



Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze

Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren
zukünftigen Anforderungen

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik

Siemens AG
Energy Management Division, Digital
Grid, Power Technologies International



SIEMENS

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze

Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

unter Mitwirkung von:

avacon



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Wuppertal, Erlangen 2016

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen
Universität Wuppertal

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze
Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 8

© Alle Rechte vorbehalten
Bildquelle: Erich Westendarp / pixelio.de

Forschungsprojekt

Dieser Leitfaden ist im Rahmen des Forschungsprojekts „Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze als Rückgrat der Energiewende“ (PuBVerteilung) erarbeitet worden. Das diesem Dokument zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325606 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

Energy Management Division

Digital Grid

Power Technologies International

Freyeslebenstr. 1

91058 Erlangen, Deutschland

Assoziierte Partner:

Avacon AG

Schillerstraße 3

38350 Helmstedt

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Magdeburger Str. 36

06112 Halle (Saale)

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 geistigem Eigentum

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

Herausgeber

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Verfasser dieses Leitfadens

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Sebastian Harnisch (s.harnisch@uni-wuppertal.de)

Philipp Steffens (steffens@uni-wuppertal.de)

Dr.-Ing. Hans Henning Thies

Siemens AG, EM DG PTI

Julian Monscheidt (julian.monscheidt@siemens.com)

Linda Münch

Dr.-Ing. Carsten Böse

Ben Gemsjäger

Unter Mitwirkung von

Avacon AG

Bianca Lehde

Johannes Schmiesing

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Tino Noske

Jens Hache

Präambel

Aufgrund des gegenwärtigen Transformationsprozesses befindet sich das deutsche Energieversorgungssystem in einem nie dagewesenen Wandel. Immer mehr dezentrale Energiewandlungsanlagen mit zum Teil großen individuellen Anlagenleistungen sind in die Verteilungsnetze – insbesondere in ländlichen Regionen – zu integrieren.

Zur Entwicklung generalisierter Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze unter Berücksichtigung der sich wandelnden Versorgungsaufgaben wurde das Projekt „Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze als Rückgrat der Energiewende (PuBVerteilung)“ von dem Konsortium initiiert und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

Der vorliegende Leitfaden fasst die von der Bergischen Universität Wuppertal und der Siemens AG erarbeiteten Ergebnisse zusammen. In diesem werden die wesentlichen Erkenntnisse zur grundsätzlichen Ausrichtung zukünftiger Verteilungsnetze unter Berücksichtigung verschiedener innovativer Technologien beschrieben.

Es zeigt sich deutlich, dass in vielen Fällen der ausschließlich konventionelle Netzausbau (bspw. durch Kabelverlegungen) nicht die kosteneffizienteste Ausbauvariante darstellt. Vielmehr ist die Kombination aus konventionellen Methoden einerseits und innovativen Technologien (wie bspw. regelbaren Ortsnetztransformatoren oder dezentralen Netzautomatisierungssystemen) andererseits geeignet, eine Vielzahl dezentraler Energiewandlungsanlagen in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen ländlicher Regionen kostenoptimal zu integrieren.

Zu beachten sind einige Rahmenbedingungen und Annahmen, unter denen dieser Leitfaden entstanden ist:

Dieser Leitfaden beschreibt ausdrücklich verallgemeinerte Planungs- und Betriebsgrundsätze mit der Zielsetzung einer Gesamtkostenminimierung. Sie können nicht alle netzbetreiberspezifischen Szenarien, Netzsituationen und Strategien abdecken. Auch wurde der mögliche Erneuerungsbedarf der heute bestehenden Betriebsmittel explizit nicht betrachtet.

Die Erkenntnisse sind auf Basis des aktuellen Stands konventioneller und innovativer Planungsprämissen und entsprechender Technologien der Jahre 2013 bis 2015 entstanden. Einige der vorgestellten innovativen Technologien wie etwa der regelbare Ortsnetztransformator werden bereits bei ersten Netzbetreibern im praktischen Betrieb eingesetzt, andere dagegen befinden sich noch in der Entwicklung.

Aufgrund der rasanten Technologieentwicklung und sich weiter verändernder Rahmenbedingungen sind die Ergebnisse in Zukunft regelmäßig zu adaptieren. Der vorliegende

Leitfaden kann nun als Basis bei der Ableitung unternehmensindividueller Planungs- und Betriebsrichtlinien dienen.

Zu guter Letzt erfolgten die Untersuchungen und insbesondere die ökonomische Bewertung bewusst ohne Berücksichtigung des aktuellen Regulierungsrahmens und unternehmensindividueller Ausbaustrategien. Nur so konnten – unabhängig von sich wandelnden Unternehmensstrategien und regulatorischen Rahmenbedingungen – langfristig ausgerichtete Planungs- und Betriebsgrundsätze abgeleitet werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Fokus und Zielsetzung	2
1.3	Aufbau.....	4
2	Vorgehensweise bei strategischen Planungen.....	5
3	Datenerfassung und Szenarientwicklung.....	7
3.1	Datenerfassung.....	7
3.2	Methodik der Szenarientwicklung.....	9
3.3	Einfluss von Erneuerungen auf die Netzplanung	14
4	Technische Rahmenbedingungen	17
4.1	Spannungshaltung	17
4.2	Betriebsmittelbelastbarkeit.....	21
4.3	Versorgungszuverlässigkeit	22
4.4	Anschlussbedingungen für dezentrale Energiewandlungsanlagen.....	22
5	Problemidentifikation.....	27
5.1	Problemidentifikation bei Niederspannungsnetzen.....	27
5.2	Problemidentifikation bei Mittelspannungsnetzen.....	29
5.3	Problemidentifikation bei Hochspannungsnetzen.....	31
6	Konventionelle Planung.....	33
6.1	Methodik der Zielnetzplanung mit konventionellen Methoden und Betriebsmitteln .	33
6.2	Grenzen des konventionellen Ausbaus	37
7	Innovative Planung	39
7.1	Methodik und Vorgehen der innovativen Planung	39
7.2	Betriebsmittel und Technologien	40
8	Kostenbewertung	73
8.1	Kostenmethodik	73
8.2	Bestimmung der Investitionskosten	74
8.3	Bestimmung der Betriebskosten	75

8.4	Kostenentwicklung innovativer Technologien.....	76
9	Planungs- und Betriebsgrundsätze für Niederspannungsnetze	83
9.1	Grundlegende Konzepte	83
9.2	Identifikation der geeigneten Ausbaustrategie	84
9.3	Entscheidungspfad für die Planung.....	97
9.4	Modifikation des Netzbetriebs durch den Einsatz innovativer Netztechnologien.....	98
9.5	Kostenbewertung.....	99
10	Planungs- und Betriebsgrundsätze für Mittelspannungsnetze	103
10.1	Grundlegende Konzepte	103
10.2	Identifikation der geeigneten Ausbaustrategie	105
10.3	Entscheidungspfad für die Planung.....	122
10.4	Modifikation des Netzbetriebs durch den Einsatz innovativer Netztechnologien.....	123
10.5	Kostenbewertung.....	125
11	Planungs- und Betriebsgrundsätze für Hochspannungsnetze.....	129
11.1	Grundlegende Konzepte	129
11.2	Identifikation der geeigneten Ausbaustrategie	130
11.3	Entscheidungspfad für die Planung.....	144
11.4	Modifikation des Netzbetriebs durch den Einsatz innovativer Netztechnologien.....	145
11.5	Kostenbewertung.....	148
12	Zusammenfassung und Ausblick	151
13	Literaturverzeichnis.....	153
14	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	159
14.1	Abkürzungsverzeichnis	159
14.2	Symbolverzeichnis	160
15	Anhang	165
15.1	Modellgrenzen der Untersuchung	165
15.2	Eingangsdaten und Prämissen	168
15.3	Planungsbeispiele	181

1 Einleitung

1.1 Motivation

Das deutsche Energieversorgungssystem befindet sich im Rahmen des gegenwärtigen Transformationsprozesses, der auch mit dem politischen Schlagwort „Energiewende“ betitelt wird, in einem grundsätzlichen und nie dagewesenen Wandel: Weg von zentraler Stromerzeugung durch große Kohle- und Kernkraftwerke hin zu einer Stromversorgung aus regenerativen Quellen, die überwiegend auf dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) basiert. Dabei gilt es zwei wesentliche, bisher offene technische Probleme zu lösen:

- Zum einen müssen bei zunehmender Durchdringung volatil einspeisender DEA kostengünstige Möglichkeiten zur zeitlichen Entkopplung von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie entwickelt werden.
- Zum anderen fehlen oftmals geeignete Netzstrukturen zur Integration einer hohen Anzahl von DEA mit häufig vergleichsweise großen Summenleistungen.

Schon mit der heutigen Durchdringung von DEA kommen insbesondere ländliche Verteilungsnetze an ihre technischen Grenzen. Zusätzlich zu Betriebsmittelüberlastungen treten durch die Einspeisung von DEA insbesondere in den unteren Spannungsebenen (Mittelspannungs- und Niederspannungsebene) vielfach Überschreitungen des zulässigen Spannungsbands auf [1] [2] [3]. Insgesamt ist daher längst nicht mehr die maximale Last, sondern die maximale Einspeisung das maßgebliche Szenario zur Dimensionierung der Netze [4].

Der fristgerechte und kostenoptimale Ausbau der ländlichen Verteilungsnetze entlang der neuen Dimensionierungsanforderungen stellt jedoch einen wesentlichen Erfolgsfaktor für den weiteren Zubau der DEA in Deutschland dar. Für den Ausbau dieser Netze in Deutschland gibt es zwar schon Kostenbewertungen (z. B. [5]), jedoch fehlen bis heute allgemeingültige, einheitliche Konzepte zur kostenoptimalen Integration von DEA. Mit dem vorliegenden Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen (im Folgenden *Leitfaden*) werden deshalb erstmals verallgemeinerte, innovative Planungs- und Betriebsgrundsätze vorgestellt, die einen kostenoptimalen Ausbau ländlicher Verteilungsnetze der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene ermöglichen. Die innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze berücksichtigen dabei nicht nur konventionelle Planungsmethoden, sondern stellen auch innovative Konzepte, wie beispielsweise den regelbaren Ortsnetztransformator oder dezentrale Netzautomatisierungssysteme, in den Fokus der Betrachtungen. Ziel ist es, heutige am Markt befindliche oder in absehbarer Zeit marktreife Technologien in den Verteilungsnetzen der Zukunft nutzen zu können.

Dieser Leitfaden richtet sich daher an alle mit der Planung und dem Betrieb ländlicher Verteilungsnetze beschäftigten Unternehmen und Institutionen – also Netzbetreibern, Beratern und Forschungseinrichtungen. Durch diesen Leitfaden wird es Unternehmen ermöglicht, ihre bestehenden Planungs- und Betriebsgrundsätze anzupassen.

1.2 Fokus und Zielsetzung

Das Hauptziel des Forschungsprojektes *Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze als Rückgrat der Energiewende (PuBVerteilung)*, welches dem vorliegenden Leitfaden zugrunde gelegen hat, bestand in der Definition neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze, welche nicht nur den heutigen Anforderungen genügen, sondern zur maßgeblichen Integration von DEA geeignet sind. Die zukünftigen ländlichen Verteilungsnetze müssen folglich auch die für die Jahre 2022¹ und 2050² [6] prognostizierte Energie aus regenerativen Quellen in den einzelnen Spannungsebenen aufnehmen können.

Zur Bestimmung der neuen Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze wurde wie folgt vorgegangen:

- Zunächst wurden als Basis für alle weiteren Schritte Szenarien für die Entwicklung der potentiellen regenerativen und dezentralen Einspeisungen sowie Speicherkapazitäten im ländlichen Raum entwickelt und um Lastprognosen (aufgrund der sich verändernden elektrischen Anwendungen) ergänzt. Dazu wurde eine möglichst realitätsgerechte Abschätzung der Entwicklung der DEA in den Verteilungsnetzen, aber auch der zukünftigen regionalen Netzlasten und integrierten Speicherkapazitäten abgeleitet.
- Es erfolgte die Identifikation und Beschreibung typischer und repräsentativer Strukturen ländlicher Verteilungsnetze, die im weiteren Projektverlauf zur Abbildung der zukünftigen Versorgungsaufgaben und Ausführung konventioneller und innovativer Planungen herangezogen wurden. Es wurde eine geeignete Clusterung, gegeben durch unterschiedliche Spannungsebenen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung) und unterschiedliche Einwohner-/Industrie- bzw. Lastdichten (z. B. suburban, ländlich, sehr ländlich), abgeleitet. Als Basis dienten repräsentative Netzstrukturen der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) Avacon AG und Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH. Die Strukturdaten der betrachteten Netze sind in Abschnitt 15.2.1 dargestellt.
- Für diese Netze wurde zunächst untersucht, inwieweit die Anforderungen an diese mit klassischen Planungs- und Betriebsvarianten unter Berücksichtigung der steigenden Zahl an

¹ Endgültiges Ende des Leistungsbetriebs der verbliebenen Kernkraftwerke in Deutschland

² Entsprechend dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung soll die elektrische Energie in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2050 zu 80% aus regenerativen Energieträgern stammen.

DEA und Speichern sowie der veränderten Laststruktur erfüllt werden können. Auf die bestehenden Netzstrukturen wurden dafür die Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherszenarien angewandt und eine Netzausbauplanung mit den klassischen Mitteln der konventionellen Netzplanung derart durchgeführt, dass die Versorgung der Kunden und die Einspeisung der regenerativen Energie auch in Zukunft mit der heute üblichen Qualität der Versorgung möglich sind.

- Anschließend wurden die repräsentativen Netzstrukturen unter Zuhilfenahme der in Entwicklung oder im Praxistest befindlichen innovativen Betriebsmittel (u.a. regelbare Ortsnetztransformatoren, dezentrale Netzautomatisierungen, Einzelstrangregler) überplant. Die konventionellen Zielnetzplanungen stellten dabei eine Referenz und gleichzeitig eine „Fall-back“-Variante dar, falls die innovativen Technologien nicht mit den prognostizierten Möglichkeiten oder zu den prognostizierten Preisen zur Verfügung stehen.
- Da alle Spannungsebenen der ländlichen Verteilungsnetze – also Nieder- (NS), Mittel- (MS) und Hochspannung (HS) – gleichermaßen von dieser Herausforderung betroffen sind, wurden diese innerhalb des Projektes jeweils für sich, aber auch übergreifend betrachtet.
- Ein technischer Vergleich und eine Kostenbewertung der Ausbauvarianten wurden durchgeführt, sodass die Vorteilhaftigkeit der Planungsvarianten bewertet werden konnte.

Die Annahmen und Modellgrenzen für die Untersuchung sind im Anhang (Abschnitt 15.1) dargestellt und werden dort auch erläutert.

Als Ergebnis konnten aus der Vielzahl von Planungsvarianten konkreter Netze generalisierte Grundsätze für die Planung und den Betrieb der Verteilungsnetze abgeleitet werden. Im Rahmen des vorliegenden Leitfadens sind diese wie folgt definiert:

Regeln für die Auslegung ländlicher Verteilungsnetze 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 (vgl. [7]).

Die aufgestellten Regeln sollen im Rahmen der Planung möglichst allgemeingültige Hinweise dafür geben, nach welchen Prämissen, Methoden und Strategien Verteilungsnetze in Zukunft zu planen sind. Im Rahmen des Betriebs zukünftiger Verteilungsnetze werden Regeln als Basis für den Einsatz von Betriebsmitteln mit direkter Rückwirkung auf die Planung vorgeschlagen. Die Planungs- und Betriebsgrundsätze werden innerhalb dieses Leitfadens auf einem Niveau beschrieben, welches allgemeingültige Problemcluster und entsprechende Lösungsansätze beschreibt; sie verkleinern somit den Lösungsraum für die Netzplanung unter Berücksichtigung der zukünftigen Versorgungsaufgabe erheblich.

Neben den erlangten Planungs- und Betriebsgrundsätzen werden im Rahmen des vorliegenden Leitfadens auch weitergehende Empfehlungen für die Netzplanung ausgesprochen, die einen weniger grundlegenden Charakter besitzen, jedoch auch zur umfangreicheren Integration von DEA in Verteilungsnetze beitragen können.

Der Fokus der erlangten Erkenntnisse lag im Rahmen des Projektes auf der Integration von DEA sowie der in diesem Zusammenhang relevanten topologischen und technischen Ausrichtung von Verteilungsnetzen. Nicht im Fokus der Untersuchungen und damit dieses Leitfadens standen beispielsweise Fragen zur Entwicklung und Umsetzung neuer, innovativer Marktmodelle (z. B. regionale Flexibilitätsmärkte [8]), Aussagen zur optimalen Betriebsorganisation [9], zu Instandhaltungs- und Entstörungsstrategien sowie Implikationen auf den Regulierungsrahmen. Rein städtische Netzstrukturen waren nicht Gegenstand der Betrachtung, da diese nur in geringem Maße vom Zubau von DEA betroffen sind.

1.3 Aufbau

Der vorliegende Leitfaden gibt zunächst einen Überblick über die im Zuge einer strategischen Netzplanung auszuführenden Planungsschritte (Kapitel 2). Diese können sich zum Teil maßgeblich von bisherigen Vorgehensweisen unterscheiden. Deutlich zeigt sich dies bereits in der erwarteten zukünftigen Versorgungsaufgabe ländlicher Verteilungsnetze. Die entsprechende Methodik zur Szenarienbildung wird in Kapitel 3 vorgestellt. Im Anschluss daran gibt Kapitel 4 einen Überblick über die für die strategische Planung relevanten technischen Rahmenbedingungen und erläutert, welche Problemstellungen in den drei Spannungsebenen des Verteilungsnetzes (NS-, MS-, HS-Ebene) auftreten können und wie diese identifiziert werden. Im Rahmen der Erarbeitung der innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze wurden als Referenz auch konventionelle Betrachtungen zur Ausbauplanung von Verteilungsnetzen durchgeführt. Die damit im Zusammenhang stehenden Prämissen werden in Kapitel 6 dargelegt. Im Gegensatz dazu stehen innovative Planungsansätze (Kapitel 7), welche sowohl hinsichtlich der geltenden Rahmenbedingungen, wie auch hinsichtlich der eingesetzten Technologieoptionen und ihrer methodischen Einsatzweise in der Netzplanung vorgestellt werden. In Kapitel 7 werden die Grundlagen der Kostenbewertung der konventionellen und innovativen Planungsansätze beschrieben, sodass die abschließende Kostenbewertung der Planungsvarianten nachvollzogen werden kann.

Die Kapitel 9 bis 11 beschreiben die innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze für Niederspannungsnetze (Kapitel 9), Mittelspannungsnetze (Kapitel 10) und Hochspannungsnetze (Kapitel 11) im ländlichen Raum.

2 Vorgehensweise bei strategischen Planungen

Netze aller Verteilungsnetzebenen, das heißt der HS-Ebene, der MS-Ebene und der NS-Ebene, müssen so ausgelegt sein, dass sie ihre jeweiligen Versorgungsaufgaben erfüllen können. Durch Änderungen im Anlagenbestand von DEA und Lasten oder deren Einsatz ändert sich dementsprechend auch die Aufgabe der jeweiligen Netze. Da der Ausbau von Netzen mit langen Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungsphasen verbunden ist und ein Gesamtkonzept mit langfristigem Zeithorizont technische Vorteile bietet und zu Kosteneinsparungen führen kann, sind strategische Planungen durchzuführen. Diese verfolgen das Ziel, die Netze an ihren zukünftigen Anforderungen auszurichten. Eine strategische Planung kann dabei prinzipiell in folgende Schritte unterteilt werden (Abbildung 2-1):

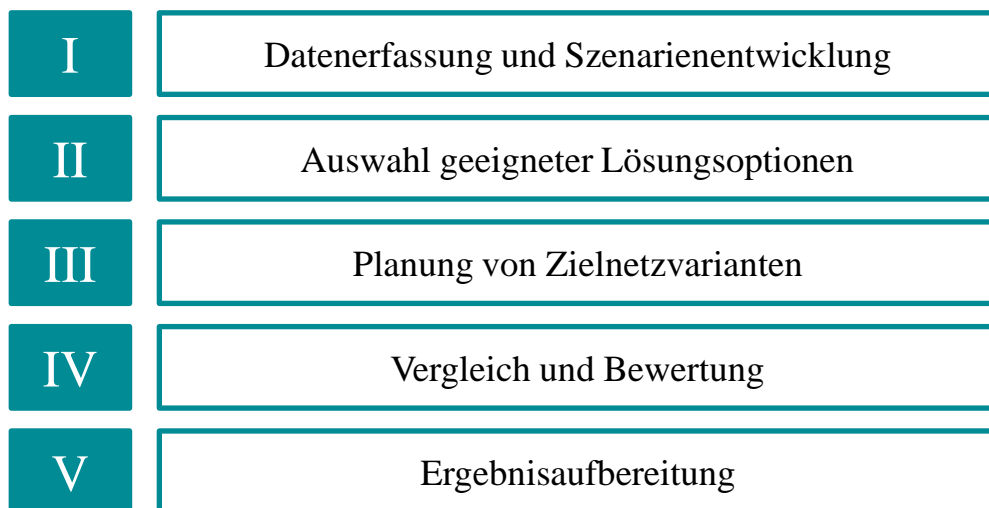


Abbildung 2-1: Vorgehensweise bei strategischen Planungen

Zu Beginn (Schritt I) erfolgt die Erfassung aller benötigten Daten für das heute vorhandene Ist-Netz sowie der Bestandsanlagen (siehe Abschnitt 3.1). Diese müssen, falls noch nicht geschehen, für die Netzberechnungen aufbereitet werden (Konvertierung von Daten z. B. aus dem Geoinformationssystem (GIS) in ein rechenfähiges Format), um die Analysen und Berechnungen in Netzberechnungsprogrammen durchführen zu können. Außerdem sind die Rahmenbedingungen für die Planung wie beispielsweise Zeithorizont und Stützjahre festzulegen. Entsprechend sind diese Szenarien für die dann zu erwartende Versorgungsaufgabe (d.h. insbesondere der Last- und Einspeisesituation) aufzustellen (Abschnitt 3.2). Außerdem sind die technischen, ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu identifizieren (siehe Abschnitt 4). Darunter fallen insbesondere das technische Regelwerk (Normen und Richtlinien), gesetzliche Vorgaben bezüglich des Netzausbaus (z. B. hinsichtlich Belange des Naturschutzes oder dem Einsatz von Kabeln bzw. Freileitungen) sowie regulatorische Vorgaben. Für die

ökonomischen Betrachtungen sind Kalkulationszinssatz, Nutzungsdauern, Annahmen bezüglich der Inflation und die zu betrachtenden Investitionsjahre festzulegen (vgl. Abschnitt 8).

In Schritt II werden auf Basis der Zubauszenarien für DEA und der technischen Rahmendaten Technologien identifiziert, welche prinzipiell für das jeweilige Netz geeignet sind bzw. sein können und daher in den weiteren Planungsschritten näher betrachtet werden sollen. Gegebenenfalls ist dazu eine Vorab-Analyse der zu erwartenden Probleme vorzunehmen (vgl. Abschnitt 5 bis Abschnitt 5.3). Die Technologieidentifikation kann auf Basis der Planungs- und Betriebsgrundsätze dieses Leitfadens geschehen (siehe Abschnitt 7.2, sowie die Kapitel 9, 10 und 11). Für diese ausgewählten Technologien und Betriebsmittel sind auch Kostenannahmen für die spätere Bewertung zu bilden (siehe Anhang 15.2.4).

In Schritt III werden die eigentlichen Zielnetzplanungen vorgenommen. Hierbei wird zunächst per Leistungsflussrechnung analysiert, welche Grenzwertverletzungen in den Netzen in den jeweiligen Stützjahren auftreten und einen entsprechenden Handlungsbedarf hervorrufen (siehe Abschnitt 5 bis Abschnitt 5.3). Mit den vorab ausgewählten Lösungsoptionen können verschiedene Planungsvarianten je Option und Stützjahr erstellt werden. Mit welcher Analysetiefe diese Schritte durchgeführt werden und ob Netzberechnungen oder Simulationen mit Zeitreihenbetrachtungen dazu eingesetzt werden, hängt von der Netzebene und Wahl der Technologie ab (vgl. Kapitel 6 und 7). Als Ergebnis von Schritt III ist bekannt, welche Grenzwertverletzungen zu erwarten sind und welche Optionen es gibt, diese zu beheben bzw. zu verhindern. Für jede Planungsvariante liegt nun ein Mengengerüst der benötigten Betriebsmittel und Maßnahmen pro Stützjahr vor.

In Schritt IV werden die Planungsergebnisse technisch und anhand ihrer Kosten bewertet und verglichen (vgl. Abschnitte 9.5, 10.5 und 11.5). Dadurch wird ermittelt, welche Planungsvarianten zu präferieren sind.

Im letzten Schritt sind alle Ergebnisse für die ausgewählte Planungsvariante und dem zugehörigen Zielnetz aufzubereiten, damit daraus auf operativer Ebene eine Ausführungsplanung der Einzelmaßnahmen, die selbst nicht mehr Gegenstand dieses Leitfadens ist, durchgeführt werden kann. Bei diesen Planungen findet dann zum Beispiel eine genauere Bestimmung der Trasse einer Freileitung oder Kabelverlegung unter Berücksichtigung von Eigentumsverhältnissen und unter Berücksichtigung anderer verlegter Leitungen statt. Auch können Produktspezifika der Betriebsmittel berücksichtigt werden. Außerdem sind in diesem Schritt die Auswirkungen auf den Netzbetrieb zu identifizieren (vgl. Abschnitte 9.4, 10.4 und 11.4).

Im Weiteren wird in diesen Leitfaden auf die einzelnen Schritte einer strategischen Planung auf HS-, MS- und NS-Ebene detaillierter eingegangen (vgl. Abschnitt 1.3).

3 Datenerfassung und Szenarientwicklung

3.1 Datenerfassung

In diesem Abschnitt wird erläutert, welche Eingangsdaten benötigt werden, um innovative Netzplanungen im Sinne dieses Leitfadens durchführen zu können. Es wird dazu zwischen den eigentlichen Netzstrukturparametern, Informationen zu der gegenwärtigen Versorgungsaufgabe sowie den zukünftigen Entwicklungen im Netzgebiet unterschieden. Für die Nutzung spezifischer Netzplanungswerkzeuge und damit zur Prüfung von innovativen Technologieoptionen können darüber hinaus zusätzliche Angaben und Betrachtungen benötigt werden. Diese werden im entsprechenden Abschnitt zu den Netzplanungsmethoden innovativer Technologien individuell beschrieben (Abschnitt 7.2).

3.1.1 Netzstrukturparameter

Für die Ausführung der Betrachtungen innerhalb dieses Leitfadens sind zunächst geographische Angaben zu dem Netzgebiet und alle erforderlichen elektrischen Parameter für die Durchführung von Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen notwendig.

Folgende Netzstrukturparameter werden im Folgenden als gegeben angesehen:

- **Topologische Informationen:** Dies sind im Wesentlichen geographische Informationen über das versorgte Gebiet des betrachteten Verteilungsnetzes, sodass Informationen über Standorte zukünftiger DEA oder auch zu präferierende oder ausgeschlossene Trassenverläufe abgeleitet werden können.
- **Netzstruktur:** Benötigt werden Angaben zu den Standorten der Betriebsmittel (Sammelschienen, Umspannwerke), Schalter sowie Kopplungsmöglichkeiten zu benachbarten Netzen und außerdem die Streckenführung der Leitungen, um Einbindungsoptionen für dezentrale Energiewandlungsanlagen adäquat bewerten zu können.
- **Elektrische Parameter:** Es wird empfohlen, Planungen (insbesondere auf MS- und HS-Ebene) auf Basis eines zusammenhängenden rechenfähigen Datensatzes in einem Netzberechnungsprogramm durchzuführen. Der Datensatz sollte dabei Angaben über die Impedanzen (quer, längs) und thermische Grenzströme der Leitungen, die elektrischen Daten von Transformatoren sowie der sonstigen primärtechnischen Einrichtungen der Umspannwerken (UW) bzw. Ortsnetzstationen (ONS) beinhalten.
- **Randnetznachbildung:** Für die Simulation in der HS-Ebene ist eine Randnetznachbildung des vorgelagerten Höchstspannungsnetzes (HöS-Netz) der 220 kV- bzw. 380 kV-Ebene für jeden zu betrachtenden Betriebspunkt erforderlich.

Dabei sollten Daten vorhanden sein, die eine Spezifizierung der elektrischen Parameter an den Verknüpfungspunkten zum vorgelagerten HöS-Netz mittels Ersatzlasten für die unterschiedlichen Szenarien und Stützjahre, auch unter Berücksichtigung geplanter HöS/HS-UW ermöglichen. Diese Daten können anschließend dazu verwendet werden eine Randnetznachbildung (Netzreduktion) für verschiedene Betrachtungspunkte zu erstellen.

- **Potentiale von Freileitungen:** Für den Ausbau mit Hochtemperaturleiterseilen ist zu untersuchen, inwieweit die bestehenden Freileitungsmasten genutzt werden können. Es ist zu prüfen, ob die Mastsysteme erweiterbar sind oder ob ein Neubau notwendig wird.

3.1.2 Gegenwärtige Versorgungsaufgabe

Basis für die Ableitung der zukünftigen Rahmenparameter der Versorgungsaufgabe eines betrachteten Netzes ist zunächst die detaillierte Kenntnis über die aktuelle Versorgungsaufgabe. Diese lässt sich im Einzelnen durch die folgenden Parameter beschreiben:

- **Lasten:** Standort bzw. Netzverknüpfungspunkt, Lasttyp (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Elektrofahrzeuge mit Netzanschluss, Wärmepumpen etc.), Elektrifizierungsgrad und Anzahl der Wohneinheiten geben maßgebliche Informationen über die heutige Versorgungsaufgabe.
- **Residuallasten:** Lasten und DEA in unterlagerten Netzen sollten durch aggregierte Werte, das heißt durch Summenwerte am Verknüpfungspunkt, die auch Skalierungsfaktoren (vgl. Abschnitt 15.2.2 und Abschnitt 15.2.3) berücksichtigen, nachgebildet werden. Pro Verknüpfungspunkt ergibt sich dann für die Last sowie jeden DEA-Typ (Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen etc.) ein Ersatzelement. Eine Aufschlüsselung der DEA nach Typen ist dann erforderlich, wenn energetische Betrachtungen durchgeführt werden, insbesondere für die Auslegung der dynamischen Spitzenkappung (vgl. Abschnitt 7.2).
- **Energiewandlungsanlagen:** Bezogen auf dezentrale und zentrale Energiewandlungsanlagen (in der HS-Ebene inkl. Kraftwerke) sind der Netzverknüpfungspunkt, der Anlagentyp, die installierte Leistung, Angaben über die Ansteuerbarkeit, die Blindleistungseinstellungen und leistungsbegrenzende Parameter (Kappung) sowie über ein individuelles Einspeiseverhalten (z. B. ob eine Anlage wärmegeführt betrieben wird) wichtig für eine Planung.
- **Ergänzende Parameter:** Austauschleistungen zu benachbarten oder gekoppelten Netzen können durch ausgewählte Betriebspunkte nachgebildet werden. Sofern Messungen der wesentlichen elektrischen Größen vorgenommen werden (bspw. Spannungen an Schlechtpunkten im Netz, exemplarische Einspeisekennlinien), können diese die bisherigen Last- und Einspeiseverhältnisse konkretisieren.

3.1.3 Zukünftige Entwicklungen

Die langfristige, von den lokalen Gegebenheiten abgekoppelte Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird durch die in Abschnitt 3.2 entwickelten Szenarien beschrieben.

Es ist jedoch möglich, dass aus lokaler Sicht heraus konkrete Informationen über geplante, absehbare Veränderungen im Netz vorliegen und in die Ableitung der zukünftigen Versorgungsaufgabe einfließen können:

- **Kurz- bis mittelfristige Lastveränderungen:** Geplante Gewerbegebiete, absehbare Bevölkerungsveränderungen (bspw. demographische Trends oder lokale Siedlungsveränderungen) sowie sonstige Maßnahmen mit Einfluss auf die Last (einschließlich ihrer potentiellen elektrischen Wirkung wie Anschlussleistung, Gleichzeitigkeitsfaktoren, Möglichkeiten der elektrischen Eigenversorgung etc.) sind bei der Planung nach Möglichkeit zu berücksichtigen.
- **Absehbarer Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen:** Bereits vorliegende Anträge für den Zubau DEA sowie die Ausweisung von Vorrangflächen für den Zubau von Windenergieanlagen (WEA) und Potentialflächen für Photovoltaikanlagen (PVA) verändern die vorliegende Versorgungsaufgabe bereits kurz- bis mittelfristig und sollten zum Abgleich von Einspeise- und Lastszenarien herangezogen werden.
- **Geplante Netzmaßnahmen:** Geplante Maßnahmen innerhalb der vorliegenden Netzstruktur bzw. des Betriebsmittelbestandes (bspw. Erweiterungen von UW, Neubau oder Abbau von ONS, geplante Instandhaltungsmaßnahmen und Erneuerungen) können bereits heute auf die in den Szenarien beschriebene zukünftige Versorgungsaufgabe ausgerichtet werden.

3.2 Methodik der Szenarienentwicklung

Grundlage der Netzplanung ist die Untersuchung der Versorgungsaufgabe. Bei der klassischen Netzplanung liegt das Hauptaugenmerk auf Prognosen zur Entwicklung der Last im betrachteten Netz. Auch weiterhin ist die Lastentwicklung bei der Auslegung von Verteilungsnetzen zu berücksichtigen, insbesondere durch die zunehmende Anzahl neuer Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Allerdings stellt die Integration vieler DEA im Allgemeinen deutlich höhere Anforderungen an die ländlichen Netze, für die sie ursprünglich nicht ausgelegt wurden. Daher liegt ein Hauptaugenmerk dieses Leitfadens auf der Entwicklung von DEA-Szenarien.

3.2.1 Szenariotechnik

Ziel der Szenariotechnik ist es, „realistische Entwicklungsmöglichkeiten bzw. -korridore in vergleichsweise ferner Zukunft und bei relativ großer Unsicherheit in Abhängigkeit von bestimmten Rahmenbedingungen [aufzuzeigen]“ [10] und ist daher gut geeignet, um die unsichere künftige Entwicklung der installierten Leistung von DEA in den Verteilungsnetzen für strategische Planungen zu beschreiben.

Da in vielen Fällen beliebig viele konsistente Entwicklungen denkbar sind, hat sich die Bildung eines Entwicklungs-Korridors durch Erstellung eines unteren Szenarios (US) und eines oberen Szenarios (OS) etabliert, innerhalb dessen sich alle realistischen Szenarien befinden (vgl. Abbildung 3-1). Zusätzlich wird vielfach auch ein Trend-Szenario (TS) definiert, das eine als wahrscheinlich angenommene Entwicklung realisiert.

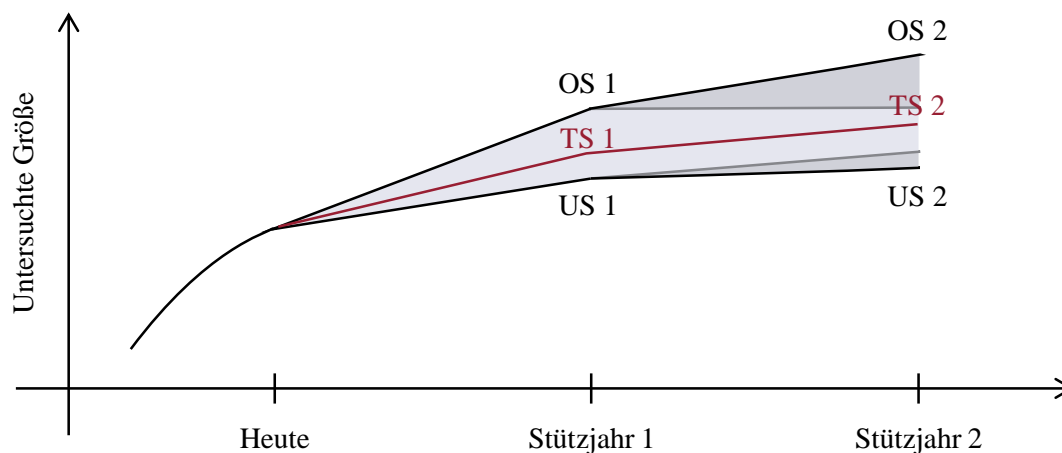


Abbildung 3-1 Darstellung der Szenario-Technik. Die unteren (US) und oberen Szenarien (OS) bilden einen Korridor, innerhalb dessen mögliche Entwicklungen, insbesondere auch ein wahrscheinliches Trend-Szenario (TS), liegen. Eigene Darstellung in Anlehnung an [11]

Neben der Anzahl und Gestaltung der Szenarien ist ein Zeithorizont festzulegen, bei dem unweigerlich ein Kompromiss zwischen einer möglichst weiten Voraussicht und der zu erwartenden Szenariengüte einzugehen ist. Für strategische Planungen lassen sich typische Horizonte von 10 bis 40 Jahren angeben (vgl. [12]).

Die Anzahl der zu wählenden Stützjahre innerhalb des Zeithorizonts ist wiederum eine Abwägung zwischen der Genauigkeit der Abbildung eines Planungspfades und dem hiermit verbundenen späteren Planungsaufwand. Insbesondere wenn mehrere Szenarien für eine nicht-automatisierte Planung abgebildet werden sollen, bietet sich eine Beschränkung auf 2 bis 3 Stützjahre an.

3.2.2 Erstellung von Szenarien dezentraler Einspeisung

Ziel ist die Erstellung von Szenarien, die die Anzahl, installierte Leistung und wahrscheinliche Positionierung neuer DEA in den zu untersuchenden Verteilungsnetzen beschreiben. Hierfür wird

in Anlehnung an [11] die in Abbildung 3-2 gezeigte Methodik empfohlen, die einen Top-Down-Ansatz verfolgt. Für jeden DEA-Typ wird sie getrennt angewendet.

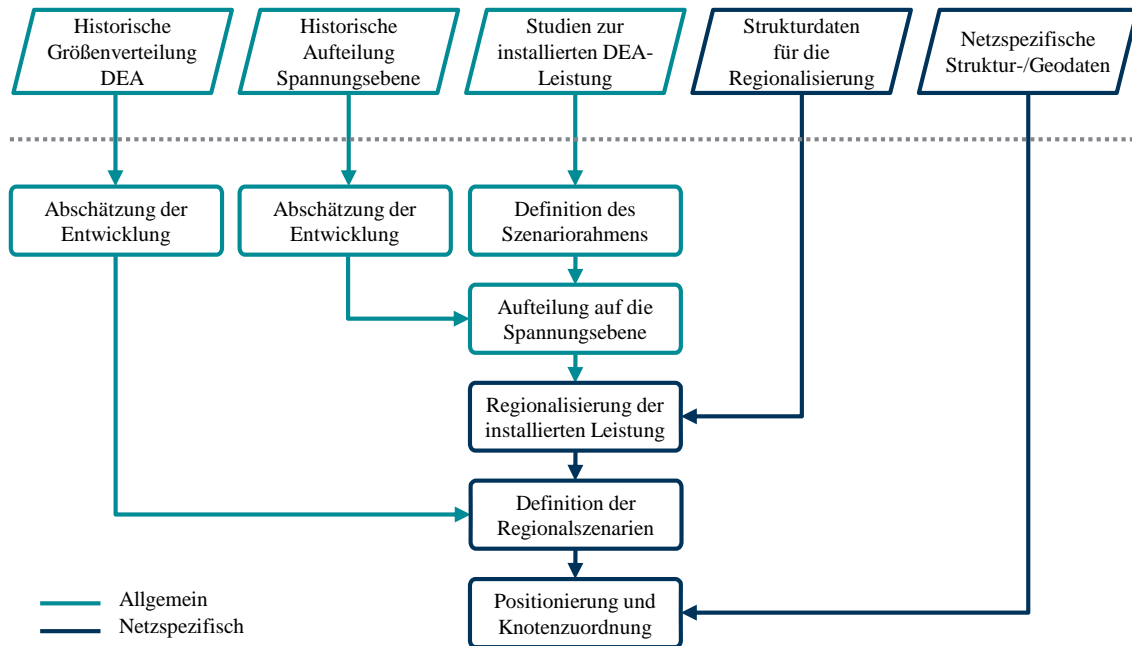


Abbildung 3-2 Die zur Erstellung und Anwendung der Szenarien für DEA verwendete Methodik

Definition des Szenariorahmens: Als Grundlage für die Erstellung der netzspezifischen Regionalszenarien wird in dem ersten Schritt ein geeigneter Szenariorahmen für jeden berücksichtigten DEA-Typ definiert. Als Ausgangspunkt hierfür bieten sich beispielsweise die Szenarien des Netzentwicklungsplans [13] in seiner aktuellen Version oder verschiedenen Verteilnetzstudien wie zum Beispiel [11] an, mit deren Hilfe eine sinnvolle Bandbreite möglicher künftiger Entwicklungen für Deutschland abgedeckt wird. In Abbildung 15-1 findet sich eine beispielhafte Darstellung eines solchen Szenariorahmens.

Liegen bereits Szenarien auf Länderebene oder gar Regionalszenarien vor, so vereinfacht sich die spätere Regionalisierung. Grundsätzlich sind in jedem Einzelfall die den Szenarien zu Grunde liegenden Annahmen auf Übereinstimmung mit VNB-spezifischen Annahmen zu überprüfen. Stimmen die vorgegebenen Stützjahre nicht mit den ausgewählten überein, so werden Interpolationsverfahren angewendet.

Aufteilung der installierten Leistung nach Spannungsebenen: In einem weiteren Schritt wird der definierte Szenariorahmen auf die Spannungsebene des zu untersuchenden Netzes umgelegt. Anhand der EEG-Anlagenstammdaten [14] kann ein gutes Abbild der aktuellen Verteilung der installierten Leistung auf die einzelnen Spannungsebenen gewonnen werden. Insbesondere für weiter entfernt liegende Stützjahre sind allerdings Abweichungen wahrscheinlich. So kann beispielsweise mit steigender Ausnutzung der Netzaufnahmekapazität von MS-Netzen davon ausgegangen werden, dass gerade WEA(-Parks) künftig vermehrt direkt in der HS-Ebene angeschlossen werden. Bei Bedarf sind solche Effekte zu berücksichtigen.

Regionalisierung der installierten Leistung: Die Berechnung der installierten Leistung in einem Netzgebiet erfolgt für jeden DEA-Typ separat mithilfe eines Verteilungsschlüssels v , der jeder Regionalisierungseinheit einen Anteil an der installierten Leistung der deutschlandweiten Szenarien zuweist. Für eine Einheit i ergibt sich dann die installierte $P_{\text{inst,Einheit},i}^{\text{DEA}}$ zu (vgl. [11]):

$$P_{\text{inst,Einheit},i}^{\text{DEA}} = \frac{v_{\text{Einheit},i}^{\text{DEA}}}{\sum_{j=1}^{n_{\text{Einheiten,Deutschland}}} v_{\text{Einheit},j}^{\text{DEA}}} \cdot P_{\text{inst,Deutschland}}^{\text{DEA}}$$

Hierbei ist $n_{\text{Einheiten,Deutschland}}$ die Anzahl der gewählten Regionalisierungseinheiten in Deutschland und $P_{\text{inst,Deutschland}}^{\text{DEA}}$ die deutschlandweit installierte Leistung des jeweiligen DEA-Typs im gewählten Szenario und Stützjahr.

Die Schwierigkeit dieses Verfahrens besteht in der Wahl eines geeigneten Verteilungsschlüssels, der flächendeckend zu ermitteln ist und gleichzeitig die künftige Verteilung möglichst gut beschreibt. Tabelle 3-1 zeigt einige mögliche Vorschläge für die Definition von Verteilungsschlüsseln.

Tabelle 3-1: Beispiele für Verteilungsschlüssel in Abhängigkeit von dem DEA-Typ

	WEA	PVA	BMA
Gesamtfläche	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{WEA}} = A_{\text{Einheit},i}^{\text{Gesamt}}$	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{PVA}} = A_{\text{Einheit},i}^{\text{Gesamt}}$	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{BMA}} = A_{\text{Einheit},i}^{\text{Gesamt}}$
Gebäudeanzahl	-	NS-Ebene: $v_{\text{Einheit},i}^{\text{PVA}} = n_{\text{Einheit},i}^{\text{Gebäude}}$	-
Potentialfläche	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{WEA}} = A_{\text{Einheit},i}^{\text{Potential}}$	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{PVA}} = A_{\text{Einheit},i}^{\text{Potential}}$	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{BMA}} = A_{\text{Einheit},i}^{\text{Potential}}$
Potential	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{WEA}} = P_{\text{Einheit},i}^{\text{Potential}}$	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{PVA}} = P_{\text{Einheit},i}^{\text{Potential}}$	$v_{\text{Einheit},i}^{\text{BMA}} = P_{\text{Einheit},i}^{\text{Potential}}$
Dena-Verteilnetzstudie [11]	$v_{\text{Gem},i}^{\text{WEA}} = A_{\text{Gem},i}^{\text{LW}}$	$v_{\text{Gem},i}^{\text{PVA}} = \frac{A_{\text{Gem},i}^{\text{G\&F}}}{\sqrt{EWD_{\text{Gem},i}}}$	$v_{\text{Gem},i}^{\text{BMA}} = A_{\text{Gem},i}^{\text{LW}} + A_{\text{Gem},i}^{\text{FW}}$

Symbol	Erläuterung	Bezugsquelle der Daten, z. B.
A^{Gesamt}	Gesamte Fläche einer Einheit	Statistisches Bundesamt, statistische Landesämter
$n^{\text{Gebäude}}$	Anzahl der Gebäude in einer Einheit	
$A^{\text{Potential}}$	Potentialfläche für die Errichtung einer DEA/ Potentialfläche für Entstehung von Brennstoffdargebot: Windvorrangflächen, Dachflächen anhand von Hausumringen	Teilweise bei VNB verfügbar
$P^{\text{Potential}}$	Potential für die installierte Leistung von DEA	

A^{LW}	Landwirtschaftsfläche einer Gemeinde	Statistisches Bundesamt, statistische Landesämter
$A^{G\&F}$	Gebäude- und Freifläche einer Gemeinde	
EWD	Einwohnerdichte einer Gemeinde	
A^{FW}	Forstwirtschaftlich nutzbare Flächen	

In vielen Fällen beschreiben öffentlich zugängliche statistische Datenbanken, deren Datensätze als Grundlage für die Ermittlung eines Verteilungsschlüssels dienen können, Attribute einzelner Gemeinden oder PLZ-Gebiete. Da diese Einheiten in der Regel nicht genau mit dem Netzgebiet übereinstimmen, ist eine weitere Verfeinerung der Regionalisierung vorzunehmen. So bietet sich je nach Datenlage eine mehrstufige Regionalisierung an, wobei eine grobe Regionalisierung mit eher pauschalen Ansätzen (z. B. Gesamtfläche) durch eine Feinregionalisierung mit nicht flächendeckend verfügbaren Daten ergänzt wird, die eine höhere Genauigkeit erwarten lässt (Potentialflächen: Windvorrangflächen, Dachflächen anhand von Hausumringen etc.).

Definition der Regionalszenarien: Um konkrete Zubauszenarien erstellen zu können, werden in diesem Schritt mithilfe der nun bekannten installierten Leistung von DEA in dem untersuchten Szenario und Netzgebiet eine wahrscheinliche Anzahl und installierte Leistung sämtlicher DEA abgeschätzt. Als Grundlage kann die aktuelle Verteilung der installierten Leistung von DEA gemäß der EEG-Anlagenstammdaten [14] herangezogen werden, wobei berücksichtigt werden sollte, dass sowohl wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen genauso wie technologischer Fortschritt einen maßgeblichen Einfluss auf typische Anlagengrößen aufweisen. Beispielsweise ist bei sinkender EEG-Vergütung für PVA vermehrt mit der Installation von auf den Eigenenergiebedarf optimierten Anlagen zu rechnen, sodass die durchschnittliche installierte Leistung pro Anlage künftig sinken könnte.

Positionierung und Knotenzuordnung: Nachdem nun die DEA-Anzahl und installierte Leistung bekannt ist, ist eine Positionierung der DEA innerhalb des Netzgebietes notwendig. Um mögliche Zustandsverletzungen in der späteren Planung möglichst realistisch identifizieren zu können, sind die Potentialflächen zu ermitteln und die Anlagen entsprechend der Installationswahrscheinlichkeit zu verteilen. In der Praxis lässt sich die Installationswahrscheinlichkeit häufig nur grob abschätzen. In diesen Fällen können Sensitivitätsanalysen mit unterschiedlichen Verteilungen durchgeführt werden, die allerdings ohne Automatisierung in der Regel sehr aufwendig sind. Grundsätzlich sind bei der Wahl des Netzanschlusspunkts die aktuellen rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. So sind beispielsweise PVA mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW_p grundsätzlich an einen bereits vorhandenen Netzanschluss des Grundstücks anzuschließen. Als weitere Orientierungshilfe dient Tabelle 4-1, die in Abhängigkeit von der Spannungsebene typische Leistungsbereiche für den Anschluss von DEA spezifiziert.

3.3 Einfluss von Erneuerungen auf die Netzplanung

Abschließend soll im Rahmen dieses Kapitels zusätzlich der Einfluss von Erneuerungs- und Instandhaltungsmaßnahmen auf die Netzplanung thematisiert werden. Da die Berücksichtigung dieser Maßnahmen in der Regel eine Einzelfallüberprüfung erfordert, wurden nachfolgende Aspekte im Rahmen dieses Leitfadens nicht weiter berücksichtigt.

(Ziel-)Netzplanungen stellen einen langwierigen und sukzessiven Prozess dar, der der Optimierung der Struktur und dem Ausbau des Stromnetzes entsprechend einer zukünftigen Last- und Einspeiseentwicklung dient und Aussagen darüber macht, wie die Netze zukünftig angepasst werden müssen.

Eine strategische Planung umfasst dabei eine lebenszyklusübergreifende Planung und Optimierung sämtlicher Abläufe und anfallender Kosten. Neben Maßnahmen zur Netzanpassung aufgrund veränderter Rahmenbedingungen (Netzerweiterung) müssen im Rahmen einer ganzheitlichen Netzplanung darüber hinaus auch Instandhaltungs- und dabei vor allem zyklische Ersatz- und Erneuerungsmaßnahmen besonders berücksichtigt und miteinander abgestimmt werden. Die betrieblichen Maßnahmen zur Erneuerung der Betriebsmittel stehen dabei unabhängig von der strategischen Ausbauplanung an, wirken sich jedoch aufgrund der Langlebigkeit der Betriebsmittel unmittelbar auf sie aus.

So sollte bei einer Ersatz- oder Erneuerungsmaßnahme, je nach angewendetem Instandhaltungszyklus und Altersstruktur der Betriebsmittel, der Zeitpunkt, der Umfang sowie die Entscheidung über die einzusetzende Technologie auf die zukünftige Versorgungsaufgabe abgestimmt werden. Auf der anderen Seite gilt es gleichermaßen vor dem angedachten Einsatz einer innovativen Technologie oben genannte Randbedingungen zu überprüfen, um die notwendigen Erneuerungsinvestitionen in Einklang zu bringen.

Es gilt demnach abzuwägen, ob im Bedarfsfall eine kurzfristige Ersatzinvestition oder eine langfristig ausgerichtete Erweiterungsinvestition die sinnvollere Lösung im Rahmen der Betrachtungen unter Berücksichtigung von langfristigen Szenarien ist. Punktuelle Netzertüchtigungen, die außerhalb eines strategischen Grundkonzeptes erfolgen, können das Stromnetz in seinem Aufbau verkomplizieren und zu einer Abweichung von Standardstrukturen führen.

Die jeweilige kostenoptimale Maßnahmenumsetzung ist dabei netzspezifisch, da unterschiedliche Topologien unterschiedliche Problemcluster aufweisen und damit zu verschiedenen Alterungsvorgängen bei den Betriebsmitteln führen können. So kann die zukünftige Versorgungsaufgabe einen Einfluss auf die Entscheidung im Rahmen der betrieblichen Abläufe haben, da die zunehmende Einspeisung von DEA prinzipiell einen Spannungsanstieg und eine

höhere Betriebsmittelauslastung bewirkt, die tendenziell zu einer schnelleren Betriebsmittelalterung führt.

Vor dem Hintergrund einer innovativen Planung muss auch berücksichtigt werden, dass Umfang und Art von Erneuerungsbedarfen technologieabhängig sind und bei dem vermehrten Einsatz innovativer Technologien aufgrund der noch geringen technischen Nutzungsdauer zu kürzeren Erneuerungszyklen führt. Dieser Aspekt wurde im Rahmen der Erarbeitung innovativer Planungs- und Betriebsgrundsätze durch entsprechend verkürzte Erneuerungszyklen in der Kostenkalkulation berücksichtigt.

Um die Erneuerungszyklen an die geplante Langfristplanung anzupassen, ist in Abhängigkeit der Betriebsmittelstruktur, dem Alter und Zustand der Betriebsmittel, der regulierten Erlösbergrenze und der verwendeten Instandhaltungs- bzw. Erneuerungsstrategie eine spezifische kostenoptimale Betriebsmittelstrategie mit vorgegebener Versorgungsqualität abzuleiten.

4 Technische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel sind jene Normen aufgeführt, die für die Planung von Netzen und die Ableitung von Planungs- und Betriebsgrundsätzen als relevant eingestuft worden sind. Dies sind insbesondere Normen zur Spannungshaltung und Belastbarkeit von Betriebsmitteln.

Die hier ausgeführten Netzplanungen erfolgten im Allgemeinen auf Basis von Kenndaten der Standardbetriebsmittel und können daher produktspezifische Eigenheiten nur bedingt berücksichtigen. Auch ist die Detailtiefe der Modellierung des Energiesystems begrenzt. So werden etwa die Charakteristika der Umrichter von PVA und WEA hier nicht näher betrachtet.

4.1 Spannungshaltung

Eines der zentralen Merkmale sowohl in Bezug auf die „Produktqualität“ des elektrischen Stroms als auch ein entscheidender Indikator für die Bestimmung des Netzausbaubedarfs ist die Spannungshaltung. Durch zahlreiche technische Rahmenbedingungen wird sichergestellt, dass die Spannung beim Endkunden ein bestimmtes Band nicht unter- oder überschreitet, da es sonst zu Fehlfunktionen von und Schäden an den angeschlossenen Lasten und DEA kommen kann. So sind Umrichter zu einer Abschaltung bei Überspannung konfiguriert, um einerseits eine Beschädigung ihrer selbst, aber auch anderer an das Netz angeschlossener Anlagen zu vermeiden.

Das zulässige Toleranzband der Versorgungsspannung wird in der Norm *DIN EN 50160* [15] beschrieben. Für die NS- und MS-Ebene sollten die Änderungen der Versorgungsspannung nicht das Intervall von $\pm 10\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung U_C (in der NS-Ebene entspricht die Versorgungsspannung der Nennspannung $U_n = 400\text{ V}$) verlassen. Diese Vorgaben gelten für langsame Spannungsänderungen. Schnelle Spannungsänderungen und Spannungsschwankungen, zu denen die *DIN EN 50160* ebenfalls Vorgaben macht, wurden im Rahmen der Ableitung von zukünftigen Planungsgrundsätzen nicht betrachtet.

Während für die NS- und MS-Ebene konkrete Grenzwerte für die maximale Spannungsänderung 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 VDN-Leitfaden *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz* [16] sind weitergehende Angaben zum zulässigen Spannungsband in der HS-Ebene zu finden.

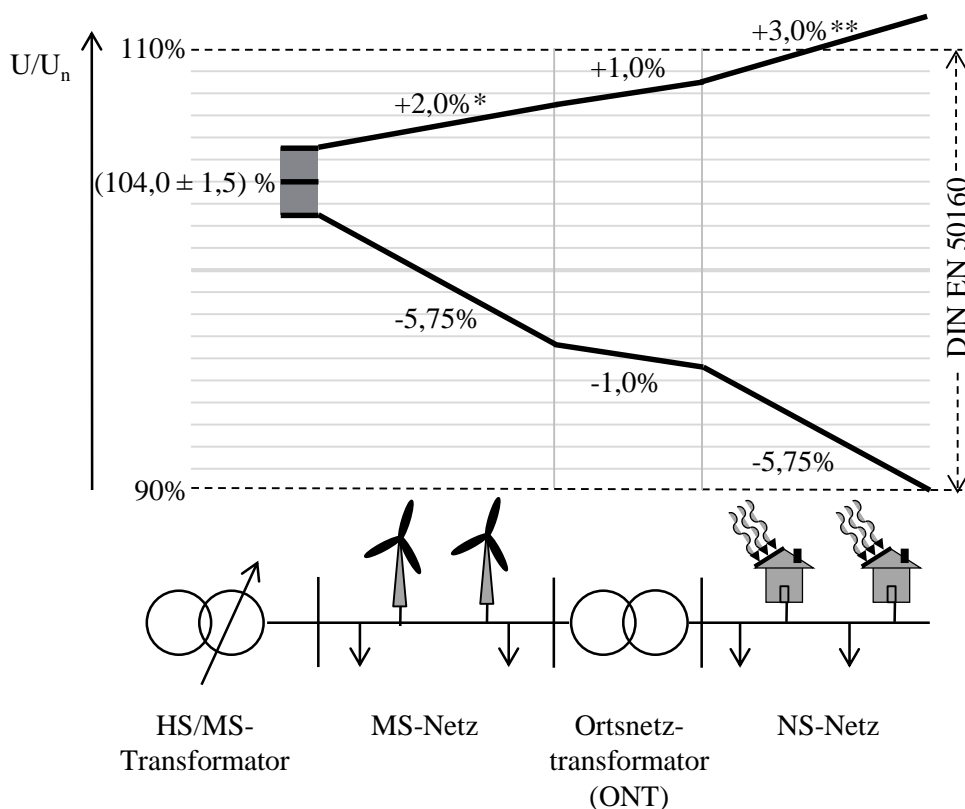
Durch den Einsatz von Stufenstellern der HS/MS-Transformatoren wird die Spannung an der MS-Sammelschiene auf einen vorzugebenden Sollwert geregelt. In der konventionellen Planung wird davon ausgegangen, dass der Spannungsregler des HS/MS-Transformators den zur Verfügung

stehenden Regelbereich ausnutzt, um den Sollwert auszuregeln. Dies bedingt in der Regel eine ausreichende Spannungshaltung im HS-Netz.

Teilweise wird auch heute noch ein über der Nennspannung der MS-Ebene liegender Sollwert für die Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators vorgegeben. So liegt der Sollwert für die Spannung an der MS-Sammelschiene in solchen MS-Netzen, die nur auf Lasten (nicht auf DEA) ausgerichtet sind bzw. bei der Planung ausgelegt worden sind, typischerweise im Intervall von:

$$U_{\text{soll}} = [103,0 ; 105,0] \% \cdot U_n$$

Das Toleranzband am Stufensteller beträgt bis zu $\pm 1,5 \% U_n$. In der Vergangenheit konnte so ein höherer Spannungsabfall im auslegungsrelevanten Starklastfall für die nachgelagerten MS- und NS-Netze zugelassen werden. Schließlich war auch aufgrund der geringen Einspeiseleistung kein starker Spannungsanstieg im nachgelagerten Netz zu erwarten. Abbildung 4-1 zeigt eine Spannungsbandaufteilung für die MS- und NS-Ebene, die für eine ursprüngliche, lastgetriebene Planung unterstellt wird.



*) in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie

***) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 4-1: Beispielhafte Spannungsbandaufteilung, die in der Vergangenheit bei der Planungen von MS- und NS-Netzen unterstellt worden ist, ohne dass dabei DEA berücksichtigt wurden

Unter Berücksichtigung der Anforderungen durch DEA wird hier hingegen folgender Sollwert als Basis für die Spannung an der MS-Sammelschiene angesetzt:

$$U_C = 102,5 \% \cdot U_n$$

Konventionell erfolgt sowohl bei der Transformation von der MS- auf die NS-Ebene sowie im NS-Netz selbst keine Spannungsregelung. Einige Ortsnetztransformatoren (ONT) bieten lediglich die Möglichkeit einer Vorauswahl des Übersetzungsverhältnisses (typischerweise drei Stufen) im lastfreien Zustand. Daher ist das zulässige Spannungsband von $\Delta U = \pm 10 \% U_n$ auf die MS-Ebene, den ONT sowie die NS-Ebene aufzuteilen.

Im Rahmen des Anschlusses von Erzeugungsanlagen gibt es weitere Anforderungen an die Spannungshaltung im Verteilungsnetz. In der HS-Ebene werden in dem VDN-Leitfaden *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz* keine konkreten Vorgaben für die von den DEA verursachten Spannungsänderungen gestellt. Stattdessen wird ein zulässiges Spannungsband zur Einhaltung am Anschlusspunkt vorgegeben (123 kV bzw. 100 kV als höchste bzw. niedrigste Betriebsspannung im Normalbetrieb bei 110 kV Nennspannung).

Die BDEW-Richtlinie *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* [17] begrenzt die von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem MS-Netz verursachte Spannungsänderung im ungestörten Betrieb für alle Verknüpfungspunkte auf einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen.

$$\Delta U_{\max, MS} \leq 2 \% \cdot U_n$$

Diese Richtlinie wird durch die künftige *VDE-AR-N 4110* [18] ersetzt.

Für die NS-Ebene definiert die Anwenderrichtlinie *VDE-AR-N 4105* [19] den maximal zulässigen, durch DEA hervorgerufenen Spannungsanstieg an einem Netzverknüpfungspunkt auf maximal 3 %:

$$\Delta U_{\max, NS} \leq 3 \% \cdot U_n$$

Diese Bedingung der Richtlinie *VDE-AR-N 4105* hat im Wesentlichen den Zweck, die Einhaltung der *DIN EN 50160* sicherzustellen und wird daher bei konventioneller Planung meistens zur Vereinfachung angewendet³.

³ Bei Einsatz innovativer Betriebsmittel mit Einfluss auf die Spannungshaltung kann das Spannungskriterium der Anwenderrichtlinie *VDE-AR-N 4105* obsolet sein (vgl. Abschnitt 7.2). Außerdem ist es stets zulässig, statt der vereinfachten Betrachtungsweise mithilfe der *VDE-AR-N 4105* die Einhaltung der *DIN EN 50160* direkt zu prüfen und als Maßstab für den Ausbaubedarf des Netzes heranzuziehen.

Die Prüfung, ob die langsame Spannungsänderung im zulässigen Rahmen bleibt, erfolgt per Leistungsflussrechnung anhand der folgenden Betriebspunkte⁴:

- **Prüfung gemäß DIN EN 50160:** Geprüft wird, ob unter Berücksichtigung der Aufteilung des Spannungsbandes zwischen den Netzebenen (MS- und NS-Ebene) die DIN EN 50160 [15] eingehalten werden kann. Dazu ist die Betrachtung der folgende Betriebspunkte zweckmäßig:
 - Maximale Last (auch in unterlagerten Netzen) bei minimaler Einspeisung der DEA (auch in unterlagerten Netzen). Dabei wird angenommen, dass die Spannung am Transformator den geringstmöglichen Wert hat, der gemäß den Vorgaben für den Sollwert und des Regeltoleranzbandes möglich ist.
 - Maximale DEA-Einspeisung und maximale Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz bei geringer Last. Die Höhe der anzusetzenden Last hängt von den Zeitpunkten ab, bei denen hohe DEA-Einspeisung auftreten kann. So sind PVA-Spitzen nur tagsüber möglich. Je nach Last-Situation kann die Tages-Minimal-Last (z. B. an Feiertagen oder Wochenenden) wesentlich höher sein als die absolute Minimallast (in der Nacht) in dem jeweiligen Netzgebiet. Dabei wird angenommen, dass die Spannung am Transformator den größtmöglichen Wert hat, der gemäß den Soll-Wertvorgaben und des Regeltoleranzbandes möglich ist.
- **Prüfung gemäß BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“:** Geprüft wird, ob die *Spannungsänderung* durch DEA (im Vergleich ohne Einspeisung) den Grenzwert von 2 % U_n überschreitet.
 - Maximale Einspeisung der DEA mit direktem Anschluss an die MS-Ebene und ohne Rückspeisung aus der NS-Ebene, keine Leistungsaufnahme der Lasten.
- **Prüfung gemäß VDE-AR-N 4105:** Geprüft wird, ob die *Spannungsänderung* durch DEA (im Vergleich ohne Einspeisung) den Grenzwert von 3 % U_n überschreitet.
 - Maximale Einspeisung der DEA mit Anschluss an die NS-Ebene, keine Leistungsaufnahme der Lasten.

⁴ In diesem Leitfaden wird unter dem Begriff *Betriebspunkt* folgendes verstanden: Im Zusammenhang von Planungsuntersuchungen elektrischer Netze wird unter einem Betriebspunkt der elektrische Zustand sämtlicher Netzbetriebsmittel verstanden, wobei dieser Zustand durch den momentanen Leistungsaustausch des Netzes mit DEA, Lasten, Speicher, Transformatoren und Netzkupplungen hervorgerufen wird; dieser Zustand wird durch die elektrischen Größen Leistung, Stromstärke, Spannung und Frequenz beschrieben. Im Weiteren werden Betriebspunkte insbesondere durch den Leistungsaustausch (momentane Leistung) der DEA und Lasten mit dem Netz bestimmt.

4.2 Betriebsmittelbelastbarkeit

Neben der Spannungshaltung stellt die Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln das zweite wesentliche Auslegungskriterium bei der Netzplanung dar. Dabei muss sichergestellt werden, dass im Normalbetrieb der thermische Grenzstrom nicht überschritten wird, da eine dauerhafte Belastung der Betriebsmittel oberhalb des Grenzstroms zu einer Beschädigung oder schnelleren Alterung führen kann.

Bei der Auslegung von Kabeln für den Drehstrombetrieb wird die *DIN VDE 0276-1000* [20] angewendet. Diese definiert die Belastbarkeit (max. Stromstärke) der Kabel in Abhängigkeit vom Kabeltyp und Nennquerschnitt. Bei Abweichungen von den Normbedingungen werden diese Werte mithilfe der Vorfaktoren f_1 (thermische Umgebungs- und Betriebsparameter) und f_2 (Anzahl der parallel verlegten Systeme) angepasst:

$$I_z = f_1 \cdot f_2 \cdot I_{th}$$

Hierbei ist I_z der individuell bestimmte thermische Grenzstrom und I_{th} der thermische Bemessungsstrom des Kabeltyps unter Normbedingungen. Die Faktoren f_1 und f_2 sind ihrerseits von dem Lastgang abhängig. Hierfür wird die Kenngröße des Belastungsgrades m eingeführt:

$$m = \frac{\frac{1}{24 \text{ h}} \int_0^{24 \text{ h}} p(t) dt}{\max(p(t)|_{0 \leq t < 24 \text{ h}})}$$

Zur Berechnung des Belastungsgrades wird der Mittelwert der Leistung $p(t)$ über einen Zeitraum von einem Tag auf die Spitzenleistung normiert. Die Faktoren f_1 und f_2 sind bezüglich ihrer Abhängigkeiten in der Norm *DIN VDE 0276-1000* [20] tabelliert. Eine detaillierte Darstellung ist Quelle [21] zu entnehmen, an die auch dieser Abschnitt angelehnt ist.

Im Rahmen von strategischen Planungen kann von Normbedingungen ($T_{\text{Erdboden}} = 20 \text{ °C}$, $R_{\text{th,Erdboden}} = 1 \text{ K} \cdot \text{m/W}$) für die thermischen Umgebungs- und Betriebsparameter ausgegangen werden. Weiterhin werden die Abweichungen für die Belastbarkeit der Kabel durch die Parallelverlegung mehrerer Kabel vernachlässigt. Als Belastungsgrad wird $m = 0,7$ (EVU-Last) gewählt. Anpassungen (nach oben oder unten) sind vorzunehmen, wenn einzelne Lasten oder einzelne DEA die Belastung der Leitung maßgeblich bestimmen. Beispielsweise wurde für einzelne, nicht abgeregelte PVA ein Belastungsgrad von $m < 0,4$ ermittelt.

Wie durch [22] belegt, können detaillierte Betrachtungen beispielsweise bei der Errichtung neuer Trassen für den Anschluss von WEA in der MS-Ebene äußerst zweckmäßig sein, um eine Überdimensionierung zu verhindern. In der Praxis können dadurch teilweise Parallelsysteme vollständig eingespart werden, sodass der Investitionsbedarf stark verringert wird.

Für die Grenzen der Belastbarkeit ist außerdem auch der Umgang mit dem (n-1)-Kriterium entscheidend (siehe Abschnitt 4.3). Zu der Auslegung von Freileitungen hinsichtlich der Betriebsmittelbelastbarkeit wird auf die Methodenbeschreibung des Freileitungsmonitorings unter Abschnitt 6.2.11 verwiesen.

Prüfung:

Die Prüfmethodik der Auslastung von Betriebsmitteln wird bei folgenden Betriebspunkten vorgenommen:

- Maximale Last (auch in unterlagerten Netzen) bei minimaler Einspeisung der DEA (auch in unterlagerten Netzen).
- Maximale DEA-Einspeisung und maximale Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz bei geringer Last. Die Höhe der anzusetzenden Last hängt von den Zeitpunkten ab, bei denen hohe DEA-Einspeisung auftreten kann (vgl. Betriebspunkte zur Prüfung der DIN EN 50160)

Dabei wird angenommen, dass die Spannung am Transformator den geringstmöglichen Wert hat, der gemäß den Sollwertvorgaben und des Regeltoleranzbandes möglich ist, da bei geringerer Spannung und gleicher Leistung die Stromstärke und somit die Auslastung der Betriebsmittel steigen.

4.3 Versorgungszuverlässigkeit

Zur Sicherstellung einer hohen Verfügbarkeit der Netze erfolgt abhängig von der Spannungsebene eine (n-1)-sichere Netzauslegung. Darunter ist nach [12] zu verstehen, dass ein Netz für eine beliebige, technisch mögliche und betrieblich sinnvolle Ausgangssituation den Ausfall eines Betriebsmittels ohne unzulässige Einschränkung der Funktion des Netzes (wie Störungsausweitungen und unzulässige Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel) übersteht. Für genauere Vorgaben je Ebene siehe Abschnitt 9.1, Abschnitt 10.1 und Abschnitt 11.1.

4.4 Anschlussbedingungen für dezentrale Energiewandlungsanlagen

Für den Anschluss von DEA in Verteilungsnetzen gelten neben den erläuterten Rahmenbedingungen zudem folgende Anforderungen:

- **Netzurückwirkungen:** Netzurückwirkungen darunter insbesondere Oberschwingungen, Flicker und schaltbedingte Spannungsänderungen (vgl. [15]) werden bei der strategischen Planung zunächst vernachlässigt und daher im Rahmen dieses Leitfadens nicht näher betrachtet.

- **Fernsteuerbarkeit und Kappung der Einspeiseleistung:** Nach § 9 EEG 2014 [23] müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bis $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ fernsteuerbar oder dauerhaft auf 70 % der installierten Leistung beschränkt werden. Bei einer Leistung zwischen $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ und $P_{\text{inst}} = 100 \text{ kW}$ müssen PVA in jedem Fall fernsteuerbar sein. Ab einer installierten Leistung von $P_{\text{inst}} = 100 \text{ kW}$ müssen dann grundsätzlich *alle* DEA fernsteuerbar sein, sodass der Netzbetreiber die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung reduzieren kann. Die Möglichkeit des Einspeisemanagements durch Wirkleistungsreduktion von DEA ist bislang noch nicht als Freiheitsgrad der Netzplanung sondern lediglich eine Maßnahme zur Gewährleistung der Netzsicherheit eingesetzt worden. Die Umsetzung der Leistungsreduktion im Netzentwicklungsprozess wurde als ein Element im Rahmen der innovativen Planung untersucht (siehe Abschnitt 7.2).
- **Blindleistungsregelung:** Erzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, an der Blindleistungsregelung teilzunehmen. Die einzelnen spannungsebenenabhängigen Vorgaben werden in der *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz* [19], der *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* [17] und dem VDN Leitfadens *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz* [16] bzw. dem VDN *TransmissionCode 2007* [24] getroffen. Die Blindleistungsregelung wird im Abschnitt 7.2.2 genauer erläutert.
- **Anschlussleistung dezentraler Energiewandlungsanlagen:** Die mögliche Anschlussleistung von DEA richtet sich nach der jeweiligen Spannungsebene, in der sie angeschlossen werden. Tabelle 4-1 zeigt dazu eine Übersicht über die Anschlussleistung je Ebene. Die Zuordnung stellt dabei nur eine grobe Einteilung für langfristige Planung dar. Bei einem konkreten Anschlussvorhaben für neue DEA ist eine spezifischere Betrachtung vorzunehmen.

Tabelle 4-1: Richtwerte für langfristige Planungen mit einer groben Zuordnung von DEA gemäß ihrer Leistung zu einer Netzanschlussebene. Die Summenanschlussleistung (z. B. von Windparks) ist maßgeblich. Abweichungen sind durch örtliche Gegebenheiten möglich

Netzverknüpfungspunkt	minimale Anschlussleistung S	maximale Anschlussleistung S
NS-Ebene (0,4 kV)	-	30 kVA
Anschluss an die Ortsnetzstation	30 kVA	150 kVA
MS-Ebene (20 kV)	0,1 MVA	10 MVA
Anschluss an das HS/MS-UW	5,0 MVA	20 MVA
HS-Ebene (110 kV)	10 MVA	150 MVA

- **Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für dezentrale Energiewandlungsanlagen:** Bei der Planung von Netzen mit hoher Durchdringung von DEA ist der Quotient aus maximal eingespeister Leistung und installierter Leistung eine wichtige Eingangsgröße. In Szenarien für den Zubau von DEA wird zunächst deren installierte Leistung bzw. bei PVA die Peak-Leistung der Photovoltaikmodule angegeben. Dies entspricht allerdings nicht immer der maximal eingespeisten Leistung:

Windenergieanlagen

Moderne WEA an Land erreichen eine Verfügbarkeit von bis zu 98 % [25]. Wie stochastische Betrachtungen zeigen (99 %-Intervall der Binomialverteilung), muss bei Netzen der MS-Ebene und Netzbereichen der HS-Ebene mit typischerweise weniger als 100 WEA davon ausgegangen werden, dass es Zeitpunkte gibt, bei denen alle Anlagen verfügbar sind und bei entsprechender Windstärke mit Nennleistung einspeisen. Daraus ergibt sich als Skalierungsfaktor $f_{MS,WEA} = f_{HS,WEA} = 1$

Biomasseanlagen

Die typische Anzahl an BMA ist nochmals deutlich kleiner als die Anzahl an WEA. Daher wird ohne eine Detailbetrachtung der Skalierungsfaktor auf $f_{MS,BMA} = 1$ gesetzt.

Photovoltaikanlagen

Insbesondere bei PVA gibt es einen signifikanten Unterschied zwischen der maximal eingespeisten Leistung und der installierten Leistung (Peak-Leistung). Bei der Peak-Leistung einer Anlage handelt es sich um die elektrische Leistung, die das PV-Modul unter Laborbedingungen (Standard Test Conditions) abgeben kann. Die Bestrahlungsstärke liegt in Deutschland auf Meereshöhe mit maximal $d\Phi_{\text{Deutschland}}/dA = 950 \text{ W/m}^2$ signifikant unter den Standard-Laborbedingungen. Hinzu kommt, dass die hohen Einstrahlleistungen nur in Monaten mit relativ hoher Temperatur erreicht werden, wodurch die maximale Einspeiseleistung weiter sinkt. Eine optimale ausgerichtete Neuanlage kann daher in Deutschland unter direkter Sonneneinstrahlung ohne Kühlung höchstens eine Leistung von 85 % der Peak-Leistung einspeisen [26]. Hinzu kommen Verluste im Umrichter, die pauschal mit mindestens 1 % P_{inst} angesetzt werden. Bei der Betrachtung der Summenleistung mehrerer Anlagen spielen zudem die Degradation der Module und die unterschiedliche Ausrichtung der Anlagen bzw. Dächer eine Rolle. Die Nichtverfügbarkeit und inhomogene Wetterbedingungen haben für den anzusetzenden Maximalwert im Verteilungsnetz hingegen keinen signifikanten Einfluss.

Tabellarische Werte für Reduktionsfaktoren je DEA-Typ und Netzebene findet sich im Anhang (Abschnitt 15.2.3).

– **Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten:**

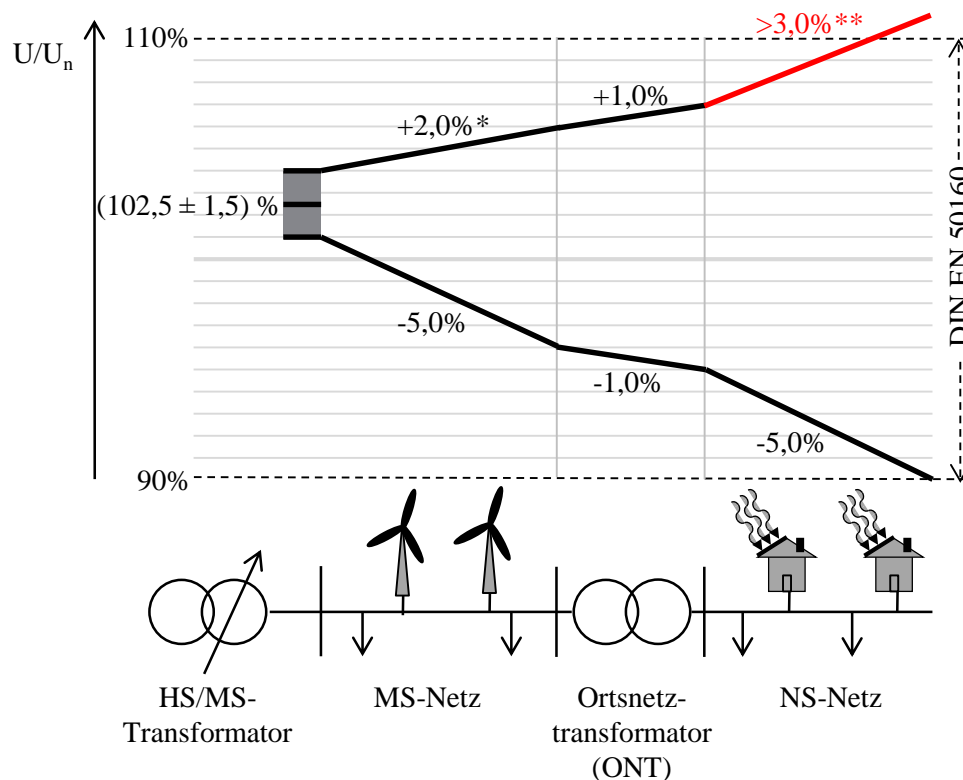
Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten quantifizieren, wie hoch die für die Planung anzusetzende Maximalleistung als Funktion des Last-Typs und deren Anzahl ist. Für strategische Planungen sind durch den VNB Gleichzeitigkeitsfaktoren individuell zu bestimmen. Lediglich für Haushaltskunden in der NS-Ebene kann in abhängig vom Elektrifizierungsgrad auf Referenzwerte zurückgegriffen werden: Für den auslegungsrelevanten Betriebspunkt *maximale Einspeisung der DEA bei minimaler Last* ist die Minimallast im Sommerhalbjahr während der Zeit von ca. 9 Uhr bis 16 Uhr relevant (siehe Abbildung 15-3 im Anhang). Für den Betriebspunkt *maximale Last bei minimaler Einspeisung* ist die höchste Last im Winter auslegungsrelevant (siehe Abbildung 15-2 im Anhang).

5 Problemlidentifikation

5.1 Problemlidentifikation bei Niederspannungsnetzen

Durch die massive Integration von DEA können in NS-Netzen nicht normgerechte Betriebszustände auftreten, die die Versorgungsqualität beeinträchtigen können. Hierzu gehören insbesondere Überschreitungen des gemäß DIN EN 50160 vorgesehenen Spannungsbands sowie Betriebsmittelüberlastungen.

Langsame Spannungsänderung: Aufgrund der ursprünglichen Auslegung der NS-Netze zur fast ausschließlichen Versorgung von Lasten wurde das zur Verfügung stehende Spannungsband in der Regel unsymmetrisch aufgeteilt: Durch einen Spannungswert an der MS-Sammelschiene von deutlich mehr als 100 % U_n konnte damit sowohl in der MS- als auch der NS-Ebene ein vergleichsweise hoher Spannungsabfall von etwa 5 % zugelassen werden (vgl. Abbildung 5-1).



*) in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie

***) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 5-1: Exemplarische Darstellung einer Spannungsbandverletzung in der NS-Ebene durch DEA

Mit der Zunahme der Einspeiseleistung von DEA, die inzwischen in einigen Netzen in einer mit der Last vergleichbaren Höhe liegt oder diese gar übersteigt, genügt die ursprünglich

zugestandene Spannungsanhebung von maximal 3 % in Zeiten hoher Einspeiseleistung von DEA häufig nicht mehr. In ländlichen Netzstrukturen, die durch hohe Leitungslängen bei eher geringer Last- bzw. Einspeisedichte geprägt sind, treten daher in aller Regel zunächst (massive) Spannungsbandverletzungen auf, bevor es schließlich bei insgesamt hoher Einspeiseleistung zu Leitungs- und Transformatorüberlastungen kommt.

In Abbildung 5-2 ist der Spannungsanstieg bis zum Ende eines erdverlegten Kabels des Typs NAYY 4x150 in Abhängigkeit von der Gesamtleitungslänge dargestellt, wenn der höchste auftretende Betriebsstrom gleich dem thermischen Grenzstrom I_{th} unter Normbedingungen ist. Für eine punktförmige Einspeisung am Ende einer Leitung, die bei gegebener Leistung den höchsten Spannungsanstieg hervorruft, ist in a) zu erkennen, dass ab einer Leitungslänge von etwa 115 m unter konventionellen Planungsprämissen ($\Delta U/U_n < 3\%$) bei kontinuierlicher Steigerung der Einspeiseleistung immer erst Spannungsbandverletzungen auftreten, bevor sich Kabelüberlastungen einstellen. Für die in b) dargestellte ideale kontinuierliche Einspeisung (Streckeneinspeisung), die eine typische Siedlungsstruktur annähert, verschiebt sich dieser Grenzwert hin zu Leitungslängen ab etwa 230 m. Mit eher geringen Leistungsdichten und typischen Leitungslängen von mehr als 300 m für ländliche NS-Netze ist das Einhalten der zulässigen Spannungsbands der primäre Treiber für einspeisebedingten Netzausbau in ländlichen Verteilungsnetzen.

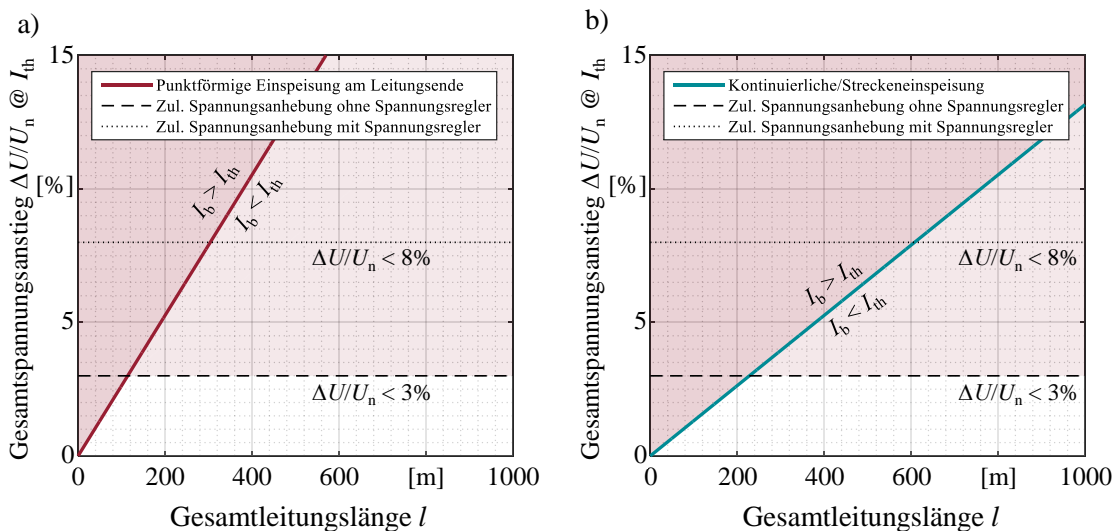


Abbildung 5-2 Spannungsanstieg bis zum Ende eines mit dem thermischen Grenzstrom belasteten Kabels des Typs NAYY 4x150 in Abhängigkeit von dessen Gesamtlänge a) für eine punktförmige Einspeisung am Ende der Leitung, b) für eine ideale, kontinuierliche Einspeisung

Bei der Analyse des Netzes sollte daher überprüft werden, ob Leitungssegmente hoher Impedanz in elektrischer Nähe zur ONS vorhanden sind, über die ein hoher Spannungsabfall entsteht.

Betriebsmittelüberlastungen: Da in NS-Netzen in der Regel keine (n-1)-Sicherheit gefordert wird, können bei strategischen Planung die Leitungen mit einem Betriebsstrom von

$I_{b,max} = 100 \% I_{th}$ bei einem Standardwert für den Belastungsgrad von $m = 0,7$ (EVU-Last) belastet werden (vgl. Abschnitt 4.2). Insbesondere treten Betriebsmittelüberlastungen in den drei folgenden Fällen auf, ohne auch zugleich (massive) Spannungsbandverletzungen hervorzurufen, die ihrerseits ebenfalls einen Netzausbau indizieren würden:

- Kurze Leitungssegmente niedrigen Querschnitts
- Hohe Einspeiseleistungen bei kurzen Leitungen
- Hohe Einspeiseleistungen bei längeren Leitungen, wenn beispielsweise durch Einsatz eines Spannungsreglers höhere Spannungsanstiege zugelassen werden können

Zudem können DEA Überlastungen des ONT hervorrufen. Für strategische Planungen kann eine höchstzulässige Auslastung des ONT von $S_{b,max} = 100 \% S_{rT}$ angesetzt werden, um eine Betriebsreserve vorzuhalten.

5.2 Problemidentifikation bei Mittelspannungsnetzen

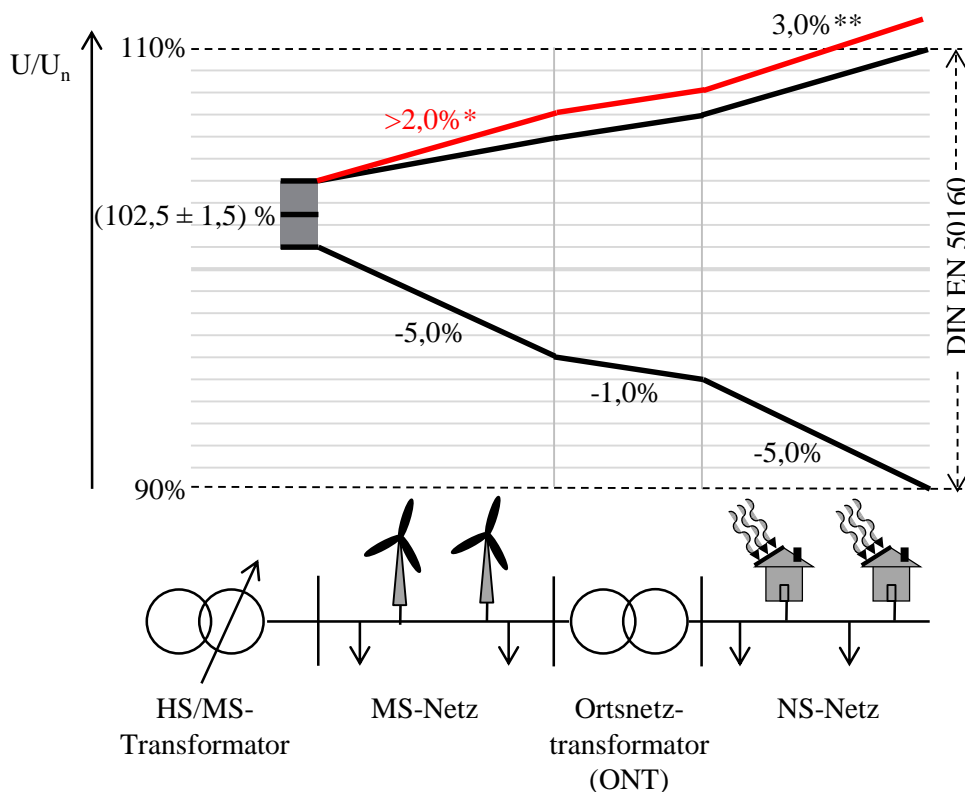
In der MS-Ebene wird der Ausbaubedarf bzw. Handlungsbedarf in Folge der Integration von DEA (in das MS-Netz und in unterlagerte Netze) durch folgende zwei Problemstellungen bestimmt: Langsame Spannungsänderung und Betriebsmittelüberlastung. Ist das Netz unzureichend dimensioniert oder fehlen geeignete Regeleinheiten (z. B. Spannungsregler) kann es demnach zu Grenzwertverletzungen kommen. Diese treten in typischen MS-Netzen allerdings nur über kurze Zeiträume hinweg auf, da die unterschiedlichen DEA-Typen (insbesondere PVA, WEA) auch nur selten gleichzeitig mit hoher Leistung einspeisen. In Netzen mit einer hohen Durchmischung von WEA und PVA verursachen DEA die höchsten Belastungen, wenn einerseits eine hohe Sonneneinstrahlung (hohe Leistung der PVA) und andererseits gleichzeitig eine hohe mittlere Windgeschwindigkeit⁵ (maximale Einspeisung der WEA) vorliegt.

Langsame Spannungsänderung: DEA im MS- und NS-Netz führen zu einem Spannungsanstieg, sodass nicht mehr gewährleistet ist, dass an den Verknüpfungspunkten (in der MS- und NS-Ebene) die Spannung gemäß DIN EN 50160 innerhalb des Bandes $U_n \pm 10 \%$ liegt⁶. Solange die MS- und NS-Ebene im Betrieb über ONT mit einem konstanten Übersetzungsverhältnis verbunden sind, muss das zur Verfügung stehende Spannungsband auf beide Netzebenen aufgeteilt werden (Abbildung 5-3).

⁵ WEA speisen je nach Fabrikat ab einer Windgeschwindigkeit von ca. $v = 12$ m/s mit maximaler Leistung (Nennleistung) ein. [54]

⁶ Für Kunden auf MS-Ebene kann es abweichend von obiger Definition eine zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber vereinbarte Spannung (statt der Nennspannung) und gegebenenfalls andere zulässige Spannungsbänder geben.

Dementsprechend liegt ein Problem dann vor, wenn im auslegungsrelevanten Starkeinspeisefall die Spannung am MS-Übergabepunkt der ONS höher ist als $U/U_n > 106\%$, da 1% U_n für den ONT und weitere 3% U_n für die NS-Ebene vorgesehen sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei ländlichen MS-Netzen in allen unterlagerten Netzen mit der Installation von DEA, insbesondere von PVA, zu rechnen ist und daher eine Spannungsanhebung in der NS-Ebene berücksichtigt werden muss. Als Einschränkung hierzu sei erwähnt, dass an Knoten ohne ONS das gesamte Spannungsband auf MS-Ebene zur Verfügung steht⁷.



*) in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie

***) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 5-3: Spannungsbandaufteilung für die MS- und NS-Ebene. Der Anschluss der DEA führt im dargestellten Fall zu einer unzulässigen Spannungshöhe

Betriebsmittelüberlastungen: Die Einspeisung aus DEA kann Betriebsmittelüberlastungen verursachen. Diese lassen sich identifizieren, wenn im Betriebspunkt mit maximaler Einspeisung und gleichzeitig minimaler Last der Leistungsfluss ein Strom in Kabeln bzw. Freileitungen verursacht, bei dem die Stromstärke oberhalb des thermischen Grenzstroms I_{th} liegt (vgl. Abschnitt 4.2). Zu unterscheiden ist dabei, ob eine Überlastung nur in einzelnen Kabelstücken im

⁷ Auswirkungen bei veränderter Ausnutzung des maximal zulässigen Spannungsanstiegs in der MS-Ebene: Die höhere Spannung im MS-Netz kann bei MS-Kunden (Industriekunden) mit DEA zu negativen Auswirkungen wie der Abschaltung von DEA-Wechselrichtern führen. Falls keine anders lautende Vereinbarung zwischen VNB und Kunde besteht, muss der VNB hierauf keine Rücksicht nehmen.

Netz (sog. Flaschenhalse, Engpässe) besteht, oder systematisch einzelne UW-Abgänge zu hoch belastet werden. Letzteres bedeutet, dass die eingespeiste Leistung bei konventioneller Betriebsweise die Netzkapazität übersteigt. Außerdem kann die Bemessungsscheinleistung des HS/MS-Transformators für die zukünftige Versorgungsaufgabe zu gering sein (siehe Kapitel 11).

Die Auslastung der Kabel wird im (n-0)-Starklastfall auf $I_{b,max} = 60 \% I_{th}$ und im (n-1)-Starklastfall auf $I_{b,max} = 120 \% I_{th}$ begrenzt (vgl. Hinweise zur Anwendung des (n-1)-Prinzips für MS-Netze in Abschnitt 10.1). Im Rückspeisefall beträgt der Grenzwert im Starkeinspeisefall $I_{b,max} = 100 \% I_{th}$, bei einem Standardwert für den Belastungsgrad von $m = 0,7$. In Anlehnung an [21] muss dieser Wert je nach zeitlicher Auslastung modifiziert werden, zum Beispiel bei Kabeln zur direkten Anbindung einer BMA oder WEA.

5.3 Problemidentifikation bei Hochspannungsnetzen

Bei der Identifikation von zu erwartenden Problemstellungen in der HS-Ebene aufgrund der zukünftigen Versorgungsaufgabe stehen sowohl die Spannungshaltung als auch die zulässige Belastbarkeit von Betriebsmitteln im Fokus.

Die HS-Ebene ist sowohl durch die Einspeisung von WEA als auch PVA (inklusive dem Anschluss in unterlagerten Netzebenen) geprägt. Durch die volatile Einspeisung von DEA können je nach Netztopologie unzulässige Betriebszustände auftreten. Bei einer vergleichsweise guten Durchmischung der DEA-Typen kommt es in der Regel nur zu Einspeisespitzen, wenn sowohl PVA als auch WEA zeitgleich mit hoher Leistung einspeisen.

Aufgrund des charakteristischen Aufbaus des HS-Netzes mit dem Stufensteller am HS/MS-UW kann das gesamte angenommene Spannungsband von $\pm 10 \% U_n$ ausgenutzt werden.⁸ Dadurch stellen Spannungsbandverletzungen in der HS-Ebene im Vergleich zu Netzen MS- oder NS-Ebene ein eher untergeordnetes Problem dar.

In Abhängigkeit von Netztopologie und Belastungssituation können unter Umständen dennoch heute und auch zukünftig Spannungsbandverletzungen in der HS-Ebene auftreten. Diese können mittels aktivem Blindleistungsmanagement (vgl. Abschnitt 7.2.2) unter Einbeziehung des Blindleistungsvermögens von DEA angesteuert werden.

Die Überlastung von Betriebsmitteln in der HS-Ebene wurde als kritischer Aspekt identifiziert. Betriebsmittelüberlastungen liegen immer dann vor, wenn im Betriebspunkt mit maximaler Einspeisung und gleichzeitig minimaler Last (Rückspeisefall) der Leistungsfluss einen Strom in

⁸ Für die HS-Ebene weist die Norm DIN EN 50160 [15] kein zulässiges Spannungsband aus. Im Rahmen dieses Leitfadens wird ein zulässiges Spannungsband von $\pm 10 \% U_n$ auf Basis der Stufensteller des HS/MS-Trafos angenommen.

Leitungen verursacht, der oberhalb des thermischen Grenzstroms liegt. Zu unterscheiden ist dabei, ob eine Überlastung nur in einzelnen Leitungen im Netz (sog. Flaschenhälsen, Engpässen) besteht, oder systematisch ganze Netzbereiche zu hoch belastet werden. Letzteres bedeutet, dass die eingespeiste Leistung bei konventioneller Betriebsweise die Netzkapazität übersteigt. Bei dieser Betrachtung dominiert in der Regel der Starkeinspeisefall, sodass der Starklastfall dann nicht auslegungsrelevant ist.

Die Auslastung der Leitungen wurde für die Betrachtungen im (n-1)-Rückspeisefall aufgrund der Vorgaben des Leiterseildurchhangs und der Netzschutzauslegung bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Windkühlungseffekten auf $I_{b,max} = 130 \% I_{th}$ begrenzt. Daraus resultiert eine Begrenzung für den (n-0)-Fall auf $I_{b,max} = 65 \% I_{th}$.

Neben Leitungsüberlastungen im HS-Netz sind unter Berücksichtigung der unterlagerten Netzebenen Überlastungen der HS/MS-UW zu berücksichtigen. Die Auslegung von HS/MS-Transformatoren wird im Rahmen dieses Leitfadens auch unter der HS-Planung gefasst, da so eine Gesamtplanung der benötigten Umspannleistung für die jeweilige HS-Netzgruppe möglich ist.

6 Konventionelle Planung

6.1 Methodik der Zielnetzplanung mit konventionellen Methoden und Betriebsmitteln

Für die Bewertung der verschiedenen innovativen Planungen und zur Ableitung neuer Planungs- und Betriebsgrundsätze ist es zunächst notwendig, das konventionelle Planungsvorgehen zu beschreiben, um somit eine Referenz für den Vergleich zu innovativen Ansätzen abzuleiten. Aus diesem Grund wird zunächst der Status Quo⁹ der konventionellen Ausbauplanung vorgestellt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht alle hier beschriebenen Maßnahmen für jedes Netz geeignet sind bzw. empfohlen werden (vgl. Abschnitte 9.1 (NS), 10.1 (MS) und 11.1 (HS)).

Die bisherige Zielnetzplanung beruht auf dem Einsatz von konventionellen Methoden, welche den bisherigen Technologiestand widerspiegeln und die gängigen Betriebsmittel, wie beispielsweise Kabel, Freileitungen, Transformatoren oder auch Schaltanlagen berücksichtigen. Dabei werden der konventionellen Zielnetzplanung die derzeit geltenden Planungsgrundsätze und technischen Anforderungen sowie Randbedingungen zugrunde gelegt (siehe Abschnitt 4).

Die Zielnetzplanung dient dazu, die heute vermehrt auftretenden Probleme der veränderten Lastflüsse und Betriebszustände, sowie der neuen Netznutzung, die meist durch den starken Zubau der DEA im ländlichen Bereich begründet ist, zu lösen. Um die übertragbare Leistung zu steigern und/oder Spannungsbandprobleme zu beheben, werden im Rahmen der konventionellen Zielnetzplanung unterschiedliche Maßnahmen umgesetzt. Diese werden beispielhaft im Weiteren vorgestellt.

Ein weiterer grundlegender Aspekt der konventionellen Planung ist die spannungsebenen-unabhängige Netzentwicklung, die im Verteilungsnetz realisiert wird. Eine übergreifende Planung unter Beachtung von Rückkopplungseffekten zwischen der NS-, MS- und HS-Ebene findet demnach im Allgemeinen nicht statt. Eine Ausnahme bildet der Bau einer Umspannstation als Verknüpfungspunkt von zwei Spannungsebenen, bei dem konsequenterweise eine Betrachtung über die Spannungsebenen hinweg erfolgt.

Durch die unterschiedlichen Charakteristika und Aufgaben der jeweiligen Spannungsebene unterscheiden sich somit die Entwicklung des Netzkonzeptes als auch der Technologie- und Betriebsmitteleinsatz je Spannungsebene deutlich voneinander. Während beispielsweise im

⁹ Inzwischen verwenden manche VNB bereits einige der in diesem Leitfaden vorgestellten innovativen Ansätze in der Planungspraxis wie etwa die Weitbereichsregelung und rONT. Die Begriffe „konventionell“ und „innovativ“ dienen daher primär der Unterscheidung der Planungsvarianten innerhalb dieses Leitfadens.

Hochspannungsbereich eine umfangreiche Mess- und Steuerungstechnik systembedingt den aktuellen Stand darstellt, findet diese Technologie in der NS- und MS-Ebene bisher keine größere Anwendung. In der Folge weicht das Ausmaß der Netzüberwachung und der Erfassung von Netzzustandsinformationen bei den Spannungsebenen deutlich voneinander ab.

Die Auslegung der Netze mit konventionellen Methoden basiert auf einer *Worst-Case*-Betrachtung, bei der hohe Sicherheitszuschläge berücksichtigt wurden, die teilweise auch aus der Verwendung von standardisierten Betriebsmittel resultieren.

In den diesem Leitfaden zugrunde liegenden Untersuchungen wurde bei der konventionellen Planung ein Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95$ (induktiv) für DEA der NS- und MS-Ebene fest vorgegeben, um den spannungssenkenden Effekt zu nutzen (vgl. Abschnitt 7.2.2). In der HS-Planung wird mit einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 1$ für DEA mit HS-Anschluss verwendet und die Summenrückspeisung von DEA der unterlagerten Netzebenen mit $\cos(\varphi) = 0,98$ (kapazitiv) angesetzt, um den kapazitiven Einfluss der Kabelstrecken zu berücksichtigen.

Der konventionelle Netzausbau sieht bei Verletzung der technischen Randbedingungen oder im Rahmen der Integration von DEA unterschiedliche Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität der Verteilungnetze bzw. zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen vor. Grundsätzlich lassen sich diese Möglichkeiten in netzverstärkende, netzausbauende oder betriebliche Eingriffe unterteilen, die sich je nach Spannungsebene unterscheiden können.

- **Verstärkung:** Bei auftretenden Betriebsmittelüberlastungen werden die betroffenen Betriebsmittel durch Betriebsmittel (Kabel, Freileitungen, Transformatoren) mit einer höheren Bemessungsleistung und/oder niedrigerer Impedanz ersetzt. Dazu zählt in der HS-Ebene auch der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen. Die Verstärkung ermöglicht eine höhere übertragbare Leistung und kann sich durch eine Senkung der Netzimpedanz zudem positiv auf die Spannungshaltung auswirken. Beim Einsatz von HTL-Seilen muss jedoch beachtet werden, dass der Ersatz von Standardseilen nicht immer ohne weitere Maßnahmen wie Masterrhöhungen oder statische Ertüchtigungen von einzelnen Masten umsetzbar ist.
- **Zusätzliche Betriebsmittel:** Bei gleichzeitiger Beibehaltung der bestehenden Topologie werden neue, zusätzliche Leitungen und Umspannkapazitäten installiert. In der HS-Ebene ist das beispielsweise der Bau zusätzlicher Freileitungssysteme entlang bestehender Trassen sowie die Errichtung zusätzlicher Transformatoren und Sammelschienen in bestehenden HöS/HS- und HS/MS-UW (siehe Abbildung 6-1). In der MS- und NS-Ebene kann dies eine Leitung zwischen dem UW bzw. der ONS und einem Verteiler (Schwerpunktstation bzw. Kabelverteilerschrank) sein, die parallel zu bestehenden Kabeltrassen gelegt wird, aber mit diesen nicht elektrisch verbunden ist, sowie der Bau paralleler ONT am Standort einer vorhandenen ONS.

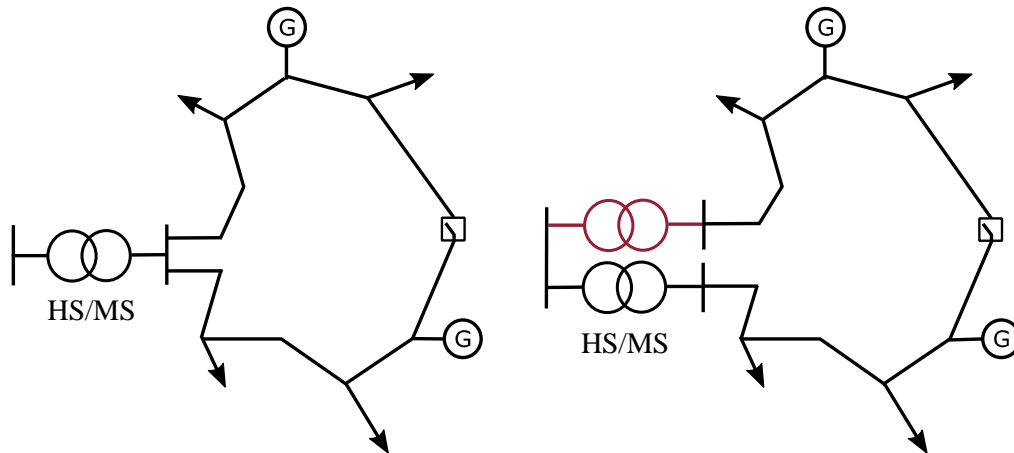


Abbildung 6-1: Zusätzliches Betriebsmittel am Beispiel eines weiteren Transformators am HS/MS-UW als konventionelle Maßnahme (dargestellt ist ein Ausschnitt: der nichtdargestellte Teil umfasst in aller Regel weitere Halbringe und bereits in der Ausgangskonfiguration einen zweiten Transformator)

- **Zusätzlicher Abgang:** In der MS- und NS-Ebene kann die Verlegung einer Parallelleitung über einen Teil des Strangs einer Überlastung entgegenwirken oder Spannungsprobleme beheben (Abbildung 6-2) (vgl. [11]).

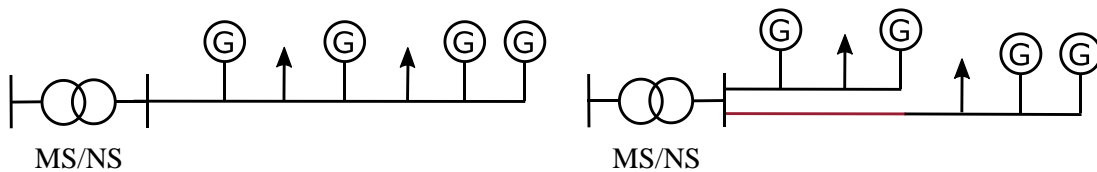


Abbildung 6-2: Zusätzlicher Abgang am Beispiel einer Stichleitung in der NS-Ebene als konventionelle Maßnahme

- **Topologieänderungen durch Netzerweiterungen:** Als Topologieänderungen durch Netzerweiterungen werden Maßnahmen bezeichnet, die die Netzstruktur verändern. Dies sind insbesondere der Bau neuer UW (HöS/HS und HS/MS) sowie die Errichtung neuer ONS. Die Erhöhung des Vermaschungsgrades kann sich dabei positiv auf die Netzimpedanz auswirken. In Fällen von einem zusätzlichen HS/MS-UW entsteht im Allgemeinen ein neues MS-Netz, bei Bau eines ONT ein neues NS-Netz, d.h. aus einem bestehenden Netz werden zwei gebildet. Weitere Topologieänderungen sind beispielsweise in der HS-Ebene die Errichtung neuer Freileitungs- und Erdkabeltrassen und in der MS-Ebene zusätzliche Ringe (oder kompliziertere Strukturen). Auf NS-Ebene können beispielsweise bestehende Stiche verbunden und als offene Ringe betrieben werden.

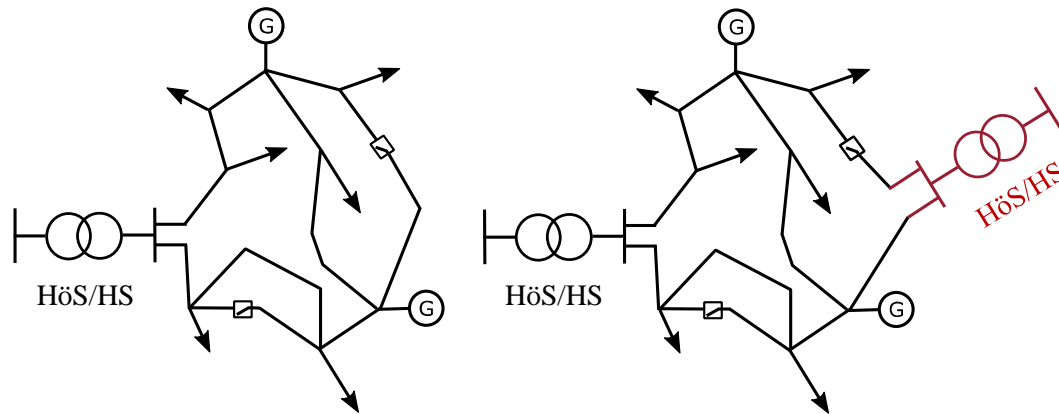


Abbildung 6-3: Topologieänderung im HS-Netz am Beispiel des Baus eines zusätzlichen Verknüpfungspunktes zur HöS-Ebene als konventionelle Maßnahme

- **Umschaltmaßnahmen:** Unter Umschaltmaßnahmen werden im Regelfall nicht-bauliche¹⁰ konventionelle Maßnahmen in den Netzen wie Verlagerung von Trennstellen (Abbildung 6-4), Änderung der Betriebsweise (offen bzw. geschlossen betriebene Ringe) oder die Kopplung benachbarter Netze bzw. Teilnetze (z. B. als Gegenstationen) verstanden.

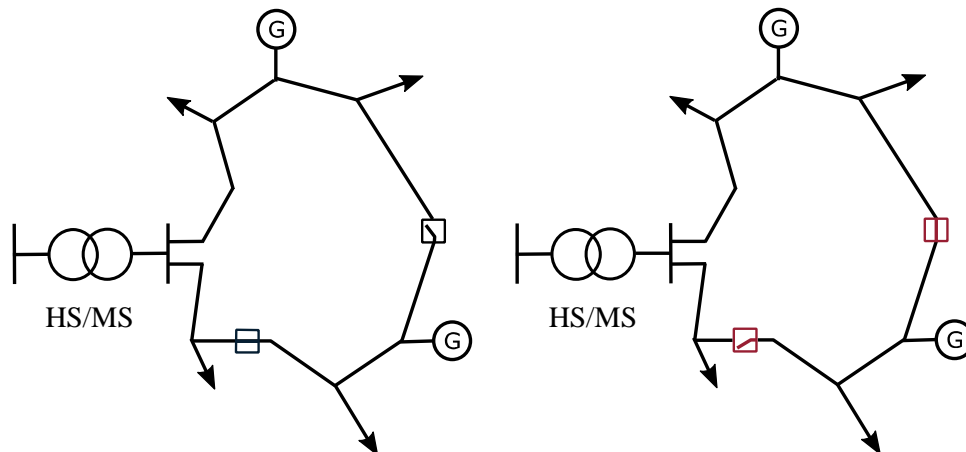


Abbildung 6-4: Umschaltmaßnahme bei gleichzeitiger Trennstellenverlagerung bzw. Einsatz einer weiteren Trennstelle im MS-Netz als konventionelle Maßnahme (dargestellt ist ein Ausschnitt: Der nicht dargestellte Teil umfasst in aller Regel weitere Halbringe und bereits in der Ausgangskonfiguration einen zweiten Transformator)

- **Sollwert der Spannung an den Sammelschienen:** Um der Stromauslastung entgegenzuwirken, wird der Soll-Wert der Sammelschienenspannung am UW angehoben, sodass die Strombelastung fällt (klassische Spannungsumstellung).

¹⁰ Unter Umständen ist jedoch der Bau von Schutzeinrichtungen oder fernschaltbaren Stationen erforderlich.

Umgekehrt ist eine Absenkung des Spannungs-Sollwertes möglich, um den zulässigen Bereich für Spannungsanhebungen zu vergrößern.

6.2 Grenzen des konventionellen Ausbaus

Die Stromnetze sind historisch über Jahrzehnte gewachsen, stehen im Rahmen der Energiewende nun jedoch vor der Herausforderung eines vergleichsweise kurzfristigen Anpassungsbedarfs. Der konventionelle Netzausbau basiert hauptsächlich auf Maßnahmen des Leitungsausbaus bzw. der Leitungsverstärkung sowie dem Neu- und Ausbau von UW und ONS. Dieser Art von Maßnahmen sind vielseitige Grenzen gesetzt, die dem konventionellen Ausbau als mögliche Option zur zielgerichteten Anpassung der Netzstruktur vor dem Hintergrund der zukünftigen Versorgungsaufgabe entgegenstehen. In der Folge kann der konventionelle Ausbau unter Umständen den Anforderungen alleine nicht gerecht werden.

Insbesondere beeinflussen technische, gesellschaftspolitische und ökonomische Restriktionen den konventionellen Netzausbau maßgeblich:

- Mit dem konventionellen Ausbau – insbesondere von Hochspannungsfreileitungen – sind technische Fragestellungen verbunden, die den vollständigen oder auch bereits teilweisen Ausbau des HS-Netzes verhindern. Hier ist insbesondere auf Einschränkungen zur Neubeseilung und Erweiterung von Freileitungstrassen hinzuweisen, da vorhandene Masten oft nicht für die mechanische Belastung zusätzlicher Leitungssysteme ausgelegt sind.
- Gesellschaftspolitische Grenzen des konventionellen Ausbaus umfassen beispielsweise gesetzliche Vorgaben und Auflagen, die im Rahmen der Netzplanung berücksichtigt werden müssen, aber auch die gesellschaftliche Akzeptanz für die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen. Durch behördliche Genehmigungsverfahren oder Bürgerinitiativen können Netzplanungen in ihrer Realisierung gehemmt werden. So weist der konventionelle Ausbau vor allem in der HS-Ebene im Rahmen eines Neubaus von Trassen oder der Errichtung eines UW als Verknüpfungspunkt zur HöS-Ebene einen vergleichsweise großen Zeithorizont bei den Bauvorhaben auf. Darüber hinaus ist es notwendig, bisherige Raumstrukturen und die Raumnutzung durch eine entsprechende Einbindung der Ausbaumaßnahmen ins Landschaftsbild zu berücksichtigen. Naturschutzrechtliche und bautechnische Aspekte sind in dem Zusammenhang ebenfalls einzubeziehen und können das Raumordnungsverfahren unter Umständen verzögern.
- Sowohl die gesellschaftliche Akzeptanz als auch die technischen Auflagen führen dazu, dass die Umsetzungen von Planungen bei dem konventionellen Ausbau durch notwendige Genehmigungsverfahren verzögert oder räumlich nur eingeschränkt möglich sind. Bei einer konventionellen Ausbauplanung ist man damit zu einem Großteil auf die bestehenden Trassen und Anschlusspunkte beschränkt.

Die technischen und gesellschaftspolitischen Grenzen konventioneller Maßnahmen stellen jedoch nicht allein die limitierenden Faktoren dar. Um der zukünftigen Versorgungsaufgabe mit einem hohen Anteil in ländlichen Gebieten einspeisenden DEA gerecht zu werden, ist bei einem rein konventionellen Ausbau ein umfassender Leitungs- bzw. Netzausbau erforderlich: Während die technische Realisierung einer konventionellen Netzausbauplanung entsprechend der zukünftigen Versorgungsaufgabe häufig umsetzbar ist und sich gesellschaftspolitische Grenzen insbesondere auf die Umsetzungsdauer von Vorhaben auswirken, wirkt sich die Kostenbetrachtung aufgrund des hohen Investitionsbedarfs in der Regel als grundsätzlich limitierender Faktor bei der Realisierung aus.

7 Innovative Planung

7.1 Methodik und Vorgehen der innovativen Planung

Die grundsätzliche Vorgehensweise bei einer Zielnetzplanung gilt unverändert auch bei Einsatz von innovativen Netztechnologien und Planungsmethoden: Das jeweilige Netz ist im Hinblick auf die zukünftige Versorgungsaufgabe auszurichten. Dazu werden die zukünftigen Betriebszustände analysiert, Netzzustandsverletzungen per Leistungsflussrechnung ermittelt und geeignete Lösungsoptionen generiert. Gegenüber der konventionellen Planung gibt es im Wesentlichen fünf Unterschiede:

- **Eingesetzte Betriebsmittel und Technologien:** Neben klassischen Betriebsmitteln, wie Kabeln, Freileitungen oder Transformatoren werden vorzugsweise neue, innovative Betriebsmittel und Technologien eingesetzt. Die jeweilige Funktionsweise und Einsatzmöglichkeiten werden in Abschnitt 7.2 beschrieben.
- **Betrachtungsbereich:** Die Netzebenen werden nicht länger nur separat geplant, sondern Auswirkungen auf unter- und überlagerte Ebenen berücksichtigt (z. B. veränderte Rückspeisung). Darüber hinaus ist bei der Wahl der Ausbaustrategie zu berücksichtigen, dass durch eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung und Optimierung Kosteneinsparungen gegenüber einer Einzelbetrachtung je Spannungsebene erzielt werden können.
- **Umgang mit Normen:**
 - Manche Richtlinien und Normen entfallen je nach eingesetzter Technologie a priori (siehe Abschnitt 7.2). Ein gutes Beispiel dafür ist die Aufhebung der Begrenzung der Spannungsanhebung durch DEA in der NS-Ebene auf 3 % der Nennspannung (gemäß VDE-AR-N 4105) bei Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators.
 - Grundsätzlich wird empfohlen, bei der innovativen Planung von NS- und MS-Netzen unabhängig von der Technologie eine ausführlichere Analyse des Spannungsbandes gemäß DIN EN 50160 vorzunehmen. Dies resultiert zwar in der Regel in einem leicht erhöhten Planungsaufwand, ermöglicht aber eine umfassende und flexible Ausnutzung des Spannungsbandes.
- **Betriebspunkte / Ausnutzung von Übertragungsreserven:** Kritische Betriebspunkte treten in Zukunft vornehmlich in Momenten großer Einspeisung bzw. durch theoretisch verschiebbare Lasten (bspw. Elektrofahrzeuge mit Netzanschluss) auf. Primärtechnik (im wesentlichen Leitungen und Transformatoren) muss nicht mehr für alle theoretisch möglichen Betriebspunkte (Worst Case) ausgelegt werden, wenn durch geeignete Netzautomatisierungssysteme sichergestellt werden kann, dass der aktuelle Netzzustand

stets hinreichend genau bekannt ist. In selten auftretenden Betriebspunkten (wie gleichzeitig maximale Einspeisung von WEA und PVA) werden dann durch aktive Eingriffe Grenzwertverletzungen verhindert. Die Auslegung der Primärtechnik muss damit nur noch für die verbleibenden Betriebspunkte erfolgen. Das heißt, dass insbesondere die Sicherheitsmarge der bisherigen Worst-Case-Betrachtungen verringert werden kann.

Für die HS-Ebene gilt dies insbesondere auch für die Ausnutzung der Übertragungsreserven, die sich je nach Wetterbedingungen ergeben (vgl. Abschnitt 7.2.11) sowie solcher die ursprünglich für den (n-1)-Fall gedacht waren (vgl. Abschnitt 7.2.10).

- **Modellierung / Planungswerkzeuge:** Bei den Technologien *Dezentrale Netzautomatisierung* und *Energiespeicher* (vgl. Abschnitt 7.2) ist für die energetische Betrachtung eine Analyse von Zeitreihen notwendig, die u.a. auch das Zusammenwirken mehrerer DEA-Typen berücksichtigt. Diese Betrachtung kann im Rahmen von strategischen Planungen außerhalb der Netzberechnungssoftware über Näherungsansätze erfolgen.

7.2 Betriebsmittel und Technologien

7.2.1 Übersicht und Einsatzzweck der innovativen Technologien

Innerhalb des diesem Leitfaden zugrundeliegenden Projektes *Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze als Rückgrat der Energiewende (PuBVerteilung)* wurden eine Vielzahl innovativer Technologien und Methoden auf ihre Wirkungsweise innerhalb der Netzplanung untersucht. Es wurde dabei herstellerunabhängig vorgegangen, sodass ausschließlich die Funktionalitäten der innovativen Technologien im Fokus standen.

Nach dem Bewertungs- und Auswahlprozess der innovativen Technologien wurden einzelne Technologien aufgrund ihrer in Zukunft sehr unwahrscheinlichen flächigen Nutzung nicht weiter untersucht und direkt verworfen wie beispielsweise Mittelspannungsgleichstromübertragungsstrecken. Die im Folgenden beschriebenen innovativen Technologien wurden innerhalb des Projektes umfassend untersucht und für die innovative Netzplanungen angewendet.

Der Ausbau von Netzen mit konventionellen Betriebsmitteln führt stets zu einer Verringerung der Impedanz einer Übertragungsstrecke (vgl. konventionelle Maßnahmen im Kapitel 6), sodass sowohl den durch DEA verursachten Spannungsbandverletzungen und auch den Betriebsmittelüberlastungen (vgl. Abschnitt 4) entgegengewirkt wird. Innovative Betriebsmittel

und Methoden wirken dagegen zum Teil selektiv auf eine Problemstellung – entweder begünstigen sie dann die Spannungsverhältnisse oder vermindern Betriebsmittelüberlastungen.

Die im Weiteren vorgestellten innovativen Technologien und Betriebsmittel werden in Tabelle 7-1 eingeführt, die gleichzeitig angibt, in welcher Netzebene diese eingesetzt werden und welches Problem diese vornehmlich beheben können. Mit dieser Tabelle kann somit in Abhängigkeit von der betrachteten Netzebene und dem Problemcluster eine erste Vorauswahl erfolgen.

Tabelle 7-1: Übersicht über Wirkung und Netzebene der untersuchten innovativen Technologien („x“ bedeutet „vorhanden“ bzw. „anwendbar“)

Name	Abkürzung	Wirkung		Netzebene			
		Spannung	Auslastung	HS	MS	NS	Ebenenübergreifend / Rückwirkung
Blindleistungsmanagement	BLM	x		x	x	x	x
Spannungsregelung am Umspannwerk	SUW	x			x	x	x
regelbarer Ortsnetztransformator	rONT	x			x	x	x
Einzelstrangregler	ESR	x			x	x	(x)
Statisches Einspeisemanagement	SEM	x	x	(x)	(x)	x	x
Dynamisches Einspeisemanagement	DEM	x	x	x	x	x	x
Netzdienlicher Energiespeicher	ESp	x	x	(x)	(x)	(x)	x
regionaler Flexibilitätsmarkt	regioFlex	x	x	x	x	x	x
Leistungsreduktion im Fehlerfall	LiF		x	x			
Freileitungsmonitoring	FLM		x	x			
Dezentrales Netz-automatisierungssystem	DNA	Voraussetzung für verschiedene Technologien			x	x	x

7.2.2 Blindleistungsmanagement

Unter Blindleistungsmanagement (BLM) wird im Weiteren der gezielte Austausch von Blindleistung insbesondere zwischen DEA und dem Netz verstanden. Dies wird physikalisch durch den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ beschrieben, der das Verhältnis von Wirk- und Scheinleistung in Abhängigkeit vom Phasenwinkel zwischen Spannung und Strom beschreibt.

7.2.2.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

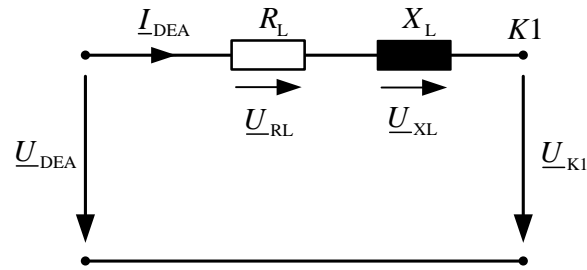
Neben statischem BLM, das durch fest vorgegebene Sollwerte oder Kennlinien für den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ oder die Blindleistung Q gekennzeichnet ist, ist es auch möglich, dynamische Verfahren anzuwenden. Hierbei ist in der MS- und NS-Ebene allerdings der Einsatz eines dezentralen Netzautomatisierungssystems (vgl. 7.2.12) erforderlich.

Es gibt mehrere teilweise konkurrierende Einsatzzwecke eines BLM. Im Rahmen dieser Untersuchung wird angestrebt, mithilfe einer Blindleistungsregelung der DEA den Betrag der Spannung der Netzknoten durch Variation des Phasenwinkels zwischen Strom und Spannung der DEA zu beeinflussen: In den meisten Fällen wird der durch Wirkleistungseinspeisung hervorgerufene Spannungsanstieg entlang der Leitung reduziert. In der folgenden Abbildung ist das prinzipielle Wirkungsprinzip einer Blindleistungsregelung anhand von Zeigerdiagrammen dargestellt (Abbildung 7-1). Zu beachten ist, dass sich durch Einsatz einer Blindleistungsregelung bei konstanter Wirkleistungseinspeisung die eingespeiste Scheinleistung und damit der Strom erhöht.

7.2.2.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Die Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen werden spannungsebenenabhängig in den folgenden Richtlinien bzw. Normen detailliert:

- VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [19]
- Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz [27]
- BDEW: Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz [17]
- Technische Anschlussbedingungen MS [28]
- VDN Leitfaden EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz [16]
- VDN TransmissionCode 2007 [24]
- Technische Anschlussbedingungen HS [29]
- FNN Hinweis [30]



$$\underline{U}_{K1} = \underline{U}_{DEA} - \underline{U}_{RL} - \underline{U}_{XL}$$

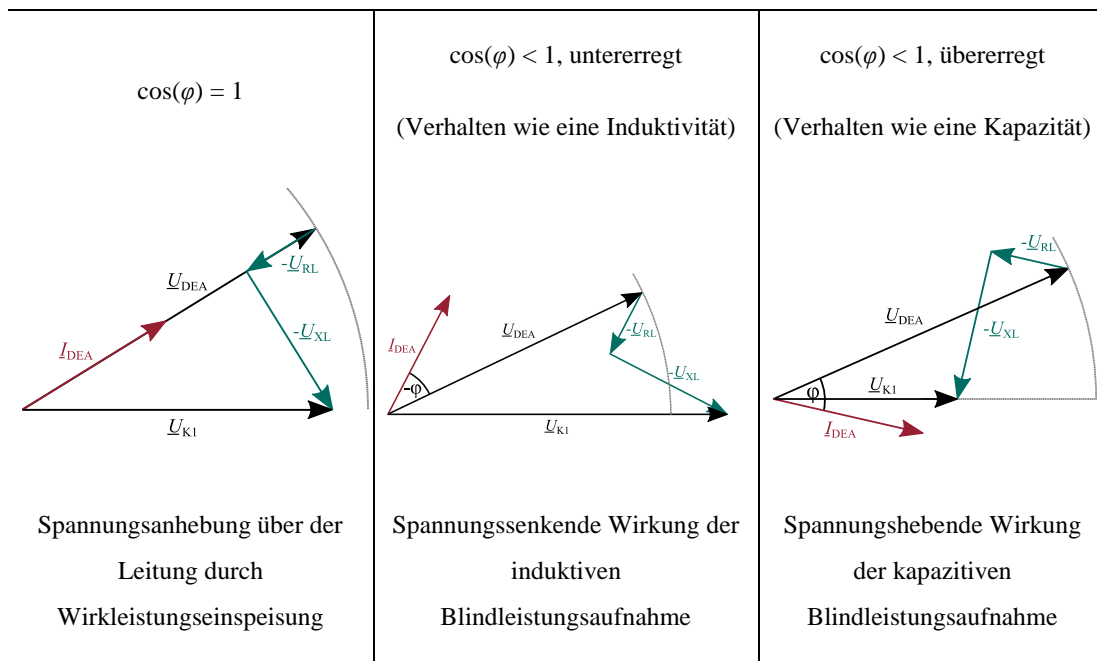


Abbildung 7-1: Prinzip-Schaltbildes und Zeigerdiagrammen für die Grundfälle des BLM

7.2.2.3 Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Für langfristige strategische Planungen werden keine über den Grunddatensatz (vgl. Abschnitt 3.1) hinausgehenden Angaben benötigt. Für Maßnahmenplanungen und den Netzbetrieb sollte jedoch die gegenwärtige Ausgestaltung des BLM des jeweiligen Netzbetreibers (bspw. Anforderungen an Fernsteuerbarkeit, Parametrierung, Betriebsbereiche der DEA) bekannt sein und dem Anlagenbetreiber vorgegeben werden.

7.2.2.4 Modellierung und Planungsmethodik

Für strategische Planungen kann eine vereinfachte Modellierung des BLM für die Leistungsflussrechnung im Netzberechnungsprogramm vorgenommen werden: Die DEA werden mit einem festen Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ modelliert, unabhängig davon, ob ein statisches oder dynamisches BLM zum Einsatz kommt. Der konkrete Wert des Leistungsfaktors sollte allerdings

in Abhängigkeit des betrachteten Betriebspunkts und der Parametrierung des eingesetzten BLM-Verfahrens bestimmt werden.

7.2.3 Optimierte Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk

Unter der optimierten Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk (SUW) wird im Rahmen dieses Leitfadens eine Anpassung (Verringerung) der Spannung an der MS-Sammelschiene mittels des Stufenstellers am HS/MS-Transformator unter Berücksichtigung verschiedener Ansätze verstanden, die im Folgenden näher erläutert werden.

7.2.3.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

In herkömmlichen Verteilungsnetzen der öffentlichen Versorgung ist der unter Last schaltbare Stufensteller des HS-/MS-Transformators die letzte aktive Spannungsregelung vor der Verteilung elektrischer Energie durch die MS- bzw. unterlagerten NS-Netze. Über die unter Last nicht stufbaren konventionellen ONT setzen sich Spannungsänderungen durch Leistungsflüsse in der MS-Ebene in den NS-Netzen fort. Um die gekoppelten MS- und NS-Netze dennoch separat auslegen zu können, wurde das zur Verfügung stehende Spannungsband bislang fest aufgeteilt. Mit steigender Durchdringung der Netze mit dezentralen Einspeisungen wandelt sich jedoch die Versorgungsaufgabe, sodass nun eine Neuaufteilung des zulässigen Spannungsbandes zu prüfen ist.

Mit dem Ziel, Grenzwertverletzungen durch zu hohe und zu geringe Spannungswerte an Netzanschlusspunkten zu verhindern ohne Netzausbaumaßnahmen durchführen zu müssen, wird eine Optimierung des Spannungssollwerts am UW vorgenommen. Je nach notwendiger Spannungsabsenkung und der bisherigen unteren Spannungsgrenze im Starklastfall bieten sich unterschiedliche statische bzw. dynamische Verfahren an, deren Effektivität typischerweise zusammen mit den verknüpften Kosten für Planung, Realisierung und Betrieb ansteigt. Sie unterscheiden sich in der Bestimmung der Führungsgröße (statischer bzw. durch Kennlinien vorgegebener Sollwert) und der Auswahl der Regelgröße (spannungsgemessene Knoten). Die drei wesentlichen Verfahren sind:

Konzept 1: Spannungsmessung an der MS-Sammelschiene: Die Spannung der MS-Sammelschiene wird auf einen dauerhaft abgesenkten Sollwert geregelt. Hierfür ist vorab zu ermitteln, ob im Starklastfall durch eine Absenkung des Sollwertes der Spannung an der MS-Sammelschiene das zulässige Spannungsband an keinem Netzverknüpfungspunkt auch im unterlagerten NS-Netz unterschritten wird. Sollte das Netz nur einige wenige Netzverknüpfungspunkte aufweisen, an denen die minimalen Spannungsgrenzen temporär unterschritten werden, kann ein gezielter Netzausbau für die Beseitigung dieser lastgetriebenen Spannungsbandverletzungen zielführend sein. Im besten Fall, wenn der

zulässige Spannungsabfall im Starklastfall noch nicht vollständig ausgenutzt wird, ist diese Absenkung ohne weitere Maßnahmen durchführbar.

Konzept 2: Spannungsmessung an MS-Sammelschiene und Messung der vom Transformator übertragenen Leistung: Bei dieser Variante wird der Spannungswert in Abhängigkeit des Betrags und der Richtung des Leistungsflusses über den HS/MS-Transformator vorgegeben. Dadurch wird eine stärkere Sollwertabsenkung im Falle großer Einspeisung von DEA als bei Variante 1 ermöglicht. Ebenso wird der Spannungswert in Situationen starker Last nach oben korrigiert, sodass eventuelle Unterschreitungen des zulässigen Spannungsbands verhindert werden.

Konzept 3: Spannungsmessung an kritischen Netzverknüpfungspunkten (Schlechtpunkte) oder vollständige Netzzustandsermittlung: Es erfolgt eine Regelung der Spannung eines gemessenen Netzverknüpfungspunktes, der für Spannungsbandverletzungen anfällig ist. Ebenso kann eine Netzzustandsermittlung des Netzes (ggf. inklusive unterlagerter Netze) mithilfe eines dezentralen Netzautomatisierungssystems (DNA) erfolgen, sodass die Spannung in Abhängigkeit aller kritischen Netzverknüpfungspunkte geregelt wird.

Außerdem besteht noch die Option, wenige und kleinere Kabelausbaumaßnahmen für den Starklastfall durchzuführen, um dadurch die Voraussetzungen für eine (statische / dynamische) Spannungsabsenkung am HS/MS-UW zu schaffen.

7.2.3.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

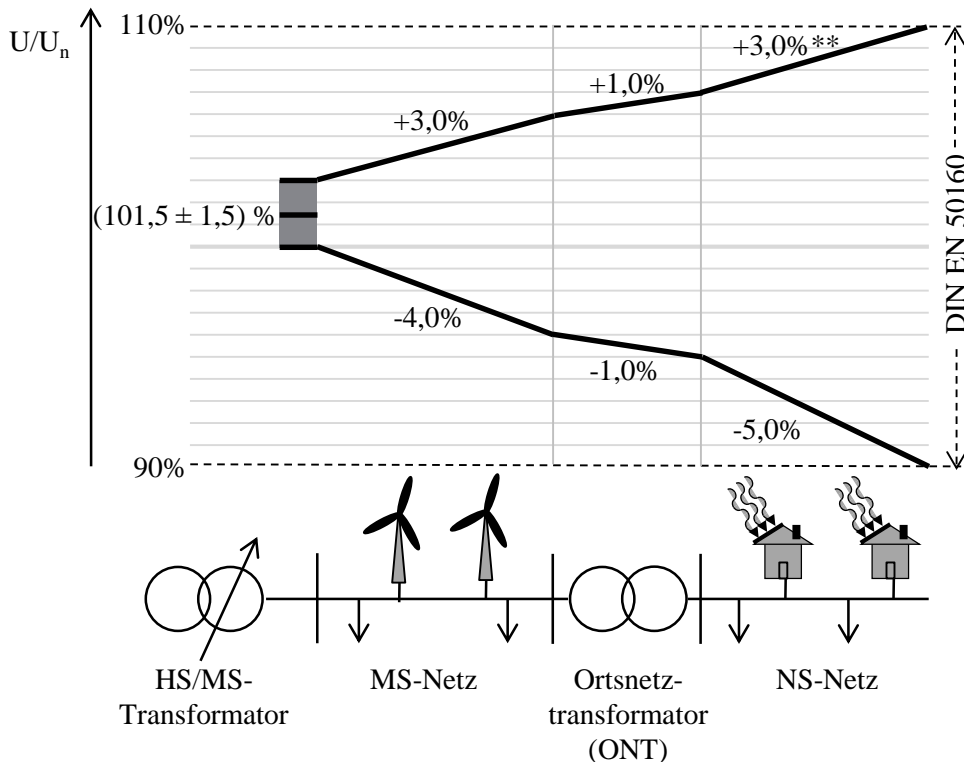
Wenn eine spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnung durchgeführt wird, ist eine weitere Berücksichtigung der Kriterien für langsame Spannungsänderungen durch Erzeugungsanlagen an MS- und unterlagerten NS-Netzen (BDEW-MS-Richtlinie [17], VDE-AR-N 4105 [19]) nicht erforderlich. Stattdessen ist die Einhaltung des Spannungsbandes gemäß DIN EN 50160 [15] durch die spannungsebenenübergreifende Leistungsflussberechnung zu überprüfen.

7.2.3.3 Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Um eine präzise Analyse der Spannungshaltung in dem untersuchten MS-Netz und seinen unterlagerten NS-Netzen durchführen zu können, ist eine spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnung auszuführen. Es vereinfacht die Betrachtung, wenn der gesamte UW-Bereich inklusive aller unterlagerten NS-Netze zumindest in vereinfachter Form als rechenfähiger Datensatz vorliegt. Ergänzend oder mit Einschränkungen auch als Alternative zur spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussrechnung kann eine temporäre Spannungsmessung an einzelnen kritischen Netzknoten (Schlechtpunkten) zur Bestimmung der Netzreserve durchgeführt werden.

7.2.3.4 Modellierung und Planungsmethodik

Eine dauerhafte Absenkung des Spannungssollwertes der MS-Sammelschiene (Variante 1) ist durch eine Anpassung der Spannung des Bilanzknotens (vgl. Definition „Slack-Knoten“ in [31]) bzw. des Sollwertes der Transformatorregelung in der Netzberechnung in einfacher Weise zu realisieren. Anschließend ist mittels Leistungsflussrechnung für alle auslegungsrelevanten Betriebspunkte zu prüfen, ob sämtliche Grenzwertverletzungen behoben sind (vgl. Abbildung 7-2) oder ob weitere Ausbaumaßnahmen trotz einer Optimierung mittels SUW notwendig sind.



***) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 7-2: Mögliche Spannungsbandaufteilung bei Einsatz von SUW (Absenkung des Spannungssollwertes um 1 % der Nennspannung). Eine höhere Absenkung oder andere Aufteilung (zwischen MS- und NS-Ebene) ist je nach Netz prinzipiell ebenfalls möglich bzw. explizit sinnvoll

Für eine Planung mittels der dynamischen Varianten (Varianten 2 und 3) sind Zeitreihenbetrachtungen der Lasten und DEA notwendig. Die Zeitreihen können in ein Netzberechnungsprogramm eingelesen werden, sodass für alle Zeitpunkte per Leistungsflussrechnung überprüft werden kann, ob die Spannungsregelung jeweils ausreicht um Grenzwertverletzungen zu verhindern. Viele Netzberechnungsprogramme können dazu die Regelung des Transformators modellieren. Insbesondere sollte per Zeitreihenbetrachtung überprüft werden, ob inhomogene Betriebszustände auftreten, bei dem in einem (Halb-)Ring eine hohe DEA-Leistung vorliegt und gleichzeitig eine hohe Last bei niedriger DEA-Leistung in einem anderen. Um zu entscheiden, ob eine Regelung in der Variante 2 ausreicht, ist per Leistungsflussrechnung zu analysieren, ob die Spannungsregelung mittels einer Kennlinie auf

Basis der Momentanleistung am UW durch eine $U(P)$ - bzw. $U(S)$ -Regelung Grenzwertverletzungen verhindert. Die Analyse kann beispielsweise iterativ durch die Hinterlegung von Kennlinien erfolgen. Es muss sichergestellt werden, dass für jeden Zeitpunkt und jeden UW-Abgang ein Spannungssollwert existiert, mit dem die Einhaltung des Toleranzbandes gemäß DIN EN 50160 [15] sichergestellt ist.

7.2.4 Regelbarer Ortsnetztransformator

Im Rahmen dieses Leitfadens wird unter einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) ein ONT verstanden, dessen Übersetzungsverhältnis im Betrieb unter Last mittels einer geeigneten Aktorik und Regeleinheit verändert werden kann.

7.2.4.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

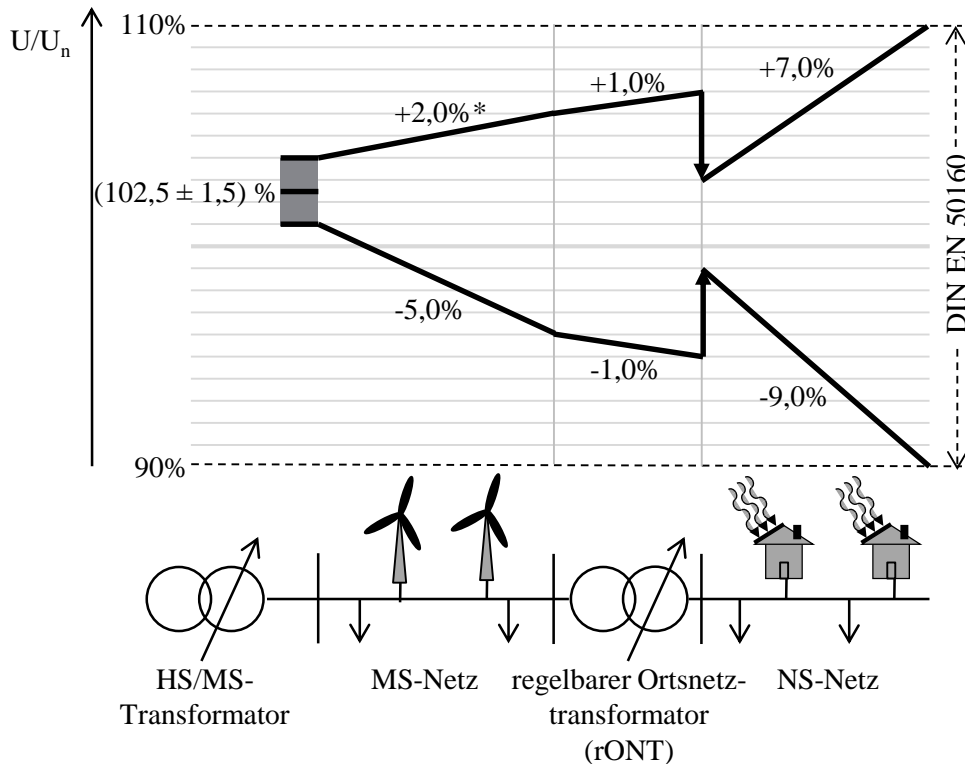
Bereits konventionelle ONT werden je nach Bedarf mit mehreren Anzapfungen mit unterschiedlichen Übersetzungsverhältnissen ausgestattet, auf die jedoch nur manuell und nicht unter Last umgeschaltet werden kann. Inzwischen gibt es allerdings neuartige ONT, die das Übersetzungsverhältnis auch unter Last mittels einer Spannungsregelung ändern können. Die technische Umsetzung erfolgt je nach Hersteller konzeptionell unterschiedlich durch elektromechanische oder elektrische Einheiten zum Umschalten zwischen verschiedenen Anzapfungen des Transformators [32].

In Abhängigkeit der Stufenanzahl (Anzapfungen) und Stufenspannung ergibt sich damit für typische Konfigurationen ein Regelbereich von $\pm 4\% U_r$ bis $\pm 10\% U_r$ der unterspannungsseitigen Bemessungsspannung des Transformators, der eine direkte Rückwirkung auf die in der Planung zu berücksichtigende Spannungsbandaufteilung hat. Auf Basis von Spannungsmesswerten setzt eine Steuerungseinheit eine Dreipunktregelung (vgl. [33]) um.

In Abhängigkeit der vorgegebenen Einsatzweise (siehe unten) ist die Anwendung unterschiedlicher Verfahren zur Regelung der Spannung möglich bzw. notwendig, die sich in der Ermittlung der Führungsgröße (statischer bzw. durch Kennlinien vorgegebener Sollwert) und der Auswahl der Regelgröße (spannungsgemessene Knoten) unterscheiden. Diese sind vergleichbar mit den in Abschnitt 7.2.2 beschriebenen Regelungsverfahren für eine optimierte Spannungsregelung des HS-/MS-UW. Wird ein DNA-System gemäß Abschnitt 7.2.12 in der NS- und/oder MS-Ebene installiert, kann dieses die Regelung des oder der rONT durchführen.

Prinzipiell lässt sich zwischen drei verschiedenen Einsatzweisen eines rONT unterscheiden:

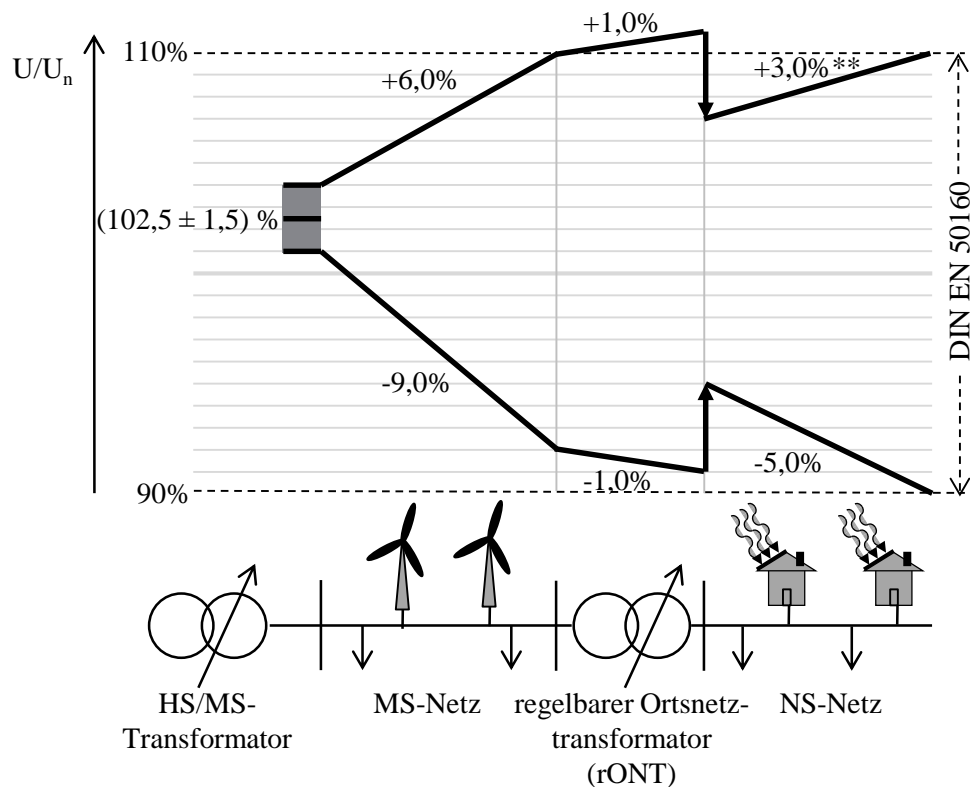
1. **NS-dienliche Einsatzweise (Abbildung 7-3):** Die bisher nach der festen Spannungsbandaufteilung für MS- und NS-Ebene geltenden Spannungsgrenzwerte werden für das MS-Netz beibehalten. Der Regelbereich des rONT wird möglichst vollständig in der NS-Ebene genutzt. Durch die NS-dienliche Einsatzweise kann bei einem Regelbereich des rONT von $\pm 4\% U_n$ ein Spannungsanstieg von typischerweise ca. $\Delta U_{NS,max} = 7\% U_n$ zugelassen werden (vgl. Abbildung 7-3).



*) in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie

Abbildung 7-3: Aufteilung des Spannungsbands bei singulärem, NS-dienlichem Einsatz eines rONT. Annahme: Der rONT kann die Spannung um mindestens $\pm 4\% U_n$ verändern

2. **MS-dienliche Einsatzweise:** Die bisher nach der festen Spannungsbandaufteilung für MS- und NS-Ebene geltenden Spannungsgrenzwerte werden für die NS-Ebene beibehalten. Der Regelbereich des rONT wird möglichst vollständig in der MS-Ebene genutzt. Voraussetzung ist, dass die MS-Netzbereiche, in denen die Spannungsgrenzwerte erweitert werden, vollständig mit rONT ausgestattet sind. Bei MS-dienlicher Einsatzweise erhöht sich die zulässige obere Spannungsgrenze in der MS-Ebene auf $110\% U_n$ und $\Delta U_{MS,max} > 2\% U_n$, da keine besondere Rücksicht mehr auf die unterlagerte Ebene genommen werden muss (Abbildung 7-4).



***) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 7-4: Aufteilung des Spannungsbands bei MS-dienlichem rONT-Einsatz an allen ONS, an denen MS-seitig Spannungen größer als 106 % der Nennspannung auftreten. Annahme: Die rONT können die Spannung um mindestens $\pm 4\% U_n$ verändern

3. **Kombinierte Einsatzweise:** Das zusätzlich zur Verfügung stehende Spannungsband wird auf MS- und NS-Ebene aufgeteilt: In beiden Ebenen können höhere Spannungsabfälle bzw. Spannungsanhebungen als bei Berücksichtigung der heute gängigen Richtlinien ([17] und [19]) zugelassen werden, allerdings ist für die kombinierte Einsatzweise je nach benötigter Spannungsänderung je Ebene ein rONT notwendig, dessen Regeleinheit über eine geringerer Stufenspannung und gleichzeitig größerer Stufenanzahl verfügt (Abbildung 7-5).

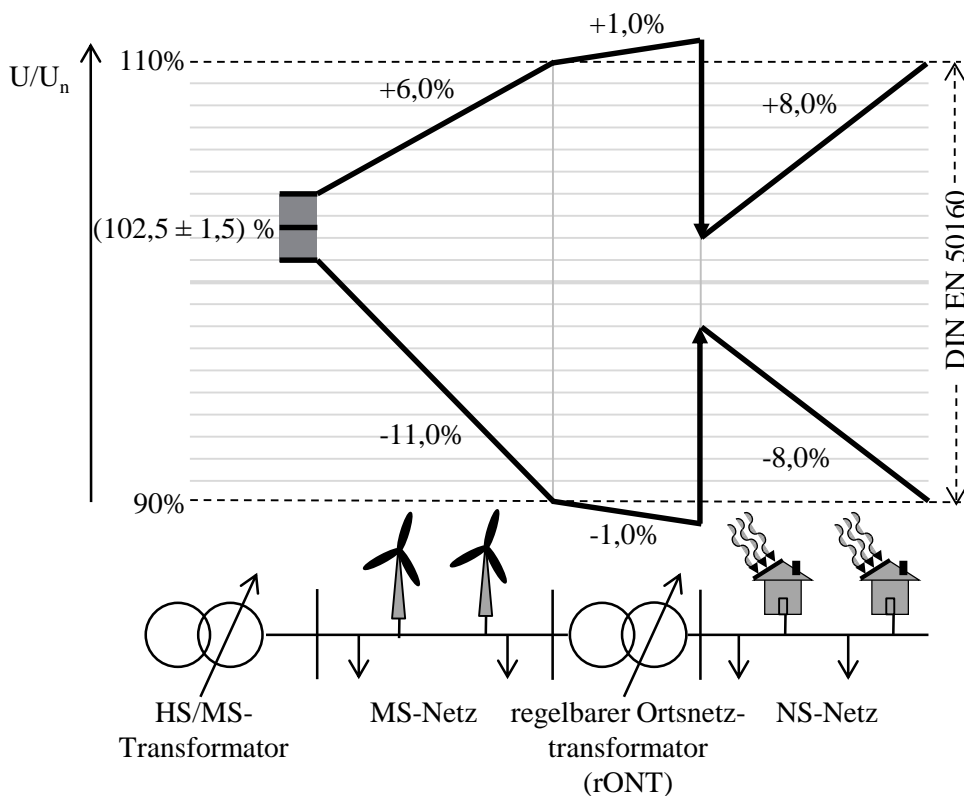


Abbildung 7-5: Aufteilung des Spannungsbands bei Einsatz von rONT im Falle der kombinierten Einsatzweise an allen ONS an denen MS-seitig Spannungen größer als 106 % der Nennspannung auftreten. Annahme: Die rONT verfügen über 9 Stufen mit jeweils $2,5\% U_n$ und können die Spannung so um $\pm 10\% U_n$ verändern; dabei ist ein zusätzlicher Toleranzbereich zu berücksichtigen

Durch die NS-dienliche Einsatzweise kann je nach Regelbereich des rONT ein Spannungsanstieg von typischerweise bis zu $\Delta U_{NS,max} = 8\% U_{n,NS}$ realisiert werden. Bei MS-dienlicher Einsatzweise erhöht sich die zulässige obere Spannungsgrenze in der MS-Ebene auf $110\% U_n$ und $\Delta U_{MS,max} > 2\% U_n$, da keine besondere Rücksicht mehr auf die unterlagerte Ebene genommen werden muss.

7.2.4.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Die Rückwirkungen der Nutzung von rONT auf den Umgang mit geltenden Normen zur Spannungshaltung hängen von der beabsichtigten Einsatzweise ab:

1. **NS-dienliche Einsatzweise:** Das in der VDE-AR-N 4105 [19] definierte Kriterium für die zulässige Spannungsänderungen durch DEA ($\Delta U/U_n \leq 3\%$) ist nicht anzuwenden.
2. **MS-dienliche Einsatzweise:** Das in der BDEW MS-Richtlinie [17] definierte Kriterium für die zulässige Spannungsänderung durch Erzeugungsanlagen ($\Delta U/U_n \leq 2\%$) ist nicht mehr anzuwenden. Auf MS-Ebene kann in Bereichen mit rONT dann das gesamte Spannungsband von $\Delta U = \pm 10\% U_n$ ausgenutzt werden.
3. **Kombinierte Einsatzweise:** Sowohl das 2 %-Kriterium gemäß [17] als auch das 3 %-Kriterium [19] sind nicht mehr anzuwenden.

Das von der Norm DIN EN 50160 [15] vorgegebene Spannungsband ist stets einzuhalten.

7.2.4.3 Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Das zusätzliche Integrationspotential von DEA und Lasten durch den rONT-Einsatz ist stark abhängig von dessen Regelbereich. Daher sollte der Regelbereich des zu berücksichtigenden rONT bekannt sein.

7.2.4.4 Modellierung und Planungsmethodik

In der NS-Ebene (Einsatzweise 1) wird entweder die angenommene Spannung eines Bilanzknotens an der NS-Sammelschiene (keine Modellierung des Transformators) oder der Spannungssollwert für die Transformatorregelung entsprechend des neuen Spannungssollwertes modifiziert.

In der MS-Planung (Einsatzweise 2) wird hingegen identifiziert, an welchen ONS die Spannung im Einspeisefall über der zuvor festgelegten Grenze der konventionellen Spannungsbandaufteilung zwischen NS- und MS-Ebene liegt. An diesen Stellen wird ein rONT eingesetzt, der aber in der Leistungsflussrechnung selbst nicht modelliert werden muss. Außerdem ist mit anderen Maßnahmen (z. B. Verstärkungen von Kabeln) sicherzustellen, dass keine Knoten existieren (egal ob mit oder ohne rONT), an denen Spannungswerte auftreten die außerhalb der Bandes von $\pm 10\% U_n$ liegen.

Bei Einsatzweise 3 wird sowohl eine Planung für die NS-Ebene vergleichbar mit dem Vorgehen aus Einsatzweise 1 und eine Planung für die MS-Ebene wie in Einsatzweise 2 durchgeführt. Anschließend ist sicherzustellen, dass die Anzahl der Stufen und die Regelgenauigkeit ausreichen um beide Zwecke gleichzeitig zu erfüllen. Dies wird durch eine hohe Stufenanzahl und eine kleine Stufenspannung in Verbindung mit einer genauen Spannungsmessung ermöglicht.

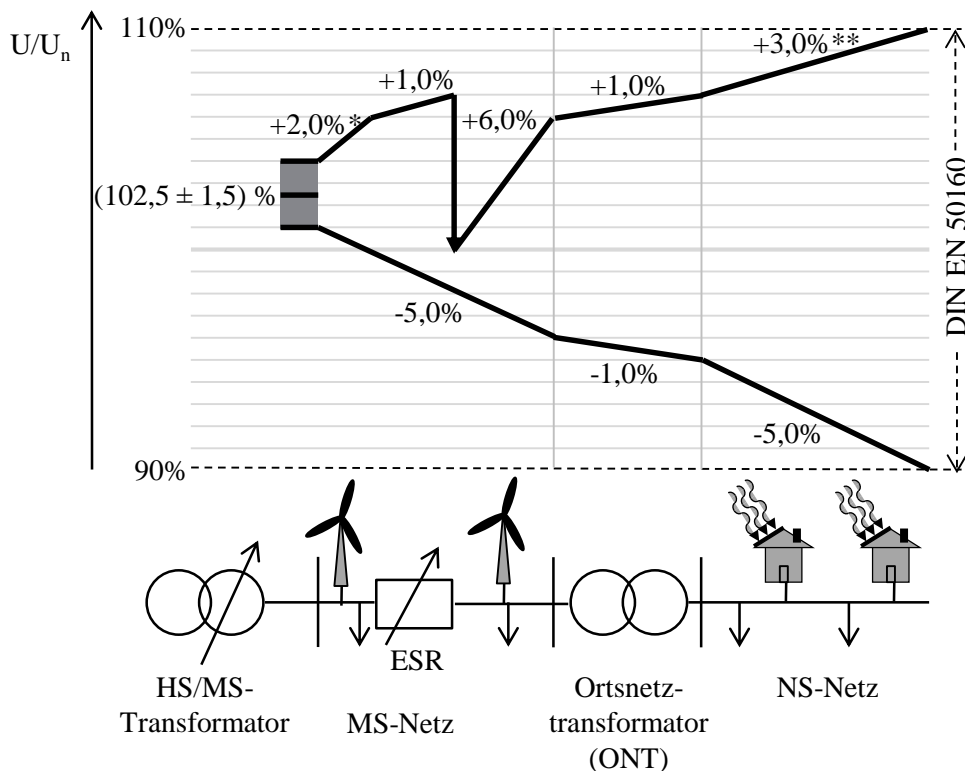
Weitergehende Informationen zu den Einsatzmöglichkeiten von rONT in der Netzplanung können dem FNN-Hinweis [32] entnommen werden.

7.2.5 Einzelstrangregler

Im Weiteren wird unter einem Einzelstrangregler (ESR) ein Betriebsmittel verstanden, das innerhalb einer Spannungsebene, die Spannung des hinter ihm liegenden (UW-/ONS-fernen) Strang- bzw. Halbring-Abschnitts gezielt regeln kann, sodass eine Entkopplung der Spannung vor und nach dem ESR realisiert wird. Es wird zwischen Einzelstrangreglern, die auf MS-Ebene installiert sind (MS-ESR), und solchen auf NS-Ebene (NS-ESR) unterschieden.

7.2.5.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

In der MS- und NS-Ebene können ESR zur Strang-individuellen Regelung der Spannung verwendet werden. ESR wirken wie regelbare MS/MS- bzw. NS/NS-Transformatoren mit einem einstellbaren Übersetzungsverhältnis nahe 1. Die Positionierung des ESR innerhalb eines Strangs ist ein Kompromiss zwischen der insgesamt möglichen Spannungsänderung entlang des Strangs und der zu übertragenden Leistung. Ein MS-ESR kann auch höhere Spannungsänderungen in unterlagerten NS-Netzen ermöglichen und weist damit Rückwirkungen auf die NS-Netzplanungen auf (Abbildung 7-6).



*) in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie

***) in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 7-6: Spannungsbandaufteilung mit MS-ESR. Annahme: Der MS-ESR verfügt über einen Regelbereich von mehr als $6\% U_n$

Auch beim ESR können prinzipiell unterschiedliche Verfahren zur Regelung der Spannung eingesetzt werden, die sich in der Ermittlung der Führungsgröße (statischer bzw. durch Kennlinien vorgegebener Sollwert) und der Auswahl der Regelgröße (Anzahl und Position spannungsgemessener Knoten) unterscheiden (vgl. Beschreibung der Regelungsverfahren für eine optimierte Spannungsregelung des HS-/MS-UW in Abschnitt 7.2.3.1). Als Vorschlag für strategische Planungen eignet sich die statische Vorgabe eines Sollwerts am Knoten hinter dem ESR. Dabei sind der Regelbereich und die Genauigkeit der Regelung zu berücksichtigen.

Aufgrund der galvanischen Trennung durch die Installation eines ESR sind die Sternpunktbehandlung und das Schutzkonzept individuell zu überprüfen und gegebenenfalls entsprechend anzupassen. Ist ein Netz zusätzlich auch mit einer DNA ausgestattet (vgl. Abschnitt 7.2.12), kann diese prinzipiell auch die Regelung der Spannung durch den ESR übernehmen. Außerdem kann durch Einsatz des DEM (vgl. Abschnitt 7.2.7), eine Überlastung des ESR durch Leistungsspitzen vermieden werden. Es kann also eine Optimierung zwischen DEM-Einsatz und ESR-Auslegung erfolgen (vgl. Erläuterung zu den Planungsgrundsätzen in Abschnitt 10.2).

7.2.5.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

MS-ESR: Für den UW-fernen Netzabschnitt hinter dem ESR ist das 2 %-Kriterium nach BDEW-MS-Richtlinie nicht anzuwenden (vgl. Abbildung 7-6). Kann ein MS-ESR auch NS-dienlich eingesetzt werden, so kann in den unterlagerten NS-Netzen das 3 %-Kriterium der VDE-AR-N 4105 entfallen. Stattdessen ist ausschließlich die Einhaltung des Spannungsbands gemäß DIN EN 50160 zu prüfen.

NS-ESR: Für Netzabschnitte hinter dem ESR (der ONS-fernen Teils des Strangs) ist das 3 %-Kriterium der VDE-AR-N 4105 nicht anzuwenden. Stattdessen ist ausschließlich die Einhaltung des Spannungsbands gemäß DIN EN 50160 zu prüfen.

7.2.5.3 Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Der Regelbereich und die Regeltoleranz des ESR sollten für die Modellierung des ESR in der Netzplanung bekannt sein (siehe Abschnitt 7.2.5.4). Zudem ist die aktuell und künftig durch den ESR zu übertragende Leistung zu ermitteln, um den ESR geeignet auslegen zu können.

7.2.5.4 Modellierung und Planungsmethodik

Für strategische Planungen lässt sich ein ESR durch einen (Spar-)Transformator mit variablem Übersetzungsverhältnis und einem Laststufensteller abbilden. Die Variabilität des Übersetzungsverhältnisses (also die Regelung) kann durch eine typischerweise bereits in Netzberechnungsprogrammen modellierte Transformatorregelung nachgebildet werden. Bei der Problemidentifikation ist unter Berücksichtigung des Regelbereichs und der Regeltoleranz der höchste Spannungswert anzusetzen, der trotz ausgeführter ESR-Regelung auftreten kann.

7.2.6 Statisches Einspeisemanagement

Unter statischem Einspeisemanagement (SEM), das eine Ausprägung der Spitzenkappung darstellt, wird im Weiteren eine dauerhafte, statische Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung von DEA verstanden, die unabhängig vom aktuellen Netzzustand fest in der Anlage parametrisiert ist.

7.2.6.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

Das SEM begrenzt die eingespeiste Wirkleistung aller in das Einspeisemanagement eingebundenen DEA unabhängig von dem aktuellen Netzzustand auf einen fest vorgegebenen Wert. Die Begrenzung wird durch eine geeignete Konfiguration der DEA-Steuerung bzw. durch Wechselrichter ohne zusätzliche Hard- und Software realisiert.

Die nachfolgende Abbildung 7-7 zeigt eine schematische Darstellung des Verlaufs der Leistung einer PVA und einer WEA mit und ohne SEM. Die eingefärbte Fläche entspricht der aufgrund des SEM abgeregelten Energie.

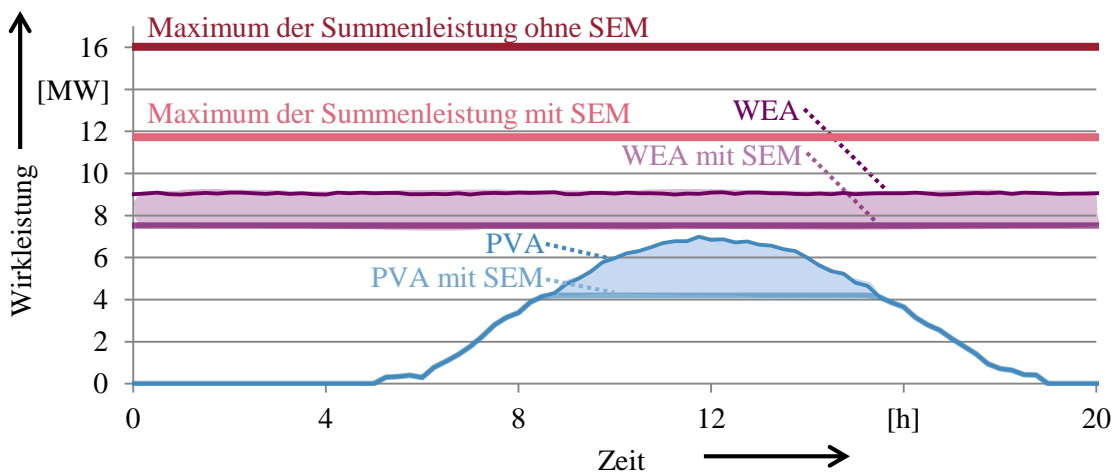


Abbildung 7-7: Schematische Darstellung des Effekts des SEM

Die durch Politik und Gesetzgebung aktuell favorisierte Methode [34] zur Begrenzung der Leistungsabregelung legt für die Netzplanung einen maximalen Anteil der jährlich durch das Einspeisemanagement abgeregelten Energie je DEA fest.

$$e = \frac{E_{\text{ab}}|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}}{E_{\text{ges}}|_{\Delta t = 8760 \text{ h}}}$$

Für den relativen Anteil der jährlich abgeregelten Energie wird voraussichtlich in 2016 ein Zielwert für die Netzplanung von $e = 3 \%$ vorgegeben, der in der Verteilnetzebene unter Beachtung der im Gesetz definierten Bedingungen [34] auch überschritten werden darf.

Haushalte mit PVA verfügen zunehmend über eigene Speicher. Diese können bei entsprechender Parametrierung eine netzdienliche Wirkung haben (in Anlehnung an die KfW-Bedingungen [35]), die wie das SEM Leistungsspitzen verhindert. Bei langfristigen Zielnetzplanungen sind Szenarien über den Zubau netzdienlicher Kundenspeicher zu erstellen und zu berücksichtigen.

7.2.6.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Es ist noch zu prüfen, wann im Netzbetrieb eine statische Leistungsabregelung (mittels SEM) gesetzlich zulässig ist, und wann eine dynamische Abregelung (mittels DEM, Abschnitt 7.2.7) einzusetzen ist. Womöglich wird die endgültige Fassung des *Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)* (Entwurf siehe [34]) oder eine daraus abgeleitete Verordnung entsprechende Vorgaben beinhalten.

Netzdienliche Kundenspeicher werden teilweise durch die KfW gefördert [35]. Die Betreiber in dieser Weise geförderter Speicher sind demnach verpflichtet die maximale ins Netz eingespeiste Leistung auf 50 % der installierten PVA-Leistung zu limitieren (vor 2016 betrug der Grenzwert 60 % der installierten PVA-Leistung).

7.2.6.3 Modellierung und Planungsmethodik

Das SEM kann in der Netzberechnung durch eine Reduktion der Leistung aller einbezogenen DEA auf eine vorgegebene, maximale Leistung P_{lim} abgebildet werden. Die abgeregelte Jahresenergie kann mithilfe einer Zeitreihenanalyse bestimmt werden oder über vereinfachte Betrachtungen gut abgeschätzt werden.

Durch eine Analyse historischer Einspeisezeitreihen ergibt sich so eine dauerhafte, auf die installierte Leistung bezogene maximale Einspeiseleistung der DEA (Abbildung 7-8 und Tabelle 7-2), die allerdings in Abhängigkeit vom Standort (der Region) und dem Wetterjahr deutlich variieren kann.

Die Wertetabelle der Funktion (Tabelle 7-2) zeigt, dass bei Abregelung von $e = 3 \%$ insbesondere bei PVA eine deutliche Leistungsreduzierung auf ca. 59 % der installierten Leistung möglich ist, während dieser Wert für WEA bei ca. 76 % der installierten Leistung liegt. BMA haben aufgrund ihrer hohen Volllaststunden ein sehr viel ungünstiges Verhältnis zwischen abgeregelten Energie und reduzierter Leistung. Dafür können BMA gegebenenfalls in der Zeit Brennstoff zwischenspeichern, sodass die Energie in einem späteren Zeitpunkt für die Stromversorgung eingesetzt werden kann. Da allerdings standortabhängig signifikante Abweichungen von den hier gezeigten Verläufen zu erwarten sind, ist für VNB-spezifische Untersuchungen eine Auswertung lokal gemessener Zeitreihen unbedingt zu empfehlen.

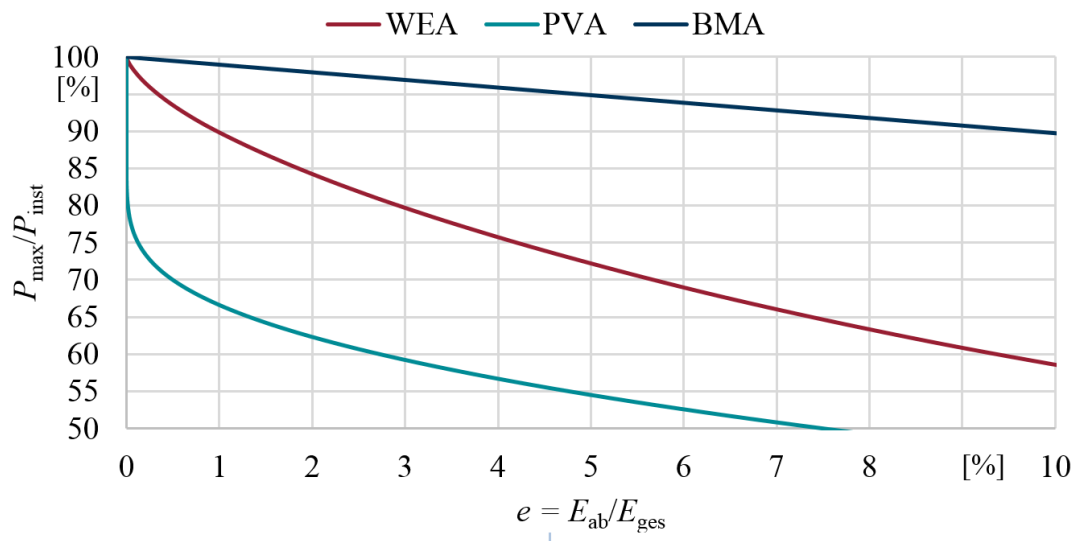


Abbildung 7-8: Planungswerte für die Leistungsanpassung durch SEM in Abhängigkeit der jährlich spezifischen, abgeregelten Energie

Tabelle 7-2: Planungswerte für die Leistungsanpassung durch SEM in Abhängigkeit der jährlich spezifischen, abgeregelten Energie

DEA-Typ	$P_{\text{lim}}/P_{\text{inst}}$			
	(bei PVA bezogen auf die maximale Modulleistung unter Testbedingungen)			
	$e = 0 \%$	$e = 2 \%$	$e = 3 \%$	$e = 5 \%$
PVA	84 %	62 %	59 %	54 %
WEA	100 %	84 %	80 %	72 %
BMA	100 %	98 %	97 %	95 %

7.2.7 Dynamisches Einspeisemanagement

Unter dem dynamischen Einspeisemanagement (DEM) wird im Rahmen dieses Leitfadens die gezielte dynamische Absenkung der eingespeisten Wirkleistung von DEA verstanden, die mittels Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) bedarfsgerecht und in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustands erfolgt. Die Einführung eines rechtlichen Rahmens für den Einsatz des DEM bei der Auslegung von Netzen ist Gegenstand des laufenden Gesetzgebungsverfahrens [34] und soll noch im Laufe des Jahres 2016 in Kraft treten.

7.2.7.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

Statt die Einhaltung der Spannungs- und Auslastungsgrenzen wie beim SEM durch eine nicht-selektive und konstante Beschränkung der Einspeiseleistung von DEA sicherzustellen, regelt das DEM die Wirkleistungseinspeisung von DEA in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustands bei Bedarf selektiv ab (Abbildung 7-9).

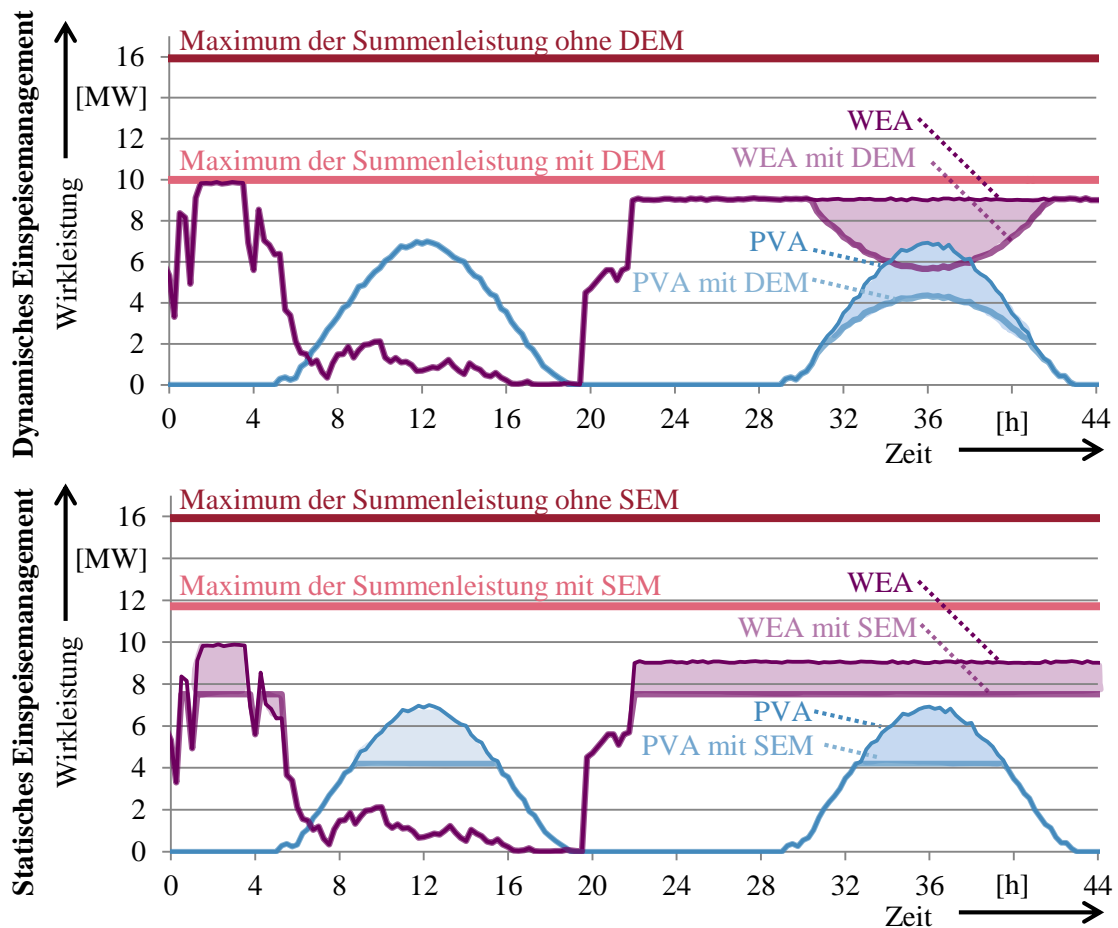


Abbildung 7-9: Vergleich der Wirkungsweise des DEM mit dem SEM anhand exemplarische Leistungszeitreihen über zwei Tage für einen MS-Abgang mit Einspeisung von WEA und PVA. Beim DEM ist die Belastung für das Netz geringer (maximale Summenleistung) trotz höherer eingespeister Energie (weniger Zeitpunkte mit Abregelung)

So ermöglicht DEM im Gegensatz zum SEM bei gleicher jährlich abgeregelter Energie im Allgemeinen eine deutlich stärkere Leistungsabregelung während der vergleichsweise seltenen, kritischen Leistungsspitzen der Einspeisung. Insbesondere in Netzen mit einer hohen Durchmischung von WEA und PVA, macht sich der Effekt einer Durchmischung mit geringer Gleichzeitigkeit der Einspeisung der beiden Anlagentypen durch hohe abregelbare Leistungen bemerkbar (siehe Tabelle 10-4).

Das DEM entspricht vom Grundsatz her dem in § 14 EEG 2014 [23] festgelegten Einspeisemanagement. Die Abregelung der Einspeiseleistung dient dabei nach § 14 bislang aber

nur der Vermeidung eines Netzengpasses und stellt daher bisher noch keinen netzplanerischen Grundsatz dar [5]. Durch das aktuelle Gesetzgebungsverfahren (Strommarktgesetz) [34], wird die rechtliche Grundlage geschaffen, DEM auch dauerhaft einzusetzen um etwa Netzausbauvorhaben langfristig und dauerhaft zu substituieren. Ähnlich wie bereits für das SEM beschrieben, sollte die durch das DEM jährlich abgeregelte Energie je DEA zum Zwecke der Kosteneffizienz begrenzt werden. Von Seiten des Gesetzgebers wird im Entwurf des Strommarktgesetzes [34] ein Zielwert für die Netzplanung von $e = 3\%$ vorgegeben, der in der Verteilnetzebene unter Beachtung der im Gesetz definierten Bedingungen auch überschritten werden darf.

Voraussetzung für die betriebliche Implementierung des Regelungsprozesses eines DEM ist eine Netzzustandserfassung mithilfe von Spannungs- und Stromsensoren in Echtzeit sowie die Fernsteuerbarkeit von DEA. Gemäß § 9 EEG 2014 [23] müssen neu errichtete und durch das EEG geförderte DEA mit einer installierten Leistung größer als $P_{\text{inst}} = 100 \text{ kW}$ über eine technische Einrichtung zum Abruf der jeweiligen Ist-Einspeisung sowie zur ferngesteuerten Reduktion der Einspeiseleistung verfügen. Damit ist die Anwendung des DEM in HS- und MS-Netzen, die im Allgemeinen unter die Regelung nach § 9 EEG [23] fallen, in der Regel ohne großen Zusatzaufwand realisierbar.

In der HS-Ebene kann der hohe Automatisierungsgrad und die vorhandene Leittechnik für die Zustandserfassung verwendet werden. Die DEA sind in der Regel in das Netzleitsystem eingebunden. Der Mehraufwand fällt dann bei der Modulerweiterung des Netzleitsystems durch Einbindung eines Netzsicherheitsmanagements an, das u.a. die operative Behandlung von Netzengpässen ermöglicht (siehe auch Abschnitt 11.4). Für die Implementierung auf HS-Ebene entsteht daher ein zusätzlicher aber insgesamt überschaubarer Aufwand. Eine gegebenenfalls nicht ausreichend vorhandene Kommunikationstechnik bei Altanlagen ist jedoch zu berücksichtigen.

In der MS-Ebene sind die DEA in der Regel nicht über ein Leitsystem eingebunden, sodass hier eine autonom arbeitende dezentrale Netzautomatisierung notwendig ist (siehe Abschnitt 7.2.12). Im Gegensatz hierzu entsteht in der NS-Ebene aufgrund fehlender flächendeckender Kommunikationsanbindung mittels Sensorik und Aktorik aktuell ein deutlich erhöhter Aufwand und damit auch entsprechend hohe Kosten. Vor dem Hintergrund des geplanten Smart Meter Rollout wird jedoch zukünftig eine grundlegende Infrastruktur geschaffen.

Um die grundlegende Funktionsweise des DEM näher zu erläutern, soll zunächst eine Doppelleitung entsprechend den konventionellen Grundsätzen im Normalbetrieb und im Fehlerfall betrachtet werden (siehe Abbildung 7-10).

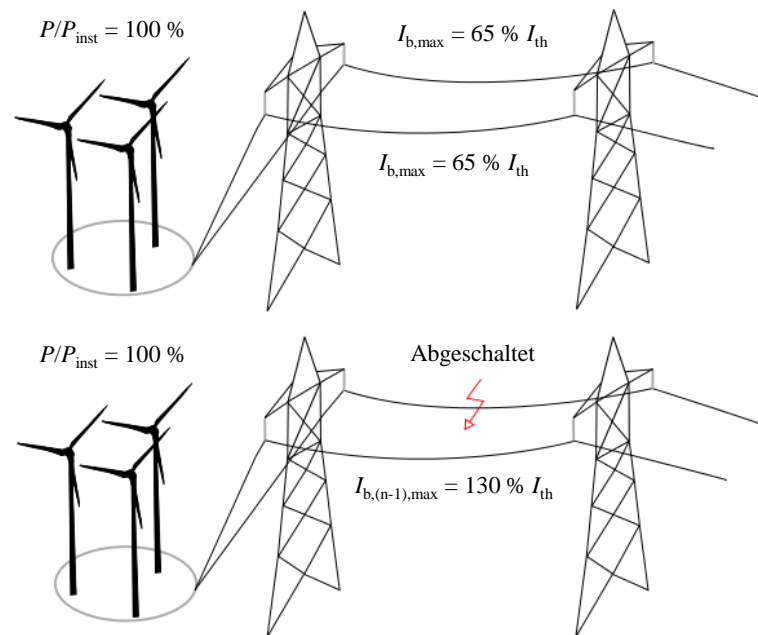


Abbildung 7-10: Netzzustände bei konventioneller Fahrweise

Sollte es zu einem Einfachfehler auf der Leitung kommen, überträgt das vom Fehler nicht betroffene System die gesamte eingespeiste Leistung P der DEA mit der installierten Leistung P_{inst} . Typischerweise werden für den (n-1)-Fall aufgrund der Vorgaben des Leiterseildurchhangs und der Netzschutzauslegung eine kurzzeitige Leitungsauslastung in einem Bereich von $I_{b,(n-1),\text{max}} = [110\%; 130\%] I_{\text{th}}$ zugelassen. Im Rückspeisefall wird aufgrund der dabei vorliegenden Umweltbedingungen durch die zusätzliche Windkühlung eine Leitungsauslastung von $I_{b,(n-1),\text{max}} = 130\% I_{\text{th}}$ zugelassen. Entsprechend dürfen beide Systeme der hier betrachteten Doppelleitung im Normalbetrieb jeweils nur zu maximal etwa $I_{b,\text{max}} = 65\%$ belastet werden, um die Grenzwerte des Leiterseildurchhangs nicht zu überschreiten oder den zusätzlichen Ausfall des zweiten (fehlerfreien) Systems bei einer Schutzauslösung zu vermeiden. Können diese Grenzwerte nicht eingehalten werden, ist bei Anwendung konventioneller Grundsätze ein Netzausbau erforderlich.

Im Gegensatz hierzu erfolgt bei Einsatz des DEM im Normalbetrieb eine automatisierte, ferngesteuerte Abregelung der DEA in genau dem Umfang, sodass in einem (n-1)-Fehlerfall die Leitungsauslastung in der Netzgruppe unter dem Grenzwert von $I_{b,(n-1),\text{max}} = 130\% I_{\text{th}}$ liegt (Abbildung 7-11). Die Einspeiseleistung P liegt damit unter den installierten Leistung P_{inst} . Bei Eintreten eines Fehlers wird die Abregelung der DEA so angepasst, dass die Auslastung in der betrachteten Netzgruppe bei einem weiteren Ausfall wiederum unter dem Grenzwert von $I_{b,(n-1),\text{max}} = 130\% I_{\text{th}}$ liegen würde. Demnach unterscheiden sich die betrieblichen Auslastungsgrenzwerte bei Einsatz des DEM nicht von jenen der konventionellen Fahrweise. Die Abgrenzung erfolgt vielmehr in der Planung und Auslegung der Betriebsmittel, sodass Erzeugungsspitzen durch eine dynamische Abregelung vermieden werden. In der Folge kann die Dimensionierung der Primärtechnik reduziert werden, da sie nicht länger auf hohe

Leistungsspitzen durch die DEA-Einspeisung ausgelegt werden muss. Im Unterschied zur schnellen Leistungsreduktion im Fehlerfall (vgl. Abschnitt 7.2.10) werden bei dem DEM bereits vor dem Eintreten eines Fehlers Abregelungsmaßnahmen realisiert (siehe auch Tabelle 7-3).

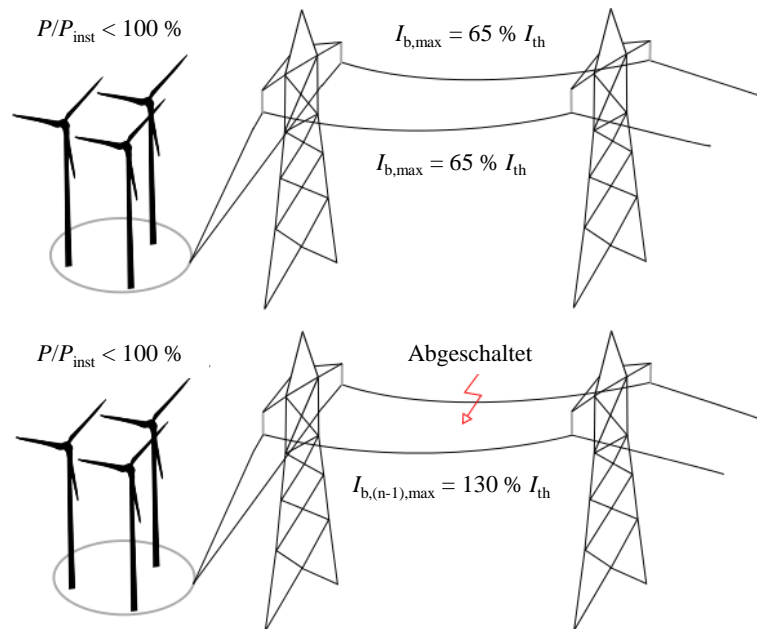


Abbildung 7-11: Netzzustände bei Anwendung des DEM

7.2.7.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Da das DEM und dessen Berücksichtigung als planerischer Grundsatz noch Gegenstand politischer Diskussionen ist, existiert derzeit keine Behandlung in einer Norm.

7.2.7.3 Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Im Optimalfall liegen Leistungs-Zeitreihen für alle DEA-Typen vor, die mindestens ein Jahr umfassen und einheitlich aus einem Gebiet und im gleichen Wetterjahr gemessen wurden, dass typisch für die betrachtete Region ist (kein Extremwetterjahr). Für die Realisierung eines DEM in der MS- und NS-Ebene ist ein DNA-System vorauszusetzen (siehe Datenbedarf im Abschnitt 7.2.12).

7.2.7.4 Modellierung und Planungsmethodik

Für eine möglichst genaue Ermittlung der zu erwartenden jährlich abgeregelten Energie ist eine Leistungsflussrechnung auf Basis gemessener oder simulierter Zeitreihen aller Einspeiser und Lasten erforderlich, die auch den später zu verwendeten Regelalgorithmus abbildet (vgl. Abschnitt 7.2.12). Die Genauigkeit der Eingangsdaten ist dabei zu bewerten und entsprechende Abweichungen zur Realität in geeigneter Weise zu berücksichtigen. Als Näherungslösung, insbesondere für strategische Planungen für NS- und MS-Netze, die häufig weniger

zeitaufwendig sein dürfen und dadurch dann auch weniger detailliert sind als in der HS-Ebene, lässt sich die Netzplanung allerdings vereinfachen, indem die Netzberechnung weiterhin für den Betriebspunkt maximaler Einspeisung bei Mindestlast zur (Leistungs-)Auslegung des Netzes herangezogen wird und dabei Faktoren für die Leistungsreduktion verwendet werden. Die Bestimmung solcher Faktoren ist beim DEM aufwendiger als beim SEM, und muss spezifisch für das betrachtete Gebiet erfolgen, da es unter anderem entscheidend vom Durchmischungsverhältnis der DEA-Typen abhängt.

Eine Möglichkeit zur Bestimmung der abgeregelten Energie auf Basis der per Leistungsflussrechnung ermittelten maximalen vom Netzabschnitt übertragbaren Leistung ist in Abbildung 7-12 dargestellt.

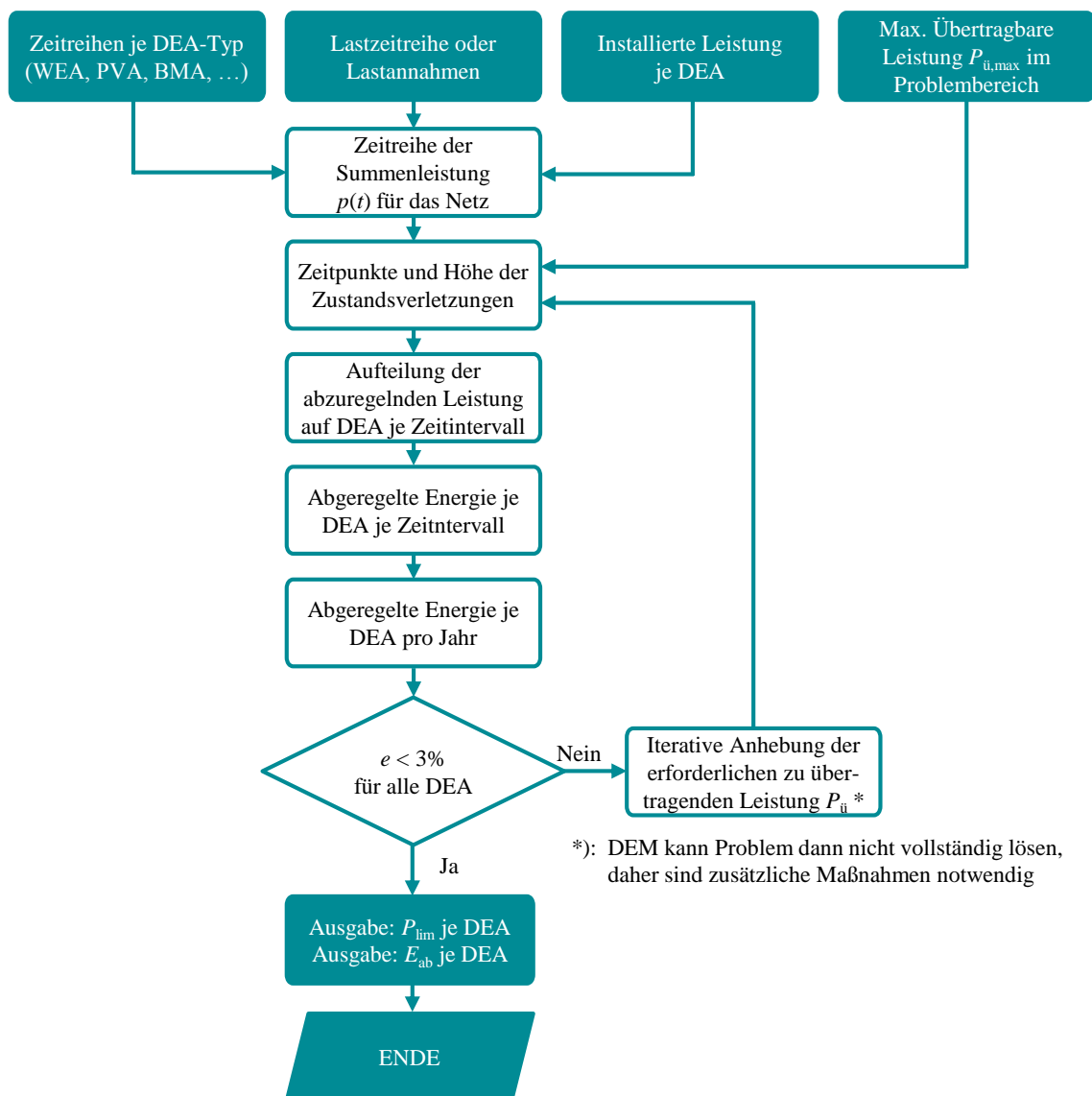


Abbildung 7-12: Schematisch Darstellung einer möglichen Methode für die Bestimmung der abgeregelten Energie und der maximalen Leistung je DEA bei Einsatz eines DEM in der Planung

Die abgeregelte absolute Energie je DEA-Typ ist unter anderem zur Bestimmung der Entschädigungszahlungen für die entgangenen Einnahmen der DEA-Betreiber zu erheben, um einen Vergleich der Gesamtkosten mehrere Technologievarianten durchführen zu können.

7.2.8 Netzdienliche Energiespeicher

Im Rahmen dieses Leitfadens wird unter einem netzdienlichen Energiespeicher (ESp) ein Betriebsmittel verstanden, das in Abhängigkeit vom aktuellem Zustand des lokalen Netzes Wirkleistung sowohl aufnehmen aber auch zu anderen Zeitpunkten wieder an das Netz abgeben kann und so gezielt elektrische Energie (ggf. mittels Energieumwandlung und Rückumwandlung) zwischenspeichert. Wenn nicht abweichend angegeben, wird im Weiteren davon ausgegangen, dass dieser Speicher nur für den Betrieb des jeweiligen Netzes (ggf. inklusive der unter- bzw. der überlagerten Netzebene) bestimmt und im Eigentum des VNB ist.

7.2.8.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

In das Stromnetz integrierte ESp beeinflussen durch Auf- bzw. Entnahme von Wirk- und Blindleistung während der Ein- bzw. Ausspeichervorgänge grundsätzlich die Zustandsgrößen der Knotenspannungen als auch der Zweigströme des verbundenen Netzes. Durch eine netzdienliche Steuerung oder Regelung kann dieser Effekt gezielt genutzt werden, um die Einhaltung der Spannungs- und Auslastungsgrenzen innerhalb des Netzes sicherzustellen. Obwohl ESp prinzipiell in der Lage sind, neben Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen durch DEA auch solche im Starklastfall zu verhindern, würde dies im Allgemeinen deutlich höhere Speicherkapazitäten und gegebenenfalls Redundanzen bedingen, um die Verfügbarkeit des Speichers und damit die normgerechte Versorgung der durch das Netz versorgten Lasten zu garantieren. Daher wird in diesen Leitfaden lediglich der einspeisegetriebene Speichereinsatz berücksichtigt.

In Abhängigkeit von dem beabsichtigten Einsatzzweck sind unterschiedliche Speicherkonfigurationen bzw. -positionierungen zielführend (Abbildung 7-13):

- Spannungsstützender ESp: Positionierung am Strangende
- Leitungsauslastungsreduzierender ESp: Positionierung hinter Engpass (z. B. am KVS)
- Transformatorauslastungsreduzierender ESp: Positionierung an ONS

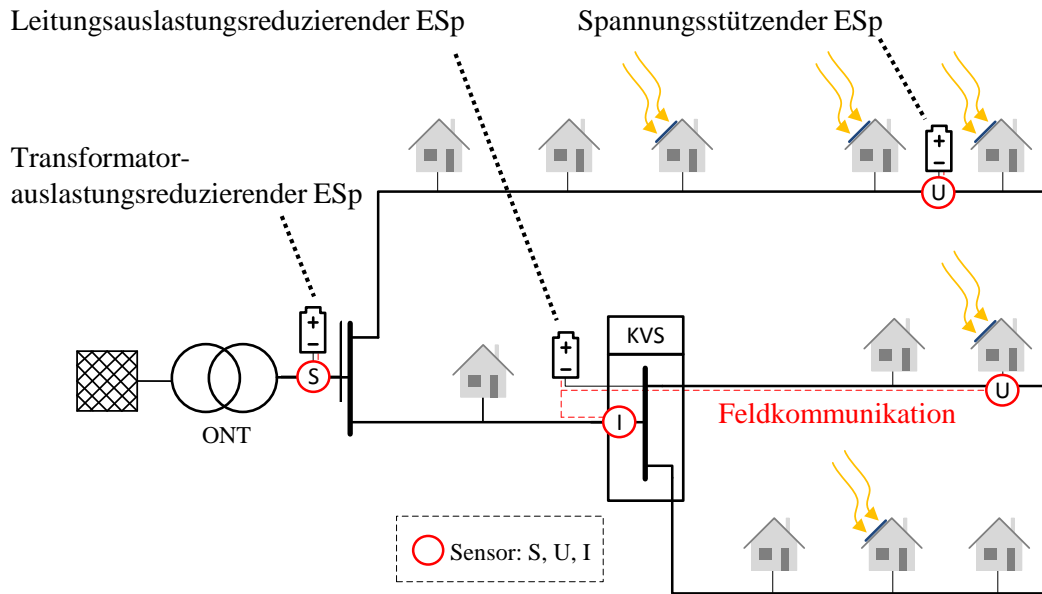


Abbildung 7-13: Positionierungsoptionen für netzdienliche ESp in Abhängigkeit ihres Einsatzzwecks

7.2.8.2 Notwendige Daten

Siehe notwendige Daten für DEM (Abschnitt 7.2.7).

7.2.8.3 Modellierung / Planungsmethodik

Die Planungsmethodik für den Einsatz von ESp ist mit jener in Abschnitt 7.2.7 beschriebenen für DEM vergleichbar. Zwar ist zur Ermittlung der genauen Dimensionierung insbesondere der Kapazität der ESp eine zeitreihenbasierte Netzsimulation erforderlich, jedoch kann zum Erhalt einer Näherungslösung das Planungsproblem auch hier auf eine Leistungsflussrechnung für die Leistungsauslegung der ESp zurückgeführt werden. Die Dimensionierung der Speicherkapazität erfolgt in diesem Fall im Anschluss an die Leistungsauslegung mithilfe von Zeitreihen der DEA und der Lasten.

7.2.9 Regionaler Flexibilitätsmarkt¹¹

Im Rahmen dieses Leitfadens wird mit dem regionalen Flexibilitätsmarkt (regioFlex) ein Konzept bezeichnet, bei dem der VNB über eine Handelsplattform per Auktion die Bereitstellung von Flexibilität (temporäre Verringerung oder Erhöhung der eingespeisten bzw. aufgenommenen Leistung von Lasten oder DEA) einkauft, um Grenzwertverletzungen zu verhindern.

¹¹ Autor des Abschnitts: Jan Meese, Bergische Universität Wuppertal

7.2.9.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

Der regioFlex stellt eine mögliche Erweiterung des DEM dar. Anstelle der Möglichkeit, bei Verletzungen des zulässigen Betriebsbereiches eines Netzabschnittes einzelne Einspeiser direkt abzuregeln, soll die Auswahl der anzusteuern Anlagen dabei diskriminierungsfrei über eine dezentrale Auktion erfolgen. Dadurch wird einer großen Zahl von Anlagen prinzipiell die Teilnahme ermöglicht, was zu sinkenden Entschädigungskosten führen soll. [36]

Auf Basis einer zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Netzzustandsprognose, die sich aus einer Einspeiseprognose und einer Lastprognose zusammensetzt, werden kritische Betriebszustände bereits im Voraus erkannt. Um das Auftreten dieser prognostizierten Grenzwertverletzung zu verhindern, werden in einer automatischen Auktion die notwendigen Leistungsänderungen auktioniert. Dazu gibt der Netzbetreiber in einer Ausschreibung die zu ändernde Leistung (Reduktion bzw. Erhöhung der eingespeisten bzw. aufgenommenen Leistung) sowie den voraussichtlichen Zeitraum vor. Anlagenbetreiber können auf diese Ausschreibung antworten, indem sie ihre individuellen Kosten für eine Leistungsänderung nennen. Diese können sich nach Anlagentyp und nach Abrufzeitpunkt unterscheiden. Dadurch ergibt sich für den Anlagenbetreiber die Möglichkeit, Anlagen, die zeitweise nicht genutzt werden, zu den seltenen Zeitpunkten einer Netzüberlastung gewinnbringend einzusetzen (z. B. an der Ladesäule wartende Elektrofahrzeuge, Produktionsprozesse in der Industrie, Kühlprozesse im Gewerbe etc.). Unter der Voraussetzung einer ausreichenden Marktliquidität lassen sich durch die Auktionierung von Flexibilitätsabrufen im Gegensatz zu festen Abregelungsvergütungen insgesamt geringere Kosten realisieren.

7.2.9.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Der regioFlex ist noch nicht in den Rahmenbedingungen erfasst. Um es trotz der Vielzahl an VNB Aggregatoren zu ermöglichen, in zahlreichen Netzbezirken Anlagen unter anderem für einen regioFlex zu erschließen, ist es notwendig, gemeinsame Regelungen zum Ablauf der Auktion und zum einheitlichen Datenaustausch zu finden. [8]

7.2.9.3 Notwendige Daten und Voraussetzungen

Die Voraussetzung für die Anwendung des Konzepts eines regioFlex in einem Netzgebiet ist ein dezentrales Netzautomatisierungssystem (vgl. Abschnitt 7.2.12), welches den aktuellen Netzzustand ermitteln bzw. abschätzen kann und die Grundlage für die Flexibilitätsauktion bildet. Für die Realisierung eines regioFlex sind darüber hinaus kurzfristige und zeitlich hoch aufgelöste Einspeise- und Lastprognosen notwendig. Von allen Anlagen, die sich an der Auktion und damit an der Regelung des Netzzustandes beteiligen sollen, ist der exakte Netzverknüpfungspunkt zu ermitteln.

7.2.9.4 Modellierung und Planungsmethodik

Zur Modellierung des Ablaufes eines regioFlex gibt es unterschiedliche Ansätze, beispielsweise basierend auf der Optimal Power Flow-Methodik [37]. In der Netzplanung können regionale Flexibilitätsmärkte grundsätzlich äquivalent zur dynamischen Spitzenkappung berücksichtigt werden. Allerdings ist hierbei keine grundsätzliche Deckelung der abzuregelnden Energie pro Jahr notwendig – da die Abregelung auf individuellen Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber basiert, könnten hier auch andere Grenzen vorgesehen werden. Eine Grenze ergibt sich für den Netzbetreiber eher durch die für die Abregelung entstehenden Entschädigungszahlungen, die im Benchmark zu alternativen Netzausbaumaßnahmen bestehen müssen.

7.2.10 Leistungsreduktion im Fehlerfall

Die Leistungsreduktion im Fehlerfall (LiF) bezeichnet eine Betriebsweise von HS-Netzen, bei der im Normalbetrieb eine höhere Leistungsübertragung ermöglicht wird und erst im Fehlerfall eine schnelle Leistungsreduktion von DEA erfolgt, damit die verbliebenen Betriebsmittel nicht überlastet werden.

7.2.10.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

Die LiF kann als Weiterentwicklung zum DEM im Hinblick auf die Betriebsweise von HS-Netzen aufgefasst werden. Während bei der konventionellen Planung ein Worst-Case-Szenario für die Netzauslegung angesetzt wird, werden bei der LiF Auslastungs- bzw. Kapazitätsreserven des Netzes in der Planung und im Betrieb ausgenutzt. Erst im Fall eines Netzfehlers oder allgemein einer Abweichung vom Normalbetrieb (bspw. Betriebsmittelüberlastungen) erfolgt eine sofortige Abregelung bzw. Abschaltung der DEA unter Einhaltung der technischen Randbedingungen nach den Vorgaben der Technischen Anschlussbedingungen für die DEA.

Im Netzbetrieb stellen sich am Beispiel einer Doppelleitung in Abbildung 7-14 folgende Zustände dar: Im Gegensatz zum DEM erfolgt im Normalbetrieb keine Abregelung der DEA. Die Auslastung auf beiden Leitungen beträgt nun allerdings maximal $I_{b,max} = 100 \% I_{th}$. Erst im (n-1)-Fall (Fehlerfall) wird dynamisch die Auslastung auf $I_{b,(n-1),max} = 130 \% I_{th}$ begrenzt, indem die DEA abgeschaltet werden („scharfe Abregelung“). Die betrieblichen Konsequenzen bei Anwendung dieser Methoden werden in Abschnitt 11.4 erläutert. Die Leistungsreduktion wird demnach erst im Fehlerfall und nicht im Vorhinein zur Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs vorgenommen. Dabei wird das (n-1)-Kriterium in Form einer Betriebsmittelredundanz weiter eingehalten.

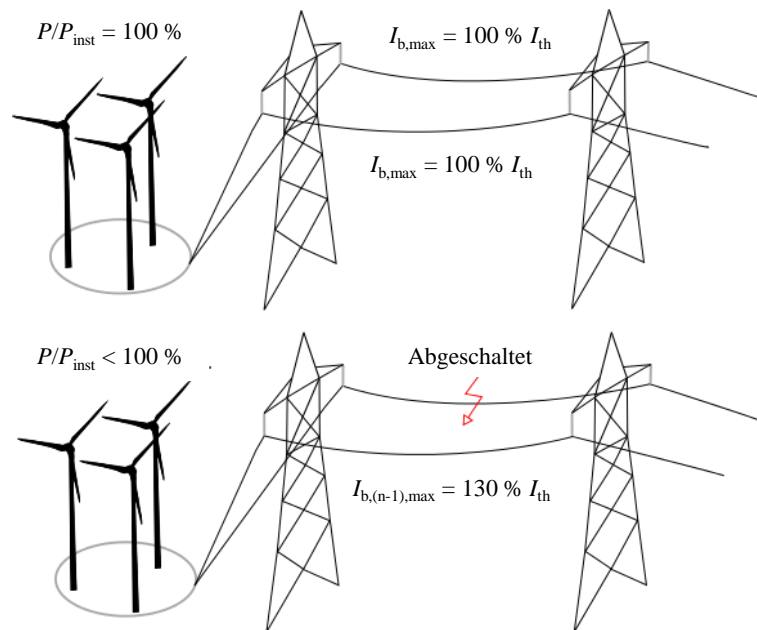


Abbildung 7-14: Netzzustände bei Anwendung der LiF

Um im Fall einer Überlast oder eines Fehlers einen schutztechnischen Eingriff bei DEA vornehmen zu können, ist die Kenntnis über die Schalterstellung und die Betriebsmittelauslastung bzw. die Leistungsflüsse notwendig. Darüber hinaus muss entsprechend der Überlastsituation der Anschlusspunkt der DEA mit der höchsten Sensitivität bei der Abschaltung für diesen Fall bekannt sein, damit weiterhin die maximal mögliche Energie aufgenommen wird. Die Zuordnung kann durch eine automatisierte Echtzeitrechnung oder vereinfacht durch eine manuelle Zuweisung im Vorhinein geschehen.

7.2.10.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Die LiF entspricht grundsätzlich einem schutztechnischen Eingriff. Vorgaben zu den Netzschutzeinrichtungen werden in den technischen Anschlussbedingungen für Kundenanlagen an das HS-Netz [29] genannt. Darüber hinaus müssen die durch die Schalthandlung verursachten Spannungsänderungen den Vorgaben der DIN EN 50160 [15] genügen. Aufgrund der erhöhten Strombelastung sind unter Umständen die Normen zur Dimensionierung der Primärtechnik zu berücksichtigen.

7.2.10.3 Notwendige Daten im Rahmen der Planung

Um die LiF bei der Netzplanung zu berücksichtigen, sind im Hinblick auf die Primärtechnik keine weiteren Anforderungen notwendig und damit keine zusätzlichen Daten erforderlich. Benötigte Daten für den Netzbetrieb werden in Abschnitt 11.4 thematisiert.

7.2.10.4 Modellierung / Planungsmethodik

Im Rahmen einer strategischen Planung kann die LiF als Leistungsflussrechnung ohne Ausfallanalyse (kein (n-1)-Fall) im Netzberechnungsprogramm durchgeführt und dabei eine erhöhte Leitungsauslastung unterstellt werden.

Weiterführende Aspekte

Die Kombination aus DEM und der LiF stellt eine zusätzliche Alternative zur Berücksichtigung im Planungsprozess dar. Abbildung 7-15 zeigt dazu am Beispiel der Doppelleitung exemplarisch die jeweiligen Betriebszustände. Im Normalbetrieb werden die DEA abgeregelt und damit unter ihrer installierten Leistung betrieben, sodass die Leitungen dabei mit $I_{b,max} = 100\%$ voll belastet werden. Im Fehlerfall werden die DEA dann in dem Umfang in ihrer Leistung (weiter) reduziert, sodass die Leitungsauslastung maximal $I_{b,(n-1),max} = 130\%$ entspricht.

Bei der Kombination des DEM mit der LiF ist zu beachten, dass eine Koordination beider Methoden erfolgt. Es muss sichergestellt werden, dass zur Abschaltung ausgewählte Anlagen im Rahmen der LiF nicht schon durch das Einspeisemanagement auf verminderter Leistung fahren und damit keine Wirkung im Falle der LiF aufweisen würden.

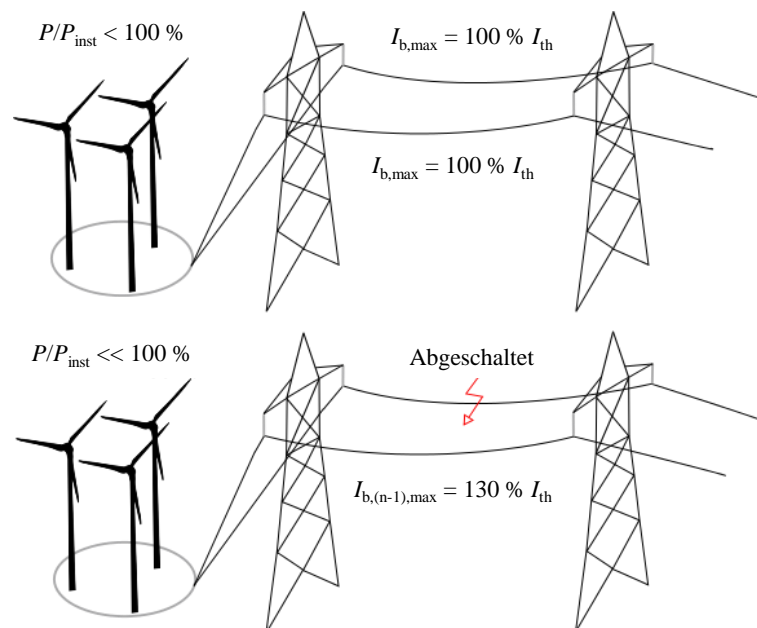


Abbildung 7-15: Netzzustände bei Anwendung des DEM in Kombination mit der LiF

Tabelle 7-3 zeigt in einer vergleichenden Übersicht die Zustände der Einspeisung und der zulässigen Netzauslastung für den Normalbetrieb der untersuchten Methoden und stellt die dabei erzielbaren Effekte gegenüber.

Tabelle 7-3: Netzzustandsmatrix für die Planung mit innovativen Konzepten in der HS-Ebene

Betriebsweise	Normalbetrieb		Fehlerfall (n-1)		Effekte
	Max. Einspeisung P/P_{inst}	Max. Leitungsauslastung $I_{b,max}/I_{th}$	Max. Einspeisung P/P_{inst}	Max. Leitungsauslastung $I_{b,(n-1),max}/I_{th}$	
	KONV	100 %	65 %	100 %	
DEM	< 100 %	65 %	< 100 %	130 %	Kappung von Einspeisespitzen
LiF	100 %	100 %	< 100 %	130 %	Ausnutzung von Übertragungskapazitäten im Normalbetrieb
DEM + LiF	< 100 %	100 %	<< 100 %	130 %	Kappung von Einspeisespitzen und Ausnutzung von Übertragungskapazitäten im Normalbetrieb

7.2.11 Freileitungsmonitoring

Im weiteren wird unter einem Freileitungsmonitoring (FLM) ein Verfahren für die HS-Ebene verstanden, bei dem die zeitgenaue und situationsabhängige Belastung des Leiterseils bestimmt wird, um die Dauerstrombelastbarkeit (Übertragungskapazität) dynamisch den Witterungsbedingungen anzupassen und so die Belastungsreserven besser auszunutzen.

7.2.11.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

Bei dem FLM handelt es sich um eine innovative Betriebsführungsoption zur Effizienzsteigerung der Übertragungskapazität von Freileitungen. Der maximale Betriebsstrom (Dauerstrombelastbarkeit) einer Hochspannungsfreileitung wird durch die maximale 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 DIN EN 50182 [38] in der Regel auf 80 °C begrenzt.

Die auslegungsrelevante Maximaltemperatur der Leiter von 80 °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 (siehe [39] und [40]) ist die maximale Auslegungstemperatur der Leiter für eine Umgebungstemperatur von 35 °C, eine Globalstrahlung von 900 W/m² und eine senkrecht auf den Leiter einwirkende Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s nachzuweisen.

Diese Normbedingungen treten in Deutschland relativ selten auf, sodass in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen die Stromtragfähigkeit der Freileitungen höher ausfallen kann und damit die Betriebsströme erhöht werden können. Das FLM dient dazu, die zeitgenaue und situationsabhängige Belastung des Leiterseils zu bestimmen und somit die Dauerstrombelastbarkeit (Übertragungskapazität) dynamisch den Witterungsbedingungen anzugleichen und so Belastungsreserven auszunutzen.

Die Auslastungssteigerung ist dabei sehr ortsspezifisch und kann 5 % in windarmen Regionen (bei Mittelwindeinspeisung) bis 50 % in sehr windreichen Regionen (bei Starkwindeinspeisung) betragen. [41]

Bei der Bestimmung der Übertragungskapazität wird zwischen dem direkten und dem indirekten Verfahren unterschieden. Bei der direkten Methode wird die Leiterseiltemperatur entweder direkt an den Betriebsmitteln gemessen oder aus der Messung von Sekundärgrößen (Zugspannung und Durchhang) abgeleitet. Die indirekte Methode zur Abschätzung der Leiterseiltemperatur nutzt regionale Wetterdaten von Wetterstationen, die mithilfe thermischer Leitermodelle in die Strombelastbarkeit umgerechnet werden. Abbildung 7-16 zeigt schematisch die Grundidee des FLM und den Unterschied zwischen der indirekten und direkten Messmethode.

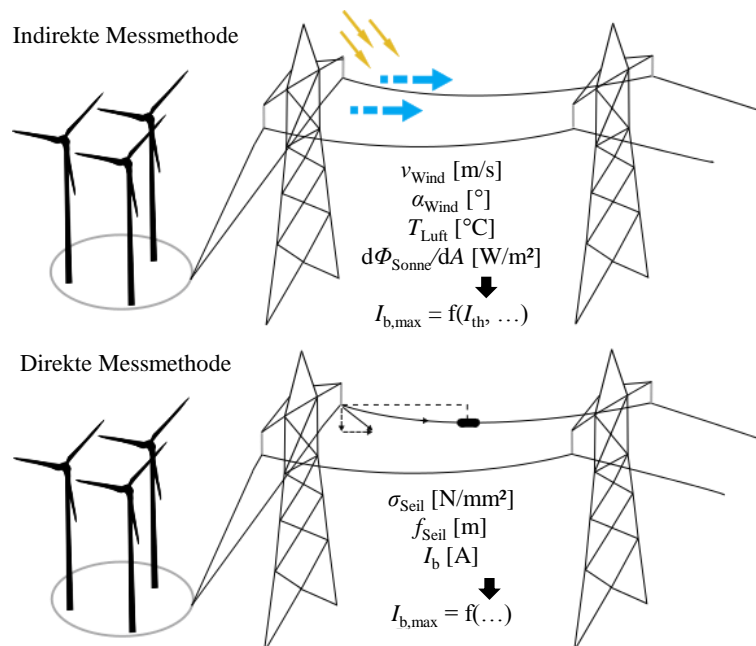


Abbildung 7-16: Schematische Darstellung der Messmethodik beim FLM

Dabei muss bei der Umsetzung eines FLM-Systems beachtet werden, dass bei Anwendung der indirekten Messmethode örtlich bedingte geographische oder topographische Umgebungsbedingungen wie Wälder oder Hügel nicht bei der Bestimmung der maximalen Auslastung einfließen können. Aus diesem Grund sind dann Sicherheitsfaktoren bei der Bestimmung des Grenzstroms zu veranschlagen.

7.2.11.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Die Voraussetzungen für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb sind in der VDE-AR-N 4210-5 [42] festgelegt.

Die grundsätzliche Auslegung von Freileitungen sind in der DIN EN 50341 [39], die elektrischen und mechanischen Fähigkeiten in der DIN EN 50182 [38] geregelt.

Darüber hinaus sind aufgrund der erhöhten Strombelastung unter Umständen die Normen zur Dimensionierung der Primärtechnik zu berücksichtigen.

7.2.11.3 Notwendige Daten im Rahmen des Planungsprozesses

Grundsätzlich sind zur Berücksichtigung des FLM im Planungsprozess keine zusätzlichen Daten erforderlich. Es empfiehlt sich jedoch die Planung mit verschiedenen Einspeisesituationen durchzuführen, um damit Varianten unterschiedlicher Auslastung zu berücksichtigen.

7.2.11.4 Modellierung und Planungsmethodik

Für die Planung kann eine vereinfachte Modellierung für die Leistungsflussrechnung im Netzberechnungsprogramm vorgenommen werden. Dabei kann das FLM im Planungsprozess durch eine erhöhte Strombelastbarkeit der Leitungen modelliert werden.

Die Auslastungssteigerung ist von den Witterungsbedingungen abhängig. Je nach Windeinspeisung kann die Auslastung zwischen 5 % in windarmen Regionen bis 50 % in windreichen Gebieten erhöht werden [41].

Bei der Planungsmethodik ist zu beachten, dass unter Umständen spezifische topographische Gegebenheiten berücksichtigt werden müssen, die bei einer indirekten Messmethode nicht abgebildet werden.

7.2.12 Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Bei einem dezentralen Netzautomatisierungssystem (DNA-System) handelt sich um eine sekundärtechnische Einrichtung für die MS- oder NS-Ebene, die den aktuellen Netzzustand bestimmt und autonom mittels Aktoren den Netzzustand beeinflusst (regelt) um Grenzwertverletzungen zu verhindern.

7.2.12.1 Grundlegendes Funktionsprinzip

Kernstück eines DNA-Systems für die MS- und NS-Ebene ist eine per Kommunikationsinfrastruktur mit Sensoren und Aktoren verbundene sekundärtechnische Einrichtung, mit deren Hilfe Automatisierungsprozesse dezentral und autonom abgebildet werden können (Abbildung 7-17).

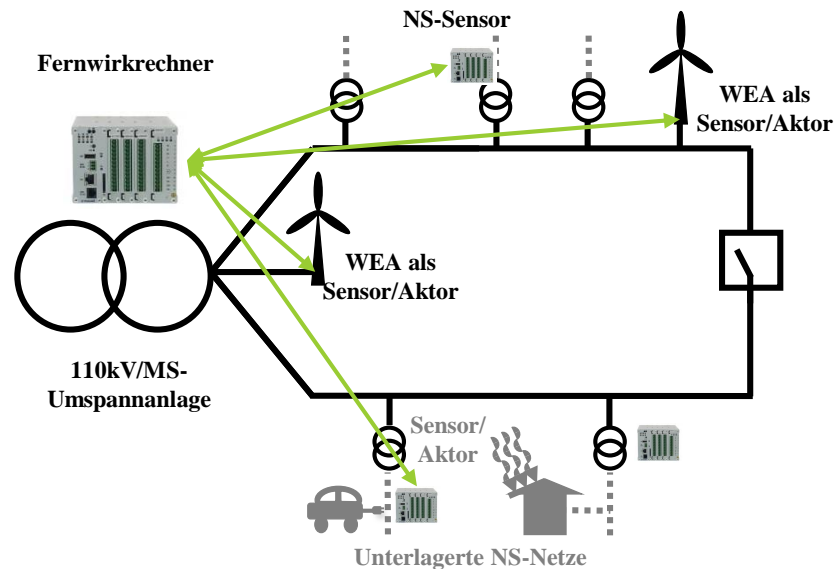


Abbildung 7-17: Prinzip der Netzüberwachung und -regelung eines DNA-Systems [43]

In der in diesem Leitfaden beschriebenen Ausprägung dient ein DNA-System primär einer Netzzustandsüberwachung und -regelung. Um eine kostenintensive Ausrüstung aller Knoten und Zweige mit Spannungs- bzw. Stromsensoren zu vermeiden, wird mittels geeigneter Algorithmen auf Basis der Messwerte weniger Sensoren eine Zustandsschätzung durchgeführt.

Die Investition in ein DNA-System hat zwei wesentliche Vorteile: Das Netz wird nicht länger ohne Messung und Überwachung betrieben. Es sind ohne Planungsvorlauf zahlreiche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs innerhalb der Grenzwerte möglich. Als entscheidende Konsequenz aus diesen beiden Punkten, muss das Netz nicht länger für alle theoretisch möglichen Betriebspunkte ausgelegt werden (Worst Case), welche in der Praxis häufig überhaupt nicht oder nur äußerst selten vorkommen. Im Fall einer unerwarteten extremen Last- bzw. Einspeise-Situation ist das System in der Lage, autonom Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Ein auf den Ergebnissen der Zustandsschätzung aufbauender weiterer Algorithmus dient der Regelung des Netzzustands innerhalb aller zulässigen Zustände mithilfe von Aktoren. Zu den möglichen Aktoren gehören einerseits Spannungsregler (rONT, ESR), andererseits können insbesondere auch DEA für die Umsetzung eines DEM sowie ES_p und steuerbare Lasten ganz allgemein für eine Blind- und Wirkleistungsregelung in das DNA-System eingebunden werden.

Entsprechend ist ein DNA-System integraler Bestandteil des beschriebenen DEM in der MS- und NS-Ebene (vgl. Abschnitt 7.2.7) und Teil der höchstmöglichen Ausbaustufe der SUW (vgl. Abschnitt 7.2.3). Systeme für die NS- bzw. MS-Ebene sind als Produkt bereits am Markt verfügbar oder werden noch in 2016 in den Markt eingeführt [43].

Für typische Anwendungsfälle hat sich die folgende mehrstufige Regelstrategie etabliert (Tabelle 7-4), wobei in praktisch keinem Netz alle aufgeführten Regler verbaut sein werden.

Tabelle 7-4: Mehrstufige Regelstrategie für DNA-Systeme (nach [44])

Art der Zustandsverletzung	Höhe der Spannung		Stromstärke zu hoch	
	MS	NS	MS	NS
Spannungsebene				
1. Stufe	SUW (dynamisch), MS-ESR, rONT	rONT, NS-ESR	DEM	DEM
2. Stufe	BLM (dynamisch)	BLM (dynamisch)	-	-
3. Stufe	DEM	DEM	-	-

7.2.12.2 Umgang mit Regularien und Normen im Rahmen des Planungsprozesses

Die Rückwirkungen auf den Umgang mit Normen hängen von den durch das DNA-System umgesetzten Funktionalitäten ab. Entsprechend sei hier auf die jeweiligen Abschnitte der Technologiebeschreibung verwiesen.

7.2.12.3 Modellierung und Planungsmethodik

Für strategische Planungen wird zunächst nur die Funktionalität beispielsweise des DEM (siehe Abschnitt 7.2.7) oder der SUW (Variante 3 gemäß Abschnitt 7.2.3) modelliert. Für die Auslegung ist allerdings der zu überwachende Bereich für das System anhand der auftretenden Probleme zu identifizieren, da dies Einfluss auf die Anzahl der benötigten Sensoren und Kommunikationsanbindungen hat, was somit auch die Systemkosten beeinflusst.

Für die Umsetzung sollte der VNB aufgrund der höheren Komplexität i.d.R. ein Gesamtsystem erwerben, was durch den Lieferanten bzw. Vertrieb des Herstellers für das Netz ausgelegt, konfiguriert und installiert wird. Dazu sind Netzdaten und Szenarien bereitzustellen.

8 Kostenbewertung

8.1 Kostenmethodik

Die Aussagen kostenoptimierter Planungsstrategien werden auf Grundlage eines ökonomischen Modells getroffen, welches alle Investitionskosten¹² und Betriebskosten¹³ bzw. -ersparnisse für den betrachteten Zeitraum von 2015 bis 2050 enthält.

Es werden ausschließlich Veränderungen im Vergleich zum heutigen Netz betrachtet. Demzufolge werden Neuinvestitionen, deren zyklische Erneuerungen und Betriebskosten betrachtet, während zyklische Erneuerungen und Betriebskosten bereits heute vorhandener Betriebsmittel nicht berücksichtigt werden. Erneuerungen neu verbauter Betriebsmittel am Ende der jeweiligen gewöhnlichen Nutzungsdauer werden abgebildet, da es – wie im Abschnitt 3.3 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 technischen Nutzungsdauer aus dem Netz entfernt werden und eine Weiternutzung durch den Netzbetreiber als sinnvoll erachtet wird, werden kalkulatorische Restwerte in die Kostenbetrachtungen kostenmindernd berücksichtigt.

Über einen auf Basis regulatorischer Vorgaben ermittelten Kalkulationszinssatz werden sowohl die Investitionskosten, als auch die Betriebskosten in das Jahr 2015 diskontiert (vgl. Abbildung 8-1), um trotz unterschiedlicher Investitionszeitpunkte verschiedene Planungsvarianten objektiv auf Basis der Nettobarwerte miteinander vergleichen zu können. Der Kalkulationszinssatz berücksichtigt einerseits eine inflationsbereinigte Preisentwicklung, die auf Basis historischer Daten bestimmt wurde. Auf der anderen Seite wird über den Kalkulationszinssatz ein regulatorischer gewichteter Zinssatz aus einer Mischkalkulation aus Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung für Neu- und Altanlagen berücksichtigt. Als Grundlage wurden hier Daten der Bundesnetzagentur verwendet (vgl. § 7 StromNEV [45]).

Sämtliche Kostenannahmen für die simulierten Betriebsmittel und Technologien finden sich im Anhang (Abschnitt 15.2.4).

¹² Unter Investitionskosten werden im Rahmen dieses Leitfadens Kosten verstanden, die dem Netzbetreiber für die Anschaffung von Betriebsmitteln zu Beginn der Nutzungsdauer einmalig entstehen.

¹³ Unter Betriebskosten werden im Rahmen dieses Leitfadens Kosten verstanden, die dem Netzbetreiber durch das Eigentum an dem Betriebsmittel und dem bestimmungsmäßigen Gebrauch des Betriebsmittels laufend (also jährlich über die technische Nutzungsdauer) entstehen.

8.2 Bestimmung der Investitionskosten

Der technische Ausbaubedarf wird für die untersuchten Stützjahre jeweils aufbauend auf dem Stand des jeweils vorherigen Stützjahr (als Differenz) bestimmt. Der Ausbaubedarf wird mithilfe eines Mengengerüsts der erforderlichen Betriebsmittel dargestellt, das für die jeweiligen Szenarien ermittelt wird und das die Grundlage für die ökonomische Analyse der Netzausbauplanung bildet. Als Investitionszeitpunkt wird für jedes Stützjahr jeweils pauschal der mittlere Zeitpunkt zwischen zwei Stützjahren zugeordnet¹⁴. Dies ist zweckmäßig, da sich in der Realität bereits in dem Zeitraum zwischen zwei Stützjahren ein Ausbaubedarf ergibt. Das grundsätzliche Vorgehen bei der Bestimmung der Investitions- und Betriebskosten als Nettobarwert wird schematisch in Abbildung 8-1 dargestellt.

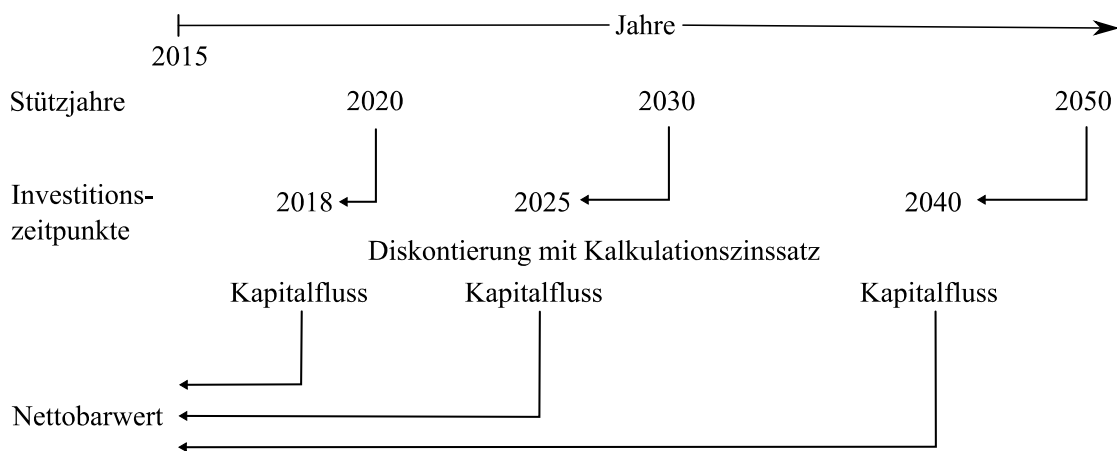


Abbildung 8-1: Vorgehensweise bei der Kostenermittlung auf Basis von Stützjahren

Den Investitionskosten wird eine jährliche, betriebsmittelindividuelle Kostendegression unterstellt. Somit wird gewährleistet, dass zukünftige erwartete Skaleneffekte einzelner Technologien abbildbar sind und der angenommene Wert der (Neu-)Investitionen nicht in der Betrachtung vernachlässigt wird. Insbesondere bei neuen Betriebsmitteln bzw. Technologien, die teilweise noch nicht im Markt etabliert sind, wie zum Beispiel Systeme zur dezentralen Netzautomatisierung oder rONT, sind dazu individuelle ökonomische Modelle entwickelt worden, die Preiseffekte aufgrund von Technologiesprüngen und Mengeneffekte berücksichtigen. Darüber hinaus wird eine betriebsmittelabhängige Nutzungsdauer angenommen und bei der Kostenbewertung berücksichtigt.

¹⁴ Beispiel: Wird der Zeitraum 2015 bis 2050 betrachtet (wie in der diesem Leitfaden zugrundeliegenden Untersuchung geschehen) mit den Stützjahren 2020, 2030, 2050 ergeben sich daraus pauschal die Investitionsjahre 2018, 2025 und 2040.

8.3 Bestimmung der Betriebskosten

8.3.1 Betriebskosten von Investitionsgütern

Bei jeder Installation eines zusätzlichen Betriebsmittels bzw. einer zusätzlichen Komponente werden deren Betriebskosten je Zeiteinheit pauschal anteilig der Investitionskosten abgebildet. Die Höhe der veranschlagten Betriebskosten ist betriebsmittelabhängig und berücksichtigt sowohl den Wartungsaufwand als auch den Entwicklungsstand der Technologie. Damit wird einkalkuliert, ob ein Betriebsmittel schon langfristig technisch erprobt ist oder bisher nur wenig betriebliche Erfahrung vorliegt: Bei einer noch relativ neuen Technologie kann unter Umständen von einer höheren Fehleranfälligkeit ausgegangen werden.

8.3.2 Methodik zur Bestimmung von Entschädigungszahlungen

Einige innovative Planungsstrategien begrenzen statisch oder dynamisch die Leistung von DEA. Im Rahmen der Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass der Betreiber der DEA vom Netzbetreiber für die entgangenen Einnahmen entschädigt werden muss. Die dadurch hervorgerufenen Kosten sind in der ökonomischen Bewertung der Planung wie folgt zu ermitteln:

- **Energie-Betrachtung:** Pro Stützjahr werden je Anlagen-Typ (WEA, BMA, PVA) Jahresganglinien¹⁵ betrachtet. Diese müssen gemäß der installierten Leistung je Einzel-Anlage skaliert werden.
 - **Statisches Einspeisemanagement:** Die Zuordnung der abgeregelten Energie zum Leistungslimit ist für die SEM-Variante tabelliert (siehe Abschnitt 7.2.6).
 - **Dynamisches Einspeisemanagement:** Bei Einsatz des DEM (siehe Abschnitt 7.2.7) muss aus den Jahresganglinien der Einzelanlagen zunächst eine Summenkurve per Superposition je Problemgebiet (z. B. ein Strang oder Halbring-Ende hinter einem überlasteten Kabel) gebildet werden. Anschließend wird für diese Summen-Jahresganglinie die Energie in den Spitzen bestimmt, die oberhalb der vorgegebenen Leistung P_{lim} liegt bzw. aus einer vorgegebenen relativen Energie e wird die korrespondierende Leistung P_{lim} bestimmt (vgl. Abschnitt 7.2.7.4). Wichtig ist, dass eine Zuordnung der abgeregelten Energie auf den energetischen Anteil der einzelnen DEA bzw. DEA-Typen möglich bleibt, da der DEA-Typ für die Höhe der Vergütung entscheidend ist.

¹⁵ Für die Planung eignen sich reale und simulierte Zeitreihen: diese müssen hinreichend repräsentativ sein, d.h. Effekte von Einzelanlagen, wie lange Ausfallzeiten, dürfen sich nicht auf die gesamte Messung auswirken. Außerdem müssen die Zeitreihen für PVA und WEA zueinander konsistent sein, d.h. für das selbe Wetterjahr und das gleiche Gebiet gelten, damit die Gleichzeitigkeit der Leistungsspitzen korrekt berücksichtigt werden kann.

- **Entschädigungszahlungen:** Gemäß dem „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes“ (Strommarktgesetz) [34] sind die in der Netzplanung angesetzten Abregelungsmaßnahmen nach § 15 EEG 2014 („Härtefallregelung“) [23] zu entschädigen, um insbesondere Diskriminierungsfreiheit zu garantieren. Dies betrifft entsprechend sowohl das SEM als auch das DEM. Auf Basis der abgeregelten Energie je Stützjahr und je DEA-Typ wird nun die Höhe der Entschädigungszahlung bestimmt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass heute noch die meisten DEA nach dem EEG vergütet werden, und der Installationszeitpunkt, die Größe und der Typ über den Vergütungssatz entscheiden. Zur Vereinfachung der Berechnung wird empfohlen, mit durchschnittlichen Sätzen für die Vergütungssätze je DEA-Typ und Jahr zu rechnen. Ein Vorschlag findet sich im Anhang (Abschnitt 15.2.4). Für die Jahre zwischen den Stützjahren im Gesamtbetrachtungszeitraum wird die abgeregelte Energie hierbei linear interpoliert. Insgesamt erhält man für jedes Jahr im Betrachtungszeitraum die Höhe der Entschädigungszahlungen als eine Komponente der Betriebsausgaben.

8.4 Kostenentwicklung innovativer Technologien

Die einzelnen innovativen Betriebsmittel weisen bezüglich der Kostenbewertung spezifische Besonderheiten auf, die im Weiteren dargestellt werden. Alle innovativen Betriebsmittel haben dabei die Gemeinsamkeit, dass die Preise durch Weiterentwicklungen, Technologiesprünge und durch eine erwartete Steigerung der Stückzahl in den nächsten Jahren voraussichtlich deutlich sinken werden.

8.4.1 Exemplarische Darstellung der Methodik

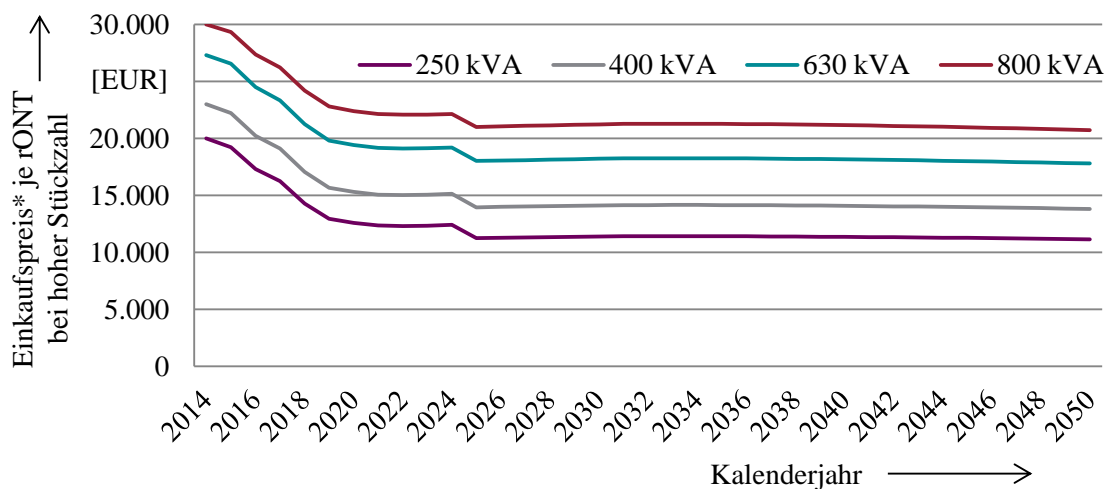
Prognosen bezüglich der Preise von Betriebsmitteln sind grundsätzlich nur eingeschränkt und mit stark begrenzter Genauigkeit möglich. Dies liegt zum einen an den Mechanismen des Marktes (Höhe der Nachfrage, Konkurrenzsituation zwischen den Herstellern, schwankende Rohstoffpreise etc.), aber auch an langfristigen Faktoren wie beispielsweise technischen Weiterentwicklungen, die unter anderem auch den Produktionsprozess und damit die Produktionskosten beeinflussen können. Im Rahmen dieses Handbuch wurden daher Szenarien gebildet, die nur unter den getroffenen Annahmen und Voraussetzungen gültig sind. Die Methodik der Preisszenarien unterscheidet sich im Detail in Abhängigkeit der betrachteten Technologie (vgl. Hinweise im Abschnitt 8.4.2).

Exemplarisch für den rONT wird hier das Vorgehen erläutert, wie die Entwicklung der Betriebsmittelpreise für innovative Betriebsmittel durch Szenarien abgebildet werden kann.

Um Preisannahmen für einen rONT treffen zu können, ist eine technische Analyse seiner Bestandteile zielführend. Der rONT besteht im westlichen aus zwei Teilen: einem

konventionellen ONT und einer Regeleinheit¹⁶ als innovativer Anteil, die aus einem Stufensteller und einer Regelelektronik besteht. Bei dem konventionellen ONT sind keine wesentlichen technischen Veränderungen zu erwarten. Die Regeleinheit ist hingegen neu zu entwickeln, sodass künftig weitere Optimierungen der Komponente zu erwarten sind. Zudem sind bei einer Steigerung der Stückzahl Investitionen des Herstellers in effizientere Herstellungsverfahren zu erwarten. Für die Entwicklung des Produkts sind einmalige Forschungs- und Entwicklungskosten anzusetzen, die der Hersteller in angemessener Zeit in den Verkaufspreis einkalkulieren muss. Hinzu kommen speziell in den ersten Jahren Risikoaufschläge für mögliche Gewährleistungsansprüche, da unerwartete Mängel auftreten können. In der Kalkulation sind zusätzlich Annahmen über die Marge und Lohnsteigerungsraten sowie Vertriebskosten zu berücksichtigen. Die langfristige Entwicklung der Rohstoffpreise wird fortgeschrieben.

Abbildung 8-2 zeigt das Szenario der Preise für einen rONT, welches den Untersuchungen im Rahmen dieses Leitfadens zugrunde liegt. Die allgemeine Inflationsrate ist bei allen Eingangsgrößen stets herausgerechnet worden (relative Entwicklung im Verhältnis zur allgemeinen Inflationsrate). Erwartet wird, dass mittelfristig für einen rONT nur noch ein Aufpreis von ca. 5.000 EUR gegenüber einem ONT gezahlt werden muss.



*) In der Darstellung ist die allgemeine Preissteigerung (Inflation) herausgerechnet.

Abbildung 8-2: Langfristszenario für die Entwicklung des Einkaufspreises von rONT in den verschiedenen Leistungsgrößen. Die Darstellung ist herstellerunabhängig und berücksichtigt keine kurzfristigen zyklischen Schwankungen (Datenbasis 2014)

Insgesamt wird durch diese Überlegung plausibilisiert, dass die heutigen Preise eine obere Grenze darstellen und der rONT prinzipiell günstiger werden wird. Der Preis eines konventionellen ONT

¹⁶ Je nach Hersteller unterscheidet sich der Aufbau und Funktion der Regeleinheit. Hier wird ein exemplarischer Typ beschrieben. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass die Preise der verschiedenen Hersteller trotzdem auf vergleichbarem Niveau liegen werden.

plus der Aufschlag für die zusätzlichen Rohstoffe der Regeleinheit stellt hingegen die untere Grenze dar.

Für die wichtigsten Technologien sind in Tabelle 8-1 die Kosten im ersten Investitionsjahr 2018 exemplarisch dargestellt. Eine ausführliche Darstellung der Kosten aller Betriebsmittel für den gesamten Betrachtungszeitraum findet sich im Abschnitt 15.2.4.

Tabelle 8-1: Exemplarische Darstellung der angenommenen Betriebsmittelpreise im ersten Investitionsjahr 2018 für ausgewählte Technologien der drei betrachteten Spannungsebenen. Eine ausführliche Darstellung findet sich im Anhang

Technologie	Kosten (gerundet) 2018	Kostenentwicklung (2018 bis 2040) [1/a]
NS-Kabel (inkl. Verlegung)	84,0 TEUR/km	-0,5 %
NS-ESR (100 kVA)	7,8 TEUR/St.	-0,9 %
rONT (400 kVA)	17,0 TEUR/St.	-0,9 %
rONT (Mischwert für MS-Planungen)	16,0 TEUR/St.	-0,9 %
MS-Kabel (inkl. Verlegung)	92,0 TEUR/km	-0,5 %
FLM	2,5 TEUR/km	-0,5 %
HS-Kommunikation (LiF)	985,0 TEUR/St.	-0,5 %
HTL-Seil	246,0 TEUR/km	-0,5 %

8.4.2 Technologiespezifische Besonderheiten bei der Kostenbewertung

Statisches Blindleistungsmanagement

Sind DEA nicht fernsteuerbar und soll dementsprechend die statische Variante des BLM (vgl. Abschnitt 7.2.2) eingesetzt werden, entsteht in der Regel auf Seiten des DEA-Betreibers ein Aufwand für die Parametrierung (insbesondere dann, wenn dies nicht direkt bei der Erstinbetriebnahme vorgenommen wurde). Für den VNB entsteht ein Verwaltungsaufwand im Netzbetrieb durch notwendige Korrespondenz mit den DEA-Betreibern, der Datenpflege und gegebenenfalls für die Überprüfung der Anlagenparametrierung. Die hiermit verknüpften Kosten sind VNB-spezifisch und schwierig abschätzbar. Für strategische Planungen werden diese i.d.R. vernachlässigt oder pauschal abgeschätzt.

Dynamisches Blindleistungsmanagement

Soll ein dynamisches BLM (siehe Abschnitt 7.2.2) eingesetzt werden, hängen die hiermit verknüpften Kosten stark von dem vorhandenen Grad der Automatisierungs- und Kommunikationstechnik ab. In der HS-Ebene sind DEA in aller Regel bereits heute aus der Leitstelle parametrierbar, sodass keine Investitionen notwendig sind, außer die Software der leittechnischen Systeme ist noch nicht für das BLM ausgelegt.

In der MS-Ebene muss für ein dynamisches BLM zunächst ein DNA-System installiert werden. Allerdings werden die meisten DEA bereits über eine Kommunikationsanbindung verfügen, die lediglich mit geringen Kosten eingebunden werden muss. Falls noch DEA auf MS-Ebene ohne Kommunikationsanbindung existieren, diese aber trotzdem in das BLM eingebunden werden sollen, ist gegebenenfalls die Installation eines entsprechenden Automatisierungsmoduls inklusive Datenverbindung erforderlich, wodurch höhere Kosten anfallen (vgl. Kostenauflistung im Anhang 15.2.4).

Aktuell verfügen in der NS-Ebene angeschlossene PVA in der Regel über keine geeignete Anbindung zu Systemen des Netzbetreibers. Die anzusteuernenden DEA sind mit geeigneter Automatisierungs- und Kommunikationstechnik auszustatten, was zurzeit noch mit relativ hohen Kosten verbunden ist (vgl. NS-Kostenauflistung im Anhang 15.2.4). Durch zunehmendem Einsatz von IKT (PVA-Wechselrichter mit integriertem Powerline-Modul ab Werk oder Smart-Meter-Gateway) wird der Anteil der nicht fernsteuerbaren DEA auch in der NS-Ebene abnehmen, sodass die zu veranschlagenden Kosten für den Einsatz eines dynamischen BLM sinken.

Optimierte Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk

Bei einer statischen, dauerhaften SUW (siehe Abschnitt 7.2.3) fallen keine Investitionskosten an. Der Sollwert am UW-Spannungsregler muss einmalig neu parametriert werden. Die Kosten dafür sind für strategische Planungen als vernachlässigbar einzustufen.

Für eine leistungsflussabhängige Spannungssollwert-Steuerung fallen Investitionskosten in Sekundärtechnik (die Steuerungseinheit) am UW an. Bei der Spannungsmessung an Schlechtpunkten und insbesondere bei der vollständigen Netzzustandsermittlung durch ein DNA-System sind signifikante Ausgaben für neue Betriebsmittel (Messsysteme und IKT) notwendig. Sollte aus anderen Gründen ein DNA-System mit hinreichend genauer Zustandserfassung installiert werden oder bereits vorhanden sein (z. B. aufgrund des Einsatzes des DEM), kann dieses auch zur Regelung des Stufenstellers der HS/MS-Transformatoren verwendet werden. Die Kostenannahmen für alle Varianten sind im Anhang (Tabelle 15-9) dargelegt.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Der Restwert und die Betriebskostensparnis der ersetzten ONT verringert den Kapitalbedarf für den Einsatz von rONT, da der ausgebaute ONT je nach Zustand und Alter noch an anderer Stelle verwendet werden kann. Insbesondere, wenn für eine MS-dienliche Betriebsweise in MS-Netzen eine größere Zahl von ONS mit rONT ausgestattet wird, ist davon auszugehen, dass ein nennenswerter Anteil der ausgebauten ONT noch technisch weiter genutzt werden kann.

Der rONT besteht aus konventionellen Komponenten (wie ein gewöhnlicher ONT) und innovativen Komponenten (der Einrichtung zur Änderung der Spannung unter Last). Voraussichtlich wird daher der Gesamtpreis des rONT in den nächsten Jahren deutlich sinken (Steigerung der Stückzahl, Konkurrenz der Hersteller, Weiterentwicklung) sich aber oberhalb der Preise von konventionellen ONT einpendeln. Es ist anzunehmen, dass die Preise für den rONT anschließend aufgrund der allgemeinen Inflation (Lohnsteigerung, höhere Materialpreise) wieder leicht steigen (vgl. Anhang 15.2.4).

Einzelstrangregler

Der ESR kam in der Vergangenheit in Spezialanwendungen zum Einsatz. Da in Zukunft dessen Einsatz zur Integration von DEA voraussichtlich häufiger wird, sind Preissenkungen zu erwarten (vgl. Anhang 15.2.4).

Statisches Einspeisemanagement

Während die Umsetzung des SEM (siehe 7.2.6) für heute übliche DEA im Allgemeinen keine Investitionskosten für zusätzliche Hardware nach sich zieht, entsteht dennoch ein Aufwand für die Parametrierung der Anlagensteuerung. Darüber hinaus führt die in der Planung vorgesehene Abregelung voraussichtlich zu einer Entschädigungspflicht (siehe Abschnitt 8.3.2) der VNB gegenüber den Anlagenbetreibern.

Dynamisches Einspeisemanagement

Für die Implementierung eines DEM (siehe Abschnitt 7.2.7) in der HS-Ebene kann zwar auf die vorhandene Sekundär- bzw. Automatisierungstechnik zurückgegriffen werden, allerdings entsteht ein Aufwand für die leittechnische Einbindung der notwendigen Regelfunktionalitäten inklusive eines Netzsicherheitsmanagements. Die dafür notwendigen Investitionen sind aber kein relevanter Faktor. In MS- und NS-Netzen ist der Einsatz eines DNA-Systems samt Sensoren und eventuell benötigter Kommunikationsanbindungen erforderlich (vgl. Kostendarstellung im Anhang). Darüber hinaus führt die in der Planung vorgesehene Abregelung voraussichtlich zu einer Entschädigungspflicht (siehe Abschnitt 8.3.2) der VNB gegenüber den Anlagenbetreibern.

Netzdienliche Energiespeicher

In der Speichertechnologie sind derzeit und in der Zukunft große technologische Weiterentwicklungen sowie stark sinkende Produktionskosten zu erwarten, die die Preise, Lebensdauer und Eigenschaften stark beeinflussen könnten. Daher sind individuelle Preisanalysen auf Basis der jeweils aktuellen Daten bei Speichern besonders wichtig.

Auf Basis der diesem Leitfaden zugrundeliegenden Analysen kommen die Verfasser zu dem Schluss, dass netzdienliche ES_p erst durch einen kombinierten Einsatz für mehrere Anwendungen kosteneffizient eingesetzt werden können (vgl. Abschnitte 7.2.8 und 7.2.9).

Regionaler Flexibilitätsmarkt

Die ökonomische Vorteilhaftigkeit eines regioFlex (siehe Abschnitt 7.2.9), insbesondere unter bestehenden Rahmenbedingungen, muss noch gezeigt werden und ist nach der genaueren Ausgestaltung solcher Märkte genauer zu untersuchen. Für den Einsatz eines regioFlex entstehen Kosten für die Installation eines DNA- und eines geeigneten Prognosesystems. Darüber hinaus sind Kosten für die Verwaltung und Abrechnung der automatischen Auktionen, die Zahlungen an die Anlagenbetreiber für die Vorhaltung der Flexibilität (Leistungspreis) und den Abruf der Flexibilität (Arbeitspreis) zu berücksichtigen. Aus Sicht des VNB ist die Teilnahme an einem regioFlex dementsprechend nur sinnvoll, wenn die dafür notwendigen Gesamtkosten geringer als die der technischen Alternativen sind.

Leistungsreduktion im Fehlerfall

Zur Umsetzung der LiF ist neben dem bereits existierenden Leitungsschutzes ein separates Schutzsystem und umfangreiche IKT zur Echtzeitberechnung der Leistungsflüsse notwendig. Da es sich um einen schutztechnischen Eingriff handelt, wurde angenommen, dass in Folge der LiF keine Entschädigungszahlungen anfallen.¹⁷

Freileitungsmonitoring

Die ökonomischen Annahmen unterscheiden sich je nach gewählter Messmethode. Während sowohl bei der indirekten als auch bei der direkten Messmethode die erfassten Wettermessdaten und Zustandsinformationen dem Leitsystem zur Verfügung gestellt werden müssen, ist bei der direkten Variante zudem noch Sekundärtechnik zur Erfassung der Messwerte erforderlich. Bei dem indirekten FLM fallen gegebenenfalls zusätzliche Kosten für Gutachten an, in denen die zulässige Stromstärke in Abhängigkeit von geografischen Gegebenheiten (z. B. reduzierte

¹⁷ Eine gerichtliche Prüfung dazu ist noch nicht erfolgt.

Kühlung bei Windabschattung durch Wälder) und dem zulässigen Leiterseildurchhang auf den einzelnen Trassenabschnitten bestimmt wird.

Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Die Auslegung von DNA-Systemen (siehe Abschnitt 7.2.12) erfolgt derzeit durch netzindividuelle Projektierung und kann im Gegensatz zu anderen Betriebsmitteln nicht zu Katalogpreisen erworben werden. Daher sind für beide Spannungsebenen (MS und NS) die Preisentwicklungen der einzelnen Komponenten (bzw. Sub-Systeme) aufgelistet (vgl. Abschnitt 15.2.4). Bei einem DNA-System für die MS- und NS-Ebene handelt es sich um eine vergleichsweise junge Technologie, sodass starke Veränderungen der verfügbaren Funktionalitäten und Kosten zu erwarten sind. Beispielsweise benötigen Systeme in der NS-Ebene derzeit noch separate Automatisierungs- und Kommunikationsmodule für jede steuerbare DEA. Es ist zu erwarten, dass Wechselrichter diese Funktionalitäten zunehmend ab Werk besitzen, wodurch die Kosten deutlich sinken. Dies ist in den Kostenannahmen berücksichtigt.

9 Planungs- und Betriebsgrundsätze für Niederspannungsnetze¹⁸

9.1 Grundlegende Konzepte

Öffentliche NS-Netze dienen hauptsächlich der Versorgung von Endkunden mit geringem Leistungsbedarf. Hierzu gehören neben Haushaltskunden auch solche aus dem Sektor des Gewerbes, Handels und Dienstleistungen. Die Versorgung der Kunden geschieht im Allgemeinen über Kabel oder Freileitungen mit Drehstrom bei einer Netzennennspannung von $U_n = 400 \text{ V}$. Öffentliche NS-Netze werden typischerweise als TN-Netze (Terre Neutre [19]) ausgeführt, bei denen der herausgeführte Transformator-Sternpunkt starr über einen Betriebserder geerdet ist. Über einen zusätzlichen vierten Leiter, den Neutralleiter, wird das Erdpotential zu den Lasten und DEA mitgeführt. Aufgrund des Anschlusses einphasiger Lasten und DEA können in der NS-Ebene unsymmetrische Belastungen auftreten. [46]

Da mit Versorgungsunterbrechungen innerhalb eines NS-Netzes lediglich lokal stark beschränkte Auswirkungen einhergehen, muss das (n-1)-Prinzip weder für Lasten noch DEA angewendet werden [12]. Entsprechend können NS-Netze prinzipiell als Strahlen-, Ring- oder Maschennetze sowie einer Kombination der genannten Topologien ausgeführt sein (vgl. [46]).

Grundsätzlich ist in ländlichen Verteilungsnetzen der NS-Ebene weiterhin eine möglichst einfache Netzstruktur gemäß Abbildung 9-1 a) oder gelegentlich auch b) empfehlenswert, die weitgehend auf Vermaschung verzichtet. Neben geringen Kosten für die Primärtechnik spricht hierfür auch eine sehr einfache Realisierung eines selektiven Netzschutzes. Grenzen Ortsnetze aneinander an, so entsteht häufig eine vermaschte Netzstruktur mit Umschaltmöglichkeiten von einzelnen Leitungsabschnitten auf die benachbarten ONS, die vergleichbar mit der Darstellung in Abbildung 9-1 c) ist. Jedoch werden insbesondere ländliche NS-Netze dennoch häufig als Strahlennetze – also mit geöffneten Trennstellen – betrieben.

Nach den technischen Anschlussbedingungen für NS-Netze [27] ist ein einphasiger Anschluss von Verbrauchsanlagen bis zu einer Leistung von $S = 4,6 \text{ kVA}$ zulässig, wobei eine gleichmäßige Aufteilung der Leistung der Anlagen auf die drei Außenleiter vorzunehmen ist. Zudem dürfen an jedem Netzanschluss DEA mit einer Leistung von bis zu $S = 4,6 \text{ kVA}$ je Außenleiter einphasig angeschlossen werden [19]. Die technische Leistungsobergrenze für den Anschluss von DEA in

¹⁸ Autor des Kapitels: Sebastian Harnisch, Bergische Universität Wuppertal

der NS-Ebene hängt unter anderem von den jeweiligen Betriebsmitteln ab und liegt typischerweise bei etwa $S = 150 \text{ kVA}$ (vgl. Tabelle 4-1).

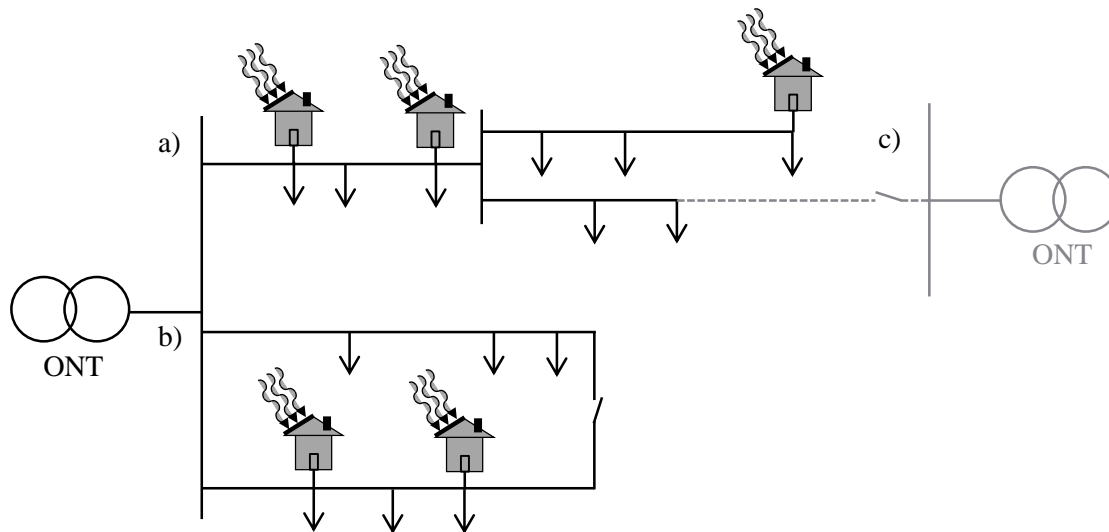


Abbildung 9-1: Typische Netztopologien ländlicher NS-Netze. a) Strahlennetz b) Ringnetz mit offener Trennstelle c) Umschaltmöglichkeit zu einem benachbarten Ortsnetz

Der größte Teil der Anzahl und installierten Leistung der in der NS-Ebene angeschlossenen DEA entfällt auf PVA. Die Auswahl eines Netzverknüpfungspunktes für DEA ist in § 8 EEG 2014 geregelt [23]. Hierbei ist hervorzuheben, dass für Anlagen mit einer installierten Summenleistung von bis zu $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ je Grundstück der bestehende Netzanschluss nach § 8 EEG 2014 als günstigster Netzanschlusspunkt gilt.

9.2 Identifikation der geeigneten Ausbaustrategie

Die Wahl einer optimalen Ausbauvariante für ländliche NS-Netze hängt in besonderem Maße von der individuellen Netzstruktur des untersuchten Netzes sowie dessen Versorgungsaufgabe ab. Im Rahmen der Erarbeitung einer technisch sinnvollen und kostenoptimierten Ausbaustrategie ist daher eine Abstraktion von einzelnen, konkreten Netzplanungen hin zu einer generalisierten Definition von Planungs- und Betriebsgrundsätzen erforderlich, die neben den in Abschnitt 7.2 vorgestellten Technologien auch geeignete Technologiekombinationen berücksichtigen.

Die nachfolgend beschriebenen Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche NS-Netze mit einem hohen Anteil von DEA adressieren explizit die typischen Problemfelder ländlicher NS-Netze, die in Abschnitt 5 erläutert werden, und sind als Ausgangspunkt für die Entwicklung netzbetreiberindividueller Ausbaustrategien zu verstehen. Sie basieren auf den im Anhang aufgelisteten technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen (siehe Abschnitt 15.2.4) und sind nicht auf ein bestimmtes Regulierungsmodell ausgerichtet.

Grundsätze für die Niederspannungsebene:

1. Eine übergreifende Betrachtung von MS- und NS-Netzen ist aufgrund der Kopplung über konventionelle Ortsnetztransformatoren ohne Spannungsregelung anzustreben.

Aufgrund der Kopplung von MS- und NS-Netzen über konventionelle ONT ohne Spannungsregelung bestehen zwischen den Technologien der MS- und NS-Ebene starke Wechselwirkungen. So beeinflussen die zur Absenkung der Spannung in der MS-Ebene eingesetzten Technologien SUW oder MS-ESR auch die Knotenspannungen der unterlagerten NS-Netze. Je nach Anwendungsfall kann hierbei die Spannung am Übergabepunkt zum ONT soweit abgesenkt werden, dass sowohl dem MS-Netz als auch dem zu planenden NS-Netz ein höhere Spannungsanstieg zugestanden werden kann, ohne das zulässige Spannungsband gemäß DIN EN 50160 zu überschreiten.

Zudem reduziert ein in der NS-Ebene eingesetztes Einspeisemanagement (insbesondere SEM) die in überlagerte Netzebenen zurückgespeiste Leistung (vgl. Abschnitt 10.2). Zur Bestimmung einer optimalen Ausbaustrategie sollten diese Effekte mithilfe einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung abgebildet werden.

2. Der Einsatz von Blindleistungsmanagement reduziert Netzausbau und ist vor Investitionen zu optimieren.

Grundsätzlich kann ein BLM von DEA den einspeisebedingten Spannungsanstieg entlang einer Leitung reduzieren (vgl. Abschnitt 7.2.2). Daher sollte bei Auftreten von Spannungsbandverletzungen ohne Betriebsmittelüberlastungen vor der Durchführung von Netzverstärkungsmaßnahmen oder Netzausbau überprüft werden, ob bereits ein geeignetes BLM implementiert ist. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Bereitstellung von Blindleistung die Leitungsauslastungen und damit die Netzverluste erhöhen kann. In [30] wurde ein hohes Kosten-Nutzen-Verhältnis einer $Q(U)$ -Regelung ermittelt, allerdings ist die mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs in ländlichen NS-Netzen begrenzt. Zudem erhöhen sich unter Umständen die Leitungs- und Transformatorauslastung leicht, was neben den bereits erwähnten erhöhten Netzverlusten in Einzelfällen auch einen Netzausbaubedarf generieren kann.

Abbildung 9-2 zeigt die relativen Kosten einer Planungsvariante mit BLM gegenüber rein konventionellem Netzausbau unter Berücksichtigung dreier DEA-Szenarien. Die Szenarien A, B und C bilden verschiedene, mögliche Entwicklungen ab, die durch eine aufsteigende installierte DEA-Leistung charakterisiert sind. Eine Beschreibung der installierten Leistung in den Szenarien je Netz findet sich in Tabelle 15-2 des Abschnitts 15.2.1.

In den untersuchten Netzen ergibt sich demnach ein mittleres Kosteneinsparpotential von 17 % durch Einsatz des BLM gegenüber rein konventionellem Netzausbau. Hierbei sind allerdings mögliche zusätzliche Netzverluste nicht berücksichtigt worden. In Szenario A des Netzes 5

verursacht die geringfügige Erhöhung der Auslastung der Leitungen und Transformatoren einen vorzeitigen Ausbaubedarf, der Einsparungen durch die reduzierten Knotenspannungen im Netz übersteigt.

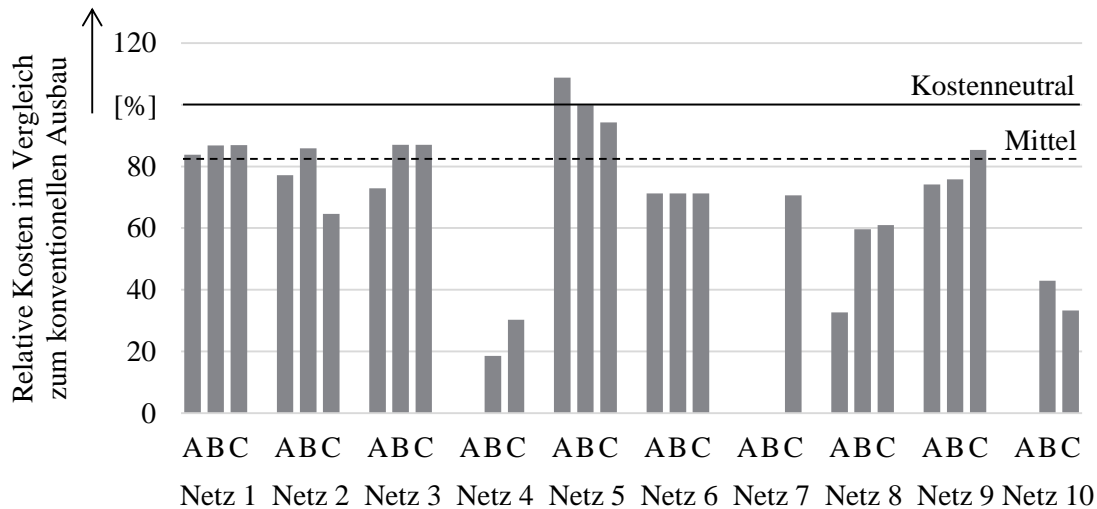


Abbildung 9-2: Relative Kosten des Netzausbaus bei Einsatz des BLM im Vergleich zum rein konventionellen Netzausbau für drei DEA-Szenarien (vgl. Definition der Szenarien A, B, C in Tabelle 15-2). Es sind die Ergebnisse je Netz sowie der arithmetische Mittelwert über alle Netz-Szenarien-Kombinationen dargestellt

3. Mit statischem Einspeisemanagement werden Investitionen wirkungsvoll verzögert und können zum Teil dauerhaft vermieden werden.

Durch SEM (vgl. Abschnitt 7.2.6) wird die maximale Einspeiseleistung von DEA reduziert, sodass sowohl die Betriebsmittelauslastung als auch der Spannungsanstieg bei konstanter installierter Leistung von DEA verringert werden. Da in der NS-Ebene PVA den überwiegenden Teil der DEA stellen, ist die Gleichzeitigkeit der Einspeisung der Anlagen innerhalb eines Ortsnetzes sehr hoch. Entsprechend wirkt das SEM in NS-Netzen vergleichsweise selektiv und stellt somit eine effektive Maßnahme zur Vermeidung einspeisebedingter Grenzwertverletzungen dar. Bereits heute ist es Betreibern von DEA mit einer installierten Leistung von bis zu $P_{\text{inst}} = 30 \text{ kW}$ nach § 9 EEG 2014 freigestellt, anstelle einer Vorrichtung zur Fernsteuerung die maximale Wirkleistungseinspeisung dauerhaft auf 70 % der installierten Leistung zu begrenzen. Diese Maßnahmen sind entsprechend in der Netzplanung zu berücksichtigen.

Da mit dem Einsatz des SEM für den Netzbetreiber in der Regel nur Betriebskosten und keine Investitionen verbunden sind, ist dessen Anwendung vor Durchführung von Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zu prüfen. Wenn die Grenzwertverletzungen langfristig unter Einhaltung der Vorgaben für die maximale abgeregelte Energie (vgl. Abschnitt 7.2.6) vermieden werden können, ist SEM eine kosteneffiziente Maßnahme.

Abbildung 9-3 zeigt die relativen Kosten der Variante SEM im Vergleich zu konventionellem Netzausbau unter Berücksichtigung dreier DEA-Szenarien A, B und C mit ansteigender

installierten Leistung (vgl. Tabelle 15-2 in Abschnitt 15.2.1). Auffällig hierbei ist, dass SEM im unteren Szenario A durchgehend kostengünstiger als konventioneller Ausbau ist, dieser Vorteil jedoch in den meisten Fällen mit steigender installierter Leistung abnimmt. Über alle betrachteten Netze ergeben sich mittlere Kosteneinsparungen von 12 %.

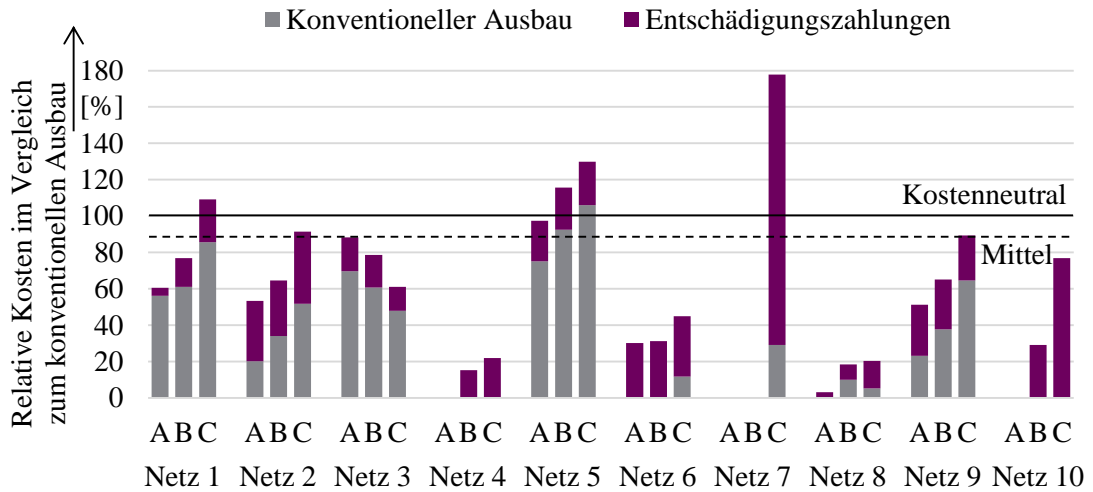


Abbildung 9-3: Kosten bei flächendeckendem Einsatz des SEM für NS-DEA ($e < 3\%$) bezogen auf die Kosten rein konventionellen Ausbaus (vgl. Definition der Szenarien A, B, C in Tabelle 15-2). Es sind die Ergebnisse je Netz sowie der Mittelwert über alle Netz-Szenarien-Kombinationen dargestellt

Wenn der mittelfristig zu erwartende PVA-Zubau in dem betrachteten NS-Netz gering ist, ergibt sich vielfach eine Reduktion der Investitionskosten gegenüber rein konventionellem Netzausbau (vgl. Abbildung 9-4, gezeigt am Beispiel des Szenario C2050).

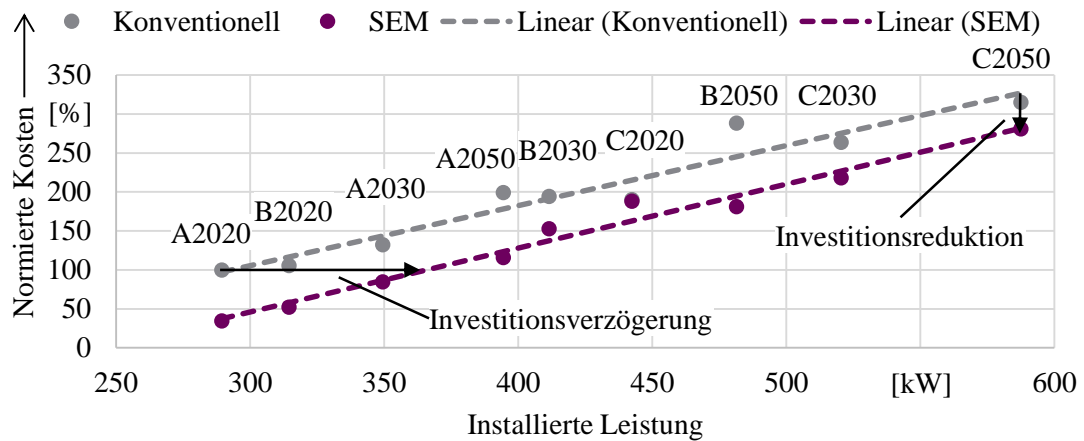


Abbildung 9-4: Entwicklung der Kosten des konventionellen Ausbaus mit und ohne Einsatz von SEM in Abhängigkeit der installierten Leistung anhand des Netzes 8. Hierzu wurden die einzelnen Szenario-Stützjahr-Kombinationen nach ihrer installierten PVA-Leistung sortiert und gegen die normierten Kosten aufgetragen. Referenz sind hierbei die Ausbaukosten des konventionellen Netzausbaus in Szenario A2020

Auch wenn die Versorgungsaufgabe nur unzureichend prognostiziert werden kann, hilft der Einsatz des SEM, mögliche Fehlinvestitionen zu vermeiden, indem Investitionsentscheidungen verzögert werden können. Eine solche Anwendung ist in Abbildung 9-4 exemplarisch für das

Szenario A2020 dargestellt. Darüber hinaus bietet sich SEM auch als kurzfristige Maßnahme zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen an, bis ein geplanter Netzausbau realisiert wurde. Ein weiterer Vorteil des SEM besteht darin, dass die Netze überlagerter Spannungsebenen von der reduzierten Rückspeisung profitieren.

4. Bei langfristig sehr geringem DEA-Zubau kann der Einsatz konventioneller Betriebsmittel am kostengünstigsten sein.

Verursachen DEA während des gesamten Betrachtungszeitraums nur geringfügige Grenzwertverletzungen, so kann konventioneller Netzausbau (vgl. Abschnitt 6.1) am kostengünstigsten sein. Insbesondere sind immer solche Netzverstärkungsmaßnahmen zu untersuchen, die lokal stark begrenzte Netzengpässe identifizieren und beseitigen, bei denen in einer Stammstrecke über kurze Distanzen Leitungen mit deutlich höherer Impedanz als im übrigen Netz verwendet werden. Da solche Engpässe häufig historisch bedingt sind, spricht auch das Alter der betreffenden Betriebsmittel für dieses Vorgehen. Bei der Entscheidungsfindung für eine solche Netzverstärkungsmaßnahme ist eine Einzelfallbetrachtung erforderlich.

Zwar schaffen Investitionen in innovative Betriebsmittel wie rONT oder NS-ESR bei Spannungsbandverletzungen häufig eine hohe zusätzliche Aufnahmekapazität für DEA, allerdings sind die minimal erforderlichen Investitionen für entsprechende Betriebsmittel typischerweise höher als für sehr kurze konventionell verstärkte Leitungsstrecken. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kosten des konventionellen Leitungsausbaus näherungsweise linear mit der zusätzlich installierten Leistung von DEA ansteigen.

5. Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR) geprüft werden.

Da der DEA-Zubau in typischen ländlichen NS-Netzen zunächst Spannungsbandverletzungen hervorruft bevor die Auslastungsgrenzen der Leitungen erreicht werden (vgl. Abschnitt 5), ermöglicht der Einsatz von Spannungsreglern (rONT, vgl. Abschnitt 7.2.4; NS-ESR, vgl. Abschnitt 7.2.5) eine deutliche Erhöhung der Netzaufnahmekapazität für DEA, sodass häufig auf SEM oder konventionelle Maßnahmen verzichtet werden kann¹⁹.

¹⁹Treten Leitungsüberlastungen auf, so sind entweder Einspeisemanagement (SEM) oder konventionelle Maßnahmen notwendig, die durch einen Spannungsregler nicht substituiert werden können.

In diesen Fällen lässt der Einsatz von Spannungsreglern in der Regel deutliche Kosteneinsparungen erwarten.

In Abbildung 9-5 wird das Einsparpotential von rONT und NS-ESR jeweils gegenüber konventionellem Netzausbau miteinander verglichen. Hierzu wird das relative Einsparpotential nach der Höhe absteigend sortiert für alle betrachteten Netze in den drei Szenarien A, B und C (sog. Netz-Szenario-Kombinationen) aufgetragen. Demnach liegt das maximal mögliche Einsparpotential in den untersuchten Netzen bei Einsatz eines rONT bei 77 %, während der NS-ESR maximale Einsparungen von 70 % erlaubt. In der Hälfte der Netze liegt das Einsparpotential bei Einsatz eines rONT bei 42 % oder mehr, bei Einsatz eines NS-ESR bei lediglich mindestens 34 %. Dagegen entstehen in nur 20 % der untersuchten Fälle durch den Einsatz von Spannungsreglern höhere Kosten gegenüber dem konventionellen Netzausbau.

Obwohl der Verlauf der Kurven in der Darstellung in Abbildung 9-5 ähnlich ist, bietet der rONT das insgesamt höhere mittlere Einsparpotential von knapp 43 % der Gesamtausgaben im Betrachtungszeitraum, während der NS-ESR insgesamt auf lediglich 30 % Einsparpotential kommt. Dies liegt insbesondere daran, dass der rONT in Netzen mit hohen absoluten Kosten für konventionellen Netzausbau wesentlich höhere Einsparungen ermöglicht als der NS-ESR.

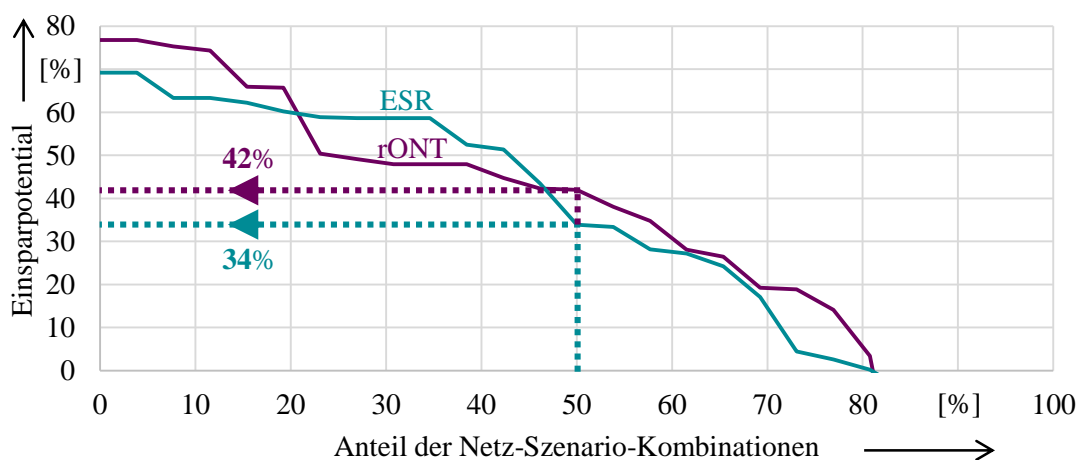


Abbildung 9-5: Gegenüberstellung des Einsparpotentials von rONT und NS-ESR bezüglich des konventionellen Netzausbaus auf Basis der untersuchten Netz-Szenario-Kombinationen

Bemerkenswert ist, dass nach Installation eines Spannungsreglers in einem weiten Bereich der installierten Leistung von DEA vielfach keine weiteren Grenzwertverletzungen auftreten. In Abbildung 9-6 ist dieser Sachverhalt exemplarisch für das Netz 8 dargestellt: In dem Bereich I der installierten Leistung bis etwa $P_{\text{inst}} = 400 \text{ kW}$ genügt der Einsatz eines rONT. Steigt die Leistung weiter an (Bereich II), so wird ein rONT mit höherer Bemessungsscheinleistung erforderlich bzw. es treten vermehrt Leitungsüberlastungen auf, sodass die Kosten ab diesem Punkt in ähnlicher Weise wie beim konventionellen Netzausbau ansteigen.

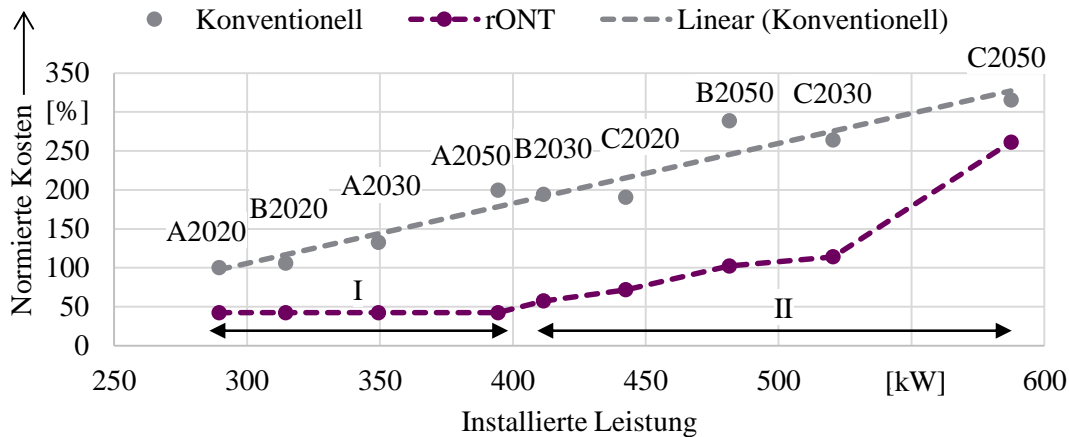


Abbildung 9-6: Entwicklung der Kosten des konventionellen Ausbaus und des rONT-Einsatzes in Abhängigkeit der installierten Leistung anhand des Netzes 8. Hierzu wurden die einzelnen Szenario-Stützjahr-Kombinationen nach ihrer installierten PVA-Leistung sortiert gegen normierten Kosten aufgetragen. Referenz sind hierbei die Ausbaukosten des konventionellen Netzausbaus in Szenario A2020

Grundsätzliche Erläuterung zum Einsatz von Spannungsreglern

Bereits in Abschnitt 5 wurde erläutert, dass in typischen ländlichen NS-Netzen ohne Spannungsregler massive Spannungsbandverletzungen auftreten, bevor auch Leitungsüberlastungen festzustellen sind. So wurde für eine punktförmige Einspeisung am Ende eines Kabels des Typs NAYY 4x150 ermittelt, dass ab einer Leitungslänge von etwa 115 m immer erst Spannungsbandverletzungen resultieren, bevor Leitungsüberlastungen auftreten. Bei einer kontinuierlichen/Streckeneinspeisung ergibt sich hier ein Wert von 230 m. Da die Abgänge ländlicher NS-Netze diese Grenzen sehr häufig (deutlich) überschreiten, bietet sich in Netzen mit Spannungsbandverletzungen und hohen Leitungslängen grundsätzlich der Einsatz von Spannungsreglern an, die eine deutlich höhere Auslastung der vorhandenen Netzstruktur ermöglichen:

Nimmt man nun exemplarisch an, dass nach Installation eines Spannungsreglers (rONT oder NS-ESR) ein Spannungsanstieg entlang der Leitung von 8 % U_n zugelassen werden kann ohne Grenzwertverletzungen hervorzurufen, so sind für ein Kabel des Typs NAYY 4x150 erst ab Leitungslängen von etwa 300 m (punktförmige Einspeisung) bis 600 m (kontinuierliche/Streckeneinspeisung) weitere Spannungsbandverletzungen ohne zeitgleiche Leitungsüberlastungen möglich (siehe Abbildung 5-2). Andererseits ergibt sich hieraus, dass nach Ausreizen des Regelpotentials eines solchen Spannungsreglers in vielen Fällen Leitungsüberlastungen zu erwarten sind.

Vergleich regelbarer Ortsnetztransformator mit Einzelstrangregler

In vielen praktischen Anwendungsfällen stellt der Einsatz von NS-ESR in allen (von Spannungsbandverletzungen betroffenen) Abgängen für das NS-Netz eine zum rONT funktional gleichwertige Variante dar. Eine als sehr selten einzuschätzende Ausnahme hiervon können NS-

Netze mit mehreren Abgängen mit einer stark differierenden Versorgungsaufgabe sein: Durch die abgangsspezifische Regelung der NS-ESR kann dann eine geringfügig höhere Spreizung zwischen Spannungsabfall eines stark lastgeprägten Abgangs und dem Spannungsanstieg eines stark einspeisegeprägten Abgangs zugelassen werden (Abbildung 9-8) als bei Einsatz eines rONT (Abbildung 9-7).

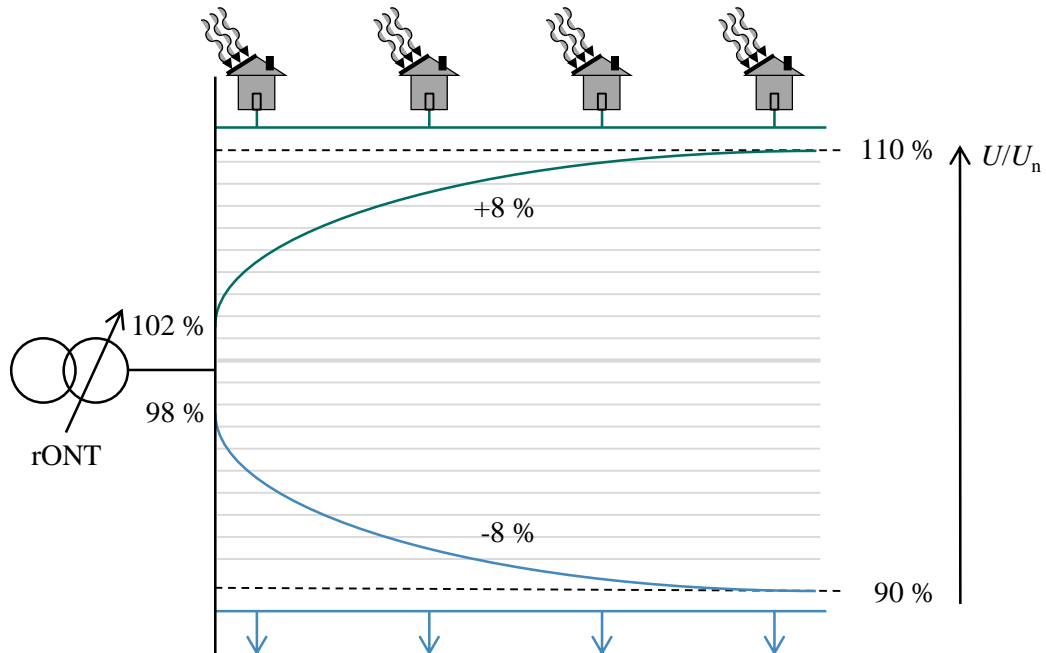


Abbildung 9-7: Zulässige Spannungsänderung bei Einsatz eines rONT innerhalb eines NS-Netzes mit zwei Abgängen mit stark differierender Versorgungsaufgabe

Werden allerdings nicht sämtliche Abgänge mit einem NS-ESR ausgerüstet, ergibt sich im Allgemeinen ein insgesamt weniger robustes Netz gegenüber weiterem, grundsätzlich eher schwierig zu prognostizierenden DEA-Zubau als bei Einsatz eines rONT. Zudem ist der rONT in der Regel die geeignetere Alternative, wenn Spannungsbandverletzungen in mehreren Abgängen auftreten.

Aus technischer Sicht ist der NS-ESR so zu positionieren, dass sich für alle unregulierten Netzverknüpfungspunkte unter Berücksichtigung möglicher, absehbarer Änderungen der Versorgungsaufgabe (Lasten und DEA) keine Grenzwertverletzungen ergeben, da hier weiterhin keine Spannungsanhebungen $\Delta U/U_n$ von typischerweise mehr als 3 % zugelassen werden dürfen (vgl. Abbildung 9-8). Andererseits erfordert eine ONS-nahe Positionierung eine höhere Bemessungsleistung, sodass ein Kompromiss zwischen der Robustheit des Netzausbaus gegenüber Änderungen der Versorgungsaufgabe und der nötigen Bemessungsleistung sowie den hiermit verknüpften Kosten gefunden werden muss. Gleichzeitig müssen Eigentumsverhältnisse bei der Wahl des Standorts eines jeden einzusetzenden NS-ESR berücksichtigt werden, was eine geeignete Positionierung zusätzlich erschwert.

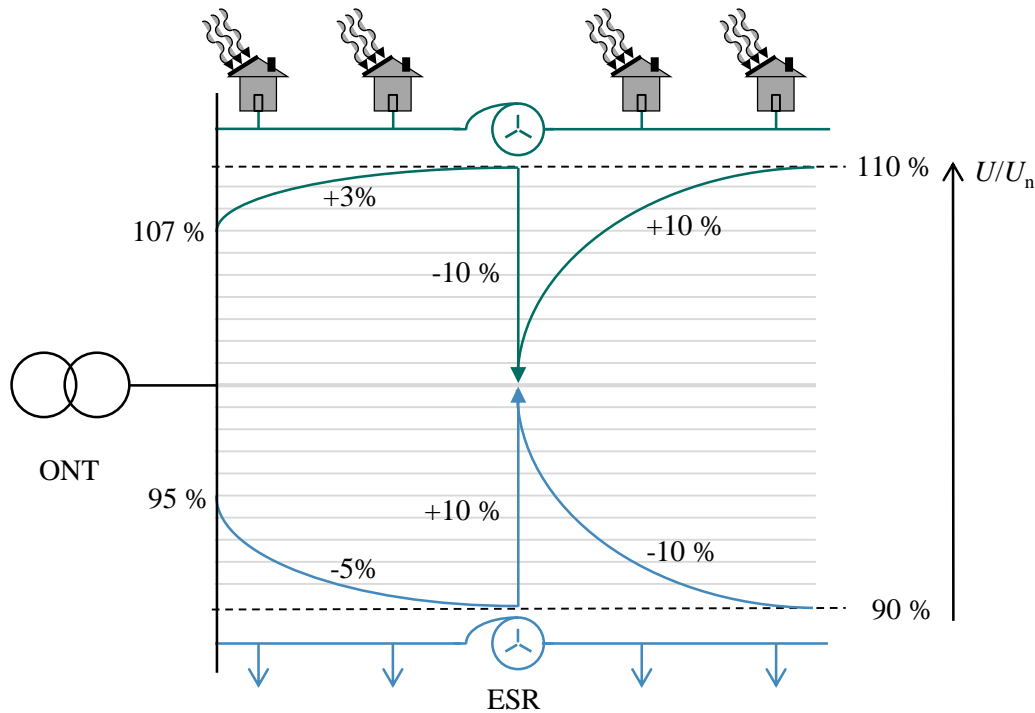


Abbildung 9-8: Zulässige Spannungsänderung innerhalb eines NS-Netzes mit zwei Abgängen mit stark differierender Versorgungsaufgabe, die jeweils mit einem NS-ESR ausgestattet sind

Dagegen kann ein rONT den bisher eingesetzten, konventionellen ONT am bisherigen Standort der ONS ohne Einbringung eines zusätzlichen Betriebsmittels direkt ersetzen, da die Abmessungen aktueller, gängiger rONT nicht mehr entscheidend von denen eines konventionellen ONT abweichen [32]. Dies wirkt sich zusätzlich vorteilhaft aus, wenn sich die vorgesehene Nutzungsdauer des bisher eingesetzten ONT dem Ende nähert. Die geringere Anzahl und Vielfalt von Betriebsmitteln bei Einsatz eines rONT gegenüber NS-ESR lässt zudem einen effizienteren Netzbetrieb (Instandhaltung) erwarten.

Konzentrieren sich Grenzwertverletzungen insbesondere auf einen Abgang, so können sich bei Einsatz eines NS-ESR Kostenvorteile gegenüber einem rONT ergeben. Mit steigender Anzahl zu regelnder Abgänge kehrt sich der Vorteil allerdings in vielen typischen Anwendungsfällen um. Abbildung 9-9 stellt die mögliche mittlere Bemessungsleistung eines jeden NS-ESR in Abhängigkeit von der Anzahl der mit einem NS-ESR auszurüstenden Abgänge sowie der Bemessungsleistung des rONT dar, wenn Kostengleichheit beider Planungsvarianten herrscht.

Anwendungsfälle unterhalb der jeweiligen Kurve weisen eine eher geringe Bemessungsleistung und/oder Anzahl von NS-ESR auf. In diesen Fällen ist der NS-ESR kosteneffizienter als ein rONT. Insbesondere in NS-Netzen mit einer Vielzahl von Abgängen und hohen installierten Leistungen zeigen die Szenarien Kostenvorteile für den rONT. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 9-10 weitergehend untersucht.

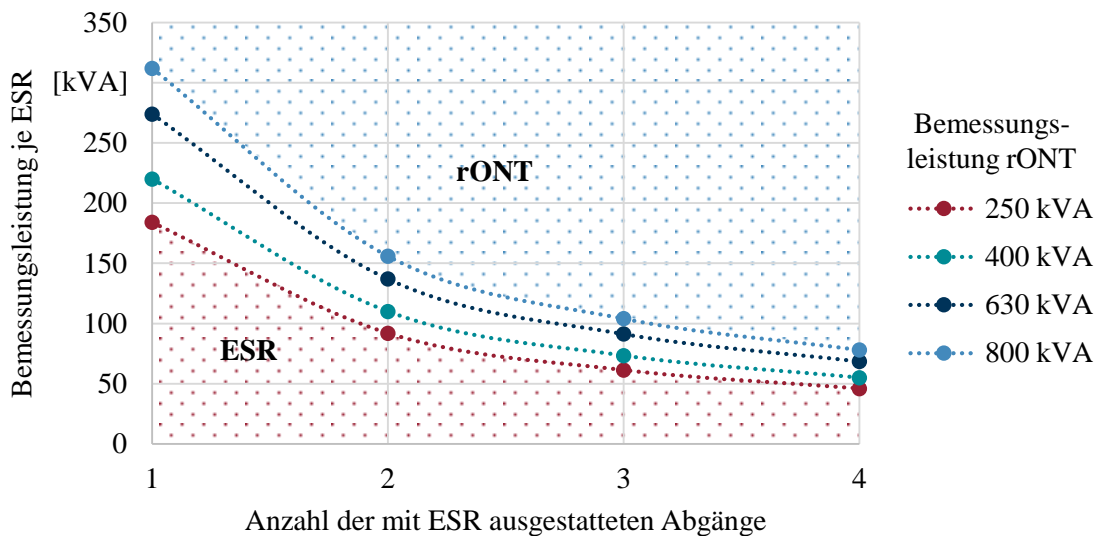


Abbildung 9-9: Mögliche Bemessungsleistung je NS-ESR bei Kostengleichheit mit rONT in Abhängigkeit von der Anzahl von Abgängen mit Spannungsbandverletzungen. Der Darstellung liegen die im Projekt angewendeten Kostenannahmen zugrunde

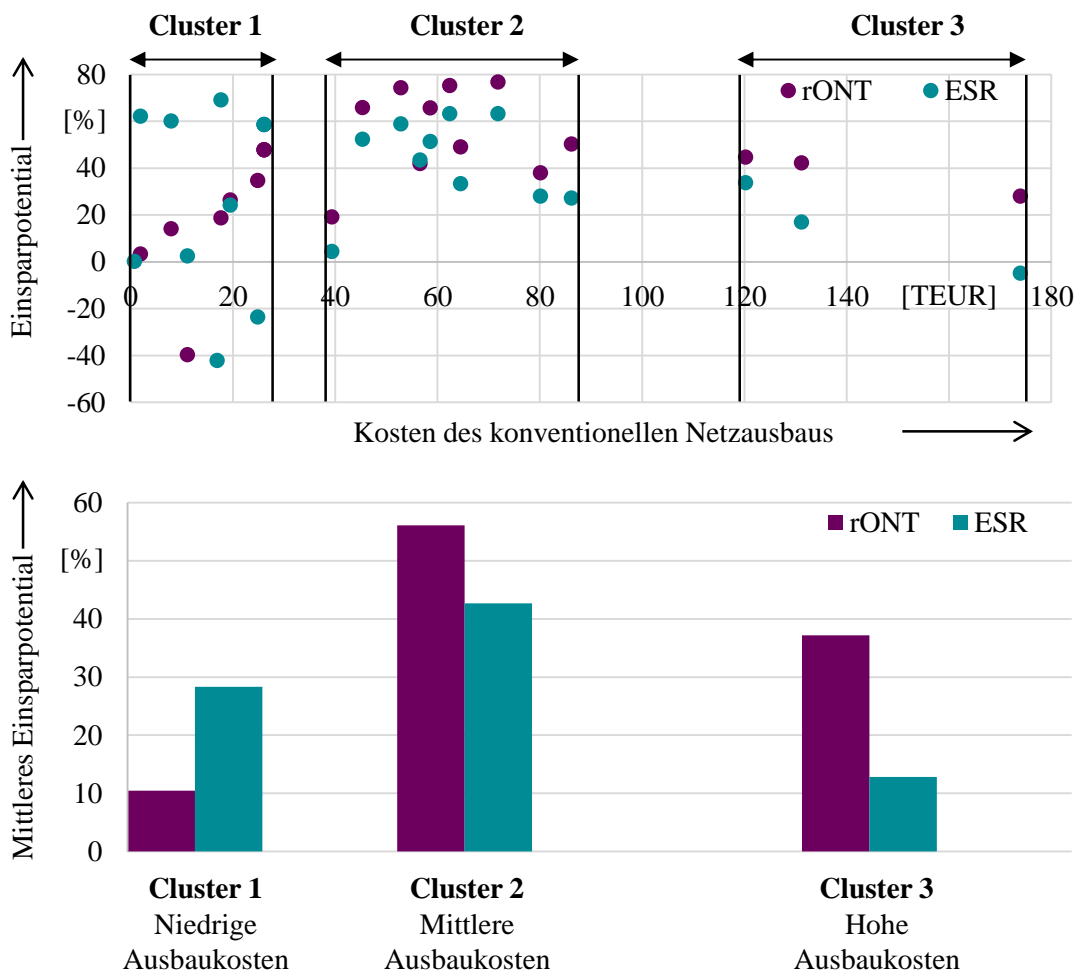


Abbildung 9-10: Einsparpotential durch Einsatz von rONT oder NS-ESR in Abhängigkeit der Kosten der konventionellen Netzausbauvariante

In dem in Abbildung 9-10 dargestellten Cluster 1, der Netze mit niedrigen konventionellen Ausbaurkosten repräsentiert, führt der Einsatz eines rONT im Mittel zu eher geringen Einsparungen in Höhe von etwa 10 % gegenüber der konventionellen Planungsvariante.

Auf Grund der geringeren Investitionskosten erzielt der NS-ESR dagegen im Mittel Kosteneinsparungen von 22 %. Schon bei mittleren konventionellen Ausbaurkosten (Cluster 2) zeigt der rONT allerdings mit einer Ersparnis von 56 % bereits Kostenvorteile gegenüber dem NS-ESR mit 42 %. Dieser Effekt verstärkt sich bei noch höheren konventionellen Ausbaurkosten (Cluster 3). Die mittlere Kosteneinsparung beläuft sich in den untersuchten Netzen mit rONT auf 37 %, während der NS-ESR nur noch Einsparungen von 13 % ermöglicht.

Die in einzelnen Netzen erzielbaren Kostenvorteile des NS-ESR gegenüber einem rONT sind insgesamt als eher gering zu bewerten. Zusammen mit den technischen und betrieblichen Vorteilen ergibt sich somit für den rONT, der prinzipiell auch gleichzeitig MS-dienlich eingesetzt werden kann (vgl. Abschnitte 7.2.4.1 und 10.2), ein deutlich weiteres Anwendungsspektrum.

6. Bei sehr hohem DEA-Zubau und hiermit verknüpftem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination von statischem Einspeisemanagement und Spannungsreglern (rONT oder NS-ESR).

In NS-Netzen mit besonders langen Netzausläufern können Spannungsanstiege auftreten, die den Regelbereich der Spannungsregler (rONT oder NS-ESR) übersteigen. Durch die Leistungsreduktion des SEM können auch hier weitere konventionelle Netzverstärkungs- bzw. Ausbaumaßnahmen verzögert oder vermieden werden. Dies gilt ebenfalls bei unzulässigen Leitungsauslastungen, die gelegentlich nach Einsatz eines Spannungsreglers und weiterem DEA-Zubau auftreten können (vgl. Abbildung 5-2).

7. Als Gesamtstrategie ist eine bedarfsgerechte Kombination von statischem Einspeisemanagement mit einem regelbaren Ortsnetztransformator empfehlenswert.

Als Gesamtstrategie ist daher eine bedarfsgerechte Kombination des SEM mit Spannungsreglern sinnvoll. Insbesondere in Netzen mit niedrigem Ausbaubedarf zeigt sich SEM als sehr kosteneffizient (vgl. Grundsatz 3), wohingegen der Einsatz eines rONT eine kostengünstige Netzertüchtigung von Netzen mit mittlerem bis hohem Ausbaubedarf erlaubt (vgl. Grundsatz 5). Der gleichzeitige Einsatz beider Technologien optimiert schließlich die Ausbaurkosten in Netzen mit sehr hohem Ausbaubedarf. Wie in Abbildung 9-11 ersichtlich, erlaubt diese Strategie in etwa 95 % der untersuchten Netz-Szenario-Kombinationen Einsparungen von mindestens 20 % und in 70 % der Netz-Szenario-Kombinationen Einsparungen von mindestens 60 % gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau. Anhand des Netzes 8 wird in Abbildung 9-12 ein bedarfsgerecht optimierter Einsatz der Technologiekombination SEM + rONT in Abhängigkeit von der installierten Summenleistung der PVA dargestellt.

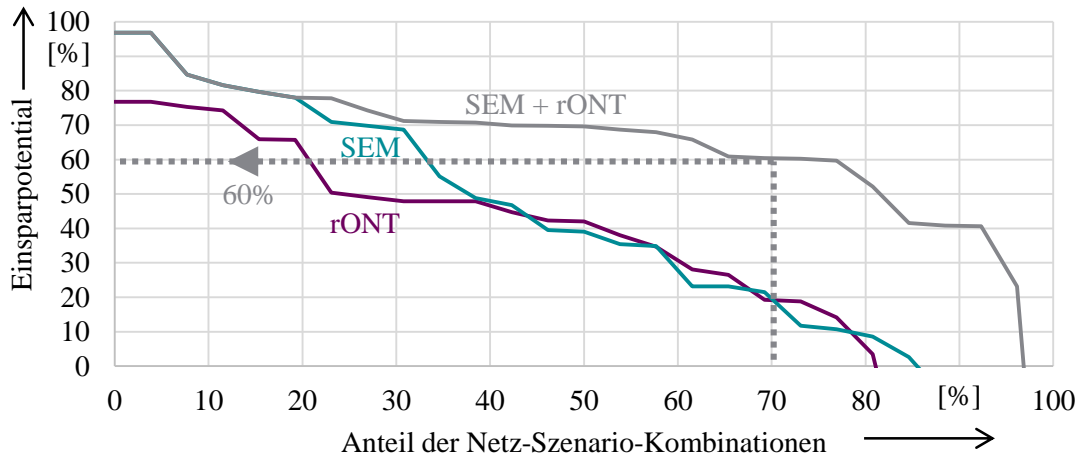


Abbildung 9-11: Gegenüberstellung des Einsparpotentials von SEM, rONT und deren Kombination bezüglich des konventionellen Netzausbaus auf Basis der untersuchten Netz-Szenario-Kombinationen

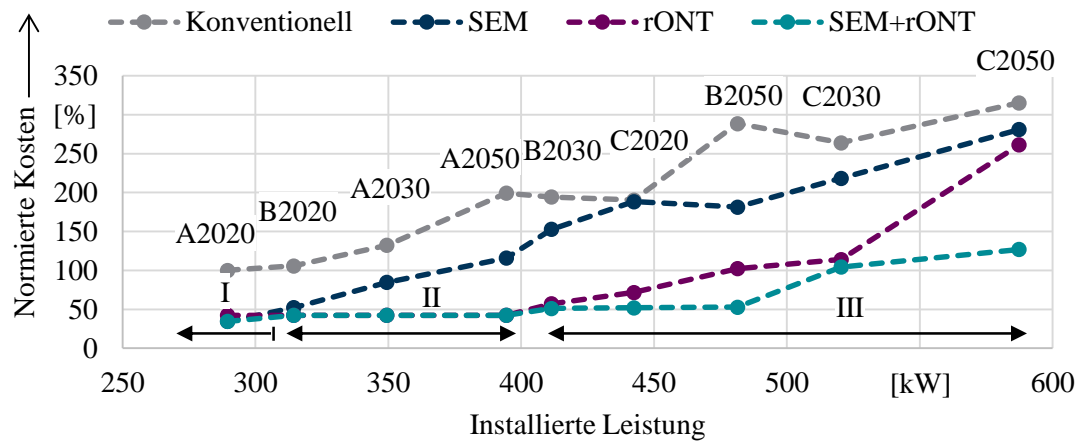


Abbildung 9-12: Entwicklung der Kosten des konventionellen Ausbaus, des SEM, des alleinigen rONT-Einsatzes sowie der bedarfsgerechten Kombination von SEM und rONT in Abhängigkeit der installierten Leistung anhand des Netzes 8. Hierzu wurden die einzelnen Szenario-Stützjahr-Kombinationen nach ihrer installierten PVA-Leistung sortiert gegen normierten Kosten aufgetragen. Referenz sind hierbei die Ausbaucosten des konventionellen Netzausbaus in Szenario A2020

Im Bereich I der installierten Leistung lassen sich die auftretenden Spannungsbandverletzungen durch alleinigen Einsatz des SEM am kostengünstigsten vermeiden, während der rONT in Bereich II am kostengünstigsten ist. In Bereich III auftretende Betriebsmittelüberlastungen können schließlich durch SEM teilweise verhindert werden, sodass der Umfang konventionellen Netzausbaus und damit die Gesamtkosten gegenüber der ebenfalls dargestellten rONT-Variante noch einmal deutlich reduziert werden können. Die bisherigen Aussagen werden zusätzlich durch die in Abbildung 9-13 dargestellten Ergebnisse gestützt. Ist in Netz-Szenario-Kombinationen mit einer eher geringen installierten Leistung von PVA bis etwa $P_{\text{inst}} = 300 \text{ kW}$ noch das SEM in den meisten Fällen am kostengünstigsten, so besteht mit steigender installierter Leistung vermehrt ein Kostenvorteil bei kombiniertem Einsatz von SEM und rONT.

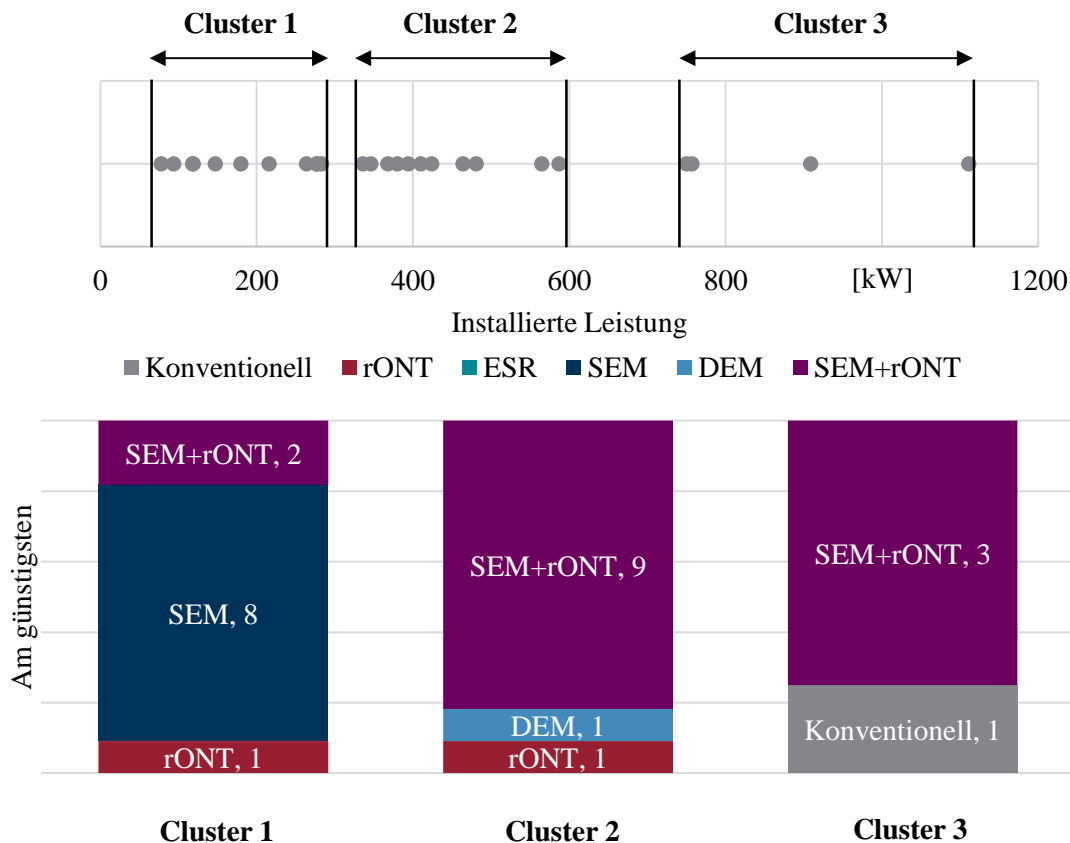


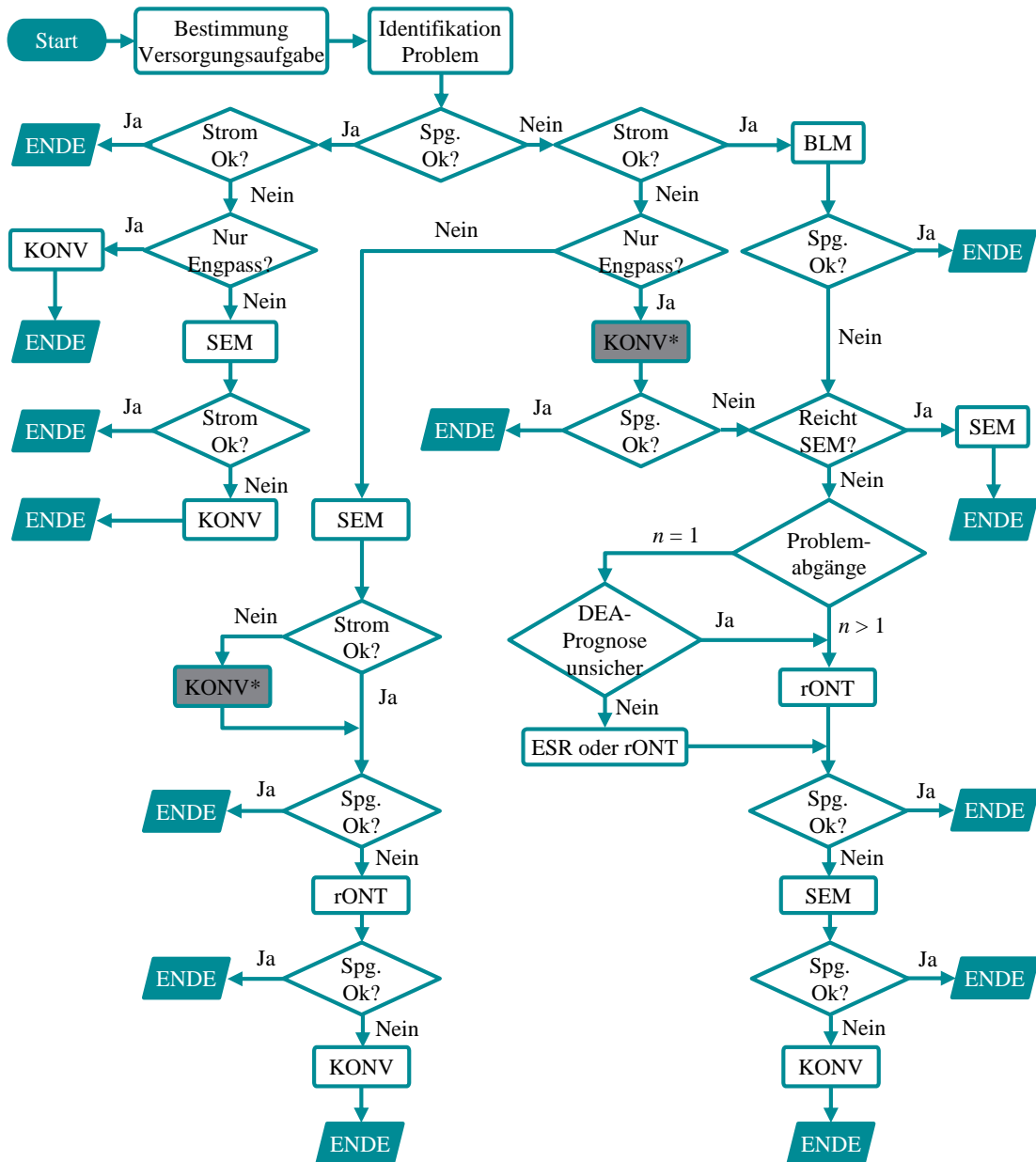
Abbildung 9-13: Vergleich der günstigsten Technologie in Abhängigkeit der installierten Leistung des Netzes in den untersuchten NS-Netzen

8. Das dynamische Einspeisemanagement ist auf absehbare Zeit in vielen Fällen nicht die kostengünstigste Lösung. Jedoch wird dessen Einsatz durch eine geringe Anzahl und hohe installierte Leistung von DEA begünstigt.

Aufgrund der nötigen Investitionen in ein DNA-System (vgl. Abschnitt 7.2.12) findet sich unter aktuellen Kostenannahmen in vielen Anwendungsfällen eine kostengünstigere (innovative) Technologie als DEM. Insbesondere die aktuell noch erforderliche Zusatzhardware zur kommunikationstechnischen Anbindung aller zu steuernder DEA verursacht momentan vergleichsweise hohe Kosten. So bietet sich aktuell der Einsatz eines DEM nur an, wenn die Regelung einiger weniger DEA genügt, um das Netz in einen zulässigen Zustand zu überführen. Hierfür ist prinzipiell eine möglichst hohe installierte Leistung der einzelnen ansteuerbaren DEA förderlich. Bei der Bewertung eines DNA-Systems hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit sind allerdings auch diverse Zusatznutzen zu berücksichtigen und zu bewerten. So können durch ein DNA-System auch verschiebbare Lasten wie Elektrofahrzeuge mit Netzanschluss und Wärme- bzw. Kälteanlagen geregelt werden, um entweder lokal Grenzwertverletzungen zu vermeiden oder aber auch längerfristig Systemdienstleistungen im Rahmen eines regioFlex (siehe Abschnitt 7.2.9) bereitzustellen.

9.3 Entscheidungspfad für die Planung

Auf Basis der innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze für die NS-Ebene ist ein Entscheidungspfad abgeleitet worden (Abbildung 9-14), der als Hilfsmittel bei der Auswahl der passenden Technologie verwendet werden kann. Naturgemäß kann der Pfad die Grundsätze nur in stark vereinfachter Form wiedergeben und stellt daher kein Ersatz für Kapitel 7 und Abschnitt 9.2 dar.



*) konventioneller Ausbau hier nur zur Beseitigung der Betriebsmittelüberlastungen

Abbildung 9-14: Entscheidungspfad für die Planung ländlicher NS-Netze. Die Maßnahmen sind grundsätzlich additiv auszuführen, allerdings können größere Maßnahmen die vorherigen obsolet werden lassen.

9.4 Modifikation des Netzbetriebs durch den Einsatz innovativer Netztechnologien

Der Einsatz einiger innovativer Technologien und Planungsmethoden hat Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Im Weiteren sollen die Wesentlichen Auswirkungen beschrieben werden. Eine detaillierte fallspezifische Betrachtung durch den VNB, gegebenenfalls zusammen mit dem Hersteller des jeweiligen innovativen Betriebsmittels, kann dieser Abschnitt aber nicht ersetzen, da innerhalb dieses Leitfadens nicht auf produktspezifische Besonderheiten eingegangen werden kann.

Netzebenenübergreifende Spannungsbandbetrachtung: Werden die vereinfachten Annahmen zur Spannungsbandaufteilung nicht mehr angewendet (vgl. Abschnitt 7.1), hat dies zur Konsequenz, dass die Netzebenen (insbesondere MS und NS) stärker interagieren, also die Planung der einen Spannungsebene stark von der jeweils anderen beeinflusst wird. Das Netz wird mit einer geringeren Spannungsbandreserve betrieben. Insofern ist die Einhaltung der Grenzwerte für Spannungen und Ströme bei Umschaltmaßnahmen zwischen zwei NS-Netzen besonders zu prüfen (vgl. Kapitel 9.4).

rONT: Bei Ausfall der Regelungseinheit bleibt das unterlagerte Netz im Allgemeinen weiterversorgt, allerdings verbleibt der Stufensteller dann in der aktuell eingestellten Position. Wenn der Stufensteller wegen eines vorangegangenen Regelungsprozesses nicht in der geeigneten Position steht, können bei Änderungen der Last- bzw. Einspeiseleistung zusätzliche und verstärkte Spannungsbandverletzungen auftreten. Für Betriebspunkte der Starkeinspeisung greift der Spannungssteigerungsschutz der DEA ein, um Spannungen von $U/U_n > 110\%$ zu verhindern, während in Betriebspunkten hoher Last durchaus Spannungen von $U/U_n < 90\%$ auftreten können, die in der Regel nicht detektiert oder automatisch behoben werden können. Daher ist die Regelung in diesen Fällen zügig wiederherzustellen.

Einzelstrangregler: Die konkrete Handhabung eines (n-1)-Falls hängt stark von der jeweiligen technischen Realisierung ab. Häufig werden NS-ESR mit einem Bypass ausgestattet, der im Fehlerfall einen Weiterbetrieb des Netzes ermöglichen kann. Ähnlich wie bei Einsatz eines rONT verhindert der Spannungssteigerungsschutz der DEA in letzter Instanz Spannungen von $U/U_n > 110\%$, während in Betriebspunkten hoher Last Spannungen von $U/U_n < 90\%$ auftreten können. Daher ist die Regelung in diesen Fällen zügig wiederherzustellen.

Statisches Einspeisemanagement: Der Anlagenbetreiber einer DEA ist nach aktuellem Erkenntnisstand für die entgangene Einspeisevergütung zu entschädigen. In diesem Zusammenhang sind Strategien zu entwickeln, wie die im Rahmen des SEM abgeregelte Energie anlagenindividuell ausreichend genau und gleichzeitig kosteneffizient erhoben werden kann. Auch sollten VNB-spezifische Aufwendungen für die Abrechnung ermittelt werden, um die Wirtschaftlichkeit des SEM besser beurteilen zu können.

Dezentrales Netzautomatisierungssystem, dynamisches Einspeisemanagement: Der Einsatz eines DNA-Systems (vgl. Abschnitt 7.2.12) hat größere Auswirkungen auf den Netzbetrieb und muss daher an dieser Stelle genauer betrachtet werden.

In Zukunft können DNA-Systeme prinzipiell auch die Entstörung maßgeblich unterstützen, indem Unterbrechungen und Kurzschlussströme mithilfe der eingesetzten Sensoren detektiert und lokalisiert werden. Insbesondere bei Integration des NS-DNA-Systems in ein übergeordnetes MS-DNA-System können Störungsinformationen langfristig auch an die Leitstelle weitergegeben werden.

Ist das DNA-System gestört, so kann das DEM nicht mehr durchgeführt werden. Während unzulässige Spannungsanstiege durch den Spannungssteigerungsschutz der einzelnen DEA verhindert werden, können hierdurch Leitungs- und Transformatorüberlastungen prinzipbedingt weder zuverlässig erkannt, noch vermieden werden. Als Lösung hierfür bietet sich eine automatische Umschaltung auf ein SEM bei Unterbrechung der Kommunikation zwischen DNA-System und DEA an. Entweder wird als Rückfallebene die höchstzulässige Einspeiseleistung bei Einsatz des SEM anhand einer Worst-Case-Betrachtung durch den Netzbetreiber statisch vorgegeben, oder automatisch im Rahmen einer zyklischen Netzsicherheitsrechnung durch die DNA bestimmt und an die DEA verteilt.

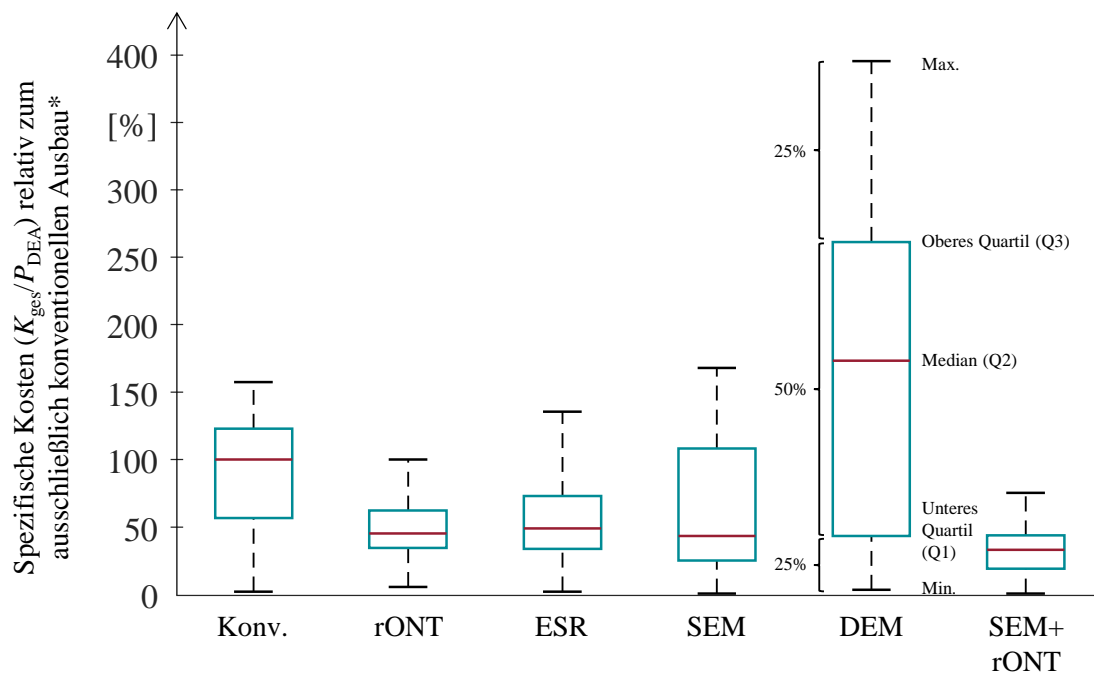
Ähnlich wie bei dem SEM ist die im Betrieb abgeregelte Energie anlagenindividuell zu bestimmen und abzurechnen.

9.5 Kostenbewertung

9.5.1 Technologiespezifische Analyse

Im Folgenden werden die auf die installierte Leistung der DEA bezogenen Kosten der verschiedenen Planungsvarianten dargestellt und bewertet. Hierbei wird stets der Barwert der Gesamtkosten²⁰, die im Zeitraum 2015 bis 2050 anfallen, angesetzt. Dies schließt auch bei innovativen Planungsvarianten explizit konventionellen Ausbau ein, der unter Umständen zusätzlich zu den innovativen Betriebsmitteln erforderlich ist. Wie in Abbildung 9-15 ersichtlich, können durch den optimierten Einsatz innovativer Technologien die mittleren spezifischen Gesamtkosten (Median) des Netzausbaus in den untersuchten Netzen um 67 % reduziert werden (SEM + rONT).

²⁰ Die Kosten für den Ersatz/Zubau von (r)ONT werden in dieser Betrachtung vollständig der NS-Ebene zugeordnet.



*) Summe der Barwerte (2015) für Investition und Betrieb bis 2050 im Verhältnis zur DEA-Leistung in 2050. Ggf. notwendige Kabelmaßnahmen sind berücksichtigt.

Abbildung 9-15: Kostenvergleich der Netztechnologien für den Ausbau ländlicher NS-Netze auf Basis von insgesamt ca. 500 Planungen für 30 Netz-Szenarien-Kombinationen

Während die drei Einzeltechnologien rONT, NS-ESR und SEM ähnliche Einsparungen im Bereich zwischen 51 % und 57 % (bezogen auf den Median) gegenüber dem konventionellen Netzausbau ermöglichen, variieren die restlichen Kennwerte zum Teil deutlich: So weist SEM zwar die niedrigsten minimalen spezifischen Kosten auf, gleichzeitig liegt aber das Maximum deutlich über den beiden Spannungsreglern. Hierbei hat sich gezeigt, dass gerade in Netzen mit besonders hohem Ausbaubedarf und damit prinzipiell hohen Ausbaukosten der alleinige Einsatz des SEM nicht kosteneffizient ist. Zusammen mit dem zweitgrößten Abstand zwischen unterem und oberem Quartil (50 % aller Werte) lässt sich damit auf eine weniger robuste Planungsvariante gegenüber Änderungen in der Versorgungsaufgabe schließen. Aufgrund der niedrigen minimalen Kosten bietet sich SEM viel mehr immer dann an, wenn eher geringfügige Zustandsverletzungen auftreten. Dann können teurere konventionelle oder innovative Maßnahmen häufig vermieden oder deutlich verzögert werden.

Im Gegensatz hierzu bietet der rONT sehr geringe maximale spezifische Kosten sowie eine geringe Spreizung zwischen den Quartilen 1 und 3. Dies ist auf den sprunghaften Anstieg des Integrationspotentials für DEA zurückzuführen, sodass vielfach erst nach massivem, weiterem DEA-Zubau zusätzliche Maßnahmen erforderlich werden.

Die gezielte und bedarfsgerechte Kombination von SEM und rONT ermöglicht schließlich die höchsten spezifischen Einsparungen von 67 % gegenüber dem konventionellen Netzausbau. Hierbei wird solange SEM eingesetzt, wie das SEM alleine sämtliche Zustandsverletzungen

behebt. Genügt SEM nicht mehr, wird es durch den Einsatz eines rONT ersetzt oder ergänzt. In dieser Variante werden die Vorteile des SEM der geringen spezifischen Minimalkosten und der geringen Spreizung der Kosten bei Einsatz eines rONT vereint.

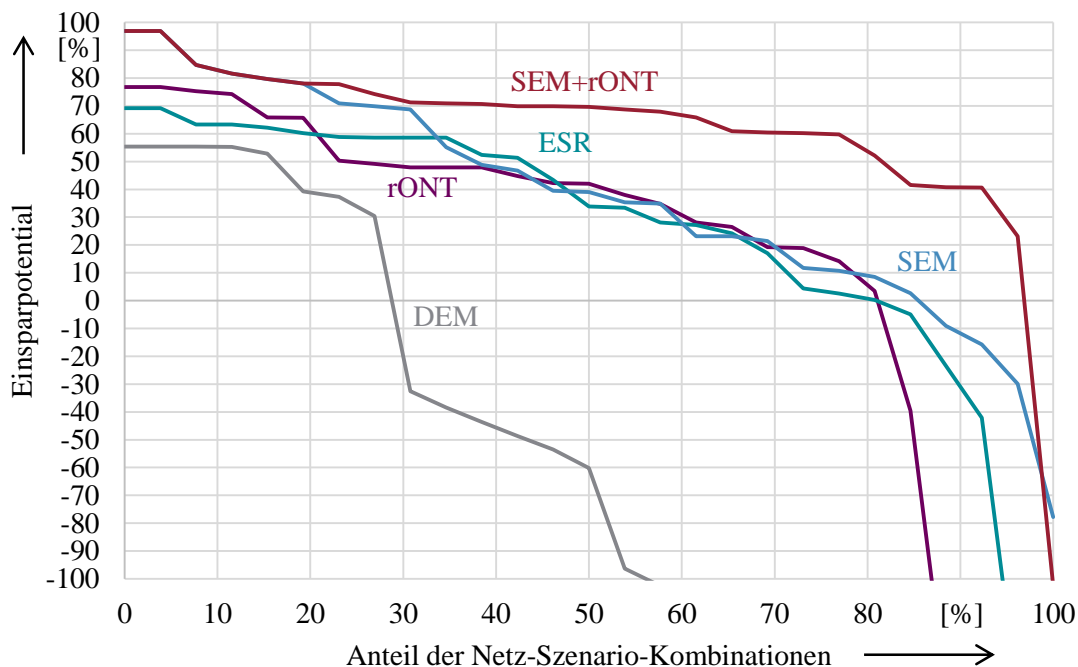


Abbildung 9-16: Sortiertes relatives Einsparpotential je Planungsvariante in der NS-Ebene bei innovativer Planung im Vergleich zum Ausbau mit ausschließlich konventionellen Methoden und Betriebsmitteln²¹

In der Abbildung 9-16 wird das Einsparpotential der innovativen Planungsvarianten gegenüber einem konventionellen Netzausbau über alle Kombinationen von Netzen mit den zugehörigen DEA-Szenarien (A, B und C) dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass der Einsatz eines Spannungsreglers oder des SEM in etwa 80 % der Netz-Szenario-Kombinationen zu gleichen oder geringeren Kosten als konventioneller Netzausbau führt. In 50 % der Netz-Szenario-Kombinationen liegen die Einsparungen bei ca. 34 % oder mehr. Nur in 20 % der Fälle ist der konventionelle Netzausbau günstiger, wobei der Ausbaubedarf in diesen Fällen ausnahmslos als gering zu bezeichnen ist.

Auch in dieser Darstellungsform der Ergebnisse wird der positive Effekt einer geeigneten Kombination von SEM und rONT sichtbar, mit deren Hilfe sowohl Netze mit eher geringfügigen (SEM), mit mittelstarken (rONT) als auch massiven Zustandsverletzungen (SEM + rONT)

²¹ Die Funktionen sind absteigend geordnet, um Aussagen zwischen einer einzelnen innovativen Netztechnologie im Vergleich zum konventionellen Ausbau zu ermöglichen. Auch wenn sich zwei Kurven nicht schneiden kann diejenige Technologie-Kurve mit den höheren Werten bei einzelnen Netzen günstiger sein, als die darunter verlaufende Kurve.

effizient ertüchtigt werden. So können in 50 % aller Netz-Szenario-Kombinationen mindestens 70 % der Kosten und 90 % aller Netz-Szenario-Kombinationen immer noch mindestens 41 % eingespart werden.

9.5.2 Gesamteinsparpotential durch innovative Technologien

Werden die in den definierten Grundsätzen beschriebenen Technologien optimal auf die untersuchten Netze angewendet, so ergeben sich gegenüber rein konventionellem Netzausbau in 95 % aller Netz-Szenario-Kombinationen deutliche Kostenersparnisse von mindestens 41 % (siehe Kurve auf Basis der jeweils günstigsten innovativen Technologie in Abbildung 9-17).

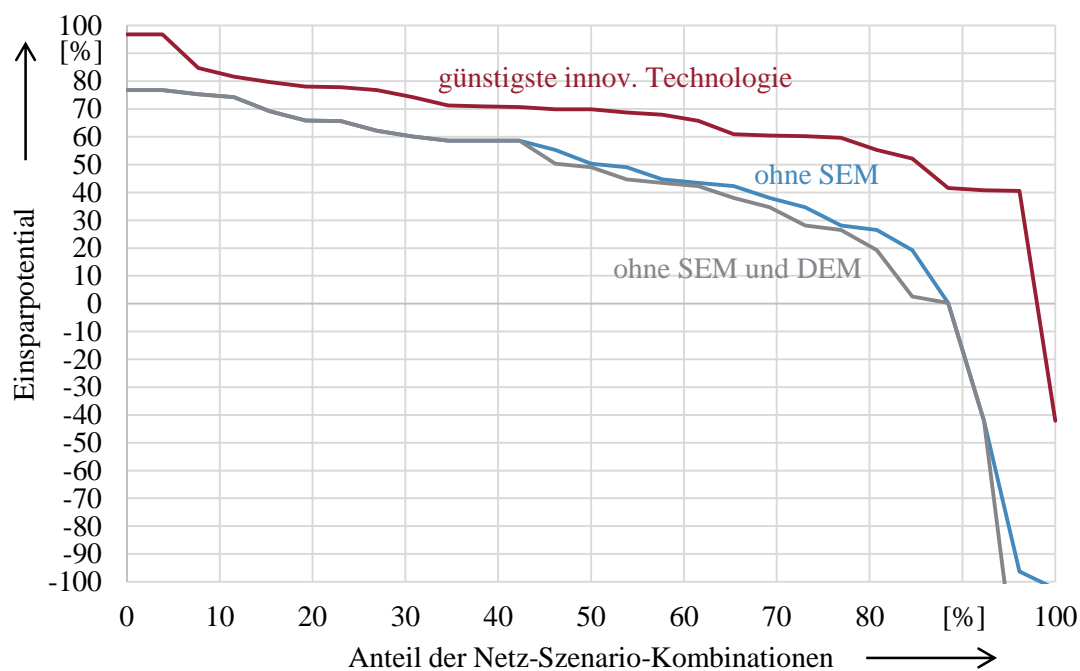


Abbildung 9-17: Relatives Einsparpotential in der NS-Ebene bei innovativer Planung im Vergleich zum Ausbau mit ausschließlich konventionellen Methoden und Betriebsmitteln mit und ohne SEM

Selbst wenn beispielsweise aufgrund der Auswirkungen auf den Netzbetrieb oder dem Verwaltungsaufwand kein Einspeisemanagement (SEM oder DEM) angewendet werden kann, lassen sich die Ausbaukosten in mehr als 80 % der Netz-Szenario-Kombinationen durch Verwendung eines geeigneten Spannungsreglers (rONT oder NS-ESR) um knapp 20 % reduzieren.

10 Planungs- und Betriebsgrundsätze für Mittelspannungsnetze²²

10.1 Grundlegende Konzepte

Ländliche MS-Netze der öffentlichen Versorgung haben im Wesentlichen folgende Aufgabe: Die elektrische Versorgung der unterlagerten Ortsnetze (NS-Netzen) und MS-Anlagen (Gewerbebetriebe, von Kunden betriebene nichtöffentliche Industrienetze, DEA). MS-Netze werden in Deutschland mit einer Nennspannung von $U_n = \{10; 15; 20; 30\}$ kV betrieben. Bei einer für ländliche Bereiche verbreiteten Nennspannung von $U_n = 20$ kV werden typischerweise DEA (darunter auch kleinere Gruppen von WEA) im Leistungsbereich von $S = 0,1$ MVA bis ca. $S = 10$ MVA angeschlossen (vgl. Abschnitt 4.4). Größere Anlagen oder Windparks werden häufig direkt über singuläre Kabelverbindungen an die MS-Sammelschiene des UW angeschlossen. Das Anschlusskabel ist dann in der Regel im Eigentum des Anlagenbetreibers. Für die Auslegung der MS-Netze sind darüberhinausgehend auch die DEA der MS-Lastkunden und aus den unterlagerten NS-Netzen relevant.

Bestimmung der Netzstruktur für eine sichere Versorgung²³

MS-Netze werden über ein HS/MS-UW versorgt, welches über ein oder mehrere Transformatoren (üblicherweise zwei) mit dem überlagerten HS-Netz verbunden ist. Typischerweise beträgt die Bemessungsscheinleistung des UW zwischen $S_{fT} = 20$ MVA und $S_{fT} = 120$ MVA (Summenleistung der Transformatoren). Vom UW ausgehend geschieht die Versorgung über Kabel oder Freileitungen. Die Grundtopologie bilden dabei idealerweise Ringstrukturen mit Stichausläufern, die nach Möglichkeit nicht vermascht sind und offen betrieben werden (Abbildung 10-1), da dies die Planung (z. B. Schutzauslegung) und den Betrieb vereinfacht. Alternativ sind auch Strangverbindungen zwischen zwei UW möglich. Anschlusspunkte (z. B. ONS), die aufgrund ihres entlegenen geografischen Standortes (mit einer Entfernung von ca. $s > 100$ m) abseits der Stammstrecke liegen, werden typischerweise im Stich eingebunden. In der MS-Ebene wird das (n-1)-Prinzip (vgl. Abschnitt 6) auf Lasten angewendet. Das bedeutet, dass im Gegensatz zur HS-Ebene im Fehlerfall (n-1-Fall) zunächst eine temporäre Unterbrechung der Versorgung auftreten darf.

Die Netztopologie ist so ausgelegt, dass weitestgehend allein durch geeignete Umschaltmaßnahmen (die nicht unbedingt fernsteuerbar sein müssen) eine Wiederversorgung

²² Autor des Kapitels: Philipp Steffens, Bergische Universität Wuppertal

²³ vgl. [31]

ermöglicht wird, ohne dass der Fehler schon behoben ist. Daher wird als Basistopologie eine Ringstruktur verwendet und üblicherweise Lasttrennschalter in Stationen eingesetzt. Für die übrigen, auf diese Weise nicht wiederversorgbaren ONS, die im Stich angebunden sind oder direkt an der Fehlerstelle liegen, wird im Fehlerfall auf mobile Notstromaggregate (oder vergleichbares) zurückgegriffen. Die Versorgung nach dem Ausfall eines Transformators des HS/MS-UW oder einer vorgelagerten HS-Leitung kann entweder durch (automatische) Umschaltung eines Teilnetzes zum Nachbar-UW ermöglicht werden oder durch einen zweiten Transformator, der über eine andere HS-Leitung versorgt wird. In der Regel sind beide Transformatoren jeweils für den (n-1)-Starklastfall ausreichend dimensioniert.

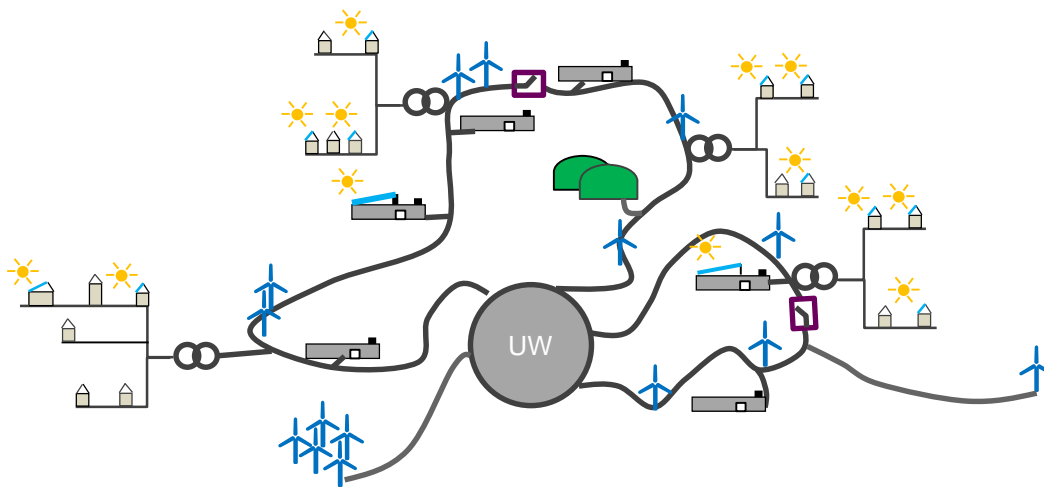


Abbildung 10-1: Grundtopologie für Netze der MS-Ebene: Ringstruktur mit offenen betriebenen Halbringen

Berücksichtigung dezentraler Energiewandlungsanlagen

Im Gegensatz zu Lasten besteht keine Notwendigkeit, DEA (n-1)-sicher anzuschließen. Der VNB ist berechtigt, DEA im Fehlerfall, d.h. bei Ausfall einer Leitung oder auch eines Systems der Sekundärtechnik, manuell oder per Fernsteuerung abzuschalten. Dementsprechend kann die im UW installierte Transformatorleistung voll ausgenutzt werden, wenn die zur Abschaltung der DEA notwendige Fernwirktechnik zur Verfügung steht.

Je nach VNB und Region kommen in MS-Netzen Kabel und Freileitungen zur Anwendung. Für zukünftige Ausbaumaßnahmen sollte in der MS-Ebene in der Regel auf den Einsatz von Freileitungen verzichtet werden (aufgrund vielerlei Nachteile wie: höhere Störanfälligkeit, geringere technische Nutzungsdauer, höhere Betriebskosten, Vogelschutz etc.), außer wesentliche technisch-geografische oder betriebliche Gründe erfordern deren Einsatz. Darüber hinaus sind rechtliche Vorgaben (z. B. aus dem jeweiligen Landesrecht) sowie Belange des Naturschutzes (speziell in Schutzgebieten) zu berücksichtigen.

10.2 Identifikation der geeigneten Ausbaustrategie

Ein technisch geeigneter und möglichst kostengünstiger Netzausbau auf MS-Ebene wird ermöglicht durch den Einsatz der passenden Technologie bzw. technischen Lösung (vgl. Abschnitte 6.1 und 7.2). Im Weiteren werden Grundsätze für die Identifikation einer passenden Ausbaustrategie aufgestellt und erläutert, wann welche Technologien und Betriebsmittel eingesetzt werden sollten. Die Grundsätze basieren dabei auf den im Anhang aufgelisteten technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen (siehe Abschnitt 15.2) und sind nicht auf ein bestimmtes Regulierungsmodell ausgerichtet. Die Auswirkungen auf den Betrieb durch den Einsatz der innovativen Ausbaustrategie werden in Abschnitt 10.4 beschrieben.

Grundsätze für die Mittelspannungsebene:

1. Netzausbau ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln und Methoden ist technisch nicht empfehlenswert und verursacht unnötige Kosten.

Werden, wie in Kapitel 2 empfohlen, nicht mehr nur kurzfristige Maßnahmenplanungen sondern Zielnetzplanungen mit längerfristigen Planungshorizont ($\Delta t > 10$ a) betrachtet, ist der Ausbau ausschließlich oder überwiegend mit konventionellen Betriebsmitteln (insbesondere Kabel) für die weitere Integration von DEA eine technisch ineffiziente und daher keine empfehlenswerte Option, die unnötig hohe Kosten verursacht. Die Verlegung von Kabeln verursacht im Zeithorizont größer fünf Jahre im Vergleich zu den innovativen Alternativoptionen sehr hohe Kosten und sollte daher immer erst zur Anwendung kommen, wenn die empfohlenen, günstigen innovativen Maßnahmen ausgeschöpft sind (vgl. 8. Grundsatz). Dabei ist im Einzelfall allerdings auch zu berücksichtigen, ob Kabelmaßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung notwendig sind. Bei Einsatz von Kabeln zur Senkung des Spannungsanstiegs ist außerdem nachteilig, dass ausgeführte Ausbaumaßnahmen keine Investitionssicherheit bieten, also bei weiterem DEA-Zubau (bzw. positiver Abweichung von der Zubauprognose) im Allgemeinen weitere zusätzliche Kabelmaßnahmen erfolgen müssen.

Wie Abbildung 10-2 illustriert, kann durch die Optimierung der Spannungsbandaufteilung für die MS- und NS-Ebene in der innovativen Planung nach DIN EN 50160 (also unter Berücksichtigung der physikalischen Verhältnisse in der NS-Ebene) der ermittelte Netzausbaubedarf signifikant gesenkt werden, weil im Vergleich zur vereinfachten Betrachtung gemäß der BDEW-MS-Richtlinie das vorhandene Übertragungspotential des Netzes besser ausgeschöpft wird. Somit kann eine höhere DEA-Leistung integriert werden.

Zur Plausibilisieren des 1. Grundsatzes ist eine Betrachtung der Problemstellungen notwendig, die den Ausbaubedarf hervorrufen: Die Einspeisung der DEA verursacht unzulässige Betriebszustände, allerdings treten diese in MS-Netzen nur sehr temporär auf, also nur wenige Stunden im Jahr (vgl. Abschnitt 5.2). Werden diese selten auftretenden Grenzwertverletzungen

durch einen großflächigen Einsatz zusätzlicher Kabel verhindert, führt dies dazu, dass die Infrastruktur nur während weniger Stunden im Jahr ausgelastet ist und somit für die zeitlich dominierenden Betriebspunkte überdimensioniert ist. Der mit hohen Investitionen verbundene Netzausbau mit Kabeln ist insbesondere dann unnötig kostenintensiv, wenn nicht vorab, wie in Grundsatz 2 erläutert, eine Optimierung der Spannungsregelung am UW (SUW) durchgeführt wird. Die durch direkten Kabelausbau verursachten Mehrausgaben sind teilweise zu 100 % vermeidbar (vgl. Abschnitt 10.5.1).

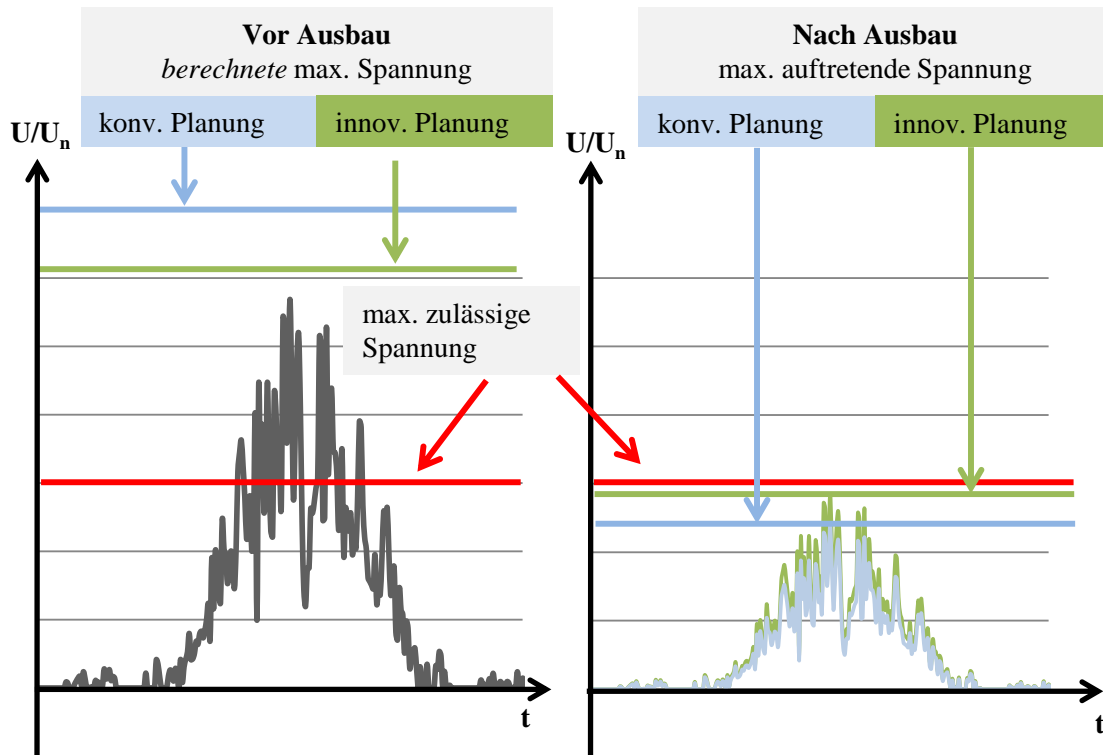


Abbildung 10-2: Prinzipgrafik für den Spannungsverlauf an einem kritischen Punkt im MS-Netz als Funktion der Zeit (exemplarischer Ausschnitt). Die Planungsmethodik (innovative Planung vs. konventionelle Planung) beeinflusst den Ausbaubedarf. Bei konventioneller Planung wird mit hohen Sicherheitsaufschlägen gerechnet (blaue Linie im linken Diagramm) und durch diskrete Ausbaumaßnahmen gegebenenfalls über das notwendige Maß hinaus die Spannung abgesenkt (blaue Linie im rechten Diagramm)

Für einen ausführlichen Kostenvergleich zwischen dem Netzausbau ausschließlich mit konventionellen Mitteln und dem Netzausbau unter Einsatz innovativer Betriebsmittel sei auf Abschnitt 10.5.2 verwiesen.

2. Eine Senkung des Spannungswertes am Umspannwerk kann den Ausbaubedarf stark reduzieren, sodass die Anwendbarkeit vor jeder Investition zu prüfen ist.

Bevor aus Gründen der Spannungshaltung in neue Betriebsmittel und Systeme investiert wird, sollte zunächst geprüft werden, ob der Betrieb des vorhandenen Spannungsreglers am UW-Transformator mittels SUW (vgl. Abschnitt 7.2.3) optimiert werden kann. In vielen Netzen ist der Spannungswert aus Zeiten ohne DEA auf einen relativ hohen Wert ($U_{\text{sol}}/U_n > 102,5 \% \pm 1,5 \%$) parametrieren, um starklastbedingten Ausbau verursacht durch

niedrige Spannungen (gemäß DIN EN 50160) zu vermeiden. Durch eine spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnung kann gezeigt werden, dass eine Absenkung des Spannungssollwerts möglich ist und begünstigend auf Problemcluster wirkt (vgl. auch Abbildung 10-3). Unter Umständen muss die Spannungshaltung einzelner „Schlechtpunkte“ verbessert werden, um die Maßnahme erfolgreich anzuwenden.

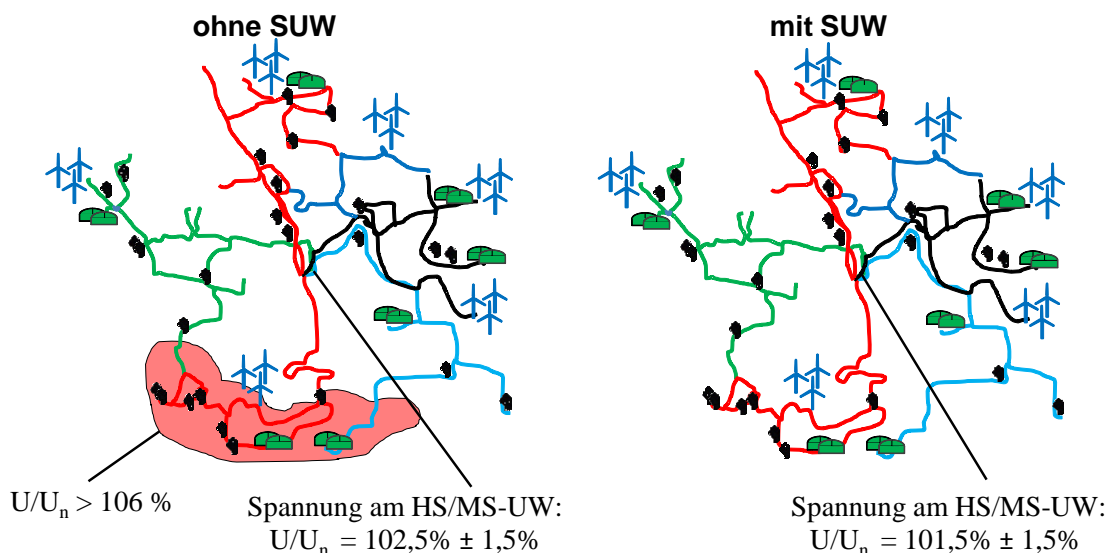


Abbildung 10-3: Wirkung der Spannungsabsenkung am UW (Exemplarisch Betrachtung, ggf. ist in manchen Netzen eine weitergehende Absenkung des Spannungssollwerts am UW möglich)

Wie in Abschnitt 7.2.3.1 dargestellt, gibt es mehrere Varianten der Spannungsabsenkung, bei der der Sollwert des UW-Spannungsreglers entweder statisch oder mittels verschiedener dynamischer Verfahren in Abhängigkeit vom aktuellen Netzzustand (Höhe der Einspeisung bzw. Last) angepasst wird. Bei der Planung ist jeweils die kostengünstigste der für das Netz technisch geeigneten SUW-Varianten einzusetzen. Zu beachten ist, dass die HS/MS-Transformatoren durch die Spannungsabsenkung unter Umständen nicht genügend Regelreserve aufweisen und dann gegebenenfalls gegen Transformatoren mit einem größeren Regelbereich getauscht werden müssen. Tabelle 10-1 gibt eine quantitative Übersicht über den durch Spannungsoptimierung substituierten Netzausbaubedarf (Strukturdaten der betrachteten Netze siehe Tabelle 15-3 im Anhang).

Tabelle 10-1: Auswertung des Nutzens der SUW auf Basis von 24 Netz-Szenario-Kombinationen

I	II	III
Mittlere eingesparte Kabellänge durch SUW bei Absenkung um $1\% U_n$	Anteil Netz-Szenarien ohne Betriebsmittelüberlastungen	Anteil von II, bei denen SUW den Netzausbau vollständig substituiert
43 %	38 %	89 %

Insbesondere in Netzen, bei denen sonst ein verhältnismäßig geringer Ausbaubedarf besteht, der ausschließlich durch Spannungshaltungsprobleme verursacht wird, kann durch eine Senkung des Spannungssollwerts am UW der durch den Zubau von DEA bedingte Netzausbau zum Teil vollständig vermieden werden. In allen anderen Fällen reduziert sich der Bedarf an neuen Betriebsmitteln (Kabel, rONT etc.) signifikant (vgl. Abschnitt 10.5.1).

3. Ein optimiertes Blindleistungsmanagement reduziert den Spannungsanstieg und kann den Ausbaubedarf senken.

Wie in Abschnitt 7.2.2 dargestellt, kann der durch die Einspeisung der DEA verursachte Spannungsanstieg durch die Parametrierung des Phasenwinkels zwischen Strom und Spannung mittels BLM verringert werden. Bei Netzen, deren Ausbaubedarf durch Spannungsbandverletzungen und nicht durch Betriebsmittelüberlastungen verursacht wird, sollte daher vor der Investition in neue Betriebsmittel der Einsatz des BLM geprüft und gegebenenfalls optimiert werden. Dabei ist sicherzustellen, dass im jeweiligen Einzelfall durch die Blindleistungsflüsse keine zusätzlichen Betriebsmittelüberlastungen verursacht werden. Um unnötige Blindleistungsflüsse auf den Leitungen zu vermeiden, wird in Anlehnung an [30] auch in der MS-Ebene der Einsatz einer $Q(U)$ -Kennlinie oder alternativ einer Q -Regelung mittels eines DNA-Systems empfohlen.

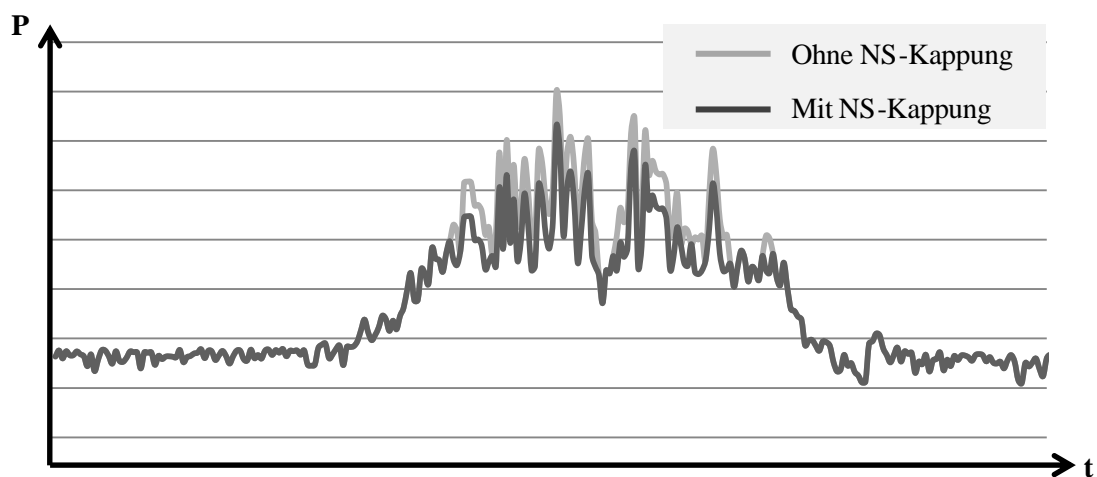
4. Eine Spitzenkappung von NS-DEA (z. B. durch statisches Einspeisemanagement) entlastet auch das überlagerte MS-Netz. Die Wirkung solcher Maßnahmen ist in der Planung von MS-Netzen zu berücksichtigen.

Der Einsatz des SEM (vgl. Abschnitt 7.2.6) in der NS-Ebene sowie netzdienlich betriebener Kundenspeicher (Begrenzung der Leistungsabgabe an das Netz) wirkt als Spitzenkappung von PVA des NS-Netzes. Im Weiteren soll unabhängig von der genauen technischen Realisierung und der rechtlichen Grundlage die Wirkung der reduzierten Einspeisespitzen von PVA der NS-Ebene auf die Netzbelastung der MS-Ebene dargestellt werden: Als Folge der reduzierten maximalen Einspeiseleistung der PVA mit NS-Anschluss sinkt, wie in Tabelle 10-2 gezeigt, die maximal rückgespeiste Leistung in die MS-Ebene. Wie stark sich dieser Effekt auf die MS-Ebene auswirkt ist dabei regional unterschiedlich und vom Verhältnis der DEA mit NS-Anschluss zu dem Anteil mit MS-Anschluss abhängig.

Es ist daher stets zu prüfen, ob ein SEM in der NS-Ebene bereits eingesetzt wird oder dessen Einsatz in Zukunft geplant ist. Der netzentlastende Effekt (wie in Abbildung 10-4 dargestellt) ist bei Planungen von MS-Netzen zu berücksichtigen, insbesondere bei hoher Durchdringung der NS-Netze mit PVA. Andernfalls würde man in der Planung Betriebspunkte voraussetzen, die real nicht vorkommen und so das Netz unnötig stark ausbauen.

Tabelle 10-2: Netzbelastung durch PVA in der NS-Ebene (grobe Richtwerte für strategische Planungen)

Betrachteter Fall (stets unabhängig von der Last)	Größe	Wert
Maximal eingespeiste Leistung von PVA (bezogen auf die installierte Modulleistung)	P_{\max}/P_{inst}	84 %
Rückspeisung aus der NS-Ebene in das MS-Netz	$P_{\text{rück}}/P_{\text{inst}}$	76 %
Rückspeisung aus der NS-Ebene in das MS-Netz bei Einsatz des SEM	$P_{\text{rück,SEM}}/P_{\text{inst}}$	60 %
Maximale Einspeisung bei PVA mit netzdienlich betriebenen Kundenspeichern gemäß KfW-Förderbedingungen 2016 [35]	$P_{\text{rück,KfW}}/P_{\text{inst}}$	50 %

**Abbildung 10-4: Schematische Darstellung einer Leistungsganglinien einer MS-Leitung mit Einspeisung von DEA der MS- und NS-Ebene. Eine Kappung erfolgt nur in der NS-Ebene (exemplarische Betrachtung)**

Ebenso ist zu prüfen, ob ES_p mit netzdienlicher Wirkung (vgl. Definition aus Tabelle 10-2) bei Kunden installiert sind bzw. im jeweiligen Stützjahr zu erwarten sind. Wenn verfügbar, sollten Prognosen über den erwarteten Zubau von Kundenspeichern mit netzdienlicher Wirkung verwendet werden und daraus für das jeweilige Netz Szenarien für deren Wirkung auf die MS-Rückspeisung abgeleitet werden. Insbesondere wenn die MS- und NS-Ebene durch den selben VNB betrieben werden, ist eine abgestimmte Auswahl der Technologien in diesem Punkt empfehlenswert, d.h. es kann in einer Gesamtoptimierung der MS- und NS-Ebene sinnvoll sein, in der NS-Ebene SEM einzusetzen, obwohl aus isolierter NS-Sicht eine andere Option günstiger wäre (vgl. Abschnitt 9.2).

Wie Abschnitt 9.2 zu entnehmen ist, ist der Einsatz des SEM in der NS-Ebene in vielen Fällen eine empfehlenswerte Variante. Studien (z. B. [47]) zeigen, dass eine zunehmende Ausrüstung von in Privathaushalten eingesetzten PVA mit Kundenspeichern zu erwarten ist. Ob solche ES_p,

deren primärer Zweck eine Optimierung der Energiekosten des Haushaltskunden ist, eine entlastende Wirkung des Netzes herbeiführt, hängt entscheidend von dessen Betriebsweise ab. Wird eine Kappung der Leistungsspitzen sichergestellt, was heute bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung der Fall ist (vgl. [35]), ergibt sich physikalisch direkt, dass sich die in das überlagerte MS-Ebene zurückgespeiste Leistung reduziert (vgl. Tabelle 10-2) und es so in der Praxis²⁴ zu einer Verringerung der maximalen Belastung des MS-Netzes kommt.

In einer Sensitivitätsbetrachtung realer Verteilungsnetze mit hohem DEA-Zubau hat sich gezeigt, dass durch die Berücksichtigung des flächendeckenden SEM aller NS-PVA die Gesamtkosten²⁵ der jeweils günstigsten innovativen Ausbauoption je Netz um im Mittel weitere 30 % (Median) gesenkt werden kann. Exemplarisch zeigt Tabelle 10-3 die erzielbaren Einsparungen für fünf reale MS-Netze in Abhängigkeit vom Anteil der NS-PVA zur gesamten erwarteten DEA-Leistung (DEA in MS- plus NS-Ebene).

Tabelle 10-3: Kosteneinsparung in MS-Netzen durch SEM aller PVA in der unterlagerten NS-Ebene, exemplarisch dargestellt für fünf reale MS-Netze (Bezeichnung der Netze gemäß Tabelle 15-3 im Anhang)

Netz-Nr.	Leitungslänge auf MS-Ebene	Installierte Leistung 2050 in Szenario B		Konventioneller Ausbau auf MS-Ebene		Innovativer Ausbau auf MS-Ebene (Einsatz der jeweils günstigsten Technologie)	
		installierte DEA-Leistung (MS+NS)	DEA-Anteil der NS-Ebene	Kosten <i>ohne</i> SEM in NS-Ebene [Mio. EUR]	relative Einsparung durch SEM der NS-PVA	Kosten <i>ohne</i> SEM in NS-Ebene [Mio. EUR]	relative Einsparung durch SEM der NS-PVA
3	175 km	53 MW	27 %	0,44	56 %	0,34	48 %
7	387 km	149 MW	30 %	5,27	20 %	1,82	18 %
8	243 km	74 MW	32 %	3,46	5 %	2,97	5 %
4	138 km	44 MW	36 %	0,94	25 %	0,20	33 %
1	240 km	67 MW	49 %	4,81	59 %	1,21	30 %

²⁴ Theoretisch sind Konstellationen denkbar, bei denen die höchste Netzbelastung der MS-Ebene allein durch MS-DEA bestimmt werden, also zu Betriebspunkte, die nicht durch NS-PVA beeinflusst werden.

²⁵ Betrachtung über 35 Jahre; Barwert für Investition und Betrieb; Annahme: Für den MS-Netzbetreiber fallen keine Kosten durch das SEM in der NS-Ebene an.

Erfolgt der Ausbau jeweils ausschließlich mit Kabeln sinken die Gesamtkosten um 33 % (Median). In Netzen, bei denen die Einspeisung von DEA nur in geringfügigen Maße zu Grenzwertverletzungen führt, kann durch Berücksichtigung des NS-SEM der Ausbaubedarf vollständig substituiert werden.

5. Das statische Einspeisemanagement wirkt nicht problemselektiv und ist daher insbesondere bei einer Durchmischung der DEA-Typen in der MS-Ebene nicht zu empfehlen.

Der Einsatz des SEM zur Spitzenkappung (vgl. Abschnitt 7.2.6) ist in der MS-Ebene, in der typischerweise eine Durchmischung mehrerer DEA-Typen (insbesondere WEA und PVA) vorliegt, unabhängig von der verwendeten Ausbaumethode (Kabel, rONT, MS-ESR etc.) aus folgenden Gründen im Allgemeinen nicht empfehlenswert:

- SEM ist zeitlich nicht problemselektiv und geographisch nur eingeschränkt selektiv, da die Parametrierung je DEA fest und dauerhaft vorgeben wird.
- Der Quotient aus reduzierter Leistung und der abgeregelten Energie $(P_{\max} - P_{\lim})/E_{\text{ab}}$ ist im Vergleich zum DEM relativ gering²⁶, da die Abregelung auch zu Zeiten ohne drohende Grenzwertverletzungen – also unabhängig vom Netzzustand – erfolgt.
- Bei *großflächigem* Einsatz ist die *absolute*, abgeregelte Energie und die damit verbundenen Kosten für Entschädigungszahlungen bezogen auf das gesamte Netze sehr hoch im Vergleich zum DEM, das gezielt nur die Wirkleistung einzelner DEA abhängig vom aktuellen Netzzustand regelt.²⁷
- Durch den Einsatz des SEM kann der Bedarf für Kabelmaßnahmen gegenüber der rein konventionellen Planung (ohne SEM) nur in Fällen mit geringem Netzausbaubedarf signifikant verringert werden (Abbildung 10-5).

Ein Vergleich des SEM mit den anderen möglichen innovativen Optionen hat gezeigt, dass das SEM in keinem betrachteten Fall die günstigste Variante ist, da

- der Quotient aus reduzierter Leistung und abgeregelter Energie bei SEM recht gering ist (Abbildung 10-5 mit Netzstrukturdaten gemäß Tabelle 15-3),
- MS-Netze typischerweise eine hohe Durchmischung von WEA und PVA aufweisen (insbesondere bei Berücksichtigung der DEA in unterlagerten Netzen),

²⁶ Eine über die vorgesehene Grenze von $e = 3\%$ hinausgehende Abregelung jeder einzelnen DEA würde zwar den Bedarf an Leitungsausbau weiter verringern, aufgrund der dabei anfallenden Entschädigungszahlungen aber nicht unbedingt Kostenvorteile ermöglichen.

²⁷ Die Grenze von maximal $e = 3\%$ pro DEA ist zwar bei SEM und DEM gleich. Beim DEM ist aber die abgeregelte Gesamtenergie je Netz in der Regel deutlich niedriger, da die Abregelung gezielt nur bei einzelnen Anlagen erfolgt und nicht großflächig, wie bei SEM.

- die Kosten für die Netzautomatisierungstechnik mit ca. 200.000 EUR bis 450.000 EUR für ein gesamtes MS-Netz vergleichsweise moderat sind (vgl. Abschnitt 15.2.4).

Sind diese Voraussetzungen dagegen nicht erfüllt, lassen sich gegebenenfalls Anwendungsfälle für den Einsatz des SEM in der MS finden.

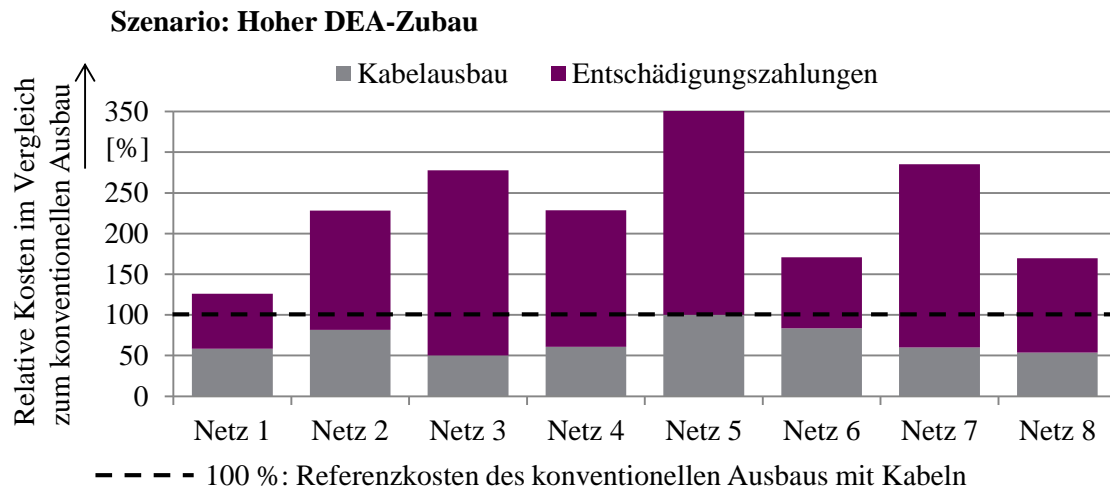


Abbildung 10-5: Kosten bei flächendeckendem Einsatz von SEM der MS-DEA ($e < 5\%$) im Bezug zum rein konventionellen Ausbau (normiert). Exemplarische Darstellung für 8 Netze im Szenario mit hohem DEA-Zubau

Im Gegensatz zum DEM, bei dem die Abregelung nur kurzzeitig, dafür aber mit einer deutlichen Leistungsreduzierung erfolgt, findet bei dem SEM eine dauerhafte Limitierung der Leistung je DEA statt. Dementsprechend geringer ist die mögliche Höhe der Leistungsreduzierung (Tabelle 7-2), wenn die abgeregelte Energie begrenzt bleiben soll (typischerweise auf $e = 3\%$ der Jahresenergie je Anlage).

Das wichtigste Argument, das gegen den Einsatz des SEM in der MS-Ebene spricht, ist die Durchmischung verschiedener DEA-Typen, die in vielen typischen Netzen vorliegt. In ländlichen MS-Netzen sind häufig sowohl WEA und PVA (inkl. DEA in den unterlagerten NS-Netzen) sowie zum Teil auch BMA installiert. Das genaue Verhältnis ist dabei stark von der Region abhängig. Die höchste Belastung für das Netz tritt dementsprechend dann auf, wenn WEA und PVA gleichzeitig mit hoher Leistung einspeisen, was statistisch – wie in Tabelle 10-4 für den Standort Niedersachsen dargestellt – in Deutschland selten der Fall ist (regionale Abweichungen sind vorhanden). So treten demnach beispielsweise bei einem Verhältnis 70 % WEA-Leistung zu 30 % PVA-Leistung nur in $t = 58$ h pro Jahr Leistungsspitzen auf, die oberhalb von 76 % der installierten Gesamtleistung liegen²⁸.

²⁸ Dass hier Spitzen oberhalb von $P = 76\% P_{\text{inst}}$ betrachtet werden, dient lediglich der besseren Vergleichbarkeit bezüglich der Häufigkeit von Spitzen der Summenleistung und der Leistungsgrenzen für SEM mit $e = 3\%$.

Tabelle 10-4: Auswertung der Häufigkeit für gleichzeitig hohe Einspeisung von PVA und WEA auf Basis von Wetterdaten für das Land Niedersachsen

Anteil an der installierten Gesamtleistung	Häufigkeit zeitgleicher Einspeisespitzen (relativer zeitlicher Anteil bezogen auf ein Wetterjahr)		
	$P > 59 \% P_{inst}$	$P > 71 \% P_{inst}$	$P > 76 \% P_{inst}$
100 % WEA	1.433 h/a	1051 h/a	939 h/a
70 % WEA zu 30 % PVA	874 h/a	187 h/a	58 h/a
50 % WEA zu 50 % PVA	157 h/a	14 h/a	5 h/a
30 % WEA zu 70 % PVA	97 h/a	8 h/a	3 h/a
100 % PVA	297 h/a	104 h/a	42 h/a

Da bei SEM eine Kappung dauerhaft und für jede DEA separat, also unabhängig von der Gesamtbelastung des Netzes erfolgt, wird bei zu vielen Zeitpunkten unnötigerweise Energie abgeregelt.

Beispiel: In einem Halbring betrage das Verhältnis der installierten Leistung von WEA zu PVA 7 zu 3. Gemäß Tabelle 7-2 wird durch SEM mit $e = 3 \%$ die Leistung der WEA auf $P_{lim,WEA} = 76 \% P_{inst,WEA}$ und die der PVA auf $P_{lim,PVA} = 59 \% P_{inst,PVA}$ begrenzt. Die maximal eingespeiste Gesamtleistung beträgt demnach:

$$\begin{aligned} \tilde{p} &= \frac{\sum_i P_{lim,i}}{\sum_i P_{inst,i}} = \frac{P_{lim,WEA} + P_{lim,PVA}}{P_{inst,WEA} + P_{inst,PVA}} \\ &= \frac{P_{inst,WEA}}{P_{inst,WEA} + P_{inst,PVA}} \cdot \left(\frac{P_{lim,WEA}}{P_{inst,WEA}} \right) + \frac{P_{inst,PVA}}{P_{inst,WEA} + P_{inst,PVA}} \cdot \left(\frac{P_{lim,PVA}}{P_{inst,PVA}} \right) \end{aligned}$$

Damit ergibt sich:

$$\tilde{p} = \frac{\sum_i P_{lim,i}}{\sum_i P_{inst,i}} = \frac{7}{10} \cdot 76 \% + \frac{3}{10} \cdot 59 \% = 71 \%$$

Der Tabelle 10-4 kann entnommen werden, dass in $t = 939$ h pro Jahr eine Drosselung der WEA und in $t = 297$ h pro Jahr eine Drosselung der PVA erfolgt²⁹. In Summe überschreiten die DEA (PVA und WEA) gemäß Tabelle 10-4 aber nur in der Zeit von $t = 187$ h pro Jahr die dazu äquivalente Gesamtleistung von $\tilde{p} = 71 \%$. In allen anderen Zeitpunkten ist die Leistungsbegrenzung unnötig.

²⁹ Da bei SEM die Spitzenkappung jeder Anlage unabhängig von der Momentanleistung anderer DEA erfolgt, sind in Tabelle 10-4 die Werte aus der Zeile mit 100 % PVA bzw. 100 % WEA zu verwenden.

Wie im Beispiel verdeutlicht, bietet das DEM insbesondere in Netzen mit einer nennenswerten Durchmischung von WEA und PVA wesentliche Vorteile im Vergleich zum SEM. Die Häufigkeit von Eingriffen und damit auch die Höhe der abgeregelten Energie ist bei gleich hoher Leistungsreduktion dann wesentlich geringer als bei SEM. Der energetische Aufwand des SEM (nichteingespeiste Energie) steht somit in einem ungünstigen Verhältnis zur erzielten netzentlastenden Wirkung.

Es gibt zwei wesentliche Ursachen für die großen Vorteile vom DEM gegenüber SEM in der MS-Ebene im Gegensatz zur NS-Ebene:

- In der MS-Ebene gibt es typischerweise eine hohe Durchmischung der DEA-Typen (WEA zu PVA), die beide nur selten gleichzeitig mit hoher Leistung einspeisen.
- Die hohe Volllaststundenzahl t_V von WEA und BMA, die beide in der MS-Ebene verbreitet sind. Gemäß der Daten aus Abbildung 10-6 liegt die Volllaststundenzahl für WEA bei $t_{V,WEA} = 2.186$ h und für BMA bei $t_{V,BMA} = 6.121$ h. Dies sind deutlich höhere Werte im Vergleich zur Volllaststundenzahl von PVA (mit $t_{V,PVA} = 968$ h), die die NS-Ebene dominieren. Bei identischer relativer abgeregelter Energie e muss in der MS-Ebene daher absolut gesehen mehr Energie abgeregelt werden, wodurch auch höhere Entschädigungszahlungen anfallen.

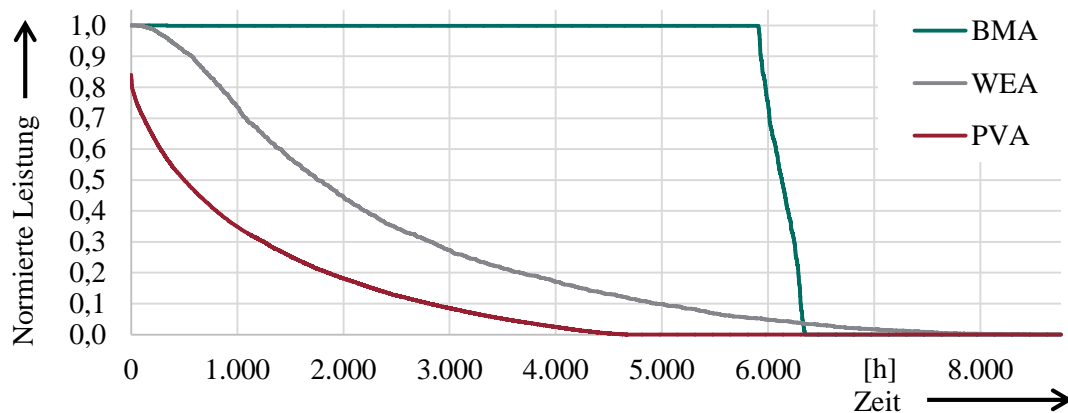


Abbildung 10-6: Geordnete Jahresganglinie für DEA in Norddeutschland

Insgesamt wird mit dieser Betrachtung deutlich, dass die Spitzenkappung mittels SEM in der MS-Ebene (im Gegensatz zur NS-Ebene) in typischen Konstellationen (hinsichtlich dem Durchmischungsverhältnis der DEA-Typen und Ausmaß des Problems) wesentliche Nachteile gegenüber dem DEM aufweist. Diese lassen sich durch die Einsparungen (keine Installation eines DNA-Systems notwendig) in den überwiegenden Fällen nicht ausgleichen (vgl. Grundsatz 7 zum DEM und der Technologievergleich in Abschnitt 10.5).

6. Der Einsatz von Spannungsreglern (rONT, MS-ESR) ist insbesondere in MS-Netzen ohne Leitungsüberlastungen häufig die kostengünstigste Lösung. Sind dabei ausschließlich spannungssenkende Maßnahmen sowohl in der MS-Ebene wie auch in der NS-Ebene erforderlich, sollte der regelbare Ortsnetztransformator präferiert werden.

Durch mittelspannungsnetzdienlich eingesetzte rONT und ESR auf MS-Ebene (vgl. Abschnitt 7.2.4 und Abschnitt 7.2.5) vergrößert sich die zulässige Spannungsanhebung in der MS-Ebene signifikant, wodurch bei gleicher Netztopologie eine höhere DEA-Leistung ohne den Ausbau von Kabeln angeschlossen werden kann. Bei Netzen mit überwiegend durch Spannungsbandverletzungen bedingtem Ausbau sind diese beiden Technologien in der Lage, Grenzwertverletzungen zu verhindern und stellen insgesamt auch eine kostengünstige Ausbauoption dar. Wie in Abbildung 10-7 dargestellt³⁰, lassen sich in der MS-Ebene in 7 von 10 Fällen jeweils mindestens 58 % der Kosten durch den Einsatz von MS-ESR im Vergleich zum Ausbau mit Kabeln einsparen.

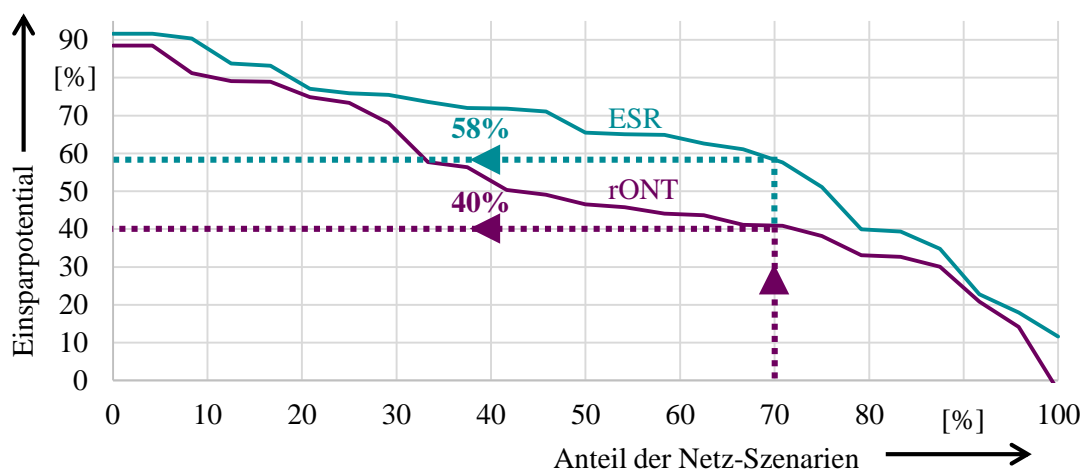


Abbildung 10-7: Einsparpotential von rONT und MS-ESR in der MS-Ebene im Vergleich zum Ausbau mit ausschließlich konventionellen Methoden und Betriebsmitteln auf Basis der untersuchten Netze

Durch Einsatz von rONT ergeben sich Einsparmöglichkeiten von jeweils mehr als 40 % in 7 von 10 Fällen. Teilweise betragen die Kosteneinsparungen durch rONT bzw. MS-ESR sogar über 80 %. Beim MS-ESR wurde dabei vorausgesetzt, dass durch geeignete betriebliche Maßnahmen (Schließung eines Bypass und Abschaltung großer DEA) der MS-ESR nicht für den (n-1)-Fall, d.h. den geschlossenen Betrieb der Halbringe ausgelegt sein muss (siehe unten).

Bei Bedarf können diese Spannungsregler auch in Kombination mit kleineren Kabelmaßnahmen eingesetzt werden, wenn etwa kurze Kabelabschnitte mit zu geringer Übertragungskapazität

³⁰ Das Diagramm ist für eine einheitliche Wahl eines Spannungsregler gedacht und nicht für eine netzspezifische Auswahl im Einzelfall. Daher ist eine geordnete Kostenlinie dargestellt und keine netzspezifische Anordnung. In einzelnen Netzen ist der rONT günstiger als der MS-ESR.

(„Flaschenhalse“) auftreten oder die Spannung in kleinen Bereichen oberhalb von $U/U_n = 110\%$ liegt. Wenn hingegen die Überlastung von Kabeln ein entscheidender Treiber für Ausbaumaßnahmen ist, können weder rONT noch MS-ESR einen wesentlichen Beitrag leisten und sind in solchen Fällen zumindest als alleinige Technologie nicht empfehlenswert.

Vergleich des regelbaren Ortsnetztransformators mit dem MS-Einzelstrangregler

Der rONT bietet folgende Vorteile: Die notwendige Stückzahl skaliert gut mit dem DEA-Zubau, sodass im Netz sukzessive bestehende ONT durch rONT ersetzt werden können. Der rONT wird dabei an den ONS der Außenbereichen der MS-Netze eingesetzt (Abbildung 10-8), in denen unzulässig hohe Spannungen auftreten.

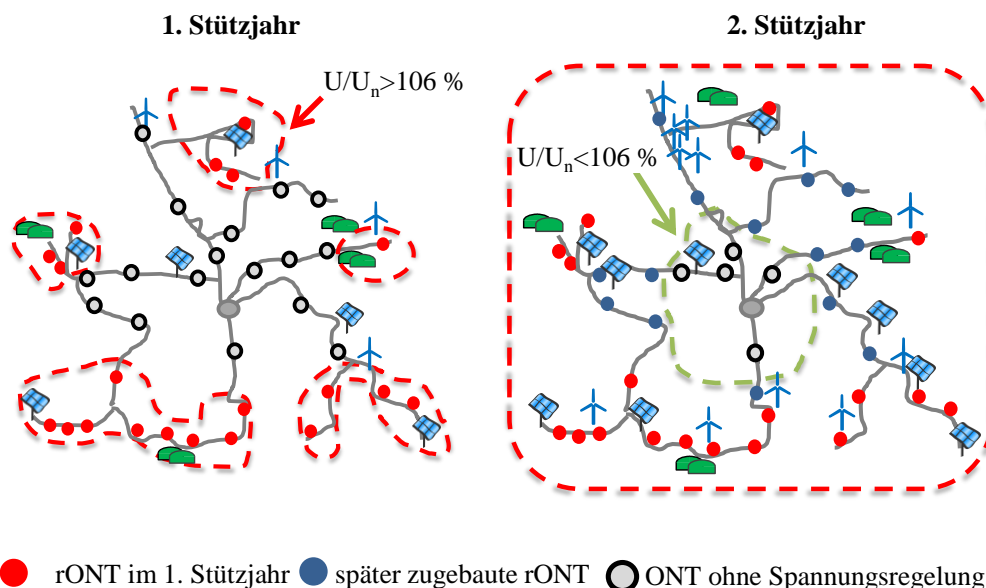


Abbildung 10-8: Sukzessiver Austausch von ONT durch rONT entsprechend dem DEA-Zubau (vereinfachte Darstellung mit exemplarischen rONT-Standorten)

Dementsprechend ist der Einsatz von rONT sinnvoll in Netzen mit wenigen UW-fernen ONS (siehe 1. Grafik in Abbildung 10-9) und leistungsstarken MS-DEA sowie im Fall, dass der DEA-Zubau sukzessiv erfolgt und die Standorte in Netz nicht hinreichend genau vorherzusehen sind. Außerdem bietet die Nutzung von rONT eine größere Flexibilität in der Planung und Umsetzung.

Grundsätzlich sind im Sinne einer Gesamtminimierung der Kosten für die MS- und NS-Ebene Technologien einzusetzen, die bei geringen Kosten einen Nutzen für beide Ebenen bieten. In Regionen, in denen ausschließlich spannungssenkende Maßnahmen in den beiden untersten Netzebenen erforderlich sind und die Absenkung der Spannung am UW alleine nicht ausreichend ist, empfiehlt sich daher in Abstimmung zwischen NS- und MS-Planung in der Regel der Einsatz des Betriebsmitteltyps rONT.

Technisch eignet sich der MS-ESR insbesondere dann, wenn große MS-DEA ausschließlich UW-nah positioniert sind und die Spannung für den dahinter liegenden Teil des Halbrings gesenkt werden muss (Grafik 2 in Abbildung 10-9). Dann sind die Bemessungsscheinleistung des MS-ESR und damit die Investitionskosten relativ gering.

Bei sehr langen Halbringen ($l > 15$ km) und hoher Dichte an ONS (Grafik 3 in Abbildung 10-9) bestehen beim MS-ESR ebenfalls häufig Kostenvorteile gegenüber dem Einsatz von rONT. Dabei wird davon ausgegangen, dass nur im (n-1)-Fall Halbringe geschlossen betrieben werden und in diesem Fall der MS-ESR per Bypass überbrückt wird und große DEA abgeschaltet werden können. Der MS-ESR muss daher nicht für die zusätzliche Leistung ausgelegt werden (vgl. Abschnitt 10.4). Ist die Umsetzung dieser Betriebsweise für den (n-1)-Fall (z. B. aus betrieblichen Gründen) nicht möglich, ist die benötigte Bemessungsscheinleistung des MS-ESR wesentlich größer, wodurch die Kostenvorteile gegenüber dem rONT entfallen. Falls ein Netz im Normalzustand mit geschlossenen Ringen betrieben werden soll, ist der rONT einzusetzen.

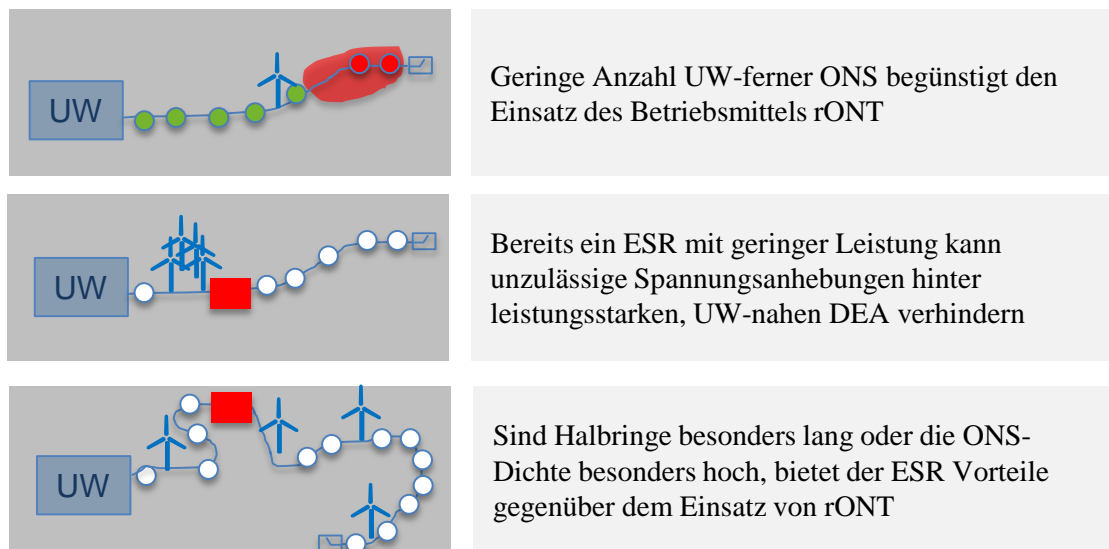


Abbildung 10-9: Kriterien zur Entscheidung zwischen rONT und MS-ESR

Der MS-ESR ist insbesondere in den Fällen empfehlenswert, in denen eine hohe Planungssicherheit bezüglich des DEA-Zubaus besteht und eine bedarfsgerechte Einzellösung gefunden werden muss. Dies ist etwa der Fall, wenn die Errichtung von WEA (oder eines kleinen Windparks) bereits genehmigt wurde. Im Vergleich mit dem rONT bietet der MS-ESR kein Einsparpotential, wenn der MS-ESR aufgrund von MS-DEA, die hinter dem MS-ESR positioniert sind, eine sehr hohe Leistung (ca. $S > 7$ MVA) übertragen muss. Im Gegensatz zum MS-ESR müssen die einzelnen rONT nur entsprechend der Leistung der NS-Netze ausgelegt werden.

Insgesamt ist festzuhalten, dass beide Lösungen (rONT und MS-ESR) für Netze geeignet sind, bei denen die Übertragungsfähigkeit (Auslastung der Betriebsmittel) kein wesentlicher Faktor ist und der Ausbaubedarf dementsprechend hauptsächlich durch Probleme in der Spannungshaltung verursacht wird.

7. Bei unsicherer Prognose bezüglich der Leistung und Standorte von DEA ist die Installation eines dezentralen Netzautomatisierungssystems und damit der Einsatz des dynamischen Einspeisemanagements³¹ empfehlenswert.

Wie in Abschnitt 7.2.12 dargestellt, ist ein DNA-System in der Lage, den Netzzustand genau zu bestimmen und auf dieser Basis dynamisch und selektiv den Netzzustand aktiv zu beeinflussen. Das wird durch die Ansteuerung verschiedener Aktoren ermöglicht. Folgende Akteur-Typen sind hierbei zu unterscheiden:

- Spannungsregler der Transformatoren am UW (SUW)
- DEA, die in ein BLM oder DEM³¹ eingebunden sind
- MS-ESR und rONT (dynamische Sollwertvorgaben für die Spannungsregelung)
- ESp
- Flexible Lasten (u.a. Elektrolyseure/Power-to-Gas-Anlagen)

Die folgenden Kriterien sprechen für den Einsatz eines DNA-Systems und sollten daher bei der Investitionsentscheidung³² beachtet werden:

- a) **Es herrscht eine hohe Unsicherheit bzgl. der Standorte und der zugebauten DEA-Leistung:** Die Betriebsmittel rONT und MS-ESR lösen Probleme immer nur an klar definierten Punkten, die in der Planung ermittelt und an denen sie installiert worden sind. Weicht der DEA-Standort oder die zugebaute Leistung an DEA von der Prognose deutlich ab oder erfolgt der Zubau sehr kurzfristig, können diese gegebenenfalls im Betrieb das Problem nicht lösen. Es bedarf dann unter Umständen erst einer Neuplanung und zusätzlichen Installationen bzw. Neupositionierung von rONT oder MS-ESR. Das DNA-System kann hingegen im Betrieb reagieren, indem es bedarfsgerecht per DEM die momentan eingespeiste Leistung von DEA reduziert (Spitzenkappung). Der Ort und die Höhe der Leistungsreduktion müssen also nicht vorab feststehen, sondern werden in Abhängigkeit des ermittelten Netzzustandes während des Betriebs bestimmt. Somit bekommt der VNB eine größere Flexibilität, um auf unerwartete Situationen reagieren zu können.
- b) **Sind Betriebsmittelüberlastungen ein wesentliches Problem im jeweiligen Netz, spricht dies besonders für den Einsatz eines DNA-Systems:** Im Gegensatz zu den Betriebsmitteln rONT und MS-ESR kann mittels DEM eine Betriebsmittelüberlastung (Kabel, Transformator) durch gezielte Wirkleistungsreduzierung verhindert werden. Die Kosten für das DNA-System und die langfristig anfallenden Entschädigungszahlungen

³¹ Es wird davon ausgegangen, dass ein nicht nur vorübergehender Einsatz der Spitzenkappung rechtlich möglich ist (vgl. Entwurf zum Strommarktgesetz [34]).

³² Es ist nicht notwendig, dass alle aufgelisteten Punkte auf das Netz zutreffen, damit die Investition in ein DNA-System empfehlenswert ist.

für die abgeregelte Energie und gegebenenfalls auch für Kabel (falls eine Spitzenkappung alleine nicht ausreichend ist) sind zusammen in der Regel günstiger als die deutlich höheren Kosten möglicher Alternativen wie dem Ausbau ausschließlich mit Kabeln oder dem Einsatz des SEM in Kombination mit Kabelmaßnahmen. (vgl. Grundsatz 1 und Grundsatz 5).

- c) **Die Inhomogenität der Lasten zu DEA erlaubt eine Spannungsabsenkung am UW (SUW) nur mittels dynamischen Spannungsregelung (SUW Variante 3):** Wie in Grundsatz 2 erläutert, sollte zunächst stets die Eignung der SUW geprüft werden. Stellt sich dabei heraus, dass mit dem SUW der Netzausbaubedarf reduziert werden kann, aber aufgrund der geografischen Inhomogenität der installierten Leistung von DEA und Lasten dazu eine genaue Zustandserfassung des Netzes notwendig ist, kann dies durch das DNA-System erfolgen (vgl. Abschnitt 7.2.3.1).

Die Vorteile des Einsatzes eines DNA-Systems in der MS-Ebene bezüglich des Netzausbaubedarfs können anhand konkreter Zielnetzplanungen realer Netze gezeigt werden (Strukturparameter der betrachteten Netze gemäß Tabelle 15-3 im Anhang). Wie in Abbildung 10-10 dargestellt, reduzieren sich die Kosten für den Leitungsausbau signifikant. Bei moderatem Zubau sind teilweise (Netz 3 und Netz 4) keine neuen Kabel mehr notwendig, wenn DEM eingesetzt wird.

Szenario A: Moderater DEA-Zubau

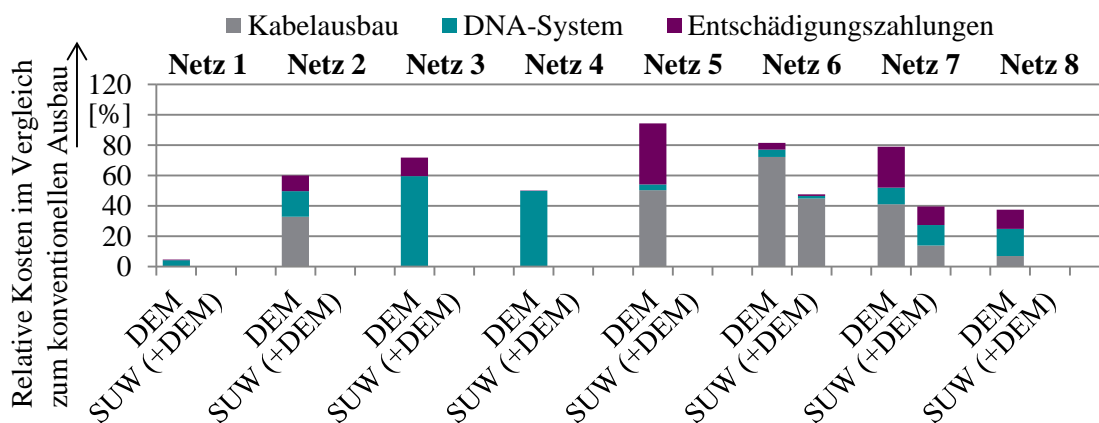


Abbildung 10-10: Vergleich der relativen Kosten des innovativen Netzausbaus gegenüber dem konventionellen Ausbau für 8 MS-Netze mit moderatem DEA-Zubau. Variante SUW (+DEM): Kombination aus einer optimierten Spannungsregelung am UW und gegebenenfalls Erweiterung um DEM (DNA-System wird nur bei Bedarf installiert)

Auch die Gesamtkosten, bestehend aus den Kosten für Investitionen und Betrieb des DNA-Systems sowie den Kosten für die Entschädigungszahlungen, sind im Vergleich zum rein konventionellen Ausbau geringer (teilweise um bis zu 90 %). In der Variante „SUW (+DEM)“ wird hingegen zuerst SUW eingesetzt und nur bei Bedarf ein DNA-System installiert, welches DEM ermöglicht. Dadurch fallen in einigen Fällen überhaupt keine Investitionen mehr an. Dies

ist der Fall, wenn ein statisches SUW ohne Weitbereichsregelung möglich ist, was hier angenommen wurde. Auch bei hohem DEA-Zubau bringt der Einsatz des DEM deutliche Kostenvorteile gegenüber dem konventionellen Ausbau (Abbildung 10-11). Die Einsparungen liegen bei bis zu 40 %. Wird zunächst eine Optimierung des Spannungswertes an der UW-Sammelschiene per SUW vorgenommen und anschließend DEM eingesetzt, sind die Gesamtkosten im Vergleich zum ausschließlichen Einsatz des DEM stets geringer.

Szenario C: Hoher DEA-Zubau

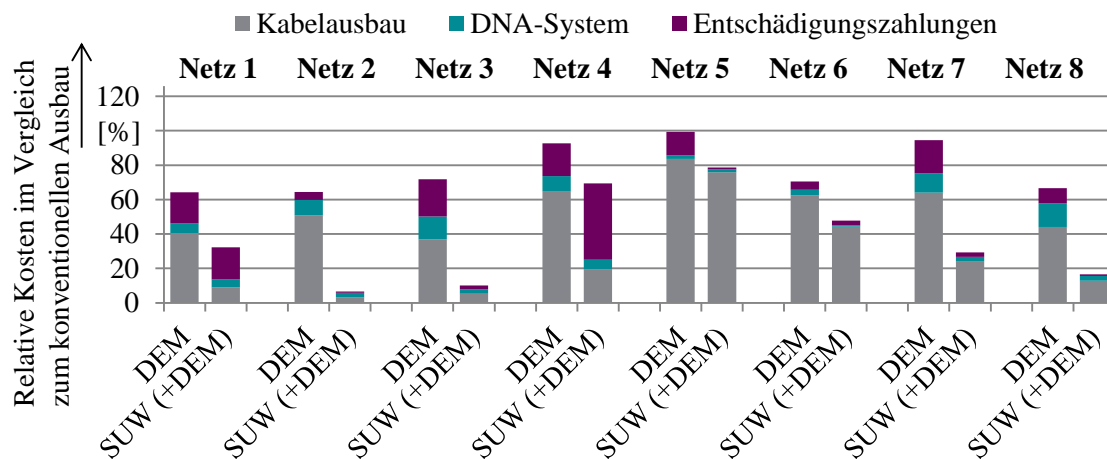


Abbildung 10-11: Vergleich der relativen Kosten des innovativen Netzausbaus gegenüber dem konventionellen Ausbau für 8 MS-Netze mit hohem DEA-Zubau. Variante SUW (+DEM): Kombination aus einer optimierten Spannungsregelung am UW und DEM (in allen Netzen ist der gleichzeitige Einsatz beider Technologien sinnvoll)

In fast allen Fällen ist der konventionelle Netzausbau (Verlegung von Kabeln) teurer als die Kosten für das DNA-System und die Entschädigungszahlungen, sogar bei einer nicht nur vorübergehend eingesetzten Spitzenkappung mittels DEM. Die IKT-Kosten für das DNA-System sind bei der Untersuchung stets netzindividuell bestimmt worden und belaufen sich im Durchschnitt auf ca. 300.000 EUR (Barwert 2015) je Netz, wobei je nach Größe des überwachten Netzbereichs, der Anzahl der DEA und der Anzahl der Messeinrichtungen an ONS die Spannweite von 100.000 EUR bis 550.000 EUR reicht (vgl. Abschnitt 15.2.4).

8. Bei hohem DEA-Zubau und dadurch hervorgerufenem hohem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination aus dynamischem Einspeisemanagement³³ und bedarfsgerechtem Einsatz von Spannungsreglern (rONT, MS-ESR).

Zeigt sich in der Planung, dass nach Einsatz der SUW (Grundsatz 2) und Einzelmaßnahmen (wie der rONT, MS-ESR oder DEM) jeweils isoliert langfristig nicht ausreichen, um Grenzwertverletzungen zu verhindern, ist der kombinierte Einsatz zweier innovativer Technologien zielführend. Als erstes sollte dann DEM in Ergänzung zum SUW eingesetzt

³³ Es wird davon ausgegangen, dass ein nicht nur vorübergehender Einsatz der Spitzenkappung rechtlich möglich ist (vgl. Entwurf zum Strommarktgesetz [34])

werden, da dieses insbesondere bei geringer abgeregelter Energie (geringe Anzahl von Eingriffen) Kostenvorteile bietet. Werden im Laufe der Zeit die Kosten für die abgeregelte Energie zu hoch oder übersteigt die abzuregelnde Energie rechtliche Grenzen (vgl. [34]), sollten statt Kabelverstärkungen zusätzliche Spannungsregler (rONT oder MS-ESR) zur Spannungssenkung eingesetzt werden. Dies führt, wie in Abbildung 10-12 dargestellt, zu weiteren Kosteneinsparungen. Es ergeben sich dementsprechend die zusätzlichen Varianten „DEM+rONT“ und „DEM+ESR“. Für MS-Netze, die eine hohe Durchdringung mit DEA aufweisen werden und deren Aufnahmekapazität daher sehr stark gesteigert werden muss, ist dementsprechend zunächst eine Optimierung des Spannungswerts des UW mittels SUW durchzuführen, anschließend DEM und bedarfsgerecht (häufig erst mit zeitlichem Versatz) zusätzlich Spannungsregler (rONT oder MS-ESR) einzusetzen.

Können Grenzwertverletzungen auch mit der Kombination zweier innovativer Technologien nicht verhindert werden, sind konventionelle Maßnahmen wie die Verlegung von Kabeln, neue UW-Abgänge oder sogar die Errichtung zusätzlicher UW notwendig. Weiterhin sind konventionelle Maßnahmen durchzuführen, wie zum Beispiel Instandhaltungsmaßnahme von defekten Betriebsmitteln, bei Engpässen („Flaschenhälsen“), oder wenn eine Spitzenkappung (DEM) in dem hier angenommenen Umfang rechtlich nicht möglich sein sollte (vgl. Abschnitt 7.2.7).

Szenario C: Hoher DEA-Zubau

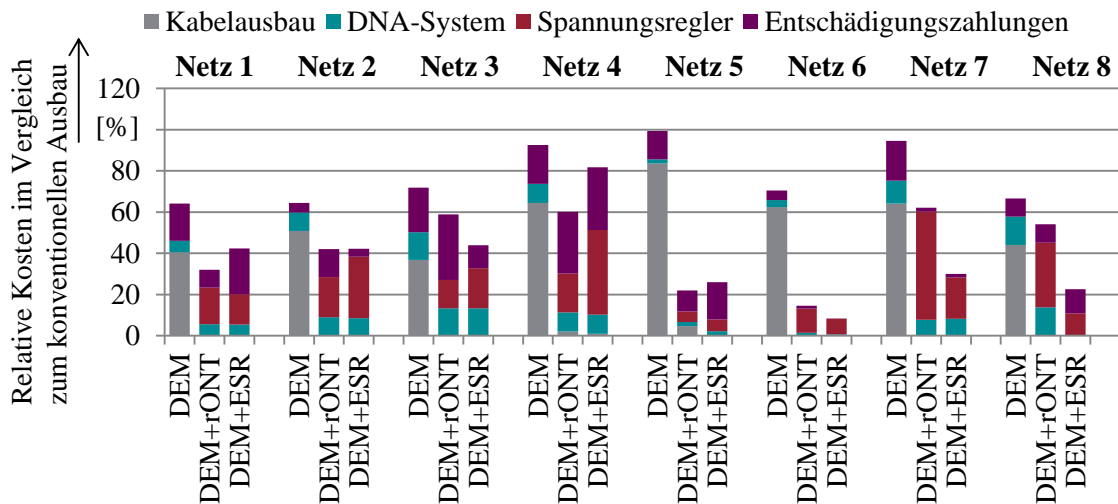


Abbildung 10-12: Vergleich der relativen Kosten des innovativen Netzausbaus gegenüber dem konventionellen Ausbau für 8 MS-Netze mit hohem DEA-Zubau.

10.3 Entscheidungspfad für die Planung

Auf Basis der innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze für die MS-Ebene ist ein Entscheidungspfad abgeleitet worden (Abbildung 10-13), der als Hilfsmittel bei der Auswahl der passenden Technologie verwendet werden kann. Der nachfolgende Pfad ist allerdings kein Ersatz für Kapitel 7 und Abschnitt 10.2.

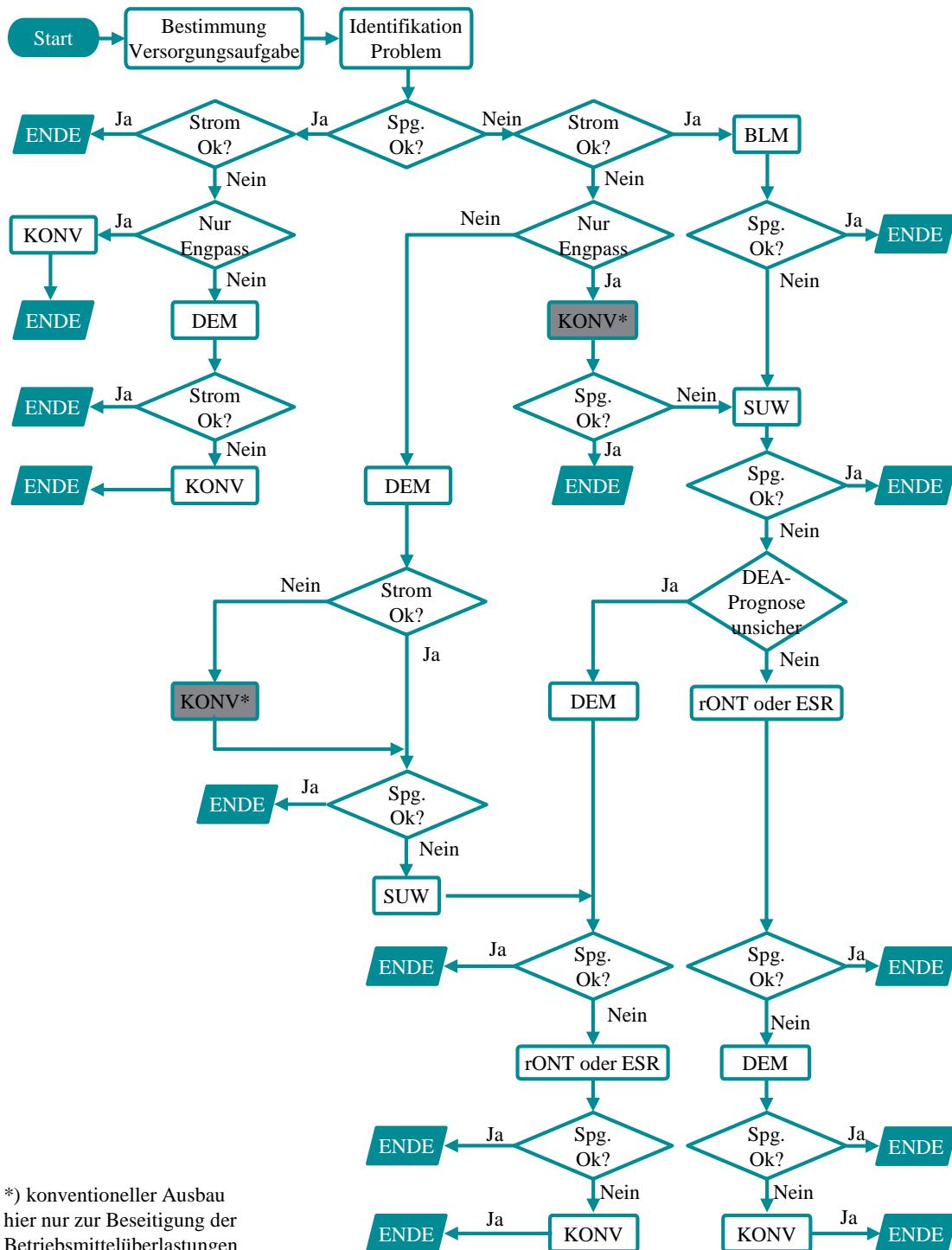


Abbildung 10-13: Entscheidungspfad für die Planung ländlicher MS-Netze. Die Maßnahmen sind grundsätzlich additiv auszuführen, allerdings können größere Maßnahmen die vorherigen obsolet werden lassen.

10.4 Modifikation des Netzbetriebs durch den Einsatz innovativer Netztechnologien

Der Einsatz einiger innovativer Technologien und Planungsmethoden hat Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Im Weiteren sollen die wesentlichen Auswirkungen beschrieben werden. Eine detaillierte fallspezifische Betrachtung durch den VNB, gegebenenfalls zusammen mit dem Hersteller des jeweiligen innovativen Betriebsmittels, kann dieser Abschnitt aber nicht ersetzen, da innerhalb dieses Leitfadens nicht auf produktspezifische Besonderheiten eingegangen werden kann.

Netzebenenübergreifende Spannungsbandbetrachtung: Werden die vereinfachten Annahmen zur Spannungsbandaufteilung nicht mehr angewendet (vgl. Abschnitt 7.1), hat dies zur Konsequenz, dass die Netzebenen (insbesondere MS und NS) stärker interagieren, also die Planung der Ebenen stark von der jeweils anderen beeinflusst wird. Das Netz wird mit einer geringeren Spannungsbandreserve betrieben.

Umschaltungen insbesondere im MS-Netz (z. B. bei Instandhaltungsmaßnahmen) können eine unzulässig hohe Spannungsänderung sowohl in der MS- als auch in der NS-Netzebene hervorrufen. Eine genauere Abstimmung bei Schaltmaßnahmen im MS-Netz kann daher notwendig werden. Im Allgemeinen wird jedoch davon ausgegangen, dass eine dauerhafte Überschreitung der Spannung $U/U_n > 110\%$ durch den Spannungssteigerungsschutz der DEA in letzter Instanz vermieden wird. Um aus „Lastsicht“ Sonderschaltzustände bei abgesenkter Spannung am UW abzumildern, kann eine vorbeugende Anpassung des Spannungswertes des UW für Sonderschaltzustände erwogen werden. Diese Maßnahme bleibt für die Zeit der Umschaltung bestehen.

Einzelstrangregler: Nach den Grundsätzen dieses Leitfadens werden MS-ESR primär eingesetzt, um unzulässig hohe Spannungen im Starkeinspeisefall zu beheben. Da DEA nicht (n-1)-sicher angeschlossen werden müssen, muss der MS-ESR prinzipiell auch nicht für den (n-1)-Fall ausgelegt sein. Dies setzt voraus, dass es im (n-1)-Fall unter den betrieblichen Restriktionen möglich ist, große DEA der MS-Ebene abzuschalten, zum Beispiel mittels eines DNA-Systems oder manuell von der Leitstelle aus.

Wenn die Leistung der DEA im (n-1)-Fall im ausreichendem Maße reduziert wird, bevor Trennstellen geschlossen werden, kann der MS-ESR per Bypass überbrückt werden, ohne dass es zu Spannungsbandverletzungen kommt (Abbildung 10-14). Dieses Vorgehen ermöglicht es, dass die Leistung des MS-ESR nur für den (n-0)-Betrieb mit offenen Halbringen ausgelegt werden muss (vgl. Abschnitt 7.2.5).

Ist das beschriebene Betriebskonzept mit einer „Brückung“ der MS-ESR nicht realisierbar, müssen diese für den geschlossenen (n-1)-Betrieb beider Halbringe ausgelegt werden, und falls

keine Abschaltung der DEA im (n-1)-Fall möglich ist, auch für die dem dann auftretenden ungünstigsten Betriebspunkt (höchste zu übertragende Leistung). Dies führt dann, wie in Abschnitt 10.2 beschrieben, zu einer signifikanten Verteuerung der Variante ESR, sodass in der Regel Kostennachteile gegenüber der alternativen Technologie rONT bestehen.

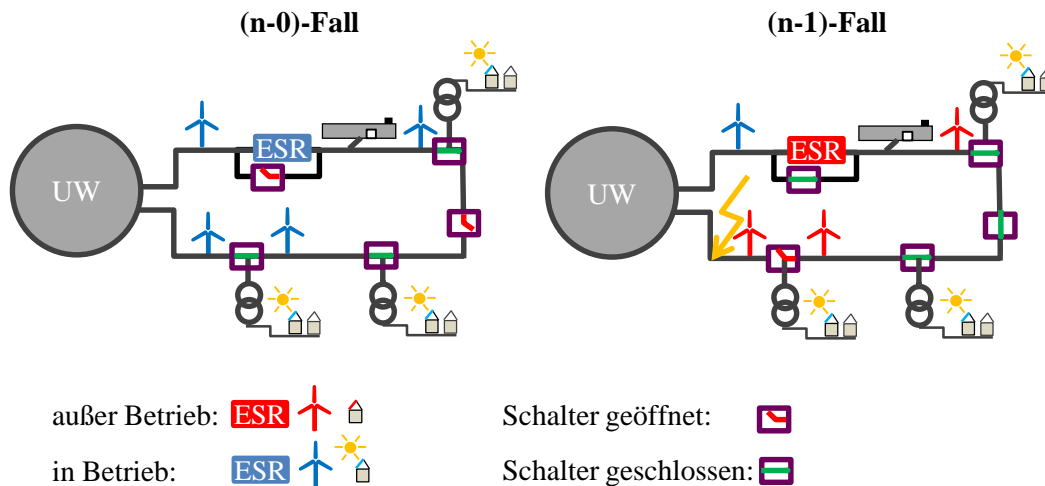


Abbildung 10-14: Mögliches Betriebskonzept für einen MS-Ring mit MS-ESR

Dezentrales Netzautomatisierungssystem: Der Einsatz des DNA-Systems (vgl. Abschnitt 7.2.12) hat größere Auswirkungen auf den Netzbetrieb und muss daher an dieser Stelle genauer betrachtet werden.

DNA-Systeme können prinzipiell in Zukunft auch die Entstörung maßgeblich unterstützen. So kann per Kommunikationsmöglichkeit eine Störungsmeldung mit Fehlerortung von dem System an die Leitstelle erfolgen. Je nach Umfang und Funktionalität des Systems sind auch deutlich weitergehende Anwendungen für den Netzbetrieb realisierbar.

Bei Einsatz eines DNA-Systems sollte sich der VNB mit den Auswirkungen einer Störung auf den Netzbetrieb beschäftigen. Der Ausfall des DNA-Systems ist (nach Ansicht der Verfasser) wie ein (n-1)-Fall zu werten. Ein mögliches Konzept zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen in Folge eines Ausfalls des DNA-Systems besteht darin, dass die DEA so parametrieren sind, dass diese bei Ausfall des DNA-Systems (d.h. das Kommunikationssignal ist unterbrochen oder die regelmäßige Statusmeldung des Systems „Funktionsfähig“ erfolgt nicht) automatisch eine statische Spitzenkappung mittels SEM durchführen. Im Idealfall wird die Höhe für ein flächendeckendes SEM für den (n-1)-Fall durch das System turnusmäßig (z. B. einmal im Monat) automatisch mittels einer Netzsicherheitsrechnung (mit Worst-Case-Annahme) bestimmt, zu den DEA jeweils einmalig übertragen und dort hinterlegt. Dann können im oben beschriebenen (n-1)-Fall die DEA auf diesen jeweils intern gespeicherten Wert zurückgreifen. Falls dieses Vorgehen technisch nicht realisiert werden kann, sollte der SEM-Wert für den (n-1)-Fall in den DEA möglichst durch den Betreiber fest hinterlegt werden oder eine automatische Abschaltung der

DEA bei Ausfall des DNA-Systems erfolgen. Werden DNA und MS-ESR in Kombination eingesetzt, ist auch die Überlastung der MS-ESR nach Ausfall der DNA zu verhindern.

Die durch das DEM abgeregelte Energie ist im Betrieb in geeigneter Weise (z. B. mittels Referenzanlagen) zu bestimmen und die individuellen Entschädigungszahlungen an die betroffenen DEA abzuleiten und abzurechnen (vgl. Abschnitt 8.3.2). Im praktischen Einsatz bei einem VNB ist noch zu überprüfen, welche Verwaltungskosten für die Abrechnung der Entschädigungszahlungen entstehen, da diese hier nicht quantitativ berücksichtigt worden sind.

Steuert das DNA-System nicht nur die DEA an, sondern auch Spannungsregler (UW-Regler, rONT und MS-ESR), ist eine geeignete Regelstrategie zu implementieren. Ein auch für die MS-Ebene geeignetes Konzept für eine Regelstrategie ist in [44] dargestellt.

10.5 Kostenbewertung

10.5.1 Technologiespezifische Analyse

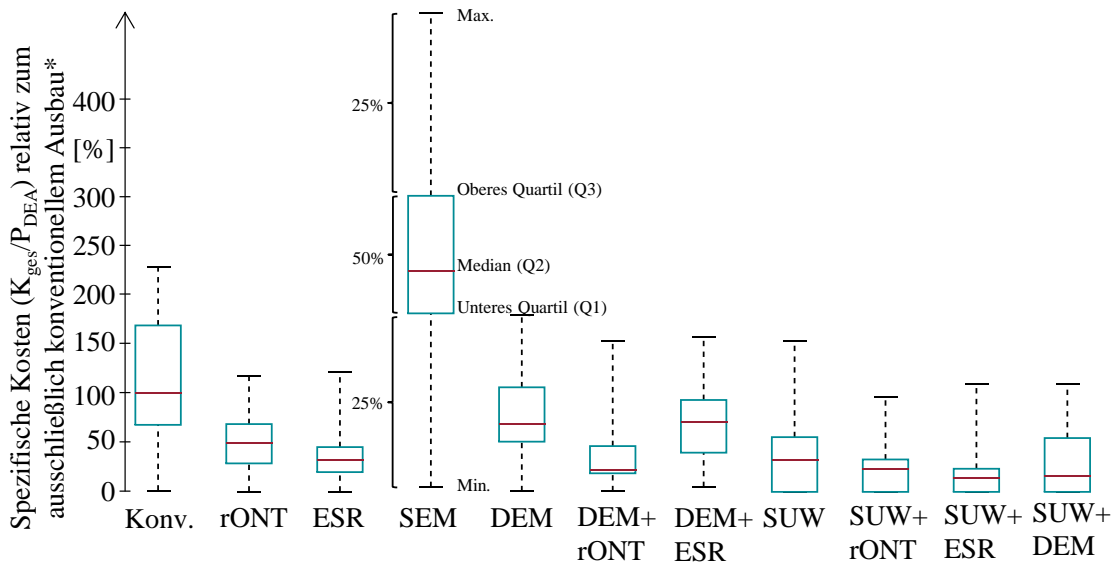
Auch bei innovativem Netzausbau kann vielfach nicht vollständig auf den Ausbau mit Kabeln verzichtet werden. Daher sind hier für jede Variante stets alle Kosten für den Ausbau auf MS-Ebene³⁴ dargestellt. Der Technologievergleich zeigt, dass durch den kombinierten Einsatz innovativer Technologien die mittleren spezifischen Kosten³⁵ des Netzausbaus um 90 % gesenkt werden können, wenn in jedem Einzelfall die dort jeweils günstigste Technologie eingesetzt wird (genauere Ergebnisse sind in [48] veröffentlicht). Soll der Ausbau einheitlich mit stets der gleichen Technologie erfolgen, ergeben sich gemäß Abbildung 10-15 mittlere spezifische Kosten von 86 % in der Variante mit optimierter Spannungsregelung am UW plus dem Einsatz von MS-ESR (SUW+ESR). In beiden Fällen wird vorausgesetzt, dass eine statische Spannungsabsenkung am UW um 1 % U_n möglich ist (vgl. Abschnitt 7.2.2).

Betrachtet man die mittleren spezifischen Kosten der Ausbauvarianten mit einer Einzeltechnologie ohne Einsatz der SUW, betragen die mittleren Einsparungen der Gesamtkosten gegenüber dem Ausbau mit ausschließlich konventionellen Mitteln in der Variante rONT 51 %, beim MS-ESR 68 % und in der Variante mit DEM 31 %. Hingegen lassen sich durch Einsatz des SEM im Mittel keine Kosten einsparen (mittlere *Kostensteigerung* auf +123 %). Außerdem hat sich gezeigt, dass die Technologien mit den größten Kosteneinsparungen (rONT, MS-ESR, DEM + Kombinationen) eine deutlich geringere Spreizung (Q1 bis Q3) ihrer spezifischen Kosten aufweisen, da diese Technologien einen Puffer für den weiteren DEA-Zubau bereitstellen. So

³⁴ Die HS/MS-Transformatoren werden im Rahmen dieses Leitfadens stets im HS-Abschnitt betrachtet, da dort eine Gesamtplanung der Umspannleistung (HS/MS) für die jeweilige HS-Netzgruppe erfolgt.

³⁵ Dabei ist k der Quotient aus den Gesamtkosten K (Barwert 2015 aller Investitionen und Betriebsmehrausgaben bis 2050) und der installierten DEA-Leistung P_{DEA} in 2050.

wird durch Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder MS-ESR) die zulässige Spannungsanhebung sprunghaft erhöht. Diese reagieren deshalb weniger sensitiv auf eine Änderung der Versorgungsaufgabe oder der Topologie und senken das Risiko, Fehlinvestitionen zu tätigen. Die spannungsregelnden Betriebsmittel rONT und MS-ESR sind insbesondere in Fällen mit moderatem DEA-Zubau eine günstige Option (Abbildung 10-15).



*) Summe der Barwerte (2015) für Investition und Betrieb bis 2050 im Verhältnis zur DEA-Leistung in 2050. Ggf. notwendige Kabelmaßnahmen sind berücksichtigt.

Abbildung 10-15: Kostenvergleich der Netztechnologien für den Ausbau ländlicher MS-Netze (20 kV) auf Basis von ca. 1.000 Planungen für 24 Netz-Szenarien-Kombinationen (vgl. Ergebnisse in [48])

Bei hohem DEA-Zubau ist der Einsatz des DEM zusammen mit einer weiteren Technologie in vielen Konstellationen die Variante mit den geringsten Gesamtkosten, da in diesen Fällen nur die Technologiekombination den Kabelausbau weitestgehend substituieren kann. Nach Ausschöpfung des Limits für die abgeregelte Energie ist dann als Alternative zu Kabelmaßnahmen der zusätzliche Einsatz von Spannungsreglern (rONT oder MS-ESR) empfehlenswert. Insbesondere wenn SUW in dem Netz kein großes Optimierungspotential hat, können durch die Installation zusätzlicher Spannungsregler in späteren Stützjahren die Spannungsbandprobleme behoben werden. Mit den vorgestellten Strategien lassen sich auf MS-Ebene in vielen Fällen selbst bei sehr hohem DEA-Zubau langfristig und dauerhaft größere Kabelmaßnahmen vermeiden und die Gesamtkosten signifikant reduzieren. Eine technologiespezifische Analyse des Einsparpotentials je Technologie ergibt sich durch die Auswertung in Abbildung 10-16 und Abbildung 10-17. Mit diesen Abbildungen wird das generelle Einsparpotential einer Technologie bezogen auf eine Vielzahl von Netzen beurteilt (statistische Analyse).

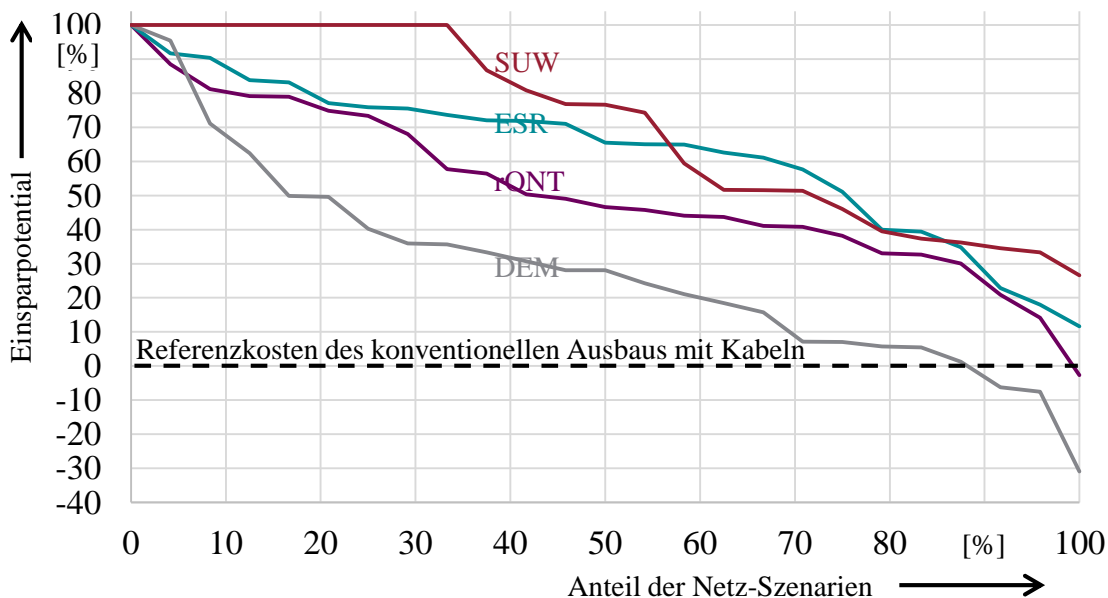


Abbildung 10-16: Sortiertes relatives Einsparpotential je Einzeltechnologie in der MS-Ebene bei innovativer Planung im Vergleich zum Ausbau mit ausschließlich konventionellen Methoden und Betriebsmitteln³⁶

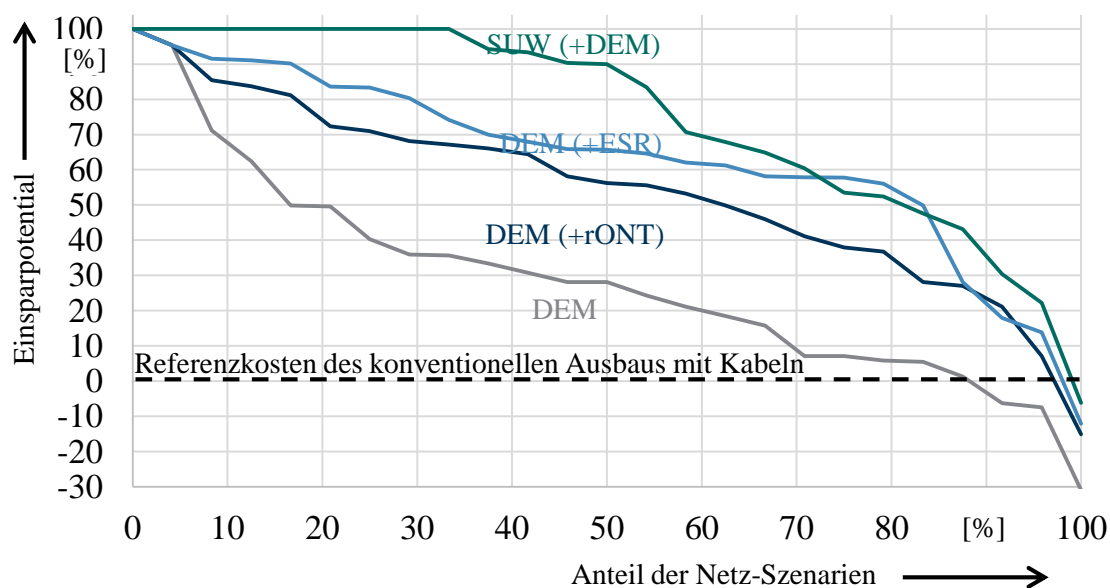


Abbildung 10-17: Sortiertes relatives Einsparpotential für alle DEM-Varianten in der MS-Ebene bei innovativer Planung im Vergleich zum Ausbau mit ausschließlich konventionellen Methoden und Betriebsmitteln³⁶. Bei den Technologiekombinationen wird die in Klammern dargestellte Netztechnologie bei Bedarf nachträglich installiert

Die Diagramme belegt, dass die innovativen Betriebsmittel bereits in der Einzelbetrachtung in den meisten Fällen zu Kosteneinsparungen gegenüber dem konventionellen Ausbau führen. Bereits durch den Einsatz der SUW³⁷ oder MS-ESR können in 70 % der Fälle mehr als die Hälfte

³⁶ Die Funktionen sind absteigend geordnet, um Aussagen zwischen einer einzelnen innovativen Netztechnologie im Vergleich zum konventionellen Ausbau zu ermöglichen. Auch wenn sich Kurven nicht schneiden kann diejenige Technologie-Kurve mit den höheren Werten bei einzelnen Netzen günstiger sein.
³⁷ Voraussetzung: SUW ist stets in der kostengünstigsten Variante möglich (Spannungssenkung um 1%).

der Kosten eingespart werden. Noch höhere Einsparungen werden generiert, wenn DEM ergänzt wird, sobald das statische SUW nicht mehr ausreichend ist (Variante: *SUW (+DEM)*). Es gibt auch Fälle, in denen einzelne Technologien keine Vorteile gegenüber dem konventionellen Ausbau mit Kabeln liefern. So sind beispielsweise Spannungsregler (rONT, MS-ESR) prinzipiell nicht geeignet, um massive Kabelüberlastungen zu verhindern. Genauso ist es kosteneffizienter, bei kurzen Engstellen („Flaschenhalse“) eine Verstärkung des Kabels vorzunehmen statt DEM einzusetzen.

10.5.2 Gesamteinsparpotential durch innovative Technologien

Durch eine konsequente Anwendung der Grundsätze können bei langfristiger Planung und der Verfügbarkeit hinreichend genauer Szenarien über eine große Anzahl (Grundgesamtheit) von Netzen deutliche Einsparungen erzielt werden, wenn je Netz konsequent die im jeweiligen Einzelfall günstigste Technologie eingesetzt wird (Abbildung 10-18).

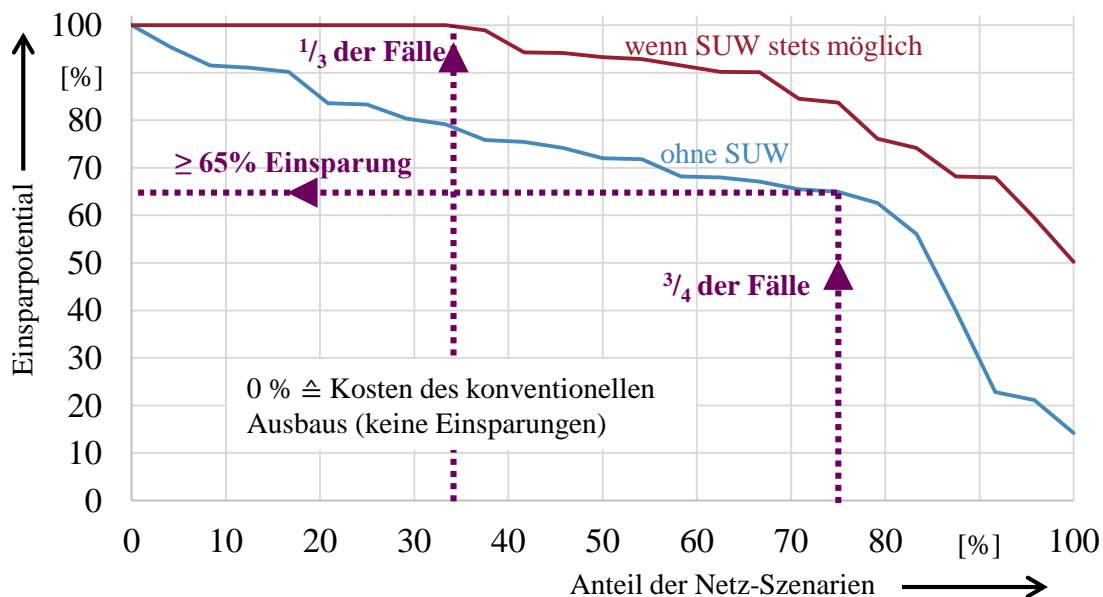


Abbildung 10-18: Relatives Einsparpotential in der MS-Ebene bei innovativer Planung im Vergleich zum Ausbau mit ausschließlich konventionellen Methoden und Betriebsmitteln. Günstigster Fall: In allen Netzen ist eine statische Spannungsabsenkung um 1 % mit wenig Aufwand möglich. Ungünstigster Fall: Netze bieten kein Potenzial für eine Spannungsabsenkung am UW

Es lassen sich in drei von vier Netz-Szenarien Kosteneinsparungen gegenüber rein konventionellem Ausbau von mindestens jeweils 65 % im ungünstigsten und 84 % im günstigsten Fall erzielen. Im günstigsten Fall entfällt in einem Drittel der untersuchten Netz-Szenarien-Kombinationen der Ausbaubedarf praktisch vollständig (100 % Einsparungen) dadurch, dass die Potentiale der SUW vorab genutzt werden. Dabei ist angenommen worden, dass der Spannungswert mit wenig Aufwand dauerhaft abgesenkt werden kann und damit – im besten Fall – ohne Investitionen alle Ausbaumaßnahmen vollständig substituiert werden.

11 Planungs- und Betriebsgrundsätze für Hochspannungsnetze³⁸

11.1 Grundlegende Konzepte

HS-Netze werden gespeist aus dem vorgelagerten HöS-Netz (Übertragungsnetz) und dienen der weiträumigen, überregionalen Verteilung der Energie und der Versorgung der unterlagerten MS-Netze. In der Regel werden HS-Netze in Deutschland mit einer Nennspannung von $U_n = 110 \text{ kV}$ betrieben.

Neben der Verteilungsfunktion des HS-Netzes, werden auch Kraftwerke und große DEA (z. B. große Windparks) direkt an die HS-Ebene angeschlossen. Der Leistungsbereich angeschlossener DEA erstreckt sich dabei etwa zwischen $S = 10 \text{ MVA}$ und $S = 150 \text{ MVA}$. Gleichzeitig können große Industriebetriebe Energie direkt aus dem HS-Netz beziehen. Eine schematische Darstellung der HS-Netztopologie zeigt Abbildung 11-1.

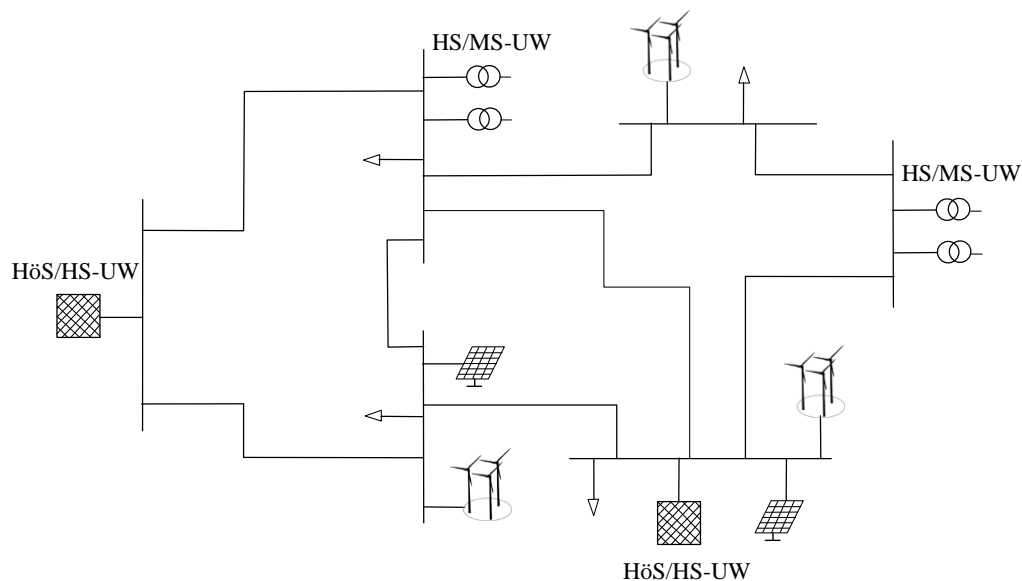


Abbildung 11-1: Schematische beispielhafte HS-Netztopologie

Das HS-Netz in Deutschland, insbesondere in ländlichen Regionen, ist derzeit zu einem weit überwiegenden Teil als Freileitungsnetz ausgelegt. Dagegen sind bereits heute städtische HS-Netze überwiegend verkabelt. 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 (vgl. VDE-AR-N 4202 [49] in Verbindung mit § 43 h EnWG [50]). Der Verlegung von Erdkabeln ist demnach Vorzug zu

³⁸ Autor des Kapitels: Julian Monscheidt, Siemens AG

geben, wenn die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels jene der technisch vergleichbaren Freileitung um den Faktor 2,75 nicht übersteigen.

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. 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 [51].

Während Bezugsanlagen in der Regel (n-1)-sicher angeschlossen werden, gilt dies für (dezentrale) Energiewandlungsanlagen nicht. Diese werden üblicherweise nicht (n-1)-sicher angebunden, sondern beispielsweise im Einfachstich (vgl. [16] und [29]). Das HS-Netz muss entsprechend der gesetzlichen Rahmenbedingungen jedoch darauf ausgelegt werden, die gesamte Einspeiseleistung aller im (n-1)-Fall noch angeschlossenen und nicht durch den Netzbetreiber abschaltbaren DEA aufnehmen zu können (vgl. Konzept zur LiF im Abschnitt 7.2.10). Der Stabilitätsverlust von Energiewandlungsanlagen beispielsweise durch Spannungseinbrüche ist in diesem Zusammenhang in der Regel kein Kriterium für die HS-Ebene und gilt ausschließlich auf HöS-Ebene [51].

Zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums wird das HS-Netz im Allgemeinen als vermaschte Netzform mit einer ausreichenden Betriebsmittelredundanz ausgelegt. Darüber hinaus kennzeichnet sich die HS-Ebene durch einen hohen Automatisierungsgrad. Durch eine weitreichende betriebliche Flexibilität ist eine automatische sofortige Netzwiederherstellung möglich und es wird eine hohe Versorgungssicherheit erreicht. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in der HS-Ebene müssen für den (n-1)-Fall ausreichende Betriebsmittelreserven bereitgehalten werden. Bei Leitungen werden für den (n-1)-Fall unter Berücksichtigung des Leiterseildurchhangs und der Netzschutzauslegung eine kurzzeitige Leitungsauslastung in einem Bereich von 100 % bis 130 % zugelassen (siehe dazu Abschnitt 5.3).

11.2 Identifikation der geeigneten Ausbaustrategie

Im Weiteren werden Grundsätze für die Identifikation einer Ausbaustrategie des HS-Netzes in ländlichen Regionen aufgestellt und erläutert. Die Grundsätze adressieren explizit die typischen Problemfelder ländlicher HS-Netze, die in Abschnitt 5.3 erläutert werden, und sind als Ausgangspunkt für die Entwicklung von netzbetreiberindividuellen Ausbaustrategien zu verstehen. Sie basieren auf den im Anhang aufgelisteten technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen (Abschnitt 15.2.4). Die Auswirkungen auf den Betrieb durch den Einsatz

der innovativen Ausbaustrategie werden in Abschnitt 11.411.3 beschrieben, eine übergreifende Bewertung der Kosten (unabhängig der Auswertung innerhalb der Planungsgrundsätze) erfolgt in Abschnitt 11.5.

Allgemeingültige Planungsgrundsätze können eine notwendige Einzelfallbetrachtung im Rahmen des Planungsprozesses aufgrund netztopologischer und betrieblicher Unterschiede in den Netzen nicht vermeiden. Häufig sind individualisierte Ansätze und netzspezifische Maßnahmen erforderlich. Im HS-Netz nimmt zudem die Bedeutung der Praktikabilität und Übersichtlichkeit bei der Umsetzung von Maßnahmen entsprechend der Netzgröße und der Komplexität zu. Für die Netzplanung im Allgemeinen und im Besonderen für die HS-Ebene ist ein optimiertes Netzkonzept erforderlich, das über punktuelle Netzertüchtigungen hinaus geht und strategische Restrukturierungen berücksichtigt. Die Komplexität des Netzes soll dabei durch standardisierte Netzstrukturen möglichst beherrschbar bleiben.

Während im Rahmen dieses Leitfadens unter dem konventionellen Ausbau der Bau von Freileitungen und UW verstanden wird, werden im Rahmen der innovativen Planung ergänzend weitere Technologien und Maßnahmen realisiert. Es ergibt sich somit ein Pool an Planungsvarianten bzw. Variationsmöglichkeiten, aus denen eine möglichst kostenoptimale und technisch umsetzbare Lösung ermittelt werden kann.

Die HS-Ebene weist bereits einen sehr hohen Automatisierungsgrad der Netztechnik und der Betriebsmittel auf. Während in der MS- und NS-Ebene vielfach innovative Betriebsmittel eingesetzt werden, zeigen sich – wie nachfolgend dargelegt – im HS-Netz bei der reinen Umsetzung innovativer Betriebsweisen³⁹ die größten Potentiale.

Grundsätze für die Hochspannungsebene:

- 1. Die Netzoptimierung durch innovative Betriebsweisen stellt eine nachhaltig kosteneffiziente Option zur Reduktion des Ausbaubedarfs dar und sollte stets zuerst als Planungsvariante geprüft werden.**

Die Einspeisung von DEA führt in konventionell geplanten Netzen in der Regel zu keiner dauerhaften Überlastung der Stromnetze. Stattdessen treten Einspeisespitzen nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auf. Bei Berücksichtigung der fluktuierenden Einspeisung von DEA weist

³⁹ Unter dem Begriff der innovativen Betriebsweise werden im Rahmen dieses Leitfadens auf der HS-Ebene die Methode des Einspeisemanagements, des FLM und der LiF verstanden (vgl. Abschnitt 7.2). Die Verwendung von HTL wird in diesem Leitfaden als eine Form der Netzverstärkung definiert (vgl. Abschnitt 6.1).

das HS-Netz Übertragungskapazitäten auf, die durch eine Netzoptimierung mittels innovativer Betriebsweisen ausgenutzt werden können.

Durch die Realisierung innovativer Betriebsweisen kann ein signifikanter Anteil des Leitungsausbaubedarfs reduziert werden. Der verbleibende Bedarf kann anschließend mit Maßnahmen der Netzverstärkung und des Netzausbaus begegnet werden (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau (NOVA-Prinzip)). Im Übertragungsnetzbereich wird das NOVA-Prinzip bei der Bedarfsermittlung des Netzausbaus im Netzentwicklungsplan angewendet. Eine vergleichbare Vorgehensweise auf HS-Ebene ist zu empfehlen.

Wie in den nachfolgenden Grundsätzen dargelegt, hat sich im Rahmen der Untersuchungen gezeigt, dass für Zielnetzplanungen im HS-Netzbereich ein Planungshorizont ($t > 15$ a) betrachtet werden sollte, auch wenn mit zunehmendem Betrachtungszeitraum die Prognosegenauigkeit abnimmt. Gleichzeitig kann mit den genannten innovativen Maßnahmen im Gegensatz zur Verstärkung oder dem Ausbau flexibel auf den Zuwachs an DEA reagiert werden, da die konventionellen Methoden vor allem auf der HS-Ebene verschiedenen Beschränkungen unterliegen (siehe Abschnitt 6.2). Darüber hinaus lassen sich durch den Einsatz der innovativen Betriebsweisen kostenintensive Fehlinvestitionen vermeiden.

2. Das dynamische Einspeisemanagement kann in der Hochspannungsebene die Ausbaukosten signifikant reduzieren und sollte grundsätzlich in den Planungsprozess einbezogen werden.

Das Einspeisemanagement in Abhängigkeit der Netzauslastung (DEM, vgl. Abschnitt 7.2.7) stellt eine sinnvolle netzplanerische Option zur Reduzierung der Ausbaukosten dar. Die derzeitige Auslegung der Netze auf die maximale Einspeiseleistung (Aufnahme der letzten Kilowattstunde) führt aufgrund der Tatsache, dass die Maximalleistung nur an wenigen Stunden im Jahr tatsächlich erreicht wird, zu einer Überdimensionierung der Netze.

Nach den heute gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist die Anwendung des Erzeugungsmanagements eine Möglichkeit, den Anschluss von DEA im Rahmen einer Netzausbauaufforderung an einen geeigneten Verknüpfungspunkt ohne Verzögerung zu ermöglichen und weist damit eine netzausbauverzögernde Wirkung auf. Das DEM wird nach den planerischen Grundsätzen aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage bisher nicht in der Netzausbauplanung berücksichtigt.

Die Abkehr von der Netzauslegung entsprechend der maximalen Einspeisung wird derzeit politisch als Option für VNB und als verpflichtende Maßnahme für Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans diskutiert. Zukünftig besteht für Netzbetreiber gemäß dem derzeitigen Gesetzesentwurf die Möglichkeit, die Netze für die Aufnahme von 97 % der

einspeisbaren Jahresenergie je Anlage auszulegen (vgl. Abschnitt 7.2.7). Durch das aktuelle Gesetzgebungsverfahren (Strommarktgesetz [34]), wird damit die rechtliche Grundlage geschaffen, DEM dauerhaft im Rahmen der Netzplanung einzusetzen, um etwa Netzausbauvorhaben langfristig und dauerhaft zu reduzieren (Spitzenkappung). Die diesem Leitfaden zu Grunde liegenden Untersuchungen belegen, dass durch Berücksichtigung des DEM in der Netzplanung konventionelle Maßnahmen im großen Maße substituiert werden können.

Abbildung 11-2 zeigt dazu die prozentualen Kosten (auf Basis des Barwerts für 2015) für zwei HS-Netze für die konventionelle Planung mittels Leitungsverstärkung und -neubau und bei Einsatz des DEM. Durch die im Planungsprozess berücksichtigte DEA-Leistungsabregelung kann der Ausbaubedarf gegenüber der konventionellen Planung je nach Netz um ca. 66 % bis 100 % reduziert werden.

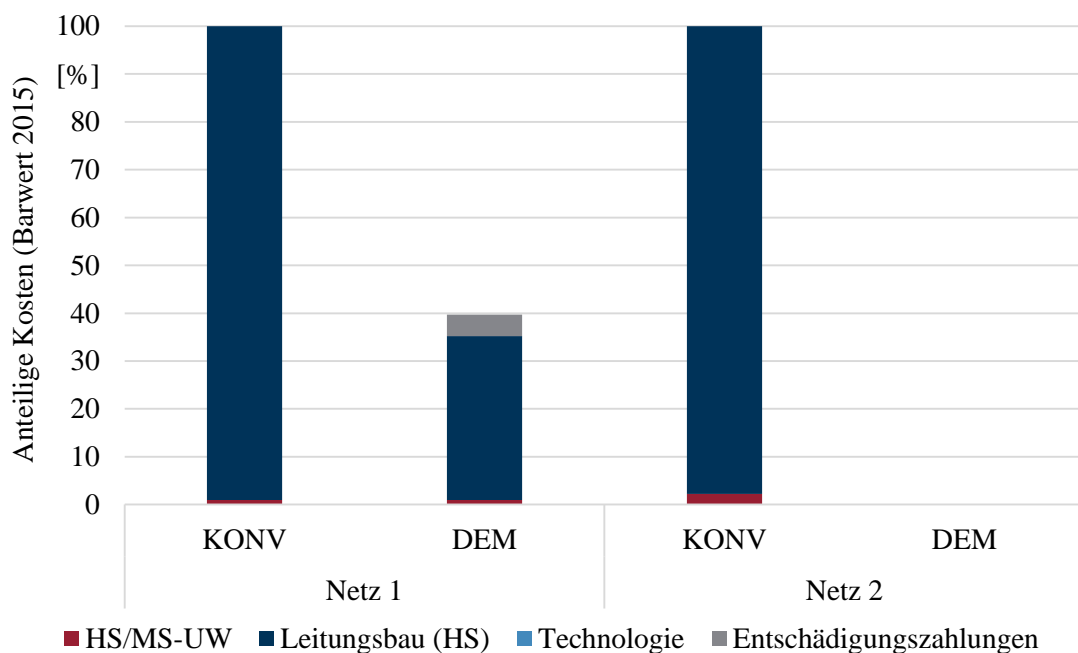


Abbildung 11-2: Relative Kosteneinsparung durch Anwendung eines DEM gegenüber einer konventionellen Netzplanung (reiner Leitungsbau durch Verstärkung und Erneuerung)

Aufgrund der Vorgaben zur Installation einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung (§ 9 EEG [23]) und des bereits hohen Automatisierungsgrades der HS-Netze bei Sensorik und Aktorik, beschränkt sich der Aufwand auf die Erweiterung des Netzleitsystems um ein Netzsicherheitsmanagement zur Umsetzung der Spitzenkappung mit dem Ziel einer anlagenbezogenen Einhaltung der Energieabregelung. Da die HS-Ebene in der Regel durch eine Leitstelle überwacht wird, ist die notwendige IKT (Sekundärtechnik) in der Regel schon vorhanden bzw. wird bei Neuanlagen gefordert, sodass im Vergleich zur MS-Ebene der Realisierungsaufwand damit als eher gering einzuschätzen ist. Jedoch sollte der organisatorische Aufwand in jedem Fall in einer Einzelfallprüfung untersucht werden (siehe dazu Abschnitt 11.4).

Die bei dem DEM entstehenden Entschädigungszahlungen (vgl. 8.3.2) stellen im Verhältnis zu den Ausbaukosten in vielen Fällen einen tendenziell untergeordneten Teil dar. Das liegt daran, dass eine Spitzenkappung nur erfolgt, wenn die maximale Einspeiseleistung aus allen Spannungsebenen auftritt. Aufgrund einer vergleichsweise geringen Gleichzeitigkeit der DEA in der HS- und der unterlagerten MS-Ebene ist dies in der Regel sehr selten der Fall (siehe auch Grundsatz 4 zum SEM).

Je nach Netz und Ausbauszenario zeigt sich ein unterschiedliches Potential des DEM. In Netzen mit hohem DEA-Zubau kann der Ausbaubedarf um bis zu 60 % reduziert werden. In diesem Fall ist es sinnvoll, abhängig von der derzeitigen Ausbausituation und dem zukünftigen Zubauszenario, das DEM um weitere Maßnahmen zu ergänzen, um dem Zubau von DEA zu begegnen und die Ausbaukosten weiter zu reduzieren (vgl. Grundsätze 5 und 8). Gerade bei hohem Ausbaubedarf weist das DEM deutliche Vorteile gegenüber den anderen betrachteten Methoden auf.

Dagegen kann in kleinen Netzgruppen mit einem vergleichsweise moderaten Zubau von DEA der Ausbaubedarf durch die Umsetzung der Spitzenkappung sogar vollständig vermieden werden. Eine Einzelfallprüfung ist jedoch notwendig, um die Vorteilhaftigkeit des DEM auch in Netzen mit nur sehr geringem Netzausbaubedarf zu gewährleisten. Aufgrund des unter Umständen hohen organisatorischen Aufwands in der Umsetzung und im Betrieb und je nach Grad der flächendeckenden Kommunikationsanbindung kann es Fälle geben, bei der DEM aus praktikablen Gründen nachteilig gegenüber einer reinen partiellen konventionellen Netzverstärkung ist. Auf der anderen Seite kann es in Netzen mit überdurchschnittlich hohem DEA-Zubau dazu kommen, dass der angestrebte Grenzwert der abgeregelten Energie von $e \leq 3\%$ überschritten wird und gleichzeitig weitere Überlastungen vorliegen. In dem Fall sind ebenfalls zusätzliche Maßnahmen notwendig. Darüber hinaus gilt es zu beachten, dass es bei einer sehr hohen DEA-Durchmischung in der HS-Ebene aufgrund der Gleichzeitigkeit und auch der ausgedehnten Netzstruktur zu Ausgleichseffekten bei der Erzeugung kommen kann und die positiven Effekte des DEM dadurch von Grund auf geringer ausfallen.

3. Die Leistungsreduktion im Fehlerfall und das Freileitungsmonitoring stellen in ihrem Effekt konkurrierende Methoden dar. Die Vorteilhaftigkeit richtet sich nach der Lage und der Größe des Hochspannungsnetzes.

Die LiF (vgl. Abschnitt 7.2.10) und das FLM (vgl. Abschnitt 7.2.11) wirken sich in ihrer Funktionsweise steigernd auf die Übertragungsleistung der Leitungen aus und weisen damit vergleichbare Effekte auf.

Bei Anwendung der LiF werden die für den (n-1)-Fall vorgehaltenen Übertragungsreserven des HS-Netzes auch im fehlerfreien Betrieb genutzt und erst im Fehlerfall die dafür relevanten DEA automatisch abgeschaltet. Aufgrund der daraus resultierenden erhöhten Integrationsmöglichkeit

von DEA im fehlerfreien Betrieb, kann der Ausbaubedarf signifikant reduziert werden. Gegenüber einer rein konventionellen Planung (nur mittels Verstärkung und Neubau von Leitungen) können die Kosten je nach Netz um bis zu 60 % gesenkt werden.

Bei der in diesem Leitfaden für das FLM angenommenen indirekten Messmethode mit einer Auslastungssteigerung für den (n-1)-Fall (ohne Anwendung des LiF) auf $I_{b,(n-1),\max} = 160 \% I_{th}$ zeigt sich im Vergleich zum konventionellen Ausbau eine Kostenreduktion je nach Netz um 25 % bis 50 %.⁴⁰ In diesem Auslegungsfall können jedoch nicht die gleichen Reduktionspotentiale erzielt werden wie bei der LiF (Abbildung 11-3).

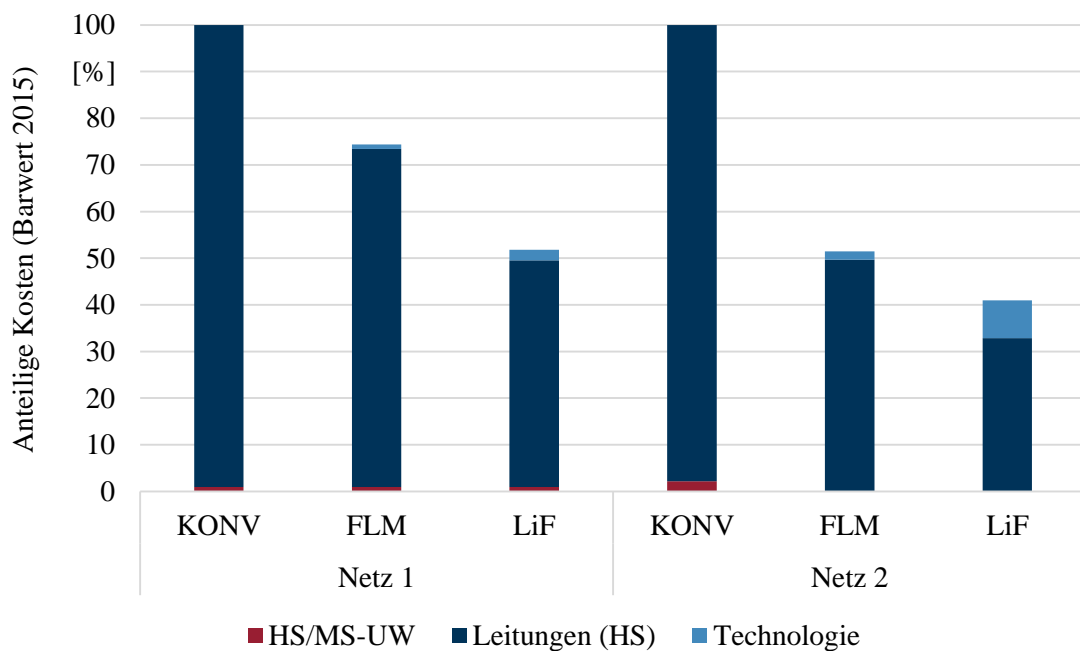


Abbildung 11-3: Relative Kostenersparnisse bei Anwendung des FLM und der LiF gegenüber einer konventionellen Netzplanung (reiner Leitungsbau durch Verstärkung und Erneuerung)

Beide Methoden bieten sich aus netzplanerischer Sicht als effektive Maßnahme an, um den Netzausbau zu reduzieren. Sie eignen sich als Übergangslösung oder in Kombination mit weiteren Technologien, um beispielsweise den Einsatz des DEM zu vermeiden und damit Entschädigungszahlungen zu reduzieren oder wenn dieses an seine Wirkungsgrenzen gelangt. Gleichzeitig können sowohl mit dem FLM als auch je nach Dimensionierung der LiF Überlastungen auf einzelnen Leitungsabschnitten reduziert und damit notwendige Ausbaumaßnahmen mit Erneuerungsmaßnahmen in Einklang gebracht werden. Dabei richtet sich die Vorteilhaftigkeit der jeweiligen Methode nach verschiedenen Randparametern.

⁴⁰ Der maximal zulässigen Belastung bei konventioneller Planung wird demnach noch die Witterungsreserve überlagert. In der Planung werden beide Effekte mit einem festen Wert berücksichtigt. Im Betrieb ist unter Umständen ein Eingriff in die DEA notwendig.

Das FLM ist vor allem in windreichen Regionen empfehlenswert, da in dem Fall höhere Kühlungseffekt realisiert werden können. Da es sich bei der LiF um eine betriebliche Option zur Vermeidung von Überlastsituationen handelt, wurde angenommen, dass im Gegensatz zum DEM dabei keine Entschädigungszahlungen anfallen. Dagegen ist die betriebliche Umsetzung mit erheblichem Mehraufwand verbunden. Durch einen hohen Vermaschungsgrad und sonstige durchzuführende Schaltmaßnahmen gestaltet sich die Umsetzung der LiF deutlich komplizierter (siehe Abschnitt 11.4). Daher bietet sich diese Methode zunächst vor allem in kleinen, weniger stark vermaschten Netzen oder in Netzen mit leicht zu bildenden Netzgruppen an. In Netzgebieten mit geringer mittlerer Windgeschwindigkeit ist es dem FLM überlegen.

4. Das statische Einspeisemanagement wirkt nicht problemselektiv und ist aufgrund der Durchmischung der DEA-Typen in der HS-Ebene nicht zu empfehlen.

Die Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung der DEA mit direktem Anschluss an die HS-Ebene mittels SEM (vgl. Abschnitt 7.2.6) ist als Maßnahme zur Reduktion des Netzausbaubedarfs nicht empfehlenswert. Das liegt daran, dass dabei auch in nicht kritischen Netzzuständen eine (unnötige) Leistungsreduktion erfolgt. Ein SEM kann demnach nicht problemselektiv reagieren. Unter dem Aspekt, dass die eingespeiste Energie der DEA maximal sein soll, bzw. die abgeregelte Energie in Zukunft begrenzt sein wird, ist zudem die mögliche Leistungsreduktion im Vergleich zum DEM geringer.

Abbildung 11-4 zeigt die durch ein SEM anfallenden anteiligen Kosten gegenüber einer konventionellen Planung und dem Einsatz des DEM. Der erforderliche Leitungsausbau der trotz Umsetzung einer statischen Spitzenkappung verbleibt ist vergleichsweise hoch. Gleichzeitig stellen die resultierenden Entschädigungszahlungen für die abgeregelte Energie einen erheblichen Kostentreiber dar, der durch die reduzierten Kosten für den Leitungsausbau unter Umständen nicht kompensiert werden kann und damit die Gesamtkosten in die Höhe treibt.

Die Nachteile des SEM gegenüber dem DEM resultieren in der HS-Ebene aus mehreren Aspekten. Ländliche HS-Netze kennzeichnen sich zu einem Großteil durch WEA, aber auch große PVA werden auf der HS-Ebene angeschlossen.

Im Abschnitt 10.2 wurde schon gezeigt, dass durch die Durchmischung verschiedener DEA-Typen nur wenige Zeitpunkte mit hoher gleichzeitiger Einspeiseleistung auftreten (vgl. Tabelle 10-4). Außerdem kommt hinzu, dass in der MS-Ebene eine vergleichsweise homogene Durchmischung von WEA und PVA vorliegt und damit auch mögliche Rückspeisungen in die HS-Ebene nicht in absoluten Leistungsspitzen auftreten. Gleichzeitig umfassen ländliche HS-Netze in der Regel großflächige Gebiete, sodass es zu regionalen Ausgleichseffekten kommt und so zeitgleich auftretende Einspeisespitzen ebenfalls reduziert werden.

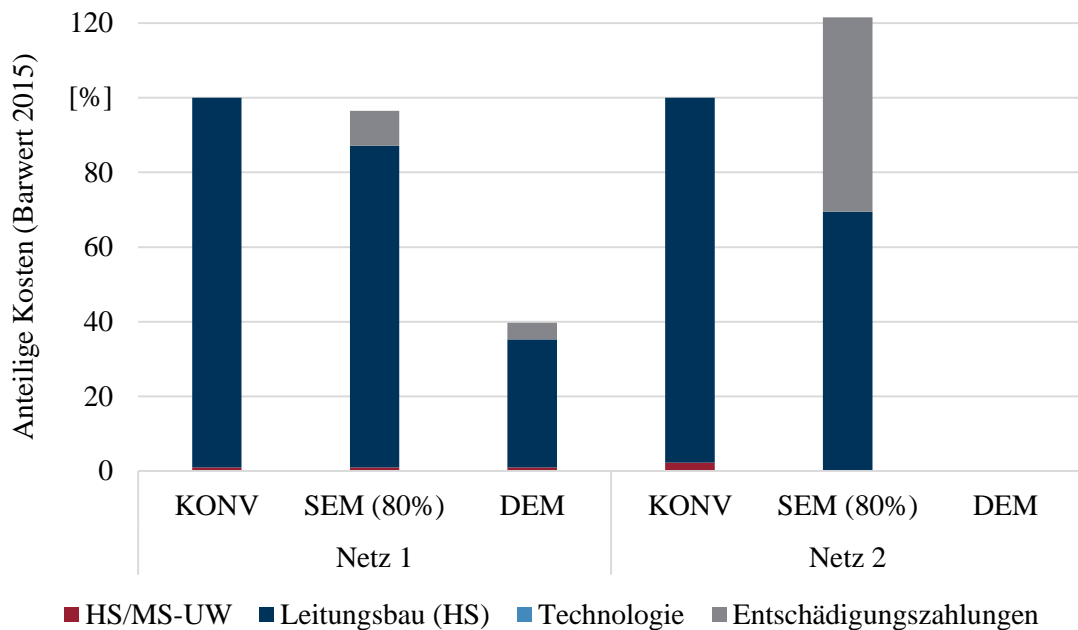


Abbildung 11-4: Relative Kostenersparnisse bei Anwendung des SEM und DEM gegenüber einem konventionellen Netzausbau (reiner Leitungsbau durch Verstärkung und Erneuerung)

5. Eine Kombination aus innovativen Betriebsweisen ist vor allem bei hohem DEA-Zubau eine sinnvolle Maßnahme und kann dann den erforderlichen Leitungsausbau maximal reduzieren.

Bevor netzverstärkende oder netzausbauende Maßnahmen umgesetzt werden, gilt es zu prüfen, ob und in welcher Form innovative Methoden im Rahmen der strategischen Planung kombiniert werden können. Durch eine kombinierte Anwendung innovativer Methoden lassen sich je nach aktuellem und zukünftigem DEA-Zubau die Reduktionspotentiale in Bezug auf den Leitungsausbau maximieren.

Bei hohem DEA-Zubau kann das maximale Einsparpotential bei Einsatz der LiF in Kombination mit dem DEM erzielt werden (Abbildung 11-5). Durch die Kappung der Einspeisespitzen einerseits und der Ausreizung von Leitungsreserven andererseits, wird der darüber hinaus notwendige Leitungsausbaubedarf minimiert. Das Potential einer Kombination aus FLM und LiF, in diesem Fall wird eine zulässige Leiterseilauslastung von $I_{b,max} = 130 \% I_{th}$ für den Normalbetrieb angenommen, fällt in diesem Fall weniger hoch aus, da beide Methoden auf die Übertragungsleistung wirken, wobei wieder die regionale witterungsbedingte Abhängigkeit berücksichtigt werden muss.

Bei der Umsetzung einer Kombination innovativer Betriebsweisen gilt es Einflussparameter wie die Netzgröße oder den Zubau der DEA zu berücksichtigen. Eine kombinierte Realisierung kann je nach Netz eine Überdimensionierung darstellen, da es in kleinen Netzen mit geringem DEA-Zubau unter Umständen zu kostensteigernden Effekten bei der Umsetzung der innovativen Maßnahmen kommen kann.

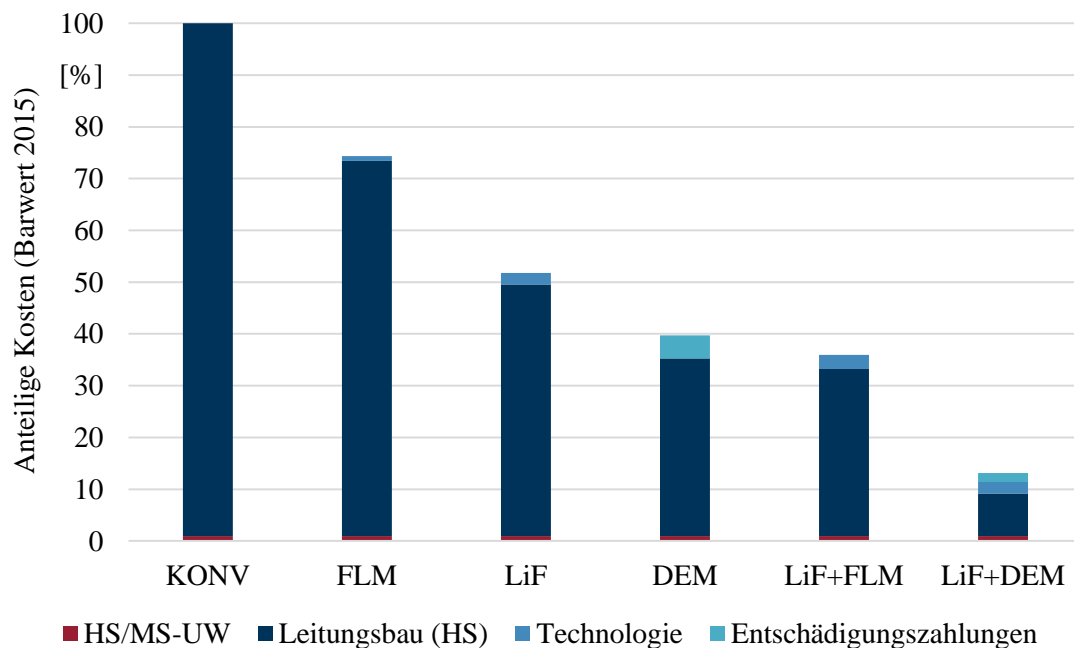


Abbildung 11-5: Relative Kostenersparnis durch Anwendung innovativer Kombinationen gegenüber einem konventionellen Netzausbau (Verstärkung und Erneuerung) und dem FLM, LiF und DEM für ein Netz mit hohem DEA-Zubau

6. Nach Ausnutzung innovativer Potentiale sollte verbleibender Ausbaubedarf durch netzverstärkende oder netzausbauende Maßnahmen abgedeckt werden.

Durch die Realisierung innovativer Betriebsweisen kann je nach aktueller Ausbausituation und Einspeiseszenario ein signifikanter Anteil des Leitungsausbaubedarfs reduziert werden. Dem verbleibenden Bedarf kann anschließend mit konventionellen Maßnahmen begegnet werden.

Zur Netzverstärkung wurde im Rahmen dieses Leitfadens zunächst die Option des Einsatzes von HTL geprüft. Sofern erforderlich werden Netzausbaumaßnahmen in Form eines zusätzlichen Leitungssystems in Erwägung gezogen. Darüber hinaus ist der Bau von HöS/HS-UW als Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz unter Berücksichtigung des notwendigen HöS-Netzausbaus eine maßgebliche Option des Netzausbaus. Dieser wird separat im Grundsatz acht thematisiert.

Je nach umgesetzter innovativer Planungsvariante, ist eine Abwägung nachfolgender Maßnahmen notwendig, um mögliche Synergieeffekte zwischen konventionellen und innovativen Methoden zu erzielen aber auch negative Wechselwirkungseffekte auszuschließen (bspw. eine Überdimensionierung aufgrund einer nicht spannungsebenenübergreifenden Planung, siehe Grundsatz 9). Im Rahmen dessen sollten auch notwendige Erneuerungs- oder Ersatzmaßnahmen in den Planungsprozess einbezogen werden. Die erforderliche Umsetzung dieser Maßnahmen, kann in der Folge einen erneuten Durchlauf der Planungsschritte im Hinblick auf die innovativen

Methoden nach sich ziehen, da sich mögliche Maßnahmen als nicht mehr effektiv erweisen können. So ist keine Variante im Vorhinein vernachlässigbar oder auszuschließen und nicht die Kombination der beiden günstigsten Einzeltechnologien ergibt auch in Summe bzw. bei Kombination unbedingt die kosteneffizienteste Variante.

Der Entscheidungsprozess für die jeweilige Option ist demnach sehr spezifisch für das jeweilige Planungsvorhaben zu durchlaufen. Vor diesem Hintergrund ist es ratsam, dass der Netzbetreiber prüft bzw. abwägt, wann welche Ausbaustrategie zweckmäßig ist und wann der Ausbau von HÖS/HS-UW in Kombination mit dem Leitungsausbau oder der jeweiligen innovativen Technologie sinnvoll erscheint.

7. Der reine Leitungsausbau, ohne die Realisierung innovativer Maßnahmen, ist vor allem in Fällen starker DEA-Einspeisung nicht zweckmäßig und eignet sich vielmehr für die Beseitigung einzelner Netzengpässe.

Im Falle eines zukünftig hohen DEA-Zubaus und daraus resultierender weitreichender Betriebsmittelüberlastung, die aufgrund der fluktuierenden Einspeisung nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr auftritt, ist der ausschließliche Leitungsbau für die weitere Integration von DEA eine technisch ineffiziente und aus Kostensicht keine empfehlenswerte Option.

Es hat sich gezeigt, dass getrieben durch den Zubau der DEA das Problem der Leitungsüberlastung bis 2050 bei konventioneller Betrachtung je nach Netz und DEA-Zubau zu einer erforderlichen Netzverstärkung sowie -ausbau von 55 % bis 70 % der derzeit vorhandenen Leitungskilometer führt. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Verstärkung mit HTL-Leitungen nicht immer ohne Zusatzmaßnahmen umsetzbar ist (Verstärkung auf bestehendem Mast und neue Trassierung nicht möglich)⁴¹, sodass alternativ ein noch teurerer Netzausbau erfolgen muss.

Neben der Unverhältnismäßigkeit zwischen Ausbaurkosten und zusätzlich installierter Leistung der DEA, stellt der Netzausbau durch den Neubau von Leitungstrassen einen langwierigen Prozess dar. Die Möglichkeiten eines Trassenneubaus unterliegen aus unterschiedlichen Gründen mehreren Beschränkungen, die den konventionellen Netzausbau durch Leitungsbau sowohl aus Kostensicht als auch aus gesellschaftlicher Sicht einschränken (siehe Abschnitt 6.2).

Die angesprochene Vorgabe nach VDN AR-N 4202 [49] in Verbindung mit § 43 h EnWG [50], die einen bevorzugten Kabeleinsatz unter Beachtung wirtschaftlicher und naturschutzfachlicher Belange vorsieht, kann zudem einen weiteren erheblich kostensteigernden Aspekt darstellen.

⁴¹ Im Rahmen der HS-Planungen wurden hier keine Beschränkungen der Verstärkung um ein HTL-System und beim Neubau weiterer paralleler Systeme berücksichtigt.

Der Leitungsbau ist in Fällen starker DEA-Einspeisung demnach mehr eine Lösungsoption, um einzelnen, verbleibenden Netzengpässen zu begegnen, wenn die innovativen Methoden gänzlich ausgeschöpft wurden. Dessen ungeachtet können netzverstärkende und –ausbauende Maßnahmen unter Umständen vor allem in kleinen Netzen mit nur geringem Ausbaubedarf eine Option darstellen, bei denen der Vorzug gegenüber der Einführung einer innovativen Betriebsweise im Einzelfall möglich ist und geprüft werden sollte.

8. Der Bau von Umspannwerken zur HöS-Ebene kann ein signifikantes Kostenreduktionspotential aufweisen. Die Machbarkeit und die Kosten sollten im Planungsprozess geprüft werden.

Der Bau von HöS/HS-UW stellt eine maßgebliche und grundsätzlich zu prüfende Netzausbauoption dar. Durch zusätzliche Verknüpfungspunkte zur HöS-Ebene kann ein Großteil des Ausbaubedarfs im 110 kV-Netz reduziert werden, indem die Leistungsflüsse verteilt und so Betriebsmittelüberlastungen vermieden werden. Konkret wurde gezeigt, dass durch den Bau eines HöS/HS-UW gegenüber dem konventionellen Ausbau ausschließlich durch Leitungsverstärkung und -ausbau die Kosten um bis zu 55 % reduziert werden können (Abbildung 11-6).

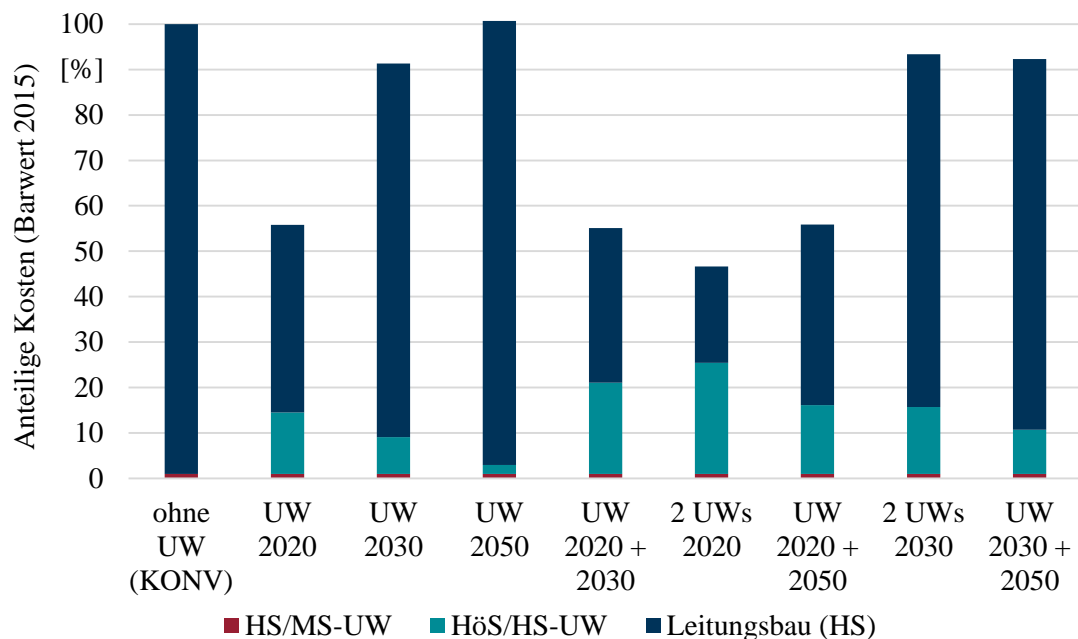


Abbildung 11-6: Relative Kosten bei verschiedenen UW-Szenarien für ein HS-Beispielnetz

Die Wirksamkeit der Maßnahme unterliegt jedoch unterschiedlichen Restriktionen und ist sehr davon abhängig in welchem Zeitraum und in welchem Netz diese umgesetzt wird. Vor allem die frühzeitige Umsetzung eines Netzverknüpfungspunktes zur 380 kV-Ebene kann den Ausbaubedarf signifikant reduzieren und die Kosten langfristig halbieren. In dem Fall ist der Bau effektiver als beispielsweise das FLM als innovative Einzelmaßnahme. Sollten zudem andere strukturelle Gründe für den Bau eines UW sprechen, bietet sich dieses als sinnvolle

Netzausbaumaßnahme an. Während dabei der zukünftige betriebliche Aufwand im Vergleich zu den innovativen Methoden geringer ausfällt, stellt der Bau seitens der Randparameter (bspw. Akzeptanz, Umfang der Genehmigungs- und Bauphase) eine deutlich größere Herausforderung dar. Während eine frühzeitige Realisierung eines UW eine kosteneffiziente Option ist, resultiert ein verzögerter Bau von UW dagegen nur in einer geringen Kostenreduktion, sodass sich das Kostenniveau dabei dem eines reinen Leitungsausbaus annähert. Um den hauptsächlich kurzfristigen DEA-Zubau zu begegnen, ist demnach ein zeitnahe UW-Bau ratsam.

In diesem Zusammenhang muss berücksichtigt werden, dass der Bau von HöS/HS-UW eine kostenintensive Primärinvestition und für den VNB eine Option mit erhöhtem Risiko darstellt (auch wenn ein Großteil der Investition auf den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber entfällt). Da dieser in eine Vorleistung gehen muss, besteht die Gefahr, dass bei starker Abweichung zwischen erwartetem und tatsächlichem Zubau von DEA der Bau von HöS-Anbindungen aus planerischer Sicht nicht mehr die optimale Lösung darstellt oder sogar zu einer Fehlinvestition wird. Dem muss jedoch entgegengehalten werden, dass der Bau eines Netzverknüpfungspunktes zur HöS-Ebene eine technisch robuste Planungsvariante darstellt, die in der Regel einen Puffer für zusätzlichen Zubau von DEA aufweist. Das konnte auch im Rahmen der Planungen bestätigt werden, bei denen in einem Netz ein zusätzlicher DEA-Zubau von 10 % der installierten Leistung P_{inst} gegenüber dem angesetzten Szenariowert über den UW-Bau ohne zusätzliche netzverstärkende oder ausbauende Maßnahmen ermöglicht werden konnte.

Genannte Einsparpotentiale durch den Bau eines UW gelten in der Regel für große Netze mit tatsächlich eintretendem hohem DEA-Zubau. Die Realisierung eines weiteren Netzverknüpfungspunktes mit dem Ziel den Leitungsausbau zu reduzieren hat sich bei den betrachteten Netzen nur als wenig kosteneffektiver als der Bau eines einzigen UW erwiesen. Die spezifische Kostenreduktion durch den zusätzlichen Bau ist lediglich signifikant, wenn der Bau beider UW zeitnah erfolgt, um dem vor allem kurzfristigen DEA-Ausbau zu begegnen. Hier zeigen sich Effekte, die ebenso für den Bau eines UW für kleine Netzstrukturen mit nur geringem DEA-Zubau gelten: Aufgrund der Kostenintensität kann der UW-Bau dazu führen, dass sich die Netzausbaukosten in Summe sogar erhöhen. Aus diesem Grund ist eine Einzelfallprüfung einer HöS-Anbindung empfehlenswert, um die Netzabhängigkeit zu prüfen und eine Abwägung der Ausbaurkosten vorzunehmen.

Voraussetzung für die Errichtung eines neuen Netzverknüpfungspunktes zum vorgelagerten Netz ist die gemeinsame Planung mit dem entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber. Auf Basis gemeinsamer Prognosen und Szenarien ist eine gemeinsame Ausbauplanung abzustimmen. Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung über beide Netzebenen ist demnach erforderlich.

9. Eine netzebenenübergreifende Ausbauplanung und deren Auswirkungen auf die HS-Ebene sollten im Planungsprozess berücksichtigt werden.

Im Rahmen der HS-Netzplanung ist es zweckmäßig, die umgesetzten Maßnahmen auf den unterlagerten Spannungsebenen zu berücksichtigen und mit in den Planungsprozess einfließen zu lassen. Dadurch lassen sich Effekte von Maßnahmen in der MS-Ebene nutzen und eine Überdimensionierung bei dem Netzausbau auf der HS-Ebene vermeiden. Eine übergreifende Planung ist auch vor dem Hintergrund der diskutierten Spitzenkappung als planerischer Grundsatz relevant, da entsprechend des Entwurfs zum Strommarktgesetz [34] die Wechselwirkungen nachgelagerter Netzebenen einbezogen werden müssen.

Die Einbindung eines DNA-Systems in der MS-Ebene zur Netzzustandsüberwachung und -regelung zur Umsetzung des DEM führt bei einer übergreifenden Betrachtung zwar nur zu geringen, aber dennoch signifikanten Einsparungen der Leitungskilometer auf der HS-Ebene (Abbildung 11-7). Ursache dafür ist die erzielte Reduktion von Rückspeisespitzen aus dem unterlagerten Netz durch die Spitzenkappung.

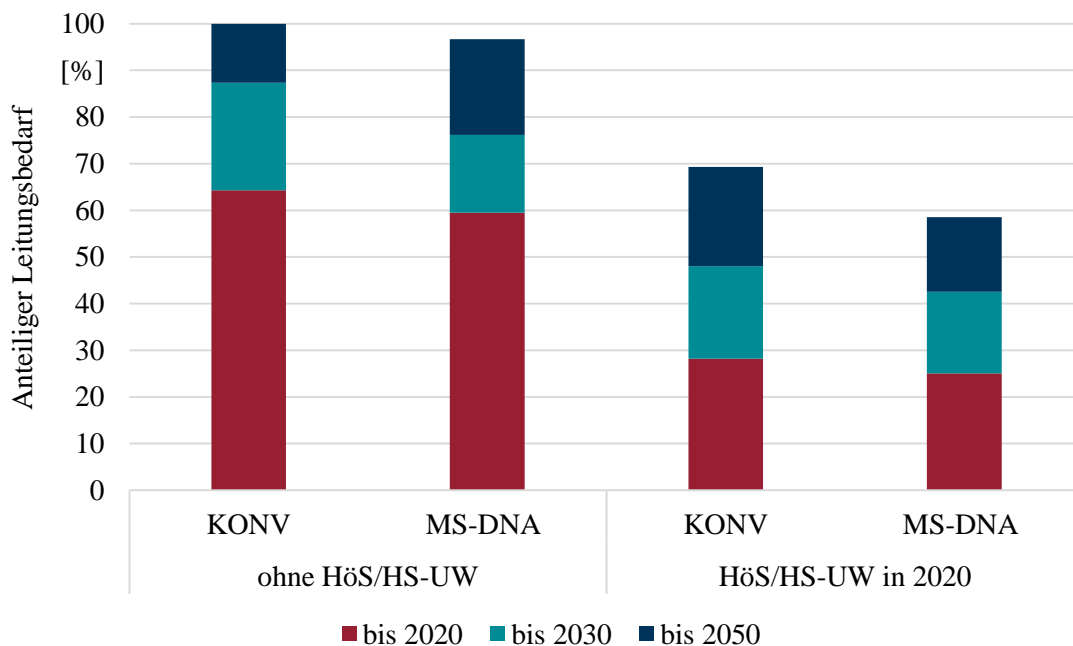


Abbildung 11-7: Relatives Reduktionspotential der erforderlichen Leitungskilometer bei Einsatz des DEM in allen unterlagerten MS-Netzen

Dabei ist die Realisierung eines DEM auf MS-Ebene allein aufgrund notwendiger Ausbaumaßnahmen auf Hochspannungsseite nicht kosteneffizient. Bei einer reinen Kostenzuordnung der MS-DNA zu der HS-Ebene sind dann sogar Kostensteigerungen möglich (Abbildung 11-8). Jedoch können die Effekte durch den Einsatz des DEM bei Umsetzung infolge eines Bedarfs in der MS-Ebene bei einer Kostenaufteilung auch in der HS-Ebene ausgenutzt werden. Dadurch kann eine Gesamtoptimierung vorgenommen werden und die spezifischen Kosten des Netzausbaus reduzieren sich.

Auch die Auslegung von HS/MS-Transformatoren sollte im Rahmen einer spannungsebenenübergreifende Planung berücksichtigt werden. Der Ausbau der HS/MS-UW stellt häufig eine notwendige Maßnahme im Rahmen des Netzausbaus dar und ist daher bei der Gesamtplanung auf HS- und MS-Ebene zu berücksichtigen, da eine Überlastung der Transformatoren aus einer zu hohen Rückspeiseleistung aus dem MS-Netz resultieren kann. Eine Verstärkung der Transformatoren und der ober- und unterseitigen Schaltfelder ist dann notwendig. Gleichzeitig ist so eine Gesamtplanung der benötigten Umspannleistung (HS/MS) für die jeweilige HS-Netzgruppe möglich. Durch die Anwendung des DEM auf MS-Ebene lassen sich mögliche Überlastungen der HS/MS-Transformatoren vermeiden und der Ausbaubedarf dadurch reduzieren.

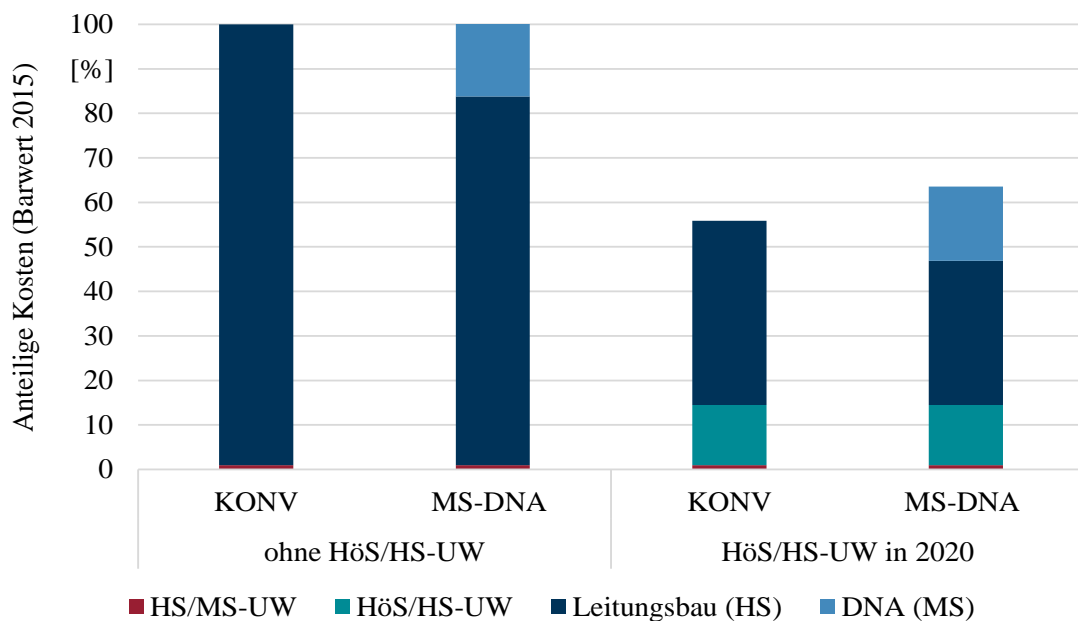


Abbildung 11-8: Relatives Reduktionspotential der Ausbaukosten bei Einsatz des DEM in allen unterlagerten MS-Netzen, falls die Kosten für der MS-DNA-Systeme vollständig auf die HS-Ebene angerechnet würden (ohne die empfohlene Kostenaufteilung bei einer Gesamtoptimierung)

Zwischenfazit zu den Planungsgrundsätzen

Es wird empfohlen, zu Beginn der HS-Planung zu prüfen, welche Maßnahmen auf unterlagerten Spannungsebenen im Rahmen einer übergreifenden Planung durchgeführt werden, da sich diese auf die erforderlichen Umsetzungen auswirken und unter Umständen den Bau von HS/MS-UW sowie den Leitungsbedarf reduzieren können. Anschließend gilt es in Abhängigkeit der Randparameter des HS-Netzes und des DEA-Zubaus zu prüfen, ob ein DEM einzeln oder parallel zum Bau eines HöS/HS-UW, unter Beachtung der wechselseitigen Effekte durch die HöS-Ebene, erforderlich ist. Die LiF sowie das FLM lassen sich dann im Fall weiteren Ausbaubedarfs als ergänzende Maßnahme umsetzen. Im Entscheidungsprozess gilt es regionale und netztopologische Gegebenheiten zu beachten, um die Vorteilhaftigkeit netzspezifisch zu bestimmen. Abschließender Ausbaubedarf sollte durch Maßnahmen der Leitungsverstärkung oder des Neubaus mittels HTL-Seilen erfolgen.

11.3 Entscheidungspfad für die Planung

Auf Basis der innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze für die HS-Ebene ist ein Entscheidungspfad für strategische, langfristige Planungen abgeleitet worden (Abbildung 11-9), der als Hilfsmittel bei der Auswahl der passenden Technologie verwendet werden kann. Der nachfolgende Pfad ist allerdings kein Ersatz für Kapitel 7 und Abschnitt 11.2.

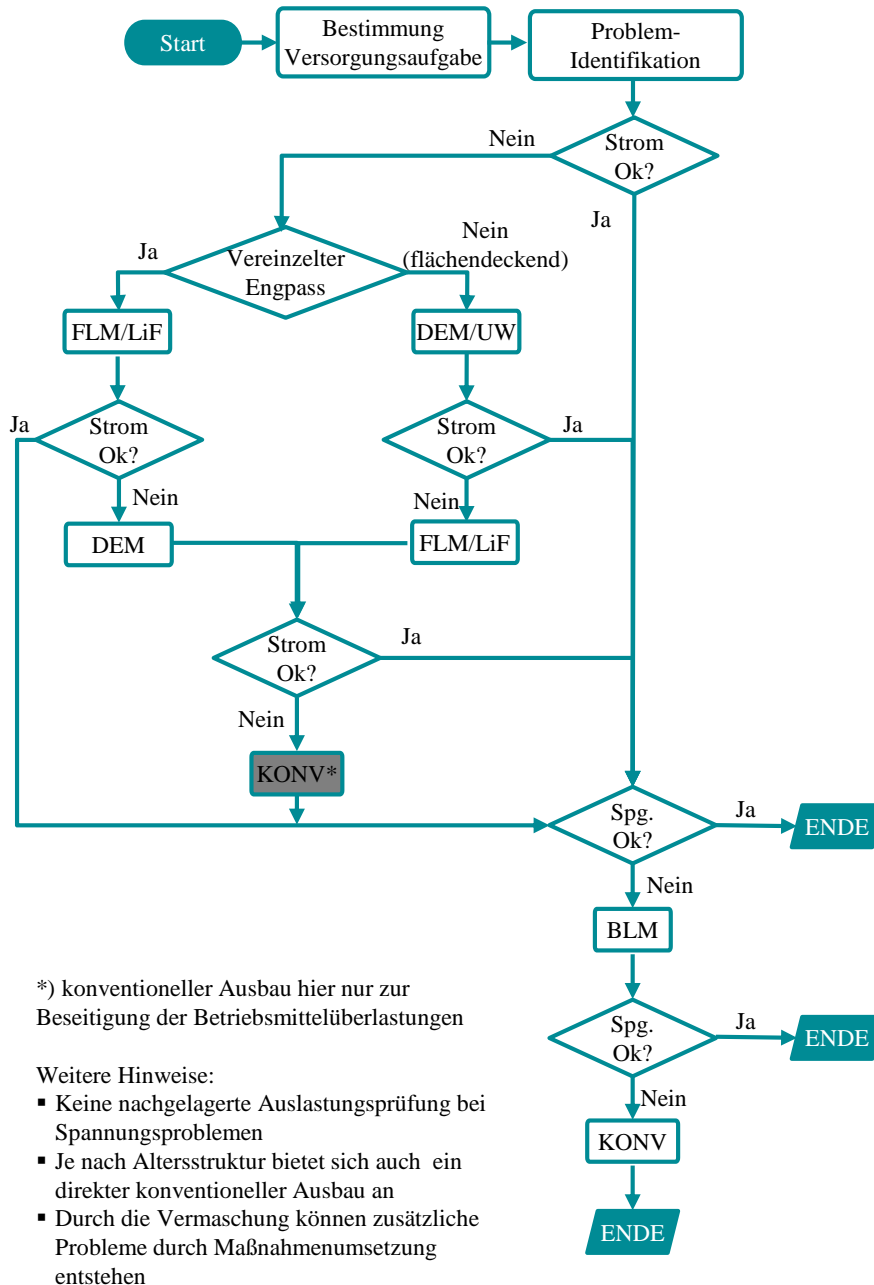


Abbildung 11-9: Entscheidungspfad für die strategische Planung ländlicher HS-Netze. Die Maßnahmen sind grundsätzlich additiv auszuführen, allerdings können größere Maßnahmen die vorherigen obsolet werden lassen.

11.4 Modifikation des Netzbetriebs durch den Einsatz innovativer Netztechnologien

Der Einsatz der innovativen Betriebsweisen in der HS-Ebene hat Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Die wesentlichen Effekte sollen im Weiteren beschrieben werden. Eine detaillierte fallspezifische Betrachtung durch VNB, gegebenenfalls zusammen mit dem Hersteller des jeweiligen innovativen Betriebsmittels, kann dieser Abschnitt aber nicht ersetzen, da insbesondere nicht auf produktspezifische Besonderheiten eingegangen werden kann.

Dynamisches Einspeisemanagement

Das DEM (vgl. 7.2.7) stellt aufgrund der im Voraus eines Engpasses umgesetzten Wirkweise weniger Anforderungen an einen modifizierten Netzbetrieb. Aufgrund der bereits weit fortgeschrittenen Automatisierung in der HS-Ebene beschränkt sich die Integration des DEM auf eine Erweiterung des Leitsystems um ein Netzsicherheitsmanagement. Der organisatorische Aufwand ist dabei jedoch nicht zu vernachlässigen und kann in Einzelfällen unter Umständen zusätzliche Maßnahmen erfordern. So muss die Netzleittechnik neben der operativen Behandlung des Netzengpasses inklusive der rechtzeitigen und hinreichend genauen Engpassprognose auch eine regulatorische Nachweisführung sowie eine kaufmännische Unterstützung ermöglichen.

Die durch das DEM abgeregelte Energie ist im Betrieb in geeigneter Weise (z. B. mittels Referenzanlagen) zu bestimmen und die individuellen Entschädigungszahlungen an die betroffenen DEA abzuleiten und abzurechnen (vgl. Abschnitt 8.3.2). Im Netzbetrieb muss zudem sichergestellt werden, dass die maximal mögliche Energie der DEA aufgenommen wird. Das gilt sowohl für den Normalbetrieb als auch den (n-1)-Fall bei der Abregelung der DEA. Auch ist in der Umsetzung mit einem zusätzlichen personellen und verwaltungstechnischen Aufwand für die Abrechnung der Entschädigungszahlungen zu rechnen.

Freileitungsmonitoring

Das FLM (vgl. Abschnitt 7.2.11) erfordert unabhängig von der Messmethode zunächst eine Integration der Messdaten in das Leitsystem, damit witterungsbedingte Kapazitäten genutzt werden können. Gegebenenfalls müssen Modelle zur Ermittlung des thermischen Grenzstroms eingebunden werden, wenn keine direkte Messung der aktuellen Belastung erfolgt (indirektes FLM). Das Leitsystem muss demnach die Strombelastbarkeit aus Wetterdaten bestimmen können. Bei der indirekten Messmethode anhand von Wetterdaten müssen geeignete Aufstellorte für die Wetterstationen ermittelt werden. Dabei muss gewährleistet werden, dass auch lokale Hotspots aufgrund geographischer oder topologischer Gegebenheiten berücksichtigt werden.

Bei der direkten Messmethode können lokale Hotspots dagegen vermieden und somit die Auslastungsreserve selektiver genutzt werden. Durch den Bedarf an weiterer Messtechnik entsteht auf der anderen Seite wiederum ein zusätzlicher Instandhaltungsaufwand.

In Folge der erhöhten Leiterseilauslastung muss der gesamte Stromkreis auf die neue Strombelastung ausgelegt werden. Erforderliche Anpassungsmaßnahmen bei den Betriebsmitteln und der Schutztechnik sind zu prüfen. Darüber hinaus sind die erhöhten Stromverluste und eine daraus möglicherweise resultierende Blindleistungsbereitstellung und eine schnellere Betriebsmittelalterung zu berücksichtigen.

Dem FLM kommt vor dem Hintergrund der erhöhten Strombelastung im Gegensatz zur LiF zu Gute, dass die Betriebsströme bei einer Netzauslegung gemäß dem (n-1)-Fall in der Regel unterhalb der thermischen Grenzströme liegen und die angesprochenen Auswirkungen damit weniger kritisch sein können.

Beim Einsatz des FLM ist unter Umständen eine Absprache mit angrenzenden Netzbetreibern erforderlich, um Überlastungen im Nachbarnetz aufgrund einer erhöhten Auslastung im eigenen Netz zu vermeiden.

Leistungsreduktion im Fehlerfall

Die LiF weist aufgrund seiner von dem konventionellen Betrieb abweichenden Funktionsweise umfassendere Auswirkungen auf den Netzbetrieb auf.

Aufgrund der Tatsache, dass bei dieser Methode die für den (n-1)-Fall vorgesehenen Kapazitätsreserven im Normalbetrieb genutzt werden, bedeutet dies eine grundlegend abweichende Betriebsweise des HS-Netzes.

Grundsätzlich ist zur Umsetzung der LiF ein DEA-Zugriff in Schnellzeit notwendig, um diese je nach Netzsituation in ausreichender Geschwindigkeit abzuschalten. Darüber hinaus muss das Netzleitsystem um ein Modul des Netzsicherheitsmanagements erweitert werden, das laufend Netzsicherheitsrechnungen in Echtzeit durchführt, um die im Fehlerfall abzuschaltenden DEA im Vorfeld zu identifizieren. Die Leistungsreduktion bzw. die Abschaltung kann über ein zusätzliches Schutzsystem erfolgen, das parallel zu dem bestehenden Leitungsschutz installiert wird und fern parametrisiert werden kann. In der Folge bedarf es einer Abstimmung der Schutzsysteme für die LiF und dem üblichen Leitungsschutz (unter Berücksichtigung der automatischen Wiedereinschaltung und der Leiterseilkonstanten). Durch die Umsetzung der Methode, also der scharfen Abregelung der DEA, kann ein erhöhter Anlagenverschleiß bisher nicht ausgeschlossen werden. Gleichzeitig gilt es, die Betriebsführung der DEA auf den Einsatz des LiF anzupassen (bspw. im Umgang mit Wartungsmaßnahmen).

Es ist zu ermitteln, welche Schutzeinrichtungen in welchen Überlastungsfällen bzw. Netzengpässen welche DEA abschalten müssen (z. B. ferngesteuerte Abregelung von DEA oder über Leistungsschalter von Transformator der HS-DEA). Für die Zuordnung ist aus technischer Sicht eine Sensitivitätsprüfung (vgl. Definition der Sensitivitätsmatrix [44]) zu empfehlen, sodass die DEA mit dem höchsten Einfluss auf den Netzengpass im Rahmen der LiF angesprochen werden.

Die Zuordnung kann durch eine automatisierte Echtzeitrechnung oder vereinfacht durch eine manuelle Zuweisung im Vorhinein geschehen. Unabhängig davon wird der Einsatz von LiF komplexer, wenn das Netz besonders groß ist, einen hohen Vermaschungsgrad aufweist und anderweitige Schaltmaßnahmen vorgenommen werden. Bei Bedarf ist zur Umsetzung der LiF demnach eine Unterteilung in mehrere unabhängige Systeme empfehlenswert oder sogar erforderlich, um die Abläufe praktikabel und übersichtlich zu halten. Zusätzlicher betrieblicher Aufwand durch Anwendung der LiF fällt auf Personalseite und durch weiteren Instandhaltungsaufwand an.

Bei der LiF sind genauso wie beim FLM die Folgen der erhöhten Auslastung mit in den Planungsprozess einzubeziehen und die Auswirkungen im Netzbetrieb zu berücksichtigen und gegebenenfalls mit den Nachbarnetzen zu kommunizieren. In der Folge ist unter Umständen eine Ertüchtigungsprüfung der restlichen stromführenden Komponenten oder sogar die Erweiterung um zusätzliche Betriebsmittel notwendig.

Innovative Kombinationen

Die Realisierung innovativer Kombinationen aus den Methoden des DEM, des FLM und der LiF erfordern im Netzbetrieb unter Umständen zusätzlichen Koordinationsaufwand. Das ist vor allem bei der Umsetzung der LiF und des DEM der Fall. Dabei gilt es die Abschaltung und die Abregelung von DEA untereinander abzustimmen, damit sichergestellt wird, dass eine Abschaltung von DEA im Rahmen der LiF nicht bei Anlagen erfolgt, die schon im DEM agieren und somit nicht die geplante Wirkung erzielt werden kann.

Bei einer kombinierten Anwendung des FLM und der LiF treten hingegen die Probleme hoher Übertragungsleistung in den Vordergrund, da sowohl witterungsbedingte Kapazitäten als auch vorgehaltene Kapazitäten für den (n-1)-Fall genutzt werden. Der Betrieb muss auf die Auslastungssteigerung ausgerichtet und ein möglicher erhöhter Kompensationsbedarf geprüft werden. Zudem ist eine Koordination der Maßnahmen notwendig, sodass eine abgestimmte Umsetzung beider Methoden ermöglicht wird und keine unnötige Abschaltung von DEA vorgenommen wird.

11.5 Kostenbewertung

Die ökonomische Auswertung der betrachteten Ausbauvarianten zeigt eine deutliche Tendenz dahin, dass einer Ausbauplanung, die auf einer Kombination aus innovativen Betriebsweisen und der Beseitigung der darüber hinaus bestehenden Engpässe durch konventionelle Verstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen basiert, in jedem Fall Vorzug zu geben ist.

Ein Grund für die gute wirtschaftliche Einordnung innovativer Methoden liegt daran, dass diese Flexibilitätsoptionen für den Netzbetrieb darstellen und im Vergleich zu einem rein konventionellen Ausbau geringe Investitionskosten aufweisen und gleichzeitig die Auslastungsreserven konsequent ausnutzen. Die bei der Spitzenkappung anfallenden Entschädigungszahlungen können durch eine selektive Wirkungsweise in der HS-Ebene im Vergleich zu einer pauschalen Kappung gering gehalten und gleichzeitig ein deutlicher Anteil des Leitungsbedarfs reduziert werden.

In Abbildung 11-10 werden die Kosten der jeweiligen Ausbauvariante in das Verhältnis mit der jeweils gleichen HöS/HS-UW-Variante für große Netzstrukturen gesetzt. Dadurch lassen sich die Kosten der einzelnen innovativen Maßnahmen unter Berücksichtigung des UW-Baus vergleichen. Abweichend davon zeigt Abbildung 11-11 die Kosteneinsparungen der jeweiligen Variante in Bezug zu dem konventionellen Ausbau ausschließlich durch Leitungsverstärkung und -neubau (also im Verhältnis zu der Variante ohne HöS/HS-UW), wiederum für große Netzstrukturen.

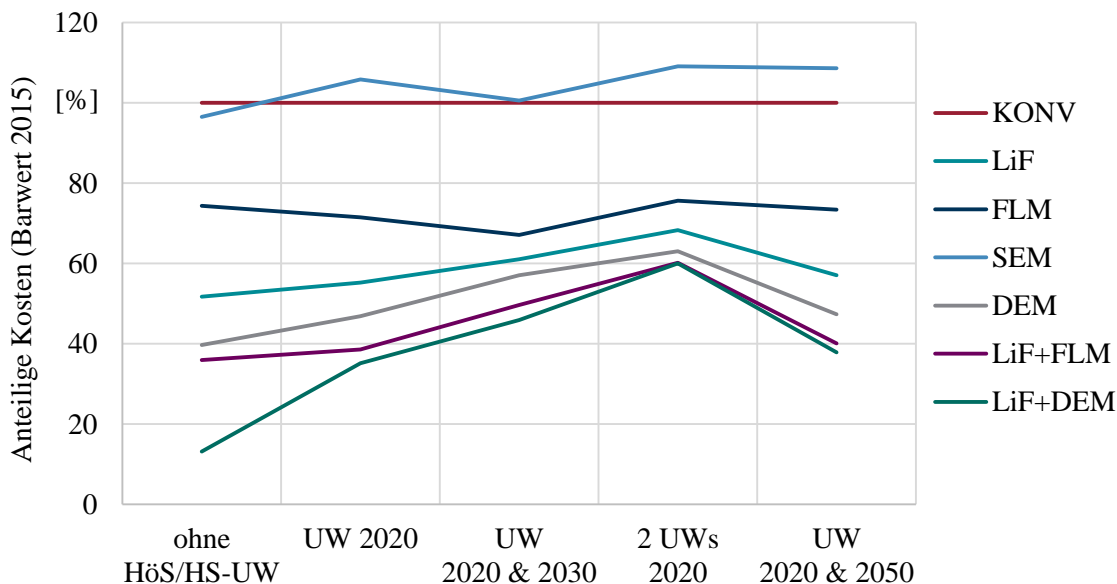


Abbildung 11-10: Relative Kostenreduktion bezogen auf den konventionellen Ausbau mit jeweils gleicher HöS/HS-UW-Variante für eine große Netzstruktur

Das SEM zeigt dabei eine vernachlässigbare Kostenreduktion in der Ausgangsvariante ohne UW und weist bei den darüber hinaus durchgeführten Untervarianten sogar ein höheres Kostenniveau im Vergleich zum konventionellen Ausbau auf.

Bei hohem DEA-Zubau ist der Einsatz des DEM als Einzelmaßnahme die Variante mit den geringsten Gesamtkosten und kann die Ausbaukosten um bis zu 60 % reduzieren. Bei weiterem Bedarf können die Kosten durch die Kombination mit dem Bau eines HöS/HS-UW weiter reduziert werden.

Die Methode der LiF zeigt die gleiche Kostenstruktur wie das DEM, weist dabei jedoch in der Ausgangsvariante (ohne HöS/HS-UW) geringe Kostensenkungspotentiale auf. In der Folge können größere positivere Effekte durch den UW-Bau realisiert werden.

Im Vergleich zum DEM lassen sich durch die alleinige Steigerung der Übertragungskapazität (LiF + FLM) nur geringere Kosten einsparen, wohingegen durch die Kombination unterschiedlicher Wirkungsmechanismen (LiF + DEM) die Kosten maximal reduziert werden können. Die Kombination bietet sich zum Beispiel an, wenn die Potentiale des DEM hinsichtlich der abgeregelten Energie ausgeschöpft sind. Die Ersparnisse bei Umsetzung dieser kosteneffizientesten Kombination sind dann so groß, dass der zusätzliche Bau eines UW sogar einen kostensteigernden Effekt in den betrachteten Netzen zeigte.

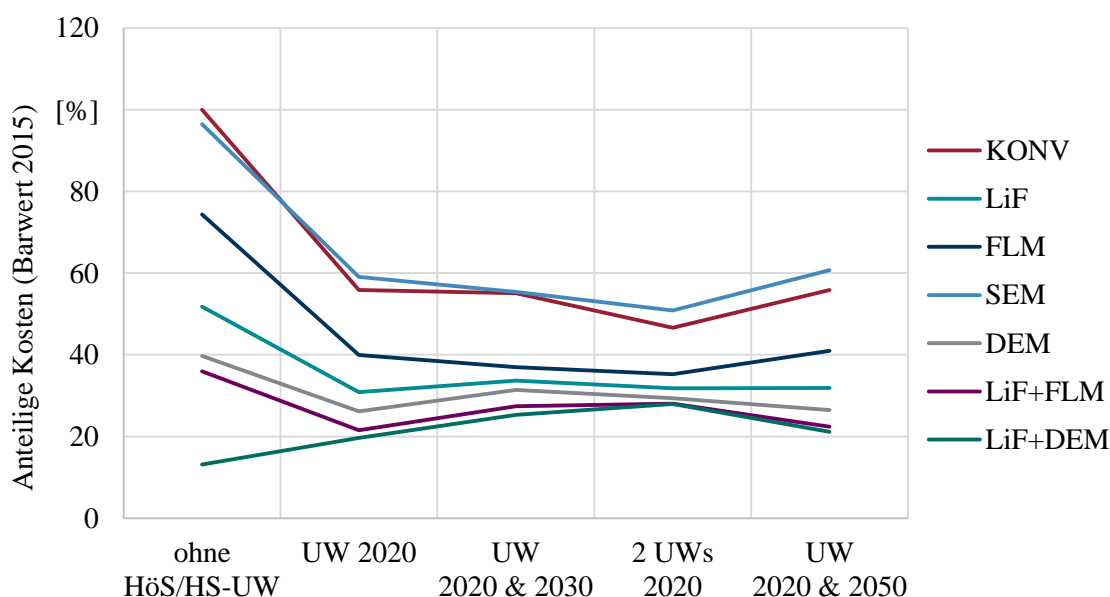


Abbildung 11-11: Relative Kostenreduktion bezogen auf den konventionellen Ausbau mit reinem Leitungseinsatz (bezogen auf die Variante „ohne HöS/HS-UW“) für eine große Netzstruktur

Analog zu den genannten Darstellungen wird in Abbildung 11-12 der Zusammenhang für kleine Netzstrukturen dargestellt und die Kosteneinsparungen der Ausbauvarianten auf die entsprechende UW-Variante bezogen. Abbildung 11-13 bezieht die Kosten wiederum auf den reinen Leitungsausbau.

Dabei kann das SEM auf der einen Seite in keinem Fall die Kosten reduzieren, andererseits können die Ausbaukosten mittels DEM in diesem Fall vollständig vermieden werden. Die Methoden der LiF und des FLM pendeln sich aus Sicht des Potentials zur Kostenreduktion zwischen diesen beiden Varianten ein.

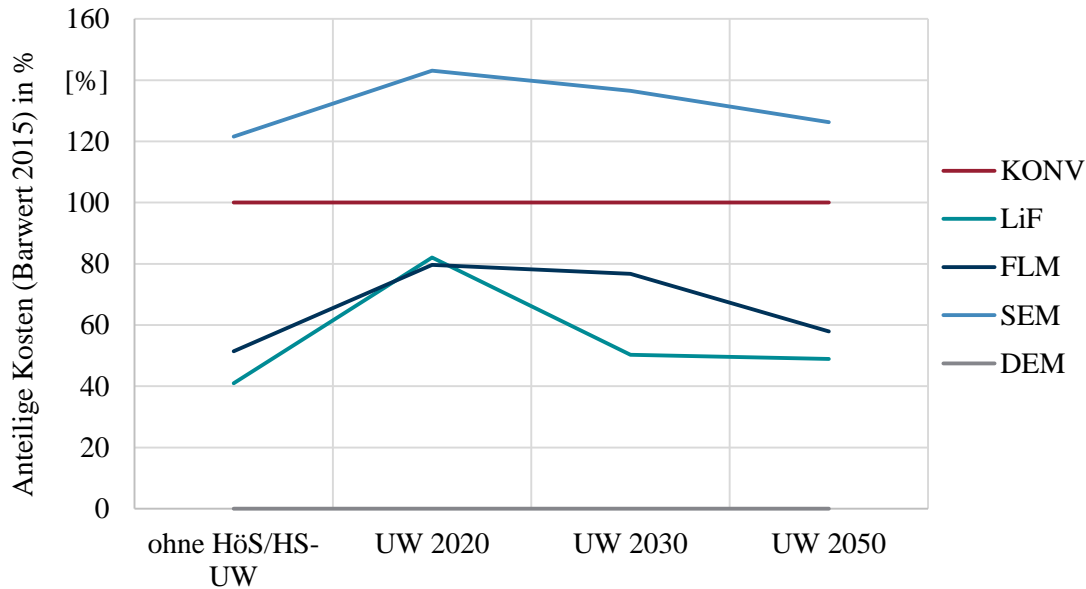


Abbildung 11-12: Relative Kostenreduktion bezogen auf den konventionellen Ausbau mit jeweils gleicher HöS/HS-UW-Variante für eine kleine Netzstruktur

Weder eine Kombination innovativer Methoden noch der Bau eines UW stellt bei diesem Ausbaubedarf die kosteneffizienteste Variante dar und würde vor dem Hintergrund des geringen DEA-Zubaus eine Überdimensionierung bedeuten.

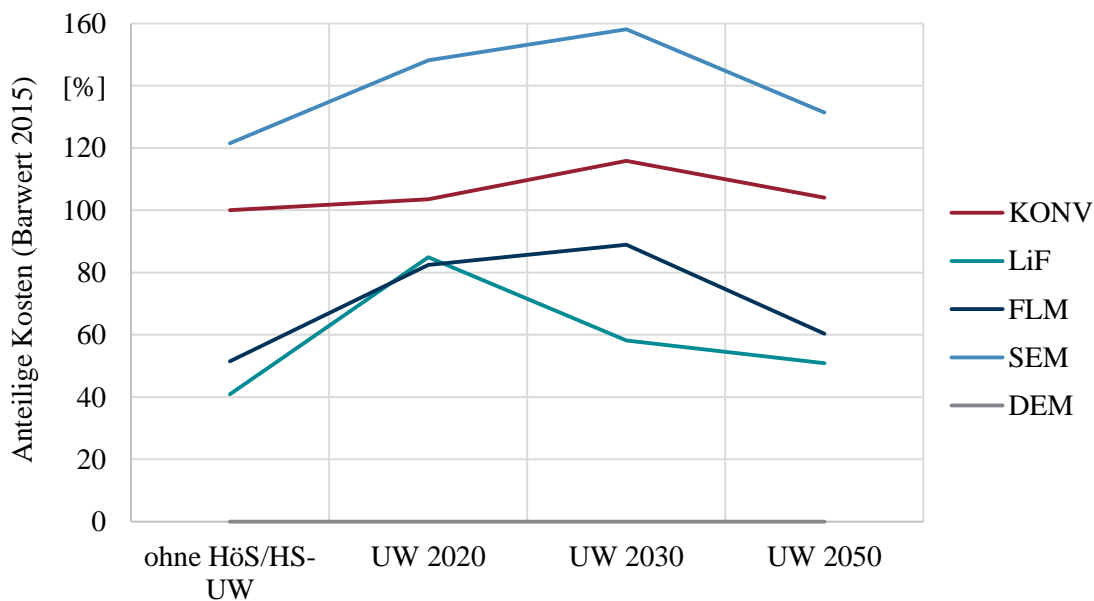


Abbildung 11-13: Relative Kostenreduktion bezogen auf den konventionellen Ausbau mit reinem Leitungseinsatz (bezogen auf die Variante „ohne UW“) für eine kleine Netzstruktur

12 Zusammenfassung und Ausblick

Ländliche Verteilungsnetze geraten schon mit der heutigen Durchdringung von DEA insbesondere in ländlichen Regionen an ihre technischen Grenzen. Überlastungen bestehender Betriebsmittel und die Überschreitung zulässiger Spannungsgrenzwerte können die Folge sein. In dem vorliegenden Leitfaden wurden Grundsätze abgeleitet, die unter Berücksichtigung innovativer Ausbaukonzepte, den fristgerechten und kostenoptimalen Ausbau der ländlichen Verteilungsnetze entlang der durch die Integration von DEA hervorgerufenen neuen Anforderungen ermöglichen.

Die innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze dieses Leitfadens berücksichtigen folglich nicht nur konventionelle Planungsmethoden, sondern stellen auch innovative Konzepte, wie beispielsweise den rONT oder Automatisierungstechnik, in den Fokus der Betrachtungen. Ziel ist es, heute am Markt befindliche oder in absehbarer Zeit marktreife Technologien in den Verteilungsnetzen der Zukunft gezielt nutzen zu können.

Es hat sich gezeigt, dass in den meisten Fällen der alleinige konventionelle Netzausbau unter Berücksichtigung der historisch im Netz genutzten Betriebsmittel aus Kostensicht nicht optimal ist. Durch den ergänzenden (und zum Teil sogar ausschließlichen) Einsatz innovativer Netztechnologien und Konzepte kann die Übertragungskapazität bestehender Netze besser ausgenutzt werden, sodass weitere DEA angeschlossen werden können. Dadurch kann die Anzahl und der Umfang notwendiger konventioneller Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen deutlich reduziert werden. Hieraus ergeben sich die folgenden wesentlichen Vorteile:

- Die Kosten für Investitionen und Betrieb der Verteilungsnetze können verringert werden.
- Mögliche Fehlinvestitionen in singuläre Betriebsmittel können durch einen sukzessiven, innovativen Ausbau zum Teil vermieden werden.

Der Leitfaden richtet sich an alle mit der Planung und dem Betrieb ländlicher Verteilungsnetze beschäftigten Unternehmen und Institutionen. Auf dessen Basis können unternehmensindividuellen Planungs- und Betriebsgrundsätze, die teilweise noch ausschließlich auf konventionellen Ansätzen beruhen, weiterentwickelt bzw. erweitert werden. Hierbei ist die individuelle Unternehmensstrategie zu berücksichtigen: So kann der Einsatz einer bestimmten innovativen Technologie in gewissen Lösungsklustern zwar prinzipiell sinnvoll sein, durch strategische Überlegungen des Unternehmens jedoch relativiert werden. Denkbar wäre beispielsweise, dass die Erzielung von Einkaufsvergünstigung durch Vereinheitlichung von Betriebsmitteln den parallelen Einsatz unterschiedlicher spannungsregelnder Technologien verhindert. Außerdem ist die Investitionsstrategie mit der Erneuerungsstrategie in Einklang zu bringen.

Darüber hinausgehend müssen in unternehmensindividuellen Planungs- und Betriebsgrundsätzen auch die spezifischen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie sie beispielsweise der gesetzliche Rahmen der Anreizregulierung vorgibt, berücksichtigt werden. Im Rahmen des diesem Leitfadens zugrundeliegenden Projekts konnten und sollten diese spezifischen Rahmenbedingungen, aufgrund ihrer unternehmensindividuellen Anwendbarkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten, nicht behandelt werden.

Die vorliegenden Planungs- und Betriebsgrundsätze wurden für bestehende, ländliche Verteilungsnetze entwickelt, da der Großteil der neuen DEA an diese Netze angeschlossen wird. Es ist zu erwarten, dass es insbesondere in den Sektoren Wärme und Mobilität zu einer Verschiebung weg von Gas und Öl hin zu einer vermehrten Nutzung elektrischer Energie kommt. Daher müssen mittel- und langfristige auch lastgeprägte städtische Netze in Hinblick auf die neuen Anforderungen untersucht werden, um den Anpassungsbedarf zu bestimmen.

13 Literaturverzeichnis

- [1] W. Gallas, D. Hollmach, H. Roman und A. Schweer, „Grid security management – Basis of secure operation of the distribution grid of ENVIAM“ in *Proceedings CIRED Conference*, Frankfurt/Main, 2011.
- [2] H. Doring, „The change happens today“ in *Proceedings CIRED Workshop*, Lissabon, 2012.
- [3] M. Metzger, J. Bamberger, R. Köberle und E.-P. Meyer, „Herausforderungen und Lösungskonzepte für Verteilnetze im ländlichen Raum“, *ETG-Fachbericht*, Bd. 130, 2011.
- [4] H. Thies, M. Zdrallek, J. Schmiesing und M. Schneider, „Future Structure of Rural Medium Voltage Grids for Sustainable Energy Supply“ in *Proceedings CIRED Workshop*, Lissabon, 2012.
- [5] E-Bridge; IAEW; OFFIS, „Moderne Verteilernetze für Deutschland" (Verteilernetzstudie), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“ 2014.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), „Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011“, Berlin, 2011.
- [7] Bibliographisches Institut GmbH, Deutsches Universalwörterbuch, Mannheim, 2011.
- [8] J. Meese, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, J. Winkler, J. Antoni, M. Stiegler und W. Friedrich, „Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz“ in *Tagungsband zur ETG-Fachtagung 145 „Von Smart Grids zu Smart Markets“*, Kassel, 2015.
- [9] H. Thies, Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb, Wuppertal, 2015.
- [10] M. Vollmer, Einsatz der Szenario-Technik zur Planung unternehmerischer Entscheidungen, Grin Verlag, 2008.

- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.“, 2012.
- [12] M. Zdrallek, „Kapitel 4 - Netzplanung“ in *Skript zur Vorlesung Planung und Betrieb elektrischer Netze*, Wuppertal, 2016.
- [13] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, 2016.
- [14] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 31 Dezember 2012. <http://www.eeg-kwk.net>. [Zugriff am 7 Mai 2013].
- [15] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN EN 50160:2011-02 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Berlin: Beuth-Verlag, 2011.
- [16] Verband der Netzbetreiber (VDN), EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz: Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCode, 2004.
- [17] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), 2008.
- [18] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., VDE-AR-N 4110; Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung (Entwurf).
- [19] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011.

- [20] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN VDE 0276-1000, Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren, 2006.
- [21] S. Kämpfer und G. Kopatsch, „Strombelastbarkeit“ in *ABB Schaltanlagen Handbuch*, Mannheim, 2011, p. 665 ff.
- [22] H. Brakelmann, M. Hochbein, D. Schneider und J. Stammen, „Optimierte Kabelbemessung für Windparks“, *EW Magazin für die Energiewirtschaft*, pp. 46-51, 01 2016.
- [23] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert wurde, 2015.
- [24] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, „TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Verband der Netzbetreiber - VDN, Berlin, 2007.
- [25] V. Berkhout, S. Faulstich und P. Görg, „Windenergie Report Deutschland 2012“, Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2013.
- [26] A. Spring, G. Wirth, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, J. Brantl und S. Schmidt, „Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung“, München.
- [27] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz - TAB 2007“, Berlin, 2011.
- [28] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz - TAB Mittelspannung 2008“, Berlin, 2008.
- [29] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, „VDE-AR-N 4120:2015-01 Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)“, VDE Verlag, Frankfurt, 2015.

- [30] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, „Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung“, Berlin, 2014.
- [31] K. Heuck, K. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Hamburg: Vieweg+Teubner, 2010.
- [32] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, „FNN-Hinweis: rONT – Einsatzmöglichkeiten in Netzplanung und-betrieb (Entwurf)“, Berlin, 2015.
- [33] H. Czichos, Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften, Berlin: Springer, 2000.
- [34] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“, Berlin, 2015.
- [35] KfW, „Merkblatt: KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" „, Frankfurt, 2016.
- [36] ETG Task Force RegioFlex, Regionale Flexibilitätsmärkte - Marktbasierter Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, 2014.
- [37] T. Kornrumpf, J. Meese, M. Zdrallek, N. Neusel-Lange und M. Roch, „Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene“, in *Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien"*, Berlin, 2016.
- [38] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN EN 50182, Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten; Deutsche Fassung EN 50182:2001, 2001.
- [39] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN EN 50341-1, Freileitungen mit Nennspannungen über AC 1 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen – Gemeinsame Festlegungen; Deutsche Fassung EN 50341-1:2012, 2012.
- [40] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN EN 50341-3-4, Freileitungen mit Nennspannungen über AC 45 kV – Teil 3: Nationale

- Normative Festlegungen; Deutsche Fassung EN 50341-3-4:2001 + Cor. 1:2006 + Cor. 2:2010.
- [41] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025“, Berlin, 2010.
- [42] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, VDE-AR-N 4210-5, Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb; VDE-AR-N 4210-5:2011-04, 2011.
- [43] M. Zdrallek (Hrsg.), 3. Wuppertaler Energie-Forum, Wuppertal, 2016.
- [44] C. Oerter, Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen, Wuppertal, 2014.
- [45] „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) zuletzt geändert durch Art. 312 VO vom 31.08.2015 BGBl. I S. 1474, 1519“, 2005.
- [46] A. Schwab, Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Heidelberg: Springer, 2011.
- [47] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“, Berlin, 2014.
- [48] P. Steffens, S. Harnisch, H. Thies, M. Zdrallek, L. Martin, B. Gemsjäger, C. Böse, T. Noske, J. Hache und B. Lehde, „Planungsgrundsätze für den Einsatz innovativer Technologien auf Verteilnetzebene“, *Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, 2016.
- [49] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, „VDE-AR-N 4202 VDE-Anwendungsregel "Integration von Kabeln in 110-kV Hochspannungsfreileitungsnetz“, VDE-Verlag, Berlin, 2015.
- [50] „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) zuletzt geändert durch Artikel 9 G. v. 19.02.2016 BGBl. I S. 254“, 2005.

- [51] Tennet TSO GmbH, „Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung“, 2015.
- [52] L. Martin, C. Böse, S. Harnisch, P. Steffens, H. Thies und M. Zdrallek, „Szenarien für neue Planungsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze“, *Tagungsband zur 1. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, 2014.
- [53] Statista, „Inflationsrate in Deutschland von 1992 bis 2015 (Veränderung des Verbraucherpreisindex gegenüber Vorjahr)“, 2014.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1046/umfrage/inflationsrate-veraenderung-des-verbraucherpreisindexes-zum-vorjahr/>. [Zugriff am 08 05 2014].
- [54] ENERCON GmbH, „E-101“, <http://www.enercon.de/produkte/ep-3/e-101/>. [Zugriff am 28 01 2016].
- [55] P. Steffens, S. Harnisch, H. Thies, M. Zdrallek, L. Martin, C. Böse, T. Noske und J. Hache, „Kostenoptimierte Planung und Betrieb ländlicher Verteilungsnetze“, *Fachbericht zum Internationalen ETG-Kongress 2015 „Die Energiewende“*, 2015.

14 Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

14.1 Abkürzungsverzeichnis

BLM	Blindleistungsmanagement
BMA	Biomasseanlage
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DEM	Dynamisches Einspeisemanagement
DNA	Dezentrale Netzautomatisierung
ESp	Netzdienlicher Energiespeicher
ESR	Einzelstrangregler
HTL	Hochtemperaturleiterseil
HS	Hochspannung (110 kV)
HöS	Höchstspannungsnetz (220 kV oder 380 kV)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
FLM	Indirektes Freileitungsmonitoring
KONV	konventioneller Netzausbau
LiF	Leistungsreduktion im Fehlerfall
MS	Mittelspannung (10 kV, 20 kV, seltener 15 kV oder 30 kV)
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NVP	Netzverknüpfungspunkt (zur vorgelagerten Netzebene)

NS	Niederspannung (0,4 kV)
ONS	Ortsnetzstation (MS/NS)
ONT	Ortsnetztransformator (MS/NS)
PVA	Photovoltaikanlage
regioFlex	regionaler Flexibilitätsmarkt
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SEM	Statisches Einspeisemanagement
SUW	Spannungsregelung am Umspannwerk
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

14.2 Symbolverzeichnis

A	Fläche
A^{Gesamt}	Gesamtfläche
A^{FW}	Forstwirtschaftlich nutzbare Flächen
$A^{\text{G\&F}}$	Gebäude- und Freiflächen
A^{LW}	Landwirtschaftsflächen
$A^{\text{Potential}}$	Potentialfläche für die Errichtung einer DEA bzw. Potentialfläche für Entstehung von Brennstoffdargebot

E	Energie
e	Höhe der abgeregelten Jahresenergie einer DEA, bezogen auf die ohne Abregelung mögliche Jahresenergie
e_{\max}	Maximale (zulässige) relative abgeregelte Energie e
E_{ab}	Abgeregelte Jahresenergie einer DEA
$E_{\text{ab,max}}$	Maximale (zulässige) abgeregelte Jahresenergie einer DEA
E_{ges}	Jahresenergie einer DEA ohne Abregelung
EWD	Einwohnerdichte einer Gemeinde
f_1	Vorfaktor zur Bestimmung des individuell bestimmten thermischen Grenzstroms, der den Einfluss thermischer Umgebungs- und Betriebsparameter beschreibt
f_2	Vorfaktor zur Bestimmung des individuell bestimmten thermischen Grenzstroms, der den Einfluss einer Parallelverlegung mehrerer Leitungen beschreibt
f_{WEA}	Skalierungsfaktor für die Leistung von WEA in der Netzplanung
f_{PVA}	Skalierungsfaktor für die Leistung von PVA in der Netzplanung
f_{BMA}	Skalierungsfaktor für die Leistung von BMA in der Netzplanung
I	Stromstärke
I_{b}	Stromstärke im Normalbetrieb
$I_{\text{b,(n-1)}}$	Stromstärke im Fehler- bzw. (n-1)-Fall
I_{th}	Thermischer Grenzstrom einer Leitung unter Normbedingungen
I_z	Individuell bestimmter thermischer Grenzstrom einer Leitung

l	Leitungslänge
l_{ges}	Gesamtleitungslänge des betrachteten Netzes
m	Belastungsgrad einer Leitung
n	Anzahl
$n_{\text{Einheiten, Deutschland}}$	Anzahl der gewählten Regionalisierungseinheiten in Deutschland
$n^{\text{Gebäude}}$	Anzahl der Gebäude in einer Regionalisierungseinheit
\tilde{p}	Relative maximale Einspeiseleistung bezogen auf alle DEA in einem Netzabschnitt
$p(t)$	Wirkleistung als Funktion der Zeit
P	Wirkleistung
P_{inst}	Installierte Leistung von DEA
P_{lim}	Maximale Einspeiseleistung bei Abregelung
P_{max}	Unter realen Umgebungsbedingungen maximal mögliche Leistung
$p^{\text{Potential}}$	Potential für die installierte Leistung von DEA
$P_{\text{rück}}$	Rückspeiseleistung
$P_{\text{ü}}$	Von dem Netz(-abschnitt) zu übertragende Leistung
$P_{\text{ü,max}}$	Von dem Netz maximal übertragbare Leistung ohne Grenzwertverletzungen
Q	Blindleistung
$R_{\text{th, Erdboden}}$	Thermischer Widerstand des Erdbodens
s	Entfernung zwischen zwei Punkten

S	Scheinleistung
S_b	Scheinleistung im Normalbetrieb
S_r	Bemessungsscheinleistung
t	Zeit
Δt	Zeitspanne bzw. Zeitdauer
t_V	Volllaststunden
T_{Erdboden}	Erdbodentemperatur
U	Elektrische Spannung
ΔU	Spannungsanstieg
ΔU_{max}	Maximale (zulässige) Spannungsanhebung
U_C	Vereinbarten Versorgungsspannung
U_n	Nennspannung
U_r	Bemessungsspannung
U_{soll}	Spannungssollwert
v	Verteilungsschlüssel
φ	Phasenwinkel zwischen Spannung und Stromstärke
$\Phi_{\text{Deutschland}}$	Strahlungsleistung

15 Anhang

15.1 Modellgrenzen der Untersuchung

Dieser Leitfaden basiert auf netzplanerischen Untersuchungen, die für ausgewählte reale Verteilungsnetze der VNB Avacon AG und Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH durchgeführt worden sind. Da die technischen und ökonomischen Eingangsdaten, die Netzstrukturdaten sowie die gewählten Prämissen entscheidenden Einfluss auf die Aussagen und Ergebnisse haben, sind diese im Weiteren in kompakter Form dargestellt. Die Aussagen basieren auf vergleichenden Zielnetzplanungen für die in Abschnitt 15.2.1 aufgelisteten Netze. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse wurden verallgemeinert und daraus die innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätze der Kapitel 9 bis 11 abgeleitet. Folgende Vereinfachungen wurden getroffen:

Diskretisierung der Zeitschritte:

- Untersuchung von drei Stützjahren (2020, 2030, 2050) und dem Ausgangsjahr 2013
- Als Investitionszeitpunkt wurde stets die Mitte des Intervalls zwischen zwei Stützjahren gewählt (vgl. Abschnitt 8.1)

Modellierung der Versorgungsaufgabe:

- Methode für die Szenariendefinition des DEA-Zubaus: siehe Abschnitt 3.2
 - Basis: Entwicklung für das Bundesgebiet bzw. das jeweilige Land gemäß verfügbarer Studien (siehe Abbildung 15-1)

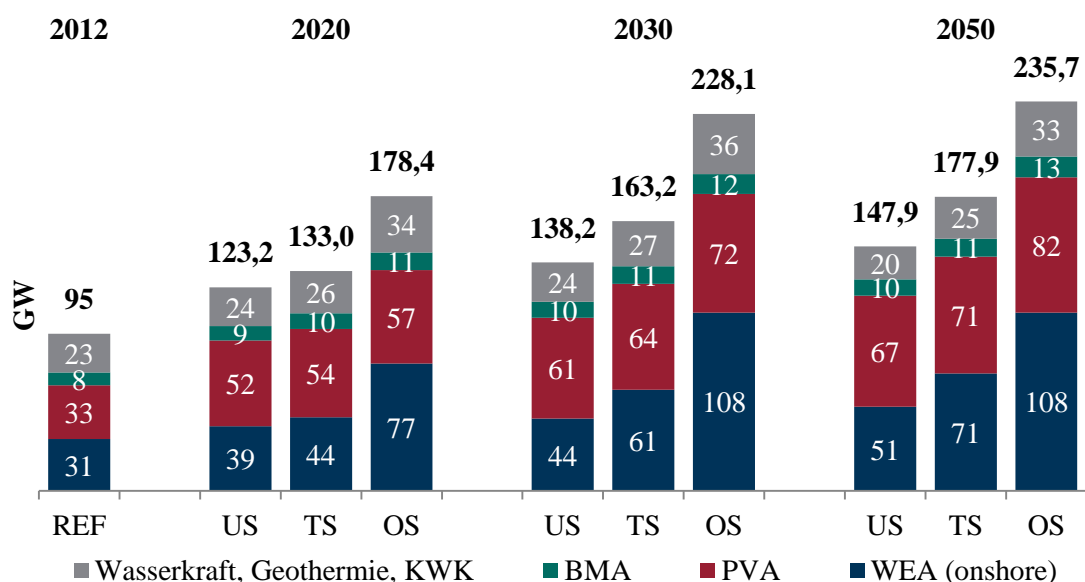


Abbildung 15-1: Darstellung eines beispielhaften Szenariorahmens für DEA in ländlichen Verteilungsnetzen (in Anlehnung an [52])

- Variation der Höhe des Zubaus durch drei Szenarien
- Zubau gemäß der Differenz aus Szenario-Wert und dem Anlagenbestand von 2013
- Regionalisierung (Skalierung) mithilfe von Verteilungsschlüsseln gemäß dena-Verteilnetzstudie (vgl. Abschnitt 3.2)
- Feine Regionalisierung in NS-Netzen mithilfe eines Wohngebäude-Quotienten
- Keine Betrachtung örtlicher Spezifika wie Windpotentialflächen in HS- und MS-Netzen
- Bei NS-Netzen Berücksichtigung der Dachflächenpotentiale für die Zuordnung der PVA-Leistung
- Annahme einer geografischen Verteilung der DEA je Szenario
- Die Höhe der Last spielt im ländlichen Raum nur eine untergeordnete Rolle. Daher wurden die heutigen Lastannahmen für alle Stützjahre angenommen

Modellierung des Netzzustandes

- Lastflussrechnung im Netzberechnungsprogramm PSS@Sincal, keine Betrachtung der Unsymmetrie der Phasen und des Oberschwingungsverhaltens
 - Betrachtung fester Betriebspunkte (vgl. Abschnitt 4)
 - Skalierungsfaktoren der DEA: siehe Abschnitt 15.2.3
 - Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten in der NS-Ebene: siehe Abschnitt 15.2.2
 - Betrachtung überlagerter Zeitreihen bei der Bestimmung der abgeregelten oder gespeicherten Energie (für die Technologievarianten DEM, SEM und ESp)

Bestimmung des Ausbaubedarfs:

- Bestimmung eines Mengengerüsts auf Basis der Problemidentifikation und einer händischen Netzplanung:
 - Konventionelle Maßnahmen: siehe Abschnitt 6.1
 - Innovative Maßnahmen: siehe Abschnitt 7.2
- Berücksichtigung von Standardquerschnitten (Tabelle 15-1)

Tabelle 15-1: In der Planung verwendete Kabeltypen

Spannungsebene	Querschnitt
NS-Ebene	NAYY 4x1x240 NAYY 4x35 (Hausanschlüsse)
MS-Ebene	NA2XS2Y 3x1x300
HS-Ebene	Vorhandene Freileitungssysteme werden durch äquivalente HTL-Seile ersetzt

- Keine Berücksichtigung der Altersstruktur der Betriebsmittel
 - Differenzbetrachtung: Ausschließliche Berücksichtigung zusätzlicher/entfallender Betriebsmittel gegenüber dem Ist-Zustand
 - Für neue hinzugebaute Betriebsmittel wurde eine 1:1-Erneuerung am Ende der jeweiligen technischen Lebensdauer (vgl. Abschnitt 15.2.4) durchgeführt

Ökonomische Bewertung:

- Methodik: siehe Kapitel 8
 - Keine Kosten für Instandhaltung der heute vorhandenen Betriebsmittel; Ausschließliche Berücksichtigung zusätzlicher/entfallender Betriebsmittel gegenüber dem Ist-Zustand
 - Für neue hinzugebaute Betriebsmittel wurde eine 1:1-Erneuerung am Ende der jeweiligen technischen Lebensdauer durchgeführt (vgl. Angaben in Abschnitt 15.2.4)
- Preise und ökonomische Eingangsdaten: siehe Tabellen in Abschnitt 15.2.4

15.2 Eingangsdaten und Prämissen

15.2.1 Netzstrukturdaten

Betrachtet wurden reale ländliche Netze der NS-, MS- und HS-Ebene der beiden assoziierten Netzbetreiber Avacon AG und Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH:

Tabelle 15-2: Strukturdaten der betrachteten NS-Netze. Die Netze 11 bis 14 weisen in den ermittelten Szenarien keinen Ausbaubedarf auf, während in Netz 15 die Starklastsituation den Ausbaubedarf dominiert

Netz Nr.	Leitungslänge (2015, ohne Hausanschlüsse, ca.) [km]	Anzahl Abgänge	Anzahl versorgter Hausanschlüsse	Installierte DEA-Leistung $P_{\text{inst,NS}}$ im Jahr 2050 [kW]		
				Szenario A: moderater DEA-Zubau	Szenario B: mittlerer DEA-Zubau	Szenario C: hoher DEA-Zubau
1	2,8	4	71	380	464	565
2	1,9	4	53	283	346	424
3	0,8	2	12	78	94	118
4	3,0	6	177	228	277	368
5	1,5	4	45	394	481	587
6	1,9	3	36	277	336	410
7	1,7	5	15	100	119	147
8	4,1	4	79	749	909	1111
9	2,6	5	26	180	216	264
10	2,6	14	103	291	305	757
11	0,6	2	8	14	14	32
12	3,7	5	29	50	62	76
13	1,7	4	11	236	251	271
14	3,0	3	54	157	171	195
15	5,6	9	121	293	365	471

Tabelle 15-3: Strukturdaten der betrachteten MS-Netze

Netz Nr.	Leitungslänge (2015) [km]	Anzahl Abgänge	Anzahl versorgter Stationen	Installierte DEA-Leistung $P_{\text{inst,MS+NS}}$ im Jahr 2050 [MW]		
				Szenario A: moderater DEA-Zubau	Szenario B: mittlerer DEA-Zubau	Szenario C: hoher DEA- Zubau
1	240	8	166	49	67	98
2	262	7	187	72	76	92
3	175	8	152	50	53	80
4	138	8	117	34	44	62
5	377	15	109	82	116	131
6	319	15	224	115	145	167
7	387	15	347	120	149	172
8	243	9	268	55	74	88

Tabelle 15-4: Strukturdaten der betrachteten HS-Netze

Netzparameter	Einheit	Netz 1	Netz 2
Leitungslänge (ca.)	[km]	1.400	280
Anzahl Einspeisungen 380 kV / 220 kV		2 / 2	2 / 0
Anzahl 110 kV-UW		38	8
Last	[MW]	350	230
Installierte DEA-Leistung (inkl. MS, NS)			
Heute	[GW]	1,30	0,65
2020	[GW]	1,97	0,86
2030	[GW]	2,30	1,00
2050	[GW]	2,50	1,11

15.2.2 Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten

Für die Planung von NS- und indirekt auch MS-Netzen können die nachfolgend beschriebenen Annahmen für Privathaushalte verwendet werden:

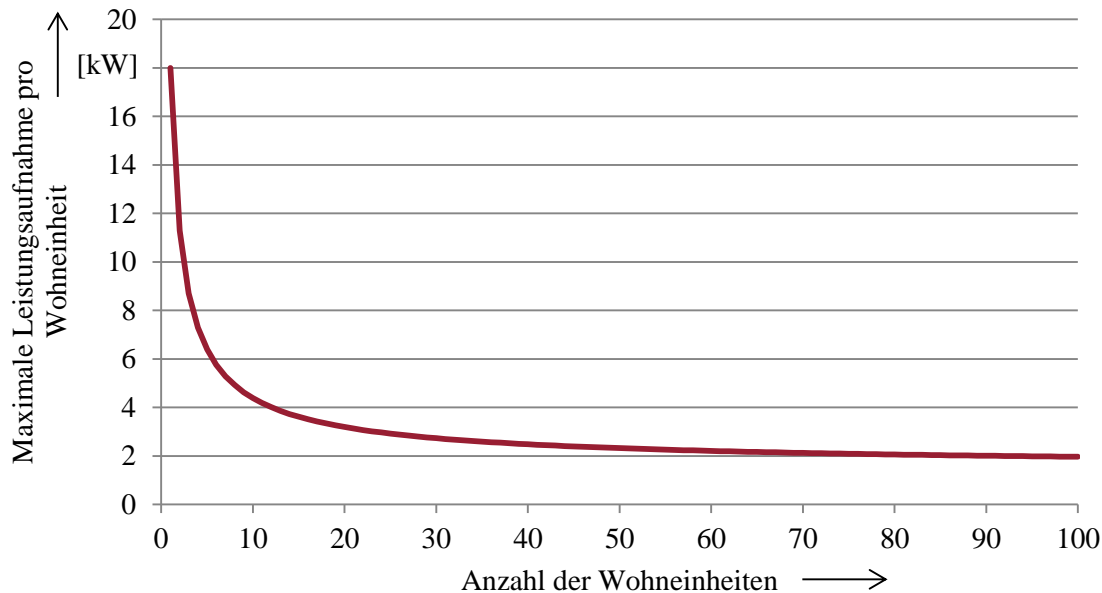


Abbildung 15-2: Maximale gleichzeitige Leistungsaufnahme pro Wohneinheit

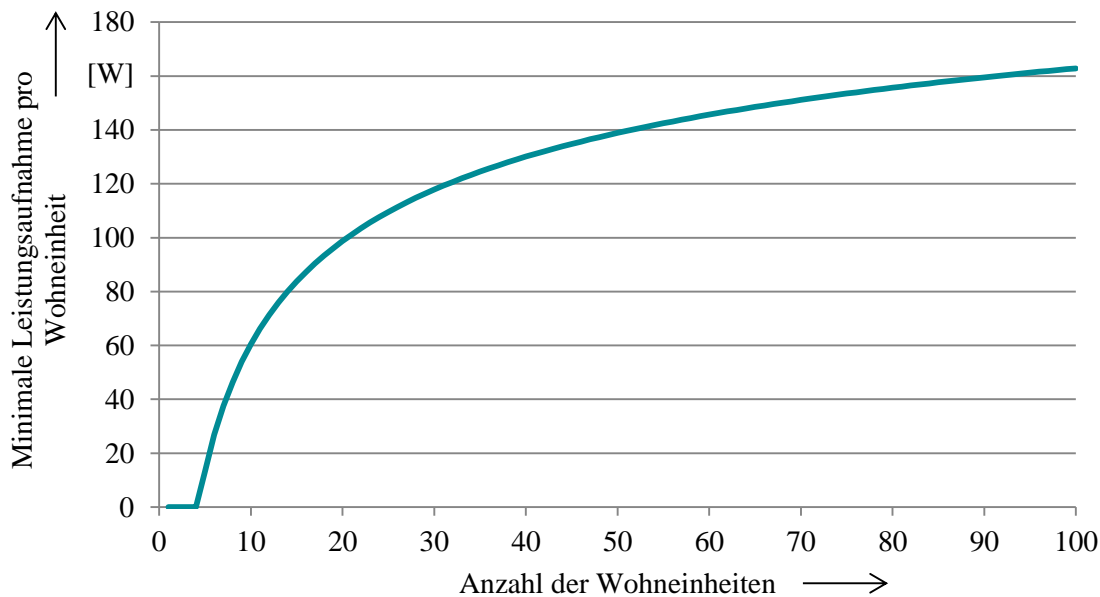


Abbildung 15-3: Minimale gleichzeitige Leistungsaufnahme pro Wohneinheit zu Zeiten möglicher PV-Einspeisung.

15.2.3 Skalierungsfaktoren für dezentrale Energiewandlungsanlagen

Im diesem Abschnitt werden Angaben bzgl. der bei strategischen Planung von Verteilungsnetzen anzusetzenden maximalen Einspeiseleistung verschiedener DEA-Typen gegeben (siehe auch Abschnitt 4.4). Sind bei Planungen genauere Werte und Daten bekannt, sollten dieses zur Konkretisierung genutzt werden.

Tabelle 15-5: Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für WEA und BMA in den Verteilungsebenen

DEA-Typ	Faktor	Kommentar
WEA	1,0	Nennleistung wird bei mittlerer Windstärke erreicht. Es muss davon ausgegangen werden, dass es Zeitpunkte gibt, in denen alle WEA einspeisen (keine WEA defekt; im gesamten Netzgebiet ausreichend starker Wind)
BMA	1,0	

Tabelle 15-6: Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für PVA in Deutschland

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

15.2.4 Ökonomische Eingangsdaten und Annahmen

Die ökonomischen Randbedingungen, wie Inflation, Zinssatz und Preise von Betriebsmitteln und Systemen sowie Annahmen über deren Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis 2050 haben entscheidenden Einfluss auf die Kosten der einzelnen Netzausbauvariante und somit auf die Aussagen und Grundsätze in diesem Leitfaden. Daher liefert dieser Abschnitt eine Übersicht über die wichtigsten ökonomischen Parameter, die dem Leitfaden zugrunde liegen.

Inflation

Als Annahme für die allgemeine Inflation wird der Durchschnitt der Jahre 1992 bis 2013 angesetzt. Dieser beträgt gerundet 2,0 % [53]. Alle nachfolgenden Angaben sind um die allgemeine Inflation bereinigt.

Preisentwicklung

Bei den meisten konventionellen Betriebsmitteln wird angenommen, dass deren spezifische Preissteigerung aufgrund des durch die Regulierung verursachten Kostendrucks, den die VNB teilweise an die Hersteller weitergeben, geringer ausfällt als die allgemeine Inflation. Daher ergeben sich inflationsbereinigt (d.h. allgemeinen Inflation herausgerechnet) teilweise sogar sinkende Preise. Bei steigenden Rohstoffpreisen sind preissenkende Effekte zum Beispiel durch Verlagerung der Produktionsstandorte denkbar. Bei innovativen Betriebsmitteln wird mehrheitlich von sinkenden Preisen aufgrund der Steigerung der Stückzahl und Technologiesprüngen ausgegangen. Inflationsbereinigt fällt diese dann umso deutlicher aus. Beim rONT wurde ein umfangreiches technisch-ökonomisches Modell entwickelt. Insbesondere bei den Komponenten des DNA-Systems sind Technologiesprünge zu erwarten, die beispielsweise die kommunikationstechnische Anbindung von NS-DEA an ein DNA-System stark vergünstigt, indem zukünftige Wechselrichter von PVA entsprechende Funktionalitäten ab Werk bereitstellen.

Zinssatz

In Anlehnung an §7 Absatz 1 der StromNEV wird eine wirksame Eigenkapitalquote von 40 % angesetzt. Dieser Teil wird mit 9,05 % verzinst. Für das Fremdkapital wird gemäß der Umlaufrendite ein Zinssatz von 3,80 % angesetzt. Daraus ergibt sich insgesamt rechnerisch ein Zinssatz für Neuanlagen von 6,62 %. In den diesem Leitfaden zugrunde liegenden Planungen wird mit einem Zinssatz von 6,00 % gerechnet, da die Investitionen nicht ausschließlich aus Neuanlagen bestehen.

Preise von Betriebsmitteln und Systemen

Tabelle 15-7: Preise von Betriebsmitteln für die 0,4 kV-Ebene (inflationsbereinigt)

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2025	Wert 2040
NS-Kabel				
Nutzungsdauer	Jahre		45	
Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	640	618	573
Verlegung (Mischwert: 30 % unbefestigter Untergrund)	EUR/m	64	62	57
Kabel: NAYY 240 mm ²	EUR/m	20	19	18
ONS (ohne Transformator)				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
neue Station	EUR/Stück	21.672	20.924	19.409
Erneuerung	EUR/Stück	18.000	18.000	18.000
ONT				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
Sockelpreis	EUR/Stück	3.940	3.618	3.529
Leistungspreis	EUR/kW	14	14	14
rONT				
Nutzungsdauer	Jahre		30	
250 kVA	EUR/Stück	14.280	11.261	11.346
400 kVA	EUR/Stück	17.069	13.961	14.065
630 kVA	EUR/Stück	21.242	18.022	18.134
800 kVA	EUR/Stück	24.186	21.012	21.133
NS-ESR				
Nutzungsdauer	Jahre		30	

NS-ESR	EUR/kVA	78	72	62
Abbaukosten	EUR/Stück	1.000	1.000	1.000

Dezentrales Netzautomatisierungssystem für Niederspannungsnetze

Nutzungsdauer	Jahre		20	
Grundbetrag	EUR/Stück	9.527	6.370	5.390
Messeinrichtung ⁴² (Mischwert)	EUR/Stück	4.946	2.600	650
Aktor-Einheit ⁴² (Mischwert)	EUR/Stück	6.813	2.360	590

Entschädigungszahlungen-NS⁴³

Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,255	0,179	0,093
-----------------------	---------	-------	-------	-------

Energiespeicher (Li-Ionen)

Nutzungsdauer	Jahre		16	
Grundbetrag	EUR/Stück	19.674	19.674	19.674
Leistungspreis	EUR/kW	50	50	50
Speicherkapazität (zusätzlich zum Leistungspreis)	EUR/kWh	629	486	279

⁴² Es wird davon ausgegangen, dass nach 2018 PVA-Wechselrichter zunehmend eine Mess-, Aktor-/Steuer- sowie eine Kommunikationsfunktionalität bereits ab Werk besitzen werden. Daher muss je nach Stützjahr ein immer geringerer Teil der DEA mit separaten Messeinrichtungen und Kommunikationsmodulen ausgerüstet werden. Der Mischwert für die Ausrüstung der anzubindende DEA sinkt daher.

⁴³ Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele PVA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt und die installierte Anlagenleistung bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

Tabelle 15-8: Preise von Betriebsmitteln für die 20 kV-Ebene (inflationbereinigt)

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2025	Wert 2040
MS-Kabel				
Nutzungsdauer:	Jahre		45	
Grundbetrag	EUR/Stück	3.940	3.804	3.528
Verlegung (Mischwert: 70 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	57.134	55.164	51.168,77
Kabel: VPE 300 mm ²	EUR/km	34.477	33.289	30.877,71
MS-LS-Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik für neue Halbringe)				
Nutzungsdauer	Jahre		35	
20 kV-Schaltfeld	EUR/Stück	73.881	71.333	66.167
MS-Trennschalter				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
Trennschalter	EUR/kW	3.700	3.000	1.500
rONT				
Nutzungsdauer	Jahre		30	
rONT (Mischwert der Größen)	EUR/Stück	16.064	14.075	13.106
Einnahme durch ONT-Restwert	EUR	1.380	1.380	1.380
MS-ESR				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
MS-ESR	EUR/MVA	38.812	36.175	31.113
Umpositionierung	EUR/Stück	20.200	20.200	20.200
Abbaukosten	EUR/MVA	1.333	1.333	1.333

Dezentrales Netzautomatisierungssystem für Mittelspannungsnetze				
Nutzungsdauer	Jahre		20	
Grundbetrag	EUR/Stück	26.045	13.900	8.875
Messeinrichtung (MS-Ebene)	EUR/Stück	8.076	5.500	4.982
Messeinrichtung (ONS, NS-Seitig)	EUR/Stück	4.946	3.000	2.700
Separate Aktor-Einheit	EUR/Stück	8.911	6.300	5.670
Einbindung von DEA ⁴⁴	EUR/Stück	968	450	113
Separate Kommunikationsanbindung (Powerline communication)	EUR/Stück	611	450	405

Entschädigungszahlungen-MS-Ebene⁴⁵				
Vergütung Energie WEA	EUR/kWh	0,077	0,076	0,068
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,224	0,144	0,073
Vergütung Energie BMA	EUR/kWh	0,084	0,087	0,075

Energiespeicher (Li-Ionen)				
Nutzungsdauer	Jahre		16	
Grundbetrag	EUR/Stück	46.000	46.000	46.000
Leistungspreis	EUR/kW	50	50	50
Speicherkapazität (zusätzlich zum Leistungspreis)	EUR/kWh	629	486	279

⁴⁴ MS-DEA verfügen bereits über Mess- und Steuer-Funktionalität sowie eine Kommunikationsmöglichkeit. Sie müssen daher i.d.R. lediglich in das System eingebunden werden.

⁴⁵ Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele DEA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt der DEA bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

Tabelle 15-9: Kosten für die optimierte Spannungsregelung am HS/MS-Umspannwerk je nach Konzept (vgl. Abschnitt 7.2.3)

Variante	Investitionskosten	Erläuterung
(K1) Spannungsmessung an MS-Sammelschiene (bei Ausschluss von Schlechtpunkten)	0 EUR	Keine neue Primär- und Sekundärtechnik notwendig
(K2) Messung der vom Transformator übertragenen Leistung (nur bei weitgehend homogener Leistungsverteilung im MS-Netz)	ca. 10 TEUR	Für Steuerungsgerät, Messung vorhanden
(K3a) Spannungsmessung an Schlechtpunkten	Schlechtpunktmessungen: 20 bis 100 TEUR	Höhe je nach Anzahl der gemessenen Punkte, (vgl. Kosten für DNA)
(K3b) Vollständige Netzzustandsermittlung und Monitoring über DNA	Siehe DNA	Abhängig von Größe des Netzes
Lastbedingte Netzverstärkung vor Spannungsabsenkung	Kosten bei Absenkung des UW-Sollwerts von $102,5 \% U_n$ auf ca. $100 \% U_n$: Im Mittel 100-200 TEUR je MS-Netz	Je nach Anzahl der Schlechtpunkte

Tabelle 15-10: Preise von Betriebsmitteln für die 110 kV-Ebene (inflationsbereinigt)

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2025	Wert 2040
HS-Hochtemperaturleiterseil				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
Hochtemperaturleiterseil (nur Austausch der Seile) Typ: 264-TAL1/34-A20SA	EUR/km	246.268	237.777	220.555
Neuinstallation (Masten)	EUR/km	295.522	285.333	264.666

380 kV-Leitung				
Nutzungsdauer:	Jahre		40	
Leiterseil	EUR/km	394.029	380.444	352.888
Installation	EUR/km	295.522	285.333	264.666

380 kV/110 kV-UW				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
UW-Grundbetrag (inkl. Trafo)	EUR/UW	19.701.498	19.022.203	17.644.405
110 kV-Leitungen	EUR/UW	886.567	855.999	793.998
Installation	EUR/UW	4.950.125	4.755.551	4.411.101

110 kV/20 kV-UW				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
Transformator (40 MVA) inkl. Installation	EUR/UW	320.149	309.111	286.722
110 kV-Schalfeld inkl. Installation	EUR/UW	330.000	318.622	295.544
20 kV-Schaltfeld inkl. Installation	EUR/UW	32.015	30.911	28.672

Indirektes Freileitungsmonitoring				
Nutzungsdauer:	Jahre		10	

Analyse (Gutachten) und Implementierung der Software in Leitsystem	EUR/km	2.463	2.378	2.206
--	--------	-------	-------	-------

110 kV-Kommunikation				
Nutzungsdauer	Jahre		10	
Investition Kommunikation	EUR/Stück	985.075	951.110	882.220

Entschädigungszahlungen HS-Ebene⁴⁶				
Vergütung Energie WEA	EUR/kWh	0,077	0,076	0,068
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,224	0,144	0,073
Vergütung Energie BMA	EUR/kWh	0,084	0,087	0,075

⁴⁶ Mischwert für strategische Planungen: In den ersten Stützjahren sind viele DEA noch nach dem EEG gefördert. Der Errichtungszeitpunkt der DEA bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung.

15.3 Planungsbeispiele

15.3.1 Planungsbeispiel für die Niederspannungsebene

Das betrachtete NS-Netz 6 (vgl. Tabelle 15-2) weist eine Gesamtleitungslänge von $l_{\text{ges}} = 3,1$ km auf, wovon 1,2 km auf Hausanschlussleitungen entfallen. Der ONT verfügt über eine Bemessungsscheinleistung von $S_{\text{rT}} = 250$ kVA und versorgt über vier Abgänge 33 Hausanschlüsse bzw. 40 Wohneinheiten. Bislang kommen Kabel der Typen NAYY 4x150, NAYY 4x120 sowie für Hausanschlüsse NAYY 4x35 zur Anwendung.

Bereits heute weist das Netz eine für die ursprüngliche Topologie hohe installierte Leistung von $P_{\text{inst}} = 195$ kW auf, sodass das Netz vor wenigen Jahren durch Verlegung zweier zusätzlicher Kabel des Typs NAYY 4x240 konventionell ertüchtigt wurde. Für die weitere Analyse wird diese Maßnahme nicht berücksichtigt. In Tabelle 15-12 ist die installierte Leistung der PVA in allen Szenarien dargestellt.

Tabelle 15-11: Installierte DEA-Leistung im vorgestellten NS-Netz 6

Größe	Installierte DEA-Leistung P_{inst} [kW]			
	Heute	2020	2030	2050
Szenario		[Sz. A; B; C]	[Sz. A; B; C]	[Sz. A; B; C]
PVA	195	[203; 217; 308]	[245; 287; 371]	[277; 336; 410]

Problemidentifikation:

Bereits für das Stützjahr 2020 im Szenario A lässt die Leistungsflussrechnung für Zeitpunkte mit hoher Einspeiseleistung der DEA bei niedriger Last Spannungsanstiege von teilweise $\Delta U/U_n > 5\%$ erwarten (Abbildung 15-4), was bei Planung gemäß VDE-AR-N 4105 nicht zulässig ist. Es ist auffällig, dass sich die unzulässigen Spannungsanstiege im gesamten Betrachtungszeitraum und über alle Szenarien hinweg auf einen einzigen, sehr langen Abgang beschränken. Im Betrachtungszeitraum treten keine Leitungsüberlastungen auf, allerdings wird ab Szenario B 2050 bzw. Szenario C 2030 in Zeiten hoher Rückspeisung die Bemessungsscheinleistung des ONT überschritten.

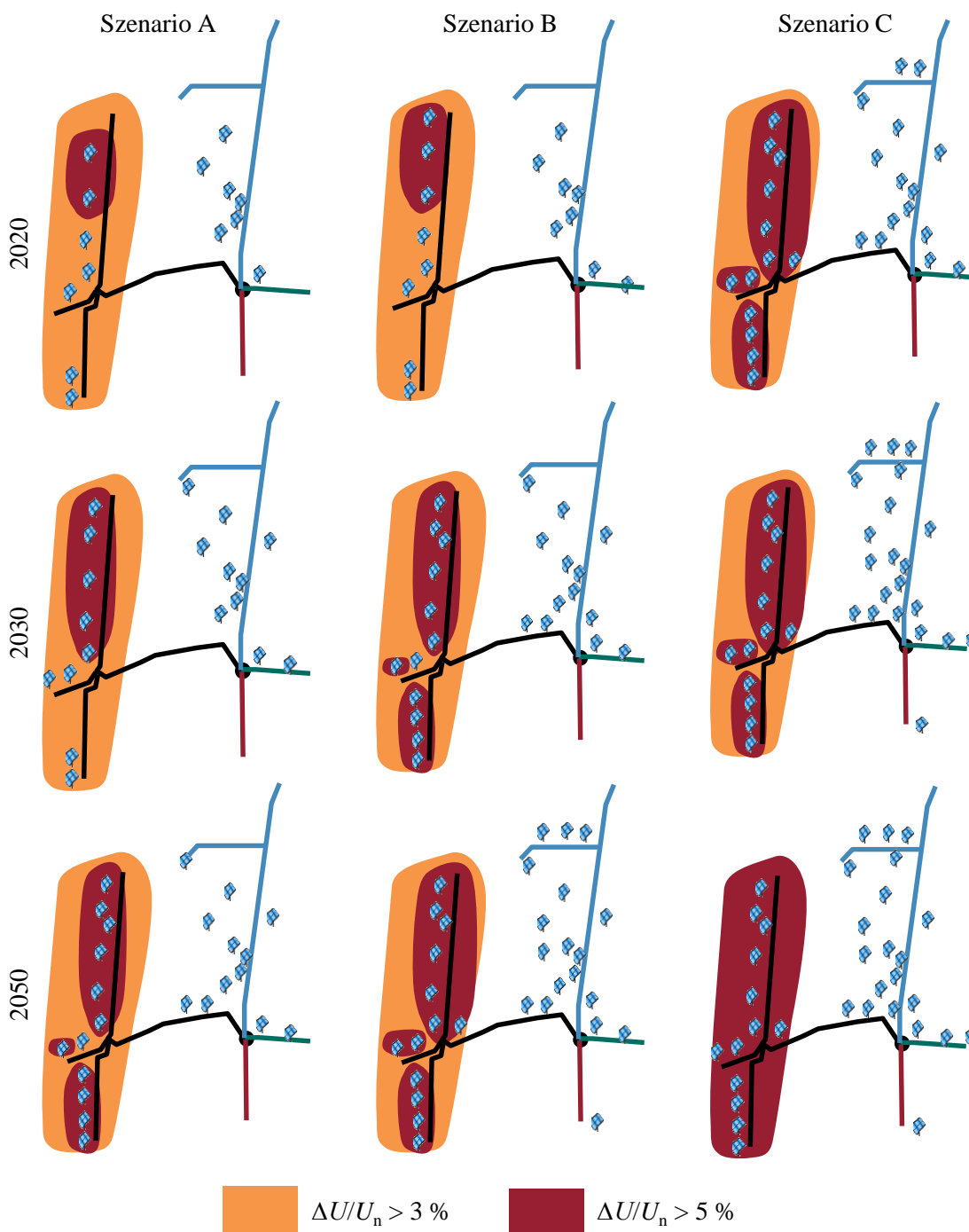


Abbildung 15-4: NS-Netz 6: Netzbereiche mit unzulässigem Spannungsanstieg im Starkeinspeisefall (vereinfachte Darstellung)

Technische Ergebnisse der Planungen

Für das Netz wurden Zielnetzplanungen mit den im Abschnitt 7.2 für die NS-Ebene vorgestellten Technologieoptionen erarbeitet und dabei die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 betrachtet.

Variante 0: Konventionelle Verstärkung

Bereits im Stützjahr 2020 müssen in allen Szenarien neue Leitungen verlegt werden (vgl. Abbildung 15-5). Insbesondere wird das bisherige Kabel des Typs NAYY 4x150, das die ONS mit dem KVS im Westen des Netzgebiets verbindet, durch zwei parallele Kabel des Typs NAYY 4x240 und einer Länge von jeweils etwa $l = 320$ m ersetzt, um den Spannungsanstieg zu verringern. Darüber hinaus ist die Verlegung von Leitungen mit einer Gesamtlänge von jeweils etwa $l = 220$ m erforderlich, wobei sich der Installationszeitpunkt mit steigendem Szenario immer weiter verfrüht. Die Szenarien B und C erfordern in Stützjahr 2050 bzw. 2030 die Installation eines ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 400$ kVA.

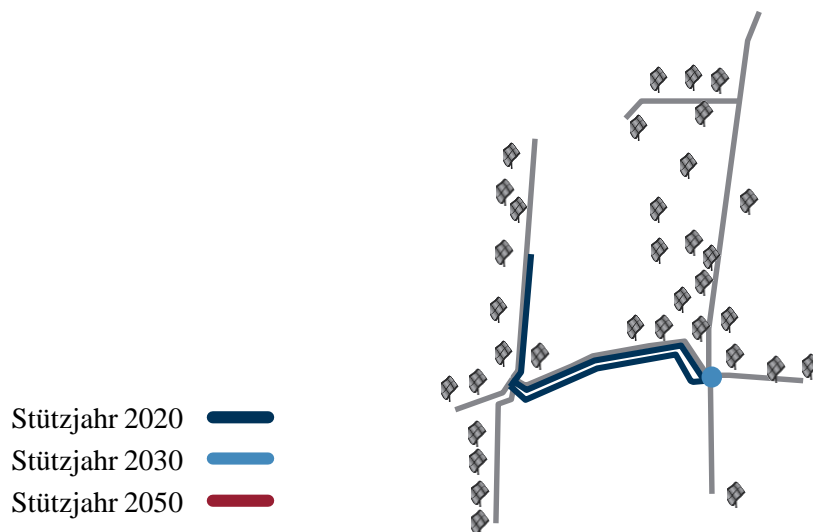


Abbildung 15-5: NS-Netz 6: Konventioneller Netzausbau im Szenario C bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 1: Ausbau mit rONT

In allen Szenarien ist in Stützjahr 2020 ein rONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 250$ kVA zu installieren, der sämtliche Spannungsbandverletzungen verhindert. Die Szenarien B und C erfordern in Stützjahr 2050 bzw. 2030 die Installation eines rONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 400$ kVA. Es sind keine konventionellen Maßnahmen erforderlich.

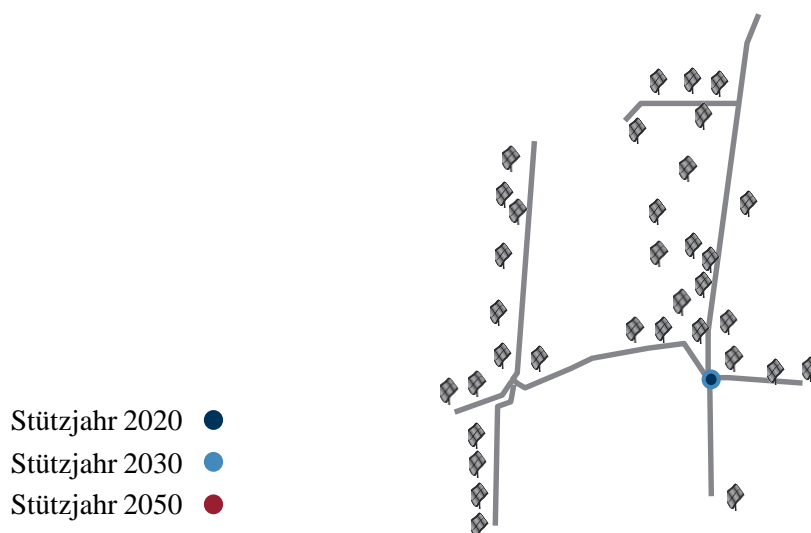


Abbildung 15-6: NS-Netz 6: Netzausbau in der Variante rONT im Szenario C bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 2: Ausbau mit ESR

In allen Szenarien ist in Stützjahr 2020 ein NS-ESR zu installieren, der sämtliche Spannungsbandverletzungen verhindert. In Szenario A 2020 und B 2020 genügt zunächst ein NS-ESR mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{r,ESR} = 125 \text{ kVA}$, während alle anderen Szenarien-Stützjahrkombinationen einen NS-ESR mit $S_{r,ESR} = 250 \text{ kVA}$ erfordern. Die Szenarien B und C erfordern in Stützjahr 2050 bzw. 2030 die Installation eines neuen ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 400 \text{ kVA}$.

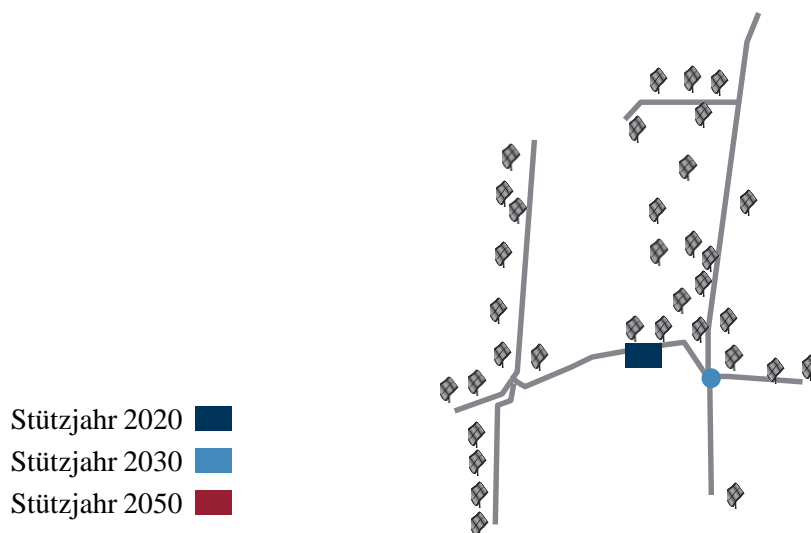


Abbildung 15-7: NS-Netz 6: Netzausbau in der Variante ESR im Szenario C bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Die Position des NS-ESR ist mit einem Rechteck gekennzeichnet

Variante 3: Ausbau mit SEM

Durch den Einsatz des SEM verringert sich der Umfang der konventionellen Maßnahmen deutlich: In den Szenarien A und B reduzieren sich die zu verlegenden Kabellängen um etwa $l = 400$ m und in Szenario C um etwa $l = 220$ m (vgl. Abbildung 15-8). Zudem verschieben sich die Investitionsmaßnahmen teilweise hin zu späteren Stützjahren. In Szenario B kann auf eine Erhöhung der Bemessungsscheinleistung des ONT verzichtet werden, während in Szenario C eine entsprechende Investitionsmaßnahme erst im Stützjahr 2050 erforderlich wird. Mit dem Ansteigen der installierten Leistung über den Betrachtungszeitraum nimmt auch die jährlich abgeregelte Energie zu und erreicht im Jahr 2050 knapp $E_{ab} = 10$ MWh/a (Abbildung 15-9).

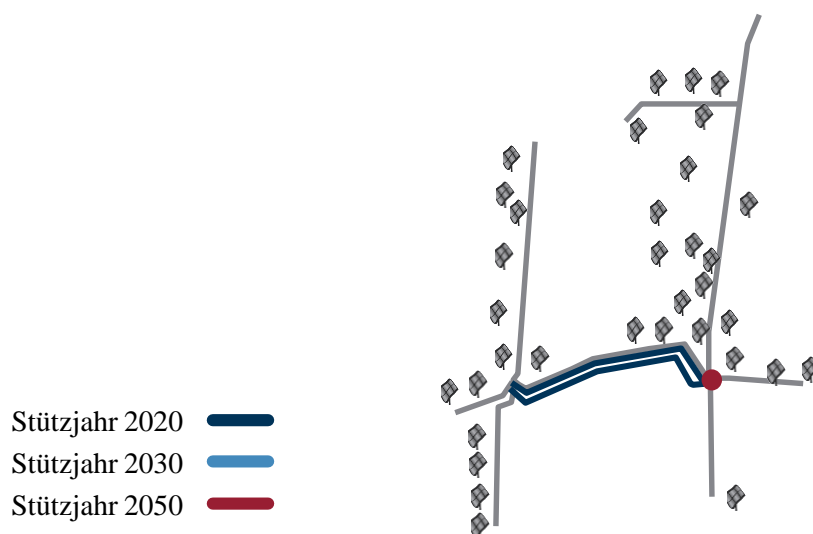


Abbildung 15-8: NS-Netz 6: Netzausbau mit SEM im Szenario C bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Die netzweite Abregelung der DEA ist nicht dargestellt

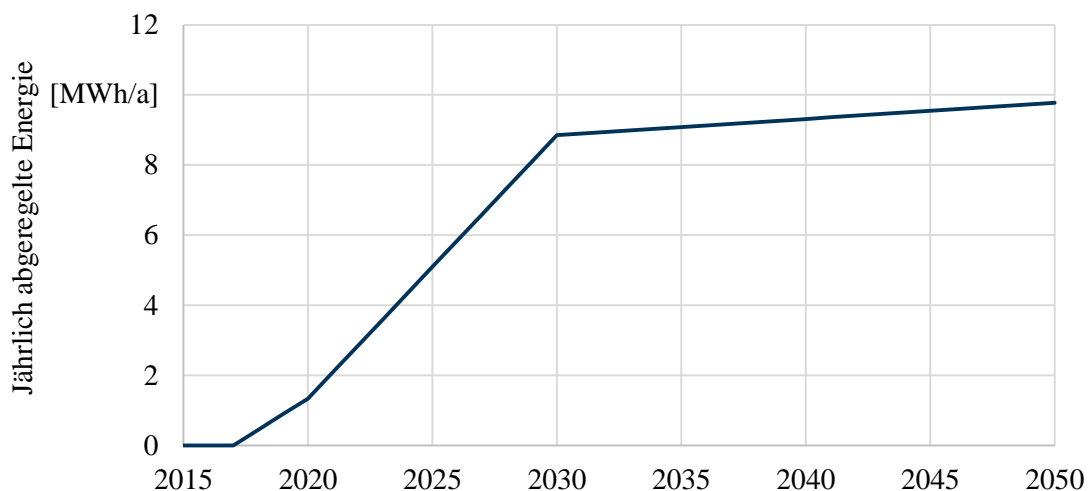


Abbildung 15-9: NS-Netz 6: Jährlich abgeregelte Energie durch SEM im Szenario C von 2015 bis 2050

Variante 4: Ausbau mit DEM

Durch den Einsatz des DEM verringert sich der Umfang der konventionellen Maßnahmen deutlich, da nur in Situationen mit real auftretenden Spannungsbandverletzungen eingegriffen werden muss, ohne einer vorab fest definierten Spannungsbandaufteilung folgen zu müssen: In allen Szenarien reduziert sich die zu verlegenden Kabellänge um etwa $l = 540$ m (vgl. Abbildung 15-10), wobei sich die Investitionsmaßnahmen teilweise hin zu späteren Stützjahren verschieben. Die Abregelung fällt insgesamt deutlich geringer aus als bei SEM (Abbildung 15-11), sodass auf eine Verstärkung des ONT analog zu jener in Variante 0 (konventioneller Netzausbau) nicht verzichtet werden kann.

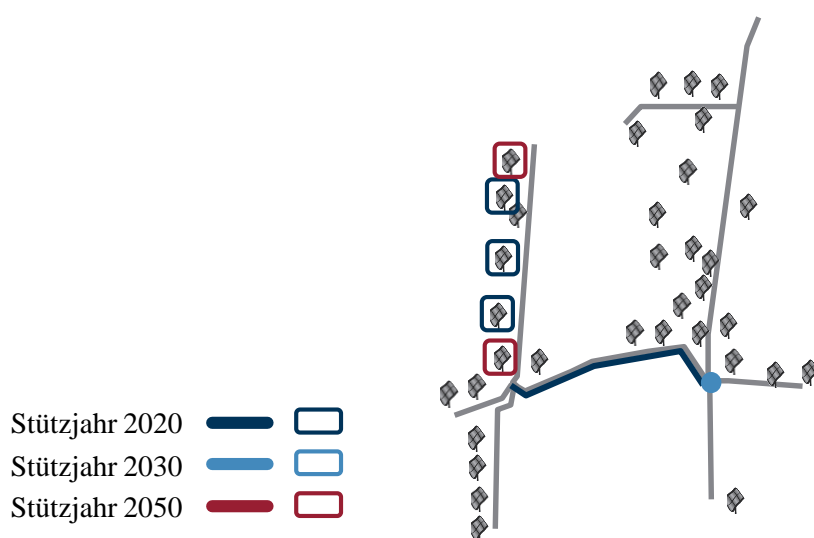


Abbildung 15-10: NS-Netz 6: Netzausbau mit DEM im Szenario C bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Ansteuerbare Anlagen mit Kästchen markiert

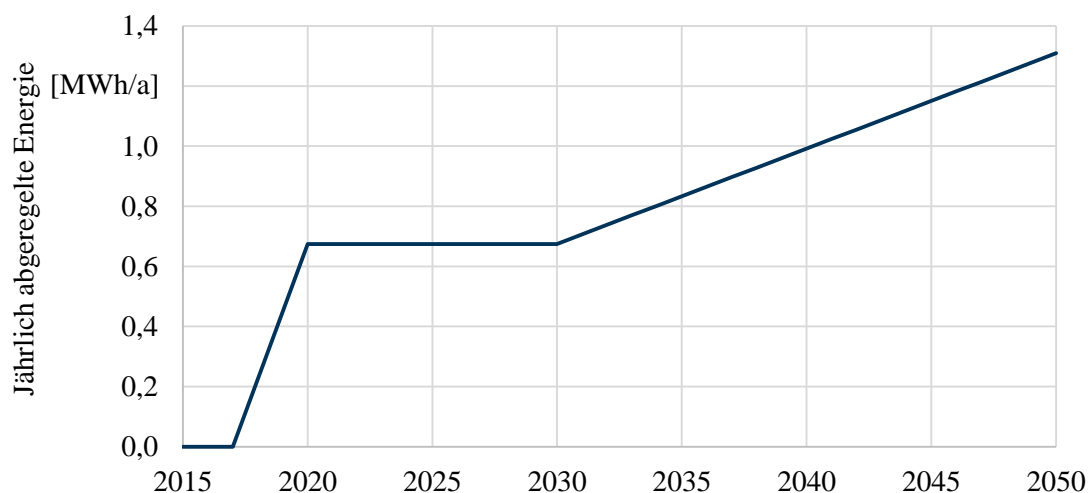


Abbildung 15-11: NS-Netz 6: Jährlich abgeregelte Energie durch DEM im Szenario C von 2015 bis 2050

Variante 5: Ausbau mit rONT + SEM

Da der alleinige Einsatz des SEM nicht ausreicht, um die Spannungsbandverletzungen zu verhindern, wird der rONT in allen Szenarien direkt im Stützjahr 2020 eingesetzt. In Szenario B 2050 genügt eine Abregelung aller DEA auf 70% der installierten Leistung P_{inst} , um den andernfalls nötige Verstärkung des ONT zu vermeiden. Auch in Szenario C kann SEM den Tausch des ONT verhindern, wenn eine netzweite Abregelung der DEA auf 60% P_{inst} erfolgt.

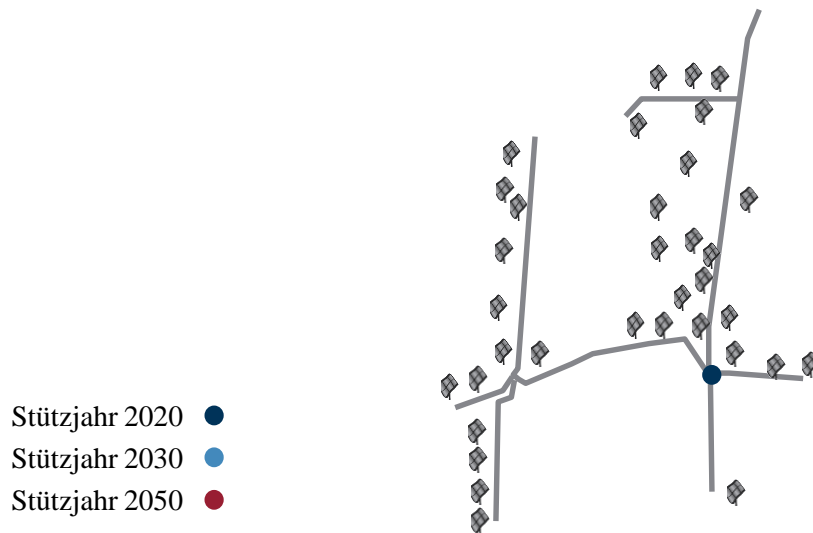


Abbildung 15-12: NS-Netz 6: Netzausbau in der Variante rONT + SEM im Szenario C bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Die netzweite Abregelung der DEA ist nicht dargestellt

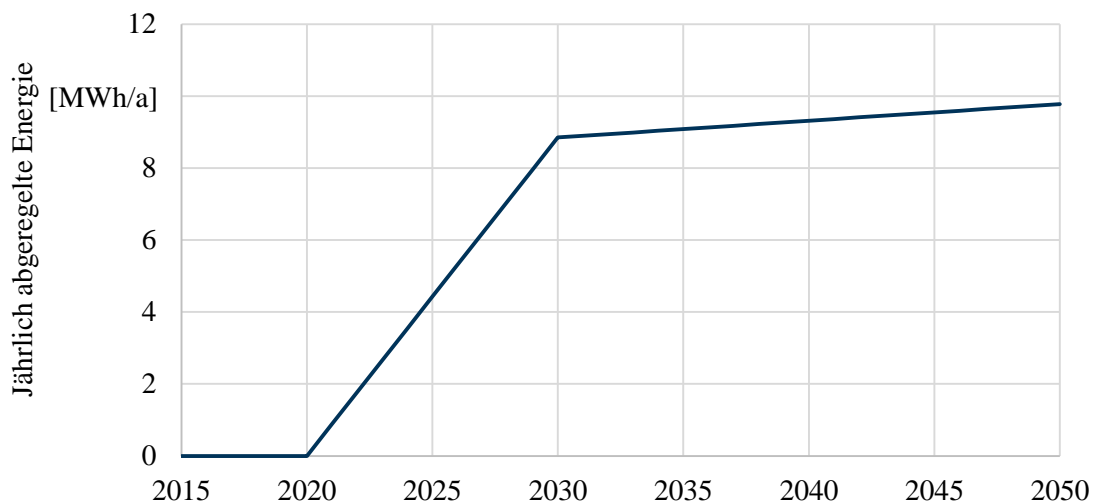


Abbildung 15-13: NS-Netz 6: Jährlich abgeregelte Energie durch SEM in der Variante rONT + SEM im Szenario C von 2015 bis 2050

Kostenbewertung der Planungsvarianten

In dem untersuchten Netz ist rein konventioneller Netzausbau mit hohen Kosten zwischen 52,8 TEUR (Szenario A) und 71,8 TEUR (Szenario C) verbunden (vgl. Abbildung 15-14, Abbildung 15-15 und Abbildung 15-16). Alle innovativen Planungsvarianten bis auf DEM unterbieten die konventionellen Ausbaukosten, wobei der rONT unter den Einzeltechnologien die größten Kostenersparnisse ermöglicht. Vorteilhaft gegenüber dem NS-ESR ist hierbei insbesondere, dass der Transformator bei Einsatz eines rONT entsprechend der neuen Anforderungen ausgelegt werden kann und so die Investition in zwei unterschiedliche Betriebsmittel entfällt.

Das SEM verringert in allen Szenarien den Umfang und damit die Kosten des weiterhin notwendigen konventionellen Netzausbaus. Ein Teil der Ersparnisse wird allerdings durch resultierende Entschädigungszahlungen aufgezehrt. Aufgrund hoher Investitionskosten in innovative Betriebsmittel bereits im Stützjahr 2020 übersteigen die Gesamtkosten der Planungsvariante DEM die Kosten konventionellen Netzausbaus, auch wenn die Entschädigungszahlungen wesentlich geringer ausfallen als bei SEM-Einsatz. Bemerkenswert ist weiterhin, dass in diesem Netz weder SEM noch DEM den konventionellen Netzausbau vollständig ersetzen kann.

In der Planungsvariante rONT + SEM wird in den Szenarien B und C das SEM eingesetzt, um ausschließlich Transformatorüberlastungen zu vermeiden. Während bei geringfügiger Abregelung der DEA auf $P_{\text{lim}} = 70 \% P_{\text{inst}}$ der installierten Leistung in Szenario B leichte Kostenvorteile gegenüber der Variante mit alleinigem Einsatz eines rONT bestehen, kehrt sich der Effekt schließlich in Szenario C bei einer notwendigen Abregelung auf $P_{\text{lim}} = 60 \% P_{\text{inst}}$ der installierten Leistung um: Da der rONT bereits alle Spannungsbandverletzungen behebt, wird die spannungssenkende Wirkung des SEM nicht benötigt, sodass kein Leitungsausbau ersetzt werden kann und entsprechende Einsparpotentiale in diesem Netz nicht vorhanden sind.

Szenario A

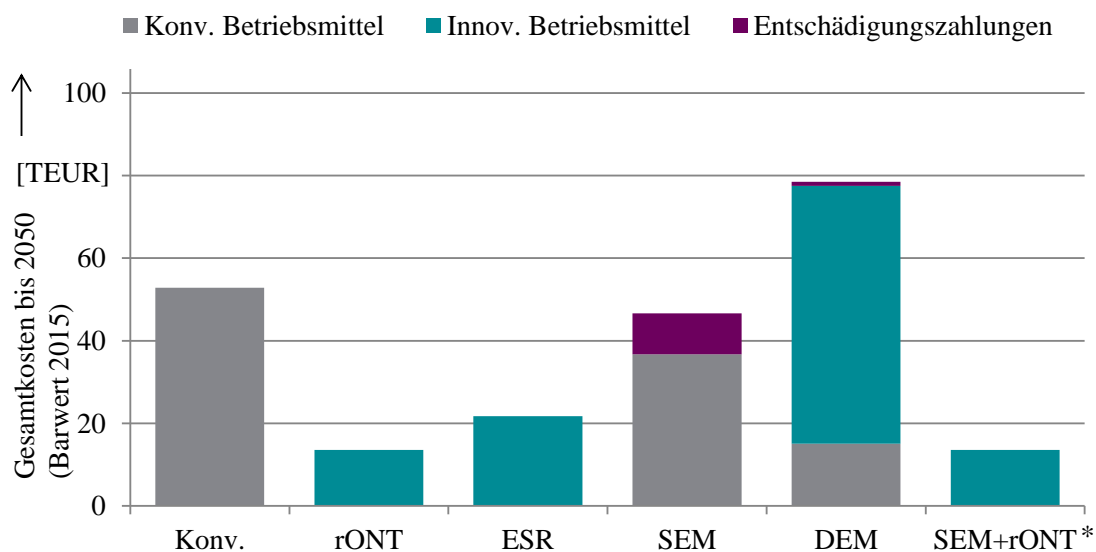


Abbildung 15-14: NS-Netz 6: Ausbaukosten im Szenario A (Investitionen und Betriebsmehraufwand). *: SEM wird hier nicht benötigt, daher gleichen sich die Ausbauvarianten rONT und rONT + SEM

Szenario B

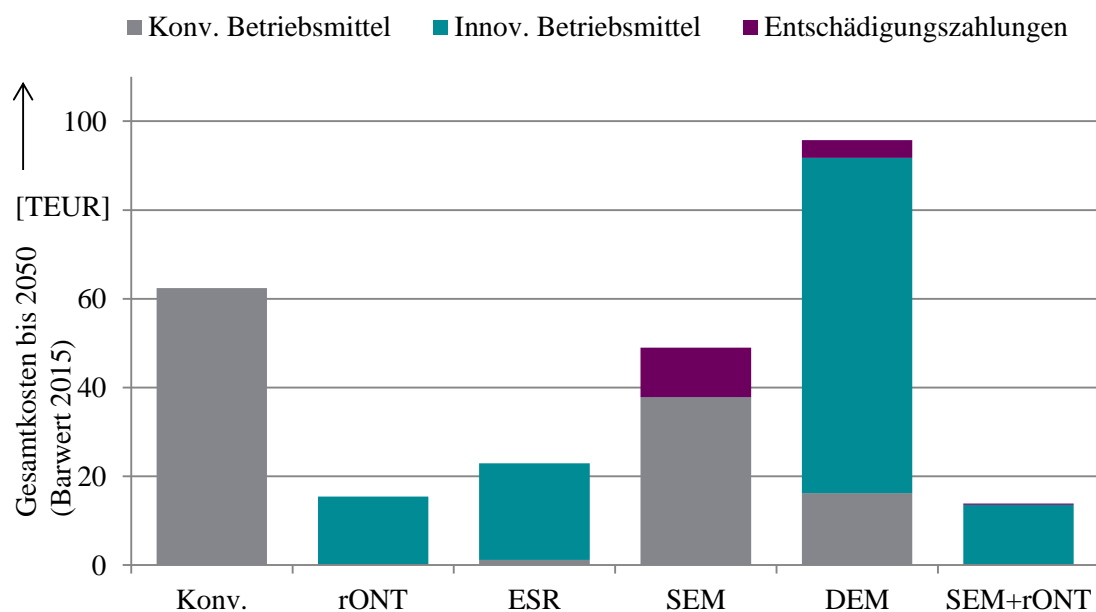
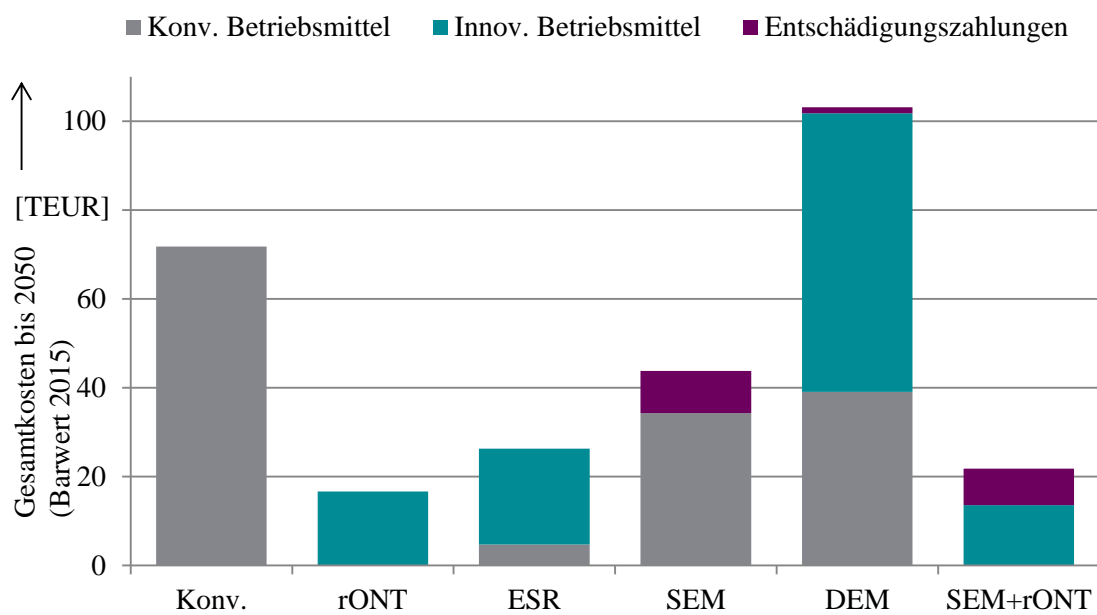


Abbildung 15-15: NS-Netz 6: Ausbaukosten im Szenario B (Investitionen und Betriebsmehraufwand)

Szenario C**Abbildung 15-16: NS-Netz 6: Ausbaurkosten im Szenario C (Investitionen und Betriebsmehraufwand)**

15.3.2 Planungsbeispiel für die Mittelspannungsebene⁴⁷

Das betrachtete MS-Netz (Netz 1 aus Tabelle 15-3) versorgt 168 Ortsnetze sowie einige MS-Kunden. Heute beträgt die Leistung von DEA mit MS-Anschluss $P_{\text{inst,MS}} = 5 \text{ MW}$ (Tabelle 15-12), hinzu kommen PVA in unterlagerten NS-Netzen mit $P_{\text{inst,NS}} = 5 \text{ MW}$, die das MS-Netz ebenfalls belasten. Die Spannung an der Sammelschiene des UW beträgt heute $U_{\text{soil}} = (102,5 \pm 1,5 \%) U_n$, wobei die Spannbreite von $\Delta U = \pm 1,5 \%$ durch die diskreten Stufen des Stufenstellers inkl. Messwertfehler bedingt ist.

Aufgrund hoher Potentialflächen und der Bevölkerungsstruktur ist ein starker Zubau von PVA und WEA zu erwarten, größtenteils bereits bis 2020 (Tabelle 15-12).

Tabelle 15-12: Installierte DEA-Leistung im MS-Netz 1

Größe	Installierte DEA-Leistung			
	$P_{\text{inst}} \text{ [MW]}$			
Szenario	Heute	2020	2030	2050
		[Sz. A; B; C]	[Sz. A; B; C]	[Sz. A; B; C]
WEA	0	[7; 14; 18]	[7; 16; 25]	[7; 16; 29]
BMA	0	[3; 3; 5]	[2; 3; 6]	[2; 3; 6]
PVA (MS)	5	[11; 12; 17]	[13; 15; 20]	[14; 17; 22]
PVA (NS)	5	[22; 19; 33]	[25; 30; 40]	[27; 33; 44]

Problemidentifikation

Die Leistungsflussrechnungen zeigen, dass in Zukunft zu Zeitpunkten mit hoher Einspeiseleistung der DEA bei niedriger Last die Spannungshaltung mit der jetzigen Netztopologie und Betriebsmitteln nicht mehr gewährleistet werden kann (Abbildung 15-17). Im Szenario C treten zunehmend auch Betriebsmittelüberlastungen an Kabeln in UW-Nähe sowie an Engstellen auf.

⁴⁷ Teile dieses Abschnitts sind bereits in [55] veröffentlicht worden.

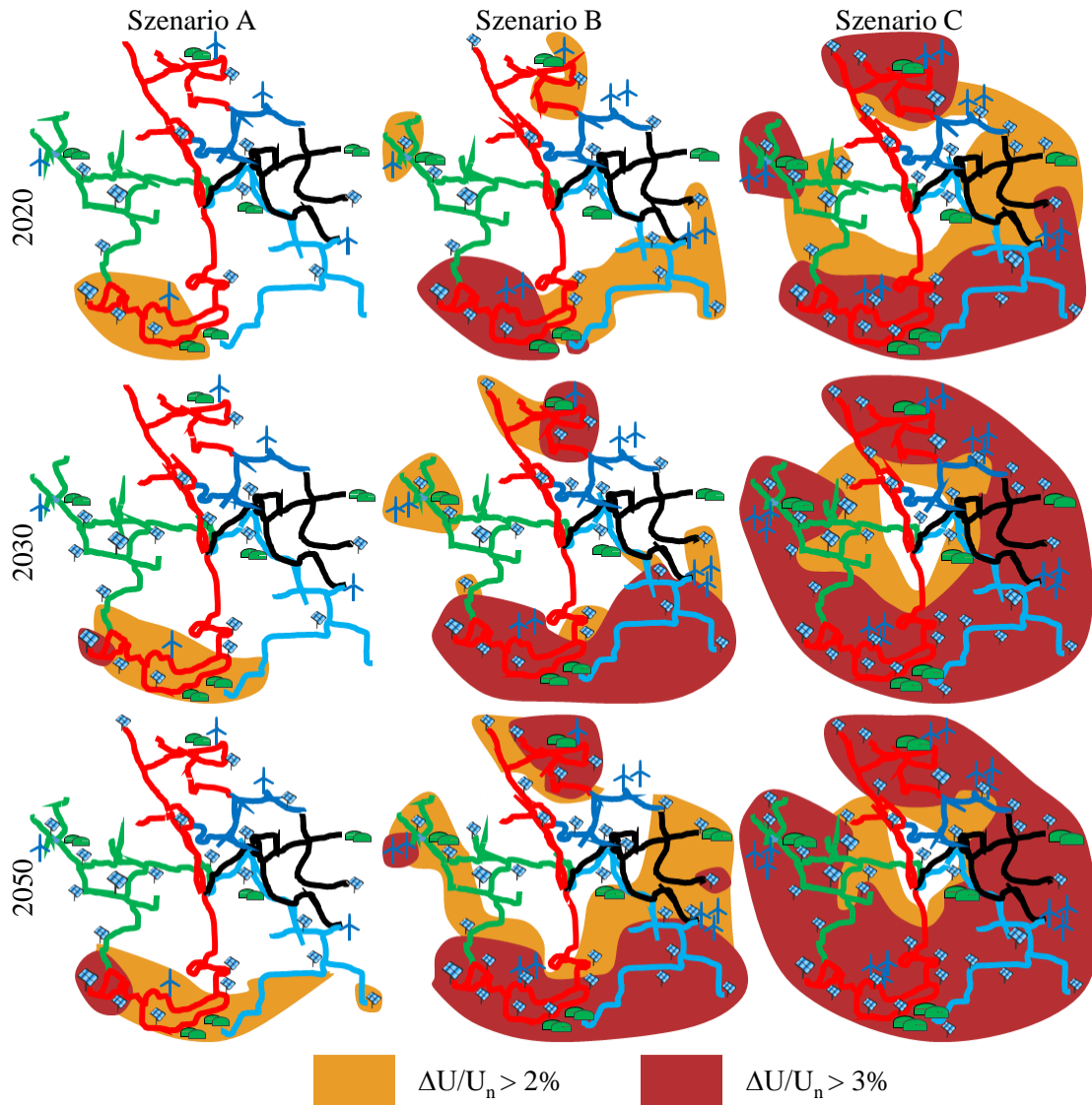


Abbildung 15-17: MS-Netz 1: Netzbereiche mit unzulässigem Spannungsanstieg im Starkeinspeisefall (vereinfachte Darstellung)

Technische Ergebnisse der Planungen

Für das Netz wurden Zielnetzplanungen mit den im Abschnitt 7.2 vorgestellten Technologieoptionen erarbeitet und dabei die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 betrachtet.

Variante 0: Konventionelle Verstärkung (KONV)

Soll die in den Einspeiseszenarien identifizierten Spannungsbandprobleme und Betriebsmittelüberlastungen ausschließlich mit konventionellen Mitteln beseitigt werden, müssen nach und nach in fünf Halbringen parallele Kabel gelegt werden, die jeweils die abgelegenen Stationen und DEA versorgen (Abbildung 15-18). Bis 2050 steigt dadurch die Leitungslänge im Netz um 1/6 (Szenario A); 1/5 (Szenario B) und 1/4 (Szenario C), wobei in allen Szenarien davon jeweils über 80 % der Kabellänge bis 2020 verlegt werden müssen.

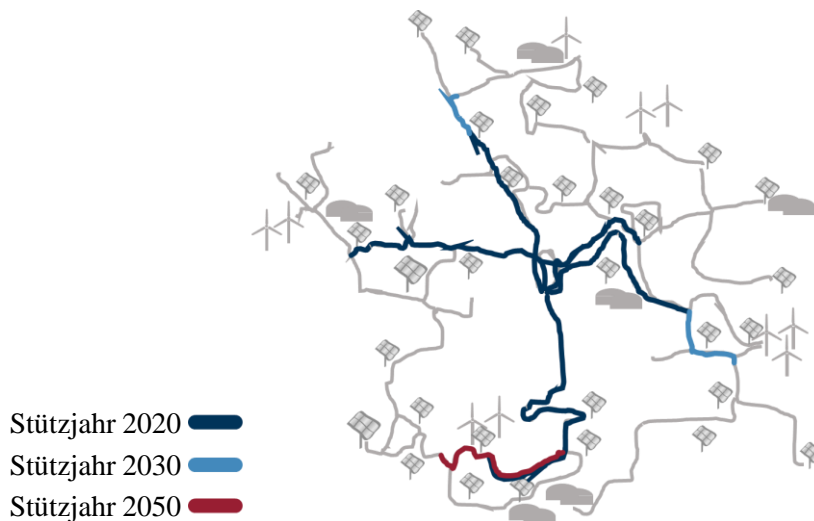


Abbildung 15-18: MS-Netz 1: Konventionellen Ausbau im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 1: Ausbau mit SUW

In dieser Variante wird der Sollwert der Spannung am UW um 1 % U_n abgesenkt. Im Beispiel ist angenommen worden, dass eine statische, dauerhafte Absenkung auf $U_{\text{soll}} = (101,5 \pm 1,5) \% U_n$ möglich ist, ohne dass es dadurch zu Problemen im Starklastfall kommt. Diese Maßnahme ist so effektiv, dass im Szenario A keine Ausbaumaßnahmen notwendig sind. Im Szenario B (höhere DEA-Zubau) sind hingegen in allen Stützjahren Kabelausbaumaßnahmen notwendig, da in einigen Halbringen die Spannungsdifferenz größer ist als $\Delta U = U_{\text{max}} - U_{\text{soll,max}} = +3,0 \%$ und daher Spannungen von $U/U_n > 106 \%$ auftreten (Abbildung 15-19). Die Betriebsmittelüberlastungen im Szenario C können mit SUW a priori nicht behoben werden.

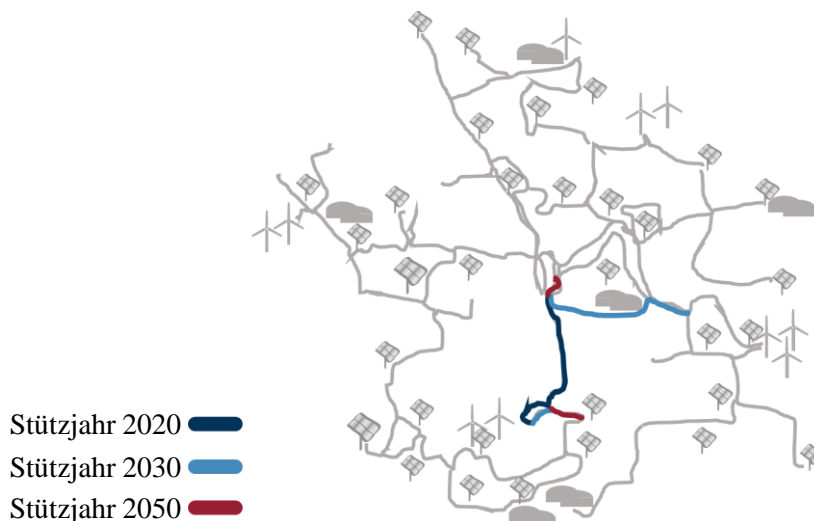


Abbildung 15-19: MS-Netz 1: Ausbau mit Kabeln unter Einsatz der SUW im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 2: Ausbau mit rONT

Da in Szenario A und B ausschließlich Spannungsbandprobleme mit $106\% < U_{\max}/U_n < 110\%$ auftreten, die alle durch den Einsatz von rONT behoben werden können, ist kein Ausbau mit Kabeln notwendig (Abbildung 15-20). Dazu sind 34 rONT (Szenario A) bzw. 90 rONT (Szenario B) notwendig, die an allen UW-ferne ONS installiert werden müssen, an denen $U_{\max}/U_n > 106\%$ auftritt (Abbildung 15-17). In Szenario C kommt es ab 2030 auch zu Betriebsmittelüberlastungen sowie zu einem unzulässigen Spannungsanstieg ($U_{\max}/U_n > 110\%$), die außerhalb der Regelbereichs des rONT liegt. Daher müssen im Szenario C zusätzlich zu 98 rONT auch Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 40$ km verlegt werden.

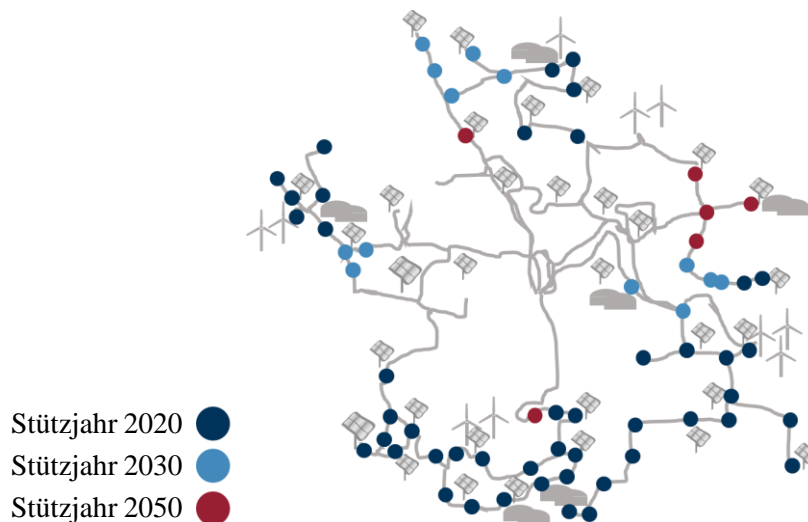


Abbildung 15-20: MS-Netz 1: Ausbau mit rONT im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 3: Ausbau mit ESR

Wie die Planung zeigt, ist das Netz I gut für den Einsatz von MS-ESR geeignet: Bereits mit 2 MS-ESR (Szenario A) bzw. 5 MS-ESR (Szenario B) kann der konventionelle Ausbau vollständig substituiert werden (Abbildung 15-21). Der MS-ESR kann die Spannung soweit senken, dass im Gegensatz zur Variante 2 (Ausbau mit rONT) Kabel ausschließlich aufgrund von Kabelüberlastungen verlegt werden müssen.

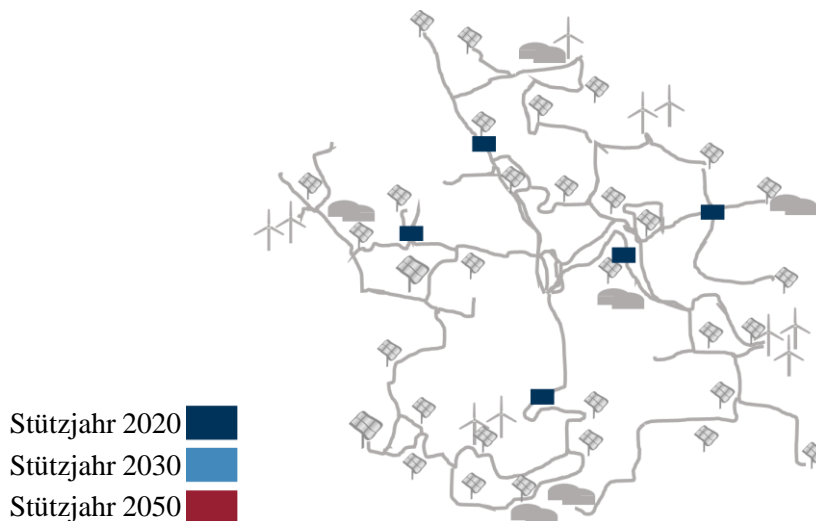


Abbildung 15-21: MS-Netz 1: Ausbau mit MS-ESR im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 4: Ausbau mit SEM

Der Einsatz des SEM (V4) also die dauerhafte Abregelung aller MS-DEA kann den Kabelausbau in Szenarien mit hohem DEA-Zubau (Szenarien B und C) gegenüber V0 nur leicht verringern (siehe Tabelle 15-13 und Abbildung 15-22). Die Summe der abgeregelten Energie E_{ab} aller MS-DEA im Netzgebiet beträgt im Jahr 2050 mehr als $E_{ab,2050} = 2000$ MWh pro Jahr in allen drei Szenarien. Aufgrund der hohen abgeregelten Energie und des hohen Ausbaubedarfs mit Kabeln ist SEM nicht empfehlenswert.

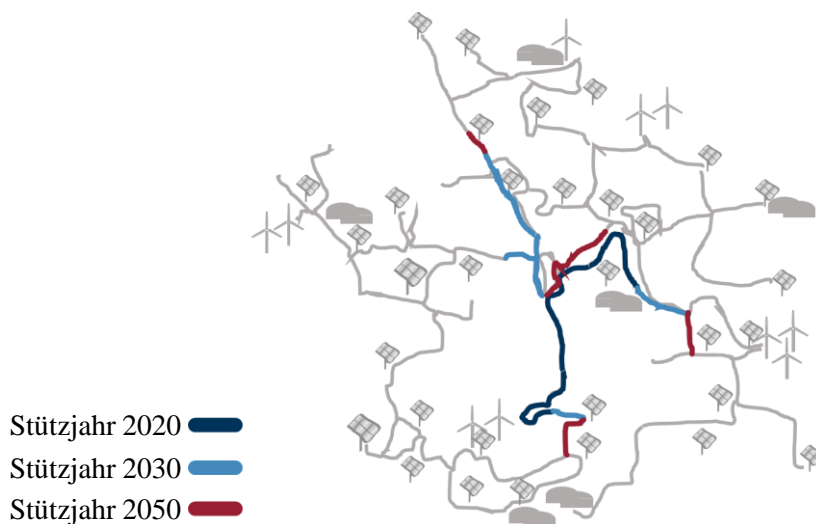


Abbildung 15-22: MS-Netz 1: Ausbau mit SEM und Kabeln im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung)

Variante 5: Ausbau mit DEM

Im Gegensatz zu V4 werden die DEA durch den Einsatz einer DEM⁴⁸ zielgerichtet und bedarfsgerecht abgeregelt (Abbildung 15-23). Dazu ist ein DNA-System zu installieren. Dadurch sinken die abgeregelte Energie im Vergleich zur V4 (SEM) signifikant (Tabelle 15-13). Im Vergleich zur V0 (KONV) sinkt der Bedarf an Kabel um 73 % in Szenario B und um 100 % in Szenario A. Technisch profitiert die DEM-Lösung von der nach dem EEG ab 2009 vorgeschriebenen Fernsteuerbarkeit der MS-DEA ($P_{\text{inst}} > 100 \text{ kW}$), wodurch die Hardwarekosten für Aktorik und Sensorik sinken. Je DEA wird die Wirkleistungsregelung so begrenzt, dass die abgeregelte Energie nicht größer ist als $E_{\text{ab}} = 5 \% E$ bezogen auf ein Jahr. Sind darüber hinaus weitere Maßnahmen notwendig und werden Kabel verlegt. Dementsprechend kann bei sehr starken DEA-Zubau (Szenario C) der Kabelbedarf im Vergleich zu V0 auch nur um 5 % gesenkt werden. Hinweis: Für den Einsatz des DEM wird ein DNA-System vorausgesetzt, welches selektiv je Strang bzw. Gebiet die Momentanleistung einzelner MS-DEA dynamisch begrenzen kann (vgl. Abschnitt 7.2.12).

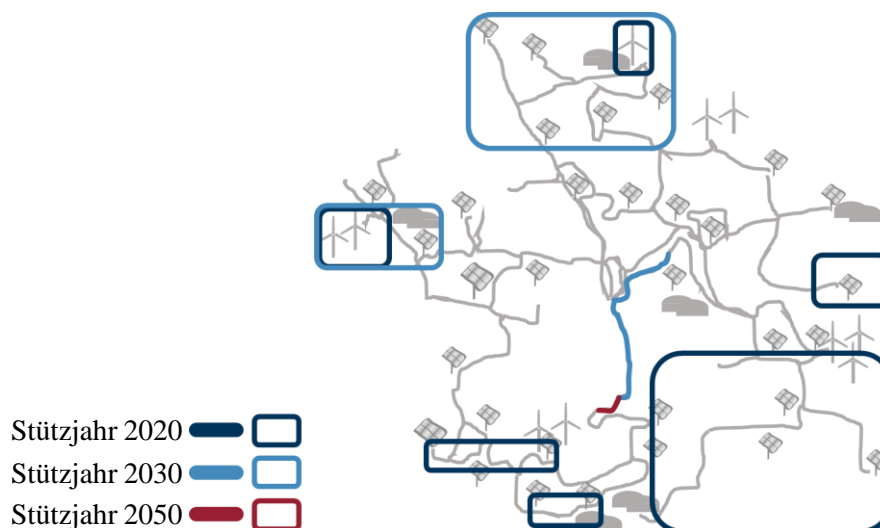


Abbildung 15-23: MS-Netz 1: Ausbau mit DEM und Kabeln im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Hervorgehoben sind die Gebiete, in denen zeitweise eine Spitzenkappung von MS-DEA mittels DEM erfolgt

Variante 6: Ausbau mit DEM (+ESR)

Ein nahezu vollständiger Verzicht auf Kabelausbau auch bei sehr hoher DEA-Durchdringung wird durch die Kombination der beiden Technologien DEM und MS-ESR ermöglicht. In allen Szenarien-Stützjahr-Kombinationen, in denen der Einsatz des DEM in einem Teilnetz nicht ausreicht (Erreichung der Grenzen $E_{\text{ab}} = 5 \% E$ pro DEA und Jahr), wird in dem jeweiligen Halbring zusätzlich ein MS-ESR verbaut (Abbildung 15-24). Dies ist in Szenario B ab 2030 und

⁴⁸ Es wird davon ausgegangen, dass ein nicht nur vorübergehender Einsatz der Spitzenkappung rechtlich möglich ist (vgl. Entwurf zum Strommarktgesetz [34]) und daher in der strategischen Planung zum Einsatz kommen kann.

in Szenario C ab 2020 der Fall. Diese reduzieren prinzipiell die benötigte Leistungskappung mittels DEM und damit auch die Höhe der abgeregelte Energie. Im Vergleich zum andernfalls notwendigen Einsatz von Kabeln (wie in V5) kann die abgeregelte Energie pro Jahr aber höher sein. Dies ist entweder der Fall aufgrund der geringeren Übertragungsleistung der Bestandskabel oder um den bzw. die MS-ESR kleiner zu dimensionieren (z. B. in Szenario C 2050).

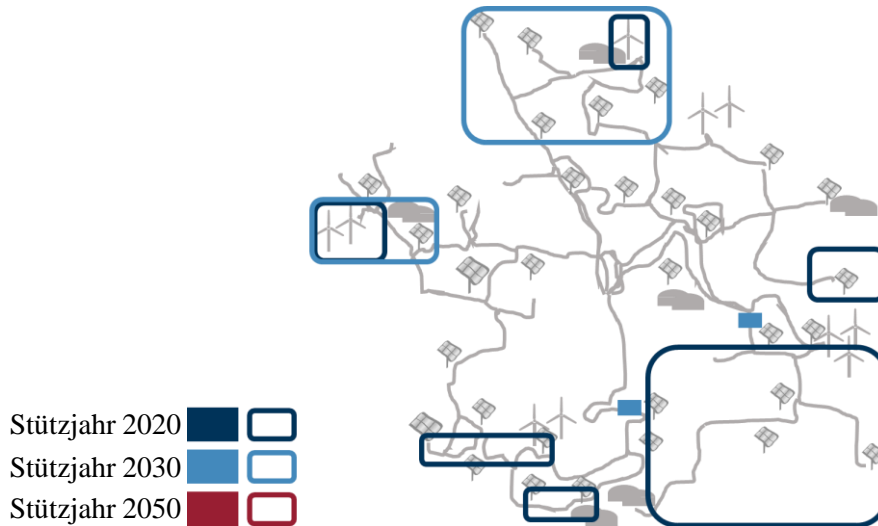


Abbildung 15-24: MS-Netz 1: Ausbau mit MS-ESR bei Einsatz des DEM im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Hervorgehoben sind die Gebiete, in denen zeitweise eine Spitzenkappung von MS-DEA mittels DEM erfolgt

Variante 7: Ausbau mit DEM (+rONT)

Analog zu Variante V6 kann DEM auch mit der Technologie rONT kombiniert werden. Bei Szenario A ist dabei der Einsatz des DEM als alleinige Technologie noch ausreichend und aufgrund der geringen abgeregelten Energie (vgl. Tabelle 15-13) auch zweckmäßig und wirtschaftlich. In den Szenarien B und C werden dann zusätzlich mehrere rONT eingesetzt, wobei in Szenario B erst im zweiten Stützjahr 40 rONT installiert werden müssen (Abbildung 15-25).

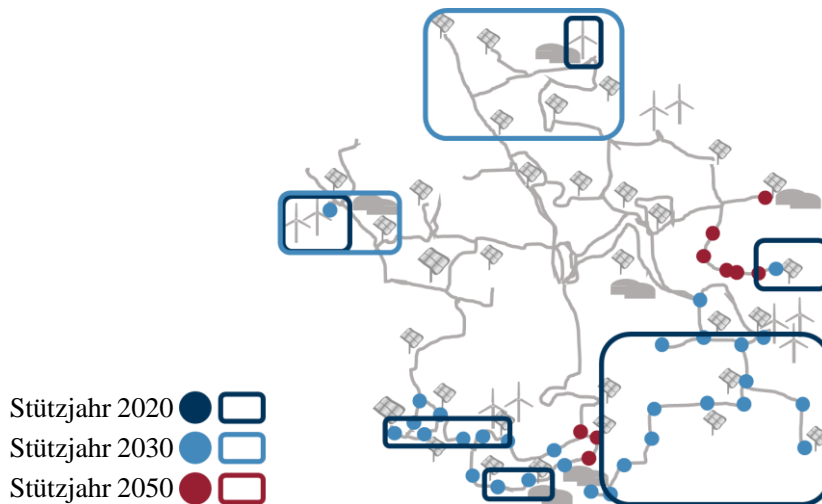


Abbildung 15-25: MS-Netz 1: Ausbau mit rONT bei Einsatz des DEM im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Hervorgehoben sind die Gebiete, in denen zeitweise eine Spitzenkappung von MS-DEA mittels DEM erfolgt.

Variante 8: Ausbau mit SUW (+DEM)

Bei der Kombination aus SUW und DEM wird wie in Variante V1 zunächst die Spannung am UW abgesenkt. Da diese Maßnahme in den Szenarien B und C isoliert nicht ausreichend ist, wird dann zusätzlich ein DNA-System installiert, um das DEM einsetzen zu können. Insgesamt kann dadurch die Verlegung von Kabeln praktisch vollständig vermieden werden (Abbildung 15-26).

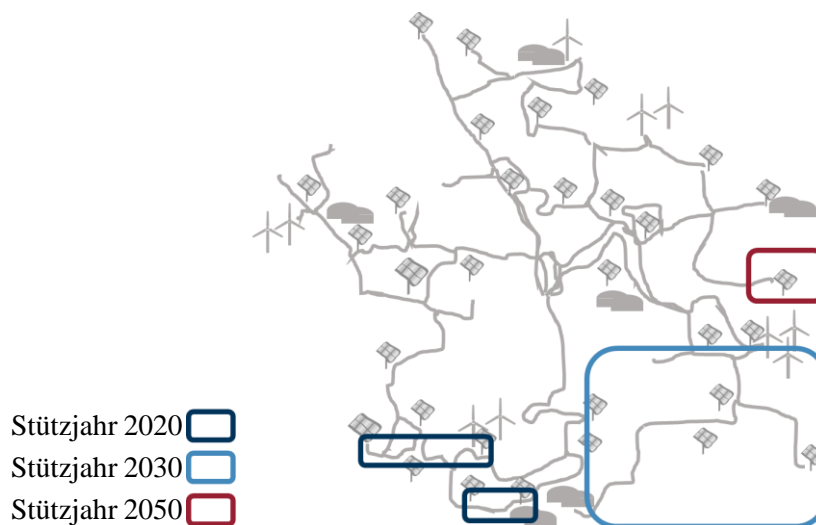


Abbildung 15-26: MS-Netz 1: Ausbau mit rONT bei Einsatz des DEM im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung). Hervorgehoben sind die Gebiete, in denen zeitweise eine Spitzenkappung von MS-DEA mittels DEM erfolgt.

Variante 9: Ausbau mit SUW (+rONT)

Nach dem Einsatz der SUW (in Variante V1) werden hier im Bedarfsfall die Spannungsbandverletzungen durch den Einsatz von 56 rONT (Szenario B) bzw. 76 rONT (Szenario C) verhindert. Aufgrund von Betriebsmittelüberlastungen und des sehr hohen Spannungsanstiegs ergibt sich in Szenario C zusätzlich ein Bedarf von Kabeln mit einer

Gesamtlänge von $l = 49$ km. Die Gebiete, in denen alle ONS mit rONT ausgestattet werden, können für Szenario B der Abbildung 15-27 entnommen werden.

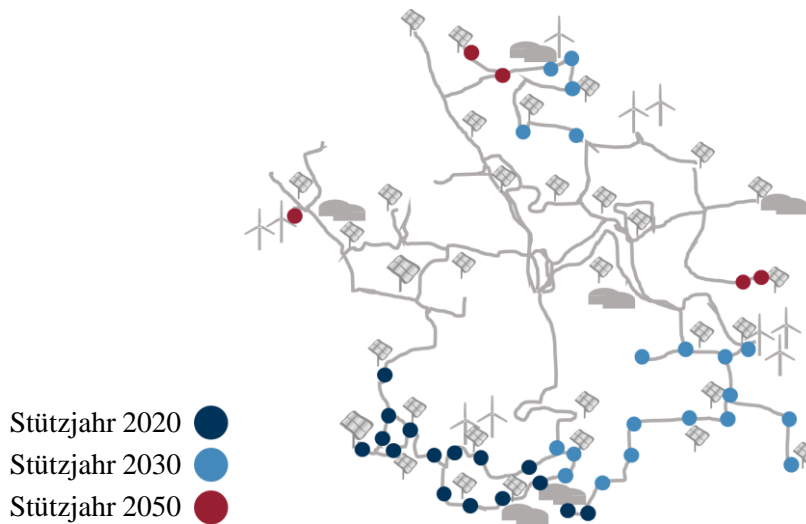


Abbildung 15-27: MS-Netz 1: Ausbau mit rONT bei Einsatz der SUW im Szenario B bis 2050 (vereinfachte Darstellung).

Variante 10: Ausbau mit SUW (+ESR)

Bei der Kombination aus SUW und DEM wird wie in Variante V1 zunächst die Spannung am UW abgesenkt. In Szenario B und C müssen dann zusätzlich noch 3 bzw. 5 MS-ESR verbaut werden (siehe Abbildung 15-28 für Szenario B). In Szenario C sind zusätzlich noch insgesamt $l = 41$ km Kabel notwendig.

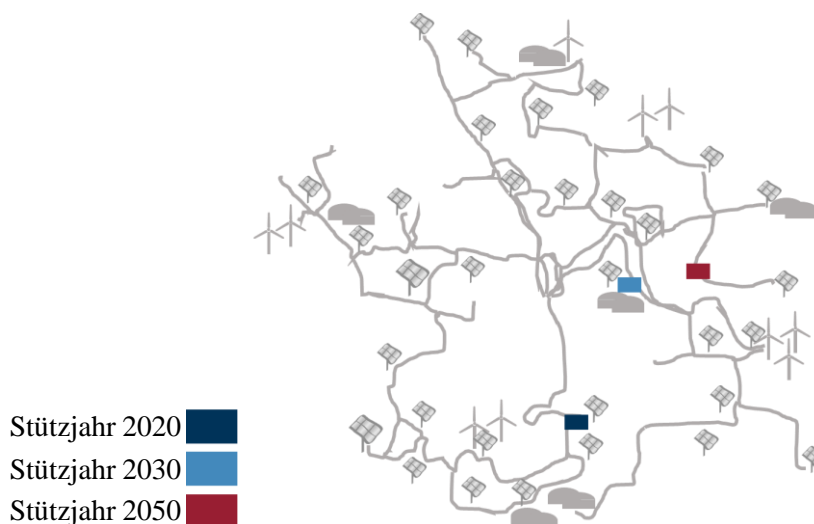


Abbildung 15-28: MS-Netz. Vereinfachte Darstellung des Ausbaus mit MS-ESR bei Einsatz der SUW im Szenario B bis 2050

Eine Übersicht über die technischen Ergebnisse der untersuchten Ausbauvarianten ist Tabelle 15-13 zu entnehmen.

Tabelle 15-13: MS-Netz: Netzausbaubedarf bis 2050

Variante	Parameter	Sz. A	Sz. B	Sz. C
V0: KONV	Kabellänge [km]	43	52	62
V1: SUW	Kabellänge [km]	0	16	42
	Spannungsabsenkung am UW [% U_n]	1,0	1,0	1,0
V2: rONT	Kabellänge [km]	0	0	40
	rONT [Stück]	34	90	98
V3: ESR	Kabellänge [km]	0	0	37
	MS-ESR [Stück]	2	5	5
V4: SEM	Kabellänge [km]	5	30	47
	e [%] für alle MS-DEA			
	im Jahr 2020:	4,0	2,0	3,0
	im Jahr 2030:	2,0	4,0	5,0
	im Jahr 2050:	5,0	5,0	5,0
V5: DEM	Kabellänge [km]	0	9	59
	Sensoren in MS / in NS [Stück]	6 / 21	6 / 42	6 / 42
	Angesteuerte DEA [Stück]	9	30	44
	e [%] (Max. einzelner DEA)	5,0	5,0	5,0
	e [%] bezogen auf die gesamte Energie aller MS-DEA im Netzgebiet			
	im Jahr 2020:	<0,01	0,3	0,7
	im Jahr 2030:	0,04	1,3	1,2
	im Jahr 2050:	0,02	1,3	1,8
V6: DEM+ESR	Kabellänge [km]	0	0	1
	Sensoren in MS / in NS [Stück]	6 / 21	6 / 42	6 / 42
	Angesteuerte DEA [Stück]	9	30	25
	e [%] (Max. einzelner DEA)	5,0	5,0	5,0
	e [%] bezogen auf die gesamte Energie aller MS-DEA im Netzgebiet			
	im Jahr 2020:	<0,01	0,3	0,7
	im Jahr 2030:	0,04	0,1	1,7
	im Jahr 2050:	0,02	0,2	2,2
	MS-ESR [Stück]	0	2	5
V7: DEM+rONT	Kabellänge [km]	0	0	1
	Sensoren in MS / in NS [Stück]	6 / 21	6 / 42	6 / 42
	Angesteuerte DEA [Stück]	9	30	44
	e [%] (Max. einzelner DEA)	5,0	5,0	5,0

	<i>e</i> [%] bezogen auf die gesamte Energie aller MS-DEA im Netzgebiet			
	im Jahr 2020:	<0,01	0,3	0,5
	im Jahr 2030:	0,04	0,2	0,3
	im Jahr 2050:	0,02	0,2	1,2
	rONT [Stück]	0	56	93
V8:	Kabellänge [km]	0	0	9,5
SUW(+DEM)	Spannungsabsenkung am UW [% U_n]	1,0	1,0	1,0
	Sensoren in MS / in NS [Stück]	0	6 / 21	5 / 33
	Angesteuerte DEA [Stück]	0	8	31
	<i>e</i> [%] (Max. einzelner DEA)	-	5,0	5,0
	<i>e</i> [%] bezogen auf die gesamte Energie aller MS-DEA im Netzgebiet			
	<i>e</i> (MS-DEA) [%]			
	im Jahr 2020:	-	0,01	0,3
	im Jahr 2030:	-	0,04	1,6
	im Jahr 2050:	-	0,1	1,8
V9:	Kabellänge [km]	0	0	49
SUW+rONT	Spannungsabsenkung am UW [% U_n]	1,0	1,0	1,0
	rONT [Stück]	0	56	76
V10:	Kabellänge [km]	0	0	41
SUW+ESR	Spannungsabsenkung am UW [% U_n]	1,0	1,0	1,0
	MS-ESR [Stück]	0	3	5

Kostenbewertung der Planungsvarianten

Mit konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen sind für das betrachtete MS-Netz sehr hohe Investitionen notwendig (siehe Abbildung 15-29, Abbildung 15-30 und Abbildung 15-31): Die Gesamtkosten bis zum Jahr 2050 belaufen sich in Abhängigkeit vom DEA-Szenario auf Werte zwischen 3,8 Mio. EUR (Barwert 2015) im Szenario A und 6,8 Mio. EUR im Szenario C (Barwert 2015). Durch den Einsatz der innovativen Technologien können in allen Szenarien signifikante Kostenvorteile erzielt werden.

Bei moderatem DEA-Zubau (Szenario A) ist V1 (SUW) die kosteneffizienteste Variante mit 0,0 Mio. EUR (Barwert 2015). Dabei wird vorausgesetzt, dass für die dauerhafte statische Absenkung des Sollwerts am HS/MS-Transformator keine Investitionen und auch für die Konfiguration durch einen Mitarbeiter des Netzbetriebs im Rahmen regelmäßiger Wartungen keinen relevanten Zusatzkosten anfallen.

Bei höherem DEA-Zubau (Szenario B und C) ist die Kombination aus SUW und DEM mit 0,28 Mio. EUR (Barwert 2015) bei Szenario B und 2,2 Mio. EUR (Barwert 2015) in Szenario C am kostengünstigsten. Die Ersparnis gegenüber konventionellen Ausbau beträgt 94 % im Szenario B und 68 % im Szenario C.

Szenario A

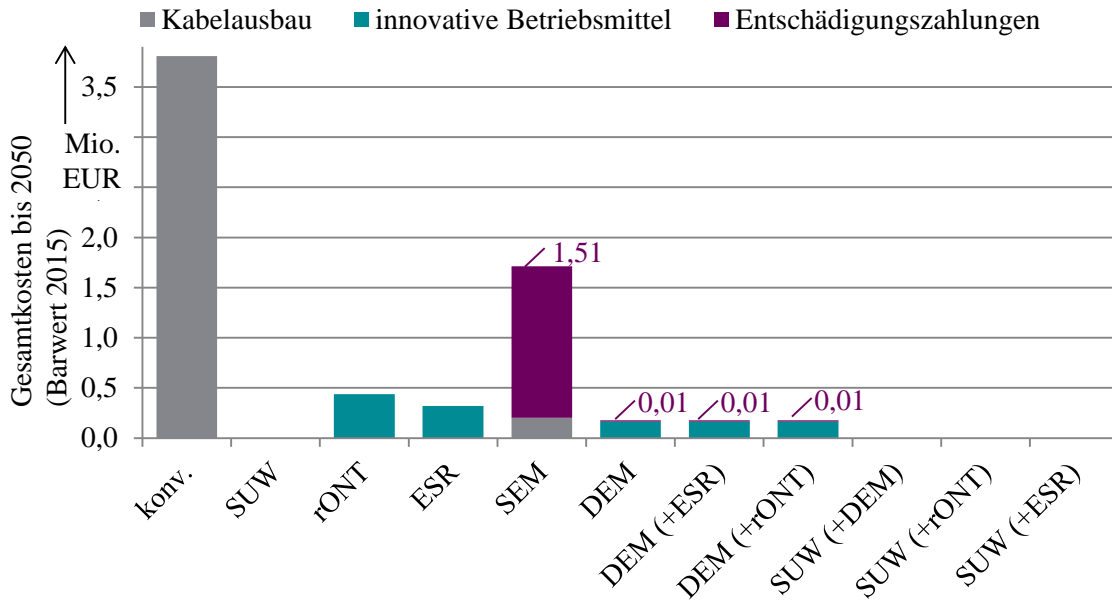


Abbildung 15-29: Ausbaukosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) für das MS-Netz 1 im Szenario A

Szenario B

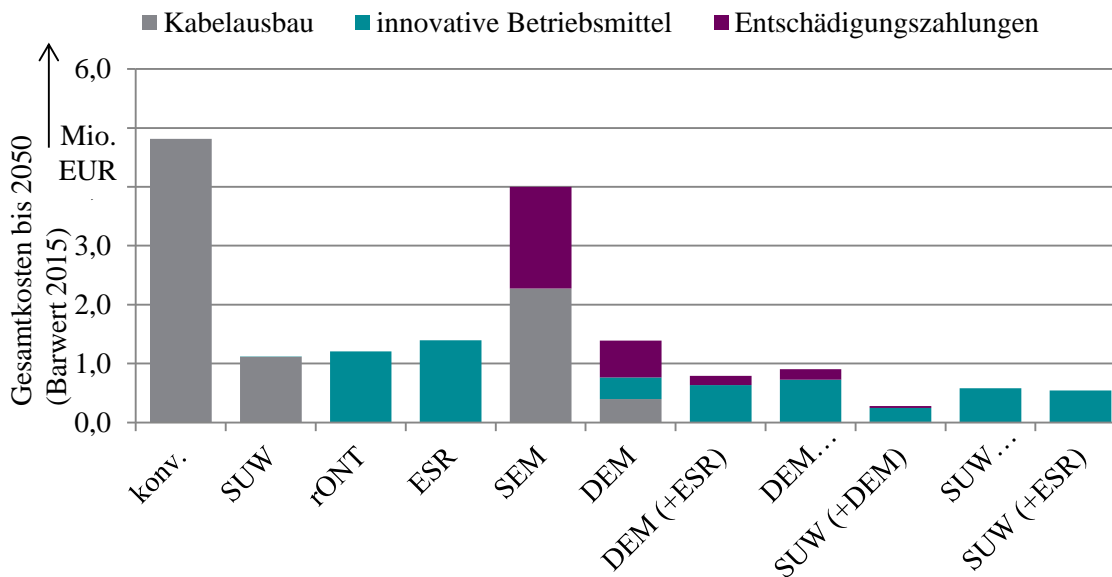


Abbildung 15-30: Ausbaukosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) für das MS-Netz 1 im Szenario B

Szenario C

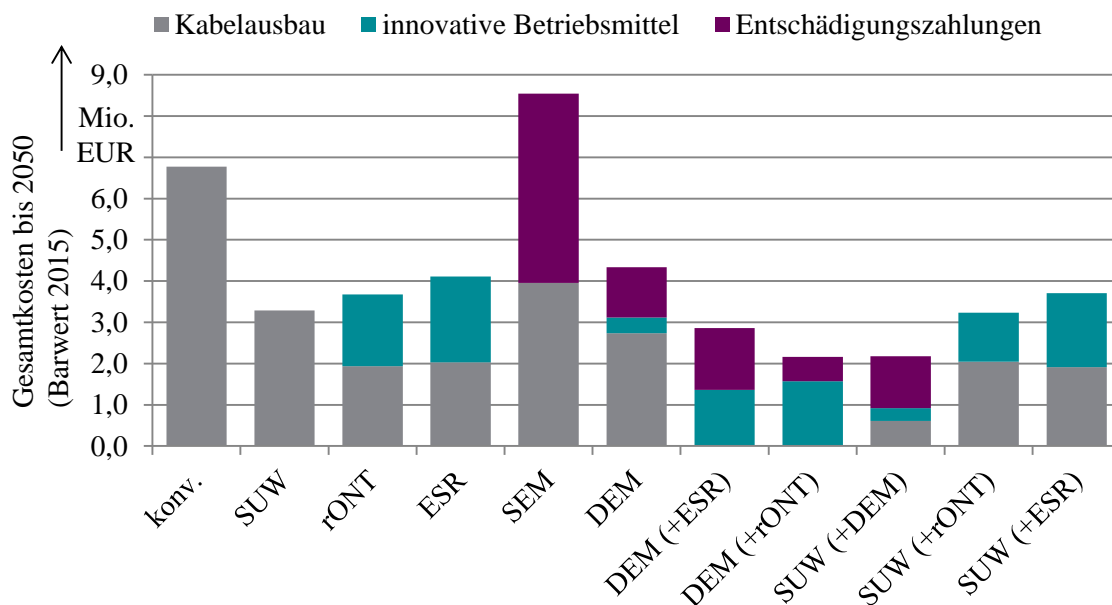


Abbildung 15-31: Ausbaukosten (Investitionen und Betriebsmehraufwand) für das MS-Netz 1 im Szenario C

Die kostenoptimierte Ausbaustrategie für dieses Netz besteht darin, zunächst die Spannung am UW auf den neuen Sollwert von $U_{\text{soll}} = (101,5 \pm 1,5) \% U_n$ abzusinken und anschließend bei Bedarf (durch weiteren DEA-Zubau) ein DNA-System zu installieren, mit dem das DEM eingesetzt werden kann. Wie in Tabelle 15-13 dargestellt, sind im Falle eines sehr hohem DEA-Zubaus (Szenario C: 98 MW im Jahr 2050) zusätzlich auch Kabelmaßnahmen in geringem Umfang notwendig.

Insgesamt sind die innovativen Planungsvarianten mit rONT, MS-ESR und DEM bezogen auf das MS-Netz auf einem ähnlichen Kostenniveau. Daher kann es je nach Unternehmensstrategie auch sinnvoll sein, rONT oder MS-ESR in Kombination mit konventionellem Ausbau einzusetzen, allerdings erst, nachdem die Spannung am UW durch SUW optimiert worden ist. Ausschließlich konventioneller Netzausbau und SEM sind nicht empfehlenswert.

15.3.3 Planungsbeispiel für die Hochspannungsebene

Ausgangssituation

Das betrachtete HS-Netz umfasst jeweils zwei Einspeisungen aus der 380 kV- und der 220 kV-Ebene. Im gesamten Netz befinden sich 38 110 kV-UW und 19 DEA, die direkt an die 110 kV-Ebene angeschlossen sind und heute eine installierte Einspeiseleistung von $P_{\text{inst}} = 1,3$ GW erreichen. Dem steht eine installierte Minimallast von $P = 350$ MW gegenüber. Die Entwicklung der DEA für die drei Stützjahre ist in Tabelle 15-14 dargestellt. Die Last wird als konstant angenommen. Das Netz umfasst im derzeitigen Zustand Freileitungen mit einer Gesamtlänge von ca. $l_{\text{ges}} = 1400$ km.

Tabelle 15-14: Installierte DEA-Leistung im HS-Netz

Größe	Installierte DEA-Leistung [MW]							
	Heute		2020		2030		2050	
	HS	MS/NS	HS	MS/NS	HS	MS/NS	HS	MS/NS
WEA	209	361	451	492	552	592	612	656
PVA	116	486	167	712	178	826	185	896
BMA	31	124	40	164	42	180	42	186
Summe	1327		2027		2370		2577	

Problemidentifikation

Die Lastflussrechnungen zeigen, dass die Leitungsauslastung zunehmend ein Problem darstellt und in Zukunft zu Zeitpunkten mit hoher Einspeiseleistung der DEA bei niedriger Last einen Netzausbau erforderlich machen. Gleichzeitig zeigte sich aufgrund der Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz eine Überlastung der Transformatoren vieler HS/MS-UW. Eine Spannungsbandverletzung trat hingegen in den zugrunde gelegten Szenarien nicht auf.

Technische Ergebnisse der Planungen

Für das Netz wurden Zielnetzplanungen mit den im Abschnitt 7.2 vorgestellten Technologieoptionen erarbeitet und dabei die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 betrachtet. Neben dem Vergleich zwischen dem konventionellen und innovativen Ausbau wird im vorliegenden HS-Netz auch eine Variantenrechnung hinsichtlich des Baus von HöS/HS-UW als Verknüpfungspunkte zur HöS-Ebene durchgeführt. Zunächst wird das grundsätzliche Vorgehen im Rahmen der Ausbauplanung vorgestellt.

1. Bestimmung neuer HöS/HS-Umspannwerkstandorte

Die Bestimmung zusätzlicher UW-Standorte erfolgt zum einen anhand des geografischen Verlaufs der heutigen HöS-Trasse und zum anderen anhand des topologischen Bedarfs eines „Stützpunktes“. Weitergehende notwendige Untersuchungsaspekte konnten im Rahmen dieser Planung nicht berücksichtigt werden. Die Auswertung ergab, dass zwei zusätzliche UW einen positiven Effekt auf den Netzausbau aufweisen. Bei der Planung wurden sowohl die UW als auch die Verbindungsleitungen zum Übertragungsnetz entsprechend der Entfernung berücksichtigt.

2. Ausbau der HS/MS-Umspannwerke

Grundsätzlich zeigte sich in der Szenariorechnung bei dem Beispielnetz neben der Überlastung von Leitungen auch eine Überlastung der HS/MS-UW. Hier war unabhängig von der jeweiligen Variantenrechnung auf Grund der Rückspeisung aus der MS-Ebene ein sukzessiver Ausbau der überlasteten UW notwendig. Mittels der forcierten Trafokühlung konnte zwar ein Potential einer Investitionsverschiebung festgestellt werden, jedoch sind im Falle einer Realisierung die zusätzlichen Geräuschemissionen und zusätzliche Verluste bei dem häufigen Einsatz der Ventilatoren zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wurde die Zwangskühlung als Maßnahme zur Verzögerung der Investition im Rahmen dieser Beispielausbauplanung nicht standardmäßig eingesetzt.

Es zeigte sich, dass die heute vorhandenen Standorte der HS/MS-UW vor dem Hintergrund des DEA-Ausbaus zwar ausreichend, jedoch vereinzelte Ausbaumaßnahmen bestehender UW erforderlich sind. Dazu sind in den einzelnen Stützjahren die bestehenden Transformatoren durch leistungstärkere Transformatoren inklusive der ober- und unterspannungsseitigen Schaltfelder zu ersetzen. Bei einer reinen Bewertung nur anhand der Auslastung ohne eine Betrachtung der detaillierten Leistungsaufteilung auf die Sammelschienen, wurde über die Jahre bis 2050 bei den überlasteten HS/MS-UW eine erforderliche Steigerung der Bemessungsscheinleistung der Transformatoren gegenüber heute von insgesamt $S_{rT} = 237$ MVA ermittelt.

3. Verlagerung der Leistung innerhalb des HS/MS-Umspannwerks

Als weitere Maßnahme wurde die Verlagerung der Leistung innerhalb der HS/MS-UW oder auf andere Versorgungsgebiete untersucht. Die homogenere Verteilung der Leistung auf die einzelnen Sammelschienen im UW stellt dabei eine einfache aber effektive Möglichkeit dar, Betriebsmittelüberlastungen auszugleichen.

Es hat sich gezeigt, dass durch die oben skizzierte Optimierung lediglich eine Steigerung der Bemessungsscheinleistung der Transformatoren gegenüber dem heutigen Zustand in Summe von $S_{rT} = 137$ MVA erfolgen muss. Dies liegt deutlich unter dem Wert der Variante 2.

4. Innovative Betriebsweisen

Bei der Umsetzung innovativer Planungen wurden die Methoden des SEM, des DEM, des FLM und der LiF betrachtet und jeweils als erste Planungsvariante berücksichtigt. Die innovativen Methoden wurden zudem sowohl in Kombination untereinander betrachtet als auch noch mit unterschiedlichen Varianten bzgl. der Errichtung von HöS/HS-UW. Darüber hinaus wurde eine spannungsebenenübergreifende Planung durchgeführt.

5. Leitungsausbau

Im letzten Schritt wurden die verbleibenden Leitungsüberlastungen durch den Leitungsausbau behoben. Dabei wurde konsequent ein Freileitungsausbau mittels HTL umgesetzt, wobei zunächst eine Erneuerung bzw. Verstärkung des Leiterseilsystems und bei weiterem Ausbaubedarf ein Neubau eines parallelen Systems realisiert wurde.

Variantenvergleich

Variante 1: Konventionelle Netzverstärkung und -neubau

Zur Beseitigung der in den Einspeiseszenarien identifizierten Betriebsmittelüberlastungen mit konventionellen Mitteln wurden Leitungen durch den Einsatz von HTL verstärkt oder bei Bedarf neu gebaut und mit dem Bau von HöS/HS-UW als Verknüpfungspunkte zur HöS-Ebene verknüpft.

Die Modellierung des Netzes erfolgte mit einer Ausfallanalyse mit einer Belastungsgrenze von $I_{b,(n-1),\max} = 130 \% I_{th}$.

Der Leitungsbedarf richtet sich danach, wann und wie viele Netzverknüpfungspunkte zur vorgelagerten Netzebene realisiert werden. Ohne den Bau eines HöS/HS-UW müssen knapp 70 % der derzeit installierten Leitungen durch HTL-Seile verstärkt oder neu gebaut werden. Dieser Bedarf kann durch den Bau eines HöS/HS-UW auf ca. 47 % reduziert werden. Minimaler Ausbaubedarf (ca. 30 % der derzeitigen Leitungen) resultiert aus dem Bau zweier HöS/HS-UW in 2020.

Variante 2: Freileitungsmonitoring

Das FLM erlaubt eine maximale Leitungsauslastung in Abhängigkeit des Leiterseildurchgangs und den Witterungsbedingungen.

Die Belastungsgrenze unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit (Ausfallanalyse) und der Umsetzung des FLM zur Auslastungssteigerung wurde bei der Planung auf $I_{b,(n-1),\max} = 160 \% I_{th}$ gesetzt. Es wurde somit eine durchschnittliche Steigerung der Leitungsauslastung von 30 % I_{th} in dem Beispielnetz angenommen. Bei auftretenden Überlastungen von $I_{b,(n-1),\max} > 130 \% I_{th}$ wurden

die für das FLM notwendigen Leitungskilometer dokumentiert und anschließend eine Auslastung von $I_{b,(n-1),\max} = 160 \% I_{th}$ zugelassen. Bei weiterer Überlastung wurden verstärkende Maßnahmen durch den Einsatz von HTL-Seilen oder der Bau weiterer Leitungssysteme berücksichtigt.

Die erhöhte maximale Auslastung durch Umsetzung eines Monitoringsystems ermöglicht es, die gesamten Ausbaurkosten je nach HöS/HS-UW-Variante in einem Bereich von 24 % bis 33 % zu reduzieren (im Vergleich zur jeweils gleichen HöS/HS-UW-Variante). Geringste absolute Ausbaurkosten lassen sich dabei durch die Untervariante mit zwei zusätzlichen HöS/HS-UW in 2020 erzielen.

Variante 3: Statisches Einspeisemanagement

Beim SEM werden die DEA konstant in ihrer Wirkeinspeisung begrenzt. Im Rahmen der Planung wurde eine Abregelung auf einen definierten Wert von $P_{lim} = 80 \% P_{inst}$ angenommen. Die BMA wurden in einer Variante bei der Abregelung berücksichtigt, in einer zweiten Variante davon ausgeschlossen. Auf Basis der abgeregelten Leistung wurde die abgeregelte Energie mittels Zeitreihen bestimmt und daraus die Entschädigungszahlungen ermittelt. Die Variante mit Abregelung der BMA wurde jedoch aufgrund der hohen Entschädigungszahlungen nicht weiter verfolgt.

Das SEM kann den Leitungsbedarf nur geringfügig reduzieren, unter Berücksichtigung der Entschädigungszahlungen ist in einigen Varianten sogar eine Kostensteigerung zu beobachten.

Variante 4: Dynamisches Einspeisemanagement

Beim DEM werden abweichend zur statischen Variante die DEA abhängig von der Netzauslastung abgeregelt. Dabei werden alle drei DEA-Typen berücksichtigt und das Netz in drei Netzgebiete unterteilt, in denen die Abregelung der DEA entsprechend der jeweiligen Netzauslastung in dem Gebiet vorgenommen wurde.

Je DEA wird die Wirkleistungsregelung so begrenzt, dass die auf ein Jahr bezogene relative abgeregelte Energie nicht größer ist als $e = 3 \%$. Je nach Netzauslastung wurde die Leistung reduziert und anschließend die abgeregelte Energie bestimmt. Darauf aufbauend wurden die Entschädigungszahlungen für die einzelnen DEA-Typen mittels überlagerter Zeitreihen ermittelt (vgl. Abschnitt 7.2.7.4).

Die erhöhte maximale Auslastung durch Umsetzung eines DEM ermöglicht es, die Ausbaurkosten je nach UW-Variante in einem Bereich von 60 % bis 37 % gegenüber der konventionellen Planung mit dem Bau von HöS/HS-UW zu reduzieren. In der Variante ohne zusätzlichen Netzverknüpfungspunkt zur HöS-Ebene wird der Bedarf um 60 % und in der Variante mit zwei Netzverknüpfungspunkten zur HöS-Ebene in 2020 um ca. 37 % reduziert. Das Kostenoptimum

liegt dabei in der Variante mit einem UW in 2020. Der zusätzliche Bau eines weiteren HöS/HS-UW führt demnach zu einem Anstieg der Gesamtkosten.

Variante 5: Leistungsreduktion im Fehlerfall

Die LiF unterscheidet sich im Planungsprozess von der konventionellen Variante in der Hinsicht, dass statt einer Ausfallanalyse und damit einer (n-1)-Betrachtung, eine einfache Leistungsflussrechnung vorgenommen und dabei die volle Leitungsauslastung von $I_{b,max} = 100 \% I_{th}$ zugelassen wird. Es wird vorausgesetzt, dass bei Auftreten des (n-1)-Falls eine Abschaltung der relevanten DEA innerhalb des erforderlichen Zeitraums möglich ist. Bei der Simulation wurde das Netz in drei Gebiete aufgeteilt und angenommen, dass je Gebiet ein Kommunikations- bzw. Schutzsystem zur Umsetzung der Leistungsreduktion installiert wurde.

Die LiF liegt vom Reduktionspotential hinsichtlich der notwendigen Gesamtkosten für den Ausbau des betrachteten Netzes zwischen der Methode des DEM und des FLM und kann den Netzausbau je nach UW-Variante um bis zu 50 % gegenüber dem konventionellen Ausbau reduzieren. Aufgrund der hohen Kostenreduktion stellt sich ein analoger Effekt zum DEM ein, sodass der Bau eines zweiten UW zu einem Anstieg der Gesamtkosten führt.

Variante 6: Innovative Kombinatorik LiF + FLM

Bei der innovativen Kombination aus LiF und FLM wird eine Leistungsflussrechnung bei dazu noch erhöhter maximaler Leitungsauslastung von $I_{b,max} = 130 \% I_{th}$ (FLM) durchgeführt. Die Kombination beider Methoden zur Steigerung der maximalen Auslastung führt in der Folge zu einer maximalen Kostenreduktion von 65 % in der Untervariante ohne UW. Absolutes Kostenoptimum liegt wiederum in der Variante mit einem UW in 2020.

Variante 7: Innovative Kombinatorik LiF + DEM

Bei der innovativen Kombination aus LiF und des DEM wird eine Leistungsflussrechnung bei gleichzeitiger Abregelung der DEA entsprechend der Netzauslastung durchgeführt. Diese Variante stellt das Kostenminimum aller Planungen dar. In der Untervariante ohne den Bau eines HöS/HS-UW können die Gesamtkosten um beinahe 90 % reduziert werden. In dem Fall stellt diese Variante auch absolut die kostengünstigste dar, da der Ausbaubedarf soweit reduziert wurde, dass der Bau eines UW keinen weiteren kostensenkenden Effekt aufweist bzw. die Kosten stattdessen sogar erhöht.

Variante 8: Spannungsebenenübergreifende Planung

Es wurde eine spannungsebenenübergreifende Planung durchgeführt, bei der angenommen wurde, dass in der MS-Ebene ein DNA-System zur Umsetzung eines DEM implementiert wurde.

Die dadurch realisierte reduzierte maximale Rückspeisung wurde exemplarisch ermittelt und bei der HS-Netzplanung wie folgt berücksichtigt: Reduktion der maximalen Leistung $P_{\text{rück}}$ um 28 % $P_{\text{inst,MS}}$ bei WEA und 32 % $P_{\text{inst,MS+NS}}$ bei BMA sowie um zusätzliche 3 % $P_{\text{inst,MS+NS}}$ bei PVA (vgl. Tabelle 15-6). Dabei zeigte sich ein signifikantes Potential, den Leitungsbedarf auf der HS-Ebene zu reduzieren. Der Leitungsbedarf wurde durch die übergreifende Planung gegenüber dem konventionellen Ausbau (ohne HöS/HS-UW) um ca. 16 % vermindert. Wenn die DNA-Kosten zudem entsprechend einer übergreifenden Planung auf beide Ebene gemäß der Entstehung zugeordnet werden, lassen sich auch aus Kostensicht signifikante Einsparungen erzielen.

Kostenbewertung der Planungsvarianten

Ein rein konventioneller Netzausbau auf Basis von Freileitungen würde bei dem betrachteten Netz ein sehr hohes Investitionsvolumen bedeuten. Durch den Einsatz von innovativen Betriebsweisen können bei einem Großteil der Varianten kostentechnische Vorteile erzielt werden (vgl. Abbildung 15-32). Es zeigt sich, dass die Umsetzung des DEM von allen Einzelmaßnahmen das größte Einsparpotential aufweist. Durch die Kombination des DEM mit dem Bau eines HöS/HS-UW können im Bedarfsfall die Kosten weiter reduziert werden. Maximales Einsparpotential zeigt sich bei der Umsetzung einer Kombination aus DEM und LiF ohne den zusätzlichen Bau eines UW, der in diesem Fall sogar eine Kostensteigerung verursachen würde.

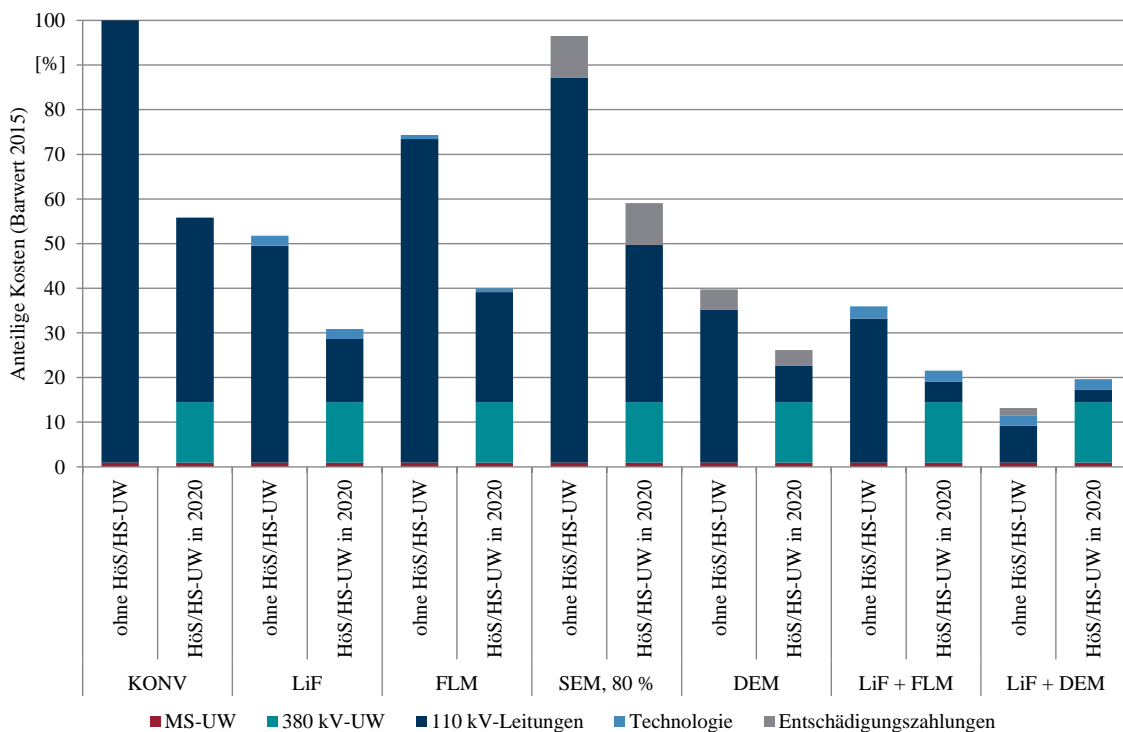


Abbildung 15-32: Anteilige Kosten einer Ausbauplanung für ein HS-Beispielnetz mit Einsatz verschiedener Technologien

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 Verteilungsnetzen

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

