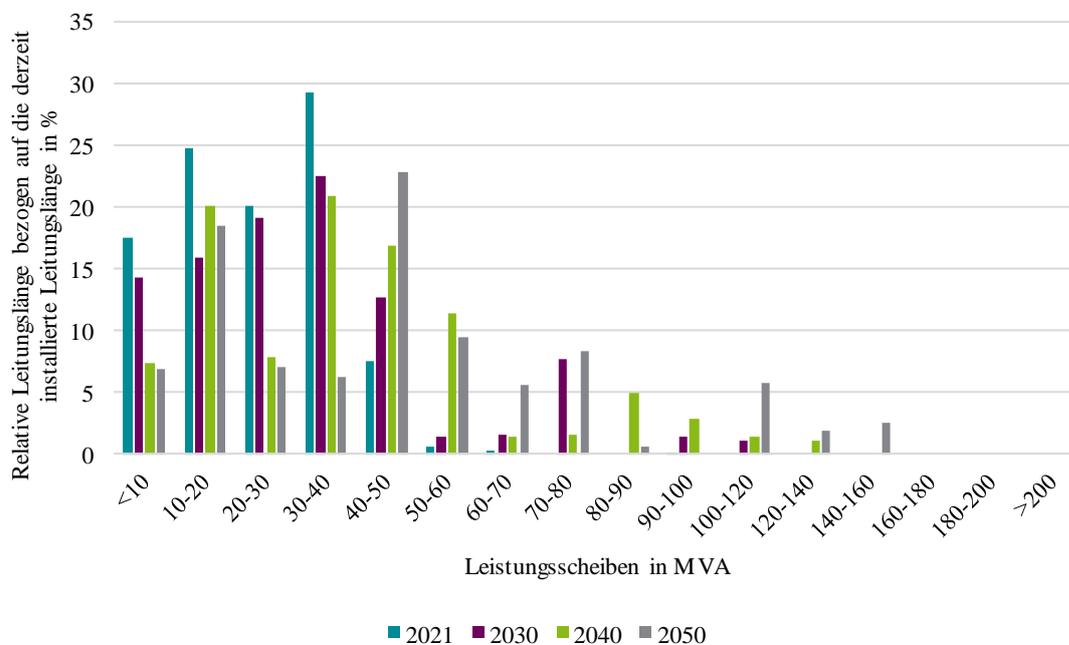


Abbildung 17.29: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N3

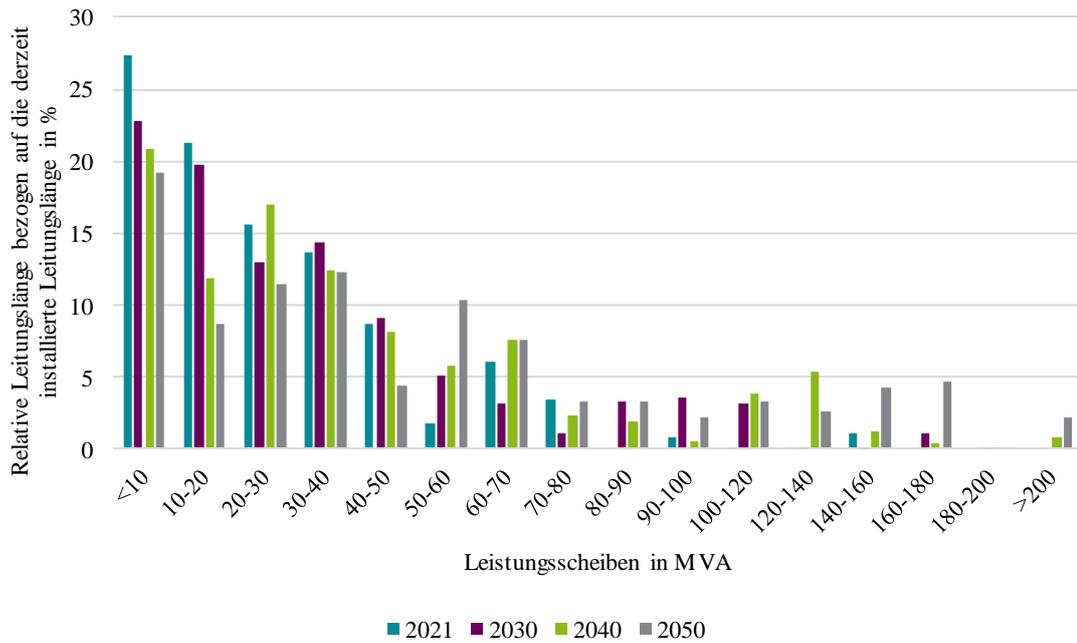


Abbildung 17.30: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N4

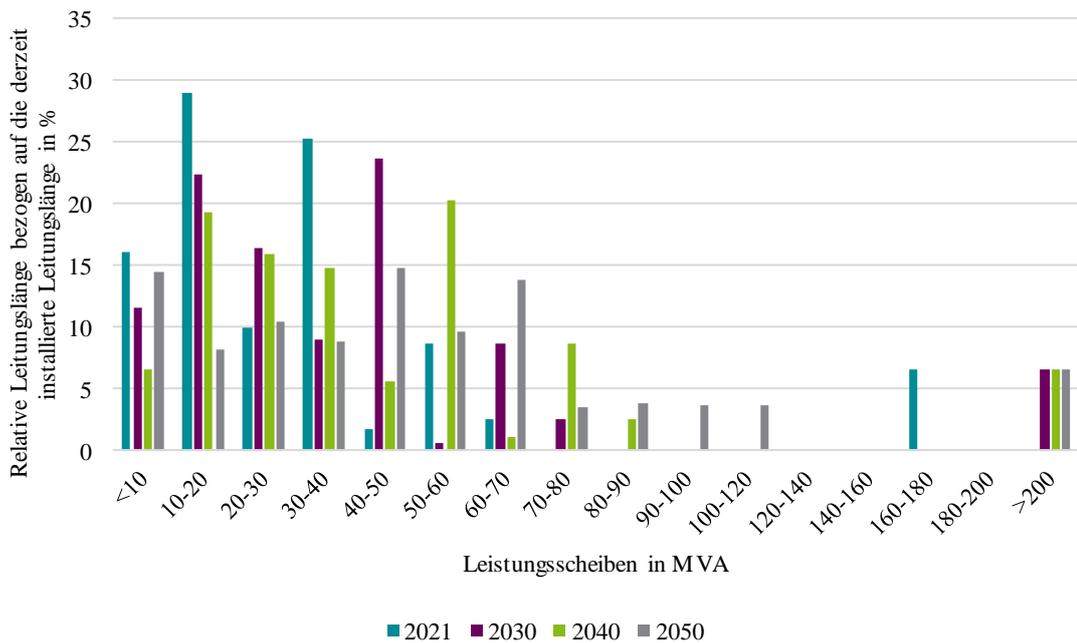


Abbildung 17.31: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N5

17.7 Stützwerte der Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität

Tabelle 17.36 können einige Stützwerte für die Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität aus Abbildung 7.4 entnommen werden.

Tabelle 17.36: Stützwerte für die Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität

Ladeleistung	5 ePkw	10 ePkw	50 ePkw	100 ePkw	500 ePkw
3,7 kW	1,0000	0,6526	0,3349	0,2570	0,1769
11 kW	0,7282	0,5548	0,2327	0,1624	0,0926
22 kW	0,6617	0,4735	0,1732	0,1151	0,0601
50 kW	0,5761	0,3836	0,1238	0,0795	0,0387
150 kW	0,4892	0,3059	0,0905	0,0571	0,0264

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Aufbau des Leitfadens	5
Abbildung 2.1:	Grundsätzliche Vorgehensweise bei der strategischen Netzplanung für das jeweilige Planungsziel auf Basis von [3]	7
Abbildung 3.1:	Einflussfaktoren auf die Entwicklung und Verteilung elektrischer Lasten...	13
Abbildung 3.2:	Grundsätzlicher Aufbau des Nachfragemodells für Haushaltslasten auf Basis von [18]	16
Abbildung 4.1:	Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur zwischen den Jahren 2018 und 2021 auf Basis von [24]	18
Abbildung 4.2:	Entwicklung der Ladeleistungen öffentlicher Ladeinfrastruktur auf Basis von [24]	19
Abbildung 4.3:	Unterscheidung der Zugangsbereiche für öffentliche und private Ladepunkte auf Basis von [27]	19
Abbildung 4.4:	Einteilung in drei Leistungsbereiche für Luft-Wasser-Wärmepumpen mit Prüfnachweis auf Basis von [34].....	24
Abbildung 4.5:	Gegenüberstellung der definierten Leistungsbereiche für verschiedene Wärmepumpen im Rahmen der Netzplanung auf Basis von [34]	25
Abbildung 4.6:	Darstellung verschiedener Varianten von Leistungswerten für Wärmepumpen im Rahmen der strategischen Netzplanung	25
Abbildung 7.1:	Angenommene Spannungsbandaufteilung für den Leitfaden	49
Abbildung 7.2:	Zwei Perspektiven zur Berechnung der Gleichzeitigkeiten für die Dimensionierung von Betriebsmitteln auf Basis von [83].....	52
Abbildung 7.3:	Darstellung der Auswirkung unterschiedlicher Berechnungen zur Ermittlung der Gleichzeitigkeiten (links: private und öffentliche Ladeleistungen getrennt, rechts: private und öffentliche Ladeleistungen kombiniert) auf Basis von [83]	56
Abbildung 7.4:	Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität auf Basis von [85]	57
Abbildung 7.5:	Gleichzeitigkeitsfaktoren für elektrische Wärmepumpen auf Basis von [86]	58
Abbildung 8.1:	Übersicht der Methode zur Auswahl von Szenarien	59
Abbildung 8.2:	Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität auf Basis von [83]	61
Abbildung 8.3:	Eingruppierung der Studien nach dem Erscheinungsjahr auf Basis von [83]	62
Abbildung 8.4:	Eingruppierung der Studien nach alternativen Technologiepfaden auf Basis von [83]	62

Abbildung 8.5:	Eingruppierung der Studien nach Entwicklungen und Auswahl für <i>PuBStadt</i> auf Basis von [83]	62
Abbildung 8.6:	Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe ohne Berücksichtigung von Netzstrukturparametern der einzelnen Gas- und Stromnetze auf Basis von [99]	65
Abbildung 8.7:	Anzahl potenzieller Gemeinden für die Entwicklung von Power-to-Gas – Elektrolyseanlagen (oben) und Methanisierungsanlagen (unten) – auf Basis von [99]	65
Abbildung 8.8:	Szenarien zur Entwicklung elektrischer Wärmepumpen auf Basis von [44]	66
Abbildung 8.9:	Szenarien zur Entwicklung der Leistung von Photovoltaikanlagen	68
Abbildung 9.1:	Grundsätzliche Vorgehensweise zur Regionalisierung von Lasten über verschiedene Ebenen	69
Abbildung 9.2:	Regionalisierung von Elektrofahrzeugen in Niederspannungsnetze auf Ebene der Ortsnetze auf Basis von [83]	71
Abbildung 9.3:	Lineare Verteilung des Haushaltsnettoeinkommens auf Basis von [83]	71
Abbildung 9.4:	Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur innerhalb der Niederspannungsnetze auf Basis von [85]	73
Abbildung 9.5:	Regionalisierung von Elektrofahrzeugen in Mittelspannungsnetze auf Ebene der Stationen (Ortsnetz- und Kundenstationen) auf Basis von [85]	75
Abbildung 9.6:	Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur innerhalb der Mittelspannungsnetze auf Basis von [85]	75
Abbildung 9.7:	Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur innerhalb der Hochspannungsnetze	76
Abbildung 9.8:	Regionalisierung von Wärmepumpen in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze	77
Abbildung 10.1:	Häufigkeitsverteilungen aller für die Clusterung berücksichtigten Netzstrukturparameter der Nieder- und Mittelspannungsnetze auf Basis von [107]	80
Abbildung 10.2:	Ergebnisse der Clusterung für die Niederspannungsebene und Netzauswahl	82
Abbildung 10.3:	Mittelwerte der Netzstrukturdaten pro Cluster in der Niederspannungsebene	82
Abbildung 10.4:	Ergebnisse der Clusterung für die Mittelspannungsebene und Netzauswahl	83
Abbildung 10.5:	Mittelwerte der Netzstrukturdaten pro Cluster in der Mittelspannungsebene	83
Abbildung 10.6:	Korrelation zwischen der Clusterung in der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene	84
Abbildung 11.1:	Konventionelle Planungsmaßnahmen in der Niederspannungsebene	87

Abbildung 11.2: Betriebliche Planungsmaßnahmen in der Mittelspannungsebene91

Abbildung 12.1: Mögliche Anwendungsfälle eines regelbaren Ortsnetztransformators mit a) punktuellen, b) strangweisem und c) flächendeckendem Einsatz auf Basis von [115]..... 100

Abbildung 12.2: Komponenten eines dezentralen Netzautomatisierungssystems 104

Abbildung 12.3: Prinzipschaltbild und Wirkungsweise des Blindleistungsmanagements auf Basis von [3] 109

Abbildung 12.4: Grundlegendes Funktionsprinzip des dynamischen Lastmanagements in der Niederspannungsebene 112

Abbildung 12.5: Verschiedene Ausstattungsvarianten der Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik für die Kosten-berechnung in der Niederspannungsebene auf Basis von [83] 113

Abbildung 12.6: Verschiedene Ausstattungsvarianten der Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (MIKT) für die Kostenberechnung in der Mittelspannungsebene 115

Abbildung 12.7: Grundlegendes Funktionsprinzip des dynamischen Lastmanagements in der Mittelspannungsebene 116

Abbildung 13.1: Bewertungsmodell mit verschiedenen Bewertungskriterien..... 128

Abbildung 13.2: Methode des Primärbewertungsmodells auf Basis einer Ermittlung des Nettobarwerts 131

Abbildung 13.3: Beispielhafte Gesamtergebnisse verschiedener Gewichtungen des Sekundärbewertungsmodells für sechs Planungsvarianten (PL)..... 135

Abbildung 14.1: Lastentwicklung und installierte Leistung aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze..... 143

Abbildung 14.2: Notwendige Leitungsmaßnahmen konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten aus der Perspektive der Abgänge für 18 Niederspannungsnetze 145

Abbildung 14.3: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten für 18 Niederspannungsnetze..... 145

Abbildung 14.4: Einsparpotenzial bezogen auf die konventionelle Planungsvariante als Referenzvariante konsolidiert über alle innovativen Planungsvarianten für 18 Niederspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt 146

Abbildung 14.5: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Hausanschluss (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze..... 148

Abbildung 14.6:	Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Hausanschluss (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Abgänge (nicht enthalten sind Abgänge ohne private Ladeinfrastruktur) für 20 Niederspannungsnetze	148
Abbildung 14.7:	Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Zählpunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze	149
Abbildung 14.8:	Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte pro Zählpunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Abgänge (nicht enthalten sind Abgänge ohne private Ladeinfrastruktur) für 20 Niederspannungsnetze	149
Abbildung 14.9:	Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro privatem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Ortsnetztransformatoren für 20 Niederspannungsnetze	150
Abbildung 14.10:	Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro privatem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Abgänge (nicht enthalten sind Abgänge ohne private Ladeinfrastruktur) für 20 Niederspannungsnetze	150
Abbildung 14.11:	Leistungsbereiche der konventionellen Lasten pro Gebäudetyp und Planungsperspektive.....	152
Abbildung 14.12:	Verteilung der konventionellen Lasten pro Gebäudetyp und Planungsperspektive.....	152
Abbildung 14.13:	Maximale gleichzeitige konventionelle Leistungsaufnahme pro Zählpunkt (ohne Gewerbe).....	153
Abbildung 14.14:	Maximale Spannungsänderungen für die Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ für 20 Niederspannungsnetze für das Jahr 2050 im progressiven Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen	155
Abbildung 14.15:	Erstauftreten von Grenzwertverletzungen bei Niederspannungsleitungen für die Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ für 20 konsolidierte Niederspannungsnetze	155
Abbildung 14.16:	Anteile der Leitungsmaßnahmen nach Querschnitten für 18 konsolidierte Netze.....	156
Abbildung 14.17:	Notwendige Erhöhungen der Leistungsklassen von Ortsnetztransformatoren für 18 konsolidierte Netze bei Vorhandensein von Grenzwertverletzungen	157
Abbildung 14.18:	Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle analysierten Varianten für 18 Niederspannungsnetze in verschiedenen Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements.....	160

Abbildung 14.19: Einsparpotenzial verschiedener Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements bezogen auf die konventionelle Referenzvariante für 18 Niederspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt 160

Abbildung 14.20: Analyisierte Niederspannungsnetze mit mehr als 10 Zählpunkten pro Hausanschluss in der Cluster-Auswertung 161

Abbildung 14.21: Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung städtischer Niederspannungsnetze, mit: „ok“ = Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte, Engpass = kurzer Leitungsabschnitt (Länge und/oder kleiner Querschnitt), $\Delta U/U_n$ = zusätzliche Spannungsdifferenz jenseits des unteren Spannungsbandes gemäß *DIN EN 50160* 162

Abbildung 14.22: Lastentwicklung aus der Perspektive des HS/MS-Umspannwerks für 11 Mittelspannungsnetze 164

Abbildung 14.23: Notwendige Leitungsmaßnahmen konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten aus der Perspektive der Abgänge für 11 Mittelspannungsnetze 164

Abbildung 14.24: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle konventionellen und innovativen Planungsvarianten für 11 Mittelspannungsnetze..... 165

Abbildung 14.25: Einsparpotenzial bezogen auf die konventionelle Planungsvariante als Referenzvariante konsolidiert über alle innovativen Planungsvarianten für 11 Mittelspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt 166

Abbildung 14.26: Durchschnittliche effektive Leistung für Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen in 11 Mittelspannungsnetzen pro Hausanschluss aus der Perspektive des HS/MS-Umspannwerks 168

Abbildung 14.27: Durchschnittliche effektive Leistung für Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen in 11 Mittelspannungsnetzen pro Hausanschluss aus der Perspektive der Mittelspannungsabgänge..... 169

Abbildung 14.28: Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro privatem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Mittelspannungsabgänge für 11 Mittelspannungsnetze 169

Abbildung 14.29: Durchschnittliche effektive Ladeleistung pro öffentlichem Ladepunkt (ohne konventionelle Lasten) aus der Perspektive der Mittelspannungsabgänge für 11 Mittelspannungsnetze 170

Abbildung 14.30: Mittelwert der konventionellen Haushaltslast pro Hausanschluss für alle untersuchten Ortsnetzstationen aus der Perspektive des HS/MS-Umspannwerks, Anmerkung: die Werte der Stützjahre liegen nahezu übereinander..... 171

Abbildung 14.31: Anteil der Leitungsmaßnahmen je Leitungsquerschnitt zu den insgesamt durchgeführten Leitungsmaßnahmen mit dem Kabeltyp NA2XS2Y für 10-kV-Netze.....	173
Abbildung 14.32: Lastzuwachs im Verhältnis zur Ausgangslast für neun Mittelspannungsnetze	174
Abbildung 14.33: Auslastung der HS/MS-Umspanwerkstransformatoren im Jahr 2050 mit 9,0-kW-Wärmepumpen für neun Mittelspannungsnetze bezogen auf die Bemessungsscheinleistung S_{\max}/S_r ; Anmerkung: Auslastungsgrenze ist die zugelassene Auslastung S_{\max} des Transformators gemäß Abschnitt 7.5.2..	174
Abbildung 14.34: Resultierende verbarwertete Kosten (CapEx + OpEx - Restwerte) konsolidiert über alle analysierten Varianten für sieben Mittelspannungsnetze in verschiedenen Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements.....	176
Abbildung 14.35: Einsparpotenzial verschiedener Ausgestaltungen des dynamischen Lastmanagements bezogen auf die konventionelle Referenzvariante für sieben Mittelspannungsnetze; Anmerkung: ab -100 % nicht weiter dargestellt.....	176
Abbildung 14.36: Anteil der Leitungsmaßnahmen bezogen auf die Gesamtnetzleitungslänge für 11 Mittelspannungsnetze.....	177
Abbildung 14.37: Anteil überlasteter Kabelabschnitte der Gesamtleitungslänge für 11 Mittelspannungsnetze mit 9-kW-Wärmepumpen.....	178
Abbildung 14.38: Maximaler Spannungsabfall und maximale Spannungseinsparung konsolidiert über 11 Mittelspannungsnetze	179
Abbildung 14.39: Entscheidungspfad für die strategische Netzplanung städtischer Mittelspannungsnetze, mit: „ok“ = Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte, Engpass = kurzer Leitungsabschnitt (Länge und/oder kleiner Querschnitt)	180
Abbildung 14.40: Relative Lastentwicklung für fünf Hochspannungsnetze	183
Abbildung 14.41: Leitungsmaßnahmen bezogen auf die derzeit installierte Leitungslänge gemittelt für fünf Hochspannungsnetze in den betrachteten Planungsvarianten	184
Abbildung 14.42: Notwendige relative Leitungsmaßnahmen bezogen auf die derzeit installierte Leitungslänge für fünf Hochspannungsnetze für das konservative Szenario mit 3,0-kW-Wärmepumpen und das progressive Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen.....	184
Abbildung 14.43: Einsparpotenzial bezogen auf die konventionelle Referenzvariante über alle analysierten Varianten für fünf Hochspannungsnetze in den relevanten	

Planungsvarianten, Anmerkung: keine Berücksichtigung von HöS-Kosten der Zuleitungen und Schaltfelder 185

Abbildung 14.44: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte aus der Perspektive der fünf Hochspannungsnetze 187

Abbildung 14.45: Durchschnittliche effektive Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte aus der Perspektive der fünf Hochspannungsnetze 187

Abbildung 14.46: Durchschnittliche effektive Ladeleistung privater Ladepunkte je Hausanschluss aus der Perspektive der fünf Hochspannungsnetze 187

Abbildung 14.47: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für Hochspannungsnetz HS-N1 191

Abbildung 15.1: Übersicht der Themenbereiche neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze als Ergebnis von *PuBStadt* 193

Abbildung 17.1: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 223

Abbildung 17.2: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N03 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 224

Abbildung 17.3: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N04 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 225

Abbildung 17.4: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N05 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 226

Abbildung 17.5: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N06 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 227

Abbildung 17.6: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 228

Abbildung 17.7: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 229

Abbildung 17.8: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050 230

Abbildung 17.9:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	231
Abbildung 17.10:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N13 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	232
Abbildung 17.11:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N14 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	233
Abbildung 17.12:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N15 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	234
Abbildung 17.13:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N16 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	235
Abbildung 17.14:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N17 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	236
Abbildung 17.15:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N18 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	237
Abbildung 17.16:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N19 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	238
Abbildung 17.17:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Niederspannungsnetz NS-N20 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	239
Abbildung 17.18:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	240
Abbildung 17.19:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N02 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	241
Abbildung 17.20:	Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	242

Abbildung 17.21: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050243

Abbildung 17.22: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050244

Abbildung 17.23: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N10 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050245

Abbildung 17.24: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Mittelspannungsnetz MS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050246

Abbildung 17.25: Gewichtete Gesamtergebnisse für das Hochspannungsnetz HS-N2 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050247

Abbildung 17.26: Anteil überlasteter Mittelspannungsleitungslängen bezogen auf die Gesamtnetzleitungslänge mit und ohne elektrifizierten Tankstellen für sowohl das progressive als auch das konservative Szenario mit 9,0-kW-Wärmepumpen bis zum Jahr 2050249

Abbildung 17.27: Mögliche Anzahl von elektrifizierten Tankstellen im Mittelspannungsabgang in Abhängigkeit der maximalen Leitungslänge in km für die Querschnitte 150, 185, 240 und 300 mm² (Al, 10 kV)249

Abbildung 17.28: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N2250

Abbildung 17.29: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N3250

Abbildung 17.30: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N4251

Abbildung 17.31: Leistungsscheiben bezogen auf die relative Leitungslänge für das Jahr 2021 und das progressive Szenario mit 9-kW-Wärmepumpen für das Hochspannungsnetz HS-N5251

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Urbane Trends und deren Beschreibung.....	12
Tabelle 3.2:	Übersicht der qualitativen Einschätzung urbaner Trends und deren Anwendung im Leitfaden.....	14
Tabelle 4.1:	Angenommene Entwicklung privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur über die im Leitfaden verwendeten drei Stützjahre	20
Tabelle 4.2:	Spezifische Heizleistungsbedarfe für Wohngebäude auf Basis von [32]	23
Tabelle 5.1:	Preisfaktoren für Kosten von Ladeinfrastruktur.....	28
Tabelle 5.2:	Auswahlkriterien für die Wärmequelle von Wärmepumpen auf Basis von [45]	31
Tabelle 7.1:	Angenommene Spannungswerte für die Analysen.....	49
Tabelle 7.2:	Leistungswertannahmen für private und öffentliche Ladeinfrastruktur sowie für elektrifizierte Tankstellen über die im Leitfaden verwendeten drei Stützjahre, Anmerkung: Angaben der Verteilung bzw. Anzahl des jeweiligen Zubaus pro Stützjahr.....	54
Tabelle 7.3:	Annahmen zur Berechnung verschiedener Gleichzeitigkeiten auf Basis von [83]	56
Tabelle 7.4:	Leistungswertannahmen für Wärmepumpen über die im Leitfaden verwendeten drei Stützjahre	58
Tabelle 8.1:	Datengrundlage der Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität auf Basis von [83]	61
Tabelle 8.2:	Übersicht der ausgewählten Szenarien auf Ebene der Bundesrepublik.....	68
Tabelle 12.1:	Übersicht über die Wirkung von innovativen Betriebsmitteln und Technologien auf die verschiedenen Spannungsebenen sowie ergänzend konventionelle Maßnahmen	96
Tabelle 12.2:	Steuerung der Lasten in den drei Varianten des dynamischen Lastmanagements („X“: gesteuert, „O“: nicht gesteuert).....	111
Tabelle 13.1:	Kurzbeschreibung und Bewertungseinheit der Nebenkriterien.....	132
Tabelle 13.2:	Erläuterung verschiedener Gewichtungen für die Nebenkriterien	132
Tabelle 13.3:	Verschiedene Gewichtungen für die Nebenkriterien.....	133
Tabelle 13.4:	Beispielhafte Eingangsparameter von sechs Planungsvarianten (PL) für das Sekundärbewertungsmodell.....	134
Tabelle 13.5:	Beispielhaftes „Baselining“ für sechs Planungsvarianten (PL) im Sekundärbewertungsmodell mit einem definierten Top_{score} in Höhe von 6 (ohne Berücksichtigung von Gewichtungen)	135

Tabelle 14.1:	Leistungswertannahmen für verschiedene Lasten in der Niederspannungsebene	153
Tabelle 14.2:	Leistungswertannahmen für verschiedene Lasten in der Mittelspannungsebene	171
Tabelle 17.1:	Übersicht der elektrischen Parameter der verwendeten Standard- Hochspannungskabel.....	210
Tabelle 17.2:	Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten in der Niederspannungsebene	212
Tabelle 17.3:	Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten in der Mittelspannungsebene (10 und 20 kV).....	214
Tabelle 17.4:	Übersicht der angenommenen Betriebsmittelkosten in der Hochspannungsebene	216
Tabelle 17.5:	Netzstrukturparameter der Niederspannungsnetze (Werte der Szenarien: 1. Zeile jeweils konservativ, 2. Zeile jeweils progressiv, 1. Spalte jeweils 2030, 2. Spalte jeweils 2040, 3. Spalte jeweils 2050)	217
Tabelle 17.6:	Klassifizierung der Gebäude- und Stadtstruktur anhand der Lage und Gebäudetypen für 20 Niederspannungsnetze (mit: GG = Gewerbegebäude, V = vorstädtisch, S = städtisch, I = innerstädtisch, X = hoher Anteil, O = geringer Anteil, - = vernachlässigbar bzw. nicht vorhanden).....	218
Tabelle 17.7:	Netzstrukturparameter der Mittelspannungsnetze (Werte der Szenarien: 1. Zeile jeweils konservativ, 2. Zeile jeweils progressiv, 1. Spalte jeweils 2030, 2. Spalte jeweils 2040, 3. Spalte jeweils 2050)	219
Tabelle 17.8:	Klassifizierung der Gebäude- und Stadtstruktur anhand der Lage und Gebäudetypen für 11 Mittelspannungsnetze (mit: IN = Industrie, V = vorstädtisch, S = städtisch, I = innerstädtisch, X = hoher Anteil, O = geringer Anteil, - = vernachlässigbar bzw. nicht vorhanden).....	220
Tabelle 17.9:	Netzstrukturparameter der Hochspannungsnetze (Werte der Szenarien: 1. Zeile jeweils konservativ, 2. Zeile jeweils progressiv, 1. Spalte jeweils 2030, 2. Spalte jeweils 2040, 3. Spalte jeweils 2050)	220
Tabelle 17.10:	Baselining ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	223
Tabelle 17.11:	Baselining ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N03 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	224
Tabelle 17.12:	Baselining ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N04 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	225

Tabelle 17.13: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N05 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	226
Tabelle 17.14: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N06 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	227
Tabelle 17.15: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	228
Tabelle 17.16: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	229
Tabelle 17.17: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	230
Tabelle 17.18: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	231
Tabelle 17.19: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N13 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	232
Tabelle 17.20: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N14 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	233
Tabelle 17.21: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N15 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	234
Tabelle 17.22: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N16 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	235
Tabelle 17.23: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N17 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	236
Tabelle 17.24: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N18 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	237

Tabelle 17.25: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N19 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	238
Tabelle 17.26: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Niederspannungsnetz NS-N20 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	239
Tabelle 17.27: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N01 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	240
Tabelle 17.28: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N02 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	241
Tabelle 17.29: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N07 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	242
Tabelle 17.30: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N08 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	243
Tabelle 17.31: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N09 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	244
Tabelle 17.32: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N10 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	245
Tabelle 17.33: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Mittelspannungsnetz MS-N11 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	246
Tabelle 17.34: Baselineing ($Top_{Score} = 6$) für das Hochspannungsnetz HS-N2 im Sekundärbewertungsmodell mit 9-kW-Wärmepumpen für das progressive Szenario im Stützjahr 2050.....	247
Tabelle 17.35: Gleichzeitigkeitsfaktoren und Leistungswerte für die elektrifizierten Tankstellen aus Sicht der Mittelspannungsebene	248
Tabelle 17.36: Stützwerte für die Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität	252

Abkürzungsverzeichnis

ADAC	Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V.
Al	Aluminium
ALB	Anschlussleistungsbegrenzung
ALM	Auslastungsmonitoring
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
B	Bevölkerung
BD	Bevölkerungsdichte
BL	Bundesland
BLM	Blindleistungsmanagement
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRD	Bundesrepublik Deutschland
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CapEx	Capital Expenditures
COP	Coefficient Of Performance
DNA	Dezentrales Netzautomatisierungssystem

DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage(n) (wie z. B. Photovoltaikanlagen)
DLM	Dynamisches Lastmanagement
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus/Einfamilienhäuser
eKfz	elektrifizierte Kraftfahrzeuge (inkl. Transport- und Kastenwagen)
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
eÖPNV	elektrifizierter öffentlicher Personennahverkehr
ePkw	elektrifizierte Personenkraftwagen (exkl. Transport- und Kastenwagen)/Elektrofahrzeuge
ESP	Energiespeicher
ESR	Einzelstrangregler
eTankstellen	elektrifizierte Tankstellen
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
FACTS	Flexible-Alternating-Current-Transmission-Systems
FP	Förderprojekte
G	Gebäude
GG	Gewerbegebäude
ggf.	gegebenenfalls

GIS	Geoinformationssystem
GW	Gewichtungsfaktor
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor(en)
HöS	Höchstspannung (220 kV oder 380 kV)
HS	Hochspannung (110 kV)
HTL	Hochtemperaturleiter
HTLS	High Temperature Low Sag
i. d. R.	in der Regel
i. H. v.	in Höhe von
inkl.	inklusive
KST	Kundenstation(en)
LIS	Ladeinfrastruktur für Elektromobilität
LP	Ladepunkt(e)
max.	maximal
MB	motorisierte Bevölkerung
MFH	Mehrfamilienhaus/Mehrfamilienhäuser
MIKT	Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik
min.	minimal
MS	Mittelspannung (10 kV, 20 kV, seltener 15 kV oder 30 kV)
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung

NB	Netzbetreiber
Netz	Verteilnetz(e)
NK	Nebenkriterium
NOVA	Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau
NS	Niederspannung (0,4 kV)
o. g.	oben genannt(e/en)
öLP	öffentliche(r) Ladepunkt(e)
ONS	Ortsnetzstation(en) (MS/NS)
ONT	Ortsnetztransformator(en) (MS/NS)
OpEx	Operational Expenditures
Pkw	Personenkraftwagen
PL	Planungsvariante
pLP	private(r) Ladepunkt(e)
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage(n)
PtH	Power-to-Heat
PtHA	Power-to-Heat-Anlage(n)
PtX	Power-to-X
PuB	Planungs- und Betriebsgrundsatz/Planungs- und Betriebsgrundsätze
PVA	Photovoltaikanlage(n)

rONT	regelbare(r) Ortsnetztransformator(en)
RTU	Remote Terminal Unit
SLP	Standard-Lastprofil(e)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
SUW	Spannungsregelung am Umspannwerk
TAL	Thermal Resistant Aluminum Leiter
TotEx	Total Expenditures
UPFC	Unified Power Flow Controller
u. U.	unter Umständen
ugs.	umgangssprachlich
UW	Umspannwerk(e) (HS/MS)
WP	Wärmepumpen (elektrisch)
z. B.	zum Beispiel
ZFH	Zweifamilienhaus/Zweifamilienhäuser

Anmerkung: Im Fließtext wird aus Gründen einer einheitlichen Schreibweise auf den Plural oder den Genitiv (z. B. des „UWs“) der jeweiligen Abkürzung verzichtet und der Plural stattdessen im Abkürzungsverzeichnis mit angegeben

Symbolverzeichnis

a	Gewichtungsfaktor für $F_{B,BL}$
A_{EFH}	Wohnfläche eines Einfamilienhauses
A_{PVA}	Fläche von PVA
b	Gewichtungsfaktor für $F_{eKfz,BL}$
c	Gewichtungsfaktor für $F_{MB,BL}$
d	Gewichtungsfaktor für $F_{FP,BL}$
e	Gewichtungsfaktor für $F_{G,BL}$
$ePkw_{BL}$	elektrische Personenkraftwagen auf Ebene der Bundesländer
$ePkw_{BRD}$	elektrische Personenkraftwagen auf Ebene der Bundesrepublik
$ePkw_S$	elektrische Personenkraftwagen auf Ebene der Städte
f	Gewichtungsfaktor für $F_{Pkw,BL}$
f_1	Umrechnungsfaktor 1
f_2	Umrechnungsfaktor 2
f_n	Nennfrequenz der Versorgungs- oder Nennspannung
$F_{B,BL}$	Verteilungsfaktor „Bevölkerung, Bundesland“
$F_{B,S}$	Verteilungsfaktor „Bevölkerung, Stadt“
$F_{BD,S}$	Verteilungsfaktor „Bevölkerungsdichte, Stadt“
$F_{eKfz,BL}$	Verteilungsfaktor „elektrische Kraftfahrzeuge, Bundesland“

$F_{FP,BL}$	Verteilungsfaktor „Förderprojekte, Bundesland“
$F_{G,BL}$	Verteilungsfaktor „Gebäude, Bundesland“
F_{LE}	Lastentwicklungsfaktor
$F_{MB,BL}$	Verteilungsfaktor „Motorisierte Bevölkerung, Bundesland“
$F_{PKW,BL}$	Verteilungsfaktor „Personenkraftwagen, Bundesland“
$F_{PKW,S}$	Verteilungsfaktor „Personenkraftwagen, Stadt“
Πf	Produkt von Umrechnungsfaktoren, außer f_1 und f_2
g	Gewichtungsfaktor für $F_{B,S}$
h	Gewichtungsfaktor für $F_{BD,S}$
H	Ausfallrate pro Netz
H_k	Ausfallrate pro Betriebsmitteltyp
i	Gewichtungsfaktor für $F_{PKW,S}$
I_b	elektrischer Strom im Normalbetrieb
I_{max}	max. Strom im Normalbetrieb
I_r	Bemessungsstrom, Belastbarkeit bei vereinbarten Betriebsbedingungen
I_z	Belastbarkeit
j	Typ der Ladepunkte wie z. B. 11 kW
n_k	Mengengerüst in Stück oder Meter pro Betriebsmitteltyp
n_{LP_j}	Anzahl Ladepunkte pro Ladeleistung
$\sum n_{LP}$	Anzahl aller Ladepunkte

P	elektrische Wirkleistung
P_{inst}	installierte Leistung von DEA (insbesondere PVA)
P_j	Ladeleistung pro Typ
$P_{\text{konv,NS-Abgang,EZFH}}$	Leistungswertannahme für konventionelle Lasten aus der Perspektive eines Niederspannungsabgangs für Ein- und Zweifamilienhäuser
$P_{\text{konv,NS-Abgang,MFH}}$	Leistungswertannahme für konventionelle Lasten aus der Perspektive eines Niederspannungsabgangs für Mehrfamilienhäuser
$P_{\text{konv,ONT,EZFH}}$	Leistungswertannahme für konventionelle Lasten aus der Perspektive eines Ortsnetztransformators für Ein- und Zweifamilienhäuser
$P_{\text{konv,ONT,MFH}}$	Leistungswertannahme für konventionelle Lasten aus der Perspektive eines Ortsnetztransformators für Mehrfamilienhäuser
$P_{\text{konv,UWT,HA}}$	Leistungswertannahme für konventionelle Lasten aus der Perspektive eines Umspannwerktransformators für Niederspannungshausanschlüsse
P_{LL}	Ladeleistung
P_{LP_j}	Ladeleistung pro Ladepunkt
P_{n}	Nennleistung
$P_{\text{pLP,NS-Abgang,HA}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive eines Niederspannungsabgangs für Hausanschlüsse
$P_{\text{pLP,NS-Abgang,ZP}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive eines Niederspannungsabgangs für Zählpunkte
$P_{\text{pLP,HS}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive der Hochspannungsebene
$P_{\text{pLP,ONT,HA}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive eines Ortsnetztransformators für Hausanschlüsse

$P_{\text{pLP,ONT,ZP}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive eines Ortsnetztransformators für Zählpunkte
$P_{\text{pLP,UWT,HA}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive eines Umspannwerktransformators für Niederspannungshausanschlüsse
$P_{\text{pLP,MS-Abgang,HA}}$	Leistungswertannahme für private Ladepunkte aus der Perspektive eines Mittelspannungsabgangs für Niederspannungshausanschlüsse
P_{Tank}	installierte Leistung von Tankstellen
P_{WP}	Leistung einer elektrischen Wärmepumpe
$P_{\text{WP,NS}}$	Leistungswertannahme für in der Niederspannungsebene angeschlossene Wärmepumpen
$P_{\text{WP,MS}}$	Leistungswertannahme für in der Niederspannungsebene angeschlossene Wärmepumpen aus Sicht der Mittelspannungsebene
P_{ZH}	Leistung eines elektrischen Zusatzheizelements für Wärmepumpen
P_{\emptyset}	durchschnittliche Ladeleistung auf Basis der jeweiligen Verteilung
$P_{\Sigma\text{Ladepunkte}}$	installierte Leistung von allen gemeldeten öffentlichen Ladepunkten
q	Leiterquerschnitt
Q_{n}	Nennwärmeleistung
Q_{spez}	spezifischer Heizleistungsbedarf
Q_{WG}	Heizleistungsbedarf eines Wohngebäudes
Q_{WW}	Heizleistungsbedarf für Warmwasserbereitung
s	Strecke
S	Scheinleistung

S_{2021}	Scheinleistung im Jahr 2021
S_{2050}	Scheinleistung im Jahr 2050
S_b	Scheinleistung im Normalbetrieb
S_{\max}	max. Scheinleistung im Betrieb
S_r	Bemessungsscheinleistung
$S_{\text{Stützjahr}}$	Scheinleistung im Stützjahr
S_{Σ}	Summen-Bemessungsscheinleistung
T_{\max}	max. Temperatur
U	elektrische Spannung an einem Last- oder Netzknoten
U_c	vereinbarte Versorgungsspannung
ΔU_{\max}	max. (langsame) Änderung der Versorgungsspannung
$\Delta U_{\max, \text{DEA, NS}}$	durch Erzeugungsanlagen und Speicher verursachte max. (langsame) Änderung der Versorgungsspannung in der NS-Ebene
$\Delta U_{\max, \text{DEA, MS}}$	durch Erzeugungsanlagen und Speicher verursachte max. (langsame) Änderung der Versorgungsspannung in der MS-Ebene
U_n	Nennspannung
U_{soll}	Sollspannung
ΔU	(langsame) Änderung der Versorgungsspannung
v_{Wind}	Windgeschwindigkeit
W_{el}	elektrischer Energiebedarf
W_{th}	Abgegebene Wärmemenge

Φ_{Global}

Globalstrahlung

Begriffsbestimmungen und Definitionen

(n-1)-Sicherheit	„Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird.“, <i>Netzentwicklungsplan Strom</i>
Elektromobilität	„Elektromobilität im Sinne der Bundesregierung umfasst all jene Fahrzeuge, die von einem Elektromotor angetrieben werden und ihre Energie überwiegend aus dem Stromnetz beziehen, also extern aufladbar sind. Dazu gehören rein elektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV), eine Kombination von E-Motor und kleinem Verbrennungsmotor (Range Extender, REEV) und am Stromnetz aufladbare Hybridfahrzeuge (PHEV).“ <i>Erneuerbar mobil</i>
Gegenstation	benachbartes Umspannwerk
Hausanschluss	„Verbindung des öffentlichen Verteilnetzes mit der Kundenanlage, die an dem Netzanschlusspunkt beginnt und mit der Hausanschlussicherung endet, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird“, <i>VDE-AR-N 4100:2019-04</i>
Hochspannung	„Spannung, deren Nenn-Effektivwert $36 \text{ kV} < U_n \leq 150 \text{ kV}$ ist“, <i>DIN EN 50160:2020-11</i>
Hochspannungsnetz	„Drehstromnetz mit einer Nennspannung $\geq 60 \text{ kV}$ bis $< 150 \text{ kV}$ und mit einer Nennfrequenz von 50 Hz “, <i>VDE-AR-N 4120:2018-11</i>
Innerstädtisch	Siedlungsstruktur mit sehr enger (Wohn-)Bebauung ohne Platz für neue Gebäude und ohne Vorhandensein von Grün- oder Bauflächen. Zumeist Mehrfamilienhäuser und Kleingewerbe nahe der Innenstadt.
Kundenanlage	„Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer“, <i>VDE-AR-N 4100:2019-04</i>

Kundenstation	MS/NS-Umspannstation zur Versorgung einer nachgelagerten Kundenanlage mit Anschluss am Mittelspannungsnetz
Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge	„Einrichtung nach <i>DIN EN 61851 (VDE 0122)</i> (alle Teile) oder nach <i>DIN EN 61980 (VDE 0122-10)</i> (alle Teile) mit der ein Energieaustausch eines Elektrofahrzeugs zwischen einem Niederspannungsnetz/einer Elektroinstallation und einer Stromquelle oder einer Last hergestellt werden kann“, <i>VDE-AR-N 4100:2019-04</i>
Langsame Spannungsänderung	„Erhöhung oder Abnahme der Spannung, üblicherweise aufgrund von Änderungen der Gesamtlast in einem Netz bzw. der Gesamteinspeisung in ein Netz“, <i>VDE-AR-N 4110:2018-11</i>
Last	Elektrisches Betriebsmittel wie z. B. Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen oder konventionelle Haushalte als Letztverbraucher
Lastmanagement	„Steuerung von Geräten (elektrische Verbrauchsmittel, Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge) nach Vorgabe des Netzbetreibers zur Sicherstellung des Netzbetriebes“, <i>VDE-AR-N 4100:2019-04</i>
Leistungsbedarf	„Maximal in einer Kundenanlage gleichzeitig benötigte elektrische Leistung“, <i>VDE-AR-N 4100:2019-04</i>
Lastentwicklung/Lastzuwachs Lastabnahme	Zeitliche Änderung des elektrischen Leistungsbedarfs von elektrischen Betriebsmitteln bzw. Letztverbrauchern
Letztverbraucher	„Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich“, <i>EnWG</i>
Mittelspannungsnetz	„Drehstromnetz der allgemeinen Versorgung mit Nennspannungen > 1 kV bis < 60 kV“, <i>VDE-AR-N 4110:2018-11</i>

Netzbetreiber	„Gesellschaft, die für den Betrieb, die Wartung und, wenn notwendig, für die Weiterentwicklung des Versorgungsnetzes in einer bestimmten Region und zur Sicherstellung der längerfristigen Fähigkeit des Netzes, sich dem jeweiligen Leistungsbedarf für die Versorgung mit elektrischer Energie anzupassen, verantwortlich ist“, <i>DIN EN 50160:2020-11</i>
Niederspannung	„Spannung, deren Nenn-Effektivwert $U_n \leq 1 \text{ kV}$ ist“, <i>DIN EN 50160:2020-11</i>
Niederspannungsnetz	„Drehstromnetz der Netzbetreiber zur allgemeinen Versorgung mit einer Nennspannung $\leq 1 \text{ kV}$ “, <i>VDE-AR-N 4100:2019-04</i>
Normale Betriebsbedingungen	„Betriebszustand in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, bei dem die Last- und Stromnachfrage gedeckt, Netz-Schalthandlungen durchgeführt und Fehler durch automatische Schutzsysteme behoben werden, wenn keine außergewöhnlichen Umstände vorliegen [...]“, <i>DIN EN 50160:2020-11</i>
Ortsnetzstation	MS/NS-Umspannstation zur Versorgung eines nachgelagerten Niederspannungsnetzes
Planungsvariante/Variante	z. B. der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators in einem Niederspannungsnetz zur Behebung von Grenzwertverletzungen für das progressive Szenario im Jahr 2040 mit 3,0-kW-Wärmepumpen
Schlechtpunkt	Netzknoten, von dem bekannt ist, dass er aufgrund der zugrundeliegenden Netztopologie nicht ideale Spannungsverhältnisse oder nicht ideale Auslastungswerte aufweist
Schleppzeigerwert	gemessene Höchstlast in einem Ableseintervall
Spannungsband	Zulässige Änderungen der Versorgungsspannung von $\pm 10 \%$ von U_n
Spannungsqualität	„Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten Punkt eines elektrischen Netzes, ausgedrückt durch eine Anzahl von technischen Referenzwerten“, <i>DIN EN 50160:2020-11</i>

Städtisch	Siedlungsstruktur mit enger Wohnbebauung ohne Platz für Neubauten und mit Vorhandensein von Grün- oder Bauflächen. Zumeist Mehrfamilienhäuser mit einem geringen Anteil von Kleingewerbe.
Stammstrecke	Leitung von einem HS/MS-Umspannwerk bis zur ersten Ortsnetz- oder Kundenstation bzw. Leitung von einer Ortsnetzstation bis zum ersten Letztverbraucher
Steuerbare Verbrauchseinrichtung	„Elektrische Verbrauchseinrichtung, die vom Anschlussnutzer als steuerbar oder abschaltbar bzw. als Flexibilität angeboten wird“, <i>VDE-AR-N 4110:2018-11</i>
Umspannwerk	Umspannstation, in der eine oder mehrere Spannungsebenen wie z. B. von 380 kV auf 110 kV oder von 110 kV auf 10 kV transformiert werden
Verteilnetz	„Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen Nieder- und/oder Mittelspannung und/oder Hochspannung“, <i>VDE-AR-N 4110:2018-11</i>
Vorstädtisch	Siedlungsstruktur mit Wohnbebauung und Vorhandensein von Grünflächen. Zumeist Ein- und Zweifamilienhäuser mit einem (geringen) Anteil von Mehrfamilienhäusern
Zählpunkt	Messeinrichtung zur Erfassung von Messwerten für Kundenanlagen
Zielnetz	Geplantes Netz mit einer für die Zukunft festgelegten Versorgungsaufgabe

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal (Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek)

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013, ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016, <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=5521>

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C; Gemsjäger, B. Zdrallek, M. (Hrsg.):

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016, <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=5890>

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016, ISBN 9783741819834

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Smart Grids" - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017, ISBN 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017, ISBN 9783745002409

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität

1. Auflage 2017, ISBN 9783745059595

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018, <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=7650>

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik – Portrait

1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018, ISBN 978-3746743813

Band 18

Meese, Jan:

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

1. Auflage 2018, ISBN 978-3746775586

Band 19

Dorsewagen, Felix:

Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2018, ISBN 978-3746774886

Band 20

Harnisch, Sebastian:

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-2122-8

Band 21

Nebel, Arjuna:

Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-1948-5

Band 22

Kornrumpf, Tobias:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-1394-0

Band 23

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar „Smart Grid Systeme 2019“ – Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2019

Band 24

Wolter, Daniel:

Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-8662-3

Band 25

Hopfer, Nikolai:

Nutzen der Breitband-Powerline-Kommunikation zur Erfassung kritischer Kabelzustände in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7502-7734-0

Band 26

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 5. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2020, <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=10270>

Band 27

Schäfer, Karl Friedrich:

Netzberechnung - Übungsaufgaben mit Lösungen

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7502-7910-0

Band 28

Dahlmann, Benedikt:

Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7529-6673-2

Band 29

Ludwig, Marcel:

Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7529-8649-5

Band 30

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Web-Seminar „Elektromobilität in der Netzplanung“ – Strategien für Ladinfrastruktur, Anwendungsfälle und Praxisbeispiele

1. Auflage 2020

Band 31

Korotkiewicz, Kamil:

Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen

1. Auflage 2020

Band 32

Steinbusch, Philippe:

Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-1625-8

Band 33

Möhrke, Fabian:

Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021

Band 34

Wruk, Julian:

An Optimisation Approach to Automated Strategic Network Planning at Low-Voltage Level

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-5679-7