

Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen

**Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung
Netzoptimierender Maßnahmen gemäß techni-
scher, ökonomischer, ökologischer, gesellschaft-
licher und rechtlicher Kriterien**

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser
Veröffentlichung liegt beim Autor.

Bericht©FfE, Dezember 2017

Förderkennzeichen: 03ET4015

Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen

**Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung
Netzoptimierender Maßnahmen gemäß techni-
scher, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftli-
cher und rechtlicher Kriterien**

Auftraggeber:	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
FfE-Auftragsnummer:	BMWi-34
Koordination und Projektleitung	Dipl.-Ing. Florian Samweber Dipl.-Ing. Simon Köppl
Bearbeitung	Alexander Bogensperger, M. Sc. Felix Böing, M. Sc. Andreas Bruckmeier, M. Sc. Thomas Estermann, M. Sc. Mathias Müller, M. Sc. Andreas Zeiselmair, M. Sc.
Mit der Unterstützung der Abschlussarbeiten von:	Barbara Hedeler, M. Sc. Juri Krack, M. A. Christoph Lienert, M. Sc. Julia Mayer, M. Sc. Thibaut Mongin, M. Sc. Janis Reinhard, M. Sc.
Redaktionelle Unterstützung durch	Birgit Buchwieser Annette Doll
Veröffentlichung:	Dezember 2017

ISBN 978-3-941802-37-7

Impressum:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

zum Projekt:

Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen

Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung
Netzoptimierender Maßnahmen gemäß
technischer, ökonomischer, ökologischer,
gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien

Förderung durch:

Bundesregierung im Rahmen der Förderinitiative
Zukunftsfähige Stromnetze in Form des
Bundesministerium für Wirtschaft und
Technologie (BMWi) - Förderkennzeichen:
03ET4015

Sowie den folgenden Industriepartnern:

Amprion GmbH
BMW Bayerische Motorenwerke GmbH
bnNETZE GmbH
EWE Netz GmbH
Harz Energie Netz GmbH
inetz GmbH
Main-Donau Netzgesellschaft mbH
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH
Österreichs E-Wirtschaft
Stadtwerke Augsburg Energie GmbH
Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH
SWM Infrastruktur GmbH
Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH
TenneT TSO GmbH
Thüga AG
TINETZ-Stromnetz Tirol AG

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation und Zielsetzung: Ganzheitlicher Vergleich der NoM	1
1.2	Einordnung der Einsatzreihenfolgen in das Gesamtprojekt	1
2	Methodisches Vorgehen zur Erstellung der Einsatzreihenfolgen	4
2.1	Auswahl der NoM für die MONA-Einsatzreihenfolgen	4
2.1.1	NoM im Verteilnetz	4
2.1.2	NoM im Übertragungsnetz	8
2.2	Techno-ökonomische Bewertung der NoM	10
2.3	Vorgehen zur ganzheitlichen NoM-Bewertung mithilfe einer Nutzwertanalyse	12
3	Nutzwertanalyse für eine ganzheitliche Netzplanung	14
3.1	Kriterien aus dem Morphologischen Kasten	18
3.1.1	Regulatorische Praktikabilität	18
3.1.2	Blindleistungsvermögen der NoM	19
3.1.3	Wirkungsgrad der NoM	20
3.1.4	IKT-Bedarf einer NoM	21
3.1.5	Durchdringungspotenzial	22
3.1.6	Zusätzliches Einnahmepotenzial für den Akteur	23
3.1.7	Veränderung der Bewertung für das Zieljahr 2030	24
3.1.7.1	Regulatorische Praktikabilität 2030	25
3.1.7.2	IKT-Bedarf einer NoM 2030	25
3.1.7.3	Durchdringungspotenzial 2030	25
3.1.7.4	Zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur 2030	26
3.2	Netzabhängige Kriterien im Verteilnetz	27
3.2.1	Auswirkungen der NoM auf die Verlustbilanz	27
3.2.2	Struktureller Einfluss der NoM	29
3.2.3	Einfluss der NoM auf die CO ₂ -Bilanz des Versorgungsgebietes	30
3.3	Kriterien des sekundären Mehrwerts der NoM	31
3.3.1	Technische Flexibilität der NoM	32
3.3.2	Zeitliche Verfügbarkeit der NoM	34
3.3.3	Robustheit im Betrieb	38
3.3.4	Einfluss auf den Netzbetrieb	44
3.3.5	Beitrag zu Systemdienstleistungen	47
3.3.6	Resilienz gegenüber Störfaktoren	52

3.3.7	Zusätzlicher Mehrwert der NoM	60
3.4	Kriterien der direkten Umweltauswirkungen der NoM	62
3.4.1	Grundzüge der Umweltprüfung in der Bedarfsplanung von Leitungsbauvorhaben.....	63
3.4.2	Herausforderungen und Limitation einer Umweltbewertung auf Technologieebene.....	64
3.4.3	Methodik der Umweltbewertung	65
3.4.4	Systembeschreibung.....	66
3.4.5	Entwicklung eines Umweltkriterien-Sets und Bewertung der NoM.....	68
3.4.6	Punktwertbestimmung der netzoptimierenden Maßnahmen in den Umweltkriterien	69
3.4.6.1	Auswirkungen auf Menschen und die menschliche Gesundheit	69
3.4.6.2	Ökologische Auswirkungen	74
3.4.6.3	Raumwirkung	79
3.4.7	Vergleichende Umweltbewertung der netzoptimierenden Maßnahmen	83
3.5	Kriterien der gesellschaftliche Akzeptanz der NoM.....	85
3.5.1	Die Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland /FFE-09 17/.....	87
3.5.1.1	Rahmenbedingungen im Netzleitungsbau	87
3.5.1.2	Akzeptanzforschung im Infrastrukturbereich.....	88
3.5.1.3	Fallauswahl für die Untersuchung	89
3.5.1.4	Forschungsergebnisse	89
3.5.1.5	Handlungsempfehlungen	95
3.5.2	Vorgehen für eine generalisierte Akzeptanzbewertung nach /HED-01 15/.....	96
3.5.2.1	Annäherung an den Begriff „Akzeptanz“	97
3.5.2.2	Grundlagen des Akzeptanzbildungsprozesses	98
3.5.2.3	Auswahl der Akzeptanzindikatoren.....	100
3.5.2.4	Methoden zur Punktwernerhebung.....	101
3.5.3	Punktwertbestimmung NoM in den Akzeptanzindikatoren	104
3.5.3.1	Akzeptanzobjekt.....	104
3.5.3.2	Akzeptanzsubjekt	107
3.5.3.3	Akzeptanzkontext.....	113
3.5.4	Vergleichende Bewertung der NoM bzgl. der gesellschaftlichen Akzeptanz ..	122
3.6	Gewichtung der Kriterien durch das SIMOS-Verfahren	125
3.6.1	Grundlagen des SIMOS-Verfahrens.....	125
3.6.2	Gewichtungsfaktoren für die Nutzwertanalyse in MONA 2030.....	126
3.7	Bildung des MONA-MorphKasten-Index.....	127
4	Einsatzreihenfolgen für das Verteilnetz	135

4.1	Grundlagen Verteilnetzsimulation.....	135
4.1.1	Netztechnischer Ausgangszustand der Verteilnetze.....	137
4.1.2	Definition der Notwendigkeit des Einsatzes von Netzoptimierenden Maßnahmen.....	137
4.2	Potenzialabschätzung der NoM durch die Netzgrenzanalyse	138
4.2.1	Methodisches Vorgehen.....	138
4.2.2	Technische Aufnahmekapazität der Typnetze ohne NoM.....	142
4.2.3	Problemspezifische Erweiterte Netzgrenzkapazität	143
4.2.3.1	Betriebsmittelüberlastung als limitierender Faktor	145
4.2.3.2	Spannungsbandverletzungen als limitierender Faktor	146
4.2.4	Netzspezifische erweiterte Netzgrenzkapazität	147
4.2.4.1	Netze mit Betriebsmittelüberlastung als limitierender Faktor	147
4.2.4.2	Netze mit Spannungsbandverletzungen als limitierender Faktor	152
4.2.4.3	Netze mit verteilungsabhängiger Limitation	154
4.2.5	Ökonomische Bewertung der NoM in der Netzgrenzanalyse	155
4.2.5.1	Netzkosten für spannungsbedingte Netzoptimierung	156
4.2.5.2	Netzkosten für strombedingte Netzoptimierung	160
4.3	Vergleichende Bewertung der NoM mittels Jahressimulationen	162
4.3.1	Herleitung der Simulationsparameter	162
4.3.1.1	Auswahl einer relevanten Region.....	162
4.3.1.2	Ergebnisauswertung der Referenz-Simulationen.....	166
4.3.1.3	Skalierung der Typnetze zur Abbildung von Inhomogenitäten	167
4.3.2	Ausgewählte Detailbewertungen der NoM.....	171
4.3.2.1	Regelbarer Ortsnetztransformator	171
4.3.2.2	Längsregler.....	173
4.3.2.3	Konventioneller Netzausbau im Verteilnetz	174
4.3.2.4	Quartierspeicher.....	177
4.3.2.5	Elektrofahrzeuge	180
4.3.2.6	Hausspeichersysteme	184
4.3.2.7	Hybridnetze Power2Heat: WP/ESH.....	186
4.3.2.8	Blindleistungsmanagement	189
4.3.2.9	Spitzenkappung	191
4.3.3	Vergleich der technischen Parameter der NoM	193
4.3.3.1	Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes	193
4.3.3.2	Maximale Transformatorauslastung	196
4.3.3.3	Maximale Leitungsauslastung	197
4.3.3.4	Leistungsverluste im Netzgebiet	198

4.3.3.5	Emissionen im Netzgebiet.....	200
4.3.3.6	Eigendeckungsgrad	202
4.3.3.7	Fazit	204
4.3.4	Kostenvergleich der NoM in den Jahressimulationen	204
4.3.4.1	Gesamtkostenperspektive.....	205
4.3.4.2	Netzkostenperspektive	214
4.3.4.3	Akteursperspektive.....	217
4.3.5	Fazit der techno-ökonomischen Bewertung der NoM	218
4.4	Anwendung des MONA-MorphKasten-Index auf die Typnetze.....	219
4.4.1	Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 4	220
4.4.2	Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 6	222
4.4.3	Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 8	223
4.5	Kurzes Fazit zu den Einsatzreihenfolgen in Verteilnetz	225
5	Einsatzreihenfolge für das Übertragungsnetz.....	227
5.1	Grundlagen Übertragungsnetzsimulation	228
5.1.1	Wahl der Bewertungsparameter	229
5.1.2	Technische Umsetzung.....	229
5.2	Sequenzierung der Simulationsläufe	231
5.3	Ergebnisse aus den Rahmenszenarien	234
5.3.1	Marktsimulation	235
5.3.2	Netzsimulation.....	237
5.3.3	Bildung von Szenarien mit NoM	239
5.4	Einzelanalyse der Netzwirkung von NoM	241
5.4.1	Freileitungsmonitoring	242
5.4.2	Netzausbau.....	244
5.4.3	Engpass-orientierter Wind-Ausbau.....	249
5.4.4	Power2Heat in Fernwärmenetzen	253
5.4.5	Demand-Response in der Industrie	256
5.5	Vergleich der NoM.....	257
5.6	Auswirkungen des Marktdesigns.....	261
5.6.1	Kosten.....	262
5.6.2	Emissionen	263
5.6.3	Sektorkopplung und Dekarbonisierung.....	264
5.7	Ausblick: Der geplante Übertragungsnetzausbau – Nur ein erster Schritt?.....	265
5.7.1	Erzeugungsleistung Erneuerbarer Energien.....	266
5.7.2	Last.....	267

5.7.3	Verknüpfung von Last und Erzeugung	267
5.7.4	Speicher und Netzauslastung.....	267
5.7.5	Alternative Transportkonzepte.....	267
5.8	Zusammenfassung der Ergebnisse	269
6	Zusammenfassung	271
7	Handlungsempfehlungen	275
7.1	Handlungsempfehlungen aus dem Szenarioprozess.....	275
7.2	Handlungsempfehlungen aus der Basisdatengenerierung.....	275
7.3	Handlungsempfehlungen aus der Maßnahmenklassifizierung.....	277
7.4	Handlungsempfehlungen aus der Erstellung der Einsatzreihenfolgen	279
7.4.1	Handlungsempfehlungen für das Verteilnetz	280
7.4.2	Handlungsempfehlungen für das Übertragungsnetz.....	282
8	Weiterer Forschungsbedarf	285
9	Anhang.....	288
9.1	Anhang 1 – Zusatzgrafiken zur Netzgrenzanalyse	288
9.2	Anhang 2 – Zusatzgrafiken zum Vergleich der NoM.....	295
9.3	Anhang 3 – Zusatzgrafiken zur Wirtschaftlichkeitsbewertung	297
9.4	Anhang 4 - Exkurs: Betriebskosten im heutigen Regulierungssystem	305
9.4.1	Vorschläge zum Umgang mit Betriebskosten	306
9.4.1.1	Anpassungen der Anreizregulierung	306
9.4.2	Alternative Regulierungssysteme	307
9.4.2.1	Price-Cap-Regulierung.....	307
9.4.2.2	Yardstick-Regulierung	308
9.4.3	Handlungsempfehlungen	309
9.5	Anhang 5 - Exkurs: Netzentgeltberechnung	310
9.6	Exkurs: Beispielhafte, oberflächliche Betrachtung der Akteursperspektive: Netzbetreiber	312
9.7	Anhang 5 - Fragebogen - Die eigene Perspektive als wichtiges Kriterium des Akzeptanzbildungsprozesses.....	315
9.8	Anhang 6 – Beispiel für das SIMOS-Verfahren.....	316
	Abkürzungsverzeichnis	318
	Abbildungsverzeichnis	321
	Tabellenverzeichnis.....	322
	Literaturverzeichnis.....	323

Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen

1 Einleitung

Die sich durch die Energiewende ergebende Veränderung der Belastungssituation deutscher Stromnetze kann als eine der wesentlichen Herausforderungen der Energiewirtschaft in den kommenden Jahren gesehen werden.

1.1 Motivation und Zielsetzung: Ganzheitlicher Vergleich der NoM

Ziel des Projektes „Merit Order des Netz-Ausbau 2030“ (kurz „MONA 2030“) ist die Ausarbeitung einer bzw. mehrerer „Merit Order“ für den Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen (kurz: NoM) im Verteil- und Übertragungsnetz.

Hinweis

Der Begriff Merit Order (engl. für „Wert-Reihenfolge“ bzw. gemeint „Sortierung nach Wert“) stammt ursprünglich aus der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken, welche nach der Höhe ihrer Grenzkosten für die Stromerzeugung sortiert dargestellt werden. Ziel ist es, die gegebene (Strom-) Nachfrage am kostengünstigsten zu decken.

Analog zu dieser Definition soll im Projekt MONA 2030 eine „Merit Order Netz-Ausbau“ entwickelt werden. Ziel ist eine technische Potenzialbewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen anhand zuvor definierter Typnetze, Szenarien und Kriterien, um eine ganzheitliche und systemübergreifende Bewertung möglich zu machen.

Auf Basis zuvor definierter Kriterien liefert das Ergebnis Einsatzreihenfolgen, welche

Der Begriff „**Einsatzreihenfolge**“, welcher im Projekt MONA 2030 synonym mit „**Merit Order**“ verwendet wird, beschreibt eine Gegenüberstellung technischer, ökonomischer, gesellschaftlicher, ökologischer, regulatorischer und rechtlicher Parameter von Netzoptimierenden Maßnahmen. Es erfolgt eine Sortierung der NoM für einzelnen Anwendungsfälle vom Optimum zum Pessimum.

Definition



einerseits eine Basis zur weiteren Analyse aufzeigen und andererseits die Grundlage für Handlungsempfehlungen darstellen.

1.2 Einordnung der Einsatzreihenfolgen in das Gesamtprojekt

Die Erstellung der Einsatzreihenfolgen im Rahmen des vorliegenden Berichts basiert auf den Ergebnissen der MONA-Teilberichte **Basisdaten**, **Szenario-Analyse** und **Maßnahmenklassifizierung** /FFE-45 17/, /FFE-10 17/, /FFE-15 17/.

Lesehinweis

Der vorliegende Bericht baut auf den bereits veröffentlichten Teilberichten des Projekts MONA 2030 auf:

- Szenario-Analyse - potenzielle zukünftige Rahmenbedingungen für den Netzausbau / FFE-10 17/

- Maßnahmenklassifizierung / FFE-15 17/

- Basisdaten - Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen / FFE-45 17/

Zur besseren Lesbarkeit werden diese im Folgenden mit den Kurztiteln „Szenariobericht“, „Maßnahmenbericht“ und „Basisdatenbericht“ bezeichnet.

Das prinzipielle Zusammenspiel der einzelnen Arbeitspakete ist **Abbildung 1-1** zu entnehmen.

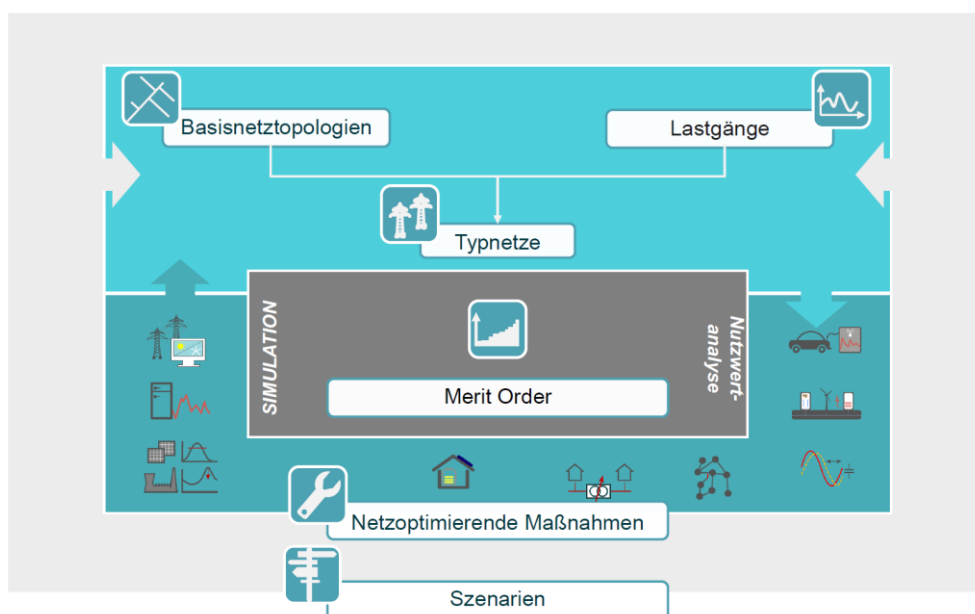


Abbildung 1-1: Projektstruktur MONA 2030

Um einen besseren Einstieg in die Vorarbeiten des vorliegenden Berichts zu ermöglichen, erfolgt hier eine kurze Vorstellung der vorangegangenen Berichte sowie notwendigenfalls eine Abgrenzung.

Die MONA Szenarioanalyse

Als Grundlage für das Projekt MONA 2030 erfolgte eine transparente Szenarioerstellung. Der Szenariobericht bildet anhand von Einflussfaktoren, Wirkzusammenhängen, Schlüssel- und Störfaktoren mögliche zukünftige Entwicklungen ab.

Für jedes Szenario wurden spezifische und regionalisierte Mantelzahlen erhoben, um die Auswirkungen auf Parameter, wie beispielsweise die Anzahl an Elektrofahrzeugen, den künftigen Strommix bzw. die Anteile von Erneuerbaren Energien quantitativ auszudrücken.

Das Ergebnis waren sechs differenzierte MONA-Szenarien, die im Folgenden kurz beschrieben sind. Sie finden sich auch in der Interpretation der Ergebnisse der technischen Analysen in den folgenden Kapiteln.

Das **Referenz-Szenario** bildet die aktuellen Entwicklungen sowie die derzeitigen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Der Einfluss der Netzbetreiber wird als gleichbleibend definiert. Dies resultiert auch in der Nichtverfügbarkeit von NoM auf Haushaltsebene. Das **zentrale Szenario** zeichnet sich durch ein zentral organisiertes Energiesystem aus, in dem die Einflussmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) steigen. So besteht aufgrund hoher Akzeptanz für Großprojekte z. B. die Möglichkeit eines gezielten Ausbaus der EE mit dem Ziel einer Entlastung des Übertragungsnetzes. Flexibilitätsoptionen auf Haushaltsebene sind dabei nicht verfügbar und werden auf Verteilnetzebene nicht zur Netzentlastung eingesetzt. Im Gegensatz dazu steigen im dezentral orientierten **Verteilnetz-Szenario** die Einflussmöglichkeiten der Verteilnetzbetreiber (VNB). Während erzeugungsseitig der Trend in Richtung PV-Dachanlagen geht, steigt gleichzeitig das verfügbare Flexibilitätspotenzial auf Haushaltsebene. Diese Entwicklungen führen dazu, dass die VNB auf eine Vielzahl an Flexibilitätsoptionen zur Netzentlastung zurückgreifen können. Auch im **Prosumenten-Szenario** wird das Energiesystem zunehmend dezentral ausgerichtet, jedoch gewinnen hier die Prosumenten an Bedeutung. Aufgrund einer geringen Akzeptanz der Prosumenten für Eingriffe von außen können NoM auf Haushaltsebene nicht zur externen Steuerung genutzt werden. Folglich stehen den Netzbetreibern trotz einer grundsätzlichen Verfügbarkeit innovativer Technologien auf Haushaltsebene nur wenige Flexibilitätsoptionen zur Netzentlastung zu Verfügung. Im **konservativen Szenario** werden bei gleichbleibendem Einfluss der Netzbetreiber die politischen Ziele für den EE-Ausbau, die Energieeffizienz und die Elektromobilität nach unten angepasst. Zudem wird der Betrieb konventioneller Kraftwerke durch stagnierende CO₂- und Brennstoffpreise begünstigt.

Aus den entwickelten fünf Szenarien wurden für die Verwendung in den Verteilnetzsimulationen in GridSim Eingangsdaten zu drei unterschiedlichen Regionalisierungen (A, B und C) gemäß der Mantelzahlen abgeleitet. Eine nähere Beschreibung der Eingangsdaten findet sich im Basisdatenbericht. Die Verfügbarkeit der Netzoptimierenden Maßnahmen in den MONA-Szenarien wird schließlich in der finalen Bewertung der NoM wieder integriert.

Die MONA-Basisdaten

Regionalisierte Eingangsdaten, Simulationsmodelle und Netztopologien stellen die Grundlage des Vergleichs von Netzoptimierenden Maßnahmen dar. Im Basisdatenbericht werden repräsentative Typnetze ermittelt sowie Datenmaterial für das regionalisierte Energiemodell akquiriert und aufbereitet. Zudem wurden die Modellumgebungen des Verteilnetz-Simulationsmodells **GridSim** und des integrierten Simulationsmodells zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung **ISAaR** geschaffen.

Die MONA-Maßnahmenklassifizierung

Im Rahmen der MONA-Maßnahmenanalyse erfolgte unter Zuhilfenahme des Morphologischen Kastens die Untersuchung von 14 übergeordneten Netzoptimierenden Maßnahmen. Eine Abgrenzung und Spezifizierung der Maßnahmen, die im Folgenden verglichen werden, erfolgt in Abschnitt 2.1.

2 Methodisches Vorgehen zur Erstellung der Einsatzreihenfolgen

Für den fundierten Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen erfolgt die Kombination verschiedener Methoden, welche im Rahmen dieses Kapitels vorgestellt werden.

Während die Auswahl der relevanten Netzoptimierenden Maßnahmen bereits im Rahmen der Maßnahmenanalyse erfolgte und in Kapitel 2.1 lediglich zusammengefasst wird, erfolgt die techno-ökonomische Bewertung basierend auf speziell für diesen Zweck entwickelten Simulationen (vergleiche Kapitel 2.2). Der MONA-Ansatz für einen ganzheitlichen Vergleich wird in Abschnitt 2.3 vorgestellt und in Kapitel 3 angewandt.

2.1 Auswahl der NoM für die MONA-Einsatzreihenfolgen

Der MONA-Maßnahmenbericht beschreibt mit dem Morphologischen Kasten ausführlich die Eigenschaften der untersuchten NoM. Im Folgenden werden für alle NoM die Ausprägungen analog zu ihrer Definition im Maßnahmenbericht aufgeführt und kurz erläutert. Für die detaillierte Bewertung und Unterscheidung der verschiedenen Ausprägungen der Netzoptimierenden Maßnahmen als Vergleichsgrundlage der MONA-Einsatzreihenfolge werden diese anschließend gemäß **Tabelle 2-1** bzw. **Tabelle 2-2** genauer spezifiziert.

2.1.1 NoM im Verteilnetz

Die NoM im Verteilnetz lassen sich äquivalent zur Clusterung in /FFE-15 17/ in die Cluster „netzoptimierende Betriebsmittel“, „Betriebsführung“ und „netzorientierte Maßnahmen“ untergliedern. Während erstere sich lediglich durch die Art ihrer Kosten unterscheiden – Betriebsmittel sind durch die Investition in Sachanlagevermögen (CAPEX) gekennzeichnet, zeichnen sich die NoM des Clusters Betriebsführung durch Betriebskosten (OPEX) aus. Letztere Gruppe ist nicht als Netzbetriebsmittel zulässig und kann nur (z. B. mittels §14a EnWG) angesteuert werden, da deren Primärzweck außerhalb des Netzes liegt.

Netzoptimierende Betriebsmittel

Die NoM *Konventioneller Netzausbau im Verteilnetz* tritt in zwei Ausprägungen auf:

- *Tausch des Transformators*: In diesem Fall wird der bestehende Ortsnetztransformator (ONT) durch ein höher dimensioniertes Modell mit einer Bemessungsleistung von 400 kVA oder 630 kVA - entsprechend üblicher Standardgrößen - getauscht (evtl. unter baulicher Anpassung der Ortsnetzstation (ONS))
- *Zusätzliches Erdkabel*: Dieses wird parallel zur bestehenden Leitung vom ONT bis zum Ort des Netzproblems bei Verwendung von Standardkabeln (NAYY 4x120 oder 4x150 - Dimensionierung in Abhängigkeit vom maximalen Strom) parallel verbaut.

Bei der NoM *regelbarer Ortsnetztransformator* (rONT) wird der bestehende Transformator durch einem rONT gleicher Größe und dynamischer Sollwertanpassung ersetzt. Die Spannungsmessung erfolgt am Transformator, wobei der Sollwert abhängig von der Durchgangsleistung ist. Die Bandbreite der Sollspannung bleibt statisch.

Die NoM *Längsregler* stellt den Einbau eines Spannungslängsreglers in einem Verteilerkasten dar. Dieser kann in den vorliegenden Typnetzen zwischen 110 kVA und 250 kVA dimensioniert und definitionsgemäß pro Netzgebiet nur einmal verbaut werden. Analog zum rONT wird auch hier der Sollwert des Spannungsstellers dynamisch angepasst. Der Sollwert ist dabei abhängig von der Durchgangsleistung. Die Bandbreite bleibt hierbei statisch. Der Einsatzort wird basierend auf einer homogenen Lastverteilung bestimmt, wie im MONA-Basisdatenbericht beschrieben.

Netzoptimierende Betriebsführung

Bei der NoM *Blindleistungsmanagement* wird das Blindleistungsvermögen von im Netzgebiet verbauten Anlagen genutzt. Zu diesen Komponenten zählen PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Hausspeichersysteme und drehzahlgesteuerte Wärmepumpen. Die zur Verfügung stehende Blindleistung hängt von der Scheinleistung der bereits installierten Komponenten ab. Die eingesetzte Blindleistungsregelung ist an allen Wechselrichtern im Netzgebiet identisch. Es stehen folgende Fahrweisen zur Verfügung:

- *wirkleistungsabhängiges Blindleistungsmanagement - $\cos \varphi (P)$*
- *wirkleistungsabhängiges Blindleistungsmanagement - $\cos \varphi (U)$*
- *wirkleistungsunabhängiges Blindleistungsmanagement - $Q (U)$*
- *fixer $\cos \varphi$ in Anlehnung an die PV-Anlagen-Richtlinie gemäß VDE-AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz /VDE-05 10/*

Bei der NoM *Engpassmanagement* wird ausschließlich die *Spitzenkappung* von PV-Anlagen betrachtet. Die statische und grundsätzliche Abregelung erfolgt auf 70 % von P_{peak} bzw. 50 % von P_{peak} , falls ein Hausspeichersystem vorhanden ist. Dabei kann die Abregelung entweder direkt am Wechselrichter der PV-Anlage oder am Netzanschlusspunkt (NAP) des Haushaltes erfolgen. Dementsprechend wird die residuale Leistung aus der Kombination aller Erzeuger und Verbraucher im Haushalt berücksichtigt. Einspeisemanagement in Form von aktiver, stufenweiser Abregelung durch den Netzbetreiber wird nicht berücksichtigt.

Die NoM *Topologische Schaltheandlungen* bezeichnet die zusätzliche Vermaschung der Typnetze durch das Schließen von Schaltern in Verteilerkästen. Die Untersuchung mit verändertem Netzplan wird in zwei Netzen durchgeführt. Eine Verlegung von Trennstellen oder auch das Öffnen von Schaltern wird nicht berücksichtigt.

Netzorientierte Maßnahmen

Für die NoM *Hybridnetze* werden für die Untersuchungen im Verteilnetz die für das Niederspannungsnetz relevanten Power2Heat (P2H)-Maßnahmen untersucht. Dabei handelt es sich um die Flexibilisierung von Wärmepumpen (WP) und elektrischen Speicherheizungen (ESH). Dabei wird jeweils der bestehende Wärmespeicher ausgenutzt. Beim Einsatz sind folgende Fahrweisen möglich:

- *Eigenverbrauchsoptimierte Flexibilisierung WP/ESH*, wobei die Anlage bereits vorhanden und zusätzliche IKT-Infrastruktur nicht notwendig ist. Als Zielgröße dient die Residuallast am Hausanschluss.
- *Spannungsgeführte Flexibilisierung WP/ESH*, wobei die Anlagen bereits existieren, jedoch zusätzliche IKT notwendig ist. Als Trigger dient die lokale Spannungsmessung.

Die NoM *Quartierspeicher zur Netzentlastung* bezeichnet die Nutzung eines Batteriespeichers mit einer Leistung zwischen 50 und 500 kW zur Netzoptimierung. Als Einsatzort des Quartierspeichers wird die Mitte des schwächsten Strangs verwendet. Die Dimensionierung erfolgt nach der Vorschrift von 60 % der installierten PV-Leistung im Netzgebiet, wobei eine Mindestleistung von 50 kW und eine Maximalleistung von 500 kW definiert ist. Das Verhältnis von Kapazität zu installierter Leistung beträgt pauschal 3 zu 1 (vgl. Maßnahmenbericht). Folgende Ausprägungen werden zudem unterschieden:

- *Spannungsgeführter Einsatz* im Sinne eines Netzbetriebsmittels, wobei die Ladesteuerung auf die lokale Spannungsmessung am Speicher reagiert. Der Speicher wird dabei vom Netzbetreiber eingesetzt und zählt somit als Netzasset.
- *Eigenverbrauchsoptimierter Einsatz* des Quartierspeichers zur Maximierung des Eigenverbrauchsanteils im Quartier bzw. Netzgebiet. Als Zielgröße dient hierbei die Residuallast am ONT.

Bei der NoM *Hausspeichersystem zur Netzentlastung* wird der netzoptimierende Effekt von Batteriespeichersystemen in privaten Haushalten untersucht. Die Kapazität richtet sich nach der Größe der PV-Anlage (dabei entspricht $1 \text{ kW}_{\text{peak, PV-Anlage}}$ einer installierten Speicherkapazität von 1 kWh). Die Leistung des Hauspeichersystems entspricht dabei einer C-Rate von 0,5. Die Primärnutzung konzentriert sich auf die Eigenverbrauchsoptimierung (entsprechend dem Ausgangszustand). Im netzoptimierenden Einsatz wird die maximale Netzzurückspeisung reduziert.

Die NoM *Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen* wird in Form zweier netzoptimierender Varianten abgebildet. Die Ladeleistung ist abhängig von der Verfügbarkeit einer Ladestation. Folgende Fahrweisen werden dabei untersucht:

- *Spannungsgeführte Ladesteuerung*, die auf die lokale Spannungsmessung reagiert und zusätzlichen IKT-Bedarf aufweist
- *Eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung*, bezogen auf die Residuallast am Hausanschluss ohne zusätzlichen IKT-Bedarf

Tabelle 2-1 zeigt eine Übersicht aller betrachteten NoM auf Verteilnetzebene mit den untersuchten Ausprägungen.

Tabelle 2-1: *Untersuchte NoM für die Verteilnetzanalysen*

NoM	Kurzbeschreibung	Kurzname
Konv. Netzausbau im Verteilnetz: Tausch des Transformators	Transformatortausch zur nächsthöheren Stufe mit Anpassung der ONS	Trafotausch
Konv. Netzausbau im Verteilnetz: Zusätzliches Erdkabel	Verlegung eines zusätzlichen Erdkabels	zus. Erdkabel
Regelbarer Ortsnetztransformator	Ersatz eines bestehenden Trafos mit rONT gleicher Größe und dynamischer Sollwertanpassung	rONT
Längsregler	Einbau eines Spannungslängsreglers (englisch: line voltage regulator) in einen Verteilerkasten	LVR
Wirkleistungsabhängiges Blindleistungsmanagement – $\cos \varphi$ (P)	Einstellung aller blindleistungsfähigen Wechselrichter auf $\cos \varphi$ (P)	Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P)
Wirkleistungsabhängiges Blindleistungsmanagement – $\cos \varphi$ (U)	Einstellung aller blindleistungsfähigen Wechselrichter auf $\cos \varphi$ (U)	Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U)
Wirkleistungsunabhängiges Blindleistungsmanagement – Q(U)	Einstellung aller blindleistungsfähigen Wechselrichter auf Q(U)	Q-Mgmt – Q(U)
Fixer $\cos \varphi$ in Anlehnung an PV-Anlagen-Richtlinie	Einstellung aller blindleistungsfähigen Wechselrichter auf einen fixen $\cos \varphi = 0,9$	Fixer $\cos \varphi$
Engpassmanagement: Spitzenkappung der PV am Wechselrichter	Spitzenkappung der PV-Anlagen auf 70 % der Einspeiseleistung am Wechselrichter	Spitzenkappung WR
Engpassmanagement: Spitzenkappung der PV am Netzanschlusspunkt	Spitzenkappung der PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt: PV/Haushalt/EFZ/WP/ESH	Spitzenkappung NAP
Topologische Schalthandlung	Änderung der Netztopologie als betriebliche Maßnahme	TSH
Hybridnetze P2H: spannungsgeführte Flexibilisierung WP/ESH	Steuerung von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen nach dem aktuellen Spannungszustand am Netzanschlusspunkt	P2H spannungsgeführt
Hybridnetze P2H: eigenverbrauchs-optimierte Flexibilisierung WP/ESH	Steuerung von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen zur Erhöhung des Eigendeckungsgrades eines Haushaltes	P2H Eigenverbrauch
Quartierspeicher als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel	Steuerung des Quartierspeichers nach dem aktuellen Spannungszustand am Netzanschlusspunkt	QS Netzasset
Quartierspeicher zur Eigenverbrauchs-optimierung	Steuerung des Quartierspeichers zur Erhöhung des Eigenverbrauchs des Netzgebiets	QS Eigenverbrauch
Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	Prognosebasierte Ladung von vorhandenen Hausspeichersystemen	HSS
Spannungsgeführte Ladung von Elektrofahrzeugen	Laden der EFZ nach den aktuellen Spannungszuständen am Netzanschlusspunkt	EFZ spannungsgeführt
Eigenverbrauchsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen	Steuerung der Elektrofahrzeuge zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eines Haushaltes	EFZ Eigenverbrauch

2.1.2 NoM im Übertragungsnetz

Auch die sechs NoM im Übertragungsnetz lassen sich im Rahmen der Untersuchungen nach /FFE-15 17/ in die drei Cluster unterteilen:

Netzoptimierende Betriebsmittel

Unter *konventionellem Netzausbau im Übertragungsnetz* werden zwei mögliche Varianten zusammengefasst.

- Der Ausbau mittels *HGÜ* bezeichnet die Hochspannungsgleichstromübertragung mit VSC-Technologie (*voltage source converter* – selbstgeführte Umrichter, Erläuterung im Maßnahmenbericht). Diese wird überwiegend als Erdkabel ausgeführt.
- Als *HDÜ* wird die Hochspannungsdrehstromübertragung bezeichnet. Diese wird standardmäßig als Freileitung ausgeführt.

Netzoptimierende Betriebsführung bzw. Investitionsplanung

Die NoM *Freileitungsmonitoring* beschreibt die dynamische, witterungsbedingte Anpassung der Übertragungskapazität von bestehenden Freileitungen. Für die Bewertung werden vier Ausbaustufen untersucht.

Durch die NoM *Engpass-orientierter Windausbau* wird eine Verlagerung des Zubaus von Windkraftanlagen von den windreicheren und ökonomisch sinnvolleren Standorten im Norden in die Nähe der Lastzentren in der Mitte und im Süden Deutschlands angenommen. Um die gleiche Jahresmenge an Windenergie zu erzeugen, muss aufgrund des geringeren Ertrags eine größere Kapazität installiert werden, was zu höheren Kosten führt. Jedoch steht dem ein geringerer Netzausbaubedarf entgegen.

Netzorientierte Maßnahmen

Bei der NoM *Hybridnetze: P2H Ausbau in der Fernwärme* werden bestehende Fernwärmenetze mit Power2Heat-Anlagen erschlossen. Die Flexibilisierung von WP und ESH wird für die Übertragungsnetz-Betrachtung nicht explizit abgebildet.

Die NoM *Demand Response in der Industrie* bezeichnet die Flexibilisierung von zwei Anwendungsarten in der Industrie:

- *Stromintensive Prozesse* berücksichtigen insbesondere Anlagen der Papier-, Zement-, Aluminium-, Chlor- und Stahlindustrie.
- *Querschnittstechnologien* umfassen die flexibilisierbare Betriebsweise von Pumpen, Lüftungsanlagen, Kältemaschinen und Beleuchtungssystemen.

Tabelle 2-2 und **Abbildung 2-1** zeigen eine Übersicht aller betrachteten NoM auf Übertragungsnetzebene mit den untersuchten Ausprägungen.

Tabelle 2-2: *Untersuchte NoM für die Übertragungsnetzanalysen*

NoM	Kurzbeschreibung	Kurzname
Konventioneller Netzausbau im Übertragungsnetz: HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung mit VSC-Technologie als Erdkabel	NA: HGÜ
Konventioneller Netzausbau im Übertragungsnetz: HDÜ	Hochspannungsdrehstromübertragung als Freileitung	NA: HDÜ
Freileitungsmonitoring	Dynamische, witterungsbedingte Anpassung der zulässigen Übertragungskapazität von bestehenden Freileitungen	FLM
Engpass-orientierter Windausbau	Verlagerung des Zubaus von WEA	Engpass-WEA
Hybridnetze: P2H Ausbau in der Fernwärme	Erschließung bestehender Fernwärmenetze mit P2H	P2H FW
Demand Response in der Industrie: Flexibilisierung stromintensive Prozesse	Flexibilisierte Betriebsweise von Anlagen mit hohem Stromverbrauch	DR Ind: Flex. stromintensive Prozesse
Demand Response in der Industrie: Flexibilisierung Querschnittstechnologien	Flexibilisierte Betriebsweise von Pumpen, Lüftungsanlagen, Kältemaschinen und Beleuchtungssystemen	DR Ind: Flex. Quer-Tech

**Abbildung 2-1:** *Überblick über die Ausprägungen von NoM im Übertragungsnetz*

Abgrenzung zu MONA Maßnahmenanalyse

Die weiteren im Maßnahmenbericht beschriebenen NoM *Demand Side Management in Haushalten*, *Power2Gas* und *Gleichspannungsverteilstetze* werden aufgrund der im Maßnahmenbericht und in den MONA-Workshops festgestellten geringen Realisierungswahrscheinlichkeit im Weiteren nicht näher untersucht (vgl. Einzelkapitel in /FFE-15 17/).

2.2 Techno-ökonomische Bewertung der NoM

Die techno-ökonomische Bewertung der NoM erfolgt mittels Simulationsläufen in den FfE-eigenen Tools GridSim (Verteilnetz) und ISAAr (Übertragungsnetz). Die dabei errechneten Kennwerte werden als Vergleichsbasis herangezogen, um einen technischen Vergleich der Maßnahmen zu erarbeiten. Als Bewertungskriterien werden im Verteilnetz die reduzierten Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen herangezogen. In der Übertragungsnetzbetrachtung werden die durch die NoM vermiedenen Einspeisemanagement-Einsätze als quantifizierbares Bewertungsergebnis verwendet.

Im Anschluss erfolgt aus den Simulationsparametern, also den netzspezifischen Dimensionierungsempfehlungen sowie anfallenden Verlustenergiemengen eine Kostenbewertung der Maßnahmen. Dabei spielen nicht alleine die Investitionssumme oder die Betriebskosten eine Rolle, auch veränderte Verlustenergiekosten werden mit einbezogen. Der schematische Ablauf der techno-ökonomischen Bewertung ist **Abbildung 2-2** (Verteilnetz) und **Abbildung 2-3** (Übertragungsnetz) zu entnehmen. Daraus wird ersichtlich, dass sowohl aus der Netzgrenzanalyse als auch den Jahressimulationen Einsatzreihenfolgen abgeleitet werden können.

Im Verteilnetz basiert die techno-ökonomische Bewertung auf zwei unterschiedlichen Analyseansätzen. Zum einen wird mittels Jahressimulationen der netzoptimierende Einfluss der NoM anhand ihrer technischen Parameter bewertet. Bezogen auf die Dimensionierungsvorschrift folgt im nächsten Schritt der wirtschaftliche Kostenvergleich. Auf der anderen Seite wird zunächst in Netzgrenzanalysen die Netzgrenzkapazität für kritische Zeitschritte bestimmt. Daraufhin werden die NoM gemäß ihrer Dimensionierungsvorschrift in das Netz integriert und ihr netzoptimierender Effekt anhand der erweiterten Netzgrenzkapazität ermittelt. Bezogen auf die finanziellen Aufwendungen ergibt sich hieraus wiederum die techno-ökonomische Bewertung der NoM. Kombiniert mit weiteren Auswertungen und Kriterienbewertungen wird daraus die MONA-Einsatzreihenfolge gebildet.

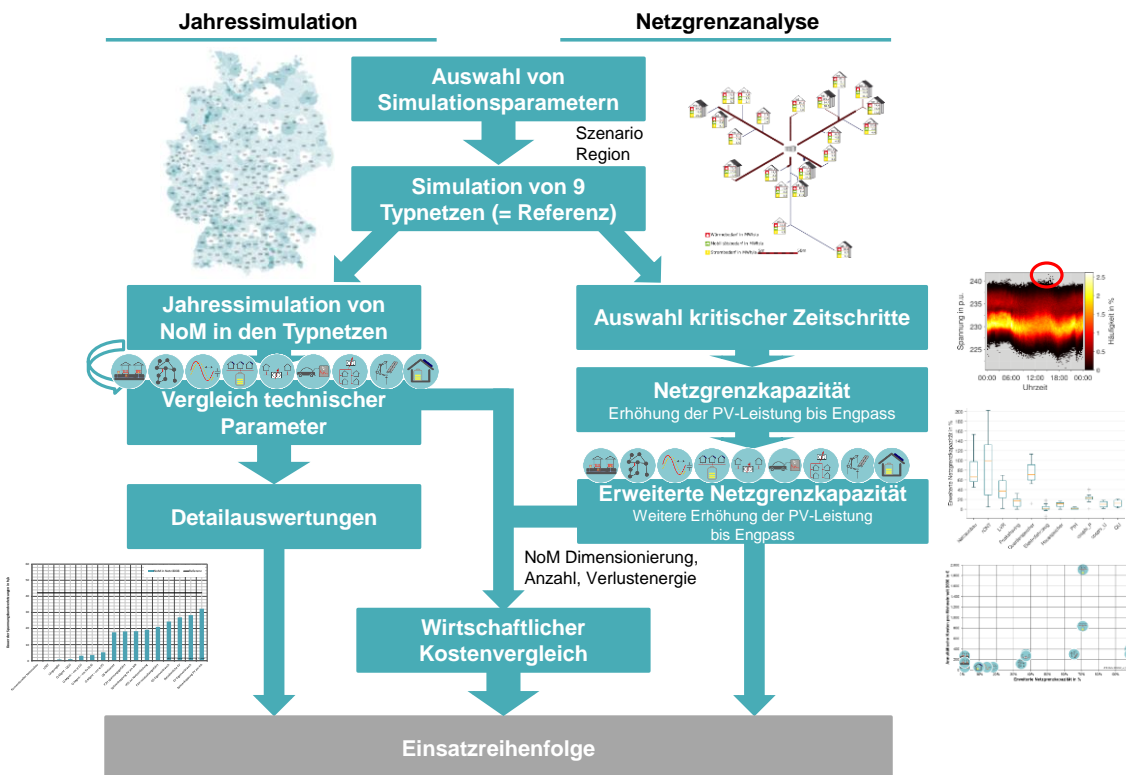


Abbildung 2-2: *Ablaufschema der techno-ökonomischen Bewertung zur Bildung von Einsatzreihenfolgen im Verteilnetz*

Im Übertragungsnetz wird die techno-ökonomische Bewertung basierend auf dem Vergleich verschiedener Jahressimulationsläufe für das Jahr 2030 durchgeführt. Zunächst erfolgt in einem mehrstufigen Verfahren eine Simulation der Referenzszenarien. Eine detaillierte Erläuterung zu diesem Verfahren ist in Kapitel 5.2 zu finden. Die Netzauslastungen des Referenzlaufs werden zur Bildung von NoM-Szenarien verwendet. So findet beispielsweise ein Netzausbau nur an Trassen mit einer hohen Auslastung im Referenzfall statt. Es werden verschiedene NoM-Szenarien mit jeweils mehreren Durchdringungsgraden gebildet. Damit kann beispielsweise der Effekt eines Freileitungsmonitorings von nur einigen wenigen Trassen oder des Gesamtnetzes miteinander verglichen werden. Nach der Simulation der NoM-Szenarien findet ein Vergleich der Berechnungsläufe mit den Ergebnissen der Referenzszenarien statt. Dabei stellt die Größe „Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen“, wie Redispatch und Abregelung und die Kosten der NoM für den jeweiligen Durchdringungsgrad die Grundlage für die Bildung der Einsatzreihenfolge dar.

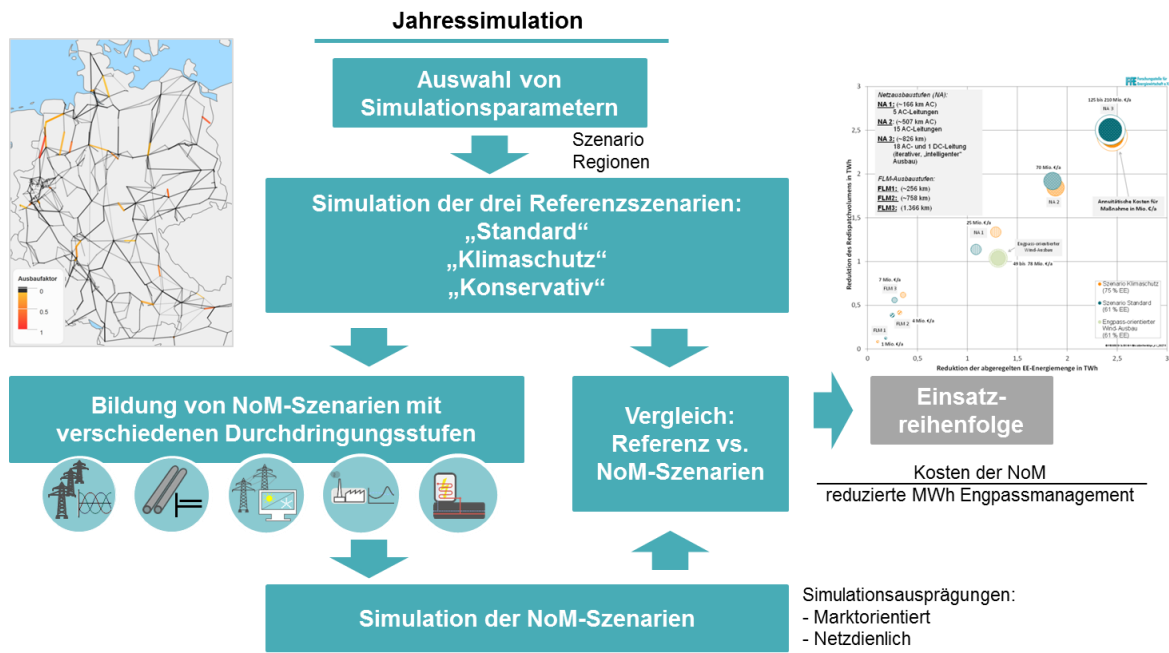


Abbildung 2-3: Ablaufschema der techno-ökonomischen Bewertung von NoM zur Bildung von Einsatzreihenfolgen im Übertragungsnetz

2.3 Vorgehen zur ganzheitlichen NoM-Bewertung mithilfe einer Nutzwertanalyse

Basierend auf der techno-ökonomischen Bewertung in Verteil- und Übertragungsnetz können die Analysen um weitere Aspekte, die bereits im Maßnahmenbericht erläutert wurden, ergänzt werden. Damit ist es möglich, die in MONA 2030 angestrebte ganzheitliche, systemübergreifende Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen durchzuführen. Im Folgenden wird beschrieben, wie das dreistufige Verfahren zur Bewertung der Maßnahmen in MONA 2030 aufgebaut ist (vgl. **Abbildung 2-4**).



Abbildung 2-4: Dreistufiges Vorgehen in der Bewertung der NoM mithilfe des Morphologischen Kastens

- Die Grundlage für die Bewertung der Maßnahmen bildet der umfangreiche Maßnahmenbericht. Dort wurden für die 14 Netzoptimierenden Maßnahmen Systembeschreibungen erstellt und die Eigenschaften anhand des Morphologischen Kastens erläutert. Das Ergebnis davon ist eine Detailanalyse aller Maßnahmen (Stufe 1).

- Zur Erreichung des Projektziels muss anschließend eine vergleichende Analyse der Maßnahmen für jedes Kriterium erfolgen, welches Teil der ganzheitlichen Bewertung ist. Dafür werden zunächst aus den Kriterien des Morphologischen Kastens die für die Entscheidungsfindung bzgl. der Netzoptimierung relevanten Kriterien ermittelt (vgl. Kapitel 3). Für diese Kriterien erfolgt dann eine spezifische Auswertung aller Netzoptimierenden Maßnahmen in Kapitel 3.1 bis 3.5 (*Stufe 2*).
- Für den ganzheitlichen Vergleich und somit für eine umfassende Grundlage zur Entscheidungsfindung gerade für das Verteilnetz und der dort vielfältigen Lösungsmöglichkeiten wird eine Nutzwertanalyse durchgeführt (*Stufe 3*). Die methodischen Grundlagen werden in diesem Kapitel beschrieben. Anschließend werden die Kriterien zueinander gewichtet (**Kapitel 3.6**). Mit den Ergebnissen aus Stufe 2 können dann die Resultate aggregiert und für jede Netzoptimierende Maßnahme ein Nutzwert gebildet werden, der sog. MONA-MorphKasten-Index. Für das Übertragungsnetz wird dieses Verfahren nicht angewandt, da hier in MONA 2030 nur wenige Maßnahmen unterschieden werden und daher das Verfahren keinen Mehrwert bietet.

3 Nutzwertanalyse für eine ganzheitliche Netzplanung

Um einen strukturierten, angemessenen und wissenschaftlichen Vergleichsprozess der Netzoptimierenden Maßnahmen zu gewährleisten, wird eine Methode der sogenannten multikriteriellen Entscheidungsunterstützung (Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA)) für den Vergleich genutzt. Nach /WANG-01 09/ und /ZHOU-01 06/ werden diese Ansätze in der Literatur, anlässlich der Berücksichtigung von mehreren Dimensionen sowie der Komplexität des betrachteten Umfelds, häufig bei Entscheidungen in Energie- und Umweltfragen herangezogen. **Abbildung 3-1** gibt eine Übersicht der MCDA-Methoden. Hierbei muss zwischen den zwei Feldern Multi-Objective Decision Making (MODM) und Multi-Attribute Decision Making (MADM) differenziert werden. /GELD-01 14/

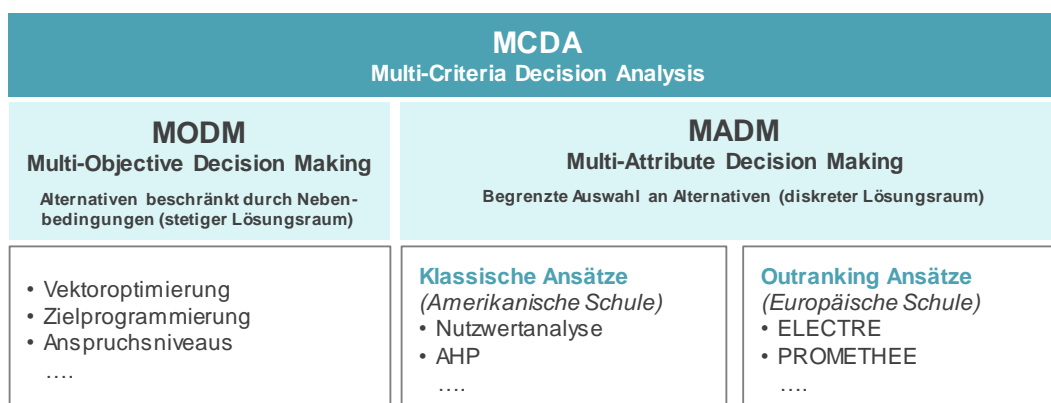


Abbildung 3-1: Schematische Einordnung der MCDA-Methoden, Abbildung aus /LIEN-01 17/nach /GELD-01 14/

Anhand der Abbildung wird ersichtlich, dass für den Modellvergleich die MADM-Ansätze, infolge der begrenzten Auswahl an Alternativen (18 Netzoptimierende Maßnahmen im Verteilnetz, sechs im Übertragungsnetz) sinnvoll erscheinen. Obwohl ebenfalls Outranking-Ansätze in diversen Problemstellungen des Energiebereichs angewendet werden, wird in der vorliegenden Arbeit auf Grund der vergleichsweise klaren und strukturierten Umsetzung, Verständlichkeit und problemloser Nachvollziehbarkeit die in der Volkswirtschaft und anderen Feldern weit verbreitete Nutzwertanalyse für das Vergleichsmodell gewählt. /OBE-01 10/ Hierdurch kann mit Hilfe des Vergleichsmodells eine Bewertung der Modelle anhand mehrerer qualitativer und quantitativer Kriterien bzw. Zielen und somit des komplexen Sachverhalts erfolgen. /WEST-01 12/

In der Literatur findet man unterschiedliche Nutzwertanalyseabläufe, die sich häufig nur in Feinheiten unterscheiden. **Abbildung 3-2** illustriert den in MONA 2030 genutzten Ablauf, welcher sich an den Schritten von /OBE-01 10/ orientiert und bereits im Maßnahmenbericht eingeführt wurde.



Abbildung 3-2: *Ablauf der Nutzwertanalyse, Darstellung aus /LIEN-01 17/ nach /OBE-01 10/*

Dieser sechsstufige Prozess wurde bereits in Kapitel 3 des Maßnahmenberichts begonnen und beinhaltet folgende Schritte:

- **Schritt 1** – Definition der Problemstellung: Dies entspricht der allgemeinen Zielsetzung in MONA 2030, dem ganzheitlichen Vergleich von Netzoptimierenden Maßnahmen
- **Schritt 2** – Festlegung der Alternativen: Die Auswahl der untersuchten Maßnahmen ist in Kapitel 1 und insbesondere in Abschnitt 1.3 des Maßnahmenberichts dargestellt.
- **Schritt 3** – Auswahl der Kriterien und der Skala: Dies wurde in Kapitel 3 des Maßnahmenberichts durchgeführt und resultiert in den 67 Kriterien des Morphologischen Kastens bzw. den 18 Kriterien für den MONA-MorphKasten-Index, der in Kapitel 3 in diesem Bericht hergeleitet wird.
- **Schritt 4** – Bestimmung der Kriterienausprägung: Diese wurde im Zuge der umfangreichen Detailanalyse der Netzoptimierenden Maßnahmen in Kapitel 5 des Maßnahmenberichts durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Kapitel 3.1 aufgeführt bzw. werden in den Kapiteln 3.2, 3.3, 3.4 und 3.5 um Detailauswertungen erweitert.
- **Schritt 5** – Gewichtung der Kriterien: Diese erfolgt mit dem SIMOS-Verfahren und wird in Kapitel 3.6 erläutert.
- **Schritt 6** – Nutzwertberechnung: Die ermittelten Punktwerte und Gewichtungen werden in Kapitel 3.7 für die Erstellung von Einsatzreihenfolgen im sog. MONA-MorphKasten-Index zusammengefasst.

Der Begriff „**MONA-MorphKasten-Index**“ im Projekt MONA 2030 beschreibt einen Kennwert, welcher einen ganzheitlichen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen im Verteilnetz ermöglicht. Während eine techno-ökonomische Betrachtung die grundsätzliche Einsetzbarkeit einer Maßnahme bewertet, stellt der MorphKasten-Index den Zusatznutzen einer NoM, der über techno-ökonomische Aspekte hinausgeht, dar.

Der Index repräsentiert sowohl positive als auch negative Auswirkungen des Einsatzes Netzoptimierender Maßnahmen. Mit Hilfe des Indexes kann aufbauend auf eine positive techno-ökonomische Bewertung eine Einsatzreihenfolge generiert werden.

Definition



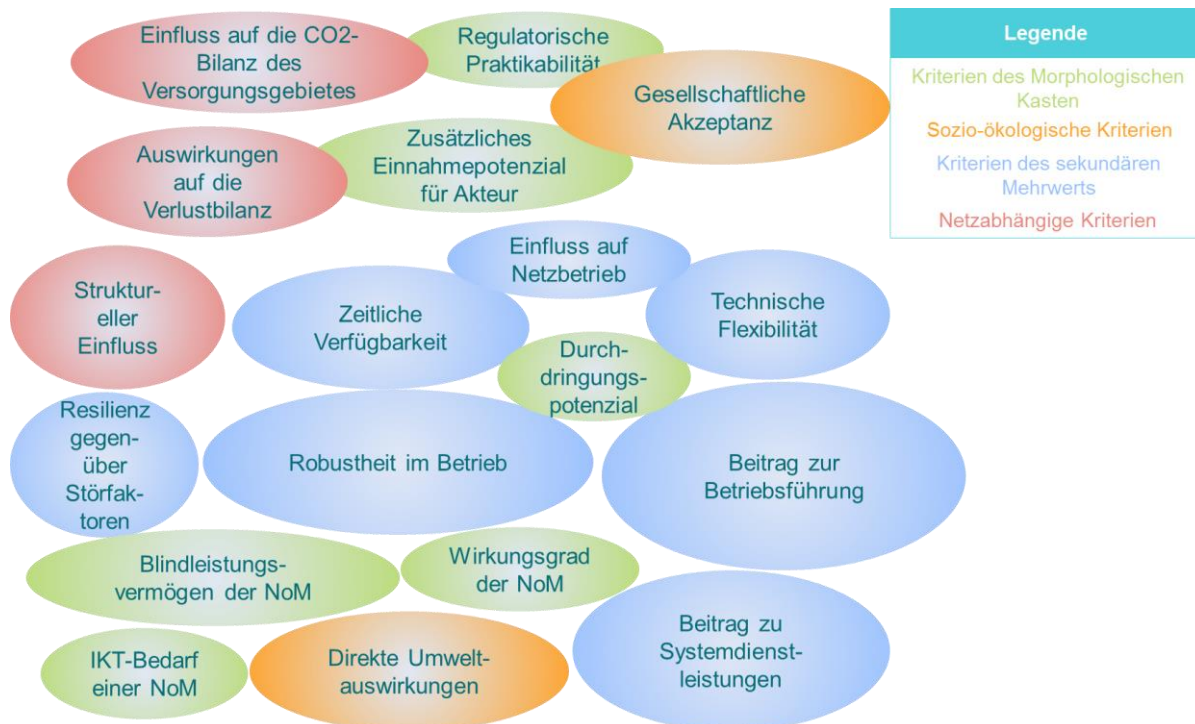


Abbildung 3-4: Übersicht über die Kriterien des MONA-MorphKasten-Index

Für die Bewertung der einzelnen Kriterien und der anschließenden Nutzwertanalyse ist es notwendig, die Erkenntnisse aus dem Morphologischen Kasten in konkrete Punktwerte zu überführen. Dazu wird eine übergeordnete Skala festgelegt, in die die Werte der Ordinalskala transferiert werden. Die Spannweite der Skala erstreckt sich von -5 bis 5 (vgl. **Abbildung 3-5**).

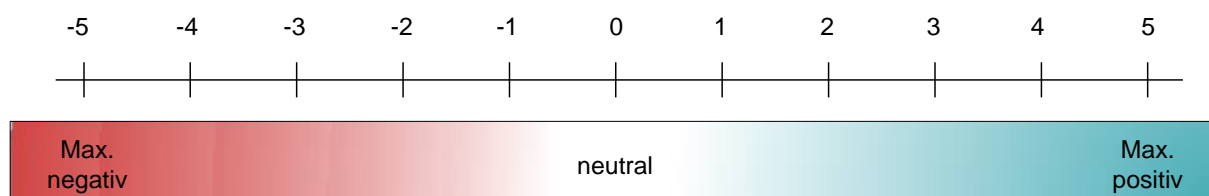


Abbildung 3-5: Skalendefinition für den MONA-MorphKasten-Index

Für diese Skala wird definiert, dass eine Bewertung mit dem Punktwert 0 die Entscheidungsfindung für den NoM-Einsatz weder negativ noch positiv beeinflusst. Ausgehend von diesem Neutralzustand kann die Bewertung der NoM je nach Ausprägung des Kriteriums sowohl positiven als auch negativen Einfluss auf die Entscheidungsfindung nehmen. Aufbauend auf der Skala können drei verschiedene Skalen für die Messvorschrift definiert werden und folglich die 18 Kriterien in drei Kriteriengruppen eingeteilt werden:

- **Abschwächende Kriterien:** Kriterien dieser Kategorie wirken sich tendenziell negativ auf die Entscheidung für den Einsatz einer NoM aus. Damit hat es im besten Fall keinen Einfluss auf die Entscheidungsfindung. Im schlechtesten Fall wird stark von der Entscheidung für die NoM abgeraten. Die NoM werden daher mit Punktwerten zwischen -5 bis 0 bewertet.

- *Verstärkende Kriterien:* Dieses Kriterium tritt in Ausprägungen auf, die sich unterschiedlich positiv auf die Entscheidungsfindung auswirken. Damit führt es im besten Fall zu einer starken Bekräftigung für die NoM, im schlechtesten Fall hat es keinen Einfluss auf die Entscheidungsfindung. Die NoM werden daher mit Punktwerten zwischen 0 und 5 bewertet.
- *Ambivalente Kriterien:* Bewertungskriterien dieser Kategorie können sowohl einen negativen, einen neutralen als auch einen positiven Einfluss auf die Entscheidungsfindung haben. Daher können die NoM sowohl mit negativen als auch positiven Punktwerten bewertet werden. Um eine mathematische Verzerrung des Nutzwertes zu verhindern, wird festgelegt, dass die NoM mit Punktwerten zwischen -2,5 und +2,5 bewertet werden. Dadurch liegt bei jedem Kriterium die absolute Differenz zwischen dem Best Case und dem Worst Case bei 5.

Die folgenden Kapitel erläutern zuerst in einer kurzen Definition das jeweilige Kriterium und die zugehörige Messvorschrift, bevor aufgeführt wird, mit welchen Punktwerten die NoM bewertet werden können. Hierzu kann für einige der Kriterien direkt auf die Erkenntnisse aus dem Morphologischen Kasten zurückgegriffen werden (vgl. Kapitel 3.1). Bei den weiteren Kriterien werden in den Kapiteln 3.2 bis 3.5 Detailanalysen mit verschiedenen Methoden durchgeführt, bevor hieraus nach einer Kriteriengewichtung mittels SIMOS-Verfahren (vgl. Kapitel 3.6) der Punktwert für den MONA-MorphKasten-Index gebildet werden kann (siehe Kapitel 3.7).

3.1 Kriterien aus dem Morphologischen Kasten

Hinweis

Im folgenden Kapitel werden die Erkenntnisse aus der Maßnahmenbewertung der NoM (siehe Maßnahmenbericht) in konkrete Punktwerte überführt, die als Eingangsdaten für die Nutzwertanalyse notwendig sind. Die Punkteinordnung wird auf Basis der Detailanalysen der Netzoptimierenden Maßnahmen kurz begründet. Die umfassenden Hintergründe der Einordnung sind aus Gründen der Übersichtlichkeit an dieser Stelle nicht aufgeführt, sind jedoch Teil des Maßnahmenberichts /FFE-15 17/.

3.1.1 Regulatorische Praktikabilität

Die regulatorische Praktikabilität gibt an, inwiefern der Einsatz der NoM im derzeit geltenden rechtlich-regulatorischen Rahmen möglich ist. Das Kriterium beschreibt weiter, wie hoch der regulatorische Aufwand bzw. der notwendige Anpassungsbedarf für den Einsatz der NoM ist. Der Maximalwert der regulatorischen Praktikabilität besteht dann, wenn die NoM bereits etabliert ist. Dies ist allerdings gegenüber der aktuellen Betriebssituation keine Verbesserung und entspricht daher dem Punktwert 0. Einschränkungen in der regulatorischen Praktikabilität stellen eine Verschlechterung dar und ergeben entsprechend negative Punktwerte (vgl. **Abbildung 3-6**).

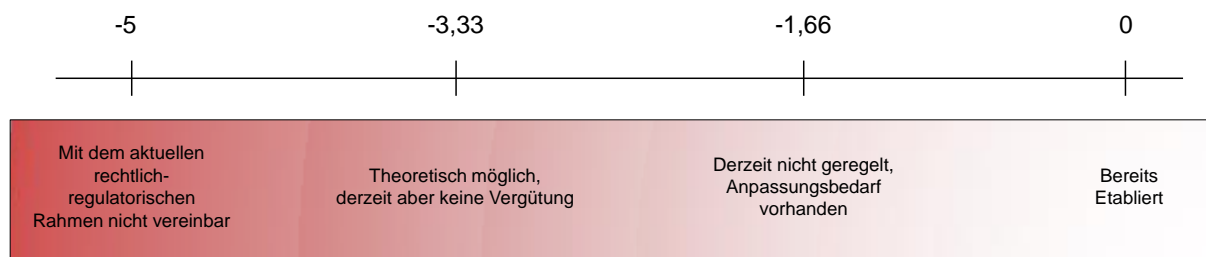


Abbildung 3-6: Messvorschrift für das Kriterium „Regulatorische Praktikabilität“

Die Bewertung der regulatorischen Praktikabilität der NoM ist in **Tabelle 3-1** (NoM im Verteilnetz) dargestellt.

Tabelle 3-1: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer regulatorischen Praktikabilität

NoM	Punktwert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR	0	Etablierte Netzbetriebsmittel
Fixer $\cos \varphi$, Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P),	0	Etablierte Regelungen bei Wechselrichtern
Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U)	-1,67	Derzeit nicht in der VDE AR-N 4105 enthalten, Anpassung dieser wird erwartet
Spitzenkappung WR	0	Etablierte Regelung, die bei dem Großteil der PV-Anlagen umgesetzt wird
Spitzenkappung NAP	0	Regulatorisch und technisch ab dem EEG 2012 möglich
TSH	0	Etabliertes Netzbetriebsführungskonzept
P2H spannungsgeführt, EFZ spannungsgeführt	-3,33	Theoretisch möglich, derzeit keine Vergütung für Betreiber, daher Anpassungsbedarf
QS Netzasset	-5	Unbundling-Problem, d.h. mit dem aktuellen rechtlich-regulatorischen Rahmen nicht vereinbar! Derzeit keine Vergütung für Betreiber, daher großer Anpassungsbedarf
P2H Eigenverbrauch, QS Eigenverbrauch, EFZ Eigenverbrauch	0	Keine rechtlich-regulatorischen Einschränkungen, Applikationen bereits am Markt etabliert
HSS	0	Gemäß KfW-Standard → bereits etabliert

3.1.2 Blindleistungsvermögen der NoM

Das Kriterium beschreibt, ob eine NoM ein Blindleistungsverhalten aufweist und inwiefern dieses ggf. beeinflussbar ist. Gegenüber der Ausgangssituation kann der Einsatz einer NoM sowohl einen positiven als auch einen negativen Einfluss auf das Blindleistungsverhalten haben. Dieser Einfluss wird nach der Messvorschrift in **Abbildung 3-7** bewertet.

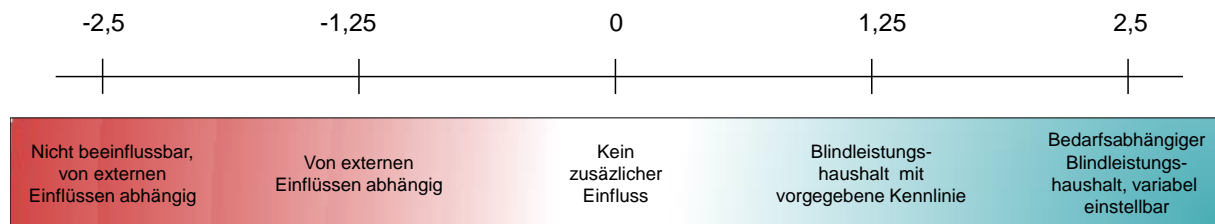


Abbildung 3-7: Messvorschrift für das Kriterium „Blindleistungsvermögen der NoM“

Die Bewertung des Blindleistungsvermögens der NoM ist in **Tabelle 3-2** (NoM im Verteilnetz) dargestellt.

Tabelle 3-2: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres Blindleistungsvermögens

NoM	Punktwert	Begründung
Trafotausch	-2,5	Größere Spule, mehr Q, nicht beeinflussbar
Zus. Erdkabel	-2,5	Verringerte Reaktanz, nicht beeinflussbar
rONT	0	Keine Veränderung gegenüber konv. Trafo
LVR	-2,5	Zusätzliches Bauteil, Q nicht beeinflussbar
Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U)	2,5	Bedarfsabhängiger Blindleistungseglung
Fixer $\cos \varphi$	1,25	Feste Kennlinie
Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP	0	PV-Anlagen im Referenzfall $\cos \varphi = 1$
TSH	0	Kein Blindleistungsvermögen
P2H spannungsführt, P2H Eigenverbrauch, QS spannungsführt, QS Eigenverbrauch, HSS, EFZ spannungsführt, EFZ Eigenverbrauch	0	Neue Anlagen haben $\cos \varphi = 1$ daher kein Einfluss

3.1.3 Wirkungsgrad der NoM

Das Kriterium bezeichnet eine technische Eigenschaft der NoM und beschreibt den Wirkungsgrad der NoM. Bei hohem Wirkungsgrad treten nur geringe, bei niedrigem Wirkungsgrad hohe Verluste an der NoM auf. Das Auftreten von Verlusten hat folglich einen negativen Einfluss auf die Bewertung der NoM. Im Idealfall treten an der NoM keine Verluste auf und der Wirkungsgrad beträgt entsprechend 100 %. Die NoM hat in diesem Fall keinen negativen Einfluss auf die Verluste im Netzgebiet – dies wird mit dem Punktwert 0 bewertet (vgl. **Abbildung 3-8**).

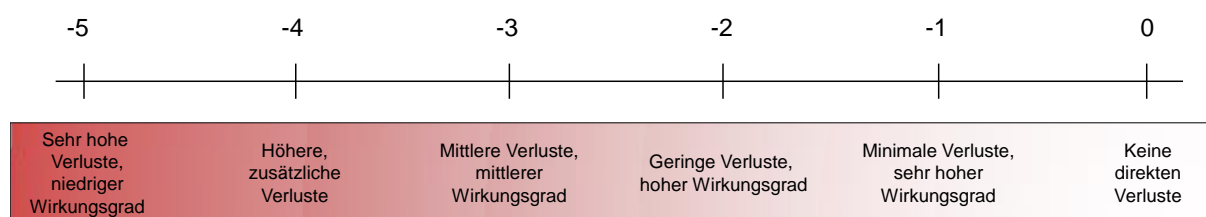


Abbildung 3-8: Messvorschrift für das Kriterium „Wirkungsgrad der NoM“

Die Bewertung des Wirkungsgrads der NoM ist in **Tabelle 3-3** (NoM im Verteilnetz) dargestellt.

Tabelle 3-3: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres Wirkungsgrades

NoM	Punktwert	Begründung
Trafotausch	-2	Neuer Trafo ist größer dimensioniert; durch zunehmenden Teillastbetrieb entstehen daher höhere Verluste
Zus. Erdkabel	0	Zusätzliches Bauteil, durch den der Netzwidestand reduziert wird
rONT	-1	Minimal höhere Verluste gegenüber Standard Transformator
LVR	-1	Zusätzliches Bauteil
Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U), Fixer $\cos \varphi$	-1	WR-Verluste minimal
Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP	-5	Zus. Abregelung – funktionaler Wirkungsgrad 0
TSH	0	Kein zusätzliches Bauteil notwendig
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	-2	Reine Lastverschiebung, doch Reduktion des Wirkungsgrads durch therm. Verluste
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch	-4	QS wird wegen Netzoptimierung geladen, daher zus. Verluste
HSS, EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	0	Werden sowieso geladen, daher reine Lastverschiebung mit Wirkungsgrad 1, Selbstentladungs-Verluste sind vernachlässigbar

3.1.4 IKT-Bedarf einer NoM

Das Kriterium IKT-Bedarf einer NoM gibt an, ob und in welcher Ausprägung IKT für den Einsatz der NoM erforderlich ist. Mit IKT sind teilweise deutliche Mehraufwendungen verbunden, welche negative Auswirkungen auf die Handlungsempfehlung haben. Daher gilt die Messvorschrift in **Abbildung 3-9**.

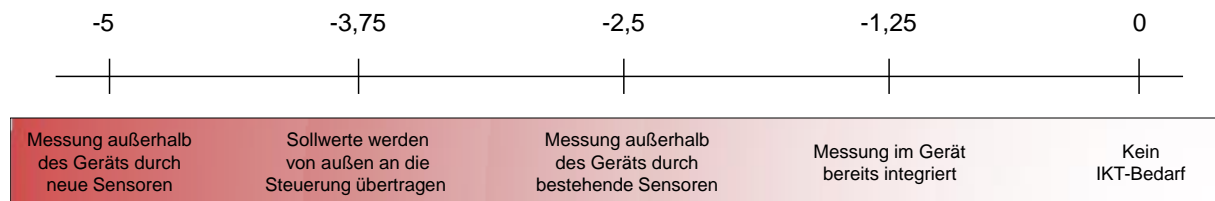


Abbildung 3-9: Messvorschrift für das Kriterium „IKT-Bedarf einer NoM“

Die Bewertung des IKT-Bedarfs der NoM ist in **Tabelle 3-4** (NoM im Verteilnetz) dargestellt.

Tabelle 3-4: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres IKT-Bedarfs

NoM	Punktwert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel	0	Kein IKT-Bedarf
rONT, LVR	-1,25	Spannungs- und Leistungsmessung erfolgt im Gerät mit anschließender Sollwertanpassung
Q-Mgmt – cos φ (U), Q-Mgmt – Q(U)	-1,25	Spannungsmessung erfolgt im Gerät mit anschließender Sollwertanpassung
Fixer cos φ	0	Kein IKT-Bedarf
Q-Mgmt – cos φ (P)	-1,25	Leistungsmessung erfolgt im Gerät mit anschließender Sollwertanpassung
Spitzenkappung WR	0	Kein IKT-Bedarf
Spitzenkappung NAP	-5	Residuallastmessung am Hausanschlusspunkt durch zusätzliche Sensoren mit anschließender Übertragung zum WR zur Sollwertanpassung
TSH	0	Kein IKT-Bedarf
P2H spannungsgeführt, EFZ spannungsgeführt	-1,25	Spannungsmessung erfolgt im Gerät mit anschließender Sollwertanpassung
P2H Eigenverbrauch, EFZ Eigenverbrauch	-5	Residuallastmessung am NAP durch zusätzliche Sensoren und Übertragung zum Gerät zur Sollwertanpassung
QS Eigenverbrauch	-5	Residualmessung am ONT durch zusätzliche Sensoren mit anschließender Übertragung zum QS zur Sollwertanpassung
QS Netzasset	-1,25	Spannungsmessung erfolgt im Gerät mit anschließender Sollwertanpassung
HSS	-3,75	Prognose wird von außen übertragen und auf interne Kennlinie angewandt wird

3.1.5 Durchdringungspotenzial

Das Kriterium gibt das gesamte verfügbare Potenzial für den Einsatz der NoM in qualitativen Abstufungen an. Durch dieses Kriterium kann abgeschätzt werden, ob die NoM das Potenzial aufweist, flächendeckend als Standard-Betriebsmittel eingesetzt zu werden oder auf Einzelfälle beschränkt bleibt. Ist der Einsatz der NoM durch die

Verfügbarkeit der für die Umsetzung relevanten Anlagen nur eingeschränkt möglich, wirkt sich das negativ auf die Handlungsempfehlung aus (vgl. **Abbildung 3-10**). Die Bewertung erfolgt auf Basis der Daten aus dem Szenario-Prozess.

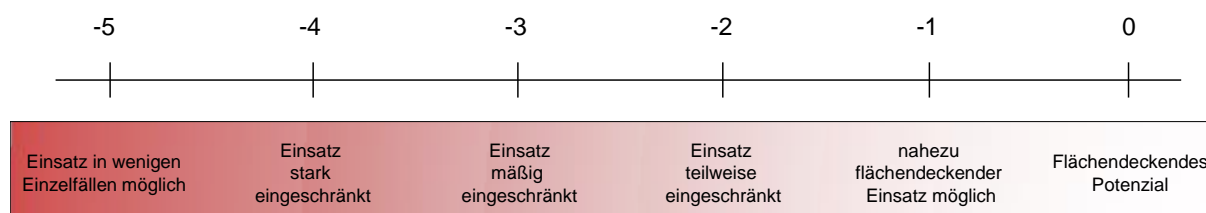


Abbildung 3-10: Messvorschrift für das Kriterium „Durchdringungspotenzial“

Die Bewertung des Durchdringungspotenzials der NoM ist in **Tabelle 3-5** (NoM im Verteilnetz) dargestellt.

Tabelle 3-5: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres Durchdringungspotenzials

NoM	Punktwert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR	0	Etablierte Netzbetriebsmittel mit flächendeckendem Einsatzpotenzial
Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U), Fixer $\cos \varphi$	-2	Umrichter erforderlich
Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP	-3	PV-Anlage erforderlich Stand 2015: ca. 1,56 Mio. PV-Aufdachanlagen (Daten aus Szenariobericht)
TSH	-5	Das Netz muss eine Topologie mit ausreichendem Vermaschungspotenzial aufweisen
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	-3	P2H-Anlage erforderlich Stand 2015: 800.000 WP + 1,67 Mio. ESH (Daten aus Szenariobericht)
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch	0	Prinzipiell flächendeckend einsetzbar
HSS	-5	HSS erforderlich, Stand 2015: 25.000 Stück (Daten aus Szenariobericht)
EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	-5	EFZ erforderlich Stand 2015: ca. 84.000 (Daten aus Szenariobericht)

3.1.6 Zusätzliches Einnahmepotenzial für den Akteur

Das Kriterium Einnahmepotenzial für den Akteur, z.B. den Verteilnetzbetreiber oder den Anlagenbetreiber, beschreibt zusätzliche Einnahmequellen über eine Abrechnung der Netzentgelte hinaus, die sich durch den Einsatz der jeweiligen NoM für den Akteur ergeben können. Der finanzielle Anreiz kann dabei durch eine Kostenersparnis oder zusätzliche Erlöse entstehen. Durch ein zusätzliches Einnahmepotenzial ergibt sich ein Zusatznutzen. Sind hingegen keine zusätzlichen Einnahmen anzunehmen, wird dies als neutral bewertet.

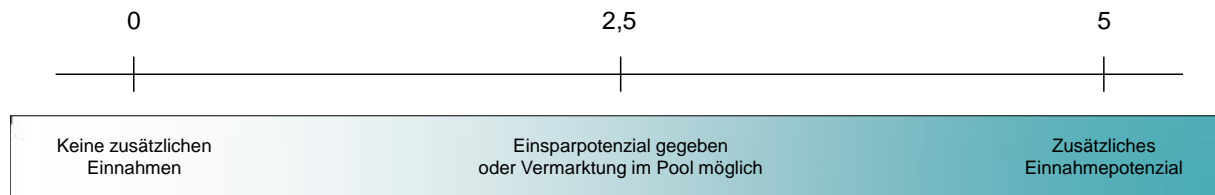


Abbildung 3-11: Messvorschrift für das Kriterium "zusätzliches Einnahmepotenzial für den Akteur"

Die Bewertung des zusätzlichen Einnahmepotenzials der NoM ist in **Tabelle 3-6** (NoM im Verteilnetz) dargestellt.

Tabelle 3-6: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres zusätzlichen Einnahmepotenzials für den Akteur

NoM	Punktwert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR	0	Zuständiger Akteur: Verteilnetzbetreiber Etablierte Netzbetriebsmittel, die nur über die Netzentgelte refinanziert werden → kein zusätzliches Einnahmepotenzial
Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U), Fixer $\cos \varphi$	0	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber Umsetzung derzeit obligatorisch kein Markt für Blindleistung, daher kein zusätzliches Einnahmepotenzial
Spitzenkappung WR	0	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber Kein zusätzliches Einnahmepotenzial, weil die abgeregelte Energie nicht genutzt werden kann
Spitzenkappung NAP	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber Nutzung für Eigenverbrauch möglich, daher Einsparung von Stromkosten
TSH	0	Zuständiger Akteur: Verteilnetzbetreiber etabliert, kein zusätzliches Einnahmepotenzial
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber + Verteilnetzbetreiber Vermarktung im Pool
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch	5	Zuständiger Akteur: Verteilnetzbetreiber Vermarktung am SDL-Markt außerhalb der Zeiträume für Netzoptimierung
HSS	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber Vermarktung im Pool
EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber + Verteilnetzbetreiber Vermarktung im Pool

3.1.7 Veränderung der Bewertung für das Zieljahr 2030

Für einige der in Kapitel 3.1 genannten Kriterien sind bis zum Zieljahr 2030 signifikante Änderungen zu erwarten. Dies ist überwiegend auf den anstehenden Smart-Meter-Rollout (vgl. /GEDIG-01 16/) und auf die bevorstehende Anpassung des regulatorischen Rahmens (vgl. u.a. /BMWI-03 15/) zurückzuführen. Im folgenden Kapitel werden für vier Kriterien die zu erwartenden Änderungen beschrieben.

3.1.7.1 Regulatorische Praktikabilität 2030

Aufgrund der fortschreitenden Evaluierung des Energiewirtschaftsgesetzes, der Anreizregulierung sowie diverser groß angelegter Forschungsvorhaben und Förderinitiativen wie dem „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) ist zu erwarten, dass es gerade hinsichtlich der netzdienlichen Flexibilität von Netzorientierten Maßnahmen eine Vielzahl von Neuerungen geben wird. Aus diesem Grund wird angenommen, dass im Jahr 2030 Netzorientierte Maßnahmen von Netzbetreibern für Netzengpässe genutzt werden können (z. B. über Handelsplattformen).

3.1.7.2 IKT-Bedarf einer NoM 2030

In der folgenden **Tabelle 3-7** wird die Veränderung der Bewertung der Kategorie IKT Bedarf einer NoM im Jahr 2030 verglichen mit 2015. Dabei besteht die Annahme, dass bis 2030 der Smart-Meter-Rollout abgeschlossen ist und eine zuverlässige, etablierte Infrastruktur zur Verfügung steht. Die Nutzung dieser wird mit dem Punktwert 0 bewertet – nur zusätzlicher Bedarf geht negativ in die Bewertung mit ein.

Tabelle 3-7: Veränderung des zusätzlichen IKT-Bedarfs einer NoM im Verteilnetz bis 2030

NoM-Kurzname	Punktwert 2015	Begründung der Veränderung bis zum Jahr 2030	Punktwert 2030
Trafotausch, Zus. Erdkabel, fixer $\cos \varphi$, Spitzenkappung WR, TSH	0	Keine Veränderung	0
rONT, LVR, Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), QS Netzasset, P2H spannungsführt, EFZ spannungsführt	-1,25	Keine Veränderung	-1,25
Spitzenkappung PV am NAP	-5	Zuverlässige, etablierte iMSys mit der Möglichkeit zur Residuallastmessung am NAP großflächig vorhanden, daher bis auf die Übertragung kein zus. IKT-Bedarf	-1,25
P2H: Eigen. Flex. WP/ESH, EV Eigenverbrauch	-5	Zuverlässige, etablierte iMSys mit der Möglichkeit zur Residuallastmessung am NAP großflächig vorhanden, daher bis auf die Übertragung kein zus. IKT-Bedarf	-1,25
QS Eigenverbrauch	-5	Keine Veränderung	-5
HSS	-3,75	Prognose wird von außen übertragen, die auf interne Kennlinie angewandt wird. Gegebenenfalls können Teile der Infrastruktur (iMSys) hierfür genutzt werden	-2,5

3.1.7.3 Durchdringungspotenzial 2030

Tabelle 3-8 zeigt die veränderte Bewertung der Kategorie Durchdringungspotenzial einer NoM im Jahr 2030 verglichen mit 2015.

Tabelle 3-8: *Veränderung des Durchdringungspotenzials der NoM im Verteilnetz bis 2030*

NoM-Kurzname	Punktwert 2015	Begründung der Veränderung bis zum Jahr 2030	Punktwert 2030
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR	0	Etablierte Netzbetriebsmittel mit flächendeckendem Einsatzpotenzial	0
Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – Q(U), fixer $\cos \varphi$	-2	Deutliche Zunahme an umrichtergekoppelten Anlagen	-1
Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP	-3	PV-Anlage erforderlich, im Standard-Szenario ist von ca. 4,5 Mio. zusätzlicher Anlagen auszugehen	-2
TSH	-5	Keine Veränderung	-5
P2H spannungsführt, P2H Eigenverbrauch	-3	P2H-Anlage erforderlich, leichte Zunahme bis 2030 (Standard-Szenario: 3,1 Mio. WP + ESH)	-3
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch	0	flächendeckendem Einsatzpotenzial	0
HSS	-5	HSS erforderlich, starke Zunahme bis 2030 (Standard-Szenario: 850.000 HSS)	-4
EFZ spannungsführt, EFZ Eigenverbrauch	-5	EFZ erforderlich, starke Zunahme bis 2030 (Standard-Szenario: 6 Mio. EFZ)	-2

3.1.7.4 Zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur 2030

Unter der Annahme einer Weiterentwicklung der technischen, regulatorischen aber auch marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen können im Jahr 2030 auch kleine Netzorientierte Maßnahmen an SDL-Märkten wie auch an innovativen, neuen Märkten – zum Beispiel Blindleistungs- oder Flexibilitätsmärkten – Dienstleistungen erbringen und bieten somit zusätzliches Einnahmepotenzial für den Akteur (siehe **Tabelle 3-9**).

Tabelle 3-9: *Veränderung des zusätzlichen Einnahmepotenzials der NoM im Verteilnetz bis 2030*

NoM-Kurzname	Punktwert 2015	Begründung der Veränderung bis zum Jahr 2030	Punktwert 2030
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR, TSH, Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – fixer $\cos \varphi$, Spitzenkappung WR	0	Keine Veränderung	0
Q-Mgmt – Q(U)	0	Bei wirkleistungsunabhängiger Blindleistungsbereitstellung Möglichkeit zur Vermarktung von Q	1,25
Spitzenkappung NAP	2,5	Keine Veränderung	2,5
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber + Verteilnetzbetreiber Vermarktung SDL-Markt im Pool	5
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch	5	Keine Veränderung	5
HSS	2,5	Zuständiger Akteur: : Anlagenbetreiber Vermarktung SDL-Markt im Pool	5
EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber + Verteilnetzbetreiber Vermarktung SDL-Markt im Pool	5

3.2 Netzabhängige Kriterien im Verteilnetz

Zur Bewertung einzelner Kriterien aus dem Morphologischen Kasten ist eine Simulation nötig, da qualitative Aussagen alleine dafür nicht ausreichend sind und vereinfachte Rechnungen aufgrund zu großer Komplexität nicht akkurat genug sind. Hierzu gehören die Auswirkungen auf die Verlustbilanz, der strukturelle Einfluss der NoM im Sinne des Eigendeckungsgrads und der Einfluss auf die CO₂-Bilanz des Versorgungsgebiets. Die Bewertung dieser Kriterien basiert auf einer Vielzahl von Netzberechnungen im Verteilnetz in den MONA Typnetzen bei unterschiedlichen Verteilungen (siehe Kapitel 4.2.5.1).

So ist der Wirkungsgrad einer NoM zwar eine quantitative Größe, die daraus resultierende Verlustenergie ist jedoch maßgeblich von der Dimensionierung und der Nutzungshäufigkeit/-dauer abhängig und demzufolge nicht ohne Simulation zu bewerten.

Die Simulationsergebnisse werden im Anschluss in eine Punktwertskala umgewandelt, wie die nachfolgenden Unterkapitel illustrieren.

3.2.1 Auswirkungen der NoM auf die Verlustbilanz

Das Kriterium bewertet das Maß an Verlusten, die indirekt durch die Maßnahme verursacht werden. Diese werden durch die Änderung der im Netzgebiet auftretenden Verluste quantifiziert.

Nachdem der Einsatz einer NoM sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf die Verlustbilanz haben kann, stellt sich die Messvorschrift dieses Kriteriums folgendermaßen dar:

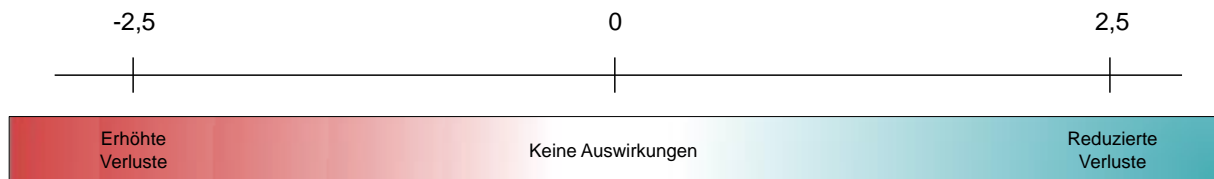


Abbildung 3-12: Messvorschrift für das Kriterium „Auswirkungen auf die Verlustbilanz des Netzgebiets“

Die Bewertung der Auswirkungen des NoM-Einsatzes auf die Verlustbilanz eines Netzgebietes erfolgt durch Evaluierungen basierend auf den in Kapitel 3.7 vorgestellten Simulationen und ist in dargestellt. Da sich die Punktwert-Bestimmung direkt aus der Simulation ergeben, werden in den folgenden Tabellen keine separaten Begründungen angegeben. Diese finden sich aber in den Darstellungen der detaillierten Simulationsergebnisse in Abschnitt 4.3.3.4.

Tabelle 3-10 dargestellt. Da sich die Punktwert-Bestimmung direkt aus der Simulation ergeben, werden in den folgenden Tabellen keine separaten Begründungen angegeben. Diese finden sich aber in den Darstellungen der detaillierten Simulationsergebnisse in Abschnitt 4.3.3.4.

Tabelle 3-10: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Auswirkungen auf die Verlustbilanz (Simulationsergebnisse)

NoM	Punktwert
Trafotausch, rONT, LVR, Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (U), Spitzenkappung NAP, P2H spannungsgeführt, HSS	0
Zus. Erdkabel	0,4
TSH	1,1
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt - Q(U), EFZ Eigenverbrauch	-0,1
Fixer $\cos \varphi$	-0,5
Spitzenkappung WR, P2H Eigenverbrauch	0,1
QS Netzasset	-0,3
QS Eigenverbrauch, EFZ spannungsgeführt	-0,2

3.2.2 Struktureller Einfluss der NoM

Durch das Kriterium wird überprüft, ob mit Hilfe der NoM eine Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes erzielt werden kann und ob sie einen Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen leistet. Die Bewertung erfolgt anhand der Ermittlung der Veränderung des Eigendeckungsgrads durch den Einsatz der NoM.

Bezogen auf die Ausgangssituation kann der Einsatz einer NoM zu einer strukturellen Verbesserung, aber auch einer Verschlechterung führen, weshalb folgende Messvorschrift gilt:

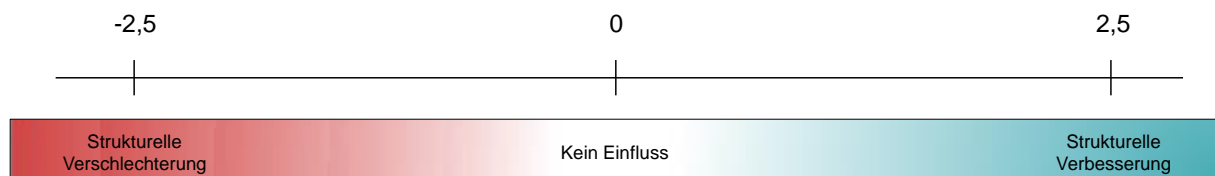


Abbildung 3-13: Messvorschrift für das Kriterium „Struktureller Einfluss der NoM“

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes

Generell bieten nur wenige NoM die Möglichkeit, den Autarkiegrad eines Netzgebiets zu erhöhen. Hierzu gehören speichernde Maßnahmen, wie Quartier- und Hausspeichersysteme sowie der Einsatz von Eigenverbrauchsanwendungen. Alle anderen NoM haben keinen Einfluss auf den Autarkiegrad des Netzes.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene

Prinzipiell bieten folgende NoM im Verteilnetz die Möglichkeit, die Spannungsebenen funktional voneinander zu trennen und somit Auswirkungen bzw. Rückwirkungen auf andere Spannungsebenen zu reduzieren. Sie erhöhen somit die Netzstabilität und können im Fehlerfall eine Inselnetzbildung unterstützen:

- Engpassmanagement: Spitzenkappung der PV
- Hausspeichersysteme zur Netzentlastung
- Quartierspeicher
- Regelbarer Ortsnetztransformator, da durch die Entkopplung der Spannung eine höhere Spannungsreserve auf beiden Spannungsebenen vorhanden ist
- Längsregler, mit vergleichbarem Effekt wie beim rONT, insbesondere wenn dieser direkt vor oder nach dem Transformator installiert wird

Die Bewertung des strukturellen Einflusses von NoM und ihren Ausprägungen erfolgt durch die Evaluierung der Veränderung des Eigendeckungsgrades und wird durch Simulationsrechnungen ermittelt. Die Bewertung ist in **Tabelle 3-11** dargestellt.

Tabelle 3-11: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres strukturellen Einflusses anhand der Veränderung des Eigendeckungsgrads im Verteilnetz (Simulationsergebnisse)*

NoM	Punktwert
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR, Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt - Q(U), fixer $\cos \varphi$, Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP, HSS, EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	0
TSH	-0,5
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	0,1
QS Netzasset	0,3
QS Eigenverbrauch	0,9

3.2.3 Einfluss der NoM auf die CO₂-Bilanz des Versorgungsgebietes

Das Kriterium bewertet den Einfluss der NoM auf die CO₂-Bilanz des Versorgungsgebietes. Der Einsatz einer NoM kann zum einen zu einer verstärkten Integration von erneuerbaren Energien im Versorgungsgebiet führen. Zum anderen kann durch eine Lastverschiebung ein veränderter Energiemix zu veränderten spezifischen CO₂-Emissionen führen.

Hat der Einsatz einer NoM keinen Einfluss auf die CO₂-Bilanz eines Versorgungsgebietes, wird dies als neutral bewertet. Für negative bzw. positive Auswirkungen gilt folgende Messvorschrift:

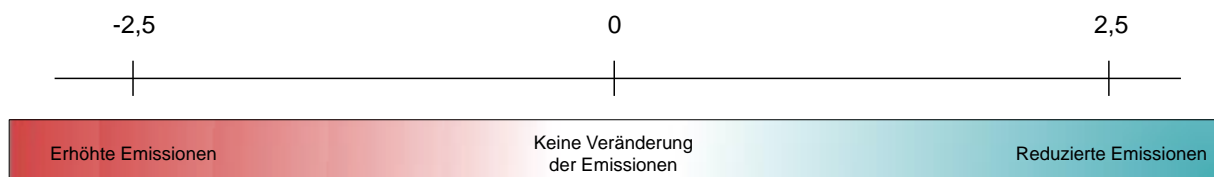


Abbildung 3-14: *Messvorschrift für das Kriterium "Einfluss der NoM auf die CO₂-Bilanz des Versorgungsgebietes"*

Die Bewertung des Einflusses von NoM und ihren Ausprägungen auf die CO₂-Bilanz eines Versorgungsgebietes erfolgt durch Evaluierungen, basierend auf der Simulation in Kapitel 4.2.5.1 in **Tabelle 3-12** dargestellt. Die Werte ergeben sich dabei aus der Mittelung aller Regionalisierungen A, B und C (vgl. Kapitel 1.2). Der höchste Punktwert wird bei einer vollständigen Vermeidung von bezogenen Emissionen erreicht. Die Punktwerte sind ausgehend von diesen Rahmenbedingungen für die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen linear verteilt.

Tabelle 3-12: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz*

NoM	Punktwert
Trafotausch, Zus. Erdkabel, TSH, rONT, LVR, Q-Mgmt - cos φ (P), Q-Mgmt - cos φ (U), Q-Mgmt - Q(U), fixer cos φ , Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP, HSS, EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	0
P2H: U-Flex. WP/ESH	0,1
P2H: Eigen.Flex. WP/ESH	0,2
QS Netzasset	-0,7
QS Eigenverbrauch	0,5

3.3 Kriterien des sekundären Mehrwerts der NoM

Neben den bereits beschriebenen Kriterien aus den Morphologischen Kästen sowie in Abhängigkeit des Netzes bestehen noch weitere Kriterien, die für eine Entscheidungsfindung bei den betrachteten Akteuren von Relevanz sind. Hierzu gehören insbesondere Kriterien, die Auswirkungen auf den Einsatz der NoM über deren Primärzweck der Netzoptimierung hinaus haben. Diese werden im folgenden Abschnitt genauer untersucht.

Mit sekundärem Mehrwert werden Aspekte zusammengefasst, die zusätzlich durch den Einsatz von NoM auftreten. Diese umfassen sowohl den positiven als auch den negativen Mehrwert. Im Unterschied zur klassischen Versorgungsaufgabe beinhaltet dies Systemdienstleistungen, den Beitrag zur Systemsicherheit sowie weitere Aspekte wie eine strukturelle Änderung der Netzinfrastruktur und ggf. einen zusätzlichen, indirekten Mehrwert.

Hinweis

Die folgende Bewertung der NoM anhand konkreter Punktwerte basiert auf den detaillierten Analysen im Maßnahmenbericht und der Beschreibung in den Morphologischen Kästen der einzelnen Maßnahmen /FFE-15 17/. Diese Grundlage wird an dieser Stelle erweitert.

Für NoM im Übertragungsnetz wird der sekundäre Mehrwert zur Vollständigkeit in den folgenden Kapiteln qualitativ untersucht, jedoch aus Konsistenzgründen zu den beiden vorhergehenden Kapiteln nicht explizit für die spätere Bewertung herangezogen.

3.3.1 Technische Flexibilität der NoM

Manche NoM zeichnen sich – neben den bereits in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Aufgaben – durch ihre Möglichkeit des flexiblen Einsatzes aus. Die Eigenschaft zur flexiblen Fahrweise kann unter anderem großen Einfluss auf die Zukunftsfähigkeit einer Maßnahme haben, da die Relevanz der Erschließung von Flexibilität zunimmt. Dies zeigt sich beispielsweise in weiteren Forschungsprojekten wie z.B. im Rahmen des BMWi-Förderprogramms SINTEG: „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“, in dem die Integration von Flexibilitätsoptionen in ein Energiesystem der Zukunft einen wesentlichen Forschungsschwerpunkt bilden.

Das Kriterium „Technische Flexibilität der NoM“ beschreibt, mit welchen Gradienten der Leistungsabruf einer NoM bei veränderten Netzsituationen angepasst und mit welcher Genauigkeit auf einen gewünschten Wert geregelt werden kann.

Weist eine NoM keine technische Flexibilität auf, ist dies gegenüber der Ausgangssituation als neutral zu bewerten. Die Erhöhung der technischen Flexibilität durch den Einsatz der NoM entspricht einer Verbesserung (vgl. **Abbildung 3-15**).

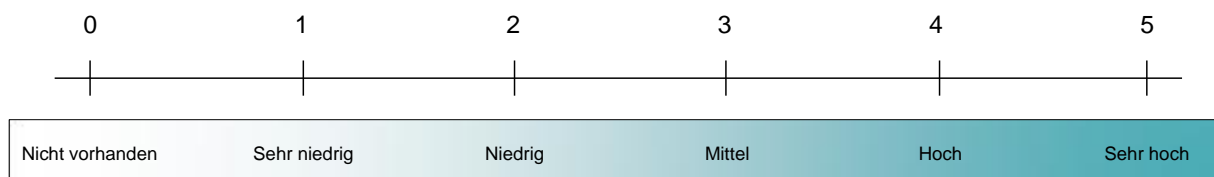


Abbildung 3-15: Messvorschrift für das Kriterium „Technische Flexibilität der NoM“

Die folgenden Kriterien des Morphologischen Kastens spielen für die Beschreibung der technischen Flexibilität der NoM eine wesentliche Rolle:

- Die Regelbarkeit beschreibt, ob eine NoM grundsätzlich regelbar ist (sowohl aktiv von außen als auch passiv durch Kennlinien und Schwellwerte).
- Der Leistungsgradient bewertet, wie rasch eine NoM auf ein Regelsignal reagieren kann.
- Die Regelgenauigkeit gibt an, mit welcher Genauigkeit auf einen gewünschten Sollwert geregelt werden kann.

Da das Kriterium **Regelbarkeit** nur beschreibender Natur und nicht quantifizierbar ist, wird dieses in der weiteren Bewertung nicht berücksichtigt. Für die Gesamtbewertung werden die beiden Teilkriterien „Leistungsgradient“ und „Regelgenauigkeit“ betrachtet.

Der **Leistungsgradient** wird in drei Stufen betrachtet (s. **Abbildung 3-16**). Ein mittlerer Gradient geht häufig mit einer Stufenschaltung bzw. indirekten Regelung einher. Hohe Gradienten ergeben sich durch die Anwendung von Leistungselektronik.

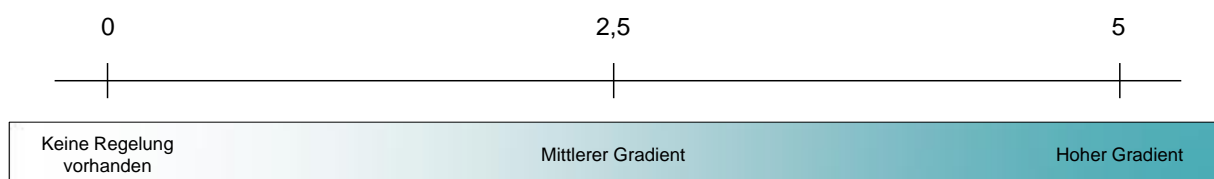


Abbildung 3-16: Messvorschrift für das Teilkriterium „Leistungsgradient“

Die Ausprägungen der **Regelgenauigkeit** sind neben dem neutralen Nullwert nur positiv. Dabei ist zudem relevant, ob es sich nur um indirekten Einfluss auf die Spannung oder eine direkte Spannungsregelung handelt.

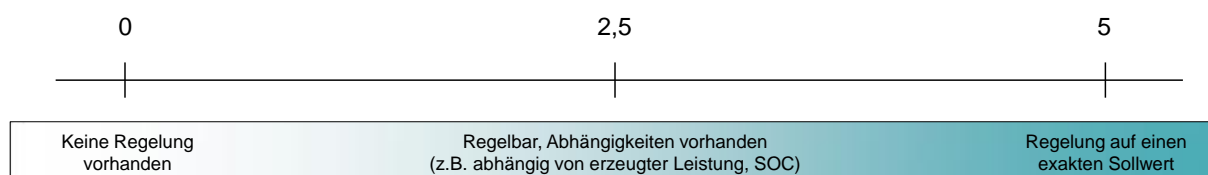


Abbildung 3-17: Messvorschrift für das Teilkriterium „Regelgenauigkeit“

Die Bewertung der NoM und ihren Ausprägungen bezüglich des Leistungsgradienten und der Regelgenauigkeit erfolgt basierend auf der Auswertung der Morphologischen Kästen.

Tabelle 3-13: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihres Leistungsgradienten und ihrer Regelgenauigkeit

NoM	Leistungsgradient		Regelgenauigkeit	
	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel, TSH	0	Nicht vorhanden, da rein statischer Einsatz	0	Nicht vorhanden, da rein statischer Einsatz
rONT, LVR	2,5	Stufenschaltvorgang < 1 s	5	Stufenregelung (5 - 9 Stufen möglich)
Q-Mgmt – cosφ(P), Q-Mgmt – cosφ(U), Q-Mgmt – Q(U), Fixer cosφ	5	Wechselrichter passt Sollwert mit sehr hohem Gradienten an Messwert an	2,5	Wechselrichter kann auf exakten Wert regeln, ist allerdings abhängig von aktuell erzeugter Leistung / Spannungssituation
Spitzenkappung WR	0	Nicht vorhanden	0	Keine aktive Regelung, statische Einstellung am WR
Spitzenkappung NAP	5	Wechselrichter passt Sollwert mit hohem Gradienten an Messwert an	2,5	Nach Messung wird Wert an Wechselrichter übergeben und dort geregelt
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	5	Sollwert kann mit sehr hohem Gradienten angepasst werden	2,5	Anlage kann mit guter Genauigkeit auf Wert regeln
EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	5	Gleichrichter passt Sollwert mit sehr hohem Gradienten an Messwert an	2,5	Exakter Wert möglich, aber Einschränkungen durch Fahrzeugspezifikationen gegeben
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch, HSS	5	Wechselrichter passt Sollwert mit sehr hohem Gradienten an Messwert an	2,5	Wechselrichter kann mit guter Genauigkeit auf Wert regeln

Die Kriterien „Leistungsgradient“ und „Regelgenauigkeit“ werden bei der Gesamtbewertung einfach zueinander gewichtet.

Die Auswertung zeigt, dass statische Maßnahmen wie Transformatortausch, zusätzliche Erdkabel und topologische Schalthandlungen durch ihren starren Einsatz keine Flexibilität aufweisen. Typische innovative Netzkomponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler weisen einen mittleren Leistungsgradienten auf.

Die Bewertung erfolgt basierend auf folgenden Teilkriterien:

- **Ansprechzeit** beschreibt die Dauer, die zwischen dem ursprünglichen Steuersignal und der tatsächlichen Ausführung steht und ist mit der Latenz vergleichbar.
- **Abrufdauer** bezeichnet den Zeitraum über den die NoM ihren netzoptimierenden Einsatz erbringen kann.
- **Abrufpotenzial** entspricht der Verfügbarkeit der NoM, um für Netzoptimierung eingesetzt werden zu können.

Die **Ansprechzeit** wird mit Punktwerten von 0 bis -5 bewertet. Der Punktwert 0 entspricht gemäß einer dauerhaften Verfügbarkeit im Sinne einer Echtzeitfähigkeit dem Ausgangszustand. Jede Reduktion der Ansprechzeit wird als Verschlechterung gegenüber der Ausgangssituation und folglich negativ bewertet. Niedrigere Ansprechzeiten sind dabei unter anderem durch die (örtliche) Trennung von Messung und Regelung bzw. zusätzlicher Übertragung von extern bedingt.

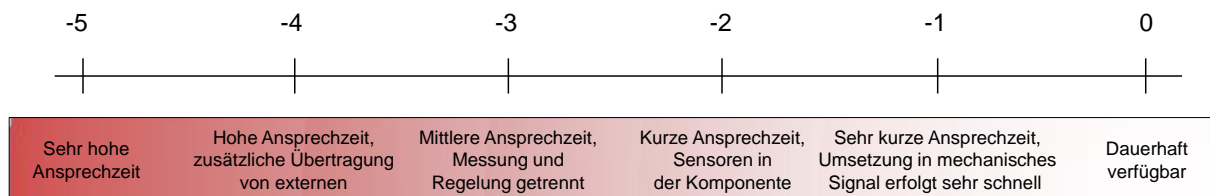


Abbildung 3-19: Messvorschrift für das Teilkriterium „Ansprechzeit“

Die **Abrufdauer** kann ebenfalls nur eine neutrale oder negative Ausprägung annehmen: Ausgehend von einer unbegrenzten Verfügbarkeit (Punktwert 0) werden Werte bis -5 vergeben. Die Abstufung erfolgt in Abhängigkeit des Verhältnisses von Energie zu Leistung.

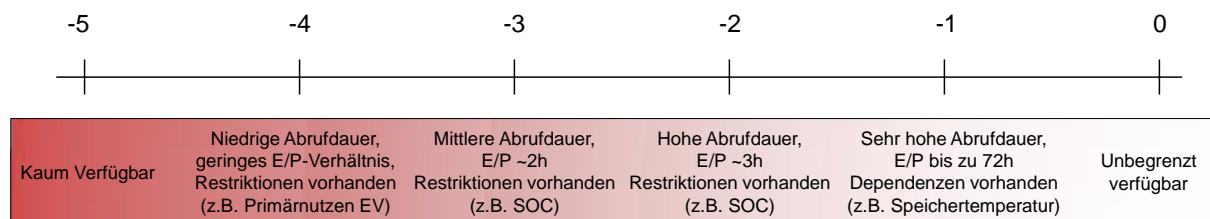


Abbildung 3-20: Messvorschrift für das Teilkriterium „Abrufdauer“

Bei einer unbegrenzten Verfügbarkeit wird das Teilkriterium **Abrufpotenzial** mit dem Punktwert 0 bewertet. Negative Ausprägungen sind durch saisonale Unterschiede sowie der Abhängigkeit von anderen Komponenten charakterisiert.

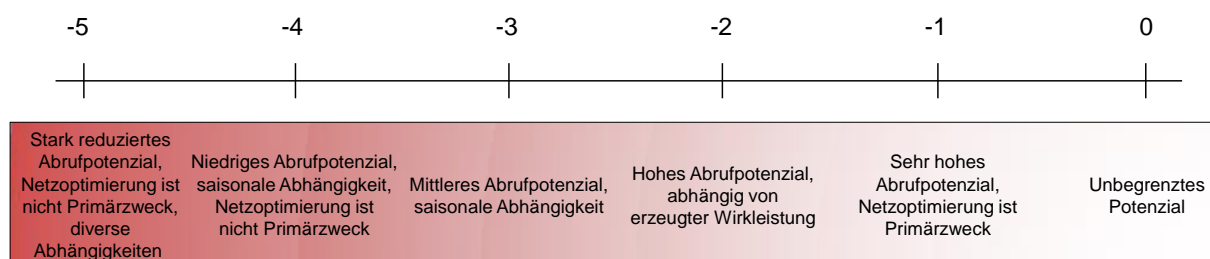


Abbildung 3-21: Messvorschrift für das Teilkriterium „Abrufpotenzial“

Die Bewertung der Ansprechzeit, der Abrufdauer und des Abrufpotenzials der NoM und ihren Ausprägungen erfolgt basierend auf der Auswertung der Morphologischen Kästen (siehe **Tabelle 3-15**).

Tabelle 3-15: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Ansprechzeit, Abrufdauer und ihres Abrufpotenzials*

NoM	Ansprechzeit		Abrufdauer		Abrufpotenzial	
	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel, TSH	0	Dauerhaft verfügbar	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar
rONT	-1	< 1 s regelt auf Anschlusspunkt	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar
LVR	-1	150 bis 700 ms	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar
Q-Mgmt - cos φ (P), cos φ (U), Fixer cos φ	-2	Regelt auf Anschlusspunkt	-1	Abhängig von aktuell erzeugter Wirkleistung	-2	Abhängig von erzeugter Wirkleistung
Q-Mgmt – Q(U)	-2	Regelt auf Anschlusspunkt	0	Immer verfügbar, keine Abhängigkeiten	0	Unbegrenzt abrufbar, keine Abhängigkeiten
Spitzenkap-pung WR	0	Statische Einstellung	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar	-2	Abhängig von erzeugter Wirkleistung am WR
Spitzenkap-pung NAP	-3	Misst am NAP, überträgt an WR, regelt auf Sollwert	0	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar	-3	Abhängig von Residuallast am NAP
P2H spannungs-geführt	-2	Kurze Ansprechzeit, regelt auf Anschlusspunkt	-1	Pufferkapazität bis zu 72 h, abhängig vom aktuellen Temperaturzustand des Wärmespeichers	-3	Abhängig vom Wärmebedarf, dieser ist saisonal unterschiedlich
P2H Eigenver-brauch	-3	Misst am NAP, überträgt an WR, regelt auf Sollwert	-1	Pufferkapazität bis zu 72 h, abh. vom aktuellen Temperaturzustand des Wärmespeichers	-4	Primärzweck in Eigenverbrauch (PV-Erzeugung und Wärmebedarf gegenläufig), abh. vom Wärmebedarf
QS Netzasset	-2	Kurze Ansprechzeit, misst/regelt auf Anschlusspunkt	-2	E/P-Verhältnis: 3 h (s. Maßnahmenbericht) Hohe Abrufdauer, abh. vom Speicherzustand	-1	Primärzweck in Netzoptimierung, daher bedarfsbezogene Vorhaltung
QS Eigenver-brauch	-3	Messung am ONT, überträgt an QS, regelt auf Sollwert	-2	E/P-Verhältnis: 3 h Hohe Abrufdauer, abhängig vom aktuellen Speicherzustand	-3	Primärzweck in Eigenverbrauch, abhängig von Residuallast am ONT
HSS	-4	Sekundenbereich Prognose via Internet, misst am Hausanschlusspunkt, überträgt an UR, regelt auf Sollwert	-3	E/P-Verhältnis: 2 h mittlere Abrufdauer, abhängig vom aktuellen Speicherzustand	-3	Abhängig von Residuallast am NAP Primärzweck in Eigenverbrauch, dennoch Regelung auf lokale Erzeugung
EFZ spannungs-geführt	-2	Kurze Ansprechzeit, regelt auf Anschlusspunkt	-4	Geringes E/P-Verhältnis, zusätzliche Restriktionen aufgrund des Primärnutzens	-4	Abhängig von Verfügbarkeit des E-Fzg.
EFZ Eigenver-brauch	-3	Messung am Hausanschlusspunkt, überträgt an WR, regelt auf Sollwert	-4	Geringes E/P-Verhältnis, zusätzliche Restriktionen aufgrund Primärnutzen	-5	Abhängig von Residuallast am NAP Primärzweck in Eigenverbrauch, zudem abhängig von Verfügbarkeit

Die drei Kategorien „Ansprechzeit“, „Abrufdauer“ und „Abrufpotenzial“ gehen gemeinsam zu je einem Drittel in die Bewertung ein. **Tabelle 3-16** beschreibt qualitativ die Bewertung der NoM im Übertragungsnetz.

Tabelle 3-16: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. ihrer Ansprechzeit, Abrufdauer und ihres Abrufpotenzials*

NoM	Ansprechzeit	Abrufdauer	Abrufpotenzial
NA: HGÜ, HDÜ	Instantan ansprechbar, da dauerhaft verfügbar	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar	Unbegrenzt, da dauerhaft verfügbar
FLM	Abhängig von Datenübertragung und Regelalgorithmus	So lange ähnliche Witterungsverhältnisse bestehen	Saisonal und Witterungsabhängig
P2H FW	Einfache Steuerung	Abhängig von Wärmebedarf	Abhängig von Wärmebedarf und aktueller Systemtemperatur
DR Ind: Flex. stromintensive Prozesse, Flex. Quer-Tech	Abhängig von Datenübertragung und Umsetzung in Maschinensteuerung	Abhängig von Betriebsprozess, üblicherweise ca. 15 – 30 min	Abhängig von jährlichen Betriebsstunden und aktuellem Betriebszustand

3.3.3 Robustheit im Betrieb

Das Kriterium „Robustheit im Betrieb“ bewertet die Überlastfähigkeit, die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen sowie die Auswirkung der NoM auf die Kurzschlussleistung, die im Fehlerfall für das Auslösen der Sicherungen notwendig ist.

Die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen bezieht sich auf die Anfälligkeit der NoM gegenüber Natureinflüssen und technischen bzw. menschlichen Versagens sowie den zeitlichen Aufwand einer Fehleranalyse und der Störungsbeseitigung.

Der aktuelle Zustand wird als neutral bewertet. Ausgehend davon kann das Kriterium sowohl positive als auch negative Ausprägungen annehmen: Durch Überlastfähigkeit und einer Erhöhung der Kurzschlussleistung kann die Robustheit verbessert werden, während verringerte Kurzschlussleistung und hohe Nicht-Verfügbarkeit eine Verschlechterung zur Folge haben (siehe **Abbildung 3-22**).

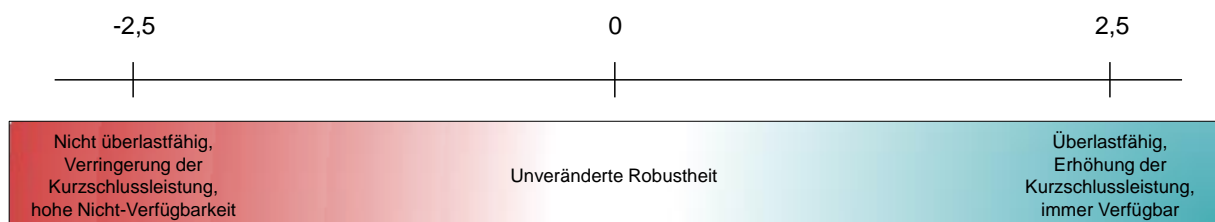


Abbildung 3-22: *Messvorschrift für das Teilkriterium „Robustheit im Betrieb“*

Das Kriterium Robustheit im Betrieb setzt sich aus drei Teilkriterien zusammen:

- **Überlastfähigkeit** beschreibt, ob und wie lange die Belastung einer NoM über ihren Nennbetriebspunkt möglich ist.

- **Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung** beschreibt, ob durch den Einsatz einer NoM ein Beitrag zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Verteilnetzes geleistet werden kann.
- **Nicht-Verfügbarkeit der NoM** setzt sich aus ihrer Störungsanfälligkeit und dem Aufwand für die Störungsbeseitigung zusammen. Beide Unterpunkte gehen mit gleichen Anteilen in die Bewertung des Teilkriteriums ein.
 - **Störungsanfälligkeit** bewertet die Anfälligkeit einer NoM gegenüber Naturinflüssen und technischen bzw. menschlichen Versagens.
 - **Aufwand für die Störungsbeseitigung** bemisst den zeitlichen Aufwand der Fehleranalyse und der Störungsbeseitigung selbst. Dabei wird ebenfalls bewertet, ob der Betrieb umgebender Netze beeinflusst wird.

Die Überlastfähigkeit stellt eine Verbesserung der Robustheit im Betrieb dar und ist folglich als Zusatznutzen zu werten, während eine NoM ohne Überlastfähigkeit als neutral zu bewerten ist. Unterschieden wird dabei, ob ein Betrieb über der Nennleistung prinzipiell möglich ist und über welchen Zeitraum dieser ohne größere technische Probleme stattfinden kann (vgl. **Abbildung 3-23**).

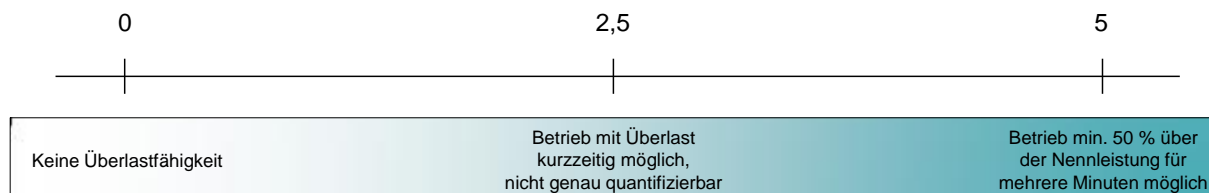


Abbildung 3-23: Messvorschrift für das Teilkriterium „Überlastfähigkeit“

Der Einsatz einer NoM kann entweder keinen Einfluss, eine Verringerung aber auch die Erhöhung der Kurzschlussleistung zur Folge haben (vgl. **Abbildung 3-24**).

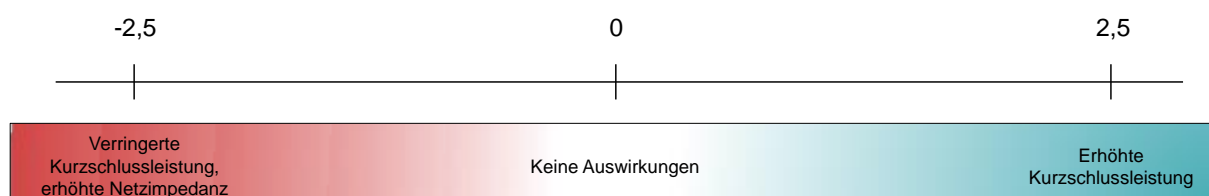


Abbildung 3-24: Messvorschrift für das Teilkriterium „Einfluss auf die Kurzschlussleistung“

Die Bewertung der beiden Teilkriterien „Überlastfähigkeit“ und „Einfluss auf die Kurzschlussleistung“ findet sich in **Tabelle 3-17** (NoM im Verteilnetz) und **Tabelle 3-19** (NoM im Übertragungsnetz).

Im Idealfall weist eine NoM keine Störungsanfälligkeit auf. Dies wird daher als neutral bewertet, während Störanfälligkeiten unterschiedlicher Ausprägung einen negativen Einfluss haben (vgl. **Abbildung 3-25**).



Abbildung 3-25: Messvorschrift für das Teilkriterium „Störungsanfälligkeit“

Neben der Bewertung der reinen Störungsanfälligkeit ist zudem relevant, mit welchem Aufwand die Beseitigung einer Störung an der NoM verbunden ist. Dies wird anhand des Teilkriteriums „Aufwand für Störungsbeseitigung“ bewertet (vgl. **Abbildung 3-26**).

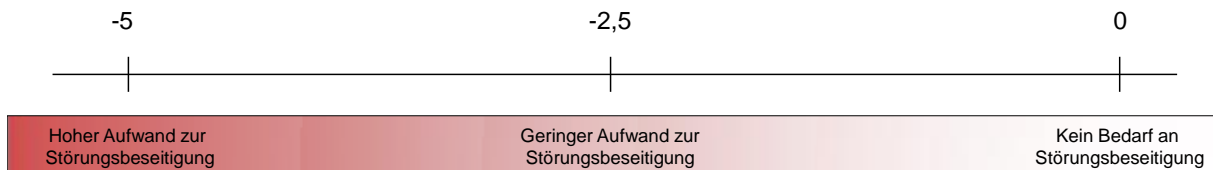


Abbildung 3-26: Messvorschrift für das Teilkriterium „Aufwand für Störungsbeseitigung“

Die Bewertung der Überlastfähigkeit, der Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung und der Nicht-Verfügbarkeit der NoM und ihren Ausprägungen erfolgt basierend auf der Auswertung der Morphologischen Kästen (siehe **Tabelle 3-18** und **Tabelle 3-20**).

Tabelle 3-17: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Überlastfähigkeit und ihren Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung*

NoM	Überlastfähigkeit		Auswirkung auf die Kurzschlussleistung	
	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung
Trafotausch	5	Über begrenzten Zeitraum überlastfähig (z.B. 150 % für 15 min und 120 % für 90 min)	-2,5	Erhöhung der Netzimpedanz
Zus. Erdkabel	5	Überlastfähigkeit ist gegeben	2,5	Verringerung der Netzimpedanz, Parallelverkabelung
TSH	0	Nicht gegeben	-2,5	Zusätzliche Vermaschung
rONT	5	Analog zu konventionellen Transformatoren	0	Keine Auswirkung
LVR	5	Vergleichbar mit konventionellen Transformatoren / rONT	-2,5	Erhöhung der Netzimpedanz
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt - Q(U), fixer $\cos \varphi$, Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP, P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch, QS Netzasset, QS Eigenverbrauch, HSS, EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	0	Nicht gegeben	0	Keine Auswirkung

Tabelle 3-18: Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Nicht-Verfügbarkeit

NoM	Störungsanfälligkeit		Aufwand für Störungsbeseitigung	
	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung
Trafotausch	-1,66	Relevante Komponenten: Trafo Bewährtes Betriebsmittel mit geringer Anfälligkeit auf äußere Einflüsse	-5	Austausch nicht ad-hoc möglich Aufwand: Wochen
Zus. Erdkabel	-2	Relevante Komponenten: Kabel Anfällig für äußere Einflüsse (z.B. Bauarbeiten, Unwetter, etc.)	-5	Schlechte Zugänglichkeit Aufwand: Wochen
TSH	0	Relevante Komponenten: Schalter Keine Anfälligkeit für äußere Einflüsse	0	Kein relevanter Aufwand der Störungsbeseitigung
rONT	-2	Relevante Komponenten: Trafo + Spannungsmesser + Stufensteller Anfällig durch zusätzliche Bauteile, Messsensoren	-5	Austausch nicht ad-hoc möglich Aufwand: Wochen
LVR	-2	Relevante Komponenten: Trafo + Spannungsmesser + Stufensteller Anfällig durch zusätzliche Bauteile, Messsensoren	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), fixer $\cos \varphi$, $\cos \varphi$ (U), Q(U)	-1	Relevante Komponenten: Wechselrichter Autonom / automatisiert, nur eine Komponente betroffen (WR)	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
Spitzenkappung WR	-1	Relevante Komponenten: Wechselrichter Autonom / automatisiert, nur eine Komponente betroffen (WR)	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
Spitzenkappung NAP	-3	Relevante Komponenten: Wechselrichter + Messung am NAP Anfällig durch zusätzliche Messsensoren, Übertragungswege	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
P2H spannungsgeführt	-2	Relevante Komponenten: Wärmeerzeuger + Frequenzrichter	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
P2H Eigenverbrauch	-3	Relevante Komponenten: Wärmeerzeuger + Frequenzrichter + Messung am NAP Anfällig durch zusätzliche Messsensoren, Übertragungswege	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
QS Netzasset	-3	Relevante Komponenten: Umrichter, Batterie, BMS	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag

QS Eigenverbrauch	-4	Relevante Komponenten: Umrichter, Batterie, BMS, Residuallastmessung am Trafo Anfälligkeit durch zusätzliche Messsensoren, Übertragungswege	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
HSS	-5	Relevante Komponenten: Umrichter, Batterie, BMS, Gateway Anfälligkeit durch zusätzliche Messsensoren, Übertragungswege, externe Übertragung von Daten notwendig (Internet)	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
EFZ spannungsgelührt	-3	Relevante Komponenten: Umrichter, Batterie, BMS, Wallbox	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag
EFZ Eigenverbrauch	-4	Relevante Komponenten: Umrichter, Batterie, BMS, Wallbox, Messung NAP Anfälligkeit durch zusätzliche Messsensoren, Übertragungswege	-2,5	Standardkomponenten müssen ausgetauscht werden Aufwand: Tag

Die drei Teilkriterien „Überlastfähigkeit“, „Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung“ und „Nicht-Verfügbarkeit der NoM“ (als Mittelwert der Teilkriterien „Störungsanfälligkeit“ und „Aufwand für Störungsbeseitigung“) gehen zu je einem Drittel in die Gesamtbewertung ein.

Tabelle 3-19: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. ihrer Überlastfähigkeit und ihren Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung*

NoM	Überlastfähigkeit	Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
HGÜ	Keine Überlastfähigkeit	Verringerung der Netzimpedanz
HDÜ	Überlastung prinzipiell möglich, reduziert die Lebensdauer wesentlich	Verringerung der Netzimpedanz
DR Ind: stromintensive Prozesse, DR Ind: Flex. Quer-Tech	Kurzzeitig möglich, jedoch Risiko von Schäden / Einfluss auf Lebensdauer	Keine Auswirkungen
P2H FW, FLM	Keine Überlastfähigkeit	Keine Auswirkungen

Tabelle 3-20: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. ihrer Nicht-Verfügbarkeit*

NoM	Störungsanfälligkeit	Aufwand für Störungsbeseitigung
HGÜ	Geringe Anfälligkeit für äußere Einflüsse durch Erdverkabelung	Einzelanfahrt eines Technikers, Zugänglichkeit gering
HDÜ	Anfällig für äußere Einflüsse (z.B. Bauarbeiten, Unwetter, etc.)	Einzelanfahrt eines Technikers, i.d.R. gute Zugänglichkeit
DR Ind: stromintensive Prozesse, DR Ind: Flex. Quer-Tech	Geringe Anfälligkeit durch professionalisierte Steuerung	Lösung üblicherweise durch internen Techniker
P2H FW	Geringe Anfälligkeit durch professionalisierte, zentrale Steuerung	Einzelanfahrt eines Technikers, i.d.R. gute Zugänglichkeit
FLM	Anfällig für äußere Einflüsse von vielen Komponenten (Sensoren)	Identifikation der Störung komplex, Einzelanfahrt eines Technikers

3.3.4 Einfluss auf den Netzbetrieb

Der Netzbetrieb unterteilt sich in Bau des Netzes und Netzführung /SCHW-01 06/. Letztere umfasst dabei alle Vorgänge und Steuermechanismen, die dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um die stabile Funktion des Stromnetzes sicherzustellen und seine Versorgungsaufgabe wahrzunehmen. So ist neben den Auswirkungen auf die Betriebsführung, z.B. durch einen veränderten Abstimmungsbedarf über die Netzebenen hinweg, auch der Einfluss auf Betriebsreserven relevant. Diese bezeichnen vor allem im System vorhandene Sicherheitsreserven, die einen zuverlässigen Netzbetrieb ermöglichen.

Das Kriterium bewertet, ob der Netzbetrieb durch die NoM erleichtert oder erschwert wird. Dabei werden die Auswirkungen auf die Betriebsführung und der Einfluss auf mögliche Betriebsreserven durch die NoM betrachtet.

Ausgehend von unveränderten Betriebsbedingungen, welche als neutral zu bewerten sind, kann die NoM sowohl negativen als auch positiven Einfluss haben (vgl. **Abbildung 3-27**).

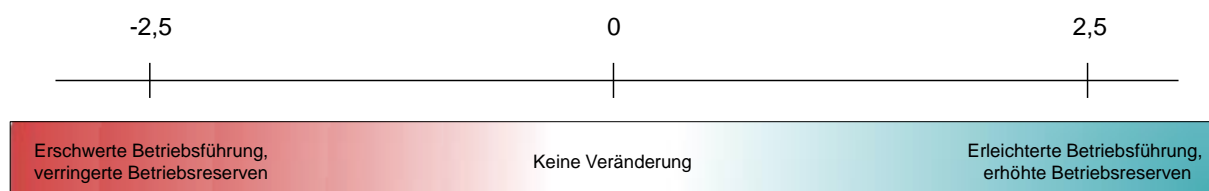


Abbildung 3-27: *Messvorschrift für das Kriterium „Einfluss auf den Netzbetrieb“*

Der Einfluss der NoM auf den Netzbetrieb wird analog zur Definition anhand der beiden Teilkriterien „Auswirkungen auf die Betriebsführung“ und „Bereitstellung von Betriebsreserven“ bewertet.

NoM können sowohl positive als auch negative **Auswirkungen auf die Betriebsführung** haben, bedingt durch eine erhöhte Komplexität bzw. eine erleichterte Netzführung durch autonome netzdienliche Regelungen (vgl. **Abbildung 3-28**).

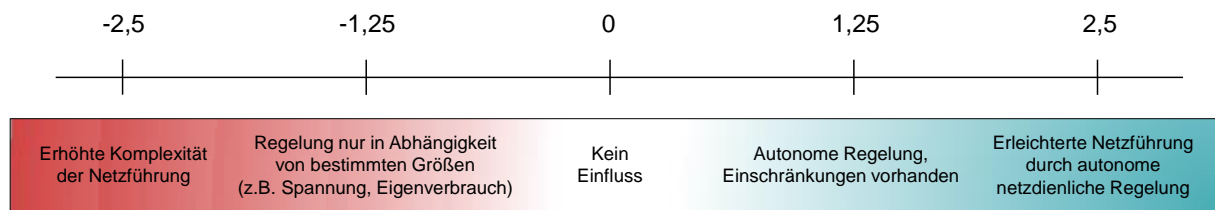


Abbildung 3-28: Messvorschrift für das Teilkriterium „Auswirkungen auf die Betriebsführung“

Die **Bereitstellung von Betriebsreserven** beschreibt den Mehrwert einer NoM durch zusätzliche, netzdienlich regelbare Kapazitäten. Stellt die NoM keine zusätzlichen Reserven zur Verfügung, wird diese als neutral bewertet, wohingegen eine Reduktion der Betriebsreserven eine negative Ausprägung annimmt (vgl. **Abbildung 3-29**).



Abbildung 3-29: Messvorschrift für das Teilkriterium „Bereitstellung von Betriebsreserven“

Die Bewertung der NoM und der Ausprägungen bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Betriebsführung und Bereitstellung von Betriebsreserven erfolgt basierend auf der Auswertung der Morphologischen Kästen (siehe **Tabelle 3-21**).

Tabelle 3-21: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Auswirkungen auf die Betriebsführung und die Bereitstellung von Betriebsreserven*

NoM	Auswirkungen auf die Betriebsführung		Bereitstellung von Betriebsreserven	
	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel	0	Standardkomponente	2,5	Komponenten üblicherweise überdimensioniert
TSH	-2,5	Zusätzliche Vermaschung	-2,5	Im Wartungsfall weniger Schaltmöglichkeiten
rONT	2,5	Entkoppelt MS und NS, autonome Regelung	0	Keine zusätzlichen Reserven
LVR	2,5	Entkopplung eines Strangs autonome Regelung	0	Keine zusätzlichen Reserven
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), fixer $\cos \varphi$	-2,5	Regelung unabhängig der Spannung	0	Keine zusätzlichen Reserven
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt - Q(U)	-1,25	Regelung spannungsabhängig	0	Keine zusätzlichen Reserven
Spitzenkappung WR	0	Abregelung am WR statisch	0	Keine zusätzlichen Reserven
Spitzenkappung NAP	-1,25	Abregelung am WR dynamisch, Höhe der Abregelung abh. vom Verbrauch	0	Keine zusätzlichen Reserven
P2H spannungsgeführt	-1,25	Komplexer, da zusätzliche Komponenten Spannungsregelung betreiben, Höhere Gleichzeitigkeit	0	Keine zusätzlichen Reserven
P2H Eigenverbrauch	-2,5	Prognose der autonomen Regelung für NB nicht möglich	0	Keine zusätzlichen Reserven
QS Netzasset	1,25	Autonome Regelung, zusätzliche Beeinflussung des Spannungsbands, begrenzt durch SOC	2,5	Zusätzliche regelbare Leistung
QS Eigenverbrauch	-2,5	Prognose der autonomen Regelung für NB nicht möglich	0	Keine zusätzlichen Reserven
HSS	-2,5	Prognose der autonomen Regelung für NB nicht möglich	0	Keine zusätzlichen Reserven
EFZ spannungsgeführt	-1,25	Komplexer, da zusätzliche Komponenten Spannungsregelung betreiben, Höhere Gleichzeitigkeit	0	Keine zusätzlichen Reserven
EFZ Eigenverbrauch	-2,5	Prognose der autonomen Regelung für NB nicht möglich	0	Keine zusätzlichen Reserven

Etwa die Hälfte der NoM steigert den Aufwand der Betriebsführung. Geschuldet ist dies in erster Linie der gestiegenen Komplexität der Netzinfrastruktur bzw. des Netzbetriebs, welche mit der Einführung der Maßnahme einhergeht.

Die autonom regelnden und bereits im Netzbetrieb etablierten NoM rONT und Längsregler erleichtern die Betriebsführung. Nur wenige NoM haben einen negativen Einfluss auf die verfügbaren Betriebsreserven. Maßnahmen der Netzoptimierenden

Betriebsführung haben keine Auswirkung auf die Betriebsreserven. Eine Erhöhung der Reserven ermöglichen die bereits etablierten Maßnahmen, wie konventioneller Netzausbau. Topologische Schalthandlungen reduzieren die Schaltmöglichkeiten im Netz und verringern somit die Betriebsreserven.

Die beiden Teilkriterien gehen zu gleichen Anteilen in die Gesamtbewertung ein.

3.3.5 Beitrag zu Systemdienstleistungen

Die Differenzierung zwischen Systemdienstleistung und Netzdienstleistung betrifft den Wirkungsbereich, auf den die Maßnahme Einfluss hat. Netzdienstleistungen bzw. Netzoptimierung einer NoM im Sinne von MONA 2030 sind insbesondere die (lokale) Spannungshaltung und die Entlastung von Betriebsmitteln. Im Gegensatz hierzu beziehen sich Systemdienstleistungen auf die übergeordnete Stabilität und Sicherheit, auch mit Bezug zum Verbundnetz bzw. dem allgemeinen Versorgungssystem. Die Möglichkeit eine NoM für Systemdienstleistungen einzusetzen ist zudem von deren technischer Flexibilität abhängig (siehe Kapitel 3.3.1).

Nach /DENA-05 14/ werden Systemdienstleistungen in die Kategorien Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung unterschieden. Letztere wird separat in der Kategorie „Einfluss auf den Netzbetrieb“ behandelt (siehe Kapitel 3.3.4). Neben Regelleistung zählen zur Frequenzhaltung sowohl die Momentanreserve, schaltbare Lasten, ein frequenzabhängiger Lastabwurf sowie eine Wirkleistungsanpassung bei Über- / Unterfrequenz.

Da Spannungshaltung per Definition als Aufgabe der Netzoptimierung eingeordnet wurde, wird dieser Aspekt als primärer Einsatzzweck gesehen. Der Beitrag zum **Versorgungswiederaufbau** bezieht sich auf die Möglichkeiten der NoM, im Falle einer Störung das Wiederhochfahren der Stromversorgung lokal zu unterstützen. Hierzu trägt insbesondere die Schwarzstartfähigkeit der NoM bei.

Frequenzhaltung

Die Netzfrequenz ist im gesamten europäischen Verbundnetz gleich und beträgt im Idealfall 50 Hz. Die Grundlage für eine konstante Frequenz ist die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch. Aufgrund von kurzfristigen Schwankungen, verursacht durch z.B. Prognosefehler oder Kraftwerksausfälle, kann dieses Gleichgewicht gestört sein. Als Reaktion darauf und um die Netzfrequenz im zulässigen Bereich zu halten, ist der Abruf zusätzlicher Kapazitäten notwendig. Dabei werden zeitlich unterschiedliche Abruf- und Vermarktungsmechanismen eingesetzt. Dementsprechend verhalten sich auch die Anforderungen an die Verfügbarkeit der Anbieter.

Neben der klassischen Regelleistung, die im Rahmen eines Marktes gehandelt wird, bestehen weitere Produkte, die außerhalb eines Marktes, meist durch bilaterale Verträge geregelt sind. Hierzu zählen die folgenden beiden Optionen /DENA-05 14/:

- Zu- und abschaltbare Lasten bzw. ein frequenzabhängiger Lastabwurf (siehe § 14a EnWG)
- Wirkleistungsreduktion bzw. /-erhöhung bei Über- / Unterfrequenz

Bereitstellung von Regelleistung

Prinzipiell werden verschiedene Arten der Regelleistung unterschieden, die in ihrem Abruf zeitlich aufeinander folgen (siehe **Abbildung 3-30**). /FAT-01 14/

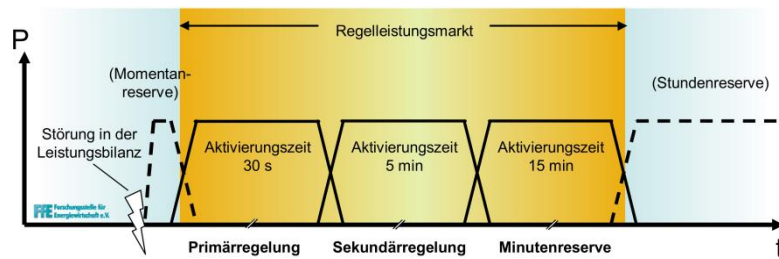


Abbildung 3-30: *Regelleistungsarten und deren zeitliche Abrufreihenfolge*

Die Momentanreserve ist eine technische Eigenschaft des Stromsystems, die üblicherweise durch die Trägheit rotierender Massen bereitgestellt wird.

Primärregelung (PRL) wird nicht direkt vom ÜNB abgerufen, sondern automatisch anhand der gemessenen Frequenz vom Anbieter aktiviert. Sie erfordert eine automatische vollständige Aktivierung der angeforderten Leistung innerhalb von 30 s. Vergütet wird dabei nur ein Leistungspreis, der aktuell für einen Zeitraum von einer Woche gilt.

Sekundärregelung (SRL) folgt zeitlich auf die Primärregelung, wird allerdings nur für die jeweilige Regelzone direkt vom ÜNB abgerufen. Sie verlangt eine vollständige Abgabe der angeforderten Leistung innerhalb von 5 Minuten. Vergütet wird sowohl ein Leistungs- als auch ein Arbeitspreis

Minutenreserve bzw. Tertiärregelung (TRL) erfordert deutlich niedrigere Präqualifikationsanforderungen als SRL. Die Aktivierungszeit beträgt 15 Minuten und wird mittels einer Fahrplanänderung vorgenommen.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau

Im Falle einer vollständigen Unterbrechung der Stromversorgung muss möglichst bald ein kontrollierter Wiederaufbau initiiert werden. Dieser Wiederaufbau des Versorgungssystems wird maßgeblich von der Schwarzstartfähigkeit der verfügbaren Erzeugungsanlagen beeinflusst. NoM können aber ebenso eine unterstützende Wirkung zeigen.

Leistet eine NoM keinen Beitrag zu Systemdienstleistungen, ist dies als neutral zu bewerten, da dies zwar keine Verbesserung aber auch keine Verschlechterung des Netzbetriebes mit sich bringt. Leistet eine NoM einen Beitrag zur Systemdienstleistung wird dies als Mehrwert gewertet. Unterschieden wird dabei, ob die NoM alleine ohne im Pool einen Beitrag zur Regelleistung erbringen kann (siehe **Abbildung 3-31**).

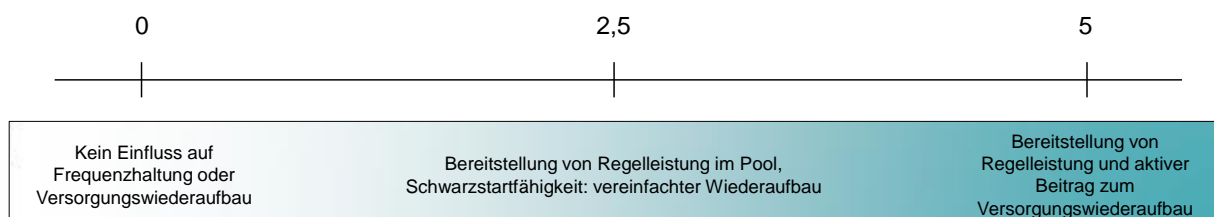


Abbildung 3-31: *Messvorschrift für das Kriterium „Beitrag zu Systemdienstleistungen“*

Der Beitrag zu Systemdienstleistungen setzt sich aus den Teilkriterien „Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung“ und dem „Beitrag zum Versorgungswiederaufbau“ zusammen.

Unter der **Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung** wird das Potenzial einer NoM, die Netzfrequenz stabilisierend zu beeinflussen, verstanden. Neben der Regelleistung werden auch Momentanreserve, schaltbare Lasten, frequenzabhängiger Lastabwurf sowie Wirkleistungsanpassung bei Über- bzw. Unterfrequenz inkludiert.

Nur Netzorientierte Maßnahmen können prinzipiell Regelleistung anbieten (siehe **Abbildung 3-32**), da Netzbetreiber aufgrund von Entflechtungsvorgaben nicht an Regelleistungsmärkten teilnehmen dürfen. Zu berücksichtigen ist, dass manche NoM diese nur im Rahmen eines Pools (z.B. in einem Virtuellen Kraftwerk) erbringen können. Diese Einordnung trifft allerdings keine Aussage über die Sinnhaftigkeit oder Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsvermarktung der NoM.

Momentanreserve	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
Hausspeichersysteme			
Quartierspeicher			
E-Mobilität			
	DR in der Industrie – stromintensive Prozesse		
	Hybridnetze		
		DR in der Industrie – Industrielle Querschnittstechnologien	

Abbildung 3-32: *Regelleistungs-Fähigkeit der NoM*

Die Messvorschrift dieses Teilkriteriums stellt sich entsprechend **Abbildung 3-33** dar.

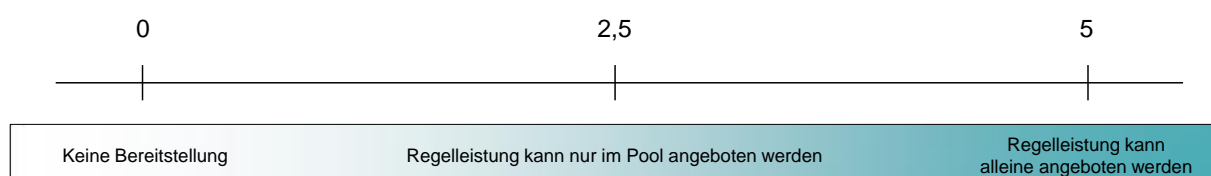


Abbildung 3-33: *Messvorschrift für das Teilkriterium „Bereitstellung von Regelleistung“*

Der **Beitrag zum Versorgungswiederaufbau** beschreibt inwieweit der Einsatz einer NoM die Schwarzstartfähigkeit eines Systems erhöhen und in weiterer Folge im Fehlerfall zum Wiederaufbau einen Beitrag leisten kann.

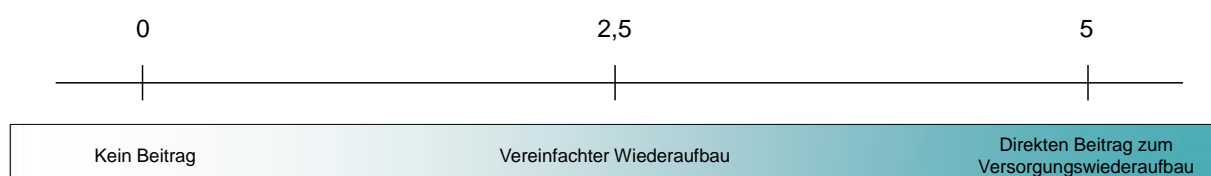


Abbildung 3-34: *Messvorschrift für das Teilkriterium „Beitrag zum Versorgungswiederaufbau“*

Die Bewertung der Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung und dem Beitrag zum Versorgungswiederaufbau durch die NoM und ihre Ausprägungen erfolgt basierend auf der Auswertung der Morphologischen Kästen (vgl. **Tabelle 3-22** und **Tabelle 3-24**).

Tabelle 3-22: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. der Bereitstellung von Regelleistung und des Beitrages zum Versorgungswiederaufbau*

NoM	Bereitstellung von Regelleistung		Beitrag zum Versorgungswiederaufbau	
	Punkt-wert	Begründung	Punkt-wert	Begründung
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR, TSH, Q-Mgmt - cos ϕ (P), Q-Mgmt - cos ϕ (U), Q-Mgmt - Q(U), fixer cos ϕ , Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP	0	Keine Bereitstellung	0	Kein Beitrag
QS Netzasset	2,5	Aktuell: zu geringe Leistung für Einzelvermarktung	5	Kann durch Leistungsbereitstellung Beitrag leisten
QS Eigenverbrauch	2,5	Aktuell: zu geringe Leistung für Einzelvermarktung	5	Kann durch Leistungsbereitstellung Beitrag leisten
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch, HSS, EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	2,5	Aufgrund der geringen Leistung nur im Pool vermarktbar	0	Kein Beitrag

Tatsächlich bieten nur bestimmte Netzorientierte Maßnahmen die Möglichkeit, **Regelleistung** bereitzustellen und nur wenige weisen eine **Schwarzstartfähigkeit** auf. Der direkte positive Einfluss begrenzt sich daher auf die speichernden Maßnahmen, wie Hausspeichersysteme, Quartierspeicher und E-Mobilität (vgl. /AGORA-08 14/, /FENES-01 15/). Deren Potenzial ist jedoch nur vorhanden, wenn der bei einem Netzausfall vorhandene Ladezustand groß genug ist, um bei einem Wiederaufbau einsetzbar zu sein. Zudem ist diese Eigenschaft wesentlich von einer entsprechend hinterlegten Regelung, der technischen Möglichkeit des Umrichters bzw. Vernetzung der Anlagen abhängig.

Die Punktwerte der beiden Teilkriterien gehen zu je 50 % in die Gesamtbewertung ein. Die erwartete Veränderung der Bewertung mit Blick auf das Jahr 2030 ist in **Tabelle 3-23** dargestellt.

Tabelle 3-23: *Veränderung des Beitrags der NoM im Verteilnetzes zu SDL 2030*

NoM	Punktwert 2015	Begründung der Veränderung bis zum Jahr 2030	Punktwert 2030
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR, TSH, Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P), Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U), Q-Mgmt – $\cos \varphi$	0	Keine Veränderung	0
Q-Mgmt – Q(U)	0	Bei wirkleistungsunabhängiger Blindleistungsbereitstellung Möglichkeit zur Vermarktung von Q	1,25
Spitzenkappung WR, Spitzenkappung NAP	0	Keine Veränderung	0
P2H spannungsgeführt, P2H Eigenverbrauch	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber + Verteilnetzbetreiber Vermarktung SDL-Markt im Pool	5
QS Netzasset, QS Eigenverbrauch	5	Keine Veränderung	5
HSS	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber Vermarktung SDL-Markt im Pool	5
EFZ spannungsgeführt, EFZ Eigenverbrauch	2,5	Zuständiger Akteur: Anlagenbetreiber + Verteilnetzbetreiber Vermarktung SDL-Markt im Pool	5

Tabelle 3-24 enthält qualitativ die Bewertung der NoM auf Übertragungsnetzebene bzgl. ihres Beitrags zu Systemdienstleistungen.

Tabelle 3-24: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. der Bereitstellung von Regelleistung und des Beitrages zum Versorgungswiederaufbau*

NoM	Bereitstellung von Regelleistung	Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
HGÜ	Keine Bereitstellung	Start ohne Kurzschlussleistung möglich
HDÜ, FLM	Keine Bereitstellung	Keine Beitrag
DR Ind. Flex. stromintensive Prozesse, DR Ind. QS-Tech., P2H: Flex. FW	Leistung ausreichend für Einzelvermarktung	Keine Beitrag

Für die Bereitstellung von Regelleistung im Übertragungsnetz weisen vor allem Flexibilisierungsmaßnahmen ein Potenzial auf. Durch Leistungsanpassung in der Industrie bzw. bei P2H-Anlagen kann z. T. genügend Leistung zur Verfügung gestellt werden, um vermarktet werden zu können.

Konventioneller Netzausbau hat im Falle von HDÜ und LCC-HGÜ (*line commutated converter* – netzgeführte Umrichter, Erläuterung im Maßnahmenbericht) keinen Einfluss auf die Schwarzstartfähigkeit. Der Einsatz der VSC-HGÜ-Technologie hingegen kann einen Versorgungswiederaufbau erleichtern, da keine externe Stromversorgung für den Wiederaufbau notwendig ist (vgl. MONA Maßnahmenbericht).

Die Punktwerte der beiden Teilkriterien gehen zu je 50 % in die Gesamtbewertung ein. Mit Blick auf das Jahr 2030 ist festzustellen, dass es bei keiner der Maßnahmen im Übertragungsnetz eine Veränderung zum Jahr 2030 zu erwarten ist.

3.3.6 Resilienz gegenüber Störfaktoren

Die Resilienz gegenüber Störfaktoren beschreibt, ob gravierende, strukturelle Änderungen in der Zukunft einen wesentlichen Einfluss auf den Einsatz der NoM haben oder ob die Gefahr besteht, dass die Maßnahme obsolet wird.

Störfaktoren beschreiben Entwicklungen und Ereignisse, die trotz geringer Eintrittswahrscheinlichkeit zu erheblichen Systemveränderungen führen könnten (vgl. Szenariobericht). Eine Bewertung der Relevanz und der Einflussstärke der verschiedenen Störfaktoren zeigt, dass neben wirtschaftlichen und politischen Faktoren auch technologische Entwicklungen zu erheblichen Systemveränderungen führen können (vgl. hierzu auch /BMWI-16 16/).

Die betrachteten Störfaktoren lassen sich in strukturelle, technologische Entwicklungen und einschneidende Ereignisse kategorisieren (vgl. **Tabelle 3-25**) und stellen die Teilkriterien, aus denen die Gesamtbewertung des Kriteriums hervorgeht, dar.

Tabelle 3-25: Kategorisierung der Störfaktoren

Strukturelle Entwicklung	Technologische Entwicklung	Einschneidende Ereignisse
Neuordnung des Wirtschaftssystems	Starke Zunahme an Blackouts	Epidemien
Tiefgreifende Wirtschaftskrise	Kernfusion	Naturkatastrophen
Komplettes Auseinanderbrechen der EU und extrem nationale Tendenzen	Ressourcenknappheit kritischer Materialien für Erneuerbare Energien	Hackerangriffe auf Energieinfrastruktur
Geopolitische Krisen in Energierohstoff-Förderländern (z.B. Isolation Russlands, Auseinanderfallen der OPEC etc.)	Erschließung großer Mengen neuer ((un)konventioneller) Ressourcen	Kernenergieunglück in Europa
Komplette europäische Integration unter Auflösung nationaler Grenzen		

Relevanz der Störfaktoren für den Einsatz von NoM

Die Bewertung der Anfälligkeit der NoM gegenüber Störfaktoren wird in sechs Stufen durchgeführt. Weist eine NoM eine geringe Resilienz auf, ist dies als negativ zu bewerten, eine hohe Resilienz hingegen als neutral (vgl. **Abbildung 3-35**).

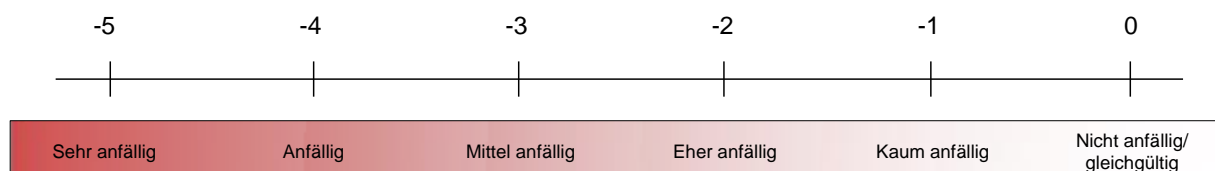


Abbildung 3-35: Messvorschrift für das Kriterium „Resilienz gegenüber Störfaktoren“

Untersucht wird dabei nur der potenzielle Einfluss des Störfaktors auf den Einsatz der NoM. Dies beinhaltet keine Wertung, ob dieser Einfluss positiv oder negativ auf die Verfügbarkeit der NoM wirkt. Die Anfälligkeit der NoM gegenüber Störfaktoren und somit deren Relevanz für den Einsatz der NoM wurde dabei anhand der ausgefüllten

Morphologischen Kästen und in Form einer ergänzenden Expertenabschätzung durch wissenschaftliche Mitarbeiter der FfE bewertet.

Strukturelle Entwicklung

Zu strukturellen Entwicklungen, die als Störfaktoren auf den Einsatz von NoM wirken können, zählen in erster Linie Ausprägungen, die erheblichen Einfluss auf die politische sowie wirtschaftliche Struktur und grenzüberschreitende Zusammenarbeit haben. Mögliche Ausprägungen und potenzielle Folgen struktureller Entwicklungen sind in **Tabelle 3-26** aufgelistet.

Tabelle 3-26: *Mögliche Ausprägungen und Folgen disruptiver struktureller Entwicklungen*

Strukturelle Entwicklung	Mögliche Ausprägungen	Mögliche Folgen
Neuordnung des Wirtschaftssystems	<ul style="list-style-type: none"> - Verstaatlichung der Energieversorgung / des Netzbetriebs - Komplette De-Regulierung der Energieversorgung 	<ul style="list-style-type: none"> - Zentralisierung der Energieversorgung - Komplette Dezentralisierung der Energieversorgung
Tiefgreifende Wirtschaftskrise	<ul style="list-style-type: none"> - Stark negative wirtschaftliche Entwicklung - Hohe Arbeitslosigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> - Massiv gekürzte Infrastrukturausgaben - Refinanzierung von Investitionen am Kapitalmarkt nicht möglich
Komplettes Auseinanderbrechen der EU und extrem nationale Tendenzen	<ul style="list-style-type: none"> - Auflösung der europäischen Zusammenarbeit - Reduzierung der grenzübergreifenden Zusammenarbeit 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduzierung des Austauschs von Energie auf ein Minimum
Geopolitische Krisen in Energierohstoff-Förderländern	<ul style="list-style-type: none"> - Krisen in allen Ländern, die entscheidend für die Rohstoffversorgung sind - Sowohl was Brennstoffe als auch Grundstoffe zur Fertigung von Energieanlagen angeht 	<ul style="list-style-type: none"> - Rohstoffknappheit erschwert Ausbau der Energieinfrastruktur
Komplette europäische Integration	<ul style="list-style-type: none"> - Völlige Integration der EU-Mitgliedstaaten in eine Art "Vereinigte Staaten von Europa" - Enge europaweite Kooperation 	<ul style="list-style-type: none"> - Komplette integrierter europaweiter Energiemarkt - Nutzung geeigneter Standorte für Erneuerbare Erzeugungsanlagen im europaweiten Wettbewerb

Tabelle 3-27 und **Tabelle 3-28** zeigen die Bewertungsergebnisse bezüglich der Anfälligkeit von NoM gegenüber disruptiven strukturellen Entwicklungen im Verteil- und Übertragungsnetz. Die konkreten Punktwerte wurden anhand einer Expertenabschätzung auf Basis der Erläuterungen zu potenziellen Störfaktoren aus der Szenarioanalyse entwickelt (siehe Szenariobericht). Die Auswertung dieser Bewertungsmatrix zeigt, dass in der Kategorie der strukturellen Entwicklungen wirtschaftliche Veränderungen und die damit verbundene veränderte Investitionsbereitschaft in Infrastrukturprojekten den größten Einfluss auf den Einsatz von NoM haben. Am anfälligsten sind dementsprechend investitionsintensive Maßnahmen. Betriebliche Maßnahmen hingegen schneiden deutlich positiver ab (v.a. in den unteren Spannungsebenen), da diese keine wesentlichen zusätzlichen Investitionen in die Netzinfrastuktur verlangen. Einen besonderen Fall stellt dabei die Maßnahme Einspeisemanagement / Redispatch dar, deren Ausprägung und Anwendung allgemein sehr sensitiv auf strukturelle Veränderungen reagiert.

Tabelle 3-27: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Resilienz gegenüber strukturellen Entwicklungen*

NoM	Strukturelle Entwicklung				
	Neuordnung des Wirtschaftssystems	Tiefgreifende Wirtschaftskrise	Komplettes Auseinanderbrechen der EU und extrem nationale Tendenzen	Geopolitische Krisen in Energierohstoff-Förderländern	Komplette europäische Integration unter Auflösung nationaler Grenzen
Trafotausch	-3	-4	-1	-1	-1
Zus. Erdkabel	-4	-4	-2	-2	-2
EFZ spannungsgeführt	-4	-5	-1	-4	0
EFZ Eigenverbrauch	-4	-5	-1	-4	0
Spitzenkappung WR / NAP	-1	-1	-4	-1	-4
rONT	-1	-1	0	-1	0
P2H spannungsgeführt	-2	-4	0	0	0
P2H Eigenverbrauch	-2	-4	0	0	0
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), $\cos \varphi$ (U), Q(U), fixer $\cos \varphi$	-1	-1	0	-1	0
LVR	-1	-1	0	-1	0
TSH	0	-2	0	0	0
QS Netzasset	-2	-5	-4	-4	-2
QS Eigenverbrauch	-2	-5	-4	-4	-2
HSS	-2	-5	-4	-4	-2

Tabelle 3-28: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. ihrer Resilienz gegenüber strukturellen Entwicklungen*

NoM	Strukturelle Entwicklung				
	Neuordnung des Wirtschaftssystems	Tiefgreifende Wirtschaftskrise	Komplettes Auseinanderbrechen der EU und extrem nationale Tendenzen	Geopolitische Krisen in Energierohstoff-Förderländern	Komplette europäische Integration unter Auflösung nationaler Grenzen
HGÜ	-4	-5	-4	-2	-4
HDÜ	-4	-4	-4	-2	-4
DR Ind.: Flex. stromintensive Prozesse / Flex. Quer-Tech	-3	-3	-1	0	-1
P2H FW	-1	-4	0	0	0
FLM	-1	-2	-1	0	0

Technologische Entwicklung

Der Einfluss auf die Zukunft der Energieversorgung und somit der Einsatz von NoM könnte in Zukunft durch singuläre Technologien oder eine veränderte Ressourcenverfügbarkeit begründet sein (vgl. **Tabelle 3-29**).

Tabelle 3-29: *Mögliche Ausprägungen und Folgen disruptiver technologischer Innovationen und Entwicklungen*

Technologische Entwicklung	Mögliche Ausprägungen	Mögliche Folgen
Starke Zunahme an Blackouts	<ul style="list-style-type: none"> - Große Instabilität im Netz - Geringe Zuverlässigkeit der allgemeinen Energieversorgung 	<ul style="list-style-type: none"> - Häufige Stromausfälle
Kernfusion	<ul style="list-style-type: none"> - Marktreife der Kernfusionstechnik wird erreicht - Neue Großkraftwerke werden errichtet 	<ul style="list-style-type: none"> - Re-Zentralisierung der Energieversorgung - Reduktion der Erzeugungskosten elektrischer Energie
Ressourcenknappheit kritischer Materialien für Erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none"> - Typische Rohstoffe zur Fertigung von EE-Anlagen werden aufgrund eines hohen weltweiten Bedarfs knapp 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduzierter bzw. verlangsamer Zubau von EE-Anlagen
Erschließung großer Mengen neuer ((un)konventioneller) Ressourcen	<ul style="list-style-type: none"> - Neue Quellen für Energieressourcen, insb. Brennstoffe werden gefunden bzw. Technologien entwickelt, die eine Förderung wirtschaftlich machen 	<ul style="list-style-type: none"> - Wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von konventioneller Energieerzeugung steigt

In **Tabelle 3-30** und **Tabelle 3-31** werden die bewertete Relevanz des Störpotenzials technischer Innovationen auf den Einsatz von NoM im Verteil- und Übertragungsnetz dargestellt. Auf Grundlage einer Expertenabschätzung anhand der Erläuterungen zu potenziellen Störfaktoren aus der Szenarienanalyse wurden dabei die Punktwerte

abgeleitet (siehe Szenarienbericht). Die Auswertung der Bewertungsmatrix zeigt, dass dabei insbesondere der Einsatz von innovativen, flexibel einsetzbaren Technologien von anderen technologischen Entwicklungen beeinflusst wird. Weniger anfällig hingegen sind etablierte Methoden wie topologische Schalthandlungen, die relativ unabhängig von neuen Technologien ihren spezifischen Einsatzzweck erfüllen können.

Tabelle 3-30: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Resilienz gegenüber technologischen Entwicklungen*

NoM	Technologische Entwicklung			
	Starke Zunahme von Blackouts	Kernfusion	Ressourcenknappheit kritischer Materialien für Erneuerbare Energien	Erschließung großer Mengen neuer ((un)konventioneller) Ressourcen
Trafotausch	-5	-4	-1	-1
Zus. Erdkabel	-5	-4	-1	-1
EFZ spannungsgeführt	-3	-1	-4	-1
EFZ Eigenverbrauch	-3	-1	-4	-1
Spitzenkappung WR / NAP	-1	-3	-1	-1
rONT	-1	-2	-3	-3
P2H spannungsgeführt	-4	-3	-2	-1
P2H Eigenverbrauch	-5	-3	-2	-1
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), $\cos \varphi$ (U), Q(U), fixer $\cos \varphi$	-4	-1	-2	-1
LVR	-1	-2	-2	-2
TSH	-3	-1	0	-1
QS Netzasset	-4	-2	-4	-3
QS Eigenverbrauch	-5	-2	-4	-3
HSS	-5	-3	-4	-3

Tabelle 3-31: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. ihrer Resilienz gegenüber technologischen Entwicklungen (Referenzjahr 2015 mit dem aktuellen regulatorischen Rahmen)*

NoM	Technologische Entwicklung			
	Starke Zunahme von Blackouts	Kernfusion	Ressourcenknappheit kritischer Materialien für Erneuerbare Energien	Erschließung großer Mengen neuer ((un)konventioneller) Ressourcen
HGÜ	-5	-4	-1	-1
HDÜ	-5	-4	-1	-1
DR Ind.: Flex. stromintensive Prozesse / Flex. Quer-Tech	-4	-1	-1	-1
P2H FW	-2	-3	-1	-1
FLM	-2	-1	-1	-2

Einschneidende Ereignisse

Singuläre Ereignisse können ebenso einschneidende Veränderung im System der Energieversorgung mit sich bringen. Zu unterscheiden sind hierbei allerdings der unmittelbare Einfluss bzw. die akute Veränderung und die mittel- bis langfristigen Auswirkungen, die mit dem Vorkommnis verbunden sind. Eine Abschätzung der möglichen Ausprägungen und daraus resultierenden Folgen sind in **Tabelle 3-32** aufgelistet.

Tabelle 3-32: *Mögliche Ausprägungen und Folgen einschneidender Ereignisse*

Einschneidendes Ereignis	Mögliche Ausprägungen	Mögliche Folgen
Epidemien	- Eine lebensgefährliche Krankheit breitet sich flächendeckend aus und reduziert die Bevölkerung	- Wesentlich verringerter Energieverbrauch - Abschottungstendenzen
Hackerangriffe auf Energieinfrastruktur	- Cyberattacken auf das Energie- und Versorgungssystem führen zu Engpässen und Ausfällen der Energieversorgung - Große Anfälligkeit der Netze macht die Versorgung instabil	- Großflächige, andauernde Blackouts
Naturkatastrophen	- Naturkatastrophen, wie Überschwemmungen, Stürme, Erdbeben, Vulkanausbrüche oder ähnliches beeinträchtigen die Energieversorgung entscheidend	- Probleme bei der Aufrechterhaltung eines Verbundnetzes - Netzgebiete werden abgeschnitten
Kernenergieunglück in Europa	- (Super-)Gau in Europa mit massivem Austritt radioaktiver Strahlung	- Kurzfristig Abschalten eines Großteils der Kernkraftwerke in Europa - Mittelfristig europaweiter Rückbau von Kernkraftwerken

Tabelle 3-33 und **Tabelle 3-34** zeigen die Bewertung der NoM im Verteil- und Übertragungsnetz bzgl. der verschiedenen einschneidenden Ereignisse. Die konkreten Bewertungen wurden auf Basis einer Expertenabschätzung nach den Erläuterungen zu potenziellen Störfaktoren aus der Szenarienanalyse entwickelt (s. Szenarienbericht). Auffällig ist dabei, dass sich die Ausprägungen weniger bzgl. der verschiedenen NoM unterscheiden, als hinsichtlich der unterschiedlichen Ereignisse. Demnach sollten diese auch differenziert betrachtet werden. So haben mögliche Epidemien und der damit verbundene wesentlich verringerte Energieverbrauch Einfluss auf nahezu alle NoM, da geringerer Verbrauch auch mit vermindertem Bedarf an Netzoptimierung einhergeht. Angriffe auf die digitale Infrastruktur in Form von Cyberattacken betreffen in erster Linie besonders innovative und vernetzte Maßnahmen; konventionelle Mittel stehen dem relativ robust gegenüber. Naturkatastrophen sind pauschal nur schwer einzuordnen, prinzipiell haben diese aber größeren Einfluss auf den Einsatz von Maßnahmen im Übertragungsnetz. Ein ähnlicher Einfluss zeichnet sich auch bei einem potenziellen Kernenergieunglück aus.

Tabelle 3-33: *Bewertung der NoM im Verteilnetz bzgl. ihrer Resilienz gegenüber einschneidenden Ereignissen*

NoM	Einschneidendes Ereignis			
	Epidemien	Hackerangriffe auf Energieinfrastruktur	Naturkatastrophen	Kernenergieunglück in Europa
Trafotausch	-5	0	-2	-2
Zus. Erdkabel	-5	0	-3	-3
EFZ spannungsgeführt	-3	-5	-1	0
EFZ Eigenverbrauch	-3	-5	-1	0
Spitzenkappung WR / NAP	-2	0	-2	-1
rONT	-4	-2	-1	0
P2H spannungsgeführt	-4	-5	-1	-2
P2H Eigenverbrauch	-4	-2	-1	-2
Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), $\cos \varphi$ (U), Q(U), fixer $\cos \varphi$	-1	-2	0	-1
LVR	-4	-3	0	0
TSH	-1	0	0	0
QS Netzasset	-2	-5	-1	-4
QS Eigenverbrauch	-2	-3	-1	-4
HSS	-4	-5	-2	-4

Tabelle 3-34: *Bewertung der NoM im Übertragungsnetz bzgl. ihrer Resilienz gegenüber einschneidenden Ereignissen*

NoM	Einschneidendes Ereignis			
	Epidemien	Hackerangriffe auf Energieinfrastruktur	Naturkatastrophen	Kernenergieunglück in Europa
HGÜ	-5	0	-4	-4
HDÜ	-5	0	-4	-4
DR Ind.: Flex. stromintensive Prozesse / Flex. Quer-Tech	-1	-5	0	0
P2H FW	-4	-4	-1	-2
FLM	-1	-4	-2	-2

Zusammenfassung

Für eine gesamtheitliche Betrachtung der Resilienz werden die Teilkriterien mit einer einfachen Gewichtung zueinander in die Gesamtbewertung überführt.

Insgesamt betrachtet lässt sich durchaus ein Unterschied bzw. eine Tendenz der Resilienz der verschiedenen Maßnahmen hinsichtlich der betrachteten Störfaktoren ausmachen. Es ist zu erkennen, dass betriebliche Maßnahmen deutlich weniger anfällig als innovative und investitionsintensive Technologien sind. Dies liegt – wie die Bezeichnung bereits vermuten lässt – insbesondere am geringeren Aufwand und der größeren Vorerfahrung bei der Implementierung der Maßnahmen. Eine Ausnahme im Falle der innovativen Maßnahmen sind Gleichspannungsverteilstetze. Hierbei handelt es sich zwar um eine neue, alternative Technologie, allerdings ist diese nur wenig von externen Einflussfaktoren (z.B. Ressourcenverfügbarkeit, Strombedarf, alternativen Technologien) oder einer geänderten Versorgungsstruktur abhängig. Somit ergibt sich auch nur eine begrenzte Anfälligkeit für Störfaktoren.

3.3.7 Zusätzlicher Mehrwert der NoM

In der Kategorie „Zusätzlicher Mehrwert“ wird der spezifische Zusatznutzen identifiziert, den der Betreiber durch den Einsatz der Maßnahme – neben der eigentlichen Netzentlastung – erzielen kann. Im Folgenden sind diese in technischen, kommerziellen und strategischen Mehrwert aufgeteilt.

Der **technische Mehrwert**, der mit dem Einsatz einer NoM einhergehen kann, zeigt sich vor allem durch die verbesserte Abbildung des Netzzustands durch zusätzliche Messwerte und die damit verbundene Funktionskontrolle. Maßnahmen bzw. Komponenten die hierzu einen Beitrag leisten können sind:

- Demand Response in der Industrie
- Elektrofahrzeuge

- Freileitungsmonitoring
- Längsregler
- Regelbarer Ortsnetztransformator

Weiter kann auch ein negativer Mehrwert durch erhöhte Komplexität entstehen. Dies ist nach Auswertung der Morphologischen Kästen insbesondere bei Topologischen Schalthandlungen und Freileitungsmonitoring der Fall.

Neben den rein technischen Auswirkungen kann für den Netzbetreiber bzw. den Betreiber einer NoM auch ein **kommerzieller Mehrwert** in Form eines verbesserten Firmenimages, besserer Kundenbindung sowie durch Erhebung detaillierterer Nutzerdaten entstehen. Aber auch die Informationsbereitstellung für den Kunden kann durch manche NoM verbessert werden. Weitere nicht zu unterschätzende Faktoren sind zudem der Anspruch auf Know-How-Führerschaft und die Unterstützung bei der strategischen Entscheidungsfindung. Dieser Mehrwert wurde bei der Befragung der Projektpartner im Rahmen eines Workshops, insbesondere bei den beiden NoM Demand Response in der Industrie und Quartierspeichern, genannt.

3.4 Kriterien der direkten Umweltauswirkungen der NoM

Mit der Dezentralisierung der Erzeugungslandschaft und der dafür notwendigen Umgestaltung der Netzinfrastruktur entwickelt sich die Energiewende auch zu einer räumlichen Problemstellung. Infrastrukturelle Großprojekte, insbesondere der Stromnetzausbau auf Höchstspannungsebene, stoßen bei der betroffenen Bevölkerung häufig auf Widerstand und führen aufgrund ihrer räumlichen Dimension zu Landnutzungskonflikten mit Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Naturschutz. Eine vorausschauende und ganzheitliche Netzplanung erfordert daher die frühzeitige Erkennung potenzieller, ökologischer und räumlicher Wirkzusammenhänge, um vorhersehbare Konflikte auf lokaler und regionaler Ebene zu vermeiden.

Für eine vorausschauende, ganzheitliche Netzplanung, die sowohl den konventionellen Netzausbau, als auch die Verstärkung der bestehenden Infrastruktur sowie innovative Alternativen zur Netzoptimierung umfasst, ist es von entscheidender Bedeutung, Umweltfolgen durch den Einsatz von technischen Maßnahmen vorzeitig zu erkennen und bei Planungs- sowie Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen.

Hinweis

Die hier beschriebene Methodik und Bewertung wurde im Artikel „Bewertung der Umweltauswirkungen Netzoptimierender Maßnahmen für eine ganzheitliche Netzplanung“ in der Zeitschrift „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ in der Ausgabe 07/2017 veröffentlicht /FFE-52 17/. Die dort beschriebene Methodik wird anschließend ab Kapitel 3.4.6 auf die Netzoptimierenden Maßnahmen angewandt und somit der notwendige Punktwert für den MONA-MorphKasten-Index gebildet

Mit dem vorangeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und der seit dem Jahr 2000 kontinuierlich erweiterten Gesetzesgrundlage der Energiewirtschaft haben sich die Rahmenbedingungen für einen bedarfsgerechten Ausbau von Stromnetzen grundlegend verändert. Entscheidend dabei ist eine zunehmende transdisziplinäre Zielvorstellung, die Integration der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten im Sinne einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Umgestaltung der Versorgungsinfrastruktur gewährleistet /ENWG-02 13/.

Die Entwicklung eines solchen Energieversorgungssystems muss durch eine technologieoffene und nachhaltige Netzplanung getragen werden. Kostenintensive Maßnahmen, die mit einem konventionellen Leitungsausbau einhergehen, müssen auf das notwendige Maß reduziert werden, da sie nicht zuletzt mit erheblichen Eingriffen in Natur und Landschaft sowie mit dauerhaften Belastungen der Anwohner verbunden sind /NABU-01 11/.

Die derzeitigen Leitungsausbauvorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes basieren jedoch vorrangig auf Technologievarianten des Übertragungsstromnetzes, einschließlich Gleichstromübertragung mittels Freileitungen und Erdkabel. Zwar konnten bei der Planung von leitungsgebundenen Ausbauvorhaben auf Bundesebene mittlerweile wesentliche Fortschritte für die frühzeitige Integration von Bürger- und Umweltinter-

sen erreicht werden /SCHOLL-01 15/, dennoch bleibt der konventionelle Netzausbau auf Höchstspannungsebene die technische Maßnahme mit dem höchsten Planungsaufwand und teils gravierenden regionalen Unterschieden hinsichtlich der Akzeptanz in der Bevölkerung (vgl. /FFE-09 17/ und Kapitel 3.5.1). Innovative Technologien und Flexibilisierungsmöglichkeiten, wie beispielsweise dezentrale Stromspeicher und intelligente Netzbetriebsmittel, die keine mehrstufigen Zulassungsverfahren nach sich ziehen, bleiben in der derzeitigen Netzplanung häufig unberücksichtigt /PAE-01 12/.

3.4.1 Grundzüge der Umweltprüfung in der Bedarfsplanung von Leitungsbauvorhaben

Die Grundlage für den Netzausbau bildet das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Darin werden Netzbetreiber verpflichtet, das Stromnetz sicher, zuverlässig und diskriminierungsfrei zu betreiben und bedarfsgerecht zu optimieren, verstärken und auszubauen. Dieser Ausbau wird auf Höchstspannungsebene durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) geregelt.

Der Stromnetzausbau auf Höchstspannungsebene erfolgt entlang einer dreistufigen Planungs- und Zulassungshierarchie, beginnend bei der Bedarfsplanung (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplan) über die Bestimmung des Trassenkorridors (Bundesfachplanung) bis hin zur Festlegung der konkreten Projektumsetzung (Planfeststellung) /BOSP 01 14/. Die Aufstellung des Bundesbedarfsplans ist ein Trägerverfahren und als solches ist dafür nach § 2 Abs. 4 UVP die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) obligatorisch vorgeschrieben. Um die Belange von Naturschutz und Landschaftspflege möglichst frühzeitig mit in den Planungsprozess einzubinden, ist jeweils eine SUP des Bundesbedarfsplans (BBP) auf Ebene der Bundesbedarfsplanung und des Bundesnetzplans (BNP) auf Ebene der Bundesfachplanung vorgesehen. Abschließend wird als fester Bestandteil des Planfeststellungsverfahrens eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zur Festlegung des genauen Trassenverlaufs durchgeführt. Aufgabe der SUP ist es, im Vorfeld konkreter Projekte und Raumnutzungsansprüche zu ermitteln, ob und welche erheblichen Auswirkungen die Vorhaben des BBP und BNP auf die Schutzgüter nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) haben können /BOSP-01 14/. Für bundesweite, länderübergreifende Vorhaben im Sinne des NABEG liegt die Planungsausführung und Erstellung des Umweltberichts seit 2011 im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur und wird von öffentlichen Konsultationsverfahren begleitet.

Auf Basis der Vorhabenbeschreibung des BBP werden die potenziell erheblichen Auswirkungen des dem Antrag zugrunde liegenden Vorhabens für die Schutzgüter gemäß § 14g Abs. 2 Nr. 1 UVPG entlang der drei Phasen Bau, Anlage und Betrieb beschrieben. Art und Ausmaß potenzieller Auswirkungen auf Schutzgüter sind von konkreten Wirkfaktoren (z.B. mechanische Einwirkungen durch Baufahrzeuge oder elektromagnetische Felder (EMF)) sowie von den Eigenschaften des Wirkraums (z.B. konkrete Ausprägung der Schutzgüter, Empfindlichkeit und Stellung im Rechtssystem) abhängig /BOSP-01 14/. Die Beschreibung und Ermittlung von Wirkfaktoren der Maßnahmen auf Ebene der Bundesbedarfsplanung erfolgt aufgrund der geringen Informationslage zur technischen und räumlichen Umsetzung der Vorhaben ohne Berücksichtigung des konkreten Standorts und daher auf einem hohen Abstraktionsniveau. Zudem werden die nach dem Gesetz geltenden Umweltziele betrachtet. Mittels der

relevanten Umweltziele und den Wirkfaktoren leitet die Bundesnetzagentur schutzgutbezogene Kriterien ab, die wiederum definieren, welche Umweltziele auf der Ebene des Bundesbedarfsplanes relevant sind /BNETZA-30 15/.

Für den Ausbau des Verteilnetzes (Bau von Leitungen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung) gelten NABEG und ENLAG jedoch nicht, weshalb kein Trägerverfahren und damit weder Raumordnungs- noch Planfeststellungsverfahren mit zugehöriger Umweltprüfung gefordert sind. Auch für die Bedarfsplanung auf Verteilnetzebene existiert kein allgemein gültiges Verfahren wie in der Übertragungsnetzplanung. Die Netzausbauplanung erfolgt vielmehr anhand der regionalen Bedingungen und Anforderungen (Abnehmer, Lastprofile, installierte Erzeugungsleistung und -art etc.) eigenverantwortlich durch den zuständigen Netzbetreiber. /DIHK-01 15/ Die Umweltauswirkungen des Verteilnetzausbaus werden lediglich in Genehmigungsverfahren für den Bau geprüft, wenn bau-, elektrizitäts-, straßenbau-, eisenbahn-, umweltschutz- oder verkehrsrechtliche Bewilligungen eingeholt werden müssen. /SIL-01 16/ Umweltstandards spielen außerdem bei der Wahl der technischen Komponenten eine Rolle, z.B. beim Einsatz von flüssigen oder gasförmigen Isolierstoffen oder bei der Emission magnetischer Felder /SIL-01 16/.

3.4.2 Herausforderungen und Limitation einer Umweltbewertung auf Technologieebene

Aufgrund der Multi-Technologien-Perspektive im Rahmen von MONA 2030 ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen und Grenzen für die entwickelte Methodik:

Zum einen erschwert die Heterogenität der NoM die vergleichende Umweltbewertung, da sich die NoM in Bezug auf ihre technische Komplexität (Anzahl und Art der Komponenten) und Raumwirksamkeit (Anwendungsort, physische Größe der Anwendung sowie Skalierbarkeit) erheblich unterscheiden. Zudem weist die derzeitige Forschungslage ein starkes Ungleichgewicht bei der ökologischen Betrachtung von Netztechnologien auf. Schutzgüterbezogene Wirkfaktorenanalysen beschränken sich vornehmlich auf die Leitungstechnologien des konventionellen Netzausbaus und schließen ggf. noch die dazugehörigen Nebenanlagen mit ein. Insbesondere umweltfachliche Vergleiche zwischen dem Einsatz von Freileitungen und Erdkabel auf Höchstspannungsebene stellen ein häufig untersuchtes Forschungsthema dar. Umweltdaten, die sich auf innovative NoM beziehen sind dahingegen kaum verfügbar. Zwar gibt es mehrere Ökobilanzierungen zu z.B. Batteriespeichern und IKT-Komponenten, diese überprüfen jedoch nicht die Umweltauswirkungen durch den Technologieeinsatz zur Netzoptimierung.

Zum anderen erfordert die Multi-Technologien-Perspektive sowohl bei der Ableitung der Kriterien als auch bei der Bewertung potenzieller Umweltfolgen einen hohen Abstraktionsgrad. Damit geht eine hohe Unsicherheit über die Umsetzung der NoM auf Projektebene einher, wodurch insbesondere projektspezifische Parameter (z.B. technisches Design, Betriebsparameter, Präventionsmaßnahmen) sowie standortspezifische Informationen (z.B. lokale, topographische und ökologische Verhältnisse) für eine objektive Bewertung fehlen.

Aus der Vielzahl der Variablen, die sich aus den oben ausgeführten Limitationen ergeben, leitet sich ab, dass die vergleichende Umweltbewertung anhand einer

standortunabhängigen Betrachtung erfolgen muss. Es wurde jedoch in der Umweltbewertung berücksichtigt, ob die Maßnahmen tendenziell auf potenziell ökologisch wertvollen Standorten oder auf infrastrukturvorgeprägten Flächen errichtet werden. Beispielsweise werden Maßnahmen, die ausschließlich im Nieder- und Mittelspannungsnetz Anwendung finden, z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren, vorrangig in Gebieten installiert, die bereits infrastrukturell überprägt sind und daher Naturschutzkonflikte eher ausgeschlossen werden können. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Schwere und Wirkdauer der negativen Folgen jedoch stark von Faktoren, wie der tatsächlichen Gestaltung der Bauaktivitäten und Empfindlichkeit der Schutzgüter vor Ort, abhängt. Es muss daher auf eine genaue Berücksichtigung dieser projekt- und standortspezifischen Faktoren verzichtet werden. Stattdessen wurde bei der Beurteilung der Eingriffsschwere die Wirkdauer der Eingriffe miteinbezogen.

3.4.3 Methodik der Umweltbewertung

Das Ziel der Methodik ist die Identifikation, Einordnung und der Vergleich von Umweltauswirkungen der NoM. Für die Bewertungsmethodik wurde ein konzeptioneller Rahmen entwickelt, der sich an dem Untersuchungsrahmen der SUP auf Ebene der Bundesbedarfsplanung orientiert. **Abbildung 3-36** zeigt schematisch das Vorgehen zur Bewertung der Umweltauswirkungen, welches im folgenden Kapitel genauer erläutert wird.

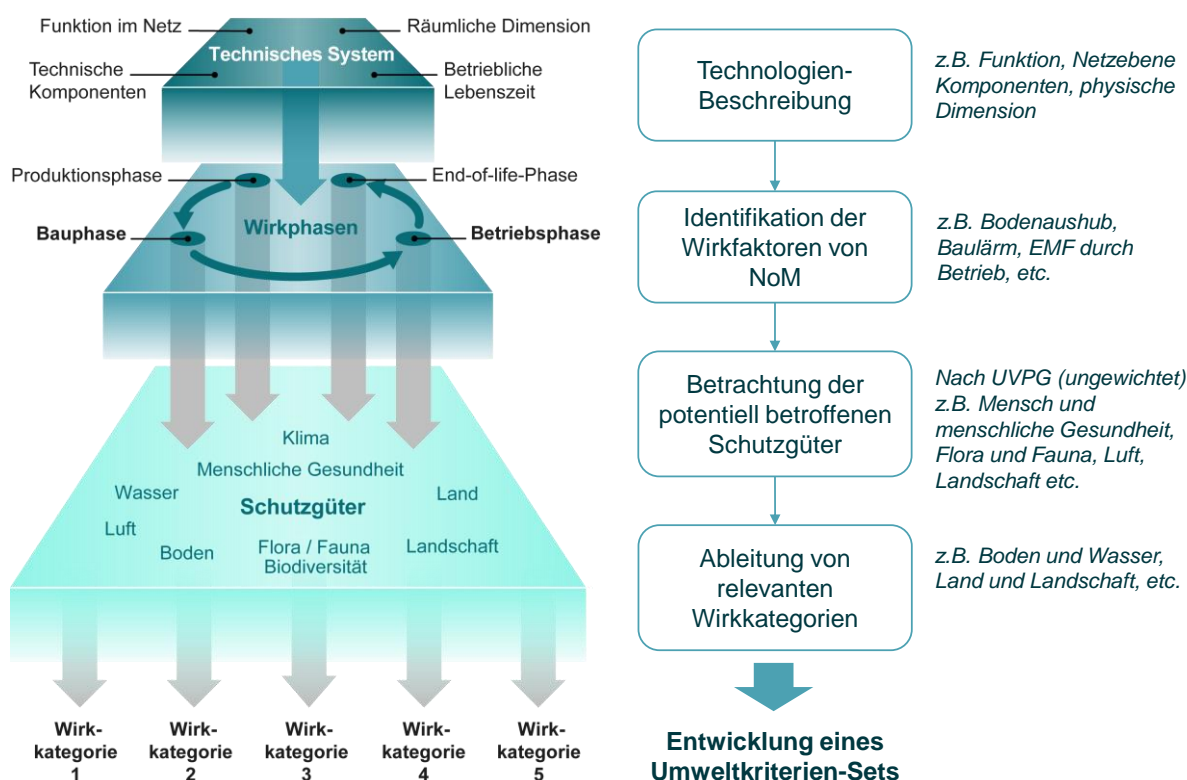


Abbildung 3-36: Modell zur Bewertung der Umweltauswirkungen der NoM
/MAY-01 17/

Als Systemgrenzen wurden potenzielle Umweltauswirkungen während der Bau- und Betriebsphase der Technologie berücksichtigt. Das heißt, die Bewertung beschränkt sich auf direkte potenzielle Umweltauswirkungen, die sich auf den MONA-Untersuchungsraum Deutschland beziehen. Dahingegen werden potenzielle indirekte Umweltfolgen, die außerhalb der Systemgrenzen liegen, wie z.B. vorgelagerte Prozesse der Produktion sowie nachgelagerte Prozesse der Entsorgung, von der Bewertung ausgenommen, da sie sowohl in Hinblick auf die Akzeptanz als auch innerhalb der nationalen Netzplanung eine untergeordnete Rolle spielen.

3.4.4 Systembeschreibung

Zur Identifikation und Darstellung der von den Technologie-Alternativen ausgehenden Wirkfaktoren wird der Ansatz der Systembeschreibung verfolgt, wobei zunächst eine technologische Beschreibung aller NoM und ihrer Komponenten erfolgt. Für diese spezifische Systembeschreibung in /MAY-01 17/ ist der Maßnahmenbericht die Grundlage /FFE-15 17/.

Dazu wird zunächst eine technologische Einordnung der NoM mit Angaben zur Netzfunktion, Anwendungsort, Zusammensetzung der Komponenten, physischen Dimension, betrieblichen Lebensdauer und dem Stand der Technik durchgeführt. Daraufhin werden alle NoM anhand einer Komponenten-Einordnung nach ihren Eigenschaften spezifiziert und hinsichtlich ihrer Umweltrelevanz innerhalb der vorgegebenen Systemgrenze überprüft. Im zweiten Schritt können anhand der technologischen Parameter, wie z.B. Netzebene und physische Dimension, potenzielle bau- und betriebsbedingte Wirkfaktoren der Technologien ohne Raumbezug identifiziert werden. Hierfür werden die folgenden Screening-Kriterien definiert:

- Zusätzliche Flächeninanspruchnahme
- Sichtbarkeit der NoM in der Landschaft
- Direkte Wirkzusammenhänge mit Schutzgütern in der Bau- und/ oder Betriebsphase

NoM bzw. NoM-Komponenten, die alle drei Kriterien erfüllen, werden für die vergleichende Umweltbewertung ausgewählt.

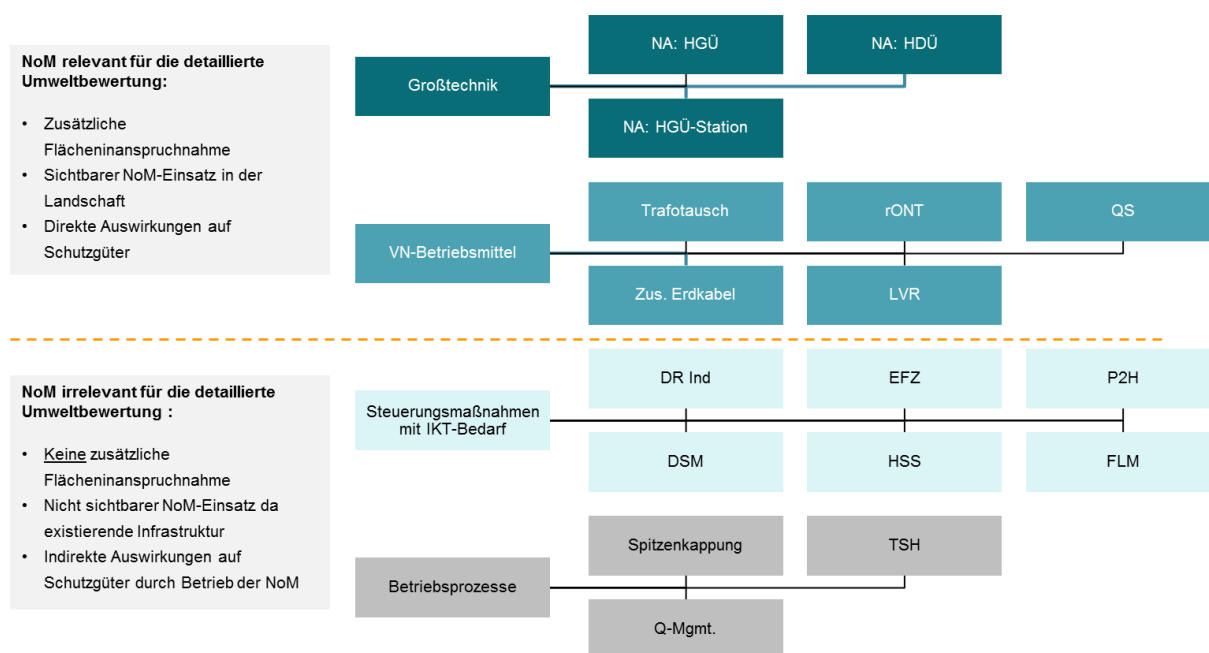


Abbildung 3-37: Gruppierung der NoM für die Umweltbewertung auf Basis der Systembeschreibung

Als Ergebnis der Systembeschreibung mit anschließender Komponenten-Einordnung werden vier NoM-Gruppen identifiziert (siehe **Abbildung 3-37**):

- Großtechnik
- Verteilnetz-Betriebsmittel
- Steuerungsmaßnahmen mit IKT-Bedarf
- Betriebsprozesse

Um NoM hinsichtlich ihrer direkten Umweltauswirkungen zu bewerten, werden nur die Maßnahmen für die Umweltbewertung berücksichtigt, deren Umsetzung einen zusätzlichen Flächenverbrauch und sichtbaren Infrastruktureinsatz in der Landschaft erfordern würde. Dabei lassen sich die Technologien des konventionellen Netzausbaus im Übertragungsnetz als Großtechnik zusammenfassen, während z.B. Netzausbau im Verteilnetz, rONT und Längsregler zu den Verteilnetzbetriebsmitteln zählen. Diejenigen NoM, mit deren Einsatz keine direkten Auswirkungen auf Schutzgüter zu erwarten sind, aber potenzielle indirekte Umweltauswirkungen außerhalb der Systemgrenzen auftreten können, werden von der hier vorgestellten Umweltbewertung ausgenommen. Maßnahmen, die der Gruppe der Steuerungsmaßnahmen mit IKT-Bedarf und Betriebsprozesse zuzuordnen sind, werden daher nicht näher betrachtet.

Tabelle 3-35 zeigt die Netzoptimierenden Maßnahmen, die für die Umweltbewertung berücksichtigt werden.

Tabelle 3-35: Auswahl der NoM für die Umweltbewertung

NoM	Kurzname
Konv. Netzausbau im Verteilnetz: Tausch des Transformators	Trafotausch
Konv. Netzausbau im Verteilnetz: Zusätzliches Erdkabel	Zus. Erdkabel
Regelbarer Ortsnetztransformator	rONT
Längsregler	LVR
Quartierspeicher als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel	QS
Quartierspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung	
Konventioneller Netzausbau im Übertragungsnetz: HGÜ	NA: HGÜ
	NA: HGÜ-Station
Konventioneller Netzausbau im Übertragungsnetz: HDÜ	NA: HDÜ

3.4.5 Entwicklung eines Umweltkriterien-Sets und Bewertung der NoM

Als Bewertungsgrundlage für die vergleichende Umweltbewertung wurde ein Umweltkriterien-Set entwickelt, das in acht Schutzgüter-Kriterien mit jeweils vier Ausprägungen gegliedert ist und sich an den Schutzgütern gemäß § 14g Abs. 2 Nr. 1 UVPG orientiert (siehe **Abbildung 3-38**). Zur Ableitung geeigneter Bewertungskriterien und Ausprägungen werden die identifizierten Wirkfaktoren aus der Systembeschreibung und relevante Umweltziele für Leitungsbauvorhaben herangezogen.

Aus den betroffenen Schutzgütern innerhalb der Bau- und Betriebsphase von NoM werden vier übergeordnete Wirkkategorien und acht Schutzgüter-Kriterien abgeleitet, die zur vergleichenden Bewertung der Umweltauswirkungen von NoM herangezogen werden. Die Umweltkriterien werden zueinander nicht gewichtet, weil sich eine Rangordnung der Schutzgüter nicht begründen lässt /TUDA-01 15/. Für jedes Kriterium wurden vier Ausprägungsstufen verbal-argumentativ differenziert, die wiederum in eine ordinale Punktwertskala von 0 bis 3 übersetzt werden. Die Punktwerte beziehen sich im Allgemeinen nicht auf quantitative Messwerte, wie z.B. die Menge des Schadstoffausstoßes, da sich ohne Informationen zum Standort, z.B. Nähe zu einem Schutz- oder Siedlungsgebiet, keine detaillierten Grenzwerte begründen lassen. Die Klimawirkung durch den Einsatz der NoM wird in der hier vorgestellten Methodik nicht betrachtet, da diese im weiteren Projektverlauf mittels Simulationen abgebildet wird (vgl. Kapitel 3.2.3).

Bei der Festlegung der Ausprägungen wird ein qualitatives Signifikanzbewertungsverfahren angewandt, wobei beide Signifikanzgrößen, die Eingriffsschwere und Empfind-

lichkeit eines Schutzgutes, über die Wirkdauer, Größe, räumliche Ausdehnung und Standorttendenz abgebildet werden.

Wirkkategorien	Schutzgüter	Kriterien für die Bewertung der Umweltauswirkungen
Auswirkungen auf Mensch und menschliche Gesundheit	Mensch und menschliche Gesundheit	<ul style="list-style-type: none"> • Elektromagnetische Verträglichkeit für das Umfeld
	Luft	<ul style="list-style-type: none"> • Geräuschemissionen • Schadstoffbelastung
Ökologische Auswirkungen	Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt	<ul style="list-style-type: none"> • Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate
	Boden und Wasser	<ul style="list-style-type: none"> • Strukturelle Veränderung von Boden/Grundwasser • Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Raumwirkung	Fläche	<ul style="list-style-type: none"> • Flächeninanspruchnahme
	Landschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Landschaftseingriff (Sichtbarkeit)
Klimawirkung	Klima	<ul style="list-style-type: none"> • Auswirkungen auf die CO₂ Bilanz des Versorgungsgebiets

Abbildung 3-38: Das MONA 2030 Umweltkriterien-Set

3.4.6 Punktwertbestimmung der Netzoptimierenden Maßnahmen in den Umweltkriterien

Bei der Bewertung wird berücksichtigt, ob die NoM nahe ohnehin bestehender infrastrukturell genutzter Flächen errichtet werden oder an zumindest potenziell ökologisch wertvollen Standorten. Es wird davon ausgegangen, dass der potenzielle ökologische Schaden in bisher infrastrukturell weitgehend ungenutzten Flächen größer ausfällt. Für das Schutzgut „Mensch und menschliche Gesundheit“ gilt hingegen, dass die potenzielle Beeinträchtigung durch die NoM in infrastrukturell genutzten Gebieten höher ist.

Tabelle 3-36: Annahmen bzgl. der Standortqualität der untersuchten NoM

NoM	Standortqualität
Trafotausch, Zus. Erdkabel, rONT, LVR, QS	Nahe bestehender Infrastruktur
NA: HGÜ, NA: HGÜ - Station, NA: HDÜ	Potenziell an ökologisch wertvollen Standorten

3.4.6.1 Auswirkungen auf Menschen und die menschliche Gesundheit

Das Kriterium zur Messung der Auswirkungen durch die NoM auf das Schutzgut „Mensch und menschliche Gesundheit“ wird mittels zweier Indikatoren operationali-

siert: den auftretenden elektromagnetischen Feldern und den entstehenden Geräuschemissionen.

3.4.6.1.1 Elektromagnetische Verträglichkeit für das Umfeld

Grundsätzlich gilt, dass bei Erzeugung, Transport und Nutzung von Elektrizität durch elektrische Ladungen elektrische und magnetische Felder (EMF) auftreten. Je höher die Spannung und die Stromstärke, desto stärker die auftretenden EMF. Die Feldstärke ist in unmittelbarer Umgebung der Leitungen am höchsten, nimmt aber mit zunehmender Entfernung mit der dritten Potenz ab. Die elektrische Feldstärke wird in V/m gemessen, magnetische Felder in T. /ENA-01 13/

Elektrische Gleichfelder können nicht in den Organismus eindringen, sodass biologische Auswirkungen durch leitungsinduzierte Gleichfelder nach derzeitigem Forschungsstand ausgeschlossen werden können. Indirekte Auswirkungen, wie Wahrnehmung und Funkenentladung beim Berühren geladener Objekte, sind prinzipiell möglich, meist aber schwach ausgeprägt und auf den Bereich in unmittelbarer Umgebung der Komponente begrenzt. Zu deren möglichen negativen Auswirkungen liegen derzeit keine gesicherten Kenntnisse vor. /BNETZA-22 13/

Grenzwerte für EMF ergeben sich in Deutschland aus der 26. BImSchV, die auf den internationalen Richtlinien des *International Commission on Non-Ionising Radiation Protection* (ICNIRP) basiert. Sie liegen bei 100 μ T für magnetische Felder und 5 kV/m für die elektrische Feldstärke. /BMU-13 12/

Messvorschrift

Es wird davon ausgegangen, dass alle NoM die gesetzlichen Grenzwerte einhalten. In der Bauphase, d.h. vor Inbetriebnahme, werden alle NoM mit „keine EMF“ bewertet, weil die einzige potenzielle Emissionsquelle in der Bauphase die Fahrzeugelektronik der Maschinen darstellt. Diese sind jedoch zu vernachlässigen, weil aufgrund der Systemgrenzen einerseits keine genaue Zuordnung von Fahrten für den Bau einer Maßnahme möglich und andererseits der Kreis der potenziell gefährdeten Personen sehr klein ist (vgl. **Tabelle 3-37**).

In der Betriebsphase werden folgende Ausprägungen unterschieden:

- keine EMF (0)
- EMF in direkter Umgebung der Komponente überwiegend außerhalb von infrastrukturell geprägten Flächen (1)
- EMF in direkter Umgebung der Komponente in der Nähe von Wohngebieten; Abschirmung durch Erdverlegung (2)
- EMF in direkter Umgebung der Komponente in der Nähe von Wohngebieten(3)

Tabelle 3-37: Punktwerte des Indikators „Elektromagnetische Felder“

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch, rONT, QS, LVR	0	3	EMF in direkter Umgebung der Komponente in der Nähe von Wohngebieten
Zus. Erdkabel	0	2	EMF in direkter Umgebung der Komponente in der Nähe von Wohngebieten, Abschirmung durch Erdverlegung
NA: HGÜ	0	1	EMF in direkter Umgebung der Komponente überwiegend außerhalb von infrastrukturell geprägten Flächen; zusätzlich Abschirmung durch Erdverlegung
NA: HGÜ-Station	0	1	EMF in direkter Umgebung der Komponente überwiegend außerhalb von infrastrukturell geprägten Flächen
NA: HDÜ	0	2	EMF in direkter Umgebung der Komponente überwiegend außerhalb von infrastrukturell geprägten Flächen; Betroffenheit von Wohngebieten möglich

3.4.6.1.2 Geräuschemissionen

Als Geräuschemissionen können alle Schallereignisse bezeichnet werden, die das menschliche Wohlbefinden beeinträchtigen. Geräusche entstehen durch Schwingungen und breiten sich in der Luft als Schallwellen aus. Die Stärke des Schalls und damit die Lautstärke wird als Schalldruck gemessen und in Dezibel (dB) angegeben. Das subjektive Empfinden eines Schallereignisses hängt vom Schalldruck und von der Frequenz ab. Je höher die Frequenz eines Schallereignisses, desto höher wird der Ton wahrgenommen.

Tonhöhe, Lautstärke und Dauer sind physikalisch beschreibbar und damit messtechnisch zugänglich. Wann Geräusche jedoch als störend empfunden und darum als Lärm bezeichnet werden, ist stark subjektiv geprägt. Wenn der Einzelne ein Geräusch als Lärm empfindet, kann dies negative Auswirkungen haben: Starke Lärmeinwirkungen oder dauerhafter Lärm können gesundheitliche Beeinträchtigungen nach sich ziehen oder die Leistungsfähigkeit negativ beeinflussen. /LFU-03 13/

In der *Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm* (kurz: *TA Lärm*) werden Geräuschemissionen als schädliche Umwelteinwirkungen definiert, „die nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen“. /BMU-01 98/ Dort wird der Anwendungsbereich definiert, wobei Baustellen vom Gesetz ausgenommen werden. Es gibt jedoch die *Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm*, wonach auch Baustellen zu gewerblichen Zwecken gewissen Grenzwerten abhängig von Zeit und Ort unterliegen. /BMU-01 70/ Darum soll auch der in der Bauphase auftretende Lärm bewertet werden. Besonders der konventionelle Netzausbau erfordert den Einsatz großer Baufahrzeuge. Bei Einrichtung eines Erdkabels ist durch den Aushub entlang der gesamten Leitung der Einsatz von Baggern über lange Zeit notwendig.

In der Betriebsphase treten unerwünschte Geräusche an den Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV auf. Ihre Intensität hängt von den Wetterbedingungen ab. In trockener Luft liegen diese zwischen 28 - 30 dB und können mit zunehmender Luftfeuchte auf 42,5 - 59 dB ansteigen. /RUN-01 12/ Geräuschemissionen können durch

Koronaentladungen, Netzbrummen und Windgeräusche an den baulichen Komponenten und durch Geräusche bei Umspannung der Transformatoren oder der Konverterstationen anfallen. In Stellungnahmen zum NEP wird neben der reinen Belästigung auch auf gesundheitliche Folgen von Lärm wie Herz- und Kreislauferkrankungen, erhöhtes Herzinfarktisiko und Schlafstörungen mit den daraus resultierenden Nebenwirkungen hingewiesen. /BNETZA-22 13/

Messvorschrift

Die akustischen Beeinträchtigungen durch die Maßnahmen werden mit folgenden Ausprägungen bewertet (vgl. **Tabelle 3-38**):

- keine Geräuschemissionen (0)
- geringe Geräuschemissionen (1)
- starke Geräuschemissionen kurzfristig auf kleiner Fläche (2)
- starke Geräuschemissionen langfristig auf großer Fläche (3)

Tabelle 3-38: Punktwerte des Indikators „Geräuschemissionen“

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch	2	1	Kleinräumige Bautätigkeit mit geringen Geräuschemissionen
Zus. Erdkabel	2	0	In Bauphase entlang einer großen Fläche laut, tendenziell in stark besiedelten Gebieten
rONT	2	1	Kleinräumige Bautätigkeit mit geringen Geräuschemissionen
LVR	1	1	Installation ohne Bodenarbeiten mit geringen Geräuschemissionen
QS	2	1	Lärm durch Anlieferung und Aufstellen des Quartiersspeichers, im Betrieb minimale Geräusche durch Kühlung im Sommer
NA: HGÜ	3	0	In Bauphase über lange Zeit entlang einer großen Fläche starke Geräuschemissionen, aber meist siedlungsfern
NA: HGÜ-Station	2	2	Starke Geräuschemissionen in Bau und Betrieb, aber nur auf beschränkter Fläche
NA: HDÜ	3	1	In Bauphase starke Geräuschemissionen über lange Zeit entlang einer großen Strecke, aber meist siedlungsfern; in Betriebsphase bei hoher Luftfeuchte leichtes Surren möglich

3.4.6.1.3 Schadstoffbelastung

Die Schutzgüter Luft und Klima dürfen keinesfalls synonym verwendet werden. Unter Luft versteht man das die Erde umgebende Gasgemisch. Im Luftraum werden Wettergeschehen und klimatische Veränderungen wirksam. Als Klima hingegen versteht man die Gesamtheit aller Vorgänge, die für den durchschnittlichen Zustand des Luftraumes an einem Ort verantwortlich sind, also der für ein bestimmtes Gebiet innerhalb eines Jahres typische Wetterverlauf.

Das sog. Mikroklima bildet sich in den bodennahen Luftschichten aus. Es hängt stark von den vorhandenen Oberflächen ab (z.B. Bewuchs und Bebauung). Bei einer zu geradlinigen Anlage von Waldschneisen für Freileitungen können sich Kaltluftabflüsse

ergeben, die sich durch winkelförmige Trassenverläufe jedoch vermeiden lassen. Außerdem gibt es die Befürchtung, dass hohe Feldstärken an Freileitungen zur Ionisation von Luftmolekülen und zu Folgereaktionen mit Luftschadstoffen führen könnten. Zu möglichen negativen Folgen gibt es jedoch keine gesicherten Erkenntnisse. /BNETZA-22 13/

In der Bauphase können die NoM durch vermehrte Staubemissionen, Bodenaufwirbelungen und Abgase der Baufahrzeuge die Lufthygiene beeinflussen. Dieser potenzielle Ausstoß von Stoffen kann jedoch nicht quantifiziert werden, weil dies von zu vielen unbekanntem Variablen wie Anzahl und Art der eingesetzten Maschinen (Verbrennungsmotoren, Effizienz, etc.) oder die zurückgelegten Strecken abhängt. Eine genaue Quantifizierung ist aus Komplexitätsgründen hier nicht möglich, daher wird der zu erwartende Maschineneinsatz sowie potenzielle Bodenaufwirbelungen anhand einer qualitativen Schätzung angenähert.

In der Betriebsphase ergeben sich Beeinträchtigungen der Luft durch Schadstoffemissionen, wenn Fahrzeuge für den Weg zu baulichen Anlagen für Wartungsarbeiten eingesetzt werden. Diese Auswirkungen sind jedoch marginal und werden darum nicht berücksichtigt. Außerdem können sich durch Masten und Leiterseile in der Betriebsphase der Freileitungen je nach Geländeform und Pflanzenbewuchs auch Änderungen von Luftströmungen ergeben. /BNETZA-22 13/ Standortunabhängig lassen sich diese Beeinträchtigungen jedoch nicht quantifizieren und werden darum nicht betrachtet.

Für die Betrachtungen in MONA 2030 wird der Aufwand an Bodenarbeiten als Indikator für die lokalen Schadstoffeinträge herangezogen, da eine genaue Quantifizierung der Emissionen bzw. der Immissionen im Rahmen des Projekts nicht möglich ist. **Tabelle 3-39** zeigt die Punktwerte der untersuchten Maßnahmen.

Messvorschrift

Für die Beeinträchtigungen des Schutzgutes „Luft“ ergeben sich somit vier Ausprägungen:

- NoM-Einsatz ohne Bodenarbeiten (0)
- Geringfügiger Fahrzeugeinsatz mit lokal begrenzten Bodenarbeiten (1)
- Staubaufwirbelungen durch begrenzte Bodenarbeiten und mittlerem Maschineneinsatz (2)
- Große Staubaufwirbelungen durch weiträumige Bodenarbeiten und großem Maschineneinsatz (3)

Tabelle 3-39: Punktwerte des Indikators „Schadstoffbelastung“

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch	1	0	Geringfügiger Fahrzeugeinsatz für den Antransport mit ggf. lokal begrenzten Bodenarbeiten für Veränderungen an der Ortsnetzstation
Zus. Erdkabel	2	0	Staubaufwirbelungen durch lokale Bodenarbeiten und Maschineneinsatz für die Kabelverlegung
rONT	1	0	Geringfügiger Fahrzeugeinsatz für den Antransport mit ggf. lokal begrenzten Bodenarbeiten für Veränderungen an der Ortsnetzstation
LVR	0	0	NoM-Einsatz ohne Bodenarbeiten und minimalem Fahrzeugeinsatz
QS	1	0	Geringfügiger Fahrzeugeinsatz für den Antransport mit ggf. lokal begrenzten Bodenarbeiten für das Fundament
NA: HGÜ	3	0	Starke Staubaufwirbelungen durch weiträumige, großdimensionierte Bodenarbeiten und großem Maschineneinsatz für die Verlegung von Erdkabeln
NA: HGÜ-Station	3	0	Starke Staubaufwirbelungen durch lokale, großdimensionierte Bodenarbeiten und großem Maschineneinsatz für den Bau der Konverterstation
NA: HDÜ	2	0	Staubaufwirbelungen durch lokale Bodenarbeiten und großem Maschineneinsatz für den Aushub von Mastfundamenten

3.4.6.2 Ökologische Auswirkungen

3.4.6.2.1 Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate

Die biologische Vielfalt wird im Bundesnaturschutzgesetz definiert als „die Vielfalt der Tier- und Pflanzenarten einschließlich der innerartlichen Vielfalt sowie die Vielfalt an Formen von Lebensgemeinschaften und Biotopen“. /BRD-02 09/ Das Schutzgut umfasst die gesamte belebte Natur und damit nicht nur alle Pflanzen- und Tierarten, sondern auch deren Lebensgemeinschaften und Lebensräume. Das Zusammenspiel verschiedener Arten an einem Ort mit der unbelebten Umwelt (zum Beispiel Boden, Wasser und Klima) wird Ökosystem genannt, wobei enge Wechselbeziehungen zwischen allen Kompartimenten bestehen. Wird zum Beispiel durch ein Bauvorhaben der Grundwasserstand verändert, so kann sich dies auch auf die Verbreitung von Tier- und Pflanzenarten auswirken und sowohl temporäre als auch permanente Veränderungen herbeiführen. /BNETZA-21 14/ Das Schutzgut „Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt“ ist am umfangreichsten und kann im Rahmen dieser Studie nicht allgemeingültig für alle Tier- und Pflanzenarten und ihre Wechselwirkungen bewertet werden, soll jedoch näherungsweise beschrieben werden.

Eingriffe treten in der Bauphase genauso wie in der Betriebsphase auf, beispielsweise durch Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten von Leitungen, auch in den freizuhaltenden Schneisen über Erdkabeln. Freileitungen stellen vor allem für Vögel ein Hindernis dar, weil die Leiterseile teils im Flug nicht zu sehen sind. Eingriffe in Schutzgebiete, in denen also eine große Varietät von Flora und Fauna vorliegt, sind wesentlich stärker zu gewichten. In der standortunabhängigen Bewertung ist eine Berücksichtigung dieses Faktors jedoch nicht möglich.

Für die MONA-Bewertung der Auswirkungen der Netzoptimierenden Maßnahmen auf „Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt“ wird das mögliche Schadensausmaß angenähert. Hierzu wird erstens berücksichtigt, wie naturnah der Standort einer Maßnahme im Regelfall ist (vgl. **Tabelle 3-36**) und zweitens, wie groß der Flächenbedarf und die Form des Eingriffs ist. Die permanente Zerschneidung von Lebensräumen durch Trassen ist beispielsweise als schwerwiegender zu werten als lokale, kleindimensionierte Eingriffe. /RUN-01 12/

Durch die Wärmeentwicklung entlang von Erdkabeln ist eine Austrocknung des Bodens und dadurch geringere Eignung als Lebensraum für Vegetation nicht auszuschließen. In verschiedenen Studien wurde dies aber als marginal identifiziert. /EFZN-03 11/ Aufgrund der üblichen (n-1)-Auslegung werden Erdkabel im Normalbetrieb lediglich mit einem Teil des Nennstroms ausgelastet, so dass die Temperaturerhöhung in 30 cm Tiefe /SRU-01 10/ zufolge 2 bis 3 K nicht überschreitet. Der Richtwert von 2 bis 3 K in 30 cm Tiefe als maximale Erwärmung ist für an Offshore-Windparks anschließende Seekabel entwickelt worden, die insbesondere im Wattenmeer keine Beeinträchtigungen für die Meeresfauna entfalten sollten. /SRU-01 10/

Daraus ergeben sich die folgenden vier Ausprägungen zur Beurteilung der Auswirkungen auf das Schutzgut „Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt“ (vgl. **Tabelle 3-40**):

- kein baulicher Eingriff (0)
- kleiner Einfluss auf Ökosystem durch NoM-Einsatz nahe bestehender Infrastruktur (1)
- mittlerer Einfluss auf Ökosystem – lokal begrenzte, großdimensionierte Eingriffe potenziell an ökologisch wertvollen Standorten (2)
- großer Einfluss auf Ökosystem – weiträumige, großdimensionierte Eingriffe, potenziell an ökologisch wertvollen Standorten (3)

Tabelle 3-40: *Punktwerte des Indikators „Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate“*

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch, rONT, QS	1	1	Permanenter baulicher Eingriff nahe bestehender Infrastruktur
Zus. Erdkabel	1	1	Kleiner Einfluss auf Ökosystem weil in ohnehin infrastrukturell genutzter Fläche
LVR	0	0	Kein Einfluss auf Ökosystem
NA: HGÜ	3	2	Sehr schwerer Eingriff in Bauphase, in Betriebsphase Trassenfreihaltung, aber keine Störung von Vogelflug usw.
NA: HGÜ-Station	2	2	Mittlerer Eingriff auf Ökosystem, da lokal begrenzt
NA: HDÜ	3	3	Störungen z.B. des Vogelflugs, Orientierungssinn Fledermäuse durch EMF

3.4.6.2.2 Auswirkungen auf Boden/Grundwasser

Das Umweltkompartiment Boden erfüllt unverzichtbare biotische und abiotische Funktionen, die die Voraussetzung für Ökosystemdienstleistungen und damit für menschliches Leben darstellen. Boden kann definiert werden als die obere Schicht der

Erdkruste, einschließlich der flüssigen Bestandteile (Bodenlösung) und der gasförmigen Bestandteile (Bodenluft), jedoch ohne Grundwasser und Gewässerbetten. Im Bundes-Bodenschutzgesetz werden die folgenden natürlichen Bodenfunktionen angegeben /BMUB-01 98/:

- Lebensgrundlage und Lebensraum für Menschen, Tiere, Pflanzen und Bodenorganismen
- Bestandteil des Naturhaushalts, insbesondere mit seinen Wasser- und Nährstoffkreisläufen
- Abbau-, Ausgleichs- und Aufbaumedium für stoffliche Einwirkungen aufgrund der Filter-, Puffer- und Stoffumwandlungseigenschaften, insbesondere auch zum Schutz des Grundwassers.

Außerdem fungiert der Boden als Archiv der Natur- und Kulturgeschichte und bietet für die menschliche Nutzung Funktionen als Rohstofflagerstätte, Fläche für Siedlung und Erholung, Standort für die land- und forstwirtschaftliche Nutzung und als Standort für sonstige wirtschaftliche und öffentliche Nutzungen sowie Verkehr, Ver- und Entsorgung. /BMUB-01 98/ Eine hohe Schutzwürdigkeit wird im Rahmen der Netzentwicklung Böden mit besonderen Standorteigenschaften zugesprochen, beispielsweise Böden mit hoher natürlicher Fruchtbarkeit sowie Böden mit hoher Archivfunktion (z.B. Böden an Standorten mit großer kultur- oder naturgeschichtlicher Bedeutung) oder generell naturnahe Böden mit geringer anthropogener Überformung. /BNETZA-22 13/

Das Schutzgut Wasser umfasst nach dem Wasserhaushaltsgesetz sowohl oberirdische als auch Küstengewässer und das Grundwasser. Keine der NoM beansprucht jedoch in der Bau- oder Betriebsphase die Ressource Wasser vor Ort, weshalb das Wasserhaushaltsgesetz, das eine nachhaltige Bewirtschaftung der Gewässer regelt, hier nicht von Relevanz ist. /BMUB-01 09/ Darum wird unter dem Schutzgut „Wasser“ in der MONA-Umweltbewertung ausschließlich der flüssige Anteil des Bodens und das Grundwasser verstanden, das sog. Bodenwasser. Boden und Wasser unterliegen vielerlei Wechselwirkungen.

Mit dem Kriterium „Boden/Grundwasser“ werden sowohl strukturelle als auch stoffliche Auswirkungen der NoM auf die Schutzgüter Boden und Wasser bewertet. Die Schwere eines Eingriffs auf diese beiden Schutzgüter durch die NoM wird deshalb identisch bewertet. Die Bewertungen der Auswirkungen werden nach stofflichen und strukturellen Einflüssen unterschieden und ergeben gemeinsam als gleich gewichteter Mittelwert die Bewertung.

Strukturelle Einflüsse entstehen beispielsweise durch die Versiegelung oder Verdichtung des Bodens durch Bautätigkeiten. Darum muss bei der Trassierung oder Standortwahl besonders auf feuchte, verdichtungsempfindliche sowie erosionsgefährdete Böden Rücksicht genommen werden. Vor allem die Erdverkabelung greift tief in den Bodenhaushalt ein; eine Schicht von bis zu zwei Metern Höhe muss ausgehoben werden, wobei die Bodenhorizonte für die anschließende geschichtete Wiederauffüllung nicht immer sauber getrennt werden können. /BNETZA-22 13/

Das Bodenwasser und der Grundwasserspiegel können durch notwendige Wasserrückhaltung bei der Verlegung von Erdkabeln oder dem Fundamentbau beeinträchtigt werden. Durch Einleitung des Wassers nahe der Entnahmestelle kann einer großräumi-

gen Absenkung des Grundwasserspiegels entgegengewirkt werden. Hierbei wird die negative Umweltauswirkung größer, je zeitintensiver die Bauarbeiten sind und je unsachgemäßer die Wiedereingabe des Wassers umgesetzt wird. Es ist auf eine Reinigung des Wassers und ein Einleiten mit einer Geschwindigkeit entsprechend der natürlichen Fließgeschwindigkeit des Gewässers zu achten. /EFZN-03 11/

Außerdem wirken strukturelle Änderungen indirekt auf den Bodenwasserhaushalt: Hier ist besonders die Bodenverdichtung zu nennen, die durch schwere Transporte für den konventionellen Leitungsbau entsteht. So sind beispielsweise für einen Trassenabschnitt von 10 km Länge etwa 30 Schwertransporte mit jeweils ca. 40 t Gewicht in meist zuvor unbeeinträchtigte Gebiete vonnöten. /PAUL-01 07/ Die Masten der Freileitungen selbst bringen ebenfalls durch Fundament und Stahlbau hohe Gewichte mit sich, die den Boden verdichten. Bezüglich Bodenverdichtung ist v.a. auch die Erdverkabelung zu nennen: Aufgrund ihrer Ausmaße erfordern Kabeltrommeln einen aufwendigen Transport: Eine Rolle, die für 950 m Leitungsbau genügt, misst ca. 3,65 m in der Breite, ca. 4,20 m in der Höhe und wiegt bis zu 50.000 kg. /TNT-06 16/ Diese Bodenverdichtung hat negative Effekte auf die Grundwasserneubildung, den Wasser- und Luftaustausch des Bodens, den Bodenwasserhaushalt oder die Durchwurzelbarkeit.

In der Betriebsphase ist über Erdkabeln die Freihaltung der Trassen von tief wurzelnden Sträuchern und Pflanzen notwendig, was sich qualitativ auf Boden und Bodenfunktionen auswirken kann. /EFZN-03 11/

Messvorschrift für die strukturelle Beeinträchtigung

Die Schwere der strukturellen Beeinträchtigung der Schutzgüter ist direkt abhängig von der physischen Größe des baulichen Eingriffs und vor allem dessen Flächenverbrauch.

- Kein baulicher Eingriff (0)
- Sobald auch nur minimale Eingriffe vorliegen, sind negative Auswirkungen möglich und werden darum mit „sehr kleine Eingriffe“ (1) bewertet.
- Lokal begrenzte, irreversible strukturelle Veränderungen, z.B. Verdichtung des Bodens, durch bauliche Tätigkeiten (2)
- Weiträumige, irreversible strukturelle Veränderungen durch großflächige bauliche Tätigkeiten (3)

Tabelle 3-41 zeigt die Punktwerte der untersuchten Maßnahmen.

Tabelle 3-41: Punktwerte des Indikators „Strukturelle Veränderung von Boden/Grundwasser“

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch, rONT, QS	1	1	Lokal begrenzte Bodenverdichtung durch Transportvolumen und Gewicht der NoM
Zus. Erdkabel	2	2	Verdichtung des Bodens durch schwere Baufahrzeuge, durch Kabeltrasse irreversible strukturelle Änderungen des Bodens, jedoch nur in infrastrukturell genutzten Flächen
LVR	0	0	Installation ohne Bodenarbeiten, daher keine strukturellen Veränderungen
NA: HGÜ	3	3	Weiträumige Verdichtung des Bodens durch schwere Baufahrzeuge; durch Kabeltrasse permanente, irreversible strukturelle Änderungen des Bodens
NA: HGÜ-Station, NA: HDÜ	3	2	Weiträumige Verdichtung des Bodens durch schwere Baufahrzeuge; lokale permanente Eingriffe durch Fundamente

Die Bewertung wird, wie oben erläutert, analog für die Verunreinigung von Boden/Grundwasser durchgeführt. In der Bauphase liegen Stoffeinträge durch den Fundamentbau für Masten oder Bettungsmaterialien (Magerbeton und Kabelsand) für Erdkabel vor. Das Material reduziert die Masse des natürlich gewachsenen Bodens und die damit zusammenhängenden Bodenfunktionen. Die Folge ist beispielsweise der Verlust von Wurzelraum für Pflanzen. /EFZN-03 11/ Außerdem ist bei unsachgemäßer Bedienung der Maschinen, z.B. im Falle eines Maschinenschadens, der Austritt von Treib- oder Schmierstoffen nicht vollständig auszuschließen.

In der Betriebsphase ist zwischen direkten stofflichen Einträgen und indirekten stofflichen Veränderungen zu unterscheiden: Direkte Einträge in den Bodenhaushalt können an Freileitungsmasten witterungsbedingt durch sich lösende Korrosionsschutzanstriche anfallen. Die Korrosion der Masten führt außerdem zur Auswaschung der zinkhaltigen Grundierungsschicht an den Masten, sodass der allgemeingültige Richtwert für Zinkeinträge in der Umgebung von Masten vielfach überschritten wird. Bei Wartungsarbeiten kann es im Falle unsachgemäßer Entrostungs- und Streifarbeiten zu Schadstoffeinträgen in den Boden kommen. Außerdem gibt es stoffliche Veränderungen durch chemische Prozesse als Folge von Eingriffen in den Boden- und Wasserhaushalt. Diese können direkt auf Temperatur, Feuchte, Porenvolumen und -struktur wirken, was wiederum Veränderungen an Flora und Fauna nach sich ziehen kann. /BNETZA-22 13/

Messvorschrift

Stoffliche Einflüsse sind nicht allgemeingültig zu quantifizieren, weshalb hier das Risiko eines Stoffeintrags als Grundlage für die Bewertung herangezogen wird. Die möglichen Ausprägungen zur Bewertung des Risikos sind hier im Wesentlichen abhängig vom möglichen Schadensausmaß (Standortqualität, Stoffmenge) und der Eintrittswahrscheinlichkeit (vgl. **Tabelle 3-42**):

- keine baulichen Eingriffe und kein Einsatz von potenziell verunreinigenden Stoffen (0)
- geringes Risiko der Verunreinigung durch kurzzeitigen Maschineneinsatz (1)

- mittleres Risiko der Verunreinigung durch lokalen, großdimensionierten Maschineneinsatz während der Bauphase an potenziell ökologisch wertvollen Standorten (2)
- großes Risiko durch großflächigen Maschineneinsatz während der Bauphase an potenziell ökologisch wertvollen Standorten (3)

Tabelle 3-42: Punktwerte des Indikators „Verunreinigung von Boden/Grundwasser“

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch	1	1	Geringes Risiko durch kurzzeitigen Maschineneinsatz in Bauphase, im Betrieb potenziell Austritt von Liquiden möglich.
Zus. Erdkabel, rONT	1	0	Geringes Risiko durch kurzzeitigen Maschineneinsatz in Bauphase
LVR	0	0	Kein Risiko für Stoffeintrag
QS	1	1	Geringes Risiko durch kurzzeitigen Maschineneinsatz in Bauphase, im Betrieb potenziell Austritt von Liquiden möglich.
NA: HGÜ	3	0	Großflächiger Maschineneinsatz während der Bauphase an potenziell ökologisch wertvollen Standorten
NA: HGÜ-Station	2	0	Lokaler, großdimensionierter Maschineneinsatz während der Bauphase an potenziell ökologisch wertvollen Standorten
NA: HDÜ	2	2	Lokaler, großdimensionierter Maschineneinsatz während der Bauphase an potenziell ökologisch wertvollen Standorten; im Betrieb Stoffeinträge an Masten (z.B. Korrosionsanstriche) möglich

3.4.6.3 Raumwirkung

3.4.6.3.1 Flächeninanspruchnahme

Der Flächenbedarf einer baulichen Maßnahme spielt in der Umweltverträglichkeitsprüfung seit der Novellierung der europäischen UVP-Richtlinie im Jahr 2014 eine große Rolle, da die Fläche seitdem als eigenständiges Schutzgut angesehen wird. /TKKER-01 15/ Neben der Quantität der beanspruchten Fläche ist außerdem deren Qualität für die Bewertung der Umweltauswirkungen relevant. Flächen, die nicht als Schutzgebiete naturschutzrechtlich gesichert sind, sind durch das allgemeingültige Verschlechterungsverbot entsprechend der Eingriffsregelung nach §§ 14 und 15 des Bundesnaturschutzgesetzes geschützt. Projekte, die durch Schutzgebiete verlaufen würden, müssen vor ihrer Zulassung oder Durchführung auf ihre Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen überprüft werden, wenn sie geeignet sind, das Gebiet erheblich zu beeinträchtigen; für Pläne gilt dies entsprechend (§§ 34 Abs. 1, 36 BNatSchG). Insbesondere können Natura 2000-Gebiete, deren Erhaltungsziele beeinträchtigt werden können, nur dann durchquert werden, wenn neben anderen strengen Voraussetzungen nachgewiesen ist, dass keine Alternativen bestehen (§ 34 Abs. 3 BNatSchG). /BRD-02 09/

In der standortunabhängigen MONA-Bewertung kann die Flächengüte nicht in die Bewertung miteinbezogen werden. Darum wird nur der quantitative Flächenverbrauch bewertet. Dies soll außerdem dazu dienen, die ansonsten nicht zu untersuchenden Wechselwirkungen in die Bewertung miteinzubeziehen. Besonders in der Bauphase sind die Wechselwirkungen schwerwiegend, weil beispielsweise bei der Verlegung von

Erdkabeln ein relativ breiter Bauabschnitt geebnet werden muss, also eine große Fläche beansprucht wird. Um dieser Wechselwirkung auch in der Umweltbewertung gerecht zu werden, wird das Kriterium Fläche doppelt gewertet.

Messvorschrift

Bauliche Maßnahmen werden neben ihrer Größe nach ihrer Ausbreitung unterschieden. Die Flächeninanspruchnahme einer Netzoptimierenden Maßnahme wird daher in folgenden Ausprägungen bewertet (vgl. **Tabelle 3-43**):

- kein baulicher Eingriff (0)
- lokal, kleindimensionierte Eingriffe (1)
- lokale, großdimensionierte Eingriffe (2)
- weiträumige, großdimensionierte Eingriffe (3)

Tabelle 3-43: Punktwerte des Kriteriums „Flächeninanspruchnahme“

NoM	Punktwert Bau	Punktwert Betrieb	Erläuterung
Trafotausch, rONT, LVR, QS	1	1	lokaler, kleindimensionierter Eingriff
Zus. Erdkabel	2	1	weiträumiger, kleindimensionierter Eingriff in der Bauphase, danach Trasse mit Nutzungseinschränkung
NA: HGÜ	3	3	weiträumiger, großdimensionierter Eingriff in der Bauphase, danach Trasse mit Nutzungseinschränkung an ökologisch wertvollen Standorten
NA: HGÜ-Station	2	2	lokaler, großdimensionierter Eingriff
NA: HDÜ	3	3	weiträumiger, großdimensionierter Eingriff in der Bauphase, danach Trasse mit Nutzungseinschränkung an ökologisch wertvollen Standorten

3.4.6.3.2 Landschaftseingriff (Sichtbarkeit)

Grundsätzlich muss zwischen visuellen Eingriffen und Landschaftseingriffen unterschieden werden. Auch wenn diese Begriffe oftmals synonym verwendet werden, können bauliche Maßnahmen zwar einen großen visuellen Eingriff bedeuten, andererseits jedoch nur eine geringe landschaftliche Beeinträchtigung mit sich bringen. Beispielsweise ist ein Sendemast durch dessen Höhe als großer visueller Eingriff zu werten, wegen seines Standortes in einem Industriegebiet jedoch nur von geringer Relevanz für das Landschaftsbild.

Bei der Bewertung der Einflüsse auf das Schutzgut „Landschaft“ muss darum einerseits die Schwere des Eingriffs und andererseits die Schutzwürdigkeit der Landschaft um den Standort einer baulichen NoM herum bewertet werden. Hierzu ist eine möglichst objektive Bewertung der ursprünglichen Landschaftsästhetik vonnöten. Kriterien für die Schutzwürdigkeit einer Landschaft können beispielsweise aus der Bayerischen Kompensationsverordnung entnommen werden: „Gefährdung, Seltenheit, Wiederherstellbarkeit, Bedeutung für die Erholung, kulturelle Bedeutung, Eigenart (historische Kontinuität, Natürlichkeit, Vielfalt), Empfindlichkeit, Freiheit von Beeinträchtigungen (Freiheit von störenden Objekten, Freiheit von störenden Geräuschen)“. /BAYKV-01 13/ Die Kompensationsverordnungen der Länder helfen bei der Umsetzung des Bundesna-

turschutzgesetztes, das eine Kompensation unvermeidbarer Beeinträchtigungen durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen vorschreibt.

Die Kompensationspflicht kann auch als Maß für den landschaftlichen Eingriff gewertet werden. Bei Einsatz von Kompaktmasten könnte im Vergleich zum Standardmast bis zu 50 % Trassenbreite eingespart werden. Dies ergibt eine Reduzierung der notwendigen Kompensationsfläche um bis zu 50 %, wodurch auch die Kompensationskosten vor allem in waldreichen Landschaften deutlich sinken. /KRIEDE-01 12/ Durch die geringeren Leiterabstände werden darüber hinaus die in /BMU-01 98/ definierten Grenzwerte deutlich reduziert. /DENA-06 14/ Problematisch ist hierbei jedoch die in Deutschland geltende gesetzliche Anforderung, wonach Leitungen, beispielsweise das Mastdesign, den „anerkannten Regeln der Technik“ entsprechen müssen. /DIN 01 10/ Dies hemmt den Bau von Kompaktmasten in der Höchstspannungsebene, obwohl hierbei deutlich geringere Auswirkungen sowohl auf das Schutzgut Landschaft als auch auf die Schutzgüter Flora, Fauna und Boden erreicht werden könnten.

Exkurs

Die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes ist eines der Hauptargumente in den von Privatpersonen eingereichten Stellungnahmen in den Konsultationen zu den Umweltberichten. Meist wird hierbei die Gefährdung der Erholungsfunktion und der Wertverlust von Immobilien durch den oberirdischen Netzausbau kritisiert. /BNETZA-32 13/

Für eine fundierte Bewertung des tatsächlichen Wertes von Flächen werden in zahlreichen Forschungsprojekten Landschaftsbildbewertungen durchgeführt. Das umfassendste hierzu ist das BfN-geförderte Projekt „Entwicklung eines Bewertungsmodells zum Landschaftsbild beim Stromnetzausbau“, in dem für das gesamte Gebiet der Bundesrepublik eine Bewertung des Landschaftsbildes und der Erholungsfunktion erarbeitet werden soll und am 31.05.2017 abgeschlossen wurde. /BAFN-01 17/

Hinzu kommen außerdem Schutzobjekte in der Landschaft, deren Nähe einen Standort in seiner Eignung als Trasse zusätzlich einschränkt. „Geschützte Landschaftsteile sind rechtsverbindlich festgesetzte Teile von Natur und Landschaft, deren besonderer Schutz erforderlich ist.“ /BRD-02 09/ Schutzgüter in der Landschaft können sowohl natürlich als auch menschengemacht sein. Laut § 28, Satz 1 des Bundesnaturschutzgesetzes sind „Naturdenkmäler [...] rechtsverbindlich festgesetzte Einzelschöpfungen der Natur oder entsprechende Flächen bis zu fünf Hektar, deren besonderer Schutz erforderlich ist, 1. aus wissenschaftlichen, naturgeschichtlichen oder landeskundlichen Gründen oder 2. wegen ihrer Seltenheit, Eigenart oder Schönheit.“ /BRD-02 09/ Neben Naturdenkmälern gibt es Kulturdenkmäler wie beispielsweise Bau-, Boden- und bewegliche Kulturdenkmale.

Sowohl das Landschaftsbild als auch die Landschaftsteile können jedoch nicht standortunabhängig bewertet werden. Darum wird die Beeinträchtigung des Schutzgutes Landschaft in der MONA-Umweltbewertung über die Sichtbarkeit angenähert. Neben der Art des Eingriffs und zeitlichen Bedingungen hängt die ästhetische Eingriffsschwere direkt von der Sichtbarkeit ab. Zur Beurteilung des Eingriffs sind beispielweise Farbe und Struktur der Oberfläche, die Transparenz (z.B. eines Freileitungsmasten) und die Höhe relevant. Eine Berücksichtigung der Eingriffsdauer ist im Rahmen der vereinfachten Betrachtung in MONA 2030 nicht möglich.

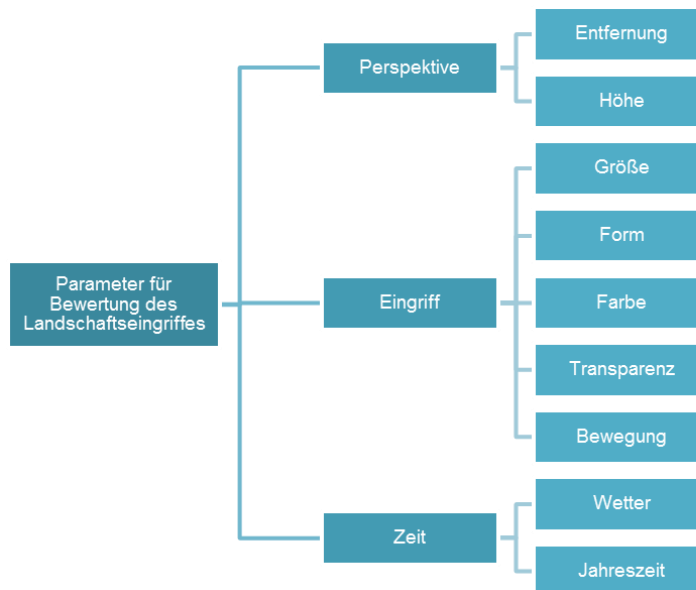


Abbildung 3-39: *Parameter für die qualitative Bewertung des Landschaftseingriffes*

Messvorschrift

Die ästhetische Wirkung der NoM wird primär über deren Dimension bestimmt. Erreichen die Technologien Größenbereiche, in denen Elemente der Natur- oder Kulturlandschaft als Bezugsmaßstab fehlen, so kann dies als Eingriff in die Landschaft betrachtet werden. Durch die räumliche Verortung der Maßnahmen (vgl. **Tabelle 3-36**) fließen somit zugleich die anderen Kriterien „technische Überfremdung“ und „Strukturveränderung“ mit ein. /JOV-01 12/

Die Sichtbarkeit der NoM als Annäherung an die Beeinträchtigung des Schutzgutes „Landschaft“ wird in folgenden Ausprägungen bewertet. Analog zur Bewertung der Flächeninanspruchnahme werden bauliche Maßnahmen neben ihrer Größe auch nach ihrer Ausbreitung unterschieden (vgl. **Tabelle 3-44**):

- keine sichtbaren Eingriffe (0)
- lokale, kleindimensionierte Eingriffe mit lokaler Sichtbarkeit (1)
- lokale, großdimensionierte Eingriffe mit hoher Sichtbarkeit (2)
- weiträumige, großdimensionierte Eingriffe mit hoher Sichtbarkeit (3).

Tabelle 3-44: Punktwerte des Kriteriums „Landschaftseingriff“

NoM	Punkt看rt Bau	Punkt看rt Betrieb	Erläuterung
Trafotausch, rONT, LVR, QS	1	1	Lokaler, kleindimensionierter Eingriff
Zus. Erdkabel	1	0	Erdkabel auf Verteilnetzebene in infrastrukturell überprägten Wohngebieten, daher keine Sichtbarkeit im Betrieb
NA: HGÜ	3	2	Muffenstationen als kleiner, lokal sichtbarer Landschaftseingriff, Trassen müssen von Bewuchs mit großen Pflanzen freigehalten werden
NA: HGÜ-Station	2	2	Lokaler, großdimensionierter Eingriff
NA: HDÜ	3	3	Weiträumige, großdimensionierte Eingriffe u.U. weithin sichtbar

3.4.7 Vergleichende Umweltbewertung der netzoptimierenden Maßnahmen

Die im Kapitel 3.4.6 ermittelten Punktwerte können nun in einer sog. Technology-Impact-Matrix zusammengefasst werden (vgl. **Abbildung 3-40**).

Kriterium	Trafotausch	zus. Erdkabel	rONT	LVR	QS	NA: HGÜ-Erdkabel	NA: HGÜ-Station	NA: HDÜ-Freileitung
Bauphase								
EMV	0	0	0	0	0	0	0	0
Geräuschemissionen	2	2	2	1	2	3	2	3
Schadstoffbelastung	1	2	1	0	1	3	3	2
Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate	1	1	1	0	1	3	2	3
Strukturelle Veränderung von Boden/Grundwasser	1	2	1	0	1	3	3	3
Verunreinigung von Boden/Grundwasser	1	1	1	0	1	3	2	2
Flächeninanspruchnahme	1	2	1	1	1	3	2	3
Landschaftseingriff (Sichtbarkeit)	1	1	1	1	1	3	2	3
Betriebsphase								
EMV	3	2	3	3	3	1	1	2
Geräuschemissionen	1	0	1	1	1	0	2	1
Schadstoffbelastung	0	0	0	0	0	0	0	0
Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate	1	1	1	0	1	2	2	3
Strukturelle Veränderung von Boden/Grundwasser	1	2	1	0	1	3	2	2
Verunreinigung von Boden/Grundwasser	1	0	0	0	1	0	0	2
Flächeninanspruchnahme	1	1	1	1	1	3	2	3
Landschaftseingriff (Sichtbarkeit)	1	0	1	1	1	2	2	3

Abbildung 3-40: Resultierende Technology-Impact-Matrix für die untersuchten NoM

Die Bewertungsergebnisse zeigen ein deutliches Bild: Leitungsgebundene Technologievarianten des konventionellen Netzausbaus auf Übertragungsnetzebene heben sich als die Technologie mit dem höchsten Potenzial an negativen Umweltauswirkungen hervor. Durch ihre weitreichende lineare räumliche Ausprägung ergibt sich ein überwiegend hohes Potenzial an negativen Umweltauswirkungen entlang aller Wirkkategorien, wobei sich ohne Berücksichtigung des Standortes keine eindeutige ökologische Vergleichsaussage zwischen dem Neubau einer Freileitungs- oder Erdkabeltrasse treffen lässt. Komponenten des konventionellen Netzausbaus, wie Nebenanlagen, die in der Bewertungsmatrix einzeln betrachtet werden, besitzen ein mittleres Potenzial an negativen Auswirkungen auf Schutzgüter, da sie durch einen großdimensionierten Eingriff mit überwiegend dauerhaften lokalen Lebensraumverlusten und Veränderun-

gen auf Boden und Grundwasser charakterisiert werden können. NoM aus der Gruppe der Verteilnetz-Betriebsmittel kennzeichnen sich hingegen durch einen lokal kleindimensionierten Eingriff in vorrangig bebautem Gebiet und können daher als Netztechnologien mit dem geringsten Potenzial an direkten negativen Umweltauswirkungen identifiziert werden. Aus den Ergebnissen der Technology-Impact-Matrix zeichnet sich ein direkter Zusammenhang zwischen der räumlichen Ausprägung der untersuchten Netztechnologien und deren negatives Wirkpotenzial auf Schutzgüter während der Bau- und Betriebsphase ab. So lässt sich aus der Raumwirksamkeit von Netztechnologien und deren Gesamtwirkpotenzial auf Schutzgüter schließen. **Abbildung 3-41** stellt die vier Gruppen der Netztechnologien nach ihrer räumlichen Ausprägung dar und verweist auf die Zunahme der Eingriffsschwere und des Planungsaufwands mit steigender Flächenbeanspruchung einer NoM. /FFE-52 17/

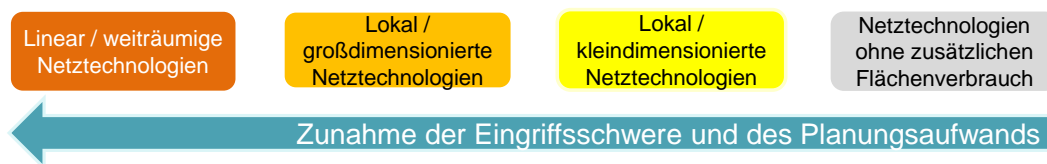


Abbildung 3-41: *Flächenverbrauch der Technologien als entscheidender Faktor für die direkten Auswirkungen auf Schutzgüter und den Planungsaufwand bei der Umsetzung von Netzmaßnahmen /FFE-52 17/*

Mit der entwickelten Methodik für die Umweltbewertung in MONA 2030 konnten potenzielle Umweltauswirkungen eines heterogenen Technologien-Portfolio standortunabhängig identifiziert, verglichen und bewertet werden. Das Ergebnis spiegelt daher das umweltspezifische negative Gesamtwirkpotential von NoM auf Technologieebene wieder, kann jedoch eine standortbezogene Bewertung aller Maßnahmen auf Projektebene nicht ersetzen. Hierfür wären für jede NoM auf einer konkreten Planungsstufe detaillierte quantitative sowie qualitative ökologische Auswertungen durchzuführen, wie es in der SUP der Bundesfachplanung und der UVP im Planfeststellungsverfahren für konkrete Leitungsausbauprojekte im Höchstspannungsnetz bereits gemacht wird. Für eine vergleichende Gesamtbetrachtung der Umweltauswirkungen von Netztechnologien kann jedoch im ersten Schritt eine systemanalytische, qualitative Auseinandersetzung mit allen potenziellen Wirkzusammenhängen im Technologien-Umwelt-Komplex hilfreich sein. Ein immer wiederkehrender Zielkonflikt, der dabei auftritt, ist der Versuch, die Methodik effektiv zu vereinfachen, ohne dabei die Aussagekräftigkeit der Bewertung zu gefährden. /FFE-52 17/

Dies hat aufgezeigt, dass eine Umweltbewertung, insbesondere des konventionellen Netzausbaus, ohne Differenzierung in Technologievarianten nicht sinnvoll ist. Zudem konnte ein direkter Zusammenhang zwischen der räumlichen Wirksamkeit von Netztechnologien und Auswirkungen auf alle Schutzgüter festgestellt werden. Hierbei wurde insbesondere die lineare weiträumige Dimension der Leitungstechnologien des konventionellen Netzausbaus als übergeordneter Wirkfaktor für den Eingriff auf Schutzgüter identifiziert. Erhebliche ökologische Unterschiede zwischen baulichen Maßnahmen der HGÜ-Erdkabel- und HDÜ-Freileitungstechnik ergeben sich jedoch bei einer standortunabhängigen Betrachtung auf Technologieebene kaum. /FFE-52 17/

Für die weitere Verwendung im MONA-MorphKasten-Index werden nun die Punktwerte in Abbildung 3-40 mit der beschriebenen Gewichtung zu einem einzigen Punktwert „Umweltauswirkungen“ aggregiert (vgl. **Tabelle 3-45**). Die Skalendefinition befindet sich in Kapitel 3.

Tabelle 3-45: *Resultierender Punktwert für das Kriterium „Direkte Umweltauswirkungen“*

NoM	Punktwert für das Kriterium „Direkte Umweltauswirkungen“
Trafotausch	-1,67
Zus. Erdkabel	-1,74
rONT	-1,53
LVR	-0,94
QS	-1,67
NA: HGÜ	-3,44
NA: HGÜ - Station	-3,85
NA: HDÜ	-2,78

Damit ist nun möglich, die direkten Umweltauswirkungen der Netzoptimierenden Maßnahmen in die Entscheidungsfindung für eine Maßnahme zu integrieren.

3.5 Kriterien der gesellschaftliche Akzeptanz der NoM

Die Zustimmung zur Energiewende und damit zum Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung ist ungebrochen groß /ZIRIUS-01 16/, dennoch ist diese passive Akzeptanz keinesfalls ein Garant für ein Gelingen lokaler Vorhaben. Vor allem der überregionale Netzausbau ruft großen Widerstand hervor: Beispielsweise wurden mehr als 30.000 Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplanes für das Zieljahr 2024 eingereicht – sowohl von Privatpersonen als auch von Bürgerinitiativen, Verbänden, Behörden und Unternehmen (vgl. **Abbildung 3-42** und **Abbildung 3-43**). /BNETZA-38 15/

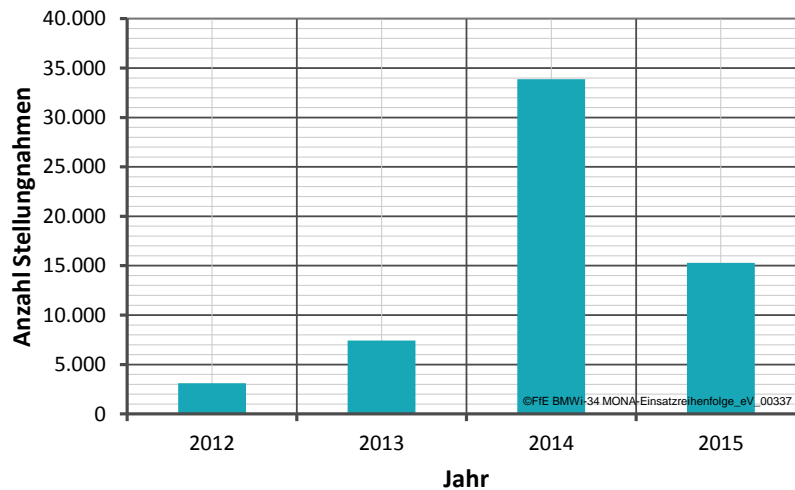


Abbildung 3-42: *Eingereichte Stellungnahmen von Privatpersonen in den Konsultationsphasen von NEP 2012-2015*

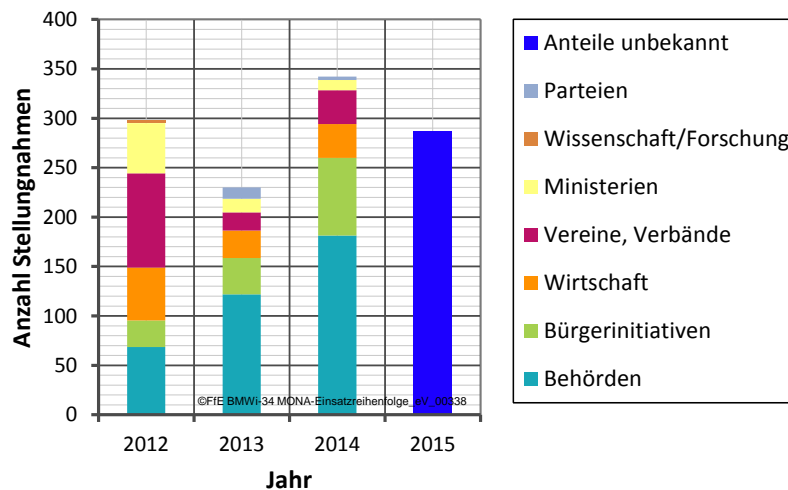


Abbildung 3-43: *Eingereichte Stellungnahmen von Organisationen in den Konsultationsphasen von NEP 2012-2015, eigene Darstellung nach /DIV-01 17/*

Gegen konkrete Projekte vor Ort werden immer neue Bürgerinitiativen zum Thema Netzausbau gegründet. Deren genaue Anzahl ist nicht bekannt, laut einer persönlichen Auskunft des Bürgerservice Netzausbau der BNetzA wird von etwa 120 Gruppen ausgegangen (Stand: Februar 2017). /BNETZA-01 17/ Die große Beteiligung stellt einerseits eine inhaltliche Bereicherung durch konstruktive und kritische Beiträge zu den Entwürfen und den Umweltberichten dar. Andererseits bedeutet die große Zahl von Stellungnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber genauso wie für die Bundesnetzagentur und lokale Beteiligte eine große Herausforderung, weil alle vorgebrachten Argumente und Anmerkungen überprüft und bei den Planungen berücksichtigt werden müssen. /NEP-02 12/

Hinweis

Das Kapitel zur gesellschaftlichen Akzeptanz wird mit einer Kurzuntersuchung zu den regionalen Unterschieden in der Akzeptanz des Netzausbaus auf Übertragungsnetzebene

eingeleitet. Diese Untersuchung wurde im Zuge einer Masterarbeit durchgeführt und in einem Artikel in der Zeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017 veröffentlicht /FFE-09 17/. Dieser Artikel wird zur besseren Verständlichkeit der Akzeptanzbewertung an dieser Stelle aufgeführt.

Ab Kapitel 4.2.2 wird die Akzeptanzbewertung generalisiert und auf die anderen Netzoptimierenden Maßnahmen erweitert.

3.5.1 Die Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland /FFE-09 17/

Der im Zuge der Energiewende durchgeführte Netzausbau wird vielerorts von Protesten der betroffenen Bürger begleitet. Dabei unterscheiden sich die Proteste sowohl in ihrem Ausmaß als auch in ihrer lokalen Ausbreitung teilweise beträchtlich. Im Rahmen des Projekts MONA 2030 werden Akzeptanzprobleme des Leitungsbaus aufgezeigt, welche Rückschlüsse auf die zukünftige Netzplanung zulassen. Anhand von Experteninterviews mit Protestakteuren aus drei verschiedenen Untersuchungsfällen entlang der Netzausbauprojekte SuedLink und SuedOstLink können die Unterschiede und Gemeinsamkeiten in den Protesten dargestellt und Handlungsempfehlungen aufgezeigt werden.

Die tiefgreifenden Veränderungen, die mit der Energiewende in Deutschland einhergehen, werden von einem großen Teil der deutschen Bevölkerung akzeptiert und unterstützt. /AEE-01 12/ Nichtsdestotrotz formiert sich regional und lokal teilweise enormer Widerstand gegen die geplanten Netzausbauvorhaben. Besonders sichtbar wurde dieser Protest bei den beiden Netzausbauprojekten SuedLink und SuedOstLink, welche für den Stromtransport zwischen den Erzeugungszentren im Norden bzw. Nordosten und den Lastzentren im Süden vorgesehen sind.

Entlang der geplanten Streckenkorridore haben sich nach Veröffentlichung der Planungsentwürfe zahlreiche Bürgerinitiativen gebildet, die sich teilweise vehement gegen den Bau der Stromleitungen aussprechen. Nachdem sich als Reaktion darauf vor allem die bayerische Landesregierung gegen den Bau der Stromtrassen aussprach und einen Bürgerdialog initiierte, beschloss der Bundestag im Dezember 2015 den Vorrang der Erdverkabelung für neue Gleichstromübertragungsleitungen. In Folge dessen werden die beiden Projekte SuedLink und SuedOstLink jetzt als Erdkabelprojekte geplant.

Bisher gibt es nahezu keine Studien über die Akzeptanz des Netzausbaus im deutschlandweiten Vergleich. In den folgenden Kapiteln soll hierzu ein Beitrag geleistet werden, indem anhand einer Fallvergleichsstudie die regionalen Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Proteste gegen die Leitungsprojekte aufgezeigt werden.

3.5.1.1 Rahmenbedingungen im Netzleitungsbau

Um das Umfeld des Übertragungsnetzausbaus besser zu verstehen, ist eine genauere Betrachtung der Akteursstruktur hilfreich. Auf Basis von EU-Richtlinien hat sich die Struktur der Energiewirtschaft in Deutschland in den letzten Jahrzehnten durch Liberalisierungs- und Entflechtungsmaßnahmen maßgeblich verändert. Als oberste Bundesbehörde für den Bereich Netze und Netzausbau ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) auch für den Übertragungsnetzausbau zuständig. Zu einem großen Teil werden die Planungs- und Regulierungsaufgaben für das Übertra-

gungsnetz von der dem BMWi unmittelbar nachgeordneten Bundesnetzagentur übernommen.

Der konventionelle Leitungsausbau auf der Höchstspannungsebene zählt zu einem der Hauptpfeiler der zukünftigen Netzinfrastruktur im Bundesbedarfsplan. Die Entscheidung für einzelne Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz wird anhand eines mehrstufigen Konsultations- und Genehmigungsprozesses getroffen. Bundesweit werden die Übertragungsnetze auf der Grundlage eines momentan jährlichen, in Zukunft zweijährigen Szenariorahmens geplant. Mit dieser Planung werden die Übertragungsnetzbetreiber beauftragt.

Aktuell gibt es 65 Leitungsvorhaben mit unterschiedlichen Planungs- und Baufortschritten, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) ergeben. Davon sind 17 Leitungsvorhaben als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet /BNETZA-19 16/.

SuedLink und SuedOstLink sind neben dem Korridor A als die beiden zentralen Stromtransportkorridore von Nord- nach Süddeutschland geplant. SuedLink umfasst insgesamt zwei Leitungen, während SuedOstLink eine Leitung beinhaltet. Die Planungen von SuedLink und SuedOstLink haben sich in den letzten Jahren deutlich verändert. Zum einen werden alle drei Vorhaben nach einem Koalitionsbeschluss auf Bundesebene im Juli 2015 mittlerweile als Erdkabel geplant, wodurch eine komplett neue Korridorfindung starten musste, deren genauere Planung im Oktober 2016 veröffentlicht wurde. Zum anderen wurde auf Anregung der bayerischen Landesregierung der Verlauf von SuedOstLink geändert. Anstatt der vorherigen Trassenvariante zwischen Lauchstädt und Meitingen wird jetzt eine geographisch weiter östlich gelegene Leitung zwischen den Netzknoten „Wolmirstedt“ und „Isar“ geplant /BR-01 15/.

3.5.1.2 Akzeptanzforschung im Infrastrukturbereich

In der Literatur zur Akzeptanz- und Protestforschung können zwei generelle Forschungsansätze zur Analyse von Infrastrukturprojekten identifiziert werden. Der erste Ansatz zielt auf die Messung der öffentlichen Akzeptanz durch die Anwendung eines Forschungsdesigns mit großer Fallzahl ab. Dabei liegt der Fokus auf der Analyse von Einstellungen der Bevölkerung gegenüber einer ausgewählten Thematik. In ihrer Forschungsmethode arbeiten diese Ansätze zumeist mit Fragebögen oder großen Diskussionsgruppen und verbleiben somit auf der Metaebene, bei gleichzeitiger Gewährleistung einer großen Validität ihrer Forschungsergebnisse durch die erhöhte Fallzahl. Diese Forschungsansätze dienen nur bedingt dazu, einzelne Akzeptanzphänomene und Proteststrukturen im Detail zu untersuchen. Beispielsweise kann die große Differenz zwischen der grundlegend positiven Einstellung der Bevölkerung gegenüber Energiewendeprojekten und dem teilweise massiven lokalen Widerstand nur unzureichend erklärt werden /JUNG-01 86/.

Der zweite Ansatz verfolgt eine tiefere Analyse einzelner Projekte mit kleiner Fallzahl. Um die Komplexität des Protest- und Akzeptanzverhaltens genauer abzubilden, fokussieren sich die Forschungsprojekte in diesem Ansatz auf einige konkrete Fälle. Die lokalen Strukturen, Akteure oder Begleitumstände des Protests werden detailliert untersucht und situationsspezifisch unterschieden /WALT-01 13/.

Um einen tiefergehenden Vergleich durchführen zu können, wurde für das Projekt MONA 2030 der zweite Ansatz gewählt. Dafür wurden drei lokale Fälle mit unterschiedlicher Protestintensität gegen Netzausbauprojekte ausgewählt, die in ihren Ausgangsvoraussetzungen annähernd vergleichbar sind.

3.5.1.3 Fallauswahl für die Untersuchung

In Deutschland ist die Datenlage zum Vergleich der Akzeptanz des Netzausbaus in verschiedenen Regionen sehr begrenzt. Die einzig relevanten Daten für einen Akzeptanzvergleich im Übertragungsnetzbereich sind bei der Bundesnetzagentur zu finden. Dort werden in der Bedarfsermittlung die eingegangenen Stellungnahmen zum Netzausbau anhand von Postleitzahlregionen ausgewertet. Herangezogen wird dafür die Bedarfsermittlung für den Netzentwicklungsplan Strom 2024 /NEP-02 14/.

Um die statistischen Daten auf lokaler Ebene miteinander vergleichen zu können, wird die Aufteilung nach Postleitzahlregionen, wie sie von der Bundesnetzagentur angewandt wird, in dieser Studie durch eine Auswahl anhand von Landkreisdaten ersetzt. Diese Auswahl führte dazu, dass die Landkreise Schweinfurt und Nürnberger Land in Bayern sowie der Schwalm-Eder-Kreis in Hessen für die weitere Falluntersuchung herangezogen werden.

Die drei Landkreise verfügen über sehr unterschiedliche Ausprägungen in der Anzahl der an die Bundesnetzagentur gesendeten Stellungnahmen, jedoch über vergleichbare Ausgangsbedingungen in der Bevölkerungsstruktur und den regionalen Landschaftsaspekten. Für die Fallauswahl lag somit eine Spreizung mit einem „extremen“, einem „mittleren“ und einem „schwachen“ Fall in der anfänglich vermuteten Protestausprägung vor.

In diesen Untersuchungsfällen wurden im Anschluss Forschungsinterviews mit Vertretern von Bürgerinitiativen, der Bundesnetzagentur, dem Netzbetreiber, Umweltschutzorganisationen und Vertretern der lokalen Politik geführt, wobei der Schwerpunkt auf den Protestakteuren der Bürgerinitiativen lag. Insgesamt wurden 24 Interviews im Laufe des Forschungsprojekts geführt.

3.5.1.4 Forschungsergebnisse

Anhand verschiedener Kategorien, die aus der Analyse der Interviewtranskripte entstanden, konnten die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen und Begleitprozesse der lokalen Proteste identifiziert werden. Insbesondere bestätigen die Ergebnisse die anfangs klassifizierte Unterteilung in einen „extremen“, einen „mittleren“ und einen „schwachen“ Fall. Bei der Sichtweise der Protestakteure auf die geplante Leitung wird eine klare Unterscheidung der verschiedenen Fallausprägungen deutlich.

Sichtweise auf die Trasse

Der überwiegende Teil der Interviewpartner der Bürgerinitiativen erachtet den Bau der Trasse als nicht notwendig. In allen Fällen ist dies mit einer Infragestellung des Bedarfs verknüpft. Alle Interviewpartner, die den Bedarf der Trasse infrage stellen, sind davon überzeugt, dass die Leitung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nicht benötigt wird. Ein kleinerer Teil der Untersuchungsteilnehmer hat sich mittlerweile mit dem Neubau der Leitung als Erdkabel abgefunden. Dieser Teil zweifelt zwar über-

wiegend auch am Bedarf der Trasse, allerdings werden die durch das Bundesbedarfsplangesetz geschaffenen Fakten akzeptiert und der Bau der Leitung soll konstruktiv begleitet werden. Der dritte und bei weitem kleinste Teil der Gesprächspartner zeigt sich mit dem Kompromiss der Verlegung als Erdkabel zufrieden. Diese gaben an, dass die Verlegung der Leitung als Erdkabel bereits im Vorfeld das erklärte Ziel des Protests war (vgl. **Abbildung 3-44**).

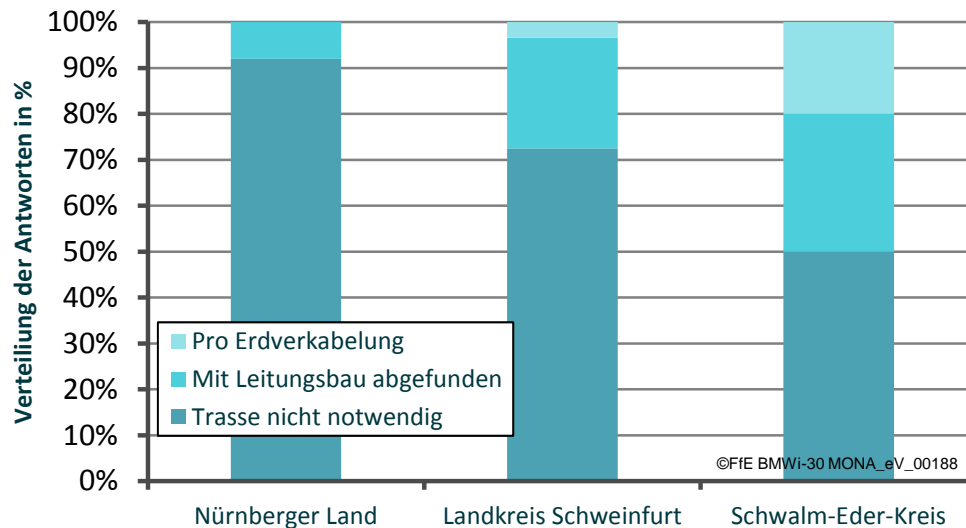


Abbildung 3-44: *Sichtweise der befragten Protestakteure auf die Trasse*

Im Vergleich der Untersuchungsfälle ist die Infragestellung des Bedarfs im Nürnberger Land am größten. In 92 % der mit dem Thema verknüpften Argumentationen der Interviewpartner wird dort der Trassenbau kategorisch abgelehnt. In den beiden anderen Untersuchungsfällen Schweinfurt und Schwalm-Eder-Kreis haben sich dagegen weitaus mehr Gesprächspartner mit dem Leitungsbau abgefunden. Eine relevante Menge an Aussagen der Protestakteure, die sich mit der Erdverkabelung grundsätzlich zufrieden gaben, zeigte sich nur im Schwalm-Eder-Kreis.

Gründe für die Ablehnung der Leitung

Die am häufigsten geäußerte Kritik in den drei Untersuchungsfällen betrifft die empfundene Verknüpfung zwischen Netzbetreiber, Bundesnetzagentur und der Politik. Diese drei Akteure werden von vielen Interviewpartnern als Lobbyismus-Konstrukt betrachtet. Auffällig ist hierbei, dass die Gesprächsteilnehmer nicht in vorderster Linie den Leitungsbau an sich kritisieren, sondern das dahinterstehende System der Planungs- und Politikakteure. In diesem Zusammenhang wird der Bedarf der Leitung von den Protestakteuren erneut in Frage gestellt. Zahlreiche Gesprächspartner kritisieren den aus ihrer Sicht unnötigen Leitungsausbau über Deutschlands Grenzen hinweg als Willen der großen Energiekonzerne. Viele Interviewpartner thematisieren auch die aus ihrer Sicht hohen Kosten des Projekts für die Bürger. Hierbei wird vor allem die Höhe der Eigenkapitalverzinsung der Übertragungsnetzbetreiber für den Leitungsausbau kritisiert.

Des Weiteren wird argumentiert, dass die Leitung als „Kohlestromtrasse“ konzipiert ist, da insbesondere der SuedOstLink an einem Knotenpunkt für Kohleabbaugebiete in Ostdeutschland beginnt und der Leitungsbau damit einer weiteren Fortführung der dezentralen Energiewende entgegenläuft.

Der Vergleich zwischen den Fällen zeigt, dass sich der Schwalm-Eder-Kreis von den beiden anderen Untersuchungsfällen unterscheidet. Er weist eine weitaus geringere Argumentation der Protestakteure in Bezug auf das Lobbying zwischen den Planungsakteuren auf. Über alle Gesprächspartner hinweg nimmt das Argument Lobbying die höchste Gesamtnennungszahl ein. Dieses wird vor allem im Nürnberger Land und im Landkreis Schweinfurt verwendet. Im weiteren Vergleich ist sichtbar, dass die Kritik an den Kosten für die Bürger und am europaweiten Stromhandel über alle drei Fälle annähernd vergleichbar ist. Des Weiteren wird die geplante Trasse im Nürnberger Land mit Abstand am häufigsten als Kohlestromtrasse bezeichnet, während dieser Frame in den beiden anderen Fällen nur eine geringe Rolle spielt (vgl. **Abbildung 3-45**).

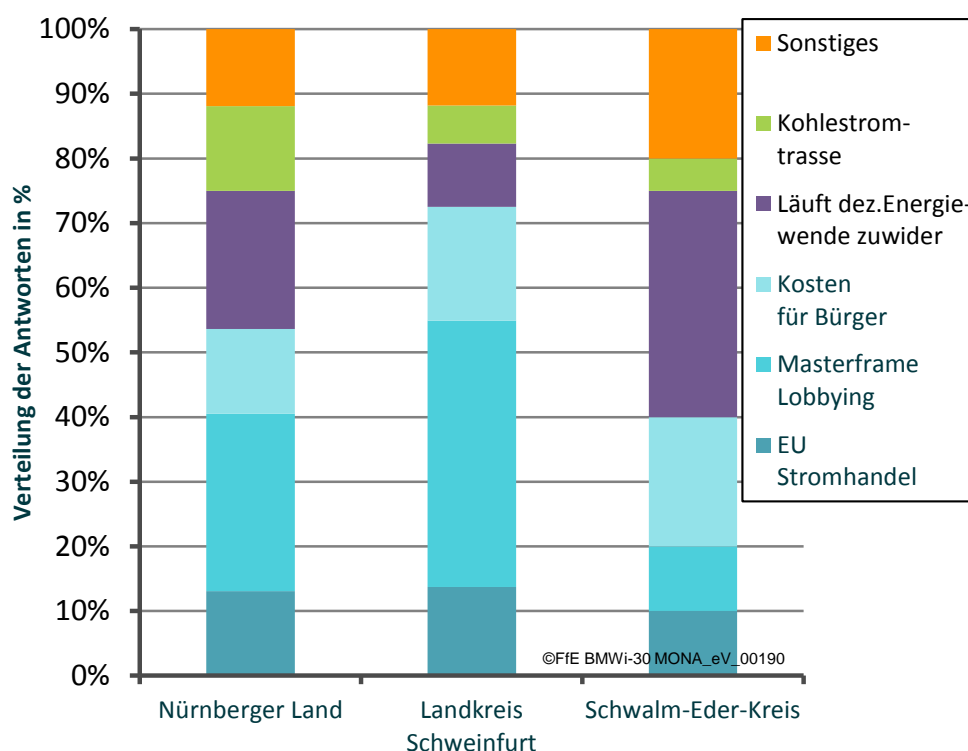


Abbildung 3-45: *Argumente der Protestakteure gegen die Trasse in den befragten Landkreisen*

Kritik am Planungsvorgang

Viele Gesprächspartner kritisieren, dass der Bau der Leitung zum jetzigen Planungsstatus bereits feststeht. Sie würden gerne die Diskussion der Notwendigkeit in den Mittelpunkt des Dialogs stellen. Dabei wird eine starke Kritik an den Grundlagen der Berechnungen zum Szenariorahmen getätigt, den bisherigen Ergebnissen wird eine fehlende Unabhängigkeit unterstellt. Wirft man einen genaueren Blick auf die von den Interviewteilnehmern genannten Experten und Studien, die laut ihrer Aussage eine unabhängige Bewertung gewährleisten, so gibt es dort eine gleichmäßige Verteilung zwischen nur vier genannten Wissenschaftlern, die hier als Experten gelten.

Die weiteren Kritikfaktoren im Planungsvorgang beschäftigten sich mit den durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) veränderten Möglichkeiten zur Prozessklage sowie der mangelnden Transparenz in der Korridorfindung. Im NABEG wurde das bundeseinheitliche Regelungsbedürfnis aufgrund der Bedeutung des überregionalen Stromnetzausbaus festgehalten und damit die Klagemöglichkeit für Bürger eingeschränkt. Im Zusammenhang mit dem Argument der fehlenden Transparenz zeigt sich deutlich, dass der Unmut der Betroffenen stark ansteigt, wenn vor Ort nicht umfassend vermittelt werden kann, aus welchen Gründen die Korridorvorschläge im lokalen Rahmen ausgewählt wurden (vgl. **Abbildung 3-46**).

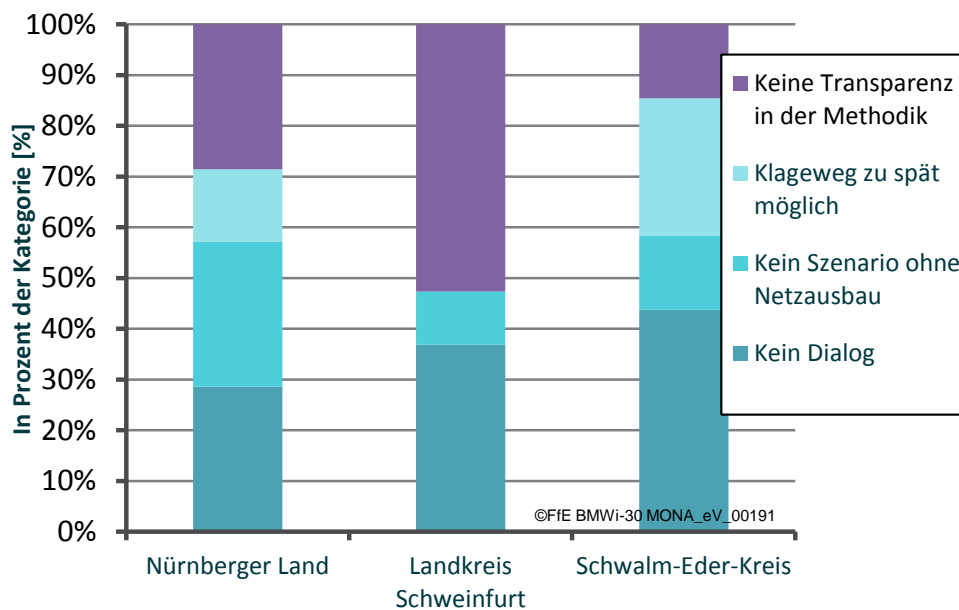


Abbildung 3-46: *Hauptkritikpunkte am Planungsvorgang*

Geringes Vertrauen in die Planungsakteure

Betrachtet man das Vertrauen, das die Protestakteure gegenüber den Planungsakteuren haben, so ist das Vertrauen in die Politik über die Forschungsfälle verteilt am geringsten. Zahlreiche Interviewpartner monieren die mangelnde Dialogbereitschaft politischer Akteure und äußern sich sehr negativ über deren vermeintliche Ahnungslosigkeit zu der Thematik des Netzausbaus. Auch die Netzbetreiber wurden durch die Interviewteilnehmer in neutraler bis sehr negativer Art und Weise eingeschätzt. Oftmals wird dem Netzbetreiber unterstellt, nicht auf die Belange der Bürger einzugehen oder die Menschen, die vom Netzausbau betroffen sind, bewusst nicht zu informieren. Bei SuedOstLink hat dieser negative Eindruck nach Aussagen einiger Interviewpartner mit der Vorgehensweise beim Trassenfindungsprozess durch den Netzbetreiber Amprion zu tun. Amprion hatte bei einer größeren Veranstaltung in Nürnberg zu Beginn der Planung keinen Korridor vorgestellt, sondern eine große Planungsellipse ohne genauere Bewertungen. Der Planungsraum in dieser Ellipse war sehr breit gefächert und wurde nicht im Detail dargestellt. Somit fühlten sich sehr viele

Bürger durch die Präsentation des Planungsentwurfs betroffen, ohne dass konkrete Informationen über den Trassenverlauf vermittelt wurden.

Die Sichtweise auf den Netzbetreiber TenneT, der mit dem neuen Trassenverlauf für die Netzausbauprojekte in allen drei Untersuchungsfällen beauftragt ist, hat sich sowohl bei SuedLink als auch in der SuedOstLink-Trasse im Laufe der Zeit verbessert. Einige Interviewpartner geben an, dass TenneT sich nach den anfänglichen Problemen deutlich mehr im Dialog engagiert hat und die Belange der Bürger besser wahrnimmt.

Im Vergleich zu den Netzbetreibern und Vertretern der Politik wird die Bundesnetzagentur insgesamt deutlich positiver betrachtet. Allerdings wird auch der Bundesnetzagentur ein unzureichendes Wissen über die lokalen Gegebenheiten vorgeworfen.

Unterstützung durch lokale Politik

In der Fallanalyse wird sichtbar, dass die Unterstützung der Proteste durch lokale und regionale Politikakteure größer war, als durch die überregionale Politik. Diese Unterstützung für die jeweilige Bürgerinitiative ist dabei nicht immer an einer bestimmten Partei festzumachen. So wurden alle im bayerischen und hessischen Landtag vertretenen Parteien mindestens einmal genannt, wenn die Gesprächspartner über eine bestimmte parteipolitische Unterstützung Auskunft gaben. Interessanterweise wurde allerdings deutlich sichtbar, dass sich die jeweils am stärksten etablierte Partei im Landkreis mit größerer Aufmerksamkeit um die Protestinitiativen kümmert, obwohl sie nach Aussage der Gesprächspartner oftmals den Unmut von Vertretern der Partei auf Landes- oder Bundesebene auf sich zieht. Viele Mitglieder der Bürgerinitiativen sind in der lokalen Gemeinde sehr gut vernetzt und engagieren sich in der Kommunalpolitik oder in Vereinen. Die meisten Vertreter der Bürgerinitiativen sehen die politischen Akteure als wichtigsten Ansprechpartner für ihre Belange an und versuchen deshalb auch, die lokalen und überregionalen Kanäle zu nutzen, um ihre Interessen zu artikulieren.

Zahlreiche Gesprächspartner äußern, dass es für die lokale Politik schwer ist, die gesamtwirtschaftlichen Vorteile des Leitungsbaus darzulegen und diese in der Diskussion zu verteidigen. Aus regionaler und lokaler Perspektive entstehen zunächst einmal Nachteile. Die vermeintlichen Vorteile für die Anwohner vor Ort sind abstrakt und nur im bundesweiten Gesamtbild darstellbar.

Regionale Landkreisbündnisse als Vermittlungsakteure

Eine wichtige Rolle im Akzeptanzprozess nahmen in den untersuchten Regionen Vermittlungsakteure ein, die den Diskurs in den einzelnen Fällen ausschlaggebend mitprägten. In allen drei Fällen sind Landkreisbündnisse vorhanden, die sich auf verschiedenste Art und Weise gegen den Bau der Leitung oder für eine Erdverkabelung eingesetzt haben.

Im Schwalm-Eder-Kreis hatte sich das Landkreisbündnis „Hamelner Kreis“ bereits von Anfang an für eine Erdverkabelung ausgesprochen. Aufgrund dieses frühen Engagements übernahmen zahlreiche Bürgerinitiativen dort die Forderungen des Landkreisbündnisses. Die Protestaktionen kanalisieren sich deshalb oft im Bündnis oder werden unter Zusammenarbeit der Bürgerinitiativen und dem Hamelner Kreis durchgeführt. Durch diese starke Positionierung des Landkreisbündnisses wird der Diskurs in den

dortigen Proteststrukturen deutlich offener gegenüber einer Kompromissbereitschaft durch die Erdverkabelung geführt, als in den anderen Untersuchungsfällen. Im Landkreis Schweinfurt und vor allem im Nürnberger Land nehmen die örtlichen Landkreisbündnisse kritische Positionen gegenüber der Notwendigkeit der Trassen ein.

Darüber hinaus konnten weitere Kooperationen der Bürgerinitiativen mit anderen Akteuren analysiert werden. Im Nürnberger Land und im Landkreis Schweinfurt gibt es eine große Kooperation der Initiativen mit dem BUND Naturschutz sowie Windkraftgegnern, deren Vertreter die Notwendigkeit der Leitung in den Interviews ebenfalls in Frage stellen. Sowohl bei SuedLink als auch bei SuedOstLink sind zahlreiche Initiativen miteinander über Landkreisgrenzen hinweg verknüpft. Im Aktionsbündnis gegen die Süd-Ost-Trasse sind die Bürgerinitiativen bei SuedOstLink an der Leitung entlang organisiert, während der Bundesverband Bürgerinitiativen gegen SuedLink die Protestakteure bei SuedLink miteinander vernetzt.

Überschneidungen zwischen den Untersuchungsfällen

Über alle drei Untersuchungsfälle hinweg fällt auf, dass es neben den aufgezeigten Unterschieden zahlreiche Gemeinsamkeiten in den Protestformen und den Diskursen gibt. Es zeigt sich, dass es zum einen zahlreiche Verbindungen und übergeordnete Kommunikationsplattformen zwischen den lokalen Bürgerinitiativen gibt, zum anderen beschäftigen sich die Akteure der Initiativen nicht vordergründig mit lokalen Besonderheiten, sondern greifen in ihrer Argumentation auf bundesweite Themen zurück. Mit der in sich geschlossenen Sichtweise auf den Netzausbau geht oftmals eine ausgeprägte kollektive Identität zwischen den Protestakteuren einher. Besonders die Interviewteilnehmer, die den Bedarf der Leitung in Frage stellen, sehen sich selbst als Gegenakteure eines korrumpierten Systems aus Politik, Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur an. Dies bedeutet, dass die Protestakteure ausführlich über die grundsätzlichen Probleme und deren Ursachen sowie über ihre eigene Grundideologie und Moralbasis für ihr Handeln kommunizieren. Nur selten werden daraufhin auch Lösungsalternativen zum identifizierten Problem dargestellt, da es diese Problematik aus Sicht der radikaleren Trassengegner nicht gibt.

Allerdings wurde deutlich sichtbar, dass sich durch den Erdkabelvorrang zahlreiche Konstellationen in den Bürgerinitiativen verändert haben. Alle Gesprächspartner können eine größere Akzeptanz der Erdverkabelung im Vergleich zu Freileitungen bei der Bevölkerung bestätigen. Aufgrund dieser Entwicklung haben sich zahlreiche Bürgerinitiativen von relativ losen, größeren Verbänden zu gut organisierten, aber kleineren Bewegungen entwickelt, da nur diejenigen in den Initiativen verbleiben, die einer Erdverkabelung sehr kritisch gegenüberstehen. Sowohl in ihren internen Organisationsstrukturen als auch in der Erregung öffentlicher Aufmerksamkeit ist eine Professionalisierung der Initiativen sichtbar. Diese Professionalisierung hat aber auch zu neuen Herausforderungen geführt. So haben zahlreiche Vertreter der Initiativen die Politik als zentralen Ansprechpartner für ihre Belange identifiziert. Dies führt jedoch bei den meisten Protestakteuren zu einem Dilemma. Sie müssen auf genau diejenigen Akteure zugehen, zu denen sie am wenigsten Vertrauen haben. Diese Ausgangslage führt in vielen Fällen zu einer Enttäuschung über die zu geringe Beachtung der eigenen Belange und einer weiteren Abgrenzung der eigenen Protestbewegung von der überregionalen Politik.

3.5.1.5 Handlungsempfehlungen

Im Laufe dieser Untersuchung wurde deutlich, dass es eine wesentlich breitere Akzeptanz für das Thema Erdverkabelung von SuedLink und SuedOstLink gibt, als dies bei den Freileitungstrassen der Fall war. Auf Basis dieser Grundlage sind zahlreiche Akteure bereit, die Planung der neuen Leitungstrassen konstruktiv zu begleiten. Allerdings gibt es neben diesen Akteuren noch zahlreiche Protestteilnehmer, die sich deutlich gegen die Erdverkabelung positionieren und die Notwendigkeit der Leitung generell infrage stellen.

Zuerst bleibt festzuhalten, dass die Politik durch die gesetzliche Festlegung des Erdkabelvorrangs auf die Proteste gegen die Netzausbauprojekte reagiert hat. Dieser politische Handlungsimpuls wird von zahlreichen Protestakteuren positiv bewertet. Diese Handlungsgrundlage kann somit als Ausgangspunkt für die weitere Kommunikation und Planung der Projekte SuedLink und SuedOstLink genutzt werden.

Aus Sicht der planenden Netzbetreiber ist der wichtigste Punkt für eine Steigerung der Akzeptanz eine größere Transparenz in der Methodik der Trassenfindung. Der für SuedLink und in der neuen Planung auch für SuedOstLink zuständige Netzbetreiber TenneT begegnet dieser Forderung mit einem für den Bürger zugänglichen GIS-System, in dem der aktuelle Planungsstand im Detail abrufbar ist. Für die betroffenen Bürger ist es von großer Bedeutung, dass sie umfassend und zeitgleich über die Planungsalternativen und Beteiligungsmöglichkeiten informiert werden.

Zudem sollten die Netzbetreiber darauf achten, die Betroffenheit durch die geplante Trasse so klein wie möglich zu halten. Hierbei ist es unter Umständen sinnvoller, kleinere Veranstaltungen, wie die in den Planungen zu SuedLink abgehaltenen Infomärkte, durchzuführen. Dort sollte dann ein detaillierter Einblick in die Methodik des Trassenfindungsprozesses und die möglichen Alternativen zur Vorzugstrasse im Detail aufgezeigt werden.

Da die Diskussionen über den Planungsverlauf im Vorfeld von den Übertragungsnetzbetreibern angestoßen werden, wird die Bundesnetzagentur zu Beginn des Verfahrens kaum wahrgenommen. Dies führt dazu, dass sie im späteren Verlauf oftmals als „Erfüllungsgehilfe“ der Netzbetreiber wahrgenommen wird. Obschon dies dem verfahrenstechnischen Ablauf entspricht, könnte man diesem Erscheinungsbild dadurch entgegenwirken, dass sich die Bundesnetzagentur früher am Informationsprozess beteiligt und deutlich ihre Eigenständigkeit kommuniziert. Auch wenn eine frühe Einbeziehung der Bundesnetzagentur verfahrenstechnisch nicht notwendig ist, würde sie in diesem Prozess den Netzbetreiber entlasten und dem Bürger einen institutionellen Ansprechpartner von Beginn an zur Seite stellen.

Die Vertreter der überregionalen Politik sind von besonderer Bedeutung, wenn es um die Grundsatzkommunikation zum Netzausbau geht. Insbesondere die Netzbetreiber und mit Abstrichen auch die Bundesnetzagentur sehen sich lediglich als Dienstleister der Politik. Die zentralen Entscheidungen über den Bedarf des Netzausbaus werden im Bundestag gefällt. Aufgrund der relativ schwachen Informationspolitik der Bundesregierung und der politischen Akteure hat dies jedoch zur Folge, dass es oftmals keinen Akteur gibt, der sich für die Grundsatzkommunikation zum Netzausbau verantwortlich fühlt. Dadurch entsteht ein Kommunikationsdefizit für die betroffenen Bürger. Aus

Sicht der beteiligten Regierungsakteure, der Bundesregierung und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sollten diese grundsätzlichen Informationen zum Bedarf des Netzausbaus besser kommuniziert werden.

Aus Sicht der Planungsakteure könnte zudem in Erwägung gezogen werden, ein längerfristiges Szenario für die zukünftige Gestaltung der Energieversorgung in Deutschland dem Planungsprozess hinzuzufügen. Bisher enthält der Szenariorahmen vier Szenarien mit einem zehnjährigen Betrachtungshorizont und zwei Szenarien mit einem zwanzigjährigen Betrachtungshorizont.

Anhand der identifizierten Protestframes wird deutlich, dass sich die Konflikte beim Netzausbau nicht nur auf die eingesetzte Technik beziehen, sondern sich entlang grundsätzlicher gesellschaftlicher Weichenstellungen entzünden. Augenscheinlich gibt es in den Untersuchungsergebnissen einen Zusammenhang zwischen den Protesten gegen Sued- und SuedOstLink und einer generell geäußerten Unzufriedenheit mit den Politik- und Planungsakteuren. Die zukünftige Herausforderung für die Planungsakteure von Übertragungsnetzleitungen wird es sein, dieser Unzufriedenheit durch die Schaffung einer Öffentlichkeitsarbeit, welche Transparenz bietet und die einzelnen Leitungsprojekte in den größeren Zusammenhang der Energiewende stellt, entgegenzuwirken. Von besonderem Interesse wird die Debatte um den Netzausbau zwischen den Jahren 2022 und 2025 werden, da die letzten Kernkraftwerke in Deutschland 2022 vom Netz gehen, die großen Leitungsprojekte SuedLink und SuedOstLink nach aktuellem Zeithorizont jedoch nicht vor 2025 fertiggestellt sein werden. Diese Überbrückungszeit sowohl technisch als auch kommunikativ zu begleiten wird eine herausfordernde Zukunftsaufgabe für die Planungsakteure der deutschen Energiewende.

3.5.2 Vorgehen für eine generalisierte Akzeptanzbewertung nach /HED-01 15/

Die beschriebenen Analysen zeigen die hohe Relevanz der Einbeziehung der Akzeptanz von Netzoptimierenden Maßnahmen in die Entscheidungsfindung. In den folgenden Kapiteln wird daher zuerst der Begriff Akzeptanz genauer beleuchtet, eine generalisierte Bewertungsmethodik entwickelt und anschließend auf alle in MONA 2030 betrachteten Maßnahmen angewandt.

Abbildung 3-47 zeigt schematisch das Vorgehen der Akzeptanzbewertung.

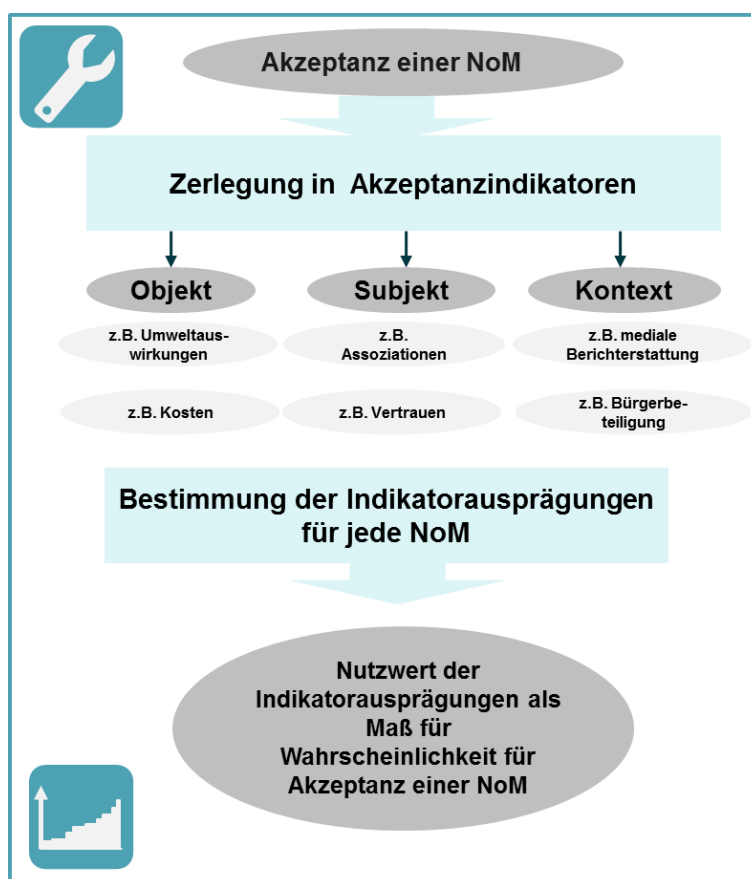


Abbildung 3-47: Übersicht über die Akzeptanzbewertung

Die Methodik soll, unabhängig von konkreten Projekten und ohne regionale Differenzierung, eine allgemeingültige Einschätzung ermöglichen, wie akzeptiert eine Technologie in der Bevölkerung ist. Eine mögliche neutrale Bewertung beschreibt damit eine Technologie, die keinen Protest hervorrufen wird. Negative Beurteilungen erhalten die NoM, die vermutlich auf Widerstand stoßen würden. Den Technologien, die explizit erwünscht sind, positive Assoziationen hervorrufen und dabei helfen können, Interesse an elektrotechnischen Fragestellungen zu wecken, soll eine positive Bewertung gegeben werden.

Eine detaillierte Beschreibung der Methodik und eine genaue Beschreibung der Vorgehensweise findet sich in /HED-01 15/

3.5.2.1 Annäherung an den Begriff „Akzeptanz“

In der Literatur existiert derzeit kein allgemeingültiger Konsens über eine Begriffsdefinition. Das Spektrum vorhandener Akzeptanzdefinitionen reicht von einer dichotomen Betrachtung von Akzeptanz als Annahme bzw. Zustimmung oder Ablehnung bzw. Widerstand bis hin zu mehrdimensionalen und differenzierenden Konzepten. Im Energiekonzept der Bundesregierung wird Akzeptanz beispielsweise lediglich im Sinne einer positiven Bewertung und eines ausbleibenden Widerstandes seitens der Bürger aufgefasst (vgl. **Tabelle 3-46**). /FVEE-03 10/ Aus soziologischer Perspektive hingegen wird Akzeptanz in Anlehnung an /LUC-01 95/ als Ergebnis vielschichtiger und subjektiv-objektseitig voraussetzungsreicher Prozesse interpretiert. Vielfach wird Akzeptanz auch eindimensional als Ausprägung der Einstellung betrachtet.

Tabelle 3-46: *Mögliche Ausprägungen von Akzeptanz nach /BFN-01 05/*

Inakzeptanz	Aktive Gegnerschaft
	Ablehnung
Indifferenz	Zwiespalt
	Gleichgültigkeit
Akzeptanz	Duldung
	Konditionale Akzeptanz
	Zustimmung
	Engagement

In MONA 2030 wird nach /LUC-01 95/ Akzeptanz folgendermaßen definiert:

„Chance, bei einer identifizierbaren Personengruppe ausdrückliche oder stillschweigende Zustimmung zu finden und unter angebbaren Bedingungen aussichtsreich auf deren Einverständnis rechnen zu können.“

Definition



3.5.2.2 Grundlagen des Akzeptanzbildungsprozesses

Akzeptanz lässt sich als Ergebnis eines individuellen Wahrnehmungs-, Bewertungs- und Entscheidungsprozesses verstehen, der in **Abbildung 3-48** in seinem zeitlichen Ablauf modellhaft dargestellt wird.

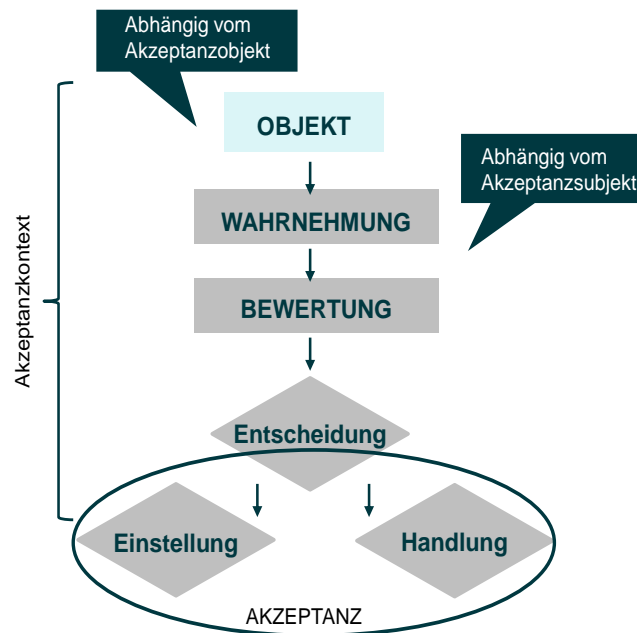


Abbildung 3-48: Schematisches Modell des Akzeptanzbildungsprozesses nach /HED-01 15/

Den Ausgangspunkt der Betrachtungen stellt die menschliche Sinneswahrnehmung dar. Informationen, die vom Objekt ausgehen, werden vom Individuum wahrgenommen. Die Bewertung bezieht sich jedoch nicht auf die objektiven, sondern auf die selektiv wahrgenommenen Eigenschaften, die anschließend subjektiv interpretiert werden. Die selektive Wahrnehmung wird durch allgemein vorhandene Einstellungen und Erwartungen beeinflusst. Daraus ergeben sich Folgen für die Bewertung. Zudem konnte die moderne Verhaltensforschung zeigen, dass die menschliche Sinneswahrnehmung nicht auf die Erfassung absoluter Größen, sondern auf Veränderungen von einem Zustand zum anderen ausgerichtet ist. Übertragen auf den Kontext der Netzoptimierung bedeutet dies beispielsweise, dass für einen Betrachter der Neubau einer Stromleitung für Umweltschutz und Erneuerbare Energien stehen kann, für einen anderen dagegen einen künstlichen Eingriff in die Heimat und das Eingreifen von externen, ökonomischen Akteuren symbolisiert. Die individuelle Wahrnehmung und Bewertung wird durch kontextuelle Einflüsse modifiziert, sodass die jeweils relevanten gesellschaftlichen Kontexte, Akteurskonstellationen und situationsspezifischen Dynamiken in die Abbildung des Akzeptanzprozesses aufgenommen werden müssen. Die gesellschaftliche Akzeptanz einer Netzoptimierenden Maßnahme setzt sich demnach aus einem komplexen und individuell variablen Wirkungsgefüge aus selektiver Wahrnehmung und subjektiver Bewertung und Entscheidung zusammen. Dadurch verläuft der Akzeptanzbildungsprozess nicht nur individuell sehr verschieden, sondern ist auch zeitlich ein sehr instabiles Konstrukt. /GAB-02 10/, /MPI-01 13/, /WSI-01 11/, /LUC-01 95/

Aufgrund der hohen zeitlichen und individuellen Variabilität des Akzeptanzprozesses wird die Bewertung auf einer abstrakteren Betrachtungsebene vorgenommen, um generalisierte Aussagen treffen zu können. Im Hinblick auf das Erkenntnisinteresse vorliegender Untersuchung wurde auf eine vereinfachte modellhafte Abbildung des Akzeptanzkonstruktes zurückgegriffen: Es wurde von der Annahme ausgegangen, dass der Begriff gesellschaftlicher Akzeptanz im Spannungsfeld der drei zentralen Dimensio-

nen Subjekt, Objekt und Kontext liegt. Diese drei Dimensionen stellen die Grundlage in der MONA-Akzeptanzbewertung dar. Positive und negative Einflüsse auf diese drei Dimensionen bestimmen die gesellschaftliche Akzeptanz der NoM. /GAB-02 10/, /MPI-01 13/, /WSI-01 11/, /LUC-01 95/

- Das Akzeptanzsubjekt nimmt selektiv wahrgenommene Eigenschaften des Objekts vor dem Hintergrund seiner allgemein vorhandenen Einstellungen und Erwartungen wahr und interpretiert diese anschließend subjektiv. Der Akzeptanzbildungsprozess verläuft also nicht nur individuell sehr verschieden, sondern ist auch zeitlich ein sehr instabiles Konstrukt. Als Akzeptanzsubjekt wird in /HED-01 15/ und damit in MONA 2030 die Gesellschaft gesehen. Über die Akzeptanz durch Einzelne als Betroffene einer Maßnahme, z. B. Anwohner einer Freileitungstrasse, werden daher keine Aussagen getroffen.
- Die Wahrnehmung eines Objektes hängt nicht nur vom Wahrnehmenden selbst ab, sondern wird auch durch objektbezogene Faktoren wie technisches Risiko, Kosten usw. entscheidend beeinflusst. In MONA 2030 sind die Netzoptimierenden Maßnahmen als das Akzeptanzobjekt zu sehen, wobei die Maßnahmen mit allgemein sichtbaren, baulichen Eingriffen die größten Akzeptanzprobleme mit sich bringen. Entsprechend werden objektbezogene Einflüsse auf die Akzeptanz, wie Eingriffe in die Landschaft, in dieser Akzeptanzdimension untersucht.
- Der Akzeptanzkontext umfasst sämtliche Indikatoren, die keinen direkten Bezug zum Akzeptanzobjekt oder Akzeptanzsubjekt aufweisen, für den Prozess der Akzeptanzgenese jedoch ausreichende Relevanz aufweisen. Beispielsweise ist die Transparenz des Einführungsverfahrens einer Maßnahme und die mediale Berichterstattung hierzu von Bedeutung.

Für eine quantifizierbare Aussage über die zu erwartende Akzeptanz einer Netzoptimierenden Maßnahme müssen für jede Dimension spezifische Indikatoren festgelegt werden (vgl. **Kapitel 3.5.2.3**).

3.5.2.3 Auswahl der Akzeptanzindikatoren

Akzeptanzindikatoren können als Stellschrauben zur Beeinflussung der drei Dimensionen angesehen werden. Die drei Dimensionen Akzeptanzobjekt, -subjekt und -kontext werden mithilfe von Messindikatoren quantifizierbar gemacht.

Dazu wurden in /HED-01 15/ auf der Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse je fünf Einflussindikatoren (vgl. **Kapitel 3.5.2.1**) ermittelt, die auf die drei Dimensionen der Akzeptanz einwirken und diese maßgeblich prägen. Mithilfe dieser 15 Indikatoren soll die Akzeptanz Netzoptimierender Maßnahmen beurteilt werden (vgl. **Tabelle 3-47**).

Tabelle 3-47: *Resultierende Indikatoren der Akzeptanzdimensionen nach /HED-01 15/*

Akzeptanzobjekt	Akzeptanzsubjekt	Akzeptanzkontext
<ul style="list-style-type: none"> • Externe Effekte • Kosten • Landschaftseingriff • Beitrag zu Systemdienstleistungen • Technisches Risiko 	<ul style="list-style-type: none"> • Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende • Assoziationen • Stakeholdervertrauen • Vorerfahrung • Gesellschaftliche Solidarität 	<ul style="list-style-type: none"> • Wahrgenommene soziale Erwünschtheit • Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung • Transparenz des Verfahrens • Handlungsspielraum • Mediale Berichterstattung

Die in der Literaturrecherche ermittelten Indikatoren wurden in /HED-01 15/ durch 2 Pretests mit je 30 Studenten der Ingenieurs-, Wirtschafts- und Naturwissenschaften hinsichtlich ihrer Funktionsfähigkeit überprüft. Zur Gewährleistung der Relevanz der Indikatoren wurden pro Indikator jeweils zwei sog. Mess-Items formuliert: Beispielsweise wurden die Studenten gefragt, ob ihnen die Vertrauenswürdigkeit der projektbeteiligten Akteure wichtig ist. Eine hohe Zustimmung zu dieser Aussage wurde als Indiz für die Relevanz des Indikators „Stakeholdervertrauen“ gewertet. In dieser Prüfung konnten sämtliche 15 Indikatoren als relevant für die gesellschaftliche Akzeptanz bestätigt werden.

3.5.2.4 Methoden zur Punktwernerhebung

Zu jedem der ermittelten 15 Akzeptanzindikatoren (vgl. **Kapitel 3.5.3**) wurde eine Messvorschrift formuliert, die ein standardisiertes Verfahren zur Bewertung der NoM bereitstellt.

Die Indikatoren können positive wie negative Ausprägungen annehmen, also förderlich für die Akzeptanz sein oder die zu erwartende Akzeptanz schmälern. Beispielsweise wirken Faktoren wie Vorerfahrung und Transparenz des Verfahrens positiv auf die Akzeptanz. Andererseits können Indikatoren aber auch ein Hemmnis bedeuten, z. B. ist eine Ablehnung einer NoM zu erwarten, wenn negativ ausgeprägte Indikatoren wie Landschaftseingriffe oder hohe Kosten vorliegen.

In einer Literaturanalyse wurden, wenn möglich, Messskalen ermittelt, aus denen geeignete Messvorschriften für die festgelegten Indikatoren abgeleitet werden konnten. Beispielsweise wurde die Likert-Skala für die Messung persönlicher Einstellungen herangezogen /SPR-02 14/.

Die Bewertung erfolgt entsprechend der jeweiligen Messvorschrift, wobei auf die Ergebnisse verschiedener vorangegangener Analysen im Rahmen von MONA 2030 zurückgegriffen wurde:

- Für die meisten Indikatoren wurden die umfangreichen Recherchen für die Morphologischen Kästen aller Netzoptimierenden Maßnahmen im Maßnahmenbericht verwendet.

- Stakeholderumfrage: In einer schriftlichen Umfrage wurden im Rahmen von /HED-01 15/ stellvertretend für das Akzeptanzsubjekt „Gesellschaft“ Stakeholder aus Wirtschaft, Wissenschaft, Interessensvertretungen und Politik mittels eines Online-Tools für Fragebögen bzgl. der Indikatoren „Assoziationen gegenüber der Maßnahme“, „Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende“ und „Wahrgenommene soziale Erwünschtheit“ befragt. Diese Befragung wurde im Juli 2016 mit Studenten der Vorlesung „Umweltmanagement und Öko-Auditierung“ an der Technischen Universität München wiederholt (vgl. **Kapitel 9.6**).

Das genaue Vorgehen ist bei den einzelnen Indikatoren in Kapitel 3.5.3 beschrieben.

Die Gewichtung der Indikatoren beruht auf zwei Schritten. Erstens wurden Stakeholder stellvertretend für die Gesellschaft befragt, als wie relevant sie die Indikatoren für die gesellschaftliche Akzeptanz einstufen. Hierzu wurde in /HED-01 15/ ein Online-Fragebogen erstellt, der 51 Mal vollständig beantwortet wurde. Darin waren für jeden Indikator zwei Mess-Items formuliert. Für den Indikator „Landschaftseingriff“ wurden beispielsweise folgende Fragen verwendet:

- Wie wichtig ist Ihnen der Erhalt vorhandener Kulturlandschaften?
- Wie wichtig ist Ihnen, dass das Landschaftsbild durch die Nutzung eines technischen Systems nicht verändert wird?

Die Befragten konnten anhand einer Skala von 1 (sehr unwichtig) bis 5 (sehr wichtig) die Relevanz beurteilen. Für alle Indikatoren wurde ein Mittelwert der Beurteilungen gebildet. Anschließend wurden in einem dreistufigen Vorgehen varianzbasierte Schätzungen des Strukturgleichungsmodells vorgenommen. Dabei wurden sowohl Gewichte der drei Dimensionen Objekt, Subjekt und Kontext ermittelt (äußere Gewichte), als auch Gewichtungen der einzelnen Indikatoren (innere Gewichte) vorgenommen (Methodik nach /WWG-01 10/, detaillierte Beschreibung in /HED-01 15/).

Abbildung 3-49 zeigt die Gewichtung nach Akzeptanzindikatoren.

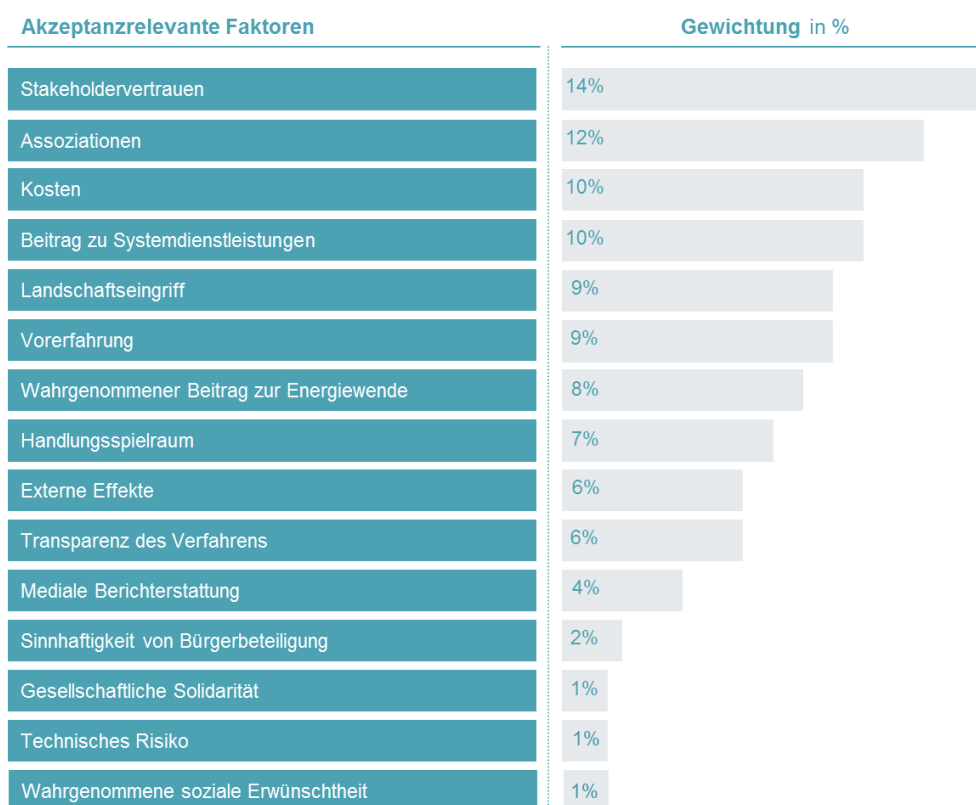


Abbildung 3-49: Gewichtung der Akzeptanzindikatoren / HED-01 15/

Die ermittelten Punktwerte werden anschließend jeweils mit dem zuvor ermittelten Gewicht des Indikators multipliziert. Somit erhält man für jede NoM einen Wert der gesellschaftlichen Akzeptanz, der einen objektivierten und intersubjektiv nachvollziehbaren Vergleich der NoM erlaubt.

Die MONA-Akzeptanzbewertung kann jedoch keine allgemeingültige, absolute Bewertung bieten, sondern nur einen relativen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen. In den Bewertungsskalen der Indikatoren bestimmen jeweils die Extremfälle der NoM die negativste und positivste Ausprägung. Die Bewertungsergebnisse können also nur eine Aussage zur Einordnung einer Maßnahme im Vergleich zu den anderen und damit keine absolute Aussage liefern.

Darüber hinaus kann in MONA 2030 für viele Einflussfaktoren nur eine vereinfachte Bewertung gewählt werden:

- Beispielsweise wurden Umfragen nur mit einer kleinen Stichprobe durchgeführt.
- Eine reduzierte Umweltbewertung (vgl. Kapitel 3.4) bildet die Grundlage für den Indikator „Externe Effekte“.
- Sofern eine Quantifizierung aus Komplexitätsgründen nicht möglich ist, wird mehrfach auf qualitativ-verbale Einschätzungen zurückgegriffen.

Dennoch bietet die MONA-Akzeptanzbewertung einen systematischen und nachvollziehbaren Vergleich der NoM hinsichtlich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz.

Es bleibt jedoch festzuhalten, dass viele Faktoren mit großem Einfluss auf die gesellschaftliche Akzeptanz stark von den lokalen oder regionalen Gegebenheiten

abhängig sind (vgl. /KRACK-01 16/). Dies konnte in der generalisierten Methodik nicht berücksichtigt werden.

3.5.3 Punktwertbestimmung NoM in den Akzeptanzindikatoren

Im folgenden Kapitel werden alle definierten Akzeptanzindikatoren definiert und eine Messvorschrift festgelegt. Die Einstufungen der Netzoptimierenden Maßnahmen werden nach dem in Kapitel 3 beschriebenen Vorgehen in die für die Nutzwertanalyse notwendige Skala übertragen.

3.5.3.1 Akzeptanzobjekt

Das Akzeptanzobjekt als eine der drei Akzeptanzdimensionen wird durch charakteristische Eigenschaften der Technologien und Maßnahmen bestimmt. Dabei werden nicht nur absolute Eigenschaften wie Kosten und Umweltauswirkungen berücksichtigt, sondern auch die Bedeutungsinhalte einer Maßnahme. Beispielsweise ist demnach nicht die reine Größe einer technischen Anlage entscheidend für ihre Einschätzung, sondern die Folgen der Größe und damit der verbundene Landschaftseingriff.

3.5.3.1.1 Externe Effekte

Unter dem Indikator „Externe Effekte“ werden mögliche negative Folgen für die physische Umwelt zusammengefasst. Damit enthält dieser Indikator die Ergebnisse der Umweltbewertung (vgl. Kapitel 3.4). Dort wurden zur Reduktion der Komplexität die Wirkphasen Produktion und Entsorgung nicht betrachtet, für die gesellschaftliche Akzeptanz ist jedoch die empfundene Umweltbelastung, z. B. durch hohes Materialaufkommen, relevant und soll darum neben den Phasen Bau und Betrieb in der Abschätzung der externen Effekte eine Rolle spielen.

Es wird davon ausgegangen, dass negative Umweltauswirkungen durch Produktion und Entsorgung mit dem Volumen der eingesetzten Materialien und der Nutzung kritischer Rohstoffe korrelieren. Für eine ausführliche Analyse der Umweltauswirkungen durch die Rohstoffnutzung der NoM wären ausführliche Ökobilanzierungen vonnöten, die hier jedoch nicht geleistet werden können. Darum wird diese Bewertung mittels verbal-qualitativer Methode getroffen und nach Materialaufkommen und einer möglichen Nutzung kritischer Rohstoffe abgeschätzt (vgl. **Tabelle 3-48**). Grundlage hierfür ist die Systembeschreibung im Maßnahmenbericht. /FFE-15 17/

Messvorschrift

Der Materialverbrauch wird mit folgenden Ausprägungen bewertet:

- keine baulichen Maßnahmen, daher kein Materialverbrauch (Punktwert 0)
- geringer Materialverbrauch (-1)
- mittlerer Materialverbrauch (-2)
- hoher Materialverbrauch (-3)
- sehr hoher Materialverbrauch (-5)

Tabelle 3-48: Punktwerte des Indikators „Materialverbrauch“

NoM	Punktwert	Begründung
Q-Mgmt, Spitzenkappung, TSH, P2H: WP/ESH, P2H: Flex. FW, EFZ, FLM, DR Ind.	0	keine baulichen Maßnahmen und keine zusätzlichen Bauteile notwendig
LVR	-1	geringer Materialverbrauch
Trafotausch, rONT, QS, HSS	-2	mittlerer Materialverbrauch
zus. Erdkabel	-3	hoher Materialverbrauch
HGÜ, HDÜ	-5	sehr hoher Materialverbrauch

3.5.3.1.2 Kosten

Für die Akzeptanzbewertung ist eine qualitative Kostenschätzung der Maßnahmen notwendig. Diese wird mithilfe der annuitätischen Kosten (vgl. Kapitel 4.3.4 in diesem Bericht und Kapitel 3.3.5 im Basisdatenbericht) vorgenommen (vgl. **Tabelle 3-49**).

Tabelle 3-49: Punktwerte des Indikators „Kosten“

NoM	Punktwert
QS	-5
P2H spannungsführt, EFZ spannungsführt	-3
rONT, Trafotausch, zus. Erdkabel	-2
LVR	-1
Q-Mgmt, Spitzenkappung, P2H Eigenverbrauch, EFZ Eigenverbrauch, TSH, HSS	0
NA: HDÜ	-3
NA: HGÜ	-4
FLM, P2H: Flex. FW	-1
DR Ind.	-2

3.5.3.1.3 Landschaftseingriff

Die hierfür notwendigen Punktwerte wurden in Kapitel 4.1 erhoben und sind in **Tabelle 3-44** zu finden.

3.5.3.1.4 Beitrag zu Systemdienstleistung

Die hierfür notwendigen Punktwerte wurden in Kapitel 3.5 erhoben und sind in **Tabelle 3-22** zu finden.

3.5.3.1.5 Technisches Risiko

Der Indikator „Technisches Risiko“ bewertet die Risiken und nicht-intendierten Folgen durch die Nutzung einer Technologie /TTP-02 05/. Dieses wird im Allgemeinen durch die

Eintrittswahrscheinlichkeit und das Schadensmaß quantifiziert /SISS-01 02/. Das technische Risiko bezeichnet einen Störfall bzw. Unfall in einer baulichen Komponente. Ein bloßer Verlust der netzoptimierenden Funktionalität wird im Morphologischen Kasten im Kriterium Störanfälligkeit mitbetrachtet. Für eine Analyse des technischen Risikos muss daher bewertet werden, welche Komponenten der NoM ein Schadenspotenzial aufweisen. Hierzu zählen auch indirekte Risiken durch die eigentlichen Anlagen, auch wenn sie bereits gebaut sind. So definiert sich das technische Risiko von betrieblichen Maßnahmen durch mögliche Störfälle der Anlage. Eine genaue Beschreibung der technischen Risiken der NoM befindet sich in den Detailanalysen im Maßnahmenbericht /FFE-15 17/.

Zur Bewertung des technischen Risikos kann auf die zentralen Kriterien der klassischen Risikobewertung zurückgegriffen werden: das Schadensausmaß als Summe negativ bewerteter Konsequenzen und die Eintrittswahrscheinlichkeit des Schadens. Im Rahmen der klassischen Risikobewertung wird durch Multiplikation dieser Kriterien der Erwartungswert des Schadens ermittelt, der einen Vergleich der Risiken der einzelnen Maßnahmen in einem einheitlichen Maßstab zulässt. /UBA-04 12/ Die Wahrnehmung von technischen Risiken in der Bevölkerung ist jedoch häufig mit Nichtwissen verbunden, wodurch die Einschätzung deutlich von Expertenmeinungen abweichen kann /KIT-02 14/. Daher erscheint aus der Perspektive der gesellschaftlichen Akzeptanz besonders die Erfassung der wahrgenommenen Risiken der NoM relevant. Durch die geringe Bekanntheit einzelner Maßnahmen ist eine Bewertung durch eine Umfrage nicht zielführend. Daher wird für die Analyse der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Schadensmaßes eines technischen Risikos auf eine inhaltliche Analyse der wahrgenommenen Risiken zurückgegriffen.

Die Neutralbeurteilung „0“ wird in der Bewertung des technischen Risikos jedoch nicht benötigt, weil alle Maßnahmen entweder bauliche Komponenten besitzen oder nutzen und darum ein technisches Risiko besitzen. Die Bewertung des technischen Risikos erfolgt anhand folgender möglicher Ausprägungen und ist in **Tabelle 3-50** aufgeführt:

- sehr gering (-1)
- gering: geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und mittleres Schadensmaß, z. B. kleinräumiger Austritt heißer Flüssigkeit (-1)
- mittel: geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und großes Schadensmaß, z. B. durch möglichen Brand (-3)
- hoch: geringe bis mittlere Eintrittswahrscheinlichkeit und großes Schadensmaß (-4)
- sehr hoch: sehr hohe Eintrittswahrscheinlichkeit und großes Schadensmaß, z. B. durch mögliche Explosion (5)

Tabelle 3-50: Punktwerte des Indikators „Technisches Risiko“

NoM	Betrachtete Komponente	Punktwert	Erläuterung
Trafotausch	Transformator	-2	geringes technisches Risiko
zus. Erdkabel	Erdkabel	-1	sehr geringes technisches Risiko, Unabhängigkeit von Wetterereignissen
HGÜ	Erdkabel	-1	sehr geringes technisches Risiko, Unabhängigkeit von Wetterereignissen
HDÜ	Freileitungen	-2	bei Extremwetterlagen und Blitz in unmittelbarer Mastumgebung hohes potenzielles Schadensmaß
rONT	rONT	-3	Brand des Transformators – geringe Eintrittswahrscheinlichkeit, aber großes Schadensmaß
LVR, TSH	Längsregler	-1	sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und geringes Schadensmaß
Q-Mgmt, Spitzenkappung	EE-Anlage (PV-, Windkraft-, Biogasanlage)	-4	Risiko indirekt durch Anlage vorhanden und definiert mit zwar geringerer Eintrittswahrscheinlichkeit, aber hohem Schadensmaß: PV-Brand, Windkraft-Explosion durch Extremwetter oder Brand, Biogas-Brand/Explosion
TSH	Verteilerkasten	-1	Betriebliche Maßnahme mit sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit und geringem Schadensmaß
P2H: WP/ESH P2H: Flex. FW	Wärmepumpe, Elektrischespeicherheizung bzw. Elektrodenheizkessel	-3	geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und großes Schadensmaß – möglicher Austritt von heißer Flüssigkeit
QS	Batterie, Sekundärtechnik	-3	Brand/Explosion der Batterie geringe bis mittlere Eintrittswahrscheinlichkeit und mittlerem Schadensmaß
HSS	Batterie, Sekundärtechnik	-4	Brand/Explosion der Batterie im Haushalt geringe bis mittlere Eintrittswahrscheinlichkeit und großes Schadensmaß
EFZ	Elektrofahrzeug, Wallbox, Ladesäule	-4	Brand/Explosion der Batterie geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und mittleres Schadensmaß
FLM	Masten, Freileitungen	-1	Betriebliche Maßnahme mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit und sehr geringem Schadensmaß, weil konventioneller Betrieb jederzeit wieder möglich ist
DR Ind.	Industrielle Anlage + IKT	-2	geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und geringes Schadensmaß, aber ggf. größere wirtschaftliche Schäden durch Produktionsausfall

3.5.3.2 Akzeptanzsubjekt

Neben den Indikatoren des Akzeptanzobjekts, deren Wahrnehmung primär durch die charakteristischen Eigenschaften der Technologie geprägt wird, wirkt eine Vielzahl von Faktoren unmittelbar auf die Wahrnehmung des Akzeptanzsubjekts ein. So wirkt sich das Framing einer Maßnahme auf die menschliche Wahrnehmung und deren anschließende Bewertung aus. In zahlreichen Experimenten konnte gezeigt werden, dass zwei inhaltlich äquivalente Formulierungen unterschiedlichen Informationsgehalt haben können. Als Ursache dafür ist der Rahmen der sprachlichen Präsentation eines Sachverhaltes zu sehen, der die Aufmerksamkeit eines Menschen auf verschiedene

Aspekte lenken kann. Bezogen auf den Kontext der Netzoptimierung bedeutet dies, dass der Diskussionsrahmen einer Maßnahme signifikanten Einfluss auf die anschließende Bewertung ausüben kann. /SPR-05 14/

Übertragen auf den Um- und Ausbau der Stromnetze bedeutet dies, dass Maßnahmen und Technologien, die grundsätzlich positiv in der Bevölkerung wahrgenommen werden, auch positiver bewertet werden. Die Assoziation einer Maßnahme als Beitrag zur Energiewende kann daher als förderlich für deren Wahrnehmung und Bewertung angenommen werden.

Das menschliche Entscheidungsverhalten ist jedoch nicht nur von individuellen Kosten-Nutzen-Erwägungen getrieben, sondern wird auch durch Vertrauen und Gerechtigkeit geprägt. Dieses Phänomen wird als soziale Empfindlichkeit bezeichnet. Verletzungen der Empfindungen gegenüber Fairness oder moralischen Werten lassen ökonomisch-rationale Erwägungen in den Hintergrund treten. /WSI-01 11/

Im Folgenden werden darum jene Indikatoren vorgestellt, die auf Seiten des Akzeptanzsubjekts für die Wahrnehmung und damit für die Akzeptanz der Technologien Relevanz besitzen.

3.5.3.2.1 Vorerfahrung

Der Indikator „Vorerfahrung“ bezeichnet den Erfahrungs- und Kenntnisstand einer Technologie in der Bevölkerung. Je mehr Vorerfahrung in der Bevölkerung bzgl. einer Technologie vorliegt, desto weniger Widerstand ist gegen ihre Implementierung zu erwarten. Darum wird dieser Indikator mit positiven Werten beurteilt.

Als methodisches Instrument diene hier eine Inhaltsanalyse von Marktstudien zu den einzelnen Technologien. Für eine möglichst objektive Bewertung wird vereinfachend auf eine Analyse des Produktlebenszyklus zurückgegriffen. Der Produktlebenszyklus beschreibt die Phasen, die ein Produkt nach der Einführung auf dem Markt durchläuft. Dazu werden die Phasen „Einführung“, „Wachstum“, „Reife“, „Sättigung“ und „Abschwung“ verwendet, die mit charakteristischen Herausforderungen verbunden sind, die jedes Produkt durchläuft. /SPR-03 14/ Anhand der Einordnung einer Technologie in die einzelnen Phasen des Lebenszyklus lässt sich damit die Wahrscheinlichkeit für die Vorerfahrung in der Bevölkerung bestimmen. Für die Bewertung dieses Indikators wird auf das technologische Kriterium Technology Readiness Level aus dem Morphologischen Kasten zurückgegriffen, das im Maßnahmenbericht bereits umfangreich beschrieben ist. Daher werden in **Tabelle 3-51** nur die resultierenden Punktwerte aufgeführt.

Tabelle 3-51: Punktwerte des Indikators „Vorerfahrung“

NoM	Punkt看	Erläuterung
Trafotausch, zus. Erdkabel, NA:HDÜ, Spitzenkappung, Q-Mgmt., TSH	4	Sättigungsphase
NA: HGÜ	2	Sättigungsphase
rONT	3	Reifephase
LVR, HSS, NA: HGÜ, FLM, DR Ind.	2	Wachstumsphase
P2H, QS, EFZ	1	Einführungsphase

3.5.3.2.2 Assoziationen gegenüber der NoM

Der Indikator „Assoziationen“ dient der Erfassung der gesellschaftlichen Einstellung zu einer Technologie. Einstellung soll hierbei in Anlehnung an /HCP-01 93/ eine psychologische Tendenz bezeichnen, die sich in der Bewertung eines bestimmten Objekts mit einem gewissen Grad an Zuneigung oder Ablehnung äußert. Hierbei kommen interne motivationale Faktoren zum Tragen, wie beispielsweise eine intrinsische Umweltschutzneigung und Selbsteffizienzerwartungen, die die subjektive Wahrnehmung der NoM auf den Endkunden entscheidend prägen. Über die in Kapitel 3.5.2.4 beschriebenen Umfragen und den Fragebogen in Kapitel 9.6 wurden die Punktwerte ermittelt. Dazu wurde die Frage gestellt: „Wie sehen Sie generell und rein gefühlsmäßig die einzelnen Maßnahmen?“

Zur Auswahl standen in beiden Umfragen die Antwortmöglichkeiten „sehr negativ“ (-2,5), „eher negativ“ (-1,25), „weder noch“ (0), „positiv“ (1,25) und „sehr positiv“ (5). Zudem konnte die Einordnung „unbekannt“ gewählt werden, welche ebenfalls als neutrale Bewertung (0) gewertet wurden.

Tabelle 3-52 zeigt die statistische Auswertung der Ergebnisse beider Umfragen und den daraus resultierenden gerundeten Punktwert.

Tabelle 3-52: Punktwerte des Indikators „Assoziationen gegenüber der NoM“

NoM	Stakeholderumfrage im Rahmen von /HED-01 15/		Studentenumfrage		Punktwert
	Arith. Mittelwert	NoM un- bekannt	Arith. Mittelwert	NoM un- bekannt	
Trafotausch, zus. Erdkabel, NA: HDÜ, NA: HGÜ	0,24	0	1,07	0	0,66
rONT	1,54	0	3,53	3	1,29
LVR	0,58	10	3,44	1	0,76
Q-Mgmt.	1,02	2	3,36	1	0,94
Spitzenkappung	1,46	0	3,81	0	1,39
TSH	0,83	11	3,57	2	0,95
P2H	1,8	0	4,40	1	1,85
QS	1,72	0	3,83	1	1,53
HSS	1,8	0	4,09	0	1,70
EFZ	1,59	0	3,83	0	1,46
FLM	1,36	2	3,89	1	1,38
DR Ind	1,86	1	4,19	1	1,78

3.5.3.2.3 Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende

Mit dem Indikator „Wahrgenommener Beitrag einer NoM zur Energiewende“ wird das wahrgenommene Ausmaß der Einbindung einer Maßnahme in das Konzept der

Energiewende erfasst. In Anlehnung an /RENN-01 97/ wird davon ausgegangen, dass die Einbindung der betrachteten Maßnahme in den Kontext der Energiewende sich positiv auf die generelle Akzeptanz einer Technologie auswirkt. /EE-01 14/ Im Zentrum steht die Frage, wie die Notwendigkeit einer NoM für das Gelingen der Energiewende bewertet wird. Dabei wird angenommen, dass die Assoziation einer NoM mit der Energiewende positive Auswirkungen auf die Akzeptanz der Maßnahme hat.

Da die Wahrnehmung auf subjektiven Selektions- und Entscheidungsprozessen beruht, wurde dieser Indikator für die zu betrachtenden Maßnahmen analog zum Indikator „Assoziationen“ mithilfe einer Stakeholderumfrage (vgl. Kapitel 3.5.2.4 und 9.6) ermittelt. Dabei wurde abgefragt, wie die Befragten den Beitrag der einzelnen Maßnahmen zur Realisierung der Energiewende einschätzen. Die möglichen Antworten waren „sehr gering“ (-2,5), „eher gering“ (-1,25), „mittel“ (0), „eher hoch“ (1,25) und „sehr hoch“ (2,5). Zudem gab es die Möglichkeit „unbekannt“ (0) auszuwählen.

Tabelle 3-53 zeigt die statistische Auswertung des Indikators „Beitrag zur Energiewende“ sowie den gerundeten Punktwert.

Tabelle 3-53: *Punktwerte des Indikators "Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende"*

NoM	Stakeholderumfrage im Rahmen von /HED-01 15/		Studentenumfrage		Punktwert
	Arith. Mittelwert	NoM un- bekannt	Arith. Mittelwert	NoM un- bekannt	
Trafotausch, zus. Erdkabel, NA: HDÜ, NA: HGÜ	0,85	0	1,65	0	1,25
rONT	1,8	0	0,61	3	1,21
LVR	0,75	10	0,24	1	0,50
Q-Mgmt.	0,98	2	0,33	1	0,66
Spitzenkappung	1,63	0	1,12	0	1,38
TSH	1,23	11	-0,01	2	0,61
P2H	1,59	0	1,48	1	1,56
QS	1,73	0	1,24	1	1,49
HSS	1,59	0	1,14	0	1,37
EFZ	1,72	0	0,63	0	1,18
FLM	1,18	2	0,41	1	0,80
DR Ind	1,59	1	1,24	1	1,42

Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzoptimierenden Maßnahmen überwiegend positiv gesehen werden und ihnen meist ein eher hoher Beitrag zur Energiewende attestiert wird.

3.5.3.2.4 Stakeholdervertrauen

Der Indikator „Stakeholdervertrauen“ bewertet das Vertrauen der Bevölkerung in die Stakeholdergruppen, die bei der Realisierung einer Maßnahme Anteil haben. Dabei werden erstens das vorhandene Vertrauen in diese Stakeholdergruppen und zweitens die Anzahl der beteiligten Akteure berücksichtigt. Hierzu wurde auf Basis von /KRACK-01 16/ und /HED-01 5/ eine Übersicht über die Stakeholder im Kontext von MONA 2030 erstellt (vgl. **Tabelle 3-54**).

Tabelle 3-54: Vorhandenes Vertrauen in Stakeholder des Netzausbaus

Stakeholder	Vertrauen	Erläuterung
ÜNB	sehr klein	Ziel der Gewinnmaximierung, undurchsichtige Verbindungen zu Gesetzgeber (vgl. /KRACK-01 16/)
VNB	groß	Wahrnehmung als Gestalter der Energiewende vor Ort, Versorgung der Region als Ziel
BNetzA	sehr klein	zu große Nähe zu ÜNB, als Vertreter der Politik wenig Vertrauen, siehe Kapitel 3.5.1(vgl. /KRACK-01 16/)
Industrielle Anlagenbetreiber	klein	Ziel der Gewinnmaximierung, aber größere Nähe zu Privatpersonen
Private Anlagenbetreiber	groß	zumindest teilweise Übereinstimmung mit Akzeptanzsubjekt
Aggregator	klein	eher unbekannt, aber Ziel der Gewinnmaximierung angenommen
EVU	mittel	Ziel der Gewinnmaximierung, aber Versorgung der Region als Ziel
Kommunen	groß	vertreten lokale Interessen, gestalten Energiewende vor Ort
Grundstücksbesitzer	mittel	geringen Einfluss auf NoM-Realisierung
Verbände, Bürgerinitiativen	groß	vertreten Interessen der Allgemeinheit und Anwohner
Privatpersonen (Inhaber von Hausspeichern, Elektrofahrzeugen usw.)	sehr groß	Übereinstimmung mit Akzeptanzsubjekt

Die Ergebnisse der qualitativ-verbale Einordnung des Vertrauens in die Stakeholder ist eine Eingangsgröße für den Indikator *Stakeholdervertrauen* (siehe **Tabelle 3-55**). Als zweiter Einfluss wird das Maß der Beteiligung der einzelnen Stakeholder-Gruppierungen an der Umsetzung der NoM abgeschätzt. Mit abnehmender Anzahl der auftretenden Projektakteure und höherem Vertrauen zu den beteiligten Stakeholdern wird der Indikator zunehmend positiv bewertet.

Im Gegensatz dazu steht die negative Bewertung, die mit mehr beteiligten Akteuren bei einer Maßnahme und weniger Vertrauen in die beteiligten Gruppen, zunimmt. Die Bewertung des vorhandenen Vertrauens in die Stakeholder erfolgt anhand folgender Ausprägungen (vgl. **Tabelle 3-55**):

- *sehr hohes Stakeholdervertrauen* - nur wenige, sehr vertrauenswürdige Stakeholder beteiligt (2,5)
- *hohes Stakeholdervertrauen* - wenige, vertrauenswürdige Stakeholder (1,25)
- *NoM ohne externe Akteure* - unabhängig von Stakeholdern (0)
- *Misstrauen gegenüber Stakeholdern* - einige Stakeholder involviert, denen kaum vertraut wird (-1,25)
- *sehr hohes Misstrauen gegenüber Stakeholdern* - viele Stakeholder involviert, die sehr wenig Vertrauen genießen (-2,5)

Tabelle 3-55: Punktwerte des Indikators „Stakeholdervertrauen“

NoM	Punkt-wert	Beteiligte Stakeholder	Erläuterung
Trafotausch, zus. Erdkabel, rONT, LVR, QS	2,5	VNB, Grundstücksbesitzer, Kommune, bei QS Anlagenbetreiber	VNB und Kommune vertrauenserweckend + Nutzen für Akzeptanzsubjekt direkt vor Ort
NA: HDÜ, NA: HGÜ	-2,5	ÜNB, Grundstücksbesitzer, Kommune, Verbände, BIs, Privatpersonen, BNetzA,...	Vielzahl an involvierten Akteuren u. a. aus Wirtschaft und Politik, die wenig Vertrauen genießen
Q-Mgmt.	-1,25	VNB, Anlagenbetreiber	Hintergrund für Laien nicht nachvollziehbar, finanzielle Einbußen
Spitzenkappung	-2,5	ÜNB, VNB, Anlagenbetreiber	Grund der Spitzenkappung oft nicht nachvollziehbar, „EE wird weggeworfen“
TSH, FLM	0	VNB	Technische Umsetzung relativ unabhängig von Wirtschaft und Politik
P2H, EFZ	-1,25	Anlagenbetreiber, VNB, ÜNB, EVU	grundsätzlich vertrauenerweckend, aber Befürchtung, dass Primärbedürfnis nicht befriedigt werden kann
HSS	2,5	VNB, ev. Aggregator, privater Anlagenbetreiber	Technologie Eigentum der Privatkunden, trotzdem bestehen Berührungspunkte zu Stakeholdern aus der Wirtschaft
DR Ind.	-1,25	Industrieller Anlagenbetreiber, ÜNB, Aggregator	Wenige Akteure, aber Stakeholder Wirtschaft involviert, der wenig Vertrauen genießt

3.5.3.2.5 Gesellschaftliche Solidarität

Die weitreichenden Auswirkungen der Transformation des bisherigen Energiesystems betreffen die verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen und Teilregionen Deutschlands wie auch Generationen in sehr unterschiedlicher Weise /TUG-03 12/. So treffen beispielsweise landschaftliche Eingriffe besonders diejenigen, die ohnehin schon die größte Beeinträchtigung durch Übertragungsnetze erleben. Auch die Kosten für die Umstellung des Energiesystems werden ungleich verteilt, weil beispielsweise die erhöhten Netzentgelte für einkommensschwache Haushalte eine größere Mehrbelastung darstellen als für Besserverdiener.

Der Indikator „Gesellschaftliche Solidarität“ bewertet das Risiko, diese Ungleichverteilung der Lasten in der Gesellschaft durch die Realisierung einer Maßnahme zu verstärken. Anhand des Indikators soll eine Einschätzung vorgenommen werden, inwiefern die NoM die Verteilungsungerechtigkeiten der Energiewende weiter verstärken.

Die Quantifizierbarkeit dieses Indikators ist ohne umfangreiche, quantitative Studien nur schwer möglich bzw. nur mit hoher Komplexität und großem Zeitaufwand der Analyse durchzuführen, weil ohnehin komplexe Faktoren wie tarifabhängige Kostenumverteilung zum Endkunden, landschaftsästhetische Betroffenheit usw. beachtet werden müssten. Stattdessen wird darum eine qualitativ-verbale Einordnung vorgenommen und in den Detailanalysen grob beschrieben. Die Fragestellung zur Bewertung des Indikators wird daher auf folgende Frage reduziert: „Wie wird die ungleiche Verteilung der Lasten durch die Energiewende durch den Einsatz einer NoM verändert?“

Zur Bewertung der „gesellschaftlichen Solidarität“ kann auf Vorarbeiten zu den Indikatoren „Kosten“ und „Externe Effekte“ zurückgegriffen werden. Anhand dieser

Bewertungsergebnisse kann die Relevanz des Indikators „Gesellschaftliche Solidarität“ bei der jeweils zu betrachtenden Maßnahme identifiziert werden. Sobald also zusätzliche Kosten oder externe Effekte durch die Realisierung einer Netzoptimierenden Maßnahme auftreten, ist die Gerechtigkeit der Verteilung von Lasten und Nutzen zu beurteilen. Grundsätzlich hat keine der in MONA 2030 definierten NoM einen positiven Einfluss auf die Ungleichverteilung von Kosten und Nutzen, weshalb die Bewertungsskala nur negative Werte umfasst.

Mit Werten zwischen 0 und -5 wird in einer qualitativ-verbale Analyse bewertet, wie hoch der Beitrag einer NoM zur gesellschaftlichen Solidarität eingeschätzt wird. Die NoM können neutral bewertet werden, wenn die finanziellen und sonstigen Kosten einer Maßnahme gerecht verteilt werden, bzw. keine baulichen Eingriffe vorliegen und nur geringe Kosten anfallen. Je ungleicher die Lasten verteilt werden und je mehr Einzelne besonders beeinträchtigt werden, desto negativer die Bewertung.

Die möglichen Ausprägungen des Indikators sind „sehr hoch“ (-1), „eher hoch“ (-2), „mittel“ (-3), „eher gering“ (-4) und „sehr gering“ (-5). NoM, die keine oder nur geringe Kosten verursachen, werden mit dem Neutralwert „irrelevant für gesellschaftliche Solidarität“ (0) beurteilt (vgl. **Tabelle 3-56**).

Tabelle 3-56: Punktwerte des Indikators „Gesellschaftliche Solidarität“

NoM-Ausprägung	Punktwert	Erläuterung
Trafotausch, rONT, LVR, Q-Mgmt., Spitzenkappung, TSH, FLM, DR Ind.	0	geringe Kosten und kein Landschaftseingriff
zus. Erdkabel	-3	ungleiche Belastung durch höhere Netzentgelte, aber kein Landschaftseingriff
NA: HGÜ	-4	ungleiche Belastung durch höhere Netzentgelte, aber nur geringfügiger Landschaftseingriff
NA: HDÜ	-5	ungleiche Belastung durch höhere Netzentgelte und Betroffene, z. B. durch Landschaftseingriff und möglichen Wertverlust von Immobilien
P2H	0	NoM wird durch Anreize initiiert, daher keine direkten Kosten für Allgemeinheit theoretisch: Preissenkung für Wärme für die Allgemeinheit möglich durch Integration von EE Llokaler Wärmeeigenverbrauch gesteigert
QS	0	lokale Imagesteigerung möglich („Quartier nutzt innovative Technologie und bringt die Energiewende voran“, „Ein Ortsteil wird smart“) sichtbar für Bevölkerung, neues Gebäude
HSS, EFZ	-1	bei verfügbaren Anreizmodellen: NoM wird durch Anreize initiiert, daher keine direkten Kosten für Allgemeinheit aber: Profiteure tendenziell nur aus „Oberschicht“, die sich NoM leisten können

3.5.3.3 Akzeptanzkontext

Neben den objekt- und subjektbezogenen Einflussfaktoren wirken auch die kontextuellen Rahmenbedingungen auf die Bewertung einer Technologie ein. Darunter werden alle Faktoren aufgeführt, die den Kontext prägen und die Bewertung von außen beeinflussen. /TUB-01 13/ Das menschliche Entscheidungsverhalten wird nicht nur von

individuellen Präferenzen geprägt, sondern auch durch äußere Einflüsse und situative Reize beeinflusst, die auf das Individuum einwirken. Ebenso stellen die potenziellen Auswirkungen einer Technologie oder Maßnahme auf die persönliche Lebenswelt einen relevanten Aspekt dar. /FES-01 13/ Darüber hinaus hat die öffentliche Haltung in Bezug auf die jeweils zu betrachtende Technologie Einfluss auf die individuelle Bewertung. In Anlehnung an die Verhaltenstheorien kann der soziale Druck signifikanten Einfluss auf das Verhalten von Menschen ausüben. /SPR-05 14/

Im Folgenden werden darum die Indikatoren vorgestellt, die bei der Bewertung der Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Akzeptanz helfen.

3.5.3.3.1 *Wahrgenommene soziale Erwünschtheit*

Im Zuge der Energiewende wird nicht nur der bisherige konventionelle Kraftwerkspark durch neue, regenerative Erzeugungsanlagen ersetzt, sondern es erfolgt eine tiefgreifende und umfassende Transformation bisheriger gesellschaftlicher Strukturen. Auch die im Zuge des Netzausbaus möglichen technischen Alternativen haben zum Teil einen weitreichenden Einfluss auf die Bevölkerung. Es mangelt jedoch an einer Diskussion darüber, was die Gesellschaft möchte und inwieweit sie bereit ist, die Mehrkosten und Lasten, die durch die Energiewende entstehen, mitzutragen. /EE-01 14/ /SPR-01 98/

Dennoch gibt es erkennbare Tendenzen, dass einzelne Maßnahmen von der Allgemeinheit befürwortet, andere hingegen abgelehnt werden. Dies kann durch verschiedene Argumente wie volkswirtschaftliche Kosten, ungerechte Verteilung der Lasten usw. bedingt sein. Der Einzelne ist sich also bewusst, dass er sich mit der Befürwortung einer Maßnahme gegebenenfalls gegen die Mehrheitsmeinung stellt. In Befragungen zeigt sich, dass Probanden anstreben, ihre Antworten an soziale Normen und Werte der Gesellschaft anzupassen. Dadurch bedingte Ergebnisverzerrungen, die nicht die echte Meinung des Einzelnen widerspiegeln, werden als „Soziale Erwünschtheit“ bezeichnet. /SPR-01 12/

Da die Wahrnehmung der sozialen Erwünschtheit einer Maßnahme nicht quantifiziert werden kann und die Bewertung sehr subjektiv ist, wurden die Werte der einzelnen Maßnahmen im Rahmen der in Kapitel 3.5.2.4 beschriebenen Stakeholderumfrage durch einen Fragebogen (vgl. Kapitel 9.6) ermittelt. Dabei waren die Antworten „sehr gering“, „gering“, „neutral“, „hoch“ und „sehr hoch“ möglich. Die Antworten wurden nach der Skalendefinition in Kapitel 3 in Punktwerte übersetzt. Die statistische Auswertung des Indikators „Wahrgenommene soziale Erwünschtheit“ ist in **Tabelle 3-57** abgebildet.

Tabelle 3-57: Punktwerte des Indikators „Wahrgenommene soziale Erwünschtheit“

NoM	NoM unbekannt	Punktwert
Trafotausch, zus. Erdkabel, NA: HDÜ, NA: HGÜ	0	-0,28
rONT	0	1,15
LVR	11	0,67
Q-Mgmt.	4	0,82
Spitzenkappung	0	1,33
TSH	13	0,80
P2H	0	1,73
QS	2	1,7
HSS	0	1,46
EFZ	0	1,24
FLM	3	1,25
DR Ind.	1	1,46

Bei der Betrachtung der Ergebnisse fällt auf, dass die Ausprägungen des konventionellen Netzausbaus leicht negativ wahrgenommen werden. Alle anderen Netzoptimierenden Maßnahmen werden als sozial erwünscht wahrgenommen.

3.5.3.3.2 Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung

Als Bürgerbeteiligung werden alle Verfahren verstanden, die Bürger bei Planung, Bau und Betrieb einer Maßnahme aktiv einbeziehen. Eine Betroffenheit der Bürger liegt dann vor, wenn finanzielle, gesundheitliche oder optische Beeinträchtigungen entstehen oder das Nutzerverhalten beeinflusst werden kann. Im Kontext der Netzgestaltung ist in Deutschland die Bürgerbeteiligung überwiegend auf öffentliche Bekanntmachungen, Einspruchsmöglichkeiten mittels Stellungnahmen und Informationspflichten seitens der Netzbetreiber beschränkt. Auf Seiten der Umweltverbände und Bürgerinitiativen wird diese Zielsetzung jedoch kritisiert: Nur durch langfristige Verfahren erhalten Interessensvertretungen ausreichend Zugang und können Bürger fortlaufend an den Planungsverfahren beteiligt werden. /THW-01 12/ Im Rahmen von Befragungen in Fallregionen konnte gezeigt werden, dass eine Diskrepanz zwischen den Wünschen der Bürger und ihrer Einschätzung der tatsächlichen Informations- und Beteiligungslage besteht. So sprechen sich 85 % der Befragten für eine Bürgerbeteiligung bei Planungs- und Verfahrensfragen aus, aber nur 28 % finden, dass die Meinung der Bevölkerung tatsächlich eingeholt wird und nur 16 % teilen die Einschätzung, dass Entscheidungen beim Ausbau der Erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Bevölkerung getroffen werden. /IOEW-01 12/. Zudem kann beobachtet werden, dass zu Beginn des Planungsprozesses, in dem der Gestaltungsspielraum für die Bürger noch relativ hoch wäre, noch eine geringe Betroffenheit vorliegt, was in vielen Fällen zu einer geringen Beteiligung führt (vgl. **Abbildung 3-50**).

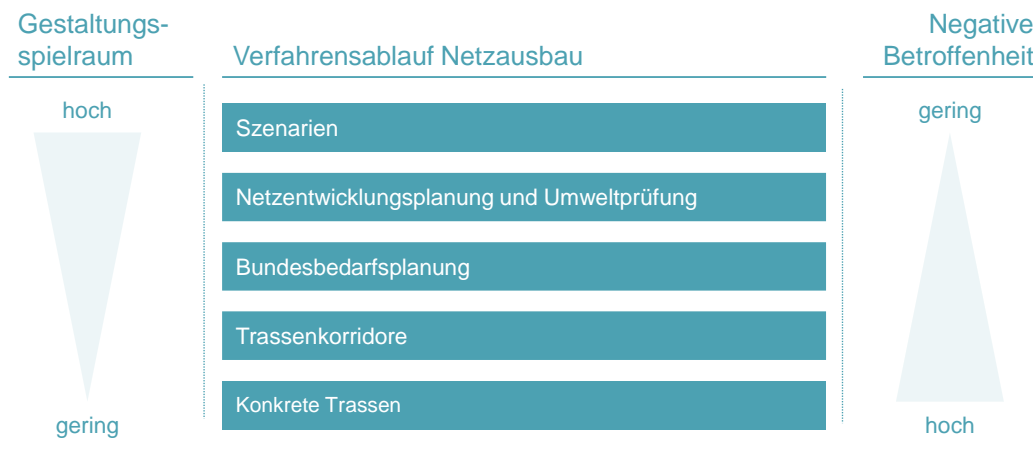


Abbildung 3-50: *Formale Bürgerbeteiligung im Rahmen des Netzausbaus*

Grundsätzlich gilt, dass eine Bürgerbeteiligung (auch nur Information) sinnvoll ist, weil sie für ein erhöhtes Verständnis der Energiewirtschaft und damit allgemein größere Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzoptimierung sorgt. „Mit Bürgerbeteiligung wird eine ganze Reihe von [...] positiven Effekten assoziiert: [...] Legitimität, Transparenz, Akzeptanz, Effizienz und Effektivität.“ /TTP-01 13/

Anhand des Indikators „Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung“ wird qualitativ bewertet, wie sinnvoll eine Bürgerbeteiligung bei der Projektplanung und -umsetzung für die Steigerung der Akzeptanz ist. Je sinnvoller eine Beteiligung der Bürger, desto größer ist jedoch das Risiko, die Beteiligung nicht ausreichend zu gewährleisten und damit die Akzeptanz zu gefährden. Darum wird die Sinnhaftigkeit der Bürgerbeteiligung nur neutral oder negativ bewertet. Je notwendiger, also sinnvoller eine Beteiligung bewertet wird, desto negativer die Indikator-Bewertung. Die tatsächlich bestehenden Beteiligungsmöglichkeiten werden in **Kapitel 3.5.3.3.3** bewertet. Für die Akzeptanz der Netzoptimierenden Maßnahmen ist es weder positiv noch negativ, wenn aufgrund fehlender Betroffenheit oder fehlender Kenntnis der Technologie keine oder eine nur geringe Bürgerbeteiligung stattfindet. Darum ist die Sinnhaftigkeit dann als neutral mit dem Punktwert 0 zu bewerten. Die Ausprägung „sehr hohe Sinnhaftigkeit“ (-5) stellt den Extremfall dar, dass viele Menschen sich betroffen fühlen und beteiligt werden sollten. **Tabelle 3-58** führt die Erläuterung und die resultierende Punktwerte auf.

Tabelle 3-58: Punktwerte des Indikators „Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung“

NoM	Punktwert	Erläuterung
zus. Erdkabel, NA: HDÜ, NA: HGÜ	-5	hohe Sinnhaftigkeit wegen großer Betroffenheit
Spitzenkappung	-4	keine Informationen zu technisch notwendigem Abregeln (Schlagzeilen zu <i>negativem Strompreis</i> gefährden Befürwortung der Energiewende)
P2H: Flex. WP/ESH, P2H: Flex. FW, HSS, EFZ	-3	Endkunde unmittelbar betroffen
Quartierspeicher zur Netzentlastung	-2	Endkunde unmittelbar betroffen, da Anlage in Nachbarschaft
rONT, LVR, Q-Mgmt., TSH, FLM, DR Ind	0	keine Notwendigkeit der Bürgerbeteiligung
Trafotausch	0	geringe Sinnhaftigkeit (geringes Verständnis, geringe Betroffenheit)

3.5.3.3 Handlungsspielraum für Bürgerbeteiligung

Es wird davon ausgegangen, dass der freiwillige Einsatz einer Maßnahme aufgrund von Anreizen sich positiv auf deren gesellschaftliche Akzeptanz auswirkt. Ein fremdbestimmter Eingriff in die eigene Lebenswelt hingegen wird als Bedrohung der Werte und Autonomie wahrgenommen. /FES-01 13/ Bei Maßnahmen, die einen Eingriff in die Lebenswelt der Gesellschaft bedeuten, ist darum mit gesellschaftlichem Widerstand zu rechnen. /WALT-01 13/ Der Indikator „Handlungsspielraum“ erfasst deshalb das Ausmaß der Souveränität der Bevölkerung bei der Umsetzung einer Maßnahme. Die Einbeziehung der Bürger kann verschiedene Formen annehmen, von Kommunikation und Information bis hin zu Partizipation im Rahmen der Konsultation. In **Tabelle 3-59** werden die möglichen Ausprägungen der Partizipation aufgezeigt:

Tabelle 3-59: Acht Grade der Bürgerbeteiligung, eigene Darstellung nach /ARNS-01 69/

1	Manipulation	Nichtbeteiligung
2	Therapie	
3	Information	Stufen der Alibihandlungen / Feigenblattaktionen
4	Konsultation	
5	Beschwichtigung	
6	Partnerschaft	Stufen der Bürgergewalt
7	delegierte Macht	
8	Kontrolle durch Bürger	

Aktuell bestehen Beteiligungsmöglichkeiten im Rahmen der Netzentwicklungsplanung auf Übertragungsnetzebene in den vier Schritten bis zur baulichen Umsetzung, wobei diese auf das Einreichen von Stellungnahmen beschränkt sind:

- Szenariorahmen
- NEP/O-NEP 1. Entwurf
- NEP/O-NEP 2. Entwurf & Umweltbericht
- Bundesfachplanung / Raumordnungs- & Planfeststellungsverfahren

Es bleibt jedoch festzuhalten, dass trotz reger Nutzung dieser Möglichkeiten (vgl. Kapitel 3.5.1) die Betroffenen das Gefühl haben, nichts mit Einwänden erreichen zu können. /KRACK-01 16/ Der Aussage „Der Netzausbau wird über die Köpfe der Menschen hinweg entschieden.“ stimmen 85 % der Mitglieder von Bürgerinitiativen zu. Diejenigen, die also sehr wahrscheinlich die gegebenen Beteiligungsmöglichkeiten im Netzausbau aktiv nutzen, fühlen sich dennoch übergangen und sehen höchstens einen sehr begrenzten Handlungsspielraum. /WOL-02 15/

Neben der Sinnhaftigkeit sind darum die tatsächlichen Beteiligungsmöglichkeiten relevant für eine Akzeptanzsteigerung. Hierbei sind nicht nur Möglichkeiten zur aktiven Mitgestaltung bei der Umsetzung relevant, sondern vor allem auch die Qualität der Aufklärung ist entscheidend: Informationen müssen sowohl verständlich und auf die Zielgruppen abgestimmt sein, aus vertrauensvollen Quellen stammen, möglichst auf Interaktion beruhen und gut verfügbar sein. /RENN-01 06/

Messvorschrift

Anhand des Indikators soll der Handlungsspielraum bei der Übernahme einer Technologie qualitativ eingegrenzt werden. Dazu wird in einem ersten Schritt das Allokationsverfahren einer Maßnahme analysiert. Netzoptimierende Maßnahmen können über den Markt, durch innerbetriebliche Entscheidungen oder durch politische Maßnahmen zugewiesen werden. Aus Nutzersicht entscheidend ist die Möglichkeit zur Mitbestimmung der Umsetzung einer Netzoptimierenden Maßnahme. Entscheidend ist jedoch auch die zusätzliche Betrachtung der Betroffenheit und Sichtbarkeit der Maßnahmen in einem zweiten Schritt. So sind Maßnahmen, deren Integrierbarkeit mit den bisherigen gesellschaftlichen Strukturen übereinstimmt, trotz fehlender Eingriffsmöglichkeiten der Bürger als positiv zu bewerten. Als problematisch ist jedoch die Umsetzung von Maßnahmen zu betrachten, die keine Integration in bisherige gesellschaftliche Systemstrukturen erlaubt.

Anhand dieses zweistufigen Verfahrens ist die qualitativ-verbale Einordnung des Handlungsspielraumes bei den NoM in folgende Ausprägungen möglich:

- sehr gering: keine Souveränität der Bevölkerung bei der Umsetzung, kein Austausch von Informationen (-2,5)
- gering: obligatorische Umsetzung von Vorgaben mit beschränktem Handlungsspielraum (-1,5)
- nicht notwendig: keine Betroffenheit und kein technisches Verständnis in Bevölkerung (0)
- mittel: mittlerer Handlungsspielraum, da Beteiligung an Konsultationsprozessen möglich (1,5)
- hoch: hohe Souveränität, da freiwillige Umsetzung der NoM, z. B. durch Anreize (2,5)

Tabelle 3-60 fasst die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen zusammen.

Tabelle 3-60: Punktwerte des Indikators „Handlungsspielraum für Bürgerbeteiligung“

NoM	Punktwert	Erläuterung
Zus. Erdkabel	-2,5	keine Souveränität/nur Konsultation der Bevölkerung bei der Umsetzung
NA: HDÜ, NA: HGÜ	-1,25	mehrere Konsultationsverfahren in allen Phasen, aber Empfinden, nichts ausrichten zu können
Spitzenkappung	1,25	Abregelung gesetzlich vorgegeben, Anlagenbesitzers kann zwischen Rundsteuerempfänger und 70%-Regelung wählen
P2H: Flex. WP/ESH, P2H: Flex. FW,	1,25	in beschränktem Rahmen freiwillige Umsetzung
HSS, EFZ	2,5	freiwillige Umsetzung z.B. von Ladesteuerungen
Quartierspeicher zur Netzentlastung	-1,25	meist geringe Mitbestimmung, in Einzelfällen Einbindung der direkten Anwohner
rONT, LVR, Q-Mgmt., TSH, FLM, DR Ind, Trafotausch	0	keine Notwendigkeit der Bürgerbeteiligung

3.5.3.3.4 Transparenz des Verfahrens

Mit dem Infrastrukturausbau gehen bestimmte Risiken einher, denen die Gesellschaft ausgesetzt wird. Fehlende Kenntnis der tatsächlichen Gefahren und das Gefühl, beim Netzausbau übergangen zu werden, können die Zustimmung zur Energiewende gefährden. „In demokratischen Gesellschaften erwarten die Bürgerinnen und Bürger, dass Entscheidungen, die ihr Leben und ihre Gesundheit betreffen, öffentlich legitimiert werden.“ /BFR-01 05/

Risikokommunikation als Methode zur Erhöhung der Transparenz des Verfahrens umfasst „alle Kommunikationsprozesse, die die Identifikation, Analyse, Bewertung und das Management von Risiken, sowie die dafür notwendigen Voraussetzungen und Beziehungen zwischen den beteiligten Personen, Gruppen und Institutionen zum Gegenstand haben.“ /LOEGD-01 01/

Definition



Risikokommunikation (beispielsweise zu Gefahren durch elektromagnetische Felder) stellt hierbei einen Weg zur Aufklärung hin zu öffentlicher Legitimation von großen Infrastrukturmaßnahmen dar. Dabei verfolgt die Kommunikation neben der Legitimation auch wissenschaftliche und pädagogische Ziele: Beispielsweise kann die sog. Risikomündigkeit der Gesellschaft angestrebt werden, also die Fähigkeit, eine persönliche Beurteilung der jeweiligen Risiken „auf Basis der Kenntnis faktisch nachweisbarer Konsequenzen von risikoauslösenden Ereignissen oder Aktivitäten, der verbleibenden Unsicherheiten und anderer risikorelevanter Faktoren vornehmen zu können [...]“ /BFR-01 05/. Die Risikokommunikation oder allgemein die Transparenz des Verfahrens ist also ein wesentlicher Baustein auf dem Weg zur gesellschaftlich akzeptierten Transformation des Stromnetzes. Transparente Verfahren und Aufklärung können auch über die Einführung einer einzelnen NoM hinaus positiv auf die Akzeptanz wirken.

Der Indikator „Transparenz des Verfahrens“ erfasst die Übersichtlichkeit des Einführungsprozesses einer Netzoptimierenden Maßnahme und die Bereitstellung von Informationen dazu. Dabei wird das Ausmaß bewertet, inwieweit die Öffentlichkeit die Entscheidung zur Realisierung und Umsetzung eines Projekts nachvollziehen kann. Bei adäquater Verwendung von Informations- und Kommunikationskanälen kann die Notwendigkeit der Realisierung der jeweils zu betrachtenden Maßnahme verständlich vermittelt werden. Die tatsächliche Betroffenheit von einer NoM ist hierbei irrelevant, weil transparente Verfahren immer zur Steigerung der gesamtgesellschaftlichen Akzeptanz beitragen können. Somit kann ein transparentes Verfahren für Zustimmung zu einer NoM zu einem späteren Zeitpunkt oder in einem anderen Rahmen sorgen.

Dazu erfolgt zunächst eine Inhaltsanalyse, in der betrachtet wird, wie das Verfahren zur Einführung einer Maßnahme rechtlich ausgestaltet wurde. In einem zweiten Schritt ist die Transparenz des jeweiligen Entscheidungsprozesses zu bewerten. Die Einordnung erfolgt qualitativ-verbal in folgenden Ausprägungen (vgl. **Tabelle 3-61**):

- *sehr gering*: keine Information/Transparenz, aber großer Aufklärungsbedarf (-2,5)
- *eher gering*: eingeschränkte Transparenz, nur mit Expertenwissen verständlich (-1,25)
- *keine Transparenz notwendig*: keine Betroffenheit der Bevölkerung (0)
- *hoch*: relativ transparent, leichte Einschränkungen bei Verständlichkeit und Verfügbarkeit (1,25)
- *sehr hoch*: volle Transparenz, leicht verständlich und verfügbar (2,5)

Tabelle 3-61: Punktwerte des Indikators „Transparenz des Verfahrens“

NoM	Punktwert	Erläuterung
zus. Erdkabel	-2,5	nicht öffentliches Verfahren
NA: HDÜ, NA: HGÜ	-1,25	öffentliches, aber komplexes Verfahren
Spitzenkappung	-1,25	Informationen (öffentliches Standardvorgehen) vorhanden, aber hohe Einstiegshürde durch Komplexität
P2H: Eigenverbrauch, EFZ Eigenverbrauch, HSS, P2H: Flex. FW	2,5	freiwillige Umsetzung, Funktionsweise relativ leicht verständlich
P2H spannungsführt: EFZ spannungsführt	-1,25	Spannung als Steuerungsgröße für Laien schwer verständlich
Quartierspeicher zur Netzentlastung	1,25	keine Standardverfahren bisher verfügbar, QS-Piloten aber meist gut verständlich und öffentlichkeitswirksam
Trafotausch, rONT, LVR, Q-Mgmt., TSH, FLM, DR Ind	0	keine Notwendigkeit der Bürgerbeteiligung
Trafotausch, rONT, LVR, Q-Mgmt., TSH, FLM, DR Ind	0	keine Transparenz notwendig

3.5.3.3.5 Mediale Berichterstattung

Die Zunahme der Komplexität der einzelnen Technologien und die Undurchschaubarkeit weitreichend vernetzter Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge übersteigen die Möglichkeiten der Beobachtungen und Erfahrungswelt der Bevölkerung. Die Medien stellen daher eine der wichtigsten Informationsquelle dar. Für die Meinungsbildung über die

einzelnen Maßnahmen ist eine neutrale und transparente Information über die jeweilige Technologie und ihre Bedeutung für den Ausbau der Stromnetze und diesem übergeordnet auch für die Umsetzung der Energiewende sowie den mit einer Technologie gewonnenen Erfahrungen erforderlich. /WI-04 08/

Um einen Einblick zu bekommen, inwieweit die allgemeine Bevölkerung Zugang zu Informationen über die untersuchten NoM hat, wurde eine Untersuchung zur medialen Berichterstattung durchgeführt. Dabei war das wesentliche Ziel herauszufinden, ob mediale Berichterstattung außerhalb von Fachmagazinen stattfindet, und falls ja,

- 1) welche Art Zeitschrift überwiegend dazu Stellung nimmt,
- 2) ob das Feedback tendenziell positiv oder negativ ist
- 3) und wie die Zukunftschancen der Technologie zur Netzoptimierung in den Medien eingeschätzt werden.

Zur Auswertung wurde deutschsprachige Literatur herangezogen, die von der breiten Masse regelmäßig gelesen wird. Die Suche fand ausschließlich über Google News statt. Das bedeutet, Fachzeitschriften (z. B. *PV Magazin*, *Solarify* oder *Erneuerbare Energien*) wurden nicht berücksichtigt. Zusätzlich wurden Artikel, die von Komponentenherstellern der NoM stammten, nicht miteinbezogen. Des Weiteren wurden insbesondere bei den NoM, die nicht vorwiegend mit Netzentlastung in Verbindung gebracht werden, mehrere Begriffe zur Suche herangezogen. So wurden die NoM in Einzelfällen durch Begrifflichkeiten wie *Netzentlastung*, *Netzoptimierung* und *Netzstabilisierung* ergänzt. Für die Bewertung wurden alle relevanten Ergebnisse der Suchanfragen verwendet, bis zu 15 Treffer pro NoM. Eine genaue Zuordnung zu einer von fünf Ausprägungen ist nicht eindeutig zu treffen, weshalb nur die drei Ausprägungen „Berichterstattung tendenziell negativ“ (-2,5), „Berichterstattung neutral oder nahezu keine Berichterstattung“ (0) und „Berichterstattung tendenziell positiv“ (2,5) bestehen.

Eine ausführliche Beschreibung der Ergebnisse der Untersuchung findet sich im Maßnahmenbericht bei der Detailanalyse der Netzoptimierenden Maßnahmen. **Tabelle 3-62** führt die Ergebnisse des Indikators auf.

Tabelle 3-62: Punktwerte des Indikators „Mediale Berichterstattung“

NoM	Punktwert	Erläuterung
Trafotausch	2,5	Bericht zu einzelnen TrafoTauschvorgängen vorhanden, technische Vorteile der neuen Transformatoren hervorgehoben
zus. Erdkabel	0	kaum Berichterstattung, wenn, dann nicht als Maßnahme zur Netzoptimierung dargestellt
NA: HGÜ	0	tendenziell Erdverkabelung besser akzeptiert, aber auch Nachteile aufgeführt, Vorteile der HGÜ genannt
NA: HDÜ	-2,5	Notwendigkeit des Netzausbaus wird immer wieder genannt, aber Freileitungen werden als sehr umstritten dargestellt. Ob Wechsel- oder Drehstrom wird nicht genauer thematisiert.
rONT, LVR	2,5	durchgängig positive Berichterstattung, positive Darstellung einzelne lokaler Projekte, als Alternative zum Netzausbau beschrieben
Q-Mgmt., FLM, P2H: Flex. FW	2,5	wenig, aber positive Berichterstattung
Spitzenkappung	-2,5	eher negative Berichterstattung, bedingt durch die Abregelung von EE-Anlagen, hohe Kosten angesprochen
TSH	0	keine Treffer bei Google News
P2H: Flex. WP/ESH	0	positive als auch negative Berichterstattung
QS	2,5	Batteriespeicher haben einen sehr guten Ruf, positive Darstellung einzelne lokaler Projekte
HSS	2,5	Wirtschaftlichkeit und Unabhängigkeit vom Stromnetz als Vorteile gesehen, Batteriespeicher haben einen sehr guten Ruf
EFZ	2,5	kaum Ergebnisse, nur nebensächliche Erwähnung der zeitentkoppelten Ladung und Nutzung von Elektroautos, dann aber positiv
DR Ind	2,5	überwiegend positive Berichterstattung, auch Nennung der möglichen Netzstabilisierung

3.5.4 Vergleichende Bewertung der NoM bzgl. der gesellschaftlichen Akzeptanz

Im vorherigen Kapitel werden für alle Akzeptanzindikatoren in den drei Dimensionen die Punktwerte der Netzoptimierenden Maßnahmen hergeleitet. Mit der in Kapitel 3.5.2.3 ermittelten Gewichtung der Indikatoren kann nun ein resultierender Akzeptanzpunktwert für jede Maßnahme berechnet werden. Somit erhält man für jede Maßnahme einen Wert der gesellschaftlichen Akzeptanz, der einen objektivierten und intersubjektiv nachvollziehbaren Vergleich der NoM erlaubt. **Abbildung 3-51** und **Abbildung 3-52** stellt die Matrix mit allen Ausprägungen und dem jeweiligen Akzeptanzpunktwert dar.

Indikator	Trafotausch	zus.Erdkabel	rONT	LVR	Q-Mgmt – cos φ (P)	Q-Mgmt – cos φ (U)	Q-Mgmt – Q(U)	Fixer cos φ	Spitzenkappung WR	Spitzenkappung NAP	TSH	P2H spannungsgeführt	P2H Eigenverbrauch	QS Netzasset	QS Eigenverbrauch	HSS	EFZ spannungsgeführt	EFZ Eigenverbrauch
Direkte Umweltauswirkungen	-1,7	-1,7	-1,5	-0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,7	-1,7	0	0	0
Materialverbrauch	-2	-3	-2	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	0	0
Kosten	-2	-2	-2	-1	0	0	0	0	0	0	0	-3	0	-5	-5	0	-3	0
Landschaftseingriff	-1,7	-2,2	-1,7	-1,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,7	-1,7	0	0	0
Beitrag zu SDL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,3	1,3	5,0	5,0	1,3	1,3	1,3
Technisches Risiko	-2	-1	-3	-1	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-1	-3	-3	-3	-3	-4	-4	-4
Assoziationen	0,7	0,7	1,3	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,4	1,4	1,0	1,9	1,9	1,5	1,5	1,7	1,5	1,5
Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende	1,3	1,3	1,2	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	1,4	1,4	0,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,2	1,2
Gesellschaftliche Solidarität	0	-3,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,0	-1,0	-1,0
Stakeholdervertrauen	2,5	2,5	2,5	2,5	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-2,5	-2,5	0,0	-1,3	-1,3	2,5	2,5	2,5	-1,3	-1,3
Vorerfahrung	4	4	3	2	4	4	4	4	4	4	4	1	1	1	1	2	1	1
Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung	0	-5,0	0	0	0	0	0	0	-4,0	-4,0	0	-3,0	-3,0	-2,0	-2,0	-3,0	-3,0	-3,0
Handlungsspielraum	0	-2,5	0	0	0	0	0	0	-1,3	-1,3	0	1,3	1,3	-1,3	-1,3	2,5	2,5	2,5
Transparenz des Verfahrens	0	-2,5	0	0	0	0	0	0	-1,3	-1,3	0	2,5	2,5	1,3	1,3	2,5	-1,5	2,5
Wahrgenommene soziale Erwünschtheit	-0,3	-0,3	1,2	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	1,3	1,3	0,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,5	1,2	1,2
Mediale Berichterstattung	2,5	0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-2,5	-2,5	0	0	0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Resultierender Punktwert für ges. Akzeptanz	0,51	-0,1	0,5	0,45	0,42	0,42	0,42	0,42	-0,1	-0,1	0,52	0,25	0,55	0,52	0,52	1,24	0,1	0,64

Abbildung 3-51: Resultierende Matrix mit den Ausprägungen der Indikatoren für alle NoM im Verteilnetz

Indikator	NA: HGÜ	NA: HDÜ	FLM	P2H Flex. FW	DR Ind: Flex. stromintensive Prozesse	DR Ind. Flex. Quer-Tech
Direkte Umweltauswirkungen	-3,4	-2,8	0	0	0	0
Materialverbrauch	-5	-5	0	0	0	0
Kosten	-5	-4	0	0	0	0
Landschaftseingriff	-4,4	-5,0	0	0	0	0
Beitrag zu SDL	1,3	0	0	2,5	2,5	2,5
Technisches Risiko	-1	-2	-1	-3	-2	-2
Assoziationen	0,7	0,7	1,4	1,9	1,8	1,8
Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende	1,3	1,3	0,8	1,6	1,4	1,4
Gesellschaftliche Solidarität	-4,0	-5,0	0	0	0	0
Stakeholdervertrauen	-2,5	-2,5	0	-1,3	-1,3	-1,3
Vorerfahrung	2	4	2	1	2	2
Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung	-5,0	-5,0	0	-3,0	0	0
Handlungsspielraum	-1,3	-1,3	0	1,3	0	0
Transparenz des Verfahrens	-1,3	-1,3	0	2,5	0	0
Wahrgenommene soziale Erwünschtheit	-0,3	-0,3	1,3	1,7	1,5	1,5
Mediale Berichterstattung	0	-2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Resultierender Punktwert für ges. Akzeptanz	-1,3	-1,4	0,41	0,48	0,58	0,58

Abbildung 3-52: Resultierende Matrix mit den Ausprägungen der Indikatoren für alle NoM im Übertragungsnetz

Die Bewertung liefert eine erste Einschätzung, wie die NoM aus MONA 2030 in Bezug auf ihre gesellschaftliche Akzeptanz bewertet werden können. Die negative Seite der Skala gibt den Grad der zu erwartenden Ablehnung wieder, positive Werte deuten auf möglichen aktiven Zuspruch hin. Im Allgemeinen fällt auf, dass gerade für die Verteilnetz-NoM die resultierenden Punktwerte sich relativ weit von den möglichen Maximalwerten (-2,5 bzw. +2,5) einordnen. Dies liegt zum einen daran, dass bei vielen Maßnahmen eine Bürgerbeteiligung wenig sinnvoll ist, was in der Nutzwertanalyse zum

Neutralwert 0 führt. Zum anderen kann für viele Maßnahmen ohne bauliche Eingriffe festgestellt werden, dass hier externe Effekte, Kosten und Landschaftseingriffe gering sind, was sich ebenfalls positiv auf die zu erwartende Akzeptanz auswirkt. **Abbildung 3-53** zeigt eine qualitative Einordnung der NoM bzgl. ihres resultierenden Punktwertes aus der Akzeptanzbewertung.

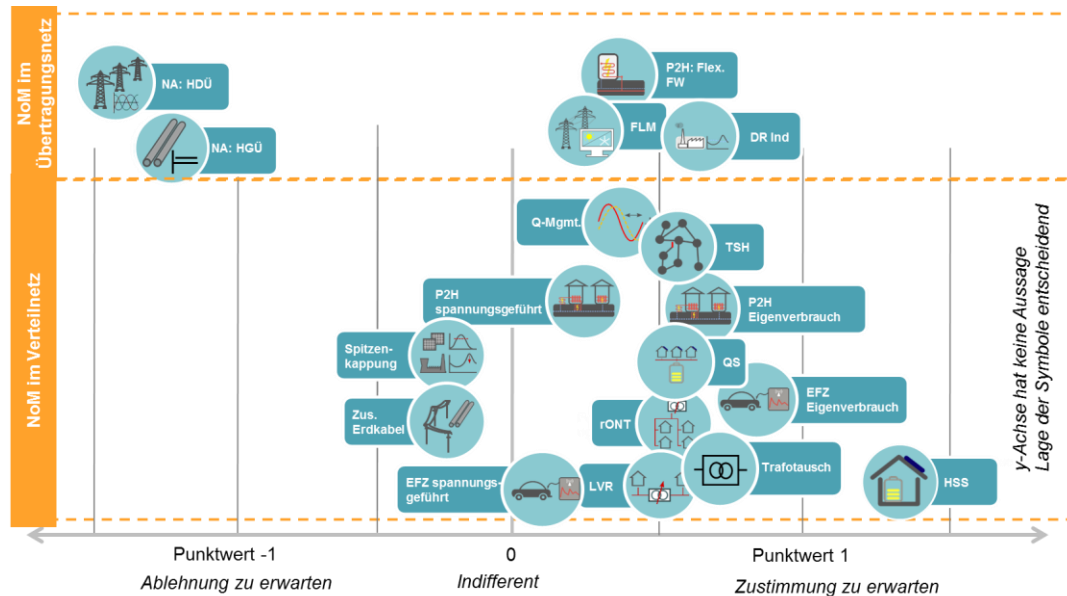


Abbildung 3-53: Qualitative Einordnung der NoM bzgl. ihres resultierenden Punktwertes aus der Akzeptanzbewertung

Das dargestellte Ranking erlaubt den Vergleich der NoM und gibt Anhaltspunkte für tiefere Analysen. Die Ausprägungen der Maßnahme „Konventioneller Netzausbau“ werden v. a. wegen der negativen Assoziationen, der medialen Berichterstattung sowie des starken Eingriffs in das Landschaftsbild negativ bewertet, was sich mit der Empirie (vgl. Kapitel 3.5.1) deckt. Die Maßnahmen ohne bauliche Komponenten und mit geringer Betroffenheit belegen die vorderen Plätze im Akzeptanz-Ranking.

Es sei wiederum auf die bereits genannten Limitationen der MONA-Akzeptanzbewertung verwiesen, dass im Rahmen von MONA 2030 keine allgemeingültige, absolute Quantifizierung möglich ist, sondern der Fokus auf dem relativen Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen liegt. Die erläuterte Methodik ermöglicht jedoch einen mit Standardverfahren der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften objektivierten und intersubjektiv nachvollziehbaren Vergleich. Der resultierende Punktwert kann anschließend im MONA-MorphKasten-Index (vgl. Kapitel 3.7) in die Entscheidungsfindung für eine Maßnahme integriert werden.

3.6 Gewichtung der Kriterien durch das SIMOS-Verfahren

Damit die Bewertungen der einzelnen Kriterien sinnvoll in einem Nutzwert, dem MONA-MorphKasten-Index, zusammengeführt werden können, ist es essenziell, die Kriterien untereinander zu gewichten. Um dies möglichst objektiv zu gestalten, wird ein Ranking der in Abbildung 3-4 vorgestellten Kriterien mit Hilfe der SIMOS-Methode erstellt.

3.6.1 Grundlagen des SIMOS-Verfahrens

Mithilfe des SIMOS-Verfahrens kann ein Ranking für mehrere Kriterien basierend auf der Einschätzung von Experten erstellt werden. Der Vorteil dieser Methode gegenüber einer direkten Gewichtung, wie diese beispielsweise in /SAM-01 17/ erfolgt, ist eine höhere Objektivität und die einfache Durchführung im Vergleich zu anderen indirekten Gewichtungsmethoden. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens beim SIMOS-Verfahren ist /OBE-01 10/ zu entnehmen.

Das SIMOS-Verfahren kann, wie in **Abbildung 3-54** dargestellt, in vier Schritte unterteilt werden:

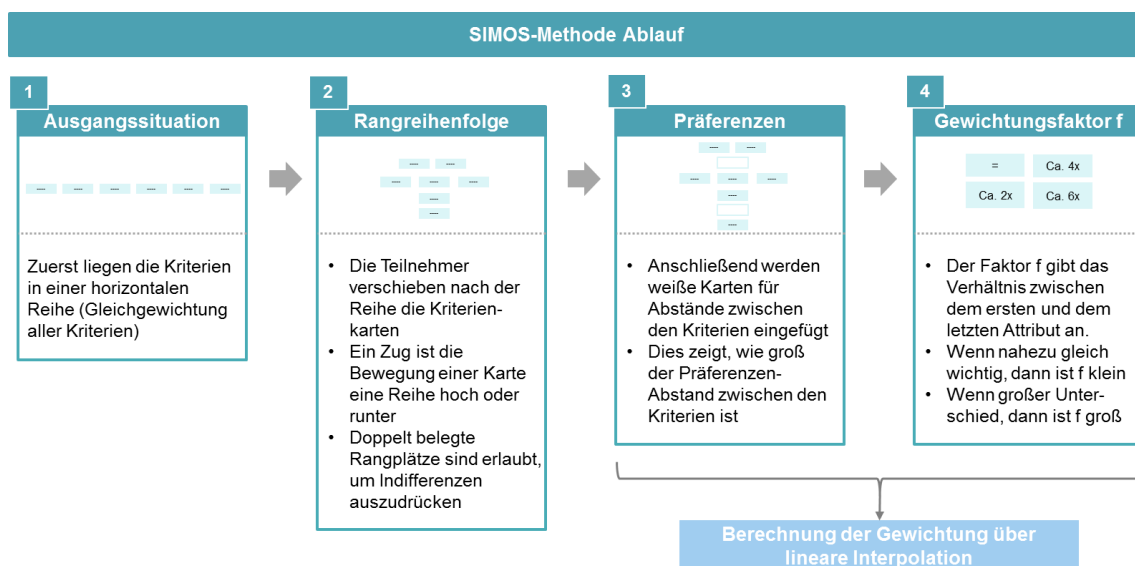


Abbildung 3-54: Beschreibung des vierstufigen SIMOS-Verfahrens aus /LIEN-01 17/

Im ersten Schritt werden die einzelnen Kriterien auf Karten geschrieben und in einer Ebene angeordnet (Schritt 1). Daraufhin wird in Schritt 2 die Bewertungshierarchie generiert, indem die Teilnehmer die Kriterien-Karten in über- oder untergeordnete Ebenen verschieben und somit eine klare Rangordnung festlegen. Dabei ist das Belegen eines Ranges durch ein oder mehrere Kriterien zulässig. Damit die einzelnen Teilnehmer einander möglichst wenig beeinflussen, findet das Erstellen des Rankings im Rahmen einer „Silent Negotiation“ statt; die Karten werden dabei kommentarlos verschoben. Im nächsten Schritt haben die Teilnehmer die Möglichkeit, durch Platzieren von weißen Karten Präferenz-Abstände zu schaffen und somit die Wertigkeit einzelner Kriterien zu steigern bzw. zu verringern (Schritt 3). Abschließend ist ein Gewichtungsfaktor zu wählen (Schritt 4). Dieser beschreibt das Verhältnis der Wertigkeit des Kriteriums mit der höchsten Stufe zu jenem mit der niedrigsten. /TUB-02 12/

Steht das Ranking der Kriterien und die Wahl des Gewichtungsfaktors f fest, wird ausgehend von dem höchsten Rang r_{max} und dem niedrigsten Rang r_{min} der Punktwert für die Gewichtung jedes einzelnen Kriteriums mit dem Rang r wie folgt ermittelt. /GELD-01 14/ (vgl. **Formel (1)**).

$$\text{Punktwert} = r_{min} + (f - 1) \cdot \frac{r - r_{min}}{r_{max} - r_{min}} \quad (1)$$

- f : Gewählter Gewichtungsfaktor zwischen dem am höchsten und dem am niedrigsten bewerteten Kriterium
 r : Rang des betrachteten Kriteriums
 r_{max} : Rang des am höchsten bewerteten Kriteriums
 r_{min} : Rang des am niedrigsten bewerteten Kriteriums

3.6.2 Gewichtungsfaktoren für die Nutzwertanalyse in MONA 2030

Nach der beschriebenen Methodik erfolgte die Gewichtung der Kriterien im Rahmen eines Workshops durch sechs Experten des FfE-MONA-Teams. Nach erfolgreicher Durchführung der Schritte eins bis drei konnten die Bewertungskriterien zueinander eingeordnet werden. Eine Abstimmung per Stimmzettel ergab die Wahl des Gewichtungsfaktors $f = 8$, weshalb den Kriterien mit dem höchsten Rang der Punktwert 8 und dem mit dem niedrigsten der Punktwert 1 zugewiesen wird. Der Prozentwert für die Gewichtung ergibt sich aus dem Anteil des Punktwertes des jeweiligen Kriteriums an der Summe aller Punktwerte.

Aus dem Verfahren ergab sich die in **Tabelle 3-63** dargestellte Gewichtung der Kriterien.

Tabelle 3-63: Gewichtung der Bewertungskriterien in MONA 2030

Kriterium	Rang	Punktwert	Prozent
zeitliche Verfügbarkeit der NoM	16	8,00	8,7 %
regulatorische Praktikabilität	16	8,00	8,7 %
Robustheit im Betrieb	14	7,07	7,7 %
Einfluss auf den Netzbetrieb	14	7,07	7,7 %
Einfluss der NoM auf die CO ₂ -Bilanz des Versorgungsgebietes	14	7,07	7,7 %
Umweltauswirkungen	14	7,07	7,7 %
technische Flexibilität der NoM	11	5,67	6,2 %
Einfluss auf das Blindleistungsverhalten	11	5,67	6,2 %
IKT-Bedarf einer NoM	11	5,67	6,2 %
Auswirkungen der NoM auf die gesellschaftliche Akzeptanz	11	5,67	6,2 %
Durchdringungspotenzial	9	4,73	5,2 %
zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur	8	4,27	4,7 %
Beitrag zu Systemdienstleistungen	7	3,80	4,1 %
Auswirkungen der NoM auf die Verlustbilanz	7	3,80	4,1 %
Wirkungsgrad der NoM	5	2,87	3,1 %
Resilienz gegenüber Störfaktoren	5	2,87	3,1 %
Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz	2	1,47	1,6 %
struktureller Einfluss der NoM	1	1,00	1,1 %
Summe			100%

Wie man an der Rangfolge erkennen kann, bewegt sich die Gewichtung der einzelnen Bewertungskategorien zwischen 1,1 % und 8,7 %. Mit dieser Gewichtung kann nun der MONA-MorphKasten-Index berechnet werden.

3.7 Bildung des MONA-MorphKasten-Index

Im Folgenden werden die NoM nach der entwickelten Nutzwertanalyse bewertet. An dieser Stelle sollen die genauen Punktwerte nicht mehr aufgeführt werden, da diese bereits in den vorangegangenen Kapiteln detailliert erläutert wurden.

Grüne Farbtöne bedeuten einen Punktwert größer Null, rote Farbtöne einen Punktwert kleiner Null. Gelb bedeutet einen Punktwert nahe des Nullpunktes und damit nur einen geringen Beitrag zur Entscheidungsfindung.

Abbildung 3-55 zeigt die Punktwerte der netzoptimierenden Betriebsmittel bzw. Betriebsführung in qualitativer Darstellung. Die Reihenfolge der Kriterien nimmt dabei entsprechend der Gewichtung nach dem SIMOS-Verfahren von oben nach unten ab.

Kriterium	Trafotausch	zus. Erdkabel	rONT	LVR	Q-Mgmt – cos φ (P)	Q-Mgmt – cos φ (U)	Q-Mgmt – Q(U)	fixer cos φ	Spitzenkappung WR	Spitzenkappung NAP	TSH
Zeitliche Verfügbarkeit	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Regulatorische Praktikabilität	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Robustheit im Betrieb	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Einfluss auf den Netzbetrieb	Yellow	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Einfluss auf die CO2-Bilanz des Versorgungsgebietes	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Umweltauswirkungen	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Technische Flexibilität der NoM	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Blindleistungsvermögen der NoM	Red	Yellow	Yellow	Red	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
IKT-Bedarf einer NoM	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Auswirkungen auf die gesellschaftliche Akzeptanz	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Durchdringungspotenzial	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Beitrag zu Systemdienstleistungen	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Auswirkung auf die Verlustbilanz	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Wirkungsgrad der NoM	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Resilienz gegenüber Störfaktoren	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Struktureller Einfluss	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow

Abbildung 3-55: Qualitative Darstellung der Punktwerte der Netzoptimierenden Maßnahmen (netzoptimierende Betriebsmittel und Betriebsführung im Verteilnetz) mit den Kennwerten des Jahres 2015

Die Maßnahmen aus dem Bereich netzoptimierender Betriebsmittel und Betriebsführung weisen in vielen Kriterien nur geringe Unterschiede auf. Bei der Betrachtung der einzelnen Kriterien fallen die wenigen Maximalausprägungen (entsprechend der stärksten Rot- bzw. Grün-Färbung) auf. Zu großen Unterschieden kommt es nur vereinzelt, z. B. beim Blindleistungsvermögen oder dem IKT-Bedarf der NoM. Die Bewertung der netzorientierten Maßnahmen in **Abbildung 3-56** gestaltet sich deutlich heterogener.

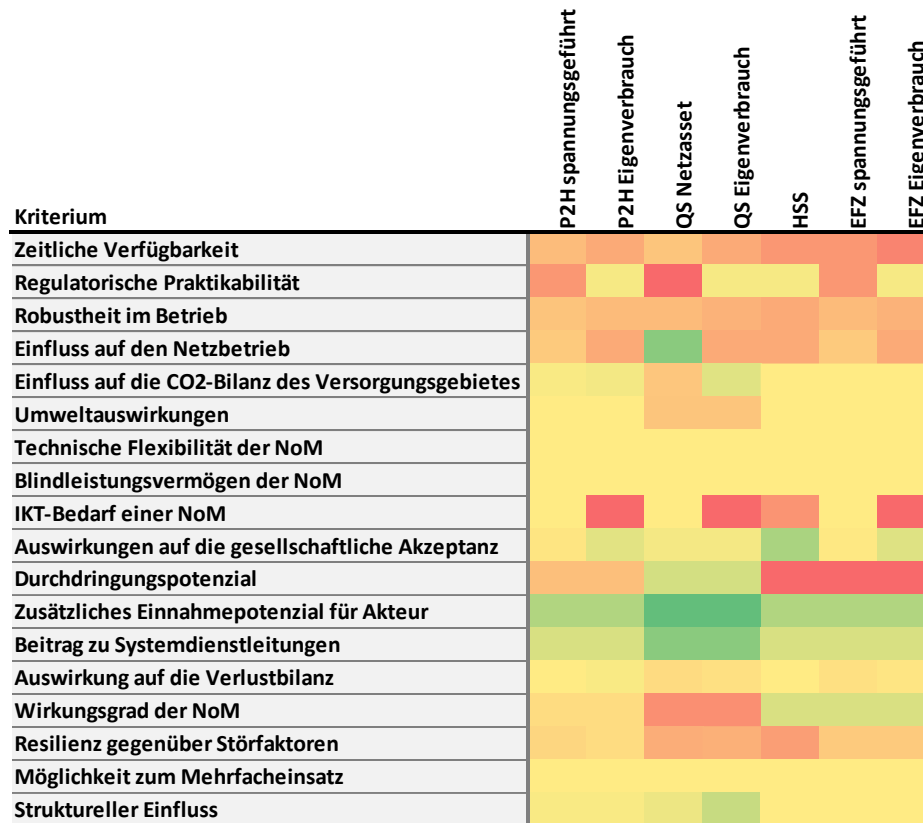


Abbildung 3-56: Qualitative Darstellung der Punktwerte der Netzoptimierenden Maßnahmen (netzorientierte Maßnahmen im Verteilnetz) mit den Kennwerten des Jahre 2015

Die größten Unterschiede zeigen sich hier z. B. beim IKT-Bedarf. Gerade für eigenverbrauchsoptimierte Steuerungen bei Power2Heat, Quartierspeicher und Elektrofahrzeugen sind zusätzlich Sensoren und Messungen vonnöten. Dies führt zu einer gesteigerten Komplexität und hat damit einen negativen Einfluss auf den Netzbetrieb. Auch das Durchdringungspotenzial und damit die Verfügbarkeit zur Netzoptimierung ist bei Elektrofahrzeugen und Hausspeichersystemen aufgrund der geringen Verbreitung als niedrig einzustufen. Für die Entscheidungsfindung hat dies einen großen Einfluss, da diese Kriterien im SIMOS-Verfahren als sehr relevant eingestuft wurden (s. Kapitel 3.6.2). Als positiv kann bei den netzorientierten Maßnahmen das zusätzliche Einnahmepotenzial, z. B. durch die Erbringung von Systemdienstleistung bewertet werden.

Wie bereits erläutert, basiert die qualitative Einordnung der Maßnahmen auf den Punktwerten aus den Kapiteln 3.1 bis 3.5. Diese können mit folgender **Formel (2)** in einen Indexwert für jede NoM, den oben definierten MONA-MorphKasten-Index überführt werden.

$$MKI_{NoM i} = \sum g_j * PK_{i,j} \tag{2}$$

- MKI MONA-MorphKasten-Index
- i: NoM i
- g_j [%]: Gewichtungsfaktor der Kriterium j
- PK_{i,j}: Punktwert der NoM i für das Kriterium j

Mit den Kennwerten für das Jahr 2015 ergeben sich die folgenden Nutzwerte des MONA-MorphKasten-Index in **Abbildung 3-57**.

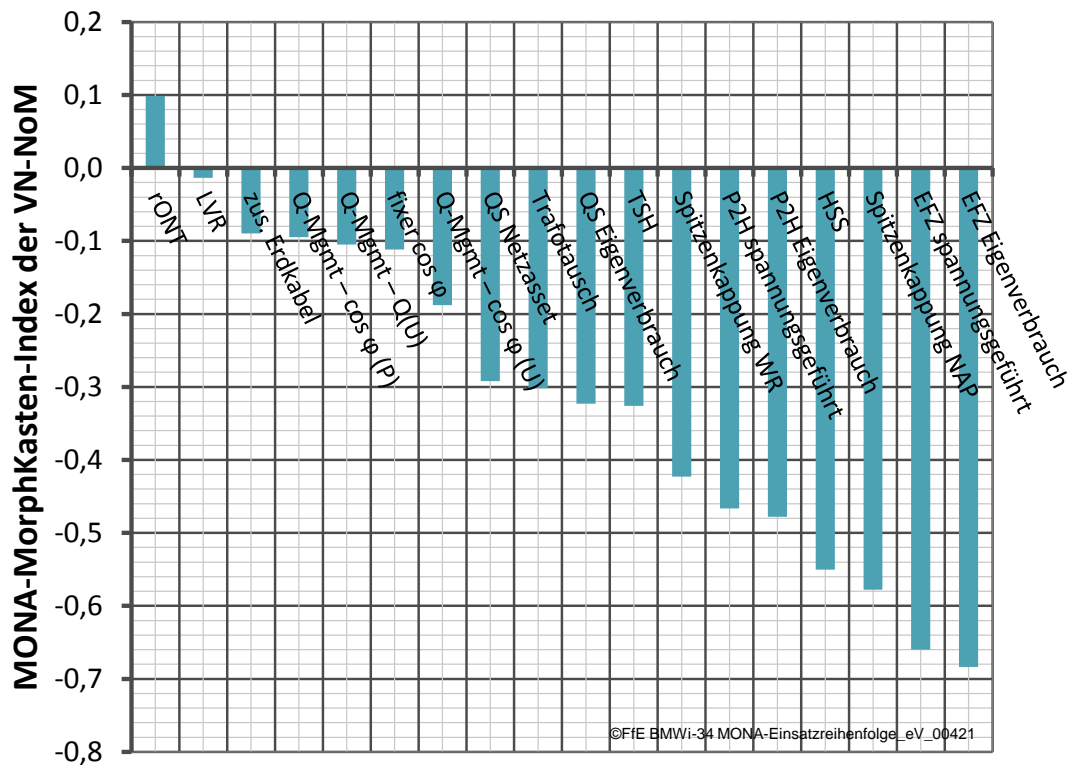


Abbildung 3-57: *MONA-MorphKasten-Index für die NoM im Verteilnetz mit den Kenndaten des Jahre 2015*

Zunächst ist zu erkennen, dass sich durch die gewichtete Summation nur beim rONT ein positiver Nutzwert ergibt. Andere Netzbetriebsmittel wie der LVR oder zus. Erdkabel weisen zwar einen negativen Punktwert auf, sind aber im Vergleich mit den anderen NoM trotz negativer Auswirkungen auf Gesellschaft und Umwelt insgesamt besser bewertet. Grund hierfür ist die unterschiedliche Bewertung der drei am höchsten gewichteten Kriterien. Netzoptimierende Betriebsmittel schneiden hier positiv bis neutral ab, im Gegensatz zur neutralen bis leicht negativen Bewertung der Betriebsführungsmaßnahmen.

Netzorientierte Maßnahmen wie Elektrofahrzeuge, Hausspeichersysteme oder Power2Heat weisen mit den Kennzahlen des Jahre 2015 in vielen Kriterien negative Auswirkungen auf (z. B. bei der zeitlichen Verfügbarkeit mit dem direkten Einfluss auf die Planbarkeit oder beim IKT-Bedarf). Mögliche positive Nebeneffekte des netzdienlichen Einsatzes solcher Maßnahmen, wie zum Beispiel zusätzliche Einnahmepotenziale durch die Erbringung von Systemdienstleistungen, sind derzeit regulatorisch nur schwer zu realisieren.

Wie bereits in Kapitel 3.4 erläutert, hat das Bezugsjahr der Kennwerte einen großen Einfluss und verändert die Bewertung der NoM in den Kriterien „Regulatorische Praktikabilität“, „IKT-Bedarf der NoM“, „Durchdringungspotenzial“ und „Zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur“.

Abbildung 3-58 zeigt die Punktwerte der netzoptimierende Betriebsmittel und Betriebsführung in qualitativer Darstellung mit den Kennwerten für 2030.

Kriterium	Trafotausch	zus. Erdkabel	rONT	LVR	Q-Mgmt – cos φ (P)	Q-Mgmt – cos φ (U)	Q-Mgmt – Q(U)	fixer cos φ	Spitzenkappung WR	Spitzenkappung NAP	TSH
Zeitliche Verfügbarkeit	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Regulatorische Praktikabilität	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Robustheit im Betrieb	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Einfluss auf den Netzbetrieb	Yellow	Green	Green	Green	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Einfluss auf die CO2-Bilanz des Versorgungsgebietes	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Umweltauswirkungen	Orange	Orange	Orange	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Technische Flexibilität der NoM	Orange	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Orange
Blindleistungsvermögen der NoM	Red	Yellow	Yellow	Red	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
IKT-Bedarf einer NoM	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Auswirkungen auf die gesellschaftliche Akzeptanz	Yellow	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Durchdringungspotenzial	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Orange	Red
Zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Yellow
Beitrag zu Systemdienstleistungen	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Auswirkung auf die Verlustbilanz	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green
Wirkungsgrad der NoM	Orange	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Red	Green
Resilienz gegenüber Störfaktoren	Orange	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz	Orange	Green	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Struktureller Einfluss	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Orange

Abbildung 3-58: Qualitative Darstellung der Punktwerte der Netzoptimierenden Maßnahmen (netzoptimierende Betriebsmittel und Betriebsführung im Verteilnetz) mit den Kennwerten des Jahre 2030

Netzoptimierende Betriebsmittel zeigen nahezu keine und netzoptimierende Betriebsführung nur geringe Veränderungen bei den Kennzahlen für das Jahr 2030. Dies liegt daran, dass diese Maßnahmen bis auf die Blindleistungsregelungen $\cos \phi$ (U) und Q(U) bereits heute umsetzbar und für die zukünftige Anwendung nur noch wenig Änderungen abzusehen sind.

Für die netzorientierten Maßnahmen in **Abbildung 3-59** ändert sich dieses Bild deutlich.

Kriterium	P2H spannunggeführt	P2H Eigenverbrauch	QS Netzasset	QS Eigenverbrauch	HSS	EFZ spannunggeführt	EFZ Eigenverbrauch
Zeitliche Verfügbarkeit	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Regulatorische Praktikabilität	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Robustheit im Betrieb	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Einfluss auf den Netzbetrieb	Orange	Orange	Grün	Orange	Orange	Orange	Orange
Einfluss auf die CO2-Bilanz des Versorgungsgebietes	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Umweltauswirkungen	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Technische Flexibilität der NoM	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Blindleistungvermögen der NoM	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
IKT-Bedarf einer NoM	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Auswirkungen auf die gesellschaftliche Akzeptanz	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Durchdringungspotenzial	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Zusätzliches Einnahmepotenzial für Akteur	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Beitrag zu Systemdienstleistungen	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Auswirkung auf die Verlustbilanz	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Wirkungsgrad der NoM	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Resilienz gegenüber Störfaktoren	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange
Struktureller Einfluss	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange

Abbildung 3-59: Qualitative Darstellung der Punktwerte der Netzoptimierenden Maßnahmen (netzorientierte Maßnahmen im Verteilnetz) mit den Kennwerten des Jahres 2030

Der im Jahr 2030 nahezu abgeschlossene Smart-Meter-Rollout erleichtert die Ansteuerung der netzorientierten Maßnahmen, was vor allem die IKT-lastigen eigenverbrauchsoptimierten Maßnahmen positiver als im Jahr 2015 bewertet. Auffallend sind auch die positiven Maximalausprägungen bei allen netzorientierten Maßnahmen hinsichtlich des zusätzlichen Einnahmepotenzials und beim Beitrag zu Systemdienstleistungen. Dies ist auf die Annahmen zurückzuführen, dass durch zukünftige regionalisierte Flexibilitätsmarktplätze oder sogar Blindleistungsmärkte, welche derzeit unter anderem im SINTEG-Förderprogramm /BMWI-34 15/ konzipiert werden, zusätzliche Anwendungsfälle und Einnahmequellen entstehen. Dies ermöglicht gerade auch kleineren Einheiten, sich bei der Erbringung von System- und Netzdienstleistungen zu beteiligen.

Diese Aspekte führen in der gewichteten Summation des MOMA-MorphKasten-Index zu einer deutlichen Veränderung der Reihenfolge der Netzoptimierenden Maßnahmen für das Jahr 2030 (vgl. **Abbildung 3-60**). Zur besseren Einordnung der Veränderungen sind die Werte für 2015 ebenfalls in der Grafik enthalten.

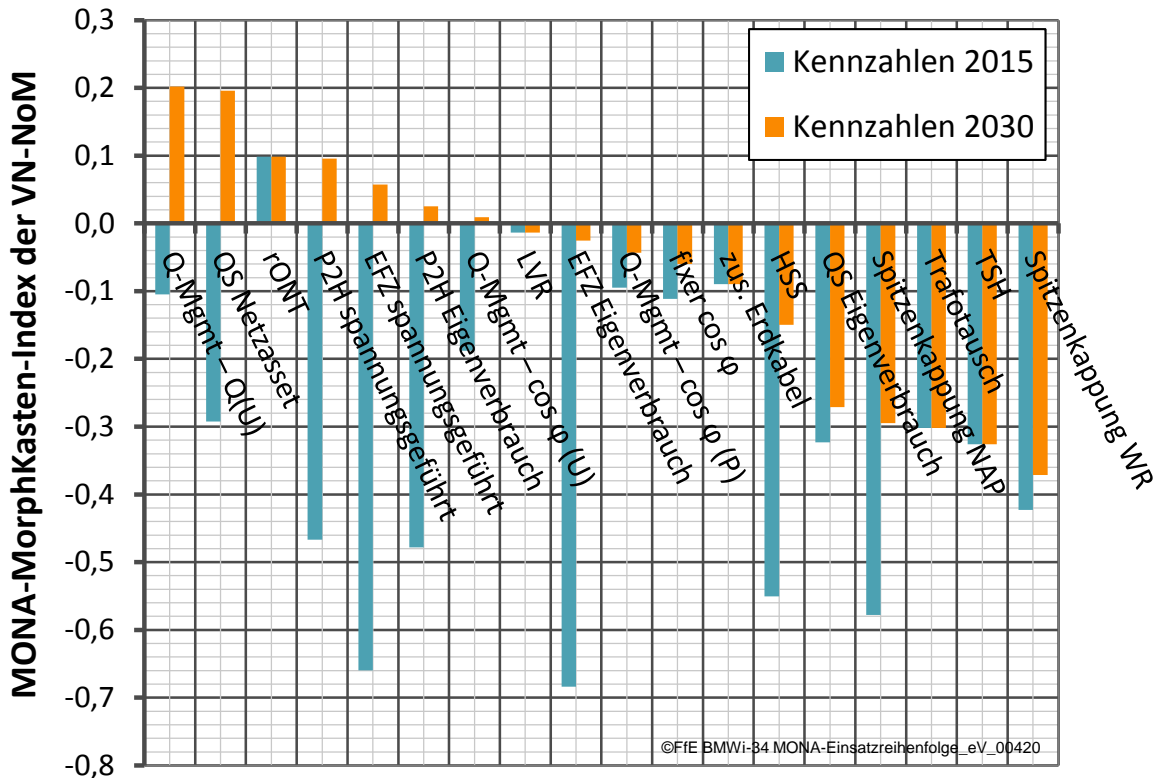


Abbildung 3-60: MONA-MorphKasten-Index für die NoM im Verteilnetz mit den Kenndaten des Jahre 2015 und 2030

Zunächst bleibt festzuhalten, dass es für das Betrachtungsjahr 2030 sieben NoM mit einem insgesamt positiven Nutzwert gibt. Wie bereits oben ausgeführt, bleiben die absoluten Nutzwerte der etablierten Netzbetriebsmittel im Vergleich zum Jahr 2015 identisch ($\text{mittlerer } \Delta MKI_{\text{netzoptimierende Betriebsmittel}, 2015 \text{ zu } 2030} = 0$). Für die netzoptimierende Betriebsführung kann im Durchschnitt eine leichte Erhöhung des Nutzwertes beobachtet werden ($\text{mittlerer } \Delta MKI_{\text{netzoptimierende Betriebsführung}, 2015 \text{ zu } 2030} = 0,135$). Der Nutzwert der netzorientierten Maßnahmen ändert sich in vielen Fällen deutlich zum Positiven ($\text{mittlerer } \Delta MKI_{\text{netzorientierte Maßnahmen}, 2015 \text{ zu } 2030} = 0,483$). Auffallend sind dabei u. a. folgende Aspekte:

- Der absolut positivste Nutzwert kann für die Q(U)-Steuerung festgestellt werden. Diese wird mit den Kennzahlen für 2015 nur leicht negativ bewertet. Für 2030 führt gerade die Annahme eines zukunftsfähigen Marktdesigns mit ggf. Blindleistungsvergütung zu zusätzlichem Einnahmepotenzial. Damit weist die Q(U)-Steuerung in Summe den positivsten Nutzwert aller Maßnahmen auf.
- Die spannungsgeführten Regelungen des Quartierspeichers ($\Delta MKI_{QS \text{ Netzasset}, 2015 \text{ zu } 2030} = 0,488$), von Power2Heat ($\Delta MKI_{P2H \text{ spannungsgeführt}, 2015 \text{ zu } 2030} = 0,562$), und von Elektrofahrzeugen ($\Delta MKI_{EFZ \text{ spannungsgeführt}, 2015 \text{ zu } 2030} = 0,717$) sind gerade aufgrund der bis 2030 gestiegenen Verbreitung und des zusätzlichen Einnahmepotenzials in den nicht zur Netzoptimierung verwendeten Stunden deutlich positiver einzustufen.

- Die Auswertung zeigt außerdem, dass wie erwartet die Maßnahmen Spitzenkapung und auch topologische Schalthandlungen keinen zusätzlichen Mehrwert bieten.

Das vorliegende Ranking erfasst mit den Ergebnissen der Jahre 2015 und 2030 den über die techno-ökonomische Einsetzbarkeit hinausgehenden Zusatznutzen einer NoM und bietet damit eine ergänzende Information zum Einsatz einer NoM. Diese Hilfe zur Entscheidungsfindung wird nun auf die Beispiele aus Kapitel 4.3 angewandt.

4 Einsatzreihenfolgen für das Verteilnetz

Um die Verteilnetzebene technisch zu analysieren, wurden zwei getrennte Bewertungslogiken angewandt. Die Netzgrenzanalyse (Kapitel 4.2) beschreibt einen methodischen Ansatz, welcher in „Snapshot-Simulationen“ die maximal technisch integrierbare Erzeugungsleistung des Netzes, mit und ohne NoM, beschreibt. Bei dieser Methodik werden gezielt einzelne Zeitschritte mit kritischen Netzbelastungen ausgewählt und detailliert betrachtet. Zur detaillierten Untersuchung der Netzoptimierenden Maßnahmen unter Berücksichtigung von möglichen Speicherrestriktionen und sonstigen Verfügbarkeiten werden zusätzlich umfassende Jahressimulationen (Kapitel 4.3) durchgeführt. Somit können gerade auch netzorientierte Maßnahmen detailliert und ganzheitlich untersucht werden. Um eine systematische Bewertung der NoM zu gewährleisten, wird abschließend der MONA-MorphKasten-Index für die relevanten Typnetze ermittelt und daraus eine Umsetzungsempfehlung angewandt (siehe Kapitel 4.4).

4.1 Grundlagen Verteilnetzsimulation

Der systematische Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz setzt voraus, dass realitätsnahe Typnetze zur Verfügung stehen und alle relevanten netzoptimierenden Maßnahmen unter gleichen Bedingungen simuliert werden.

Abbildung der zukünftigen Entwicklung auf Basis von transparenten Szenarien

Um mögliche zukünftige Entwicklungen abzubilden, wurden im Projekt MONA 2030 in einem transparenten Szenarioprozess (Details siehe Szenariobericht) Ausbau- und Entwicklungsszenarien für die deutsche Energiewirtschaft entwickelt. Dabei konnten fünf mögliche Szenarien identifiziert werden. Im Rahmen der Regionalisierung (vgl. Basisdatenbericht) zeigte sich, dass für die Bewertung der NoM im Verteilnetz nur drei verschiedene Regionalisierungen zu betrachten sind. Diese werden im Folgenden mit *Regionalisierung A – Regionalisierung C* bezeichnet (sie entsprechen den „GridSim-Szenarien A-C“ im MONA-Basisdatenbericht).

Typnetze mit regionalisierten Eingangsdaten

Für eine aussagekräftige und realitätsnahe Verteilnetzsimulation ist es notwendig, repräsentative Netze zu erzeugen und diese realitätsnah mit Erzeugung und Last zu belegen. Zu diesem Zweck wurden sieben repräsentative Basisnetztopologien aus 271 Netztopologien geclustert und zwei extreme Basisnetztopologien ausgewählt (siehe Basisdatenbericht). In einem nächsten Schritt wurden jeder Basisnetztopologie mit Hilfe eines Siedlungsmodells eine passende Gebäudestruktur zugewiesen und somit Typnetze erzeugt. Durch die Kombination dieser Typnetze mit Haushaltslastgängen, den aus den MONA-Szenarien stammenden Durchdringungsgraden an einzelnen Komponenten und den daraus abgeleiteten Lasten der Elektrofahrzeuge, Wärmebereitstellung sowie Photovoltaik-Erzeugung entstehen die zu analysierenden Verteilnetze.

Mittels regionalisierter Daten für Haushaltsverbräuche, Wärmeverbrauch, solarer Strahlung u. v. m. können diese Typnetze in einem nächsten Schritt im FfE-eigenen

Verteilnetzsimulationsmodell GridSim für jede Region in Deutschland berechnet werden (Details siehe Basisdatenbericht und Abschnitt 4.3.1.1).

Netzoptimierende Maßnahmen – Untersuchte Maßnahmenausprägungen

Im Maßnahmenbericht wurde eine Vielzahl Netzoptimierender Maßnahmen für das Verteilnetz evaluiert, die in **Abbildung 4-1** aufgegliedert nach „Netzoptimierenden Betriebsmitteln“, „Netzorientierten Maßnahmen“ und „Netzoptimierender Betriebsführung“ dargestellt sind. In den anschließenden simulativen Vergleich gehen weder die Netzoptimierende Maßnahme „Gleichspannungsverteilternetze“ noch die Netzoptimierende Maßnahme „Demand Side Management in Haushalten“ ein. Grund dafür ist das im Maßnahmenbericht festgestellte geringe Netzoptimierungspotenzial dieser Maßnahmen bis zum Jahr 2030.



Abbildung 4-1: *Netzoptimierende Maßnahmen im Verteilnetz*

Damit die beiden genannten Simulationsansätze (mittels Jahressimulation in 5-Minutenschritten und Netzgrenzanalyse) durchgeführt werden können, muss der Ausgangszustand definiert und eine Referenzsimulation ohne NoM durchgeführt werden. Das folgende Unterkapitel beschreibt die netztechnische Ausgangssituation der Netze.

4.1.1 Netztechnischer Ausgangszustand der Verteilnetze

Sämtliche Netzoptimierende Maßnahmen werden für die Analyse des Ausgangszustands deaktiviert und damit nicht berücksichtigt. Somit werden die Komponenten in der Referenzberechnung ohne NoM-Einsatz nach folgenden Betriebsweisen simuliert:

- PV-Anlagen: Keine Spitzenkappung
- Hausspeichersysteme: Eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise ohne Prognose
- Elektrofahrzeuge: Ungesteuertes Laden ab dem Zeitpunkt des Ansteckens mit maximaler Leistung bis das Elektrofahrzeug vollständig geladen ist bzw. abgesteckt wird
- P2H-Anlagen: Vorhandene Wärmepumpen folgen einer wärmegeführten Fahrweise; elektrische Speicherheizungen werden entsprechend eines HT-/NT-Tarifs geladen
- Blindleistungsregelungen: Sämtliche Komponenten mit steuerbarer Blindleistungsregelungen werden mit einem $\cos\varphi = 1,00$, d.h. ohne Blindleistungsregelung betrieben
- Topologische Schalthandlungen: ggf. vorhandene Trennstellen sind geöffnet
- Alle weiteren NoM (Quartierspeicher, rONT, LVR, konventioneller Netzausbau, topologische Schalthandlungen): nicht implementiert.

Neben den genannten Steuerungen bzw. Betriebsweisen im Referenzfall ist weiter die Durchdringung bzw. Verfügbarkeit im Ausgangszustand der Komponenten zu definieren. Die Anlagen werden gemäß der Regionalisierung auf Basis der Mantelzahlen aus den MONA-Szenarien im Netzgebiet verteilt. Um in den Netzen den Einfluss von Netzoptimierung transparent darstellen zu können, werden im nachfolgenden Kapitel die Bewertungskriterien für Netzoptimierung kurz dargestellt.

4.1.2 Definition der Notwendigkeit des Einsatzes von Netzoptimierenden Maßnahmen

Die Belastung von Verteilnetzen – hier insbesondere die von Niederspannungsnetzen – ist wesentlich vom Verbraucherverhalten sowie der Verteilung der Komponenten im Netzgebiet abhängig. In MONA werden die folgenden zwei kritischen Betriebszustände (im weiteren auch als „Netzengpässe“ bezeichnet) im Netz betrachtet:

1. Überschreitung des Spannungsbandes von $\pm 10\%$ der Nennspannung (0,90 pu bis 1,10 pu) an mindestens einem Netzknoten zu einem simulierten Zeitpunkt (angelehnt an DIN EN 50160).¹
2. Überlastung der Betriebsmittel:
 - a. Thermische Überlastung der Kabel/Freileitungen
 - b. Thermische Überlastung des Ortsnetztransformators

¹ Im Rahmen dieser Studie werden Spannungen außerhalb des $\pm 10\%$ Bandes um die Nennspannung als unzulässig betrachtet. Die Erweiterung der DIN EN 50160, die Spannungen bis zu 0,85 pu erlaubt, wenn mindestens 95 % der Minutenwerte innerhalb des $\pm 10\%$ Bandes liegen, wird nicht betrachtet.

In der Simulation wird ein Überschreiten des erlaubten Nennstroms als thermische Überlastung definiert. Sobald die Auslastung des Betriebsmittels über 100 % steigt, liegt damit eine Betriebsmittelüberlastung vor, auch wenn in der Realität kurzzeitige Überlastungen der Betriebsmittel möglich sind.

Das nachfolgende Kapitel beschreibt die techno-ökonomische Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen anhand ihres Einflusses auf die Aufnahmekapazität der Typnetze für PV-Energie.

4.2 Potenzialabschätzung der NoM durch die Netzgrenzanalyse

Während mittels Jahressimulationen der definierten Szenarien festgestellt werden kann, ob die NoM in der Lage sind, unzulässige Netzzustände zu verhindern, ist für eine technische Potenzialabschätzung ein einzelner Vergleichswert nötig. Diese Potenzialabschätzung soll einen Anhaltspunkt liefern, wie viel PV-Leistung in das vorliegende Niederspannungsnetz integriert werden kann.

Dies erfolgt durch die inkrementelle Erhöhung der Erzeugungsleistung im Netzgebiet, bis die Aufnahmekapazität erreicht ist. Wird im Anschluss eine Netzoptimierende Maßnahme im Netz genutzt, sollte weitere Erzeugungsleistung installiert werden können, bis wiederum Netzengpässe entstehen.

Da dies eine Vielzahl von Simulationsläufen erfordert, wurde im Projekt MONA 2030 für diese Analyse auf „Snapshot-Berechnungen“ zurückgegriffen, welche anstatt des ganzen Jahres lediglich einzelne kritische Zeitschritte simulativ wiederholen. In den folgenden Kapiteln wird das Vorgehen zur Bestimmung der maximalen Aufnahmekapazität der beschriebenen Niederspannungsnetze erläutert und der Einfluss von NoM auf die Leistungsfähigkeit der Typnetze untersucht. Eine detaillierte Erläuterung der Methodik inkl. einzelner Auswertungen wurde auch in /FFE-44 16/ veröffentlicht.

4.2.1 Methodisches Vorgehen

Die folgende Methodik beschreibt, wie die Netzgrenzkapazität für jedes Netzgebiet ermittelt wird. Diese Methodik wird für jedes Typnetz mehrmals mit verschiedenen Verteilungen durchgeführt, um den Einfluss von verschiedenen Anordnungen der Komponenten im Netzgebiet zu ermitteln bzw. repräsentative Ergebnisse zu erhalten.

Um vergleichbare Ergebnisse zu generieren, werden folgende Prämissen und Vereinfachungen für die Bestimmung der Netzgrenzkapazität getroffen:

1. Die Verteilung der PV-Anlagen wird dadurch vereinfacht, dass jedes Haus mit einer PV-Anlage bestückt wird. In den verschiedenen Verteilungen variiert die individuell installierte Leistung jeder PV-Anlage bei gleichbleibender Summenleistung im Netzgebiet.
2. Die Verteilung von Haushaltslasten und Sonderverbrauchern erfolgt nach dem Mittelwert für Deutschland in der Regionalisierung B.
3. Der Spannungsverlauf aus der überlagerten Mittelspannung wurde anhand der Methodik, welche im Basisdatenbericht erläutert wird, abgebildet.

4. Der Einsatz der NoM erfolgt im Allgemeinen nach den im Basisdatenbericht beschriebenen Betriebsweisen mit folgenden Besonderheiten:
 - a. Es wird davon ausgegangen, dass die NoM zum betrachteten Zeitpunkt ihre maximal netzentlastende Wirkung einsetzen kann. Dies bedeutet, dass sämtliche Speicher im betrachteten Zeitpunkt nicht vollständig gefüllt sind und mit maximaler Leistung einspeisen können. Da das maximale Potenzial betrachtet werden soll, wird bei den Speichern nicht zwischen einzelnen Betriebsweisen unterschieden. Bei Elektrofahrzeugen wird weiterhin die Verfügbarkeit (*Ist das Fahrzeug angesteckt?*) und bei Power2Heat-Anlagen der aktuelle Wärmebedarf betrachtet.
 - b. Aus methodischen und darstellungstechnischen Gründen werden die beiden NoM, die den konventionellen Netzausbau im Verteilnetz betreffen (Trafotausch und zusätzliches Erdkabel), unter Netzausbau zusammengefasst, da immer nur das erste kritische Element getauscht wird. So wird beispielsweise bei einer Transformatorüberlastung die NoM *zusätzliches Erdkabel* nicht betrachtet und bei einer Leitungsauslastung die NoM *Trafotausch* nicht berechnet, da diese keinen Effekt auf das Problem haben. Um in Summe bei allen NoM eine gleichgroße Stichprobe zu Grunde zu legen, werden diese NoM zusammengefasst.

Tabelle 4-1: Auswahl der NoM für die Netzgrenzanalyse

NoM	Kurzname
Konv. Netzausbau im Verteilnetz: Tausch des Transformators	Netzausbau
Konv. Netzausbau im Verteilnetz: Zusätzliches Erdkabel	
Regelbarer Ortsnetztransformator	rONT
Längsregler	LVR
Engpassmanagement: Spitzenkappung der PV am Netzanschlusspunkt	Spitzenkappung (NAP)
Quartierspeicher als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel	Quartierspeicher
Quartierspeicher zur Eigenverbrauchs-optimierung	
Eigenverbrauchsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen	Elektrofahrzeuge
Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	Hauspeicher
Hybridnetze P2H: eigenverbrauchsoptimierte Flexibilisierung WP/ESH	Power2Heat
Wirkleistungsabhängiges Blindleistungsmanagement – $\cos \varphi$ (P)	Q-Mgmt. $\cos \varphi$ (P)
Wirkleistungsabhängiges Blindleistungsmanagement – $\cos \varphi$ (U)	Q-Mgmt. $\cos \varphi$ (U)
Wirkleistungsunabhängiges Blindleistungsmanagement – Q (U)	Q-Mgmt. Q (U)

Im ersten Schritt wird für jedes Typnetz eine Jahressimulation durchgeführt, mit dem Ziel, die kritischen Netzbelastungen zu identifizieren und deren Zeitpunkte zu ermitteln. Im Erzeugungsfall sind dies folgende Zeitschritte (siehe

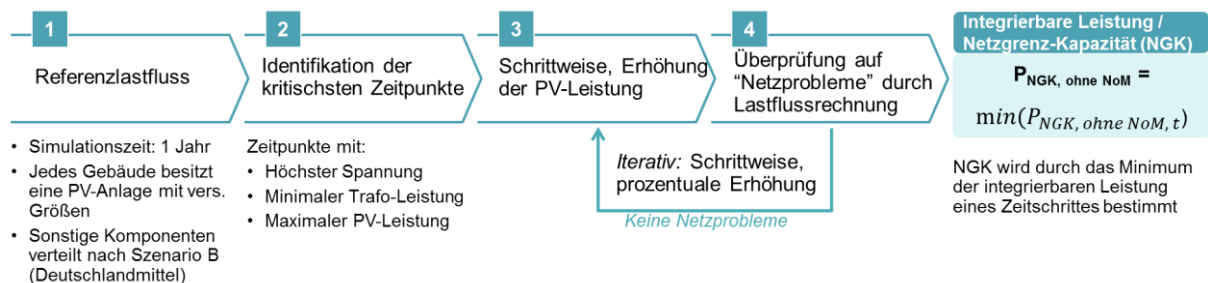


Abbildung 4-2) /FFE-44 16/:

- der maximalen Spannung an einem Netzpunkt,
- der minimalen Trafoleistung/maximalen Rückspeiseleistung und
- der maximalen PV-Leistung

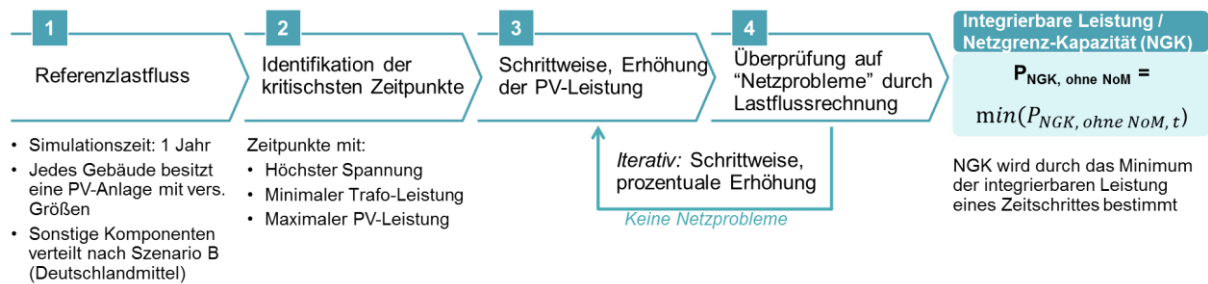


Abbildung 4-2: Schematischer Ablauf zur Bestimmung der Netzgrenzkapazität

Ausgehend von den bestimmten Zeitpunkten der maximalen Netzbelastung im Rahmen einer Jahressimulation folgt daraufhin die detaillierte Untersuchung mittels „Snapshot-Betrachtungen“. Dies bedeutet, dass im Folgenden diese Zeitschritte anhand einer „worst case“ Analyse als kritischste Zeitpunkt untersucht werden.

Im Falle der maximalen PV-Erzeugung bedeutet dies, dass die installierte Leistung aller vorhandenen Photovoltaik-Anlagen prozentual erhöht wird und unter sonst gleichbleibenden Bedingungen eine Neuberechnung für diesen Zeitschritt durchgeführt wird. Dieser Vorgang wird inkrementiell wiederholt, bis sich schließlich eine Verletzung der Stabilitätskriterien ergibt, d. h. eine Überschreitung der maximal zulässigen Spannung oder eine Überlastung der Netzkomponenten eintritt. Das Minimum der daraus resultierenden maximal integrierbaren Leistung, bezogen auf die oben definierten drei kritischen Zeitpunkte, wird als **Netzgrenz-Kapazität (NGK) $P_{PV,max}$** bezeichnet. Diese ist spezifisch für jedes Typnetz und variiert je nach Anordnung der Komponenten im Netzgebiet.

Im nächsten Schritt werden die NoM in das Netz integriert und analog zur Bestimmung der NGK die **erweiterte Netzgrenzkapazität** für diese NoM bestimmt. Das Verfahren ist in **Abbildung 4-3** dargestellt.

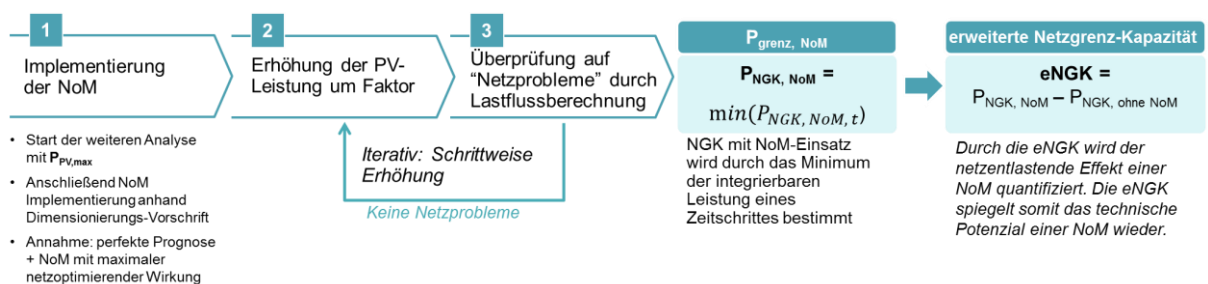


Abbildung 4-3: Schema der Netzgrenz-Analyse zur Bestimmung der maximalen Aufnahmekapazität eines Typnetzes

Die Differenz von Netzgrenzkapazität zu maximaler PV-Leistung im Szenario mit NoM-Einsatz ergibt schließlich die **erweiterte Netzgrenzkapazität (eNGK)**:

$$eNGK = P_{NGK, NoM} - P_{NGK, \text{ ohne NoM}} \tag{3}$$

$P_{NGK, NoM}$ in kW: Netzgrenz-Kapazität (NGK) als maximal integrierbare Leistung bei NoM-Einsatz

$P_{\text{NGK, ohne NoM}}$ in kW:

Netzgrenz-Kapazität (NGK) als maximal integrierbare Leistung

Dieses Verfahren wird für alle in Tabelle 4-1 aufgeführten NoM durchgeführt.

4.2.2 Technische Aufnahmekapazität der Typnetze ohne NoM

Das nachfolgende Kapitel zeigt die maximal integrierbare PV-Leistung in den Typnetzen nach der oben beschriebenen Methodik. **Abbildung 4-4** zeigt die mittlere Netzgrenzkapazität in den Typnetzen, was dem theoretischen Aufnahmepotenzial für PV-Einspeisung entspricht.

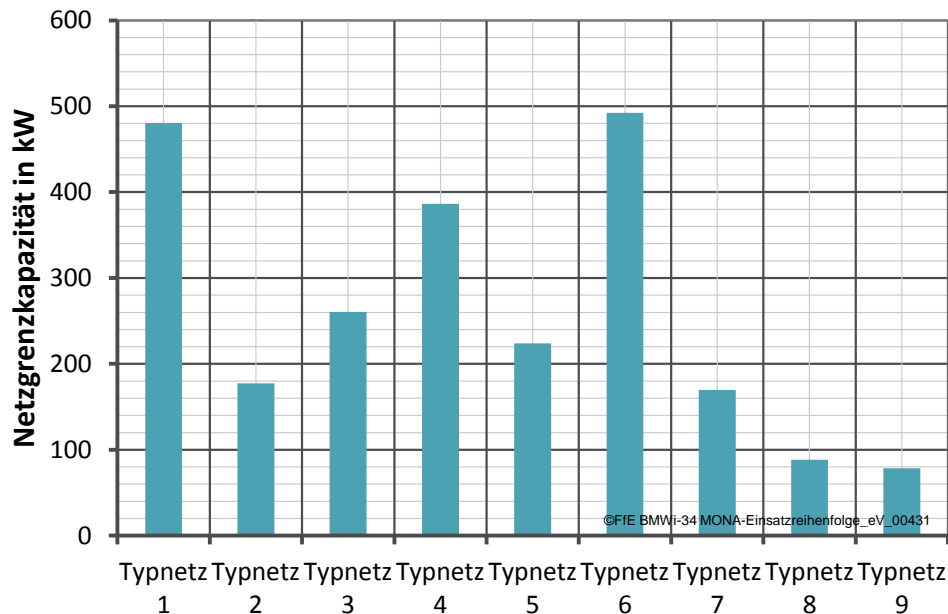


Abbildung 4-4: *Mittlere Netzgrenzkapazität und damit theoretisches Aufnahmepotenzial der Typnetze*

Es zeigt sich, dass die Netze sehr unterschiedliche Netzgrenzkapazitäten aufweisen. In den Typnetzen 1, 4 und 6, den Netzen mit den meisten Gebäuden, lassen sich absolut deutlich größere PV-Leistungen integrieren bevor die Netzgrenze erreicht wird, als in kleineren Netzgebieten. Da die Netzgebiete jedoch unterschiedlich groß sind, wird zur besseren Vergleichbarkeit die ermittelte Netzgrenzkapazität auf die Anzahl der Gebäude im Typnetz normiert (vgl. **Abbildung 4-5**).

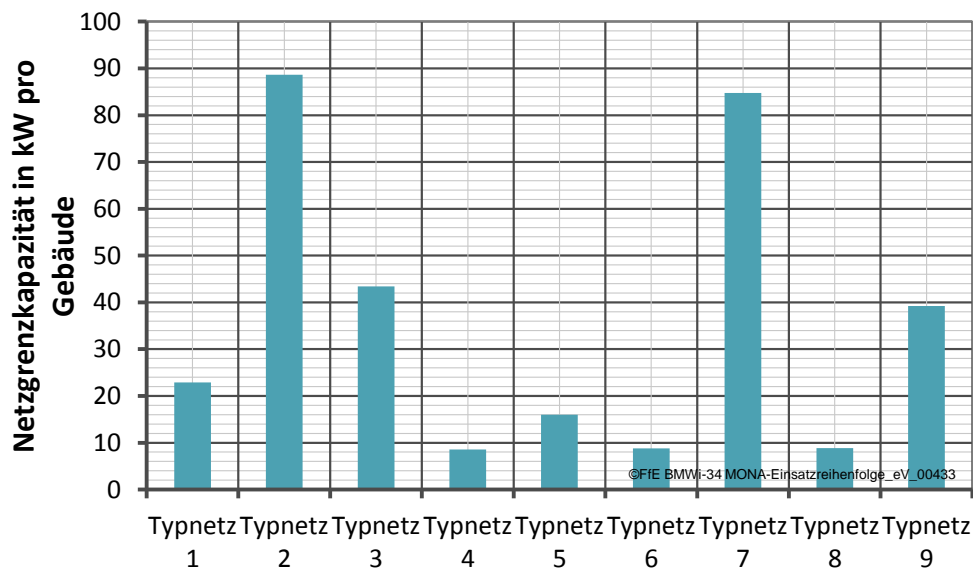


Abbildung 4-5: *Theoretische Netzgrenzkapazität der Typnetze, normiert auf die Anzahl der Gebäude*

Erfolgt eine Normierung der Leistung auf die Gebäudeanzahl im Netzgebiet, wird deutlich, dass im Großteil der Netze (Typnetz 1, 4, 5, 6 und 8) zwischen neun und 23 kW pro Gebäude integriert werden kann. Dies bewegt sich über dem Rahmen typischer PV-Dachanlagen. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 war die Hälfte der PV-Anlagen kleiner als 7,3 kW /FFE-21 17/. Somit ist es in den genannten Netzgebieten möglich, jedes Gebäude mit einer typischen PV-Anlage auszustatten.

Deutlich höher liegen die Typnetze 2, 3, 7 und 9: In den Netzen 7 und 9 mit jeweils nur zwei Gebäuden sind bis zu 90 kW PV-Leistung pro Gebäude möglich. Aus Netzplanungsgründen ist diese Auffälligkeit damit zu erklären, dass bei wenigen Gebäuden ein deutlich höherer Wert für die maximal gleichzeitig auftretende Last verwendet wird und somit je Netzanschlusspunkt mehr Leistung zur Verfügung gestellt werden muss /TUM-04 11/. Aus diesem Grund kann folglich in Netzgebieten mit wenigen Gebäuden mehr PV-Leistung je Gebäude integriert werden. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die vorliegende Methodik eine absolute Maximalabschätzung der potenziellen Aufnahmekapazität darstellt.

Im Folgenden werden Netzoptimierende Maßnahmen in die Typnetze integriert, um den netzoptimierenden Effekt der Maßnahmen zu bewerten.

4.2.3 Problemspezifische Erweiterte Netzgrenzkapazität

Abbildung 4-6 zeigt die prozentuale erweiterte Netzgrenzkapazität aller Netzoptimierenden Maßnahmen in allen neun Typnetzen auf. Dabei werden alle Netzoptimierenden Maßnahmen in jedem Typnetz mehrfach simuliert und die Ergebnisse im Anschluss statistisch ausgewertet. Die zusätzlich integrierbare Leistung jeder NoM wird nachfolgend zur besseren Vergleichbarkeit in Relation zur jeweiligen Netzgrenzkapazität des Typnetzes normiert. Eine erweiterte Netzgrenzkapazität von 100 % drückt aus, dass die NoM die mittlere Aufnahmekapazität der Typnetze verdoppelt – also durch Netzoptimierung doppelt so viel PV-Leistung in die Netze integriert werden kann als ohne.

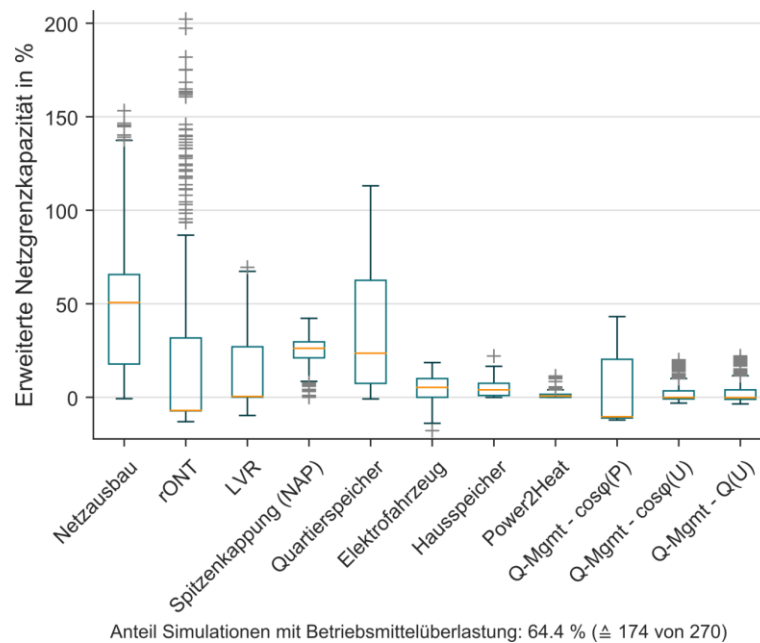


Abbildung 4-6: *Erweiterte Netzgrenzkapazität durch die Netzoptimierenden Maßnahmen in allen Typnetzen*

Die Boxplots in Abbildung 4-6 zeigen, dass die Netzoptimierenden Maßnahmen sehr unterschiedliche Resultate in verschiedenen Netzen erreichen können. In orange in der Mitte des Kastens ist der Median, dargestellt. Der Median beschreibt den Wert eines Datensatzes, bei dem die eine Hälfte der Daten größer als dieser Wert ist und die anderen Hälfte der Daten kleiner als dieser Wert ist. Es ist erkennbar, dass das Potenzial einiger NoM sehr stark schwankt und teilweise deren Einsatz sogar negative Auswirkungen haben kann. Bei einem Vergleich aller NoM ohne Berücksichtigung der Ursache zeigt sich, dass die besten Ergebnisse durch Netzausbau erzielt werden können.

Hierbei sei darauf hingewiesen, dass bei der verwendeten Methodik zum Netzausbau nur die erste überlastete Komponente ausgetauscht wird. Durch Netzausbau sind technisch in der Realität bei ausreichender Netzverstärkung beliebige Leistungen integrierbar. An zweiter Stelle folgen NoM, die die zu transportierende Energiemenge aktiv reduzieren (Quartierspeicher und Spitzenkappung). Die Hausspeichersysteme sind die letzte NoM, die in allen Fällen zu einer Erhöhung, wenn auch nur um 0 - 10 %, führen. Die Netzkomponenten rONT und Längsregler, welche aktiv die Spannung im Netzgebiet senken, haben im Median einen negativen Effekt, allerdings in zahlreichen Fällen einen sehr positiven. Dieses Ergebnis folgt aus der Heterogenität des kritischen Netzzustandes. Im Falle einer Spannungsbandsverletzung erzielen diese Komponenten sehr gute Ergebnisse. Im Gegensatz dazu ist der Effekt dieser NoM bei Betriebsmittelüberlastungen negativ, da durch die Spannungsabsenkung die Ströme und somit die Auslastung der Betriebsmittel erhöht werden. Eine detaillierte Beschreibung hiervon erfolgt in den nächsten Kapiteln. Die detaillierte Betrachtung des Ergebnisses der Elektrofahrzeuge, welche teilweise nur einphasig laden, zeigt die negativen Netzurückwirkungen von unsymmetrischen Lasten, da durch einphasigen Bezug die Spannung in der benachbarten Phase angehoben wird. Somit sind die vereinzelt auftretenden negativen Werte bei Elektrofahrzeugen zu erklären. Im Vergleich mit P2H-Anlagen, welche alle dreiphasig angeschlossen sind, ist die zusätzlich integrierbare EE-Leistung

allerdings deutlich höher. Dies liegt primär darin begründet, dass die Maxima der solaren Einspeisung und die damit verbundenen Netzengpässe primär in Zeiten mit geringem Heizwärmebedarf angesiedelt sind (z. B. Sommermonate), wodurch lediglich durch die Verschiebung des Erwärms von Trinkwarmwasser ein Einfluss generiert werden kann. Elektrofahrzeuge sind durch größere Kapazitäten rein technisch in der Lage, eine PV-induzierte Leistungsspitze zu verringern, aufgrund des Mobilitätsfaktors ist jedoch nicht gewährleistet, dass die Fahrzeuge auch zu Zeiten von Netzengpässen bereit stehen. Im Projekt MONA 2030 werden nur Ladevorgänge zu Hause betrachtet und somit auch nur die netzdienlichen Effekte ermittelt, wenn das Fahrzeug zu Hause ist.

Zur Erläuterung der teils deutlichen Spreizung erfolgt im nachfolgenden Unterkapitel eine Detailanalyse der NoM unter Betrachtung des limitierenden Faktors.

4.2.3.1 Betriebsmittelüberlastung als limitierender Faktor

In **Abbildung 4-7** ist die erweiterte Netzgrenzkapazität durch die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen dargestellt, wenn die Netzgrenzkapazität durch ein thermisches Problem erreicht wurde.

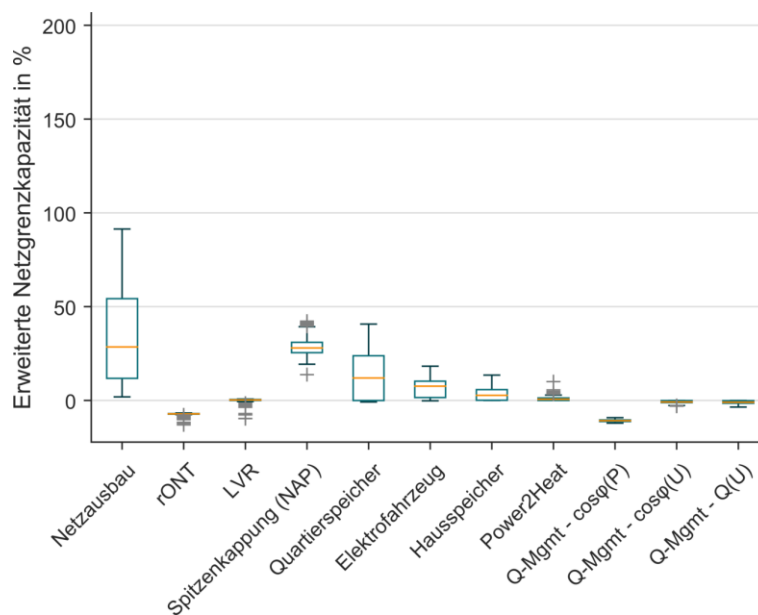


Abbildung 4-7: Erweiterte Netzgrenzkapazität durch die Netzoptimierenden Maßnahmen in allen Typnetzen bei thermischen Überlastungen

Die Abbildung zeigt, dass sich – wie erwartet – Netzoptimierende Maßnahmen, die positiv auf die Spannungshaltung wirken (vornehmlich rONT, Längsregler und Blindleistungsmanagement), im Falle von Betriebsmittelüberlastungen negativ auswirken. Dies ist durch den indirekt proportionalen Zusammenhang zwischen I und U erklärbar.

$$S = U * I \quad (4)$$

$$S = \sqrt{(U * I * \cos(\varphi))^2 + (U * I * \sin(\varphi))^2} \quad (5)$$

S [VA] Scheinleistung

U [V]:	Spannung
I [A]:	Strom
φ	Phasenverschiebungswinkel

Bei gleichbleibender Leistung und sinkender Spannung steigt die Stromstärke. Regelt eine NoM (z. B. der rONT) die Spannung nach unten, steigt die Stromstärke indirekt proportional an und belastet die Betriebsmittel stärker als bei hoher Spannung. Gleiches gilt, wie aus Formel (5) hervorgeht, für die Blindleistung. Je mehr zusätzliche Blindleistung in ein Netzgebiet eingespeist wird, desto größer wird die Scheinleistung und damit steigt die Betriebsmittelauslastung.

Bei rein thermischen Überlastungen sind unabhängig vom Netz somit die Maßnahmen Netzausbau, Spitzenkappung, Quartierspeicher, Elektrofahrzeuge und Hausspeichersysteme geeignet, die Netzgrenzkapazität zu erhöhen.

4.2.3.2 Spannungsbandverletzungen als limitierender Faktor

Im Gegensatz zu oben sind in **Abbildung 4-8** alle Simulationen mit Spannungsbandverletzungen zusammengefasst. Hierbei zeigt sich, dass der Einsatz eines rONT die besten Resultate erzielt und die Netzgrenzkapazität im Median nahezu verdoppelt. Im Bereich einer Erhöhung um 70 % liegen die Maßnahmen Quartierspeicher und Netzausbau. Der Einsatz eines Längsreglers führte zu einer Erhöhung des Medianes um 36 %. Die Effekte der Blindleistungsregelungen liegen für $\cos \varphi$ (P) bei 23,5 %, wobei es durch diese Maßnahme auch zu negativen Werten auf Grund von auftretenden Betriebsmittelüberlastungen kommt, welche durch den massiven Blindleistungseinsatz induziert werden. Die beiden anderen Blindleistungsregelungen liegen im Bereich einer Erhöhung um 10 - 12 %.

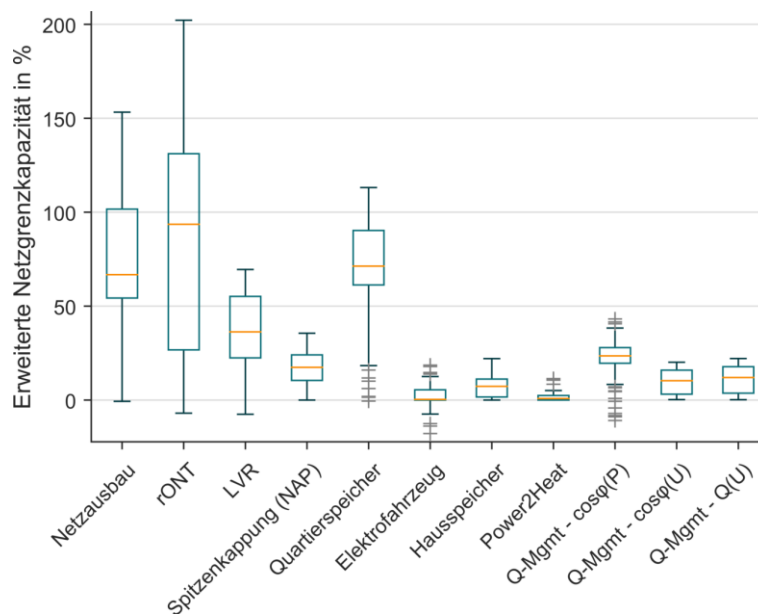


Abbildung 4-8: *Erweiterte Netzgrenzkapazität durch die Netzoptimierenden Maßnahmen in allen Typnetzen bei Spannungsbandverletzungen*

Treten in einem Netzgebiet hybride Probleme auf (spannungs- und betriebsmittelbedingt) sind demzufolge nur Lösungen zu empfehlen, die einen positiven Einfluss auf beide Faktoren haben. Dies sind Maßnahmen, welche die Energiemenge im kritischen

Zeitpunkt durch Verschiebung des Verbrauchs reduzieren (v. a. Speichersysteme) oder die Infrastruktur verstärken (Netzausbau).

4.2.4 Netzspezifische erweiterte Netzgrenzkapazität

Im Folgenden sind die detaillierten Auswertungen der einzelnen Typnetze in Form von Boxplots für die jeweilig prozentual erweiterte Netzgrenzkapazität (analog zu **Abbildung 4-6**) aufgeführt. Dabei sei darauf hingewiesen, dass mit unterschiedlichen Zufallsverteilungen in den Simulationen teils unterschiedliche Abbruchkriterien erreicht werden. So kann im gleichen Netz bei verschiedener Anordnung von PV-Anlagen an den Netzanschlusspunkten entweder das Spannungsband oder ein Betriebsmittel an die zulässige Belastungsgrenze stoßen und die (erweiterte) Netzgrenzkapazität definieren. Im Folgenden sind die erweiterten Netzgrenzkapazitäten für sowohl Spannungs- auch als Betriebsmittelauslastungsfälle zusammengefasst. In **Anhang 1** können zudem die Spannungs- und Betriebsmittelüberlastungsfälle (falls vorhanden) getrennt betrachtet werden. Zuerst werden die Berechnungsergebnisse der Netze 1, 2, 3, 5 und 6 mit Betriebsmittelüberlastungen als Limitation dargestellt.

4.2.4.1 Netze mit Betriebsmittelüberlastung als limitierender Faktor

Die erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 1 (siehe **Abbildung 4-9**), ist bei nahezu allen Simulationen (außer beim Netzausbau), durch den ONT begrenzt. Somit ist neben dem Transformatortausch (Erhöhung um 20 - 50 %) diejenige Maßnahme am effektivsten, die die zu übertragende Leistung am stärksten reduziert. In diesem Fall ist das die Spitzenkappung mit einer mittleren Erhöhung um 23 – 30 %. Ebenso führen der Einsatz von Elektrofahrzeugen und des Quartierspeichers zu einer Erhöhung um im Median 9,4 % bzw. 7,8 %. Alle weiteren NoM erhöhen die Netzgrenzkapazität nicht merklich oder verringern diese sogar. Dies ist damit zu begründen, dass eine Veränderung der Spannung bzw. der Scheinleistung hier häufig zu einer Erhöhung der Betriebsmittelauslastung führt.

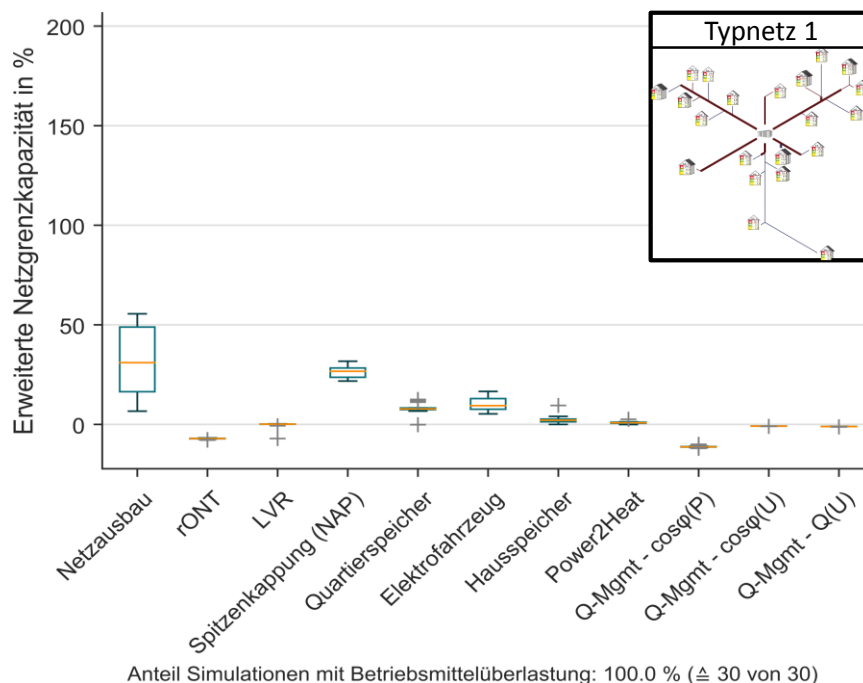


Abbildung 4-9: Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 1

Im Gegensatz zu Typnetz 1 ist sind Typnetz 2 (siehe **Abbildung 4-10**) Kabel die begrenzenden Faktoren.

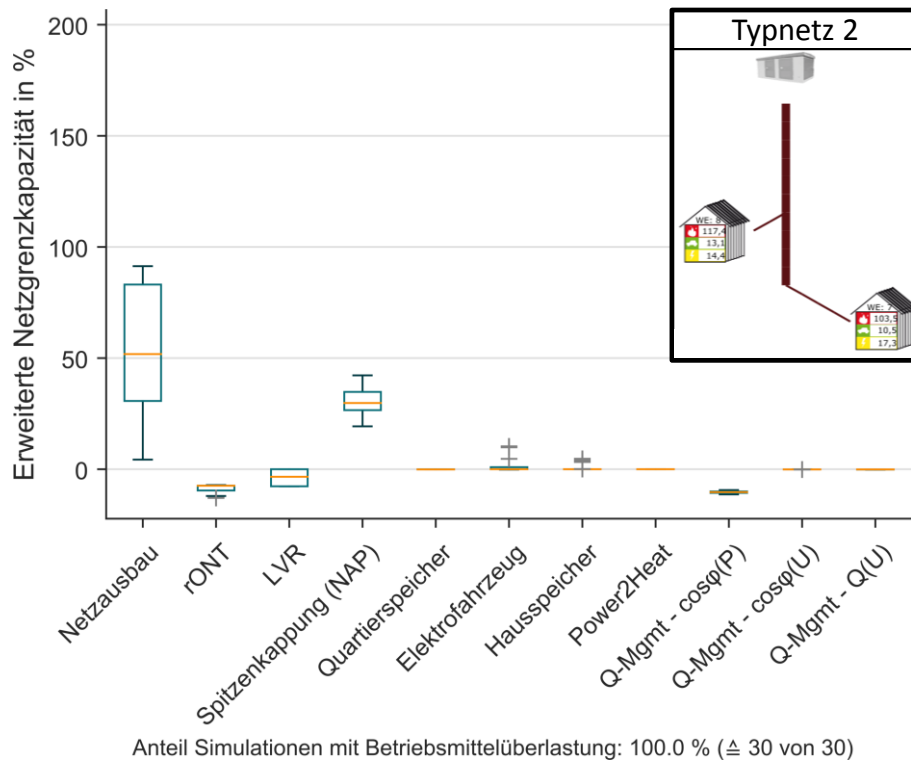


Abbildung 4-10: Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 2

Je nach Verteilung der Komponenten kommt es zu Überlastungen an unterschiedlichen Hausanschlusskabeln. Die Simulationsergebnisse ergeben, dass somit nur Netzausbau oder Spitzenkappung effektiv die Netzgrenzkapazität erhöhen. Sämtliche anderen NoM haben im Mittel der Verteilungen keinen positiven Einfluss.

Im Typnetz 3 (siehe **Abbildung 4-11**) ist das kritische Element das Kabel vom Transformator bis zur ersten Verzweigung, welches die Netzgrenzkapazität ohne NoM definiert. Die maximale Erhöhung des Median erfolgt durch Spitzenkappung (27 %) bzw. Netzausbau (26 %). Der Einsatz eines Quartierspeichers kann im Median die Netzgrenzkapazität um 5 % erhöhen. Alle weiteren NoM bieten kein geeignetes Potenzial, da die Werte sehr stark von der Verteilung der Komponenten abhängen.

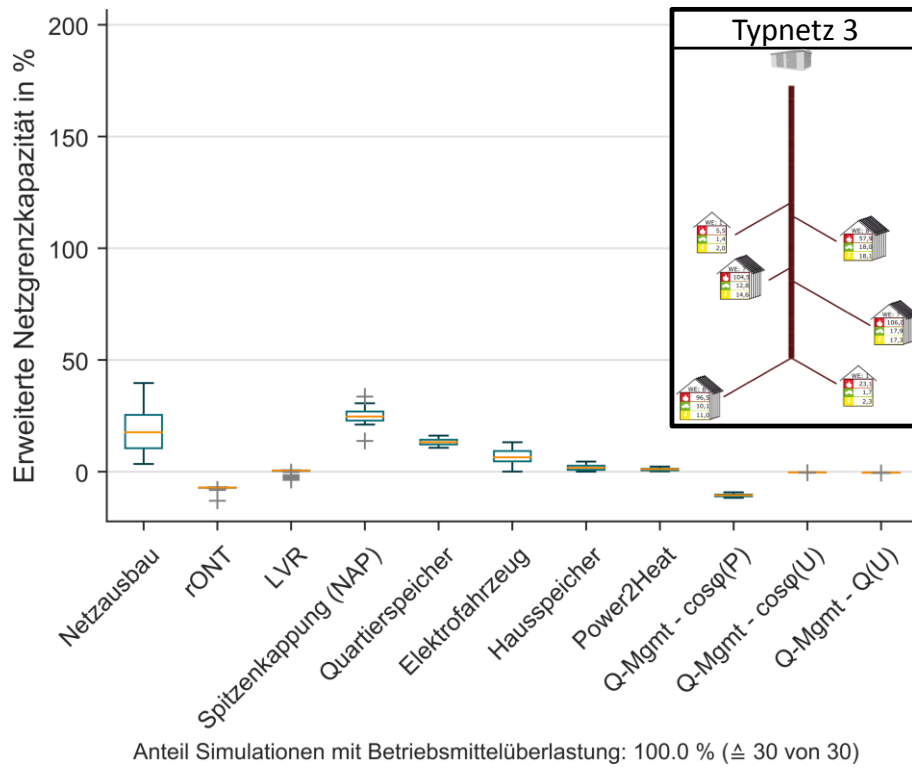


Abbildung 4-11: *Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 3*

Im Typnetz 5 ist der limitierende Faktor das Kabel vom Transformator bis zur ersten Verzweigung, da hierüber die gesamte Leistung abtransportiert werden muss. Somit sind die NoM, welche den Stromfluss über dieses Kabelstück am deutlichsten reduzieren, am effektivsten (siehe **Abbildung 4-12**). In diesem Fall sind das die NoM Spitzenkappung (+ 29 %) und Quartierspeicher (+ 24 %). Die NoM Netzausbau, Elektrofahrzeuge und Hausspeicher erzielen in diesem Netzgebiet eine Erhöhung im Median um 7 – 5 %. Das Potential des Netzausbaus ist in diesem Fall so gering, da nur das Betriebsmittel ausgebaut wird, dass zuerst überlastet wird. Bei einer weiteren Erhöhung der PV-Leistung wird somit sehr schnell das nächste Kabelstück überlastet und basierend hierauf das maximale Potenzial ermittelt. Prinzipiell wäre, wenn weitere Kabel oder ein längeres Stück ausgebaut würden, eine zusätzliche Erhöhung der Netzgrenzkapazität möglich. Alle weiteren NoM bieten in diesem Netz keine Erhöhung der Netzgrenzkapazität bzw. rONT und Q-Management $\cos \varphi (P)$ sogar eine Reduzierung.

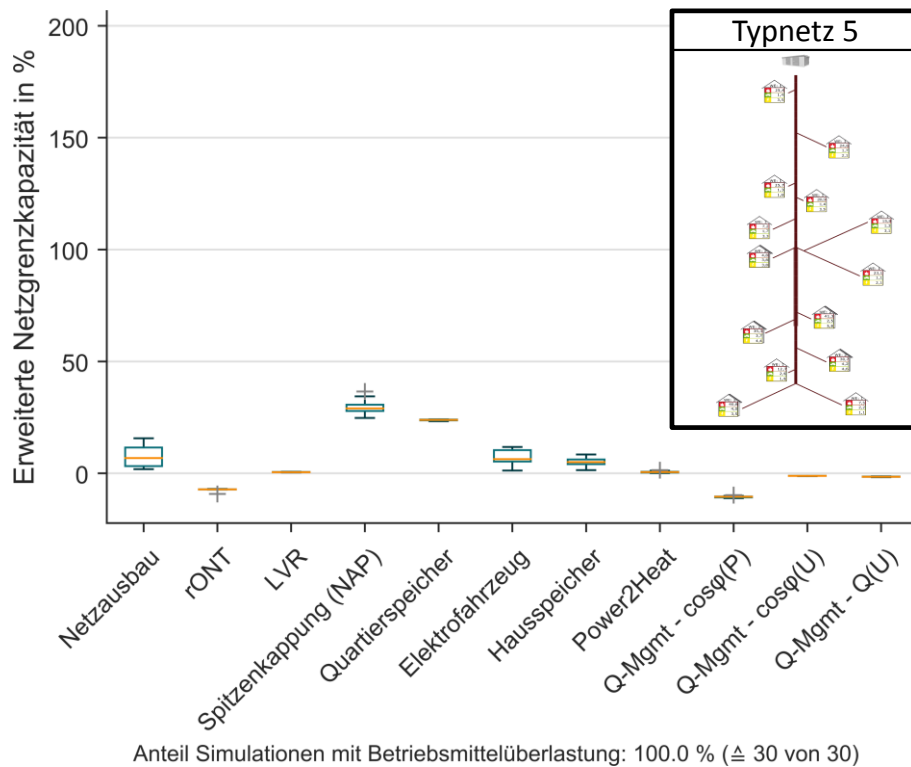


Abbildung 4-12: *Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 5*

Im Typnetz 6 ist das limitierende Betriebsmittel der Transformator mit einer Nennleistung von 400 kVA. Durch Netzausbau, in diesem Fall der Einbau eines 630 kVA-Transformators, kann die Netzgrenzkapazität um 55 % erhöht werden, bis auch dieser Transformator überlastet wird (siehe **Abbildung 4-13**). Ohne Netzausbau bieten auch hier die NoM Spitzenkappung und Quartierspeicher das höchste Potenzial (+ 26 % bzw. + 17 %). Die NoM Elektrofahrzeuge und Hausspeicher sorgen für eine Erhöhung um ca. 10 %. Alle weiteren NoM bieten in diesem Netz keine Erhöhung der Netzgrenzkapazität bzw. rONT und Q-Management $\cos \varphi$ (P) sogar eine Reduzierung.

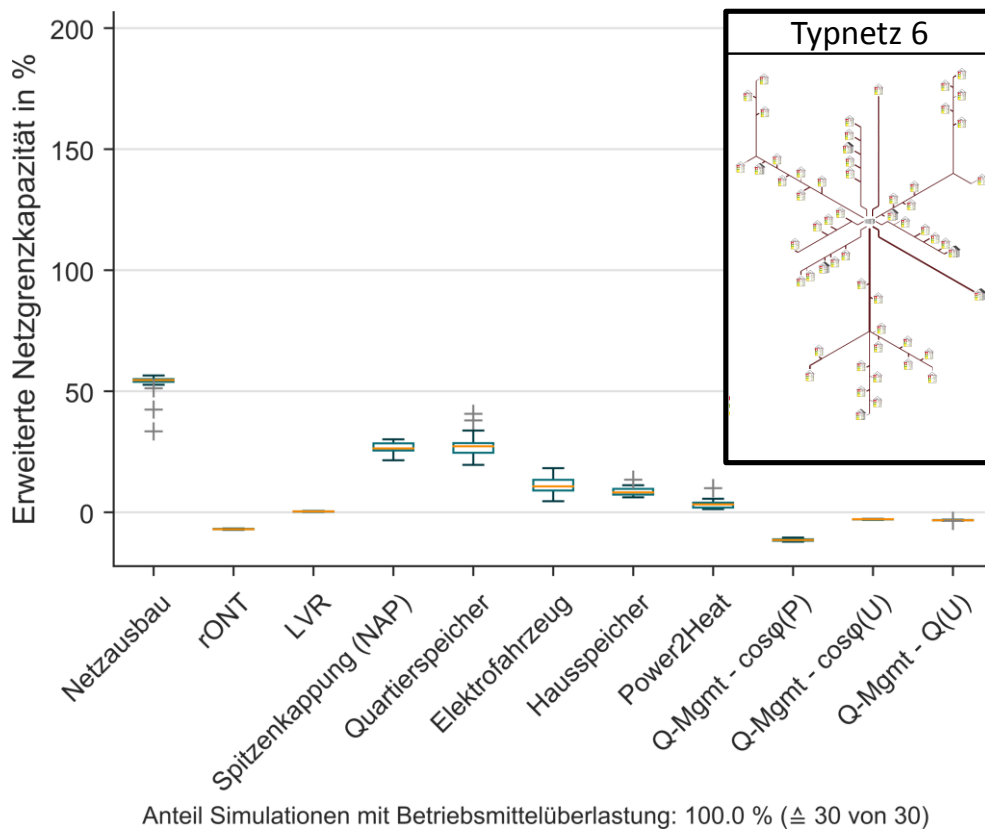


Abbildung 4-13: *Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 6*

4.2.4.2 Netze mit Spannungsbandverletzungen als limitierender Faktor

Im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Netzen liegt in den folgenden Netzen eine Verletzung des Spannungsbandes vor, bevor ein thermisches Problem auftritt.

Im Typnetz 4 tritt diese Spannungsbandverletzung immer an einem der Haushalte im längstem Strang, welcher in **Abbildung 4-14** nach unten gezeichnet ist, auf. Abhängig von der Verteilung der Komponenten tritt die Grenzwertüberschreitung an fünf verschiedenen Anschlussknoten in diesem Netzbereich auf. Das mit Abstand höchste Potenzial zur Erhöhung der Netzgrenzkapazität bietet hierbei der Quartierspeicher mit einer Erhöhung im Median um 98 % und selbst im schlechtesten Fall um über 50 %. Eine deutliche Erhöhung (+ 54 %) kann auch durch Netzausbau erreicht werden. Die NoM rONT (+ 29 %) und Längsregler (+ 38 %), welche gezielt die Spannung absenken, sind beide gut für dieses Netzgebiet geeignet, wobei der Längsregler hier vorteilhafter ist. Die Erhöhung der Netzgrenzkapazität durch Spitzenkappung und die unterschiedlichen Blindleistungsregelungen liegen im Bereich von (+ 20 %).

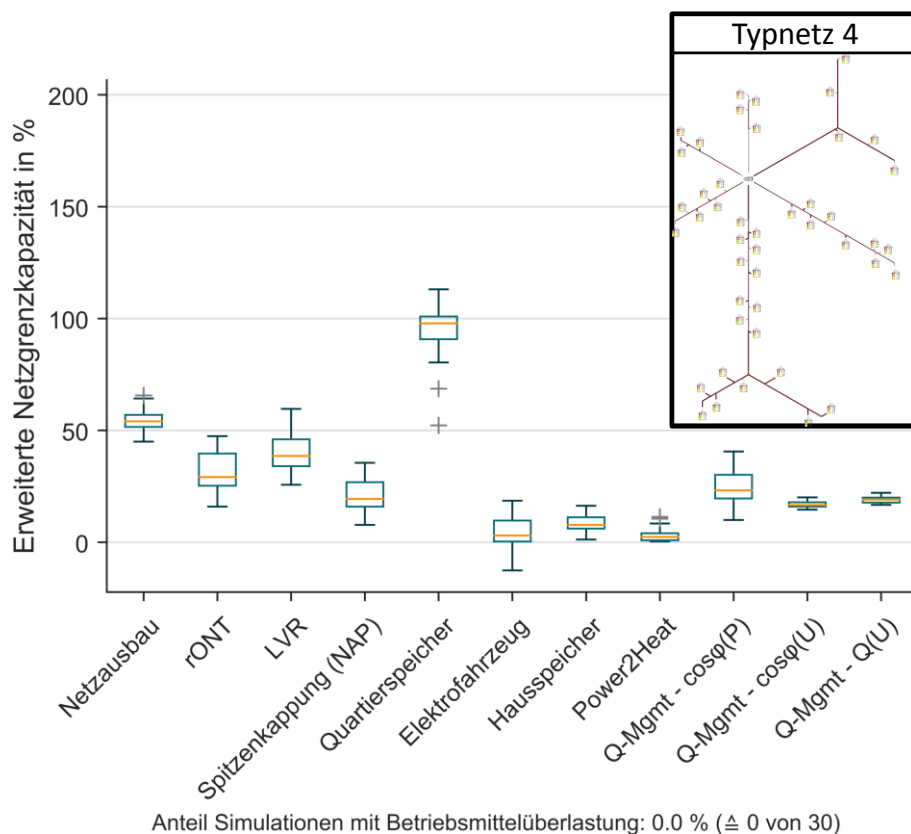


Abbildung 4-14: Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 4

Im Typnetz 8 tritt die begrenzende Spannungsbandverletzung – wie zu erwarten – im längsten Strang auf, welcher in **Abbildung 4-15** vom Transformator bis zu den beiden Häusern rechts unten reicht. . In diesem Netzgebiet ist die beste NoM der rONT mit einer Erhöhung um 121 %, der Längsregler erzielt auf Grund der nicht optimalen, automatisierten Positionierung kein optimales Ergebnis (+ 26 %). Der Längsregler wird nach dem zweiten Abgang platziert und somit wird immer am Anschlussknoten in diesem Abgang eine unzulässige Spannung erreicht. Netzausbau und der Einsatz eines Quartierspeichers haben ebenso das Potenzial, die Netzgrenzkapazität um über 60 % zu erhöhen. Außerdem erhöhen die NoM Spitzenkappung und Q-Management $\cos \varphi$ (P) die Netzgrenzkapazität um mehr als 20 %. Die teilweise negative Auswirkung der Elektrofahrzeuge lässt sich damit begründen, dass diese teilweise einphasig laden und somit die Unsymmetrie zu Spannungsüberhöhungen in den anderen Phasen führt.

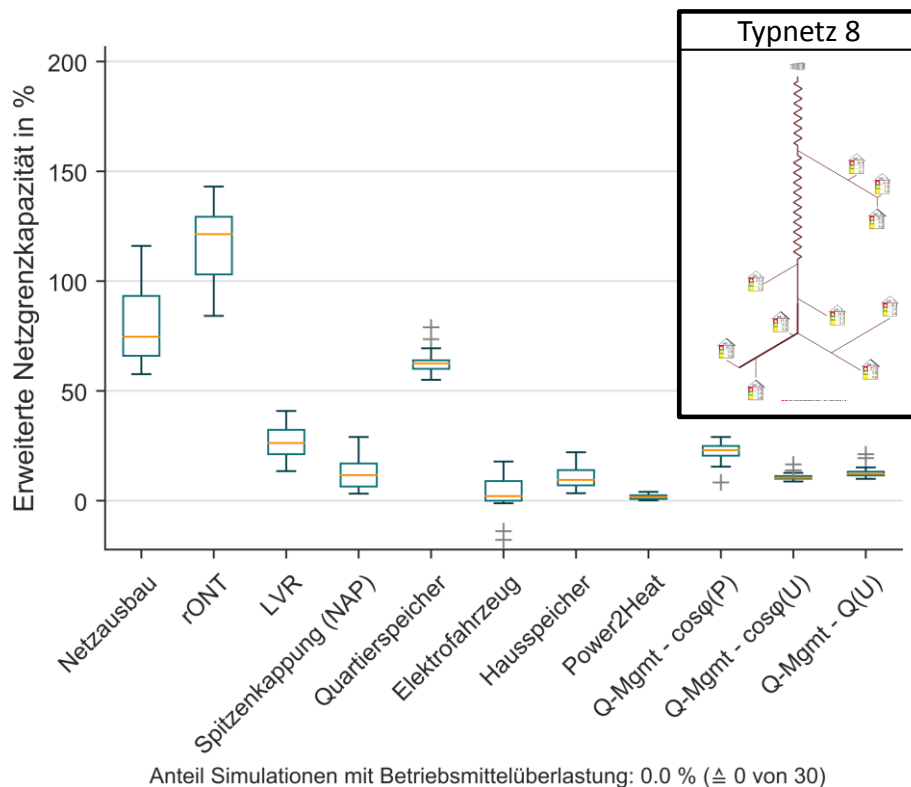
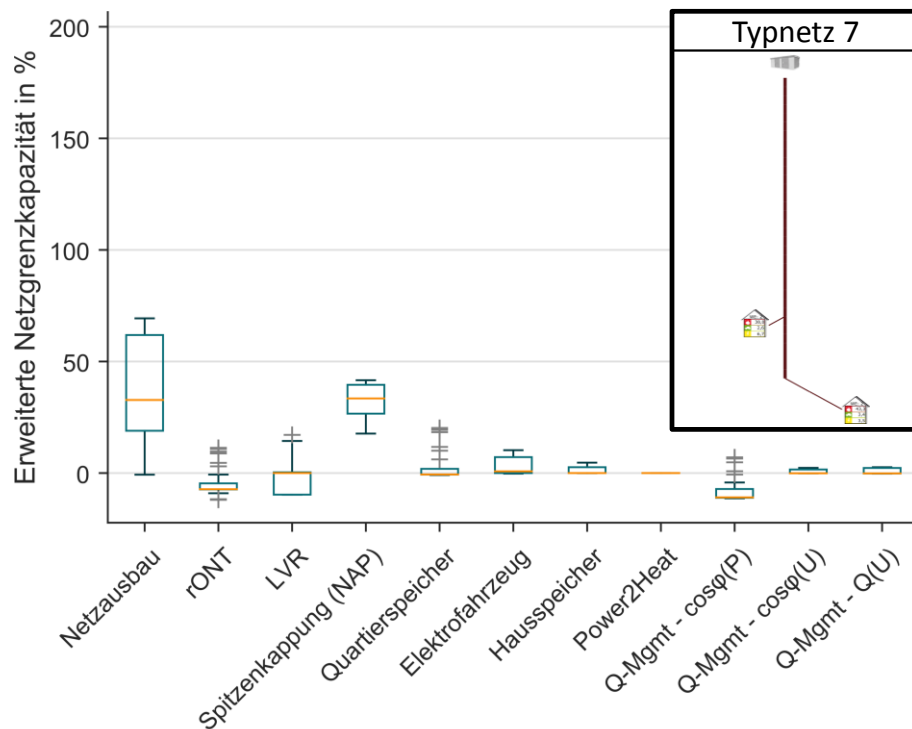


Abbildung 4-15: *Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 8*

4.2.4.3 Netze mit verteilungsabhängiger Limitation

Im Typnetz 7 (siehe **Abbildung 4-16**) kommt es ohne Einsatz einer NoM bei der initialen Bestimmung der Netzgrenzkapazität sowohl zu Leitungsüberlastungen als auch zu Spannungsbandverletzungen. Hierbei sei erwähnt, dass im Median ohne NoM bereits eine installierte PV-Leistung von 160 kW auf den zwei Gebäuden möglich ist. Dieser Wert kann nur durch die NoM Spitzenkappung (+ 33 %) und Netzausbau (+ 33 %) signifikant erhöht werden. Im Falle eines Netzausbaus liegt die Bandbreite allerdings zwischen 0 und 66 %. Auf Grund der heterogenen Probleme liefern alle weiteren NoM keine signifikante Erhöhung der Netzgrenzkapazität.



Anteil Simulationen mit Betriebsmittelüberlastung: 63.3 % (\triangleq 19 von 30)

Abbildung 4-16: *Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 7*

Im Typnetz 9 ist die Netzgrenzkapazität je nach Verteilung der Komponenten entweder durch Spannungsbandverletzungen am Ende des Strangs (25 von 30 Simulationen) oder eine Überlastung des Anschlusskabels des ersten Gebäudes limitiert (siehe **Abbildung 4-17**). Auf Grund der heterogenen Probleme liefert in allen Simulationen ausschließlich ein Quartierspeicher verlässlich eine deutlich Erhöhung der Netzgrenzkapazität (+ 71 %). Bei allen anderen NoM kommt es in einzelnen Simulationen zu nahezu keiner Erhöhung bzw. zu einer Verschlechterung des Netzzustands. Bei Betrachtung des Medianes erzielen der rONT (+ 145 %) sowie der Netzausbau (+ 130 %) die besten Resultate. Eine deutliche Erhöhung der Netzgrenzkapazität, mit nur sehr vereinzelt Ausreißern, wird auch durch den Einsatz des LVR erzielt (+ 59 %). Zusätzlich hierzu erzielen Spitzenkappung und Q-Management $\cos\varphi(P)$ Erhöhungen um 17 bzw. 25 %. Alle weiteren NoM bieten in diesem Netzgebiet kein signifikantes Potenzial.

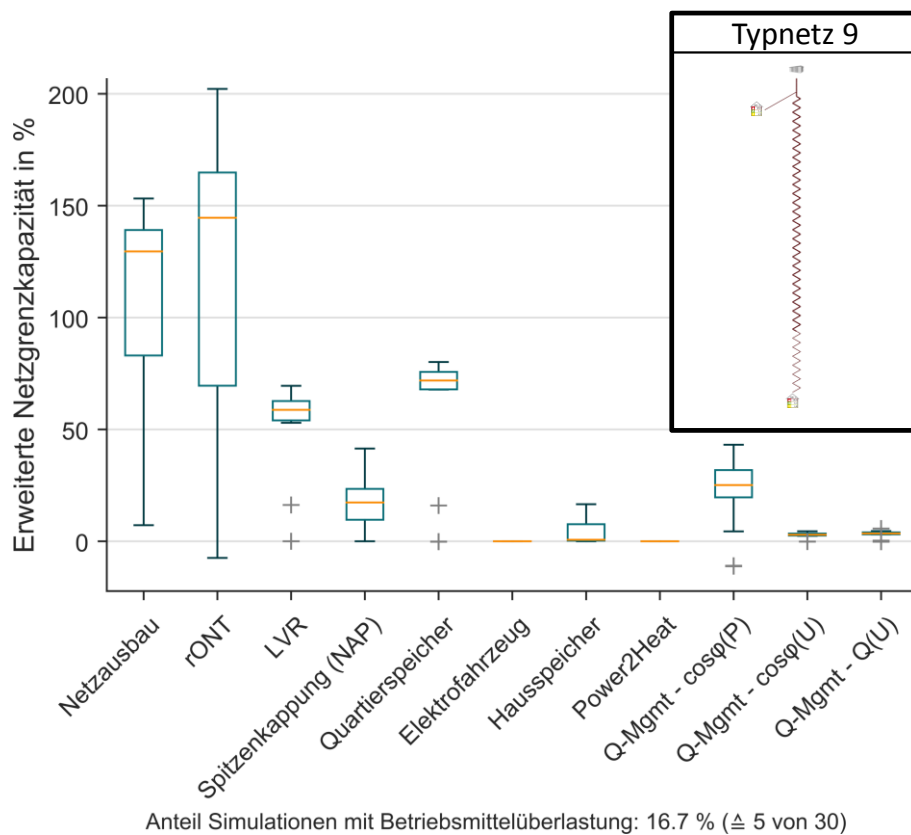


Abbildung 4-17: Erweiterte Netzgrenzkapazität im Typnetz 9

4.2.5 Ökonomische Bewertung der NoM in der Netzgrenzanalyse

Im nachfolgenden Kapitel werden die Kosten der netzoptimierenden Maßnahmen wie im Maßnahmenbericht im Form annuitätischer Kosten dargestellt. Dabei wird auf die Annuitätenmethode zurückgegriffen – ein Verfahren aus der dynamischen Investitionsrechnung, welches den Kapitalwert einer Investition konstant über die Lebensdauer verteilt. Die den Kosten zugrundeliegenden annuitätischen Kosten aus /FFE-15 17/ sind **Kapitel 9.3** zu entnehmen.

4.2.5.1 Netzkosten für spannungsbedingte Netzoptimierung

Das nachfolgende Kapitel zeigt die Netzkostenperspektive Netzoptimierender Maßnahmen für Maßnahmen der Spannungshaltung auf. Dabei werden die notwendigen annuitätischen Kosten der Maßnahmen dargestellt, ohne auf etwaige regulatorische Erlöse einzugehen. Die Kostenbestandteile werden in **Tabelle 4-2** kurz dargestellt:

Tabelle 4-2: *Angesetzte Kosten von Netzoptimierenden Maßnahmen*

Maßnahmengruppe	Angesetzte Kosten	
Netzoptimierende Betriebsmittel	Investitions- und Betriebskosten inkl. Erneuerung der Sekundärtechnik bei rONT und Längsregler nach 20 Jahren.	
Netzoptimierende Betriebsführung	Blindleistungsmanagement	Keine Kosten
	Spitzenkappung	Keine Kosten
	Topologische Schalthandlungen	Eine Schaltung pro Jahr
Netzorientierte Maßnahmen	Hausspeichersysteme	Keine Kosten
	Power2Heat	Zur Erschließung notwendige IKT-Infrastruktur
	Elektrofahrzeuge	

Da in der Netzgrenzanalyse nicht nach unterschiedlichen Steuerungen differenziert wird, erfolgt hier eine „worst-case“-Abschätzung der Kosten. Demzufolge werden die Kosten der teuersten Steuerung jeder NoM angenommen. Im Falle des Quartierspeichers wird der Fall „Netzasset“ angenommen, der die Maßnahme wie ein Netzoptimierendes Betriebsmittel behandelt (rechtliche Restriktionen siehe /FFE-15 17/), und die gesamten Investitions- und Betriebskosten werden für die Berechnung herangezogen. Im Fall von Blindleistungsmanagement und Spitzenkappung fallen aus Netzperspektive keine Kosten an. Hierbei müssen lediglich die jeweiligen Wechselrichter bei der Installation der technischen Geräte korrekt eingestellt werden. Während bei neueren Hausspeichersystemen (vgl. KfW-Förderung) in der Regel ein Systemupdate ausreichend ist, um die Maßnahme zu erschließen, wird bei Power2Heat und Elektrofahrzeugen zur Netzentlastung noch zusätzliche IKT benötigt. Dies beinhaltet im Jahr 2015 die Kosten für intelligente Messsysteme, intelligente Zähler und eine Steuerbox. Die letzteren entfallen aufgrund des Smart-Meter-Rollouts im Jahr 2030. Da der Primärzweck dieser Maßnahmen nicht in der Netzentlastung liegt, werden die Kosten für Investition und Betrieb nicht in der Berechnung angesetzt. /FFE-15 17/

Abbildung 4-18 zeigt mit den Kosten der Maßnahmen aus Sicht von Netzbetreibern im Jahr 2015 einen weiteren wichtigen Aspekt der Netzoptimierung auf. Dabei wurden (aus Gründen der Vergleichbarkeit) die annuitätischen Kosten der NoM in jedem Netz auf die Anzahl der Wohneinheiten normiert. Dies ist nicht mit der jährlichen Mehrbelastung von Haushalten gleichzusetzen, da die Kosten in Realität in den Netzentgelten enthalten sind. Die geringen Kosten einzelner netzorientierter Maßnahmen sind auf die Annahmen zu den Kosten (vergleiche obige Tabelle) zurückzuführen.

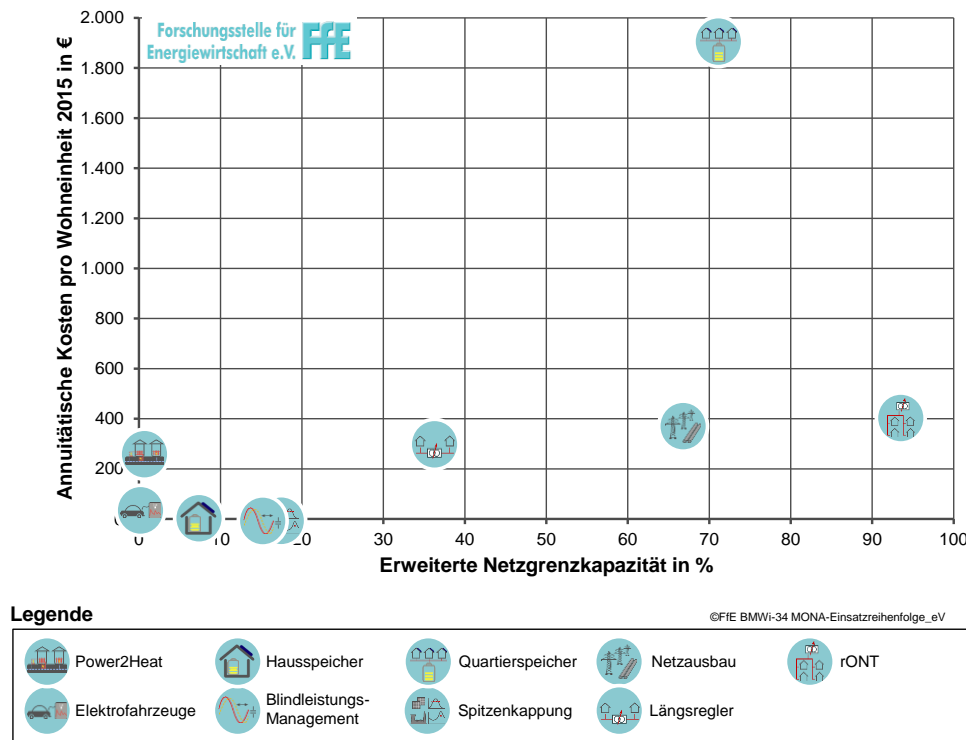


Abbildung 4-18: *Kosten pro erweiterter Netzgrenzkapazität zur Spannungshaltung im Jahr 2015*

Wie die Auswertung in Kapitel 4.2.4 zeigt, treten Spannungsbandverletzungen tendenziell in kleinen Netzen auf, weswegen die Kosten auf vergleichsweise wenige Netzkunden umgelegt werden. Dies lässt den rONT und auch den LVR vergleichsweise teuer erscheinen.

Abbildung 4-19 zeigt, dass die annuitätischen Kosten pro Wohneinheit im Typnetz 4 deutlich geringer liegen als der Mittelwert über alle Netze. Zudem können durch rONT ausgetauschte Ortsnetzstationen, wenn diese noch technisch in gutem Zustand sind, an anderer Stelle wieder genutzt und dadurch Neuinvestitionen vermieden werden, um die Wirtschaftlichkeit noch zusätzlich zu verbessern.

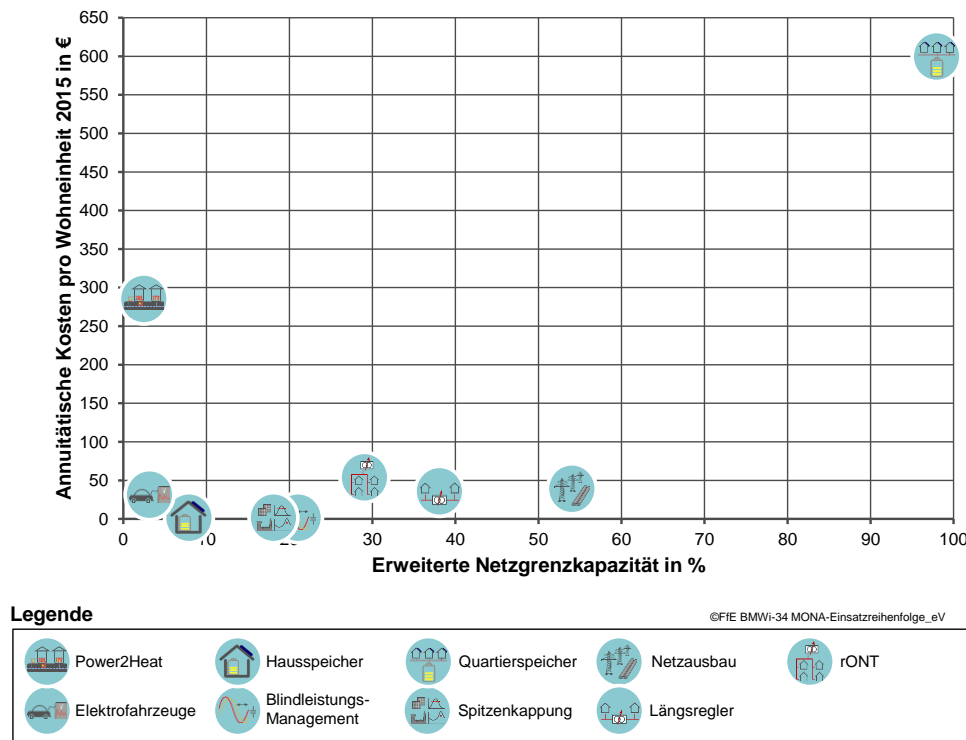


Abbildung 4-19: Kosten pro erweiterter Netzgrenzkapazität zur Spannungshaltung im Jahr 2015 in Typnetz 4

Die Netzgrenzanalyse (Abbildung 4-18) zeigt, dass vor allem Netzoptimierende Betriebsmittel (rONT, Netzausbau, Längsregler) technisch die besten Ergebnisse erzielen. Zwar sind auch Quartierspeichersysteme als Netzasset prinzipiell technisch gut geeignet, bei einer Betrachtung der Wirtschaftlichkeit aus **Netzkostensicht**² lassen sich jedoch aufgrund nach wie vor hoher Anschaffungskosten deutliche Nachteile erkennen. Auch der rONT erscheint auf den ersten Blick relativ kostenintensiv. Dies ist methodisch bedingt, da nur in wenigen Typnetzen mit unterdurchschnittlicher Anzahl an Wohneinheiten Spannungsbandverletzungen auftreten. Der Vergleich der absoluten annuitätischen Kosten ist Kapitel 4.3.4.1 zu entnehmen.

Auch die statische Spitzenkappung auf 70 % der Einspeiseleistung ist eine kosteneffiziente Möglichkeit zur Lösung von Spannungsproblemen, da diese im Gegensatz zum Einspeisemanagement nicht vergütet werden muss.

Aus der Abbildung ergeht, dass vor allem die Netzorientierten Maßnahmen (Hausspeichersysteme, Power2Heat, Elektrofahrzeuge) nur teils sehr geringe netzdienliche Effekte aufweisen, jedoch in ihren Kosten den investiven Maßnahmen gegenüber zu präferieren sind. Dies liegt häufig daran, dass lediglich in IKT zur Steuerung investiert werden muss oder sogar gar keine Kosten entstehen.

Die Umstellung von eigenverbrauchsoptimierten Hausspeichersystemen hin zu prognosebasierten Systemen zeigt, dass hier ein kostengünstiges und einfach zu

² Diese Kostenperspektive bewertet die potenziellen Kosten der Netzoptimierenden Maßnahmen aus Sicht des regulierten Netzbetriebs. Für die Erschließung Netzorientierter Maßnahmen (z. B. Hausspeichersystem) fallen die Investitionskosten nicht dem Netzbetreiber an.

hebendes Potenzial versteckt liegt. Häufig können die Systeme bereits ferngewartet werden und durch den Hersteller mit der notwendigen Software und den erforderlichen Informationen versorgt werden. Dem Endkunden entstehen auf diese Weise dementsprechend keine Kosten. MONA 2030 zeigt, dass durch diese Umstellung verhindert werden kann, dass die Speicher zur Mittagszeit bereits vollgeladen sind und keinen Beitrag zur Netzentlastung mehr leisten können. Eine verpflichtende Umstellung wird daher empfohlen. Die KfW-Förderung für Hausspeichersysteme gilt bereits nur für Speicher, welche diese Anforderung erfüllen. Dieses System sollte weiterhin beibehalten werden.

Im Jahr 2030 (**Abbildung 4-20**) ändern sich die Kosten für einige Netzoptimierende Maßnahmen teils signifikant.

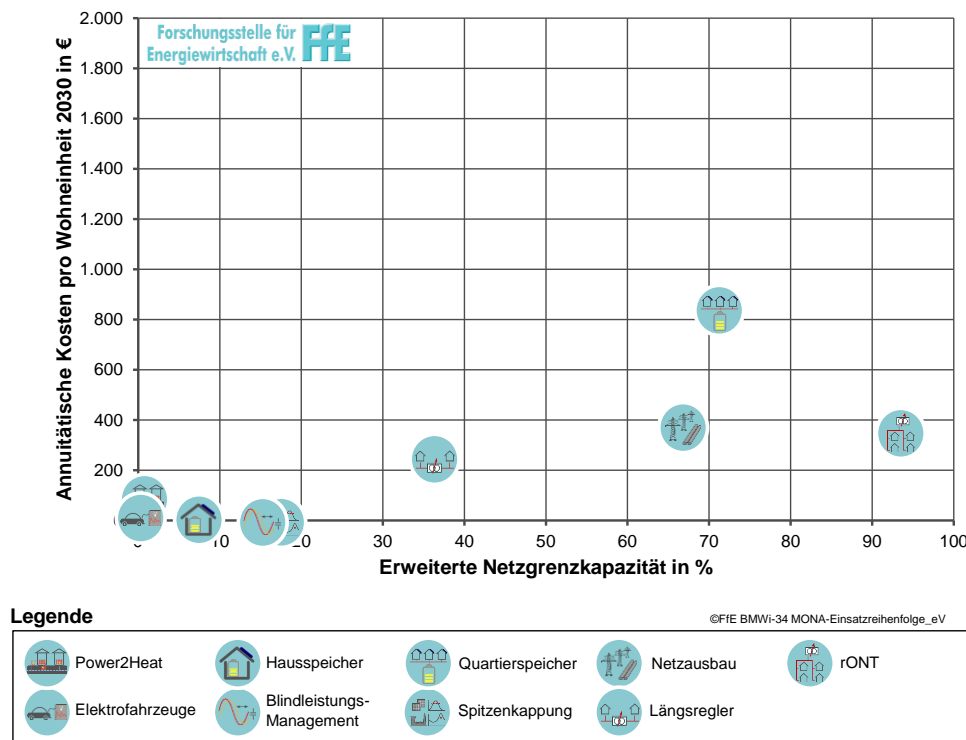


Abbildung 4-20: *Kosten pro erweiterter Netzgrenzkapazität zur Spannungshaltung im Jahr 2030*

Am deutlichsten sinken die Preise für Quartierspeicherlösungen. Der Maßnahmenbericht (Kapitel 5.10 Quartierspeicher zur Netzentlastung) zeigt auf, dass die leistungsspezifischen Kosten um 40 % und die kapazitätsspezifischen Kosten um bis zu 60 % bis zum Jahr 2030 sinken werden. Optimistischere Prognosen erwarten einen noch signifikanteren Rückgang der Preise bis 2030. Dieser Erwartung liegt primär die Annahme zu Grunde, dass die Forschungsaufwendungen in die Zellentwicklung und Optimierung aufgrund der vermehrten Nutzung von Elektrofahrzeugen deutlich steigen und damit auch größere technologische und wirtschaftliche Verbesserungen zu erwarten sind. Durch steigendes Angebot und Nachfrage sowie erhöhte Ausgaben ergibt sich ein stärkerer Kosten- und Innovationsdruck, wodurch die leistungs- und energiespezifischen Preise deutlich sinken werden. Trotz dieser Preisdegression sind Quartierspeichersysteme weiterhin für rein netztechnische Anwendungen nicht wirtschaftlich genug, um mit anderen NoM konkurrieren zu können.

Beim Netzausbau wird keine weitere Preisdegression angenommen, da diese Technologie bereits seit Beginn der Elektrifizierung genutzt wird und damit angenommen werden kann, dass mögliche Kostenoptimierungspotenziale bereits heute voll ausgeschöpft sind.

Neben Speicherpreisen wird ein Rückgang der Kosten von rONT und Längsregler erwartet, da hier eine breite Nutzung für Skaleneffekte und dadurch geringere Produktionskosten sorgt.

Es kann weiterhin für das Jahr 2030 angenommen werden, dass die notwendige Digitalisierung der Energiewirtschaft nahezu abgeschlossen sein wird und die notwendige IKT-Infrastruktur nicht mehr aufgebaut, sondern nur noch genutzt werden muss. Dies reduziert vor allem die Kosten der Erschließung von Netzorientierten Maßnahmen (v. a. Power2Heat) auf ein Minimum.

4.2.5.2 Netzkosten für strombedingte Netzoptimierung

Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass die Aufnahmekapazität für Photovoltaikstrom bei hohen Betriebsmittelauslastungen durch Netzoptimierung nur in geringerem Umfang erfolgen kann, als dies bei spannungsbedingten Netzengpässen möglich ist. Auch sind grundsätzlich einige Netzoptimierende Maßnahmen nicht für die Lösung strombedingter Netzengpässe geeignet, sodass diese hier nicht weiter betrachtet werden. Die Darstellung der zusätzlich integrierbaren Leistung ist **Abbildung 4-21** zu entnehmen.

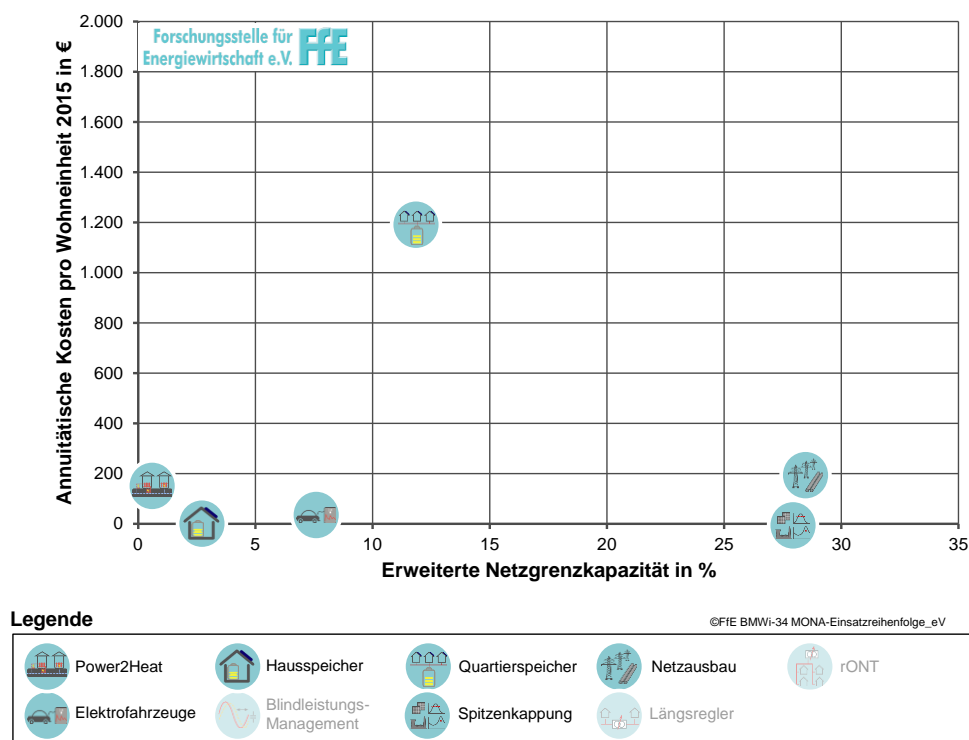


Abbildung 4-21: Kosten pro erweiterter Netzgrenzkapazität bei Betriebsmittelüberlastungen im Jahr 2015

Bei einer Analyse der Kosten wird ersichtlich, dass der Quartierspeicher analog zu spannungsbedingten Netzengpässen die größten Kosten mit sich bringt. Die besten Ergebnisse zur Lösung von Betriebsmittelüberlastungen liefern der konventionelle

Netzausbau und die Spitzenkappung. Da letztere keine Kosten für Netzbetreiber mit sich bringt (die statisch abgeregelte Energie muss nicht entschädigt werden), ist diese Maßnahme klar vorzuziehen. Auch Elektrofahrzeuge können, wenn netzdienlich eingesetzt, einen Mehrwert für die Netzoptimierung liefern. Im Gegensatz zu Hausspeichersystem und analog zu Power2Heat fallen hier jedoch im Jahr 2015 noch Kosten für die Erschließung mittels IKT an.

Für das Jahr 2030 (**Abbildung 4-22**) wird deutlich, dass die Kosten für Quartierspeicher weiterhin die der übrigen NoM deutlich übersteigen. Da die Kosten für IKT zum größten Teil entfallen (außer Steuerbox) sinken auch hier die Kosten.

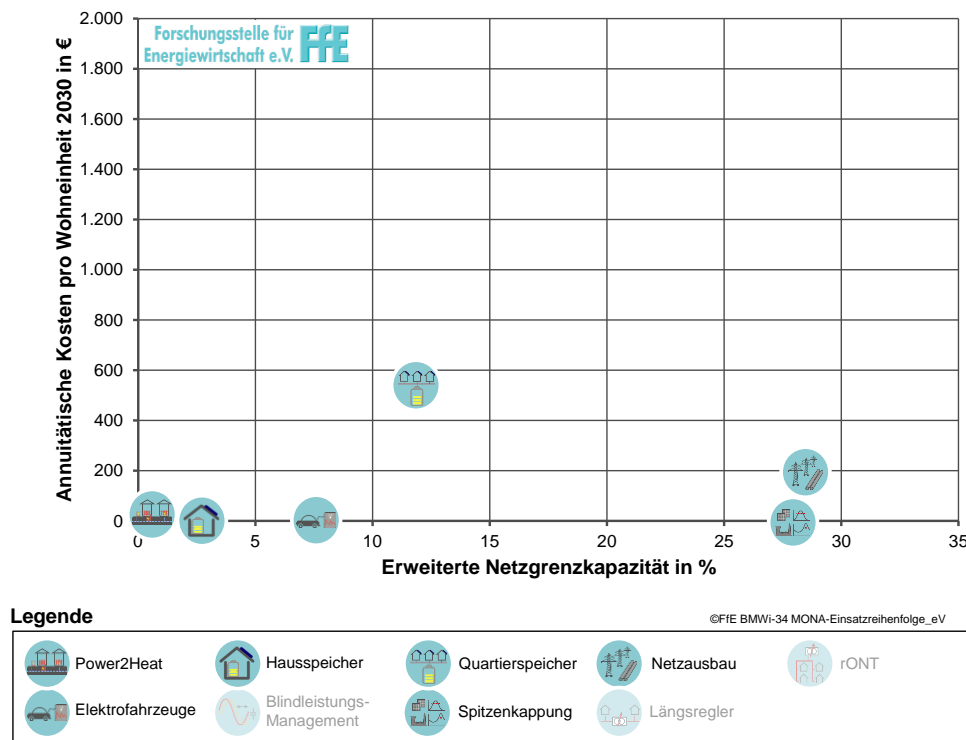


Abbildung 4-22: *Kosten pro erweiterter Netzgrenzkapazität bei Betriebsmittelüberlastungen im Jahr 2030*

4.3 Vergleichende Bewertung der NoM mittels Jahressimulationen

Das nachfolgende Kapitel beschreibt die ganzheitliche, vergleichende Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen mittels Jahressimulationen. Basierend auf der Identifikation geeigneter Simulationsparameter erfolgt dazu der simulative Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen sowie eine Detailauswertung einzelner Netzoptimierender Maßnahmen.

4.3.1 Herleitung der Simulationsparameter

Als Grundlage für den Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen muss neben den in den voranstehenden Kapiteln erläuterten Typnetzen zusätzlich eine aussagekräftige Region ausgewählt werden, welche sich als Grundlage für den folgenden Vergleich eignet. Diese Region liefert mit ihrer Charakteristik die für die Simulationen notwendigen regionalisierten Eingangsparameter wie beispielsweise die Durchdringungen von PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen sowie den zeitlichen Verlauf der Sonneneinstrahlung. Diese Parameter stellen damit den Ausgangszustand der Simulation dar, welcher im Anschluss weiter skaliert werden kann. **Abbildung 4-24** zeigt die einzelnen Schritte, die in den folgenden Kapiteln detailliert beschrieben werden.

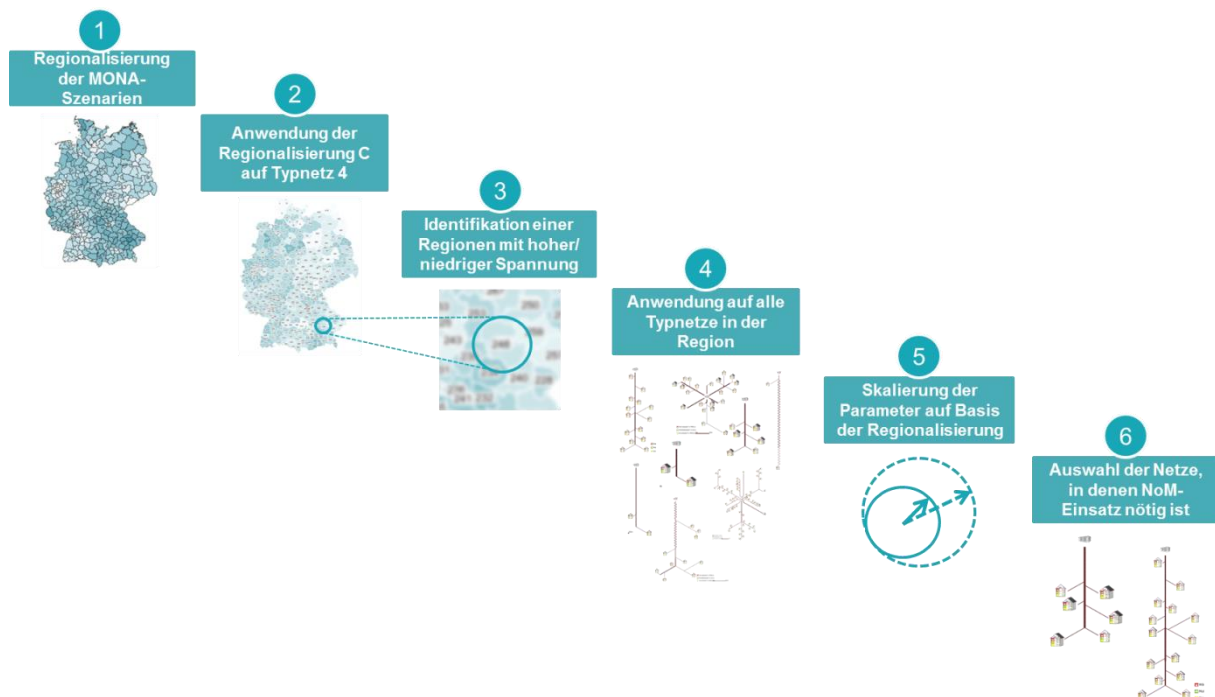


Abbildung 4-23: Schematischer Prozess zur Bestimmung der zu simulierenden Parameter in der Jahressimulation

4.3.1.1 Auswahl einer relevanten Region

Im Rahmen der Regionalisierung auf Landkreisebene konnten teils deutliche regionale Unterschiede in der Durchdringung der einzelnen Regionen mit einzelnen Komponenten festgestellt werden (siehe Basisdatenbericht). Da es im Rahmen der folgenden Analyse nicht zielführend ist, die Auswertung für alle 402 deutschen Landkreise und kreisfreien Städte durchzuführen, wird im Folgenden eine relevante Region ausgewählt.

Diskussion der Methodik zur Identifikation einer relevanten Region

Für die Auswahl einer Untersuchungsregion stehen prinzipiell verschiedene Ansätze zur Verfügung:

Einerseits ist es möglich, die Region anhand der auftretenden Durchdringungsgrade einzelner Komponenten zu identifizieren. Dabei kann beispielsweise eine Region ausgewählt werden, welche prinzipiell einen hohen Anteil an Wärmepumpen bzw. Elektrofahrzeugen aufweist, wie dies in /SAM-01 17/ untersucht wird. Die Herausforderung besteht dabei jedoch darin, aus der Vielzahl an Kombinationen regional verorteter Komponenten die relevanteste auszuwählen. Ohne Kenntnis der genauen netztechnischen Wirksamkeit einzelner Komponenten kann damit keine aus Netzsicht interessante Region identifiziert werden.

Neben der Auswahl der Region anhand von Durchdringungsgraden einzelner Komponenten besteht andererseits die Möglichkeit, die Region anhand der sich ergebenden Netzbelastung auszuwählen. Durch die Berücksichtigung aller regionalisierten Parameter kann damit die tatsächliche Netzbelastung quantifiziert werden. Nachteil dieser Methodik ist die hohe Rechenintensivität bei der entsprechenden Regionenauswahl.

Da die Methodik der Netzbelastungs-Simulation aufgrund der genauen Abbildung von Wirkzusammenhängen jedoch bessere Ergebnisse verspricht, wird sie im Folgenden weiter verfolgt.

Berechnung der sich ergebenden Netzbelastung in allen Regionen

Zur Bestimmung der Netzbelastung in den einzelnen Regionen wird im Folgenden das MONA Typnetz 4 zugrunde gelegt. Dieses kann auf Grund seiner Struktur (Anzahl an Haushalten, durchschnittliche Leitungslänge) prinzipiell mehrfach in jeder Region vorkommen. Zusätzlich hat sich dieses Typnetz in den Vorsimulationen als sensitiv im Hinblick auf auftretende kritische Spannungen (siehe Kap 4.1.2) erwiesen.

Als zusätzliche Einschränkung erfolgt diese Auswertung nur für die Regionalisierung C. Grund hierfür ist, dass diese auf Grund der in der Szenarioanalyse festgelegten Mantelzahlen die höchste Durchdringung mit zusätzlichen Komponenten aufweist und somit die größte Unterscheidung zwischen einzelnen Regionen erwarten lässt.

Das Typnetz 4 wird je Region für zehn unterschiedliche Verteilungen der Last und der Erzeuger mit den jeweils regionalisierten Daten der einzelnen Regionen für den Zeitraum von je einem Jahr berechnet. In der Folge ergeben sich die in **Abbildung 4-24** und **Abbildung 4-25** dargestellten maximalen bzw. minimalen Spannungen je Region. Die Abweichung von bis zu 0,04 pu zwischen einzelnen Regionen sowohl bei den maximalen als auch den minimalen Spannungen verdeutlicht die regionalen Unterschiede.

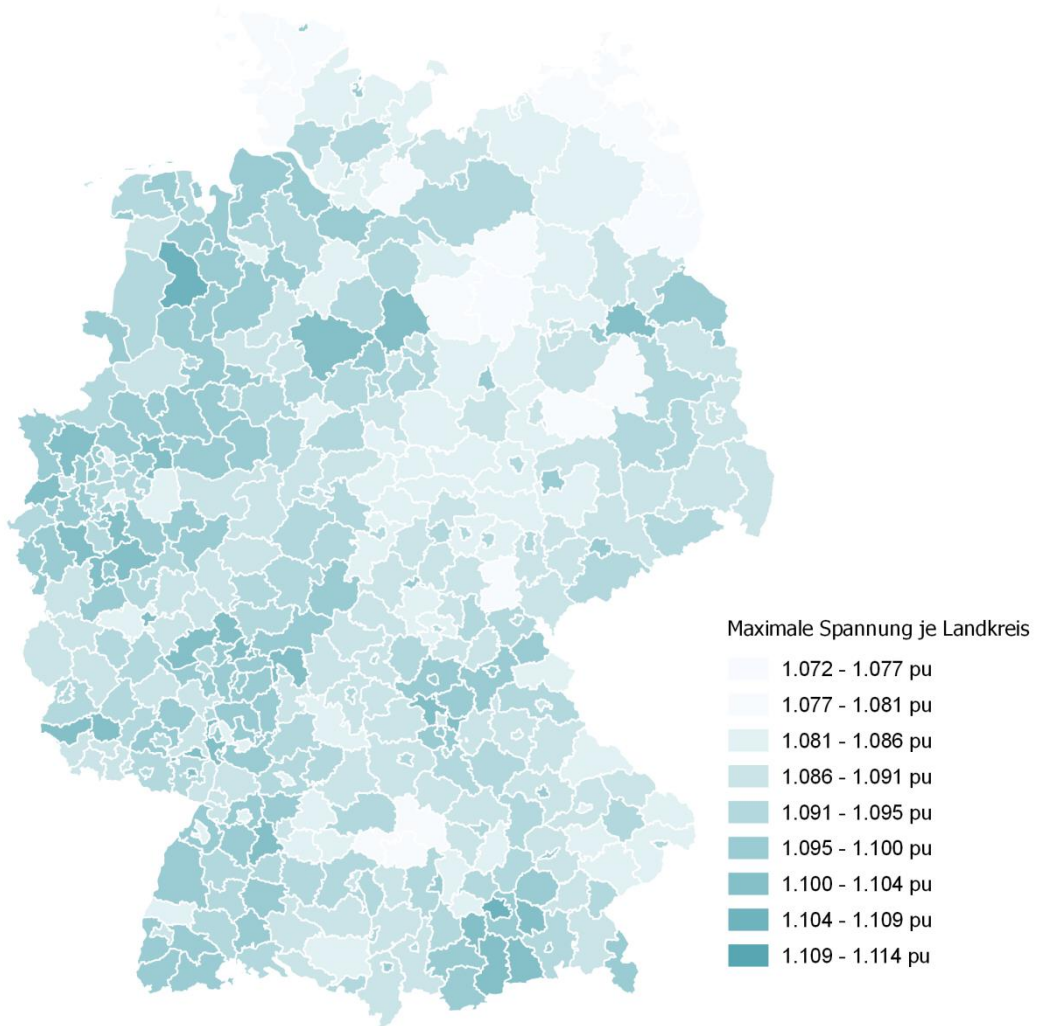


Abbildung 4-24: *Regionalisierte Darstellung der maximalen Spannungswerte für die Auswertung des Typnetzes 4 in Regionalisierung C*

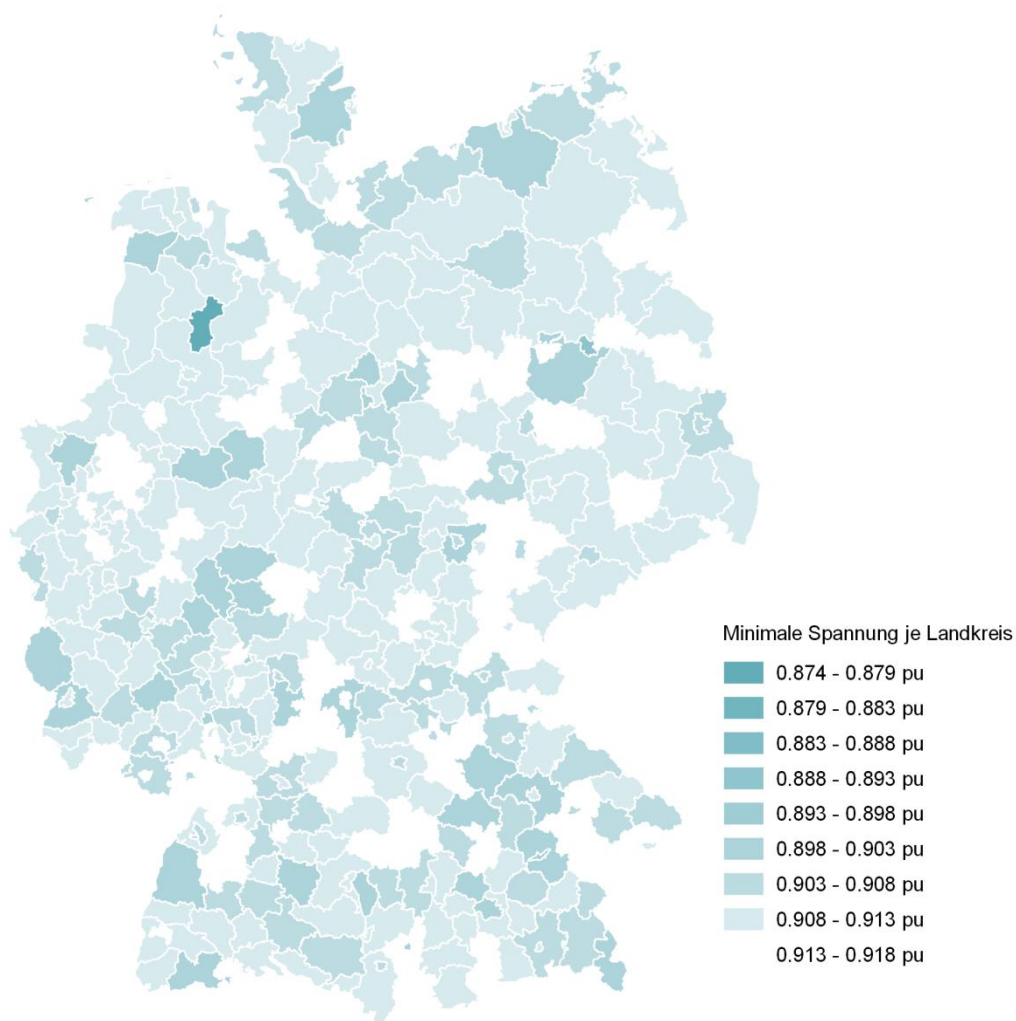


Abbildung 4-25: Regionalisierte Darstellung der minimalen Spannungswerte für die Auswertung des Typnetzes 4 in Regionalisierung C

Für die folgenden Analysen wird die Region ausgewählt, deren Spannungsbandbreite (Maximale Spannung – Minimale Spannung) am größten ist und dabei keine der zusätzlichen Komponenten extrem vom Deutschlandmittel abweicht. Somit werden beispielsweise Regionen ausgeschlossen, in denen laut Regionalisierung die doppelte PV-Anlagenanzahl vorkommt.

Die Szenarien-Eingangsparameter für die Simulation der ausgewählten Region sind in **Tabelle 4-3** dargestellt.

Tabelle 4-3: Szenarien Eingangsdaten für die ausgewählte Region (Einwohnerzahl 2015: ca. 70.000) für 2015 und 2030 (Regionalisierungen A, B, C)

	Stand 2015	Regionalisierung A	Regionalisierung B	Regionalisierung C
PV-Anlagen pro Gebäude	3,7%	18,26%	28-3%	58,1%
Anteil an PV-Anlagen mit HSS	1,1%	36,55%	22,8%	18,9%
WP Anteil pro Gebäude	7,0%	7,4%	14,9%	22,3%
ESH Anteil pro Gebäude	3,2%	1,1%	2,1%	3,8%

EFZ Anteil pro Wohneinheit	0,2%	2,6%	15,6%	15,6%
Anteil 1-Personenhaushalte	37,7%	40,3%		
Anteil 2-Personenhaushalte	39,9%	42,3%		
Anteil 3-Personenhaushalte	10,4%	8,6%		
Anteil 4-Personenhaushalte	11,7%	8,9%		

Die Erfahrungen in Praxisprojekten ergeben, dass die lokale Ungleichverteilung einzelner Komponenten innerhalb einer Region deutlich größer ist /FFE-48 14/, /FFE-62 15/. Die Ergebnisse des folgenden Vergleichs können damit generell auch in allen anderen Regionen auftreten.

4.3.1.2 Ergebnisauswertung der Referenz-Simulationen

Im folgenden Kapitel werden die Typnetze mit den zuvor bestimmten regionalisierten Eingangsdaten simuliert, um den allgemeinen Zustand bewerten zu können. Dafür werden die Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes und die Betriebsmittelauslastungen für alle Typnetze dargestellt. Die Auswertungen finden für die zuvor ausgewählte Region statt (vgl. Tabelle 4-3).

Bewertung der Spannungsbandverletzungen

Das zulässige Spannungsband legt, wie in Kapitel 4.1.2 bereits erläutert, einen Korridor der Nennspannung von $\pm 10\%$ fest. Dementsprechend entspricht jeder Wert $> 1,1$ pu und $< 0,9$ pu einer Spannungsbandverletzung. /DIN-03 11/

Tabelle 4-4 zeigt die minimale und maximale auftretende Spannung der MONA-Typnetze in der gewählten Region ohne Netzoptimierende Maßnahmen. Dabei wird ersichtlich, dass lediglich in den Extremnetzen (Typnetzen 8 und 9) die Spannungsgrenze unterschritten wird (rote Einfärbung). In den Typnetzen 4 und 6 sind die Werte der minimalen und maximalen Spannung im Szenario C jedoch nahe der Spannungsgrenze. In beiden Fällen ist die Spannungsreserve, also der Abstand bis zu einer Verletzung kleiner als 0,02 pu. Im Typnetz 4 beträgt die Spannungsreserve in beiden Fällen nur 0,004 pu.

Tabelle 4-4: *Minimale und maximale auftretende Spannung der MONA-Typnetze in der Referenzsimulation*

Minimale Spannung in pu				Maximale Spannung in pu			
Netz	Regionalisierung			Netz	Regionalisierung		
	A	B	C		A	B	C
Typnetz 1	0,919	0,919	0,913	Typnetz 1	1,059	1,061	1,063
Typnetz 2	0,938	0,937	0,937	Typnetz 2	1,051	1,053	1,053
Typnetz 3	0,931	0,931	0,927	Typnetz 3	1,054	1,057	1,058
Typnetz 4	0,912	0,906	0,904	Typnetz 4	1,074	1,077	1,096
Typnetz 5	0,927	0,927	0,925	Typnetz 5	1,061	1,063	1,069
Typnetz 6	0,915	0,913	0,910	Typnetz 6	1,067	1,071	1,083
Typnetz 7	0,934	0,934	0,934	Typnetz 7	1,053	1,057	1,057
Typnetz 8	0,882	0,874	0,875	Typnetz 8	1,097	1,087	1,097
Typnetz 9	0,898	0,898	0,898	Typnetz 9	1,062	1,075	1,075

Tabelle 4-5 zeigt darüber hinaus, dass die auftretenden Spannungsbandverletzungen im Mittel selbst in Regionalisierung C nur 13 Minuten pro Jahr auftreten. Dieser Wert repräsentiert die durchschnittliche Gesamtdauer der jährlich auftretenden Spannungsbandverletzungen über alle durchgeführten Simulationen in einem Typnetz mit der gleichen Regionalisierung.

Tabelle 4-5: *Mittlere Dauer der Spannungsbandverletzungen in Stunden*

Mittlere Dauer der Spannungsbandverletzungen in h			
Netz	Regionalisierung		
	A	B	C
Typnetz 1	0,00	0,00	0,00
Typnetz 2	0,00	0,00	0,00
Typnetz 3	0,00	0,00	0,00
Typnetz 4	0,00	0,00	0,00
Typnetz 5	0,00	0,00	0,00
Typnetz 6	0,00	0,00	0,00
Typnetz 7	0,00	0,00	0,00
Typnetz 8	0,10	0,14	0,21
Typnetz 9	0,01	0,01	0,01

Bewertung der Betriebsmittelauslastung

Die Analyse der Betriebsmittelüberlastungen zeigt, dass in keiner Simulation Leitungsauslastungen von 100 % der Nennlast oder Überlastungen des Transformators auftreten. Selbst eine Leitungsauslastung von über 70 %, tritt lediglich im Typnetz 1 in Szenario C in 8 % der Simulationen auf.

Zwischenfazit zur Bewertung der Referenz-Simulationen

Aus der Referenzsimulation wird ersichtlich, dass die Typnetze für das Jahr 2030 unter den gewählten Simulationsparametern ausreichend dimensioniert sind und es nur in Extremnetzen zu kritischen Belastungssituationen kommt. Ein Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen ist dementsprechend nicht notwendig. Dies gilt allerdings nur unter der Prämisse, dass die Netze Durchdringungen von PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen gemäß dem Landkreismittel aufweisen.

Da jedoch auf Niederspannungsebene Netze mit deutlichen Abweichungen zum Landkreismittel bestehen können, ist es notwendig, diese Tatsache mit in der Simulation zu berücksichtigen. Dies liegt primär an der Inhomogenität der verschiedenen Niederspannungsnetzgebiete. Das folgende Kapitel bezieht diese Gegebenheit mittels eines Skalierungsfaktors in die Berechnung mit ein.

4.3.1.3 Skalierung der Typnetze zur Abbildung von Inhomogenitäten

Aus den oben beschriebenen Gründen, dass eine homogene Verteilung der Komponenten im gesamten Landkreis nicht realistisch ist und es in einzelnen Netzgebieten zu deutlich höheren Durchdringungen kommen kann, werden die Eingangsparameter aus der Regionalisierung mit dem Faktor 2 skaliert.

Skalierte Eingangsdaten der Simulationen

In **Tabelle 4-6** bis **Tabelle 4-8** werden die daraus resultierenden Eingangsparameter für die Simulationen dargestellt. Diese Werte entsprechen den Parametern aus **Tabelle 4-3**, welche mit dem Faktor zwei multipliziert werden. Aus Übersichtsgründen werden die Daten in den Tabellen direkt mit den Netzgebieten verschnitten und so die tatsächlichen Anlagen und deren Leistungen angegeben. Für eine detaillierte Erklärung der einzelnen Parameter wird an dieser Stelle auf den Basisdatenbericht verwiesen.

Tabelle 4-6: *Skalierte Eingangsdaten Regionalisierung A*

Netze	Gebäude	Haushalte	Elektrofahrzeuge		Hausspeicher-systeme		Photovoltaik-anlagen		Elektrische Speicher-heizungen	Wärme-pumpen
			Anzahl	Leistung in kW	Anzahl	Leistung in kW	Anzahl	Leistung in kW		
Typnetz 1	21	75	4	29	6	16	8	61	0	3
Typnetz 2	2	15	1	7	1	4	1	8	0	0
Typnetz 3	6	30	2	14	1	2	2	15	0	1
Typnetz 4	45	45	2	14	12	33	16	123	1	7
Typnetz 5	14	19	1	7	4	9	5	38	0	2
Typnetz 6	56	83	4	29	15	45	20	154	1	8
Typnetz 7	2	4	0	0	1	4	1	8	0	0
Typnetz 8	10	15	1	7	3	7	4	31	0	1
Typnetz 9	2	2	0	0	1	4	1	8	0	0

Tabelle 4-7: *Skalierte Eingangsdaten Regionalisierung B*

Netze	Gebäude	Haus-halte	Elektrofahrzeuge		Hausspeicher-systeme		Photovoltaik-anlagen		Elektrische Speicher-heizungen	Wärme-pumpen
			Anzahl	Leistung kW	Anzahl	Leistung kW	Anzahl	Leistung kW		
Typnetz 1	21	75	23	164	5	13	12	92	1	6
Typnetz 2	2	15	5	36	0	0	1	8	0	1
Typnetz 3	6	30	9	64	1	2	3	23	0	2
Typnetz 4	45	45	14	100	11	32	25	192	2	13
Typnetz 5	14	19	6	43	4	11	8	61	1	4
Typnetz 6	56	83	26	186	15	43	32	246	2	17
Typnetz 7	2	4	1	7	0	0	1	8	0	1
Typnetz 8	10	15	5	36	3	8	6	46	0	3
Typnetz 9	2	2	1	7	0	0	1	8	0	1

Tabelle 4-8: *Skalierte Eingangsdaten Regionalisierung C*

Netze	Gebäude	Haus- halte	Elektrofahrzeuge		Hausspeicher- systeme		Photovoltaik- anlagen		Elektrische Speicher- heizungen	Wärme- pumpen
			Anzahl	Leistung kW	Anzahl	Leistung kW	Anzahl	Leistung kW		
Typnetz 1	21	75	23	164	8	21	21	161	2	9
Typnetz 2	2	15	5	36	1	2	2	15	0	1
Typnetz 3	6	30	9	64	2	5	6	46	0	3
Typnetz 4	45	45	14	100	17	50	45	346	3	20
Typnetz 5	14	19	6	43	5	13	14	108	1	6
Typnetz 6	56	83	26	186	21	61	56	430	4	25
Typnetz 7	2	4	1	7	1	2	2	15	0	1
Typnetz 8	10	15	5	36	4	11	10	77	1	4
Typnetz 9	2	2	1	7	1	2	2	15	0	1

Ergebnisauswertung der Jahressimulationen ohne NoM-Einsatz mit Skalierungsfaktor

Die Anwendung des Skalierungsfaktors (**Tabelle 4-9**) auf die MONA-Typnetze zeigt, dass vor allem in den Typnetzen 4, 8 und 9 Spannungsbandverletzungen auftreten. Auch in Typnetz 6 sind in Regionalisierung C Spannungswerte unterhalb des zulässigen Bandes erkennbar.

Tabelle 4-9: *Minimal und maximal auftretende Spannung der MONA-Typnetze in der Simulation mit Skalierungsfaktor*

Minimale Spannung in pu				Maximale Spannung in pu			
Netz	Regionalisierung			Netz	Regionalisierung		
	A	B	C		A	B	C
Typnetz 1	0,924	0,912	0,906	Typnetz 1	1,067	1,066	1,070
Typnetz 2	0,938	0,936	0,937	Typnetz 2	1,056	1,054	1,055
Typnetz 3	0,930	0,923	0,928	Typnetz 3	1,058	1,060	1,061
Typnetz 4	0,907	0,896	0,890	Typnetz 4	1,089	1,100	1,127
Typnetz 5	0,927	0,921	0,923	Typnetz 5	1,071	1,073	1,082
Typnetz 6	0,911	0,900	0,897	Typnetz 6	1,078	1,094	1,097
Typnetz 7	0,935	0,931	0,931	Typnetz 7	1,059	1,059	1,063
Typnetz 8	0,886	0,879	0,859	Typnetz 8	1,104	1,118	1,122
Typnetz 9	0,893	0,872	0,872	Typnetz 9	1,086	1,082	1,090

Die Auswertung von **Tabelle 4-10** zeigt, dass die auftretenden Über- und Unterschreitungen des Spannungsbandes vor allem in den Typnetzen 4 und 8 mit einer Dauer von ca. 50 h eine Netzoptimierung rechtfertigen.

Tabelle 4-10: *Mittlere Dauer der Spannungsbandverletzungen*

Mittlere Dauer der Spannungsbandverletzungen in h			
Netz	Regionalisierung		
	A	B	C
Typnetz 1	0,00	0,00	0,00
Typnetz 2	0,00	0,00	0,00
Typnetz 3	0,00	0,00	0,00
Typnetz 4	0,00	0,02	48,98
Typnetz 5	0,00	0,00	0,00
Typnetz 6	0,00	0,00	0,01
Typnetz 7	0,00	0,00	0,00
Typnetz 8	0,14	3,21	51,51
Typnetz 9	0,02	0,37	0,23

Eine detailliertere Betrachtung von **Abbildung 4-26** zeigt, dass zudem in Typnetz 6 die Trafo-Auslastung in wenigen Zeitschritten im Mittel nahe 90 % liegt und es in einzelnen Verteilungen zu Überlastungen (vgl. **Tabelle 4-11**) kommt. Um die etwaigen negativen Rückkopplungen von NoM auf die Trafo-Auslastung bewerten zu können, wird daher auch Netz 6 detailliert simuliert. In den anderen Typnetzen zeigen sich geringe Auslastungen der Transformatoren, die sich mit der teilweise sehr großen Dimensionierung der Transformatoren erklären lassen.

Tabelle 4-11: *Maximale Trafoauslastung in Prozent mit Skalierungsfaktor*

Maximale Trafoauslastung in %			
Netz	Regionalisierung		
	A	B	C
Typnetz 1	28%	43%	57%
Typnetz 2	13%	18%	18%
Typnetz 3	16%	21%	22%
Typnetz 4	20%	31%	53%
Typnetz 5	13%	19%	29%
Typnetz 6	36%	58%	102%
Typnetz 7	10%	14%	14%
Typnetz 8	12%	15%	21%
Typnetz 9	12%	22%	22%

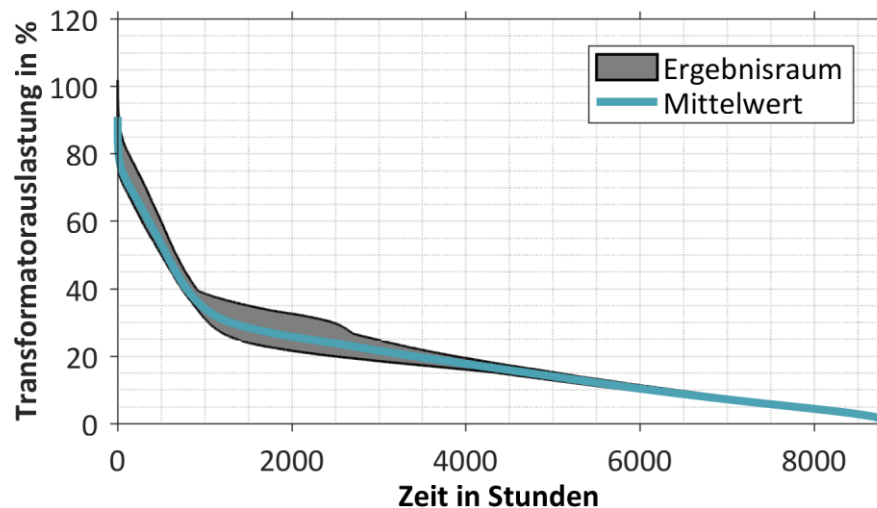


Abbildung 4-26: *Mittlere Jahresdauerlinie der Auslastung des 400 kVA Ortsnetztransformators in Typnetz 6 bei Zugrundelegung von Regionalisierung C mit Skalierungsfaktor sowie Ergebnisraum der Einzelsimulationen*

Ausblick auf die weiteren Jahressimulationen

Im weiteren Verlauf werden nun die NoM in den Typnetzen 4 und 8 auf Grund von Spannungsbandproblemen und im Typnetz 6 auf Grund von Transformatorüberlastungen detailliert analysiert.

4.3.2 Ausgewählte Detailbewertungen der NoM

In diesem Kapitel werden spezifische Auswertungen der NoM im Detail betrachtet und bei den verschiedenen Ausprägungen der NoM, z. B. den unterschiedlichen Blindleistungsregelungen, verglichen. Im Rahmen dieses Kapitels werden keine Auswertungen diskutiert, die für alle NoM gemacht werden, wie beispielsweise Dauer ausserhalb des zulässigen Spannungsbandes etc., welche im Kapitel 4.3.3 detailliert analysiert werden. Dieses Kapitel soll daher einen ersten Einblick in die Detailtiefe der Analysen bieten, bevor im Abschnitt 4.3.3 die NoM miteinander verglichen werden.

Hinweis

Im folgenden Kapitel werden ohne Anspruch auf Vollständigkeit ausgewählte Detailanalysen zu den Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz vorgestellt. Dies dient dazu, die Komplexität der Thematik zu erläutern und einen Ausblick auf mögliche vertiefende Untersuchungen zu geben.

4.3.2.1 Regelbarer Ortsnetztransformator

Nach der Dimensionierungsvorschrift in Kapitel 2.1 weisen die in den MONA-Typnetzen eingesetzten regelbaren Ortsnetztransformatoren eine Scheinleistung von 400 kVA (z. B. Typnetz 6 und 8) und 630 kVA (Typnetz 4) auf. Im Folgenden werden die in einer Jahressimulation auftretenden Schaltvorgänge im rONT analysiert.

Die **Abbildung 4-27** zeigt die jährlichen Schaltzyklen des eingebauten regelbaren Ortsnetztransformators in den Typnetzen 4, 6 und 8 im Verhältnis zu den jährlich möglichen Schaltvorgängen (schwarze Linie). Diese berechnet sich aus den maximal in der Lebensdauer möglichen Schaltzyklen pro kalendarischer Lebensdauer (700.000 Schaltzyklen/40 Jahre = 17.500 Schaltzyklen pro Jahr) /MR-01 16/.

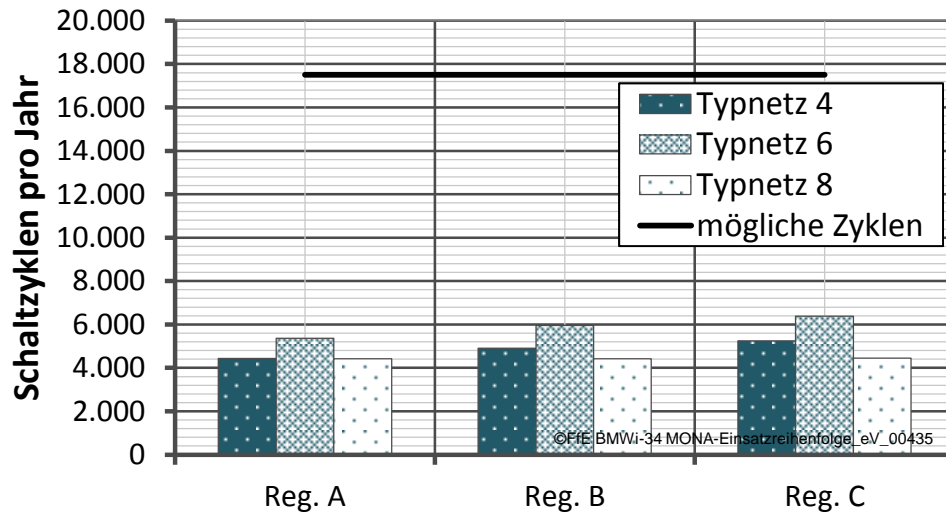


Abbildung 4-27: Anzahl der Schaltzyklen pro Jahr in den Typnetzen 4, 6 und 8

Dabei wird deutlich, dass deutlich weniger häufig geschaltet wird, als dies technisch möglich wäre. So wäre in Typnetz 8 eine Vervierfachung der Schaltvorgänge möglich, ohne die Lebensdauer des rONT zu reduzieren.

Ebenso möglich ist eine Auswertung zu den Stufenpositionen des rONT (vgl. **Abbildung 4-28** mit Ergebnissen des Typnetzes 4 für alle GridSim-Szenarien).

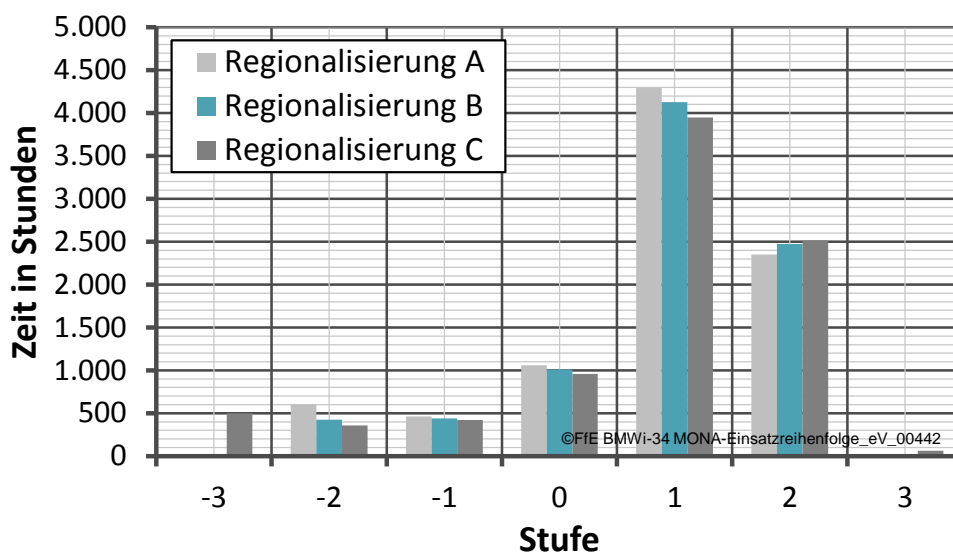


Abbildung 4-28: Zeit pro Stufenposition des rONT

Hier fällt auf, dass die Ergebnisse für alle Szenarien vergleichbar sind. In 3.947 Stunden befindet sich der rONT in Position 1 (Spannung gegenüber der Nennspannung um 2,5 % erhöht), da somit der Spannungsabfall im Lastfall abgeschwächt wird. In Szenario C wird Spannung am Transformator in 499 Stunden um 7,5 % verringert, um damit den

Spannungsanstieg durch die starke PV-Einspeisung durch dezentrale PV-Anlagen auszuregeln.

4.3.2.2 Längsregler

Analog zum rONT kann auch der Längsregler (LVR) näher untersucht werden. Nach der Dimensionierungsvorschrift in Kapitel 2.1 sind die in den MONA-Typnetzen eingesetzten Längsregler mit 110 kVA (Typnetz 6) bzw. 250 kVA (z.B. Typnetz 4 und 8) dimensioniert. In **Abbildung 4-29** ist der Einfluss des LVR auf die Spannung dargestellt.

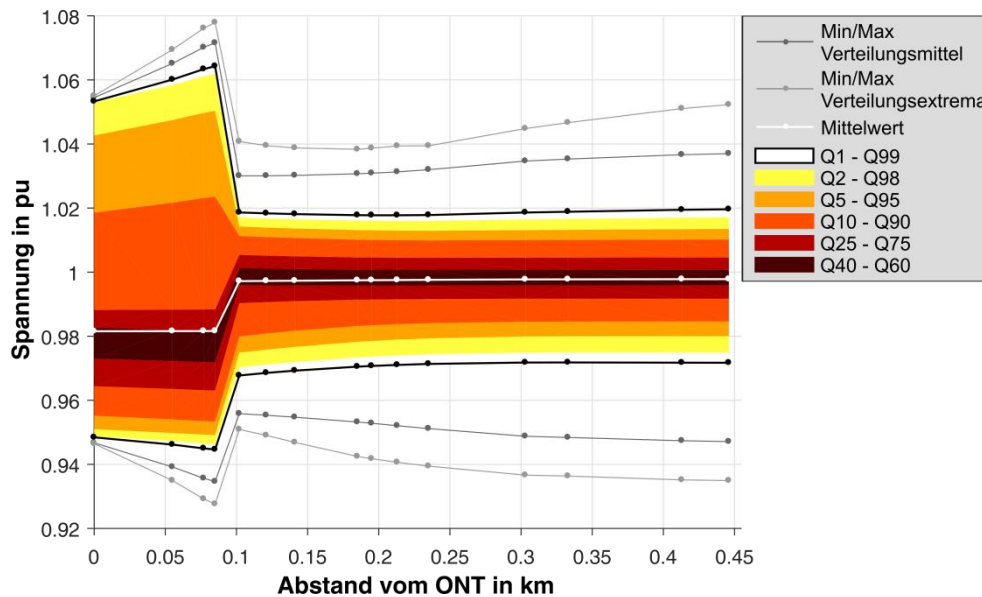


Abbildung 4-29: Darstellung des Einflusses des Längsreglers auf die Spannung im kritischen Strang in Typnetz 4

Die Abbildung zeigt, dass durch den in ca. 80 m Entfernung vom ONT installierten LVR das Spannungsband deutlich schmaler wird. Hierdurch steht für sämtliche Hausanschlüsse hinter dem LVR ein deutlich breites Spannungsband zur Verfügung. In der Referenzsimulation ohne LVR ist es am Ende des Strangs zu Spannungsbandverletzungen gekommen, welche nun verhindert werden (Minimale Spannung: 0,945 pu; maximale Spannung: 1,045). Interessant ist hierbei auch, dass sowohl die maximale als auch die minimale Spannung am LVR weiter von 1,0 pu entfernt ist, als die Extrema am Ende des Stranges. Die unterschiedlichen Farben in der Abbildung zeigen an, wie oft welche Spannung in der Jahressimulation vorgekommen ist.

Die Auswertung der Schaltvorgänge des Längsreglers liefert ein ähnliches Bild wie die des rONT. **Abbildung 4-30** zeigt auf, dass auch hier eine deutlich größere Anzahl an Schaltvorgängen möglich wäre.

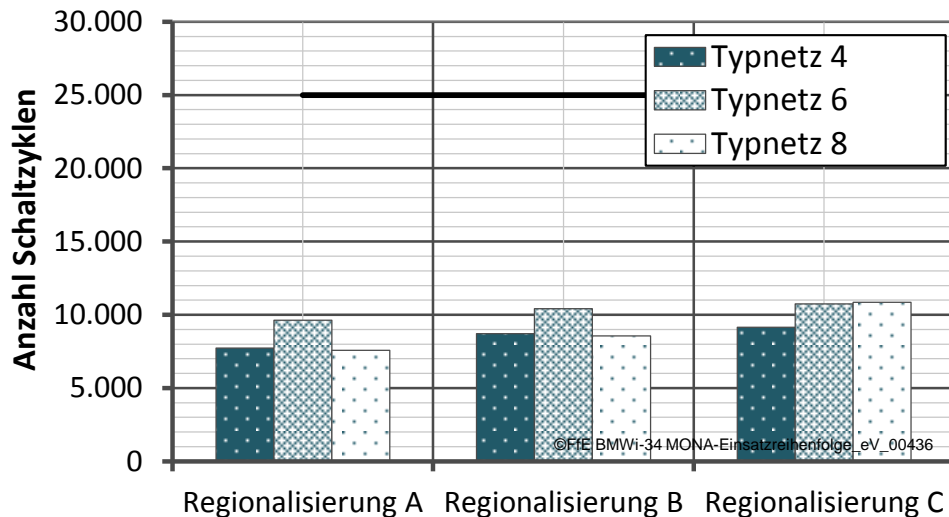


Abbildung 4-30: Anzahl der jährlichen Schaltzyklen des LVR mit Regionalisierung C im Typnetz 4, 6 und 8

Ein Längsregler kann nach Herstellerangaben bis zu 1.000.000 Schaltvorgänge über eine Lebensdauer von 40 Jahren durchführen. Dies entspricht ca. 25.000 Schaltvorgängen pro Jahr (schwarze Linie). Demzufolge sind auch hier die Schaltvorgänge kein limitierender Faktor bezüglich der Lebensdauer.

Die Betrachtung der jährlichen Verluste von Längsreglern (**Abbildung 4-30**) zeigt, dass vor allem bei Regionalisierung C, auf Grund des höheren Energiedurchsatzes, höhere Verluste auftreten als in den übrigen.

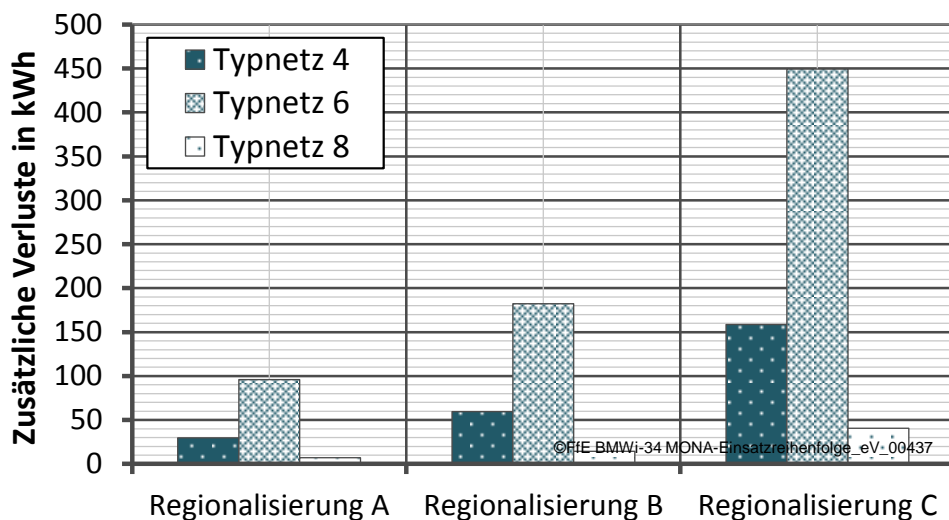


Abbildung 4-31: Zusätzliche Energieverluste pro Jahr durch den LVR

Im Typnetz 6 liegt die maximale Verlustmenge bei 449 kWh pro Jahr. Dies entspricht einer über die Lebensdauer verbrauchten Energiemenge von knapp 18.000 kWh und bei Strombezugskosten von 32 €/MWh etwa 575 € an zusätzlichen Kosten /FFE-15 17/.

4.3.2.3 Konventioneller Netzausbau im Verteilnetz

Die Netzoptimierende Maßnahme „Konventioneller Netzausbau“ ist in MONA 2030 so implementiert, dass sie basierend auf dem Simulationsergebnis das Netz ertüchtigt, das

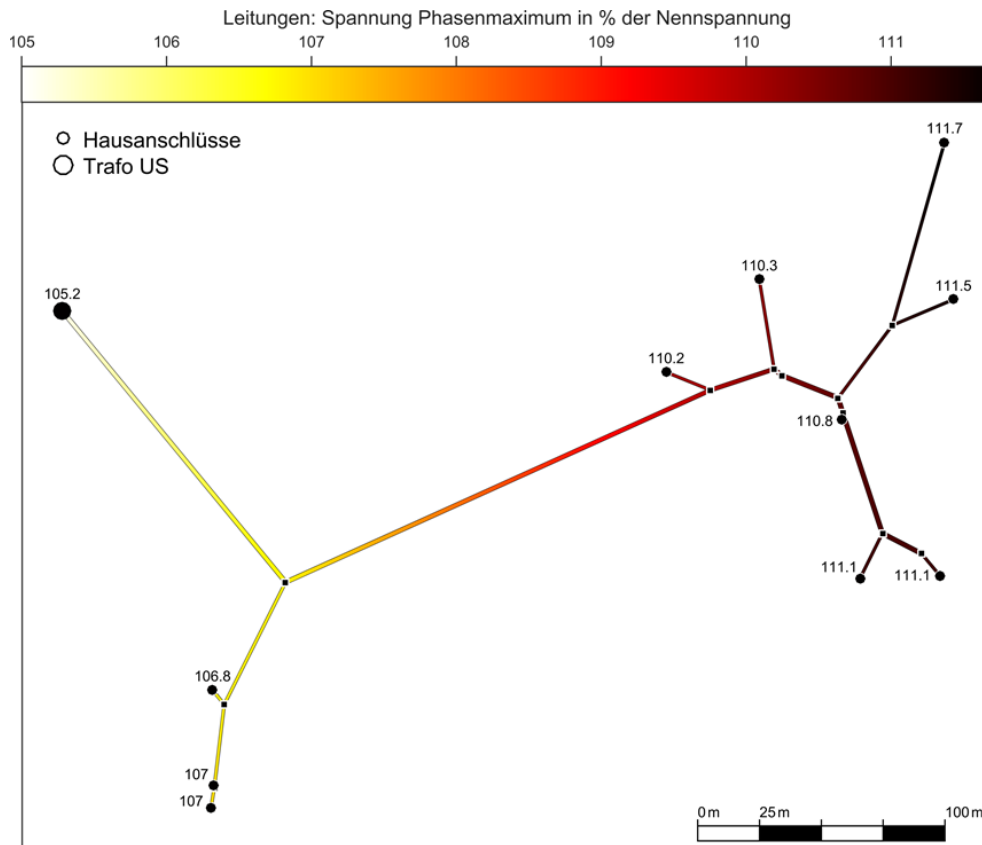


Abbildung 4-33: Darstellung der Spannungsverhältnisse in Typnetz 8

Dieses Netz kann nun mit dem in MONA 2030 entwickelten Verfahren zum automatisierten Netzausbau verstärkt werden. Dieses Verfahren ist im Basisdatenbericht beschrieben worden. **Abbildung 4-34** zeigt das Ergebnis der Methodik: Das Typnetz 8 wird mit einem parallelen Kabel vom ONT bis zum entferntesten Knoten, der nicht nur ein Hausanschluss ist, verstärkt. Ebenso ist in der Abbildung das Ergebnis der Lastflussberechnung visualisiert und es wird der netzoptimierende Effekt gezeigt.

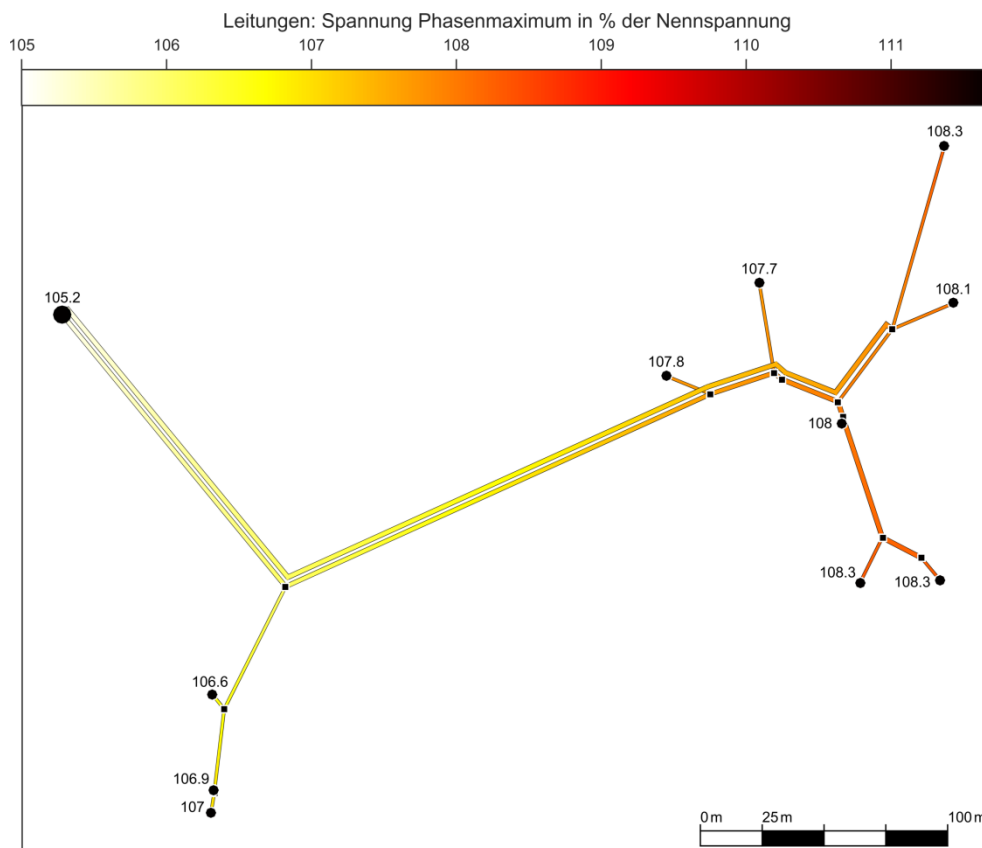


Abbildung 4-34: Spannungsverhältnisse in Typnetz 8 nach Netzausbau

Die Spannung an allen Hausanschlüssen liegt nun wieder innerhalb des zulässigen Spannungsbandes, es tritt kein unzulässiger Betriebszustand mehr auf.

Die resultierenden Längen der zusätzlichen Kabel sind somit immer netz- und regionalisierungsbhängig: in den untersuchten Netzgebieten ergaben sich im Mittel für Typnetz 4 eine Länge von 438 m, für Typnetz 6 203 m und für Typnetz 8 476 m.

4.3.2.4 Quartierspeicher

Im Rahmen dieser Detailauswertung des Quartierspeichers werden die Parameter Vollzyklenzahl, Stillstandszeiten, Ladezustände und die Eigendeckungsgrade genauer analysiert.

Im Bereich der Vollzyklenzahlen, berechnet auf Basis des Energieumsatzes und der Speicherkapazität ohne Berücksichtigung der Zyklentiefe, lässt sich aus den in /FFE-15 17/ gewonnenen Erkenntnissen bei einer kalendarischen Lebensdauer von ca. 20 Jahren und 5.000 Vollzyklen (2015) bzw. 10.000 Vollzyklen (2030) ausgehen. Dies impliziert ca. 250 jährliche Zyklen für Speichertechnologien aus dem Jahr 2015 und 500 für die Technik im Jahr 2030. Im Falle höherer Zyklenzahlen ist von einer verringerten Lebensdauer des Speichers auszugehen. Die Analyse der Vollzyklenzahlen (**Abbildung 4-35**) der in MONA 2030 eingesetzten Quartierspeicher-Lösungen zeigt, dass diese deutlich (maximal 130 Zyklen) unterhalb der möglichen Zyklenzahl liegen. Die Abweichungen zwischen den Regionalisierungen liegen lediglich im Bereich von ca. 5 %, weswegen diese hier nicht detaillierter betrachtet werden. Bei der Verwendung des Quartierspeichers als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel werden in den Typnetzen 4 und 6 deutlich weniger Zyklen (22 % bzw. 33 % Regionalisierung C) durchlaufen

wohingegen im Typnetz 8 diese Betriebsweise zu einer Erhöhung der Zyklenzahl um 11 % im Mittel der Regionalsisierungen führt.

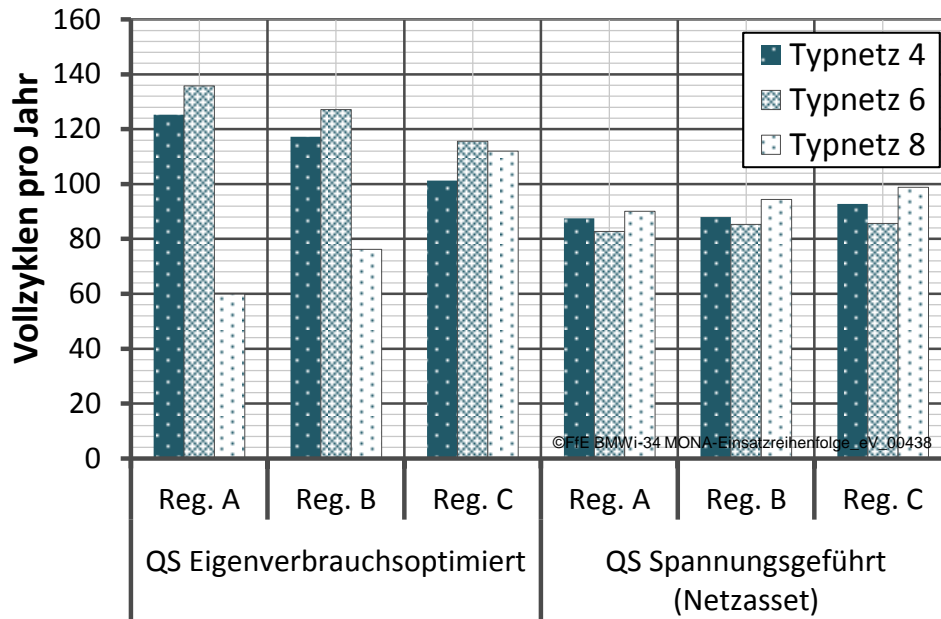


Abbildung 4-35: Jährliche Vollzyklenzahlen der eingesetzten Quartierspeicherlösungen

Die Auswertung der in **Abbildung 4-36** dargestellten Stillstandszeiten der verschiedenen Betriebskonzepte zeigt, dass gerade im Falle des Quartierspeichers als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel die Stillstandszeiten deutlich höher (2545 – 3124 h/a) sind als bei Eigenverbrauchsoptimierung. Dies liegt primär daran, dass die spannungsgeführte Steuerung erst nahe der Spannungsgrenzen anfängt aktiv zu werden, während die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung grundsätzlich versucht, Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und somit nur dann stillsteht, wenn der Speicher voll bzw. leer ist oder die Erzeugung genau den Verbrauch deckt. Dies wird ebenso durch den Eigendeckungsgrad belegt, welcher über die Netze und Szenarien gemittelt durch die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung im Gegensatz zur spannungsgeführten Steuerung von 34 % auf 50 % um 47 % erhöht werden kann.

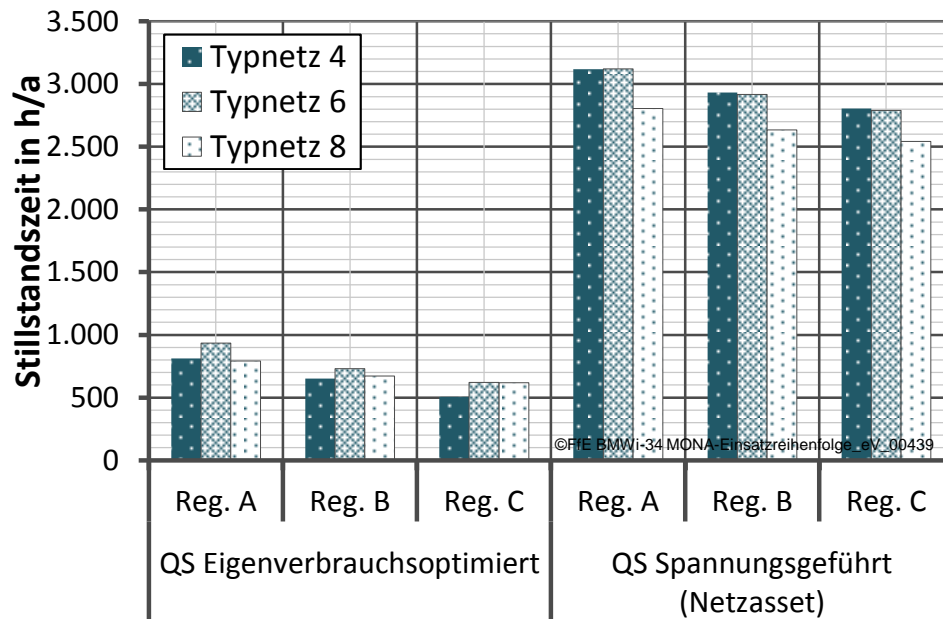


Abbildung 4-36: *Jährliche Stillstandszeiten der eingesetzten Quartierspeicherlösungen (gemittelt über Regionalisierung A, B und C)*

Neben den bereits gezeigten Kennwerten ist der Ladezustand im Tagesverlauf eine wichtige Kenngröße bei der Betrachtung eines Speichers. In **Abbildung 4-37** sind für das Typnetz 4, Regionalisierung C sowohl der mittlere Ladezustand über alle Tage der beiden Betriebsweisen als auch die Extrema (gestrichelte Linien) dargestellt. Die Betrachtung des mittleren Tagesverlaufs zeigt, dass der Ladezustand bei Eigenverbrauchsoptimierung ab Mittag um ca. 20 Prozentpunkte über der spannungsgeführten Steuerung liegt und die Kurven sich gegen 7:00 Uhr, zum Zeitpunkt mit dem niedrigsten Speicherzustand bei der Eigenverbrauchsoptimierung, bis auf wenige Prozentpunkte annähern. Die eigenverbrauchsoptimierte Steuerung führt im Mittel zu Schwankungen von 33 % bis 59 % (26 Prozentpunkte) und die spannungsgeführte Steuerung zu Schwankungen von 25 % bis 41 % (16 Prozentpunkte). Die Darstellung der Extrema verdeutlicht, dass bei der eigenverbrauchsoptimierten Steuerung der Speicher zu deutlich mehr Tageszeiten vollständig geladen bzw. entladen ist.

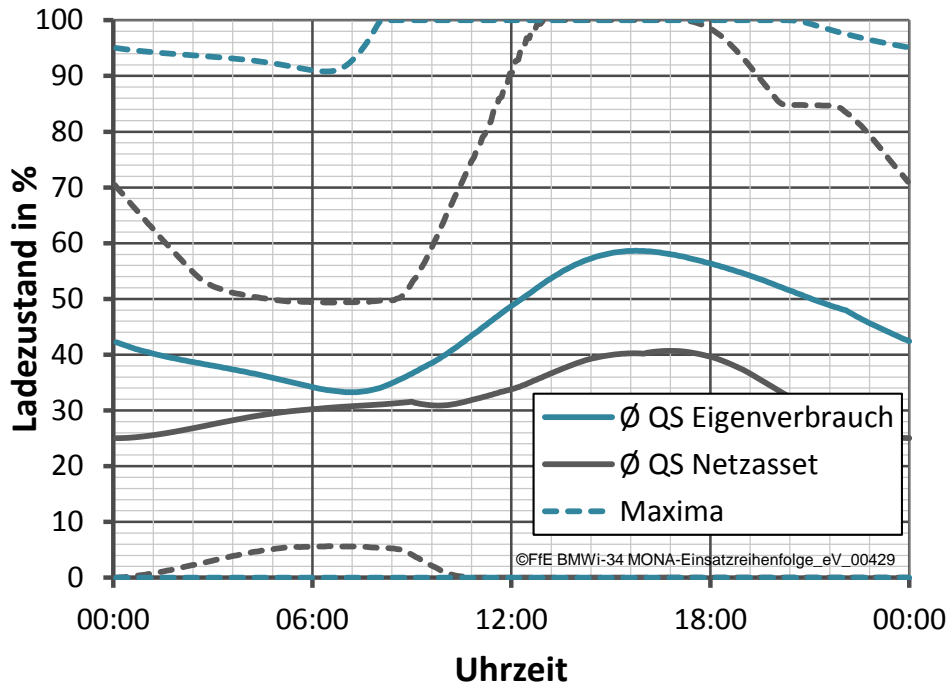


Abbildung 4-37: *Typischer Ladezustand des Quartierspeichers bei unterschiedlichen Betriebsweisen über einen Tag gemittelt, sowie Darstellung der Extremwerte im Jahresverlauf (Typnetz 4, Regionalisierung C)*

4.3.2.5 Elektrofahrzeuge

Die unterschiedlichen Ladesteuerungen der Elektrofahrzeuge führen zu deutlichen Verschiebungen bei den Ladezeiten und haben einen sehr starken Einfluss auf die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge. Im weiteren Verlauf werden die spannungsgeführte Ladung von Elektrofahrzeugen und die eigenverbrauchsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen im Tynetz 6 (Regionalisierung C) verglichen. Die Prämisse der spannungsgeführten Ladung von Elektrofahrzeugen ist es, die Ladeleistung bei niedrigen Spannungen (kleiner 0,93 pu) zu reduzieren und ab 0,9 pu zu unterbrechen. Diese Reduzierung der Ladeleistung war lediglich in 1,1 % der Zeitschritte nötig und statistisch musste nur in jeder zehnten Simulation die Ladung vollständig unterbrochen werden. Ziel der eigenverbrauchsoptimierten Ladung von Elektrofahrzeugen ist es, möglichst nur selbsterzeugten PV-Strom zu laden. Falls dieser nicht ausreicht, wird das Elektrofahrzeug vor der Abfahrt aus dem Stromnetz geladen.

In **Abbildung 4-38** ist die über die einzelnen Simulationen gemittelte maximale Ladegleichzeitigkeit für die spannungsgeführte Ladung dargestellt, welche werktags zwischen 16:00 und 20:00 Uhr das mittlere Maximum von 40,00 % und maximal in einer Einzelsimulation 46,15 % erreicht. Im Mittel beträgt bei dieser Ladesteuerung die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge 11,34 %

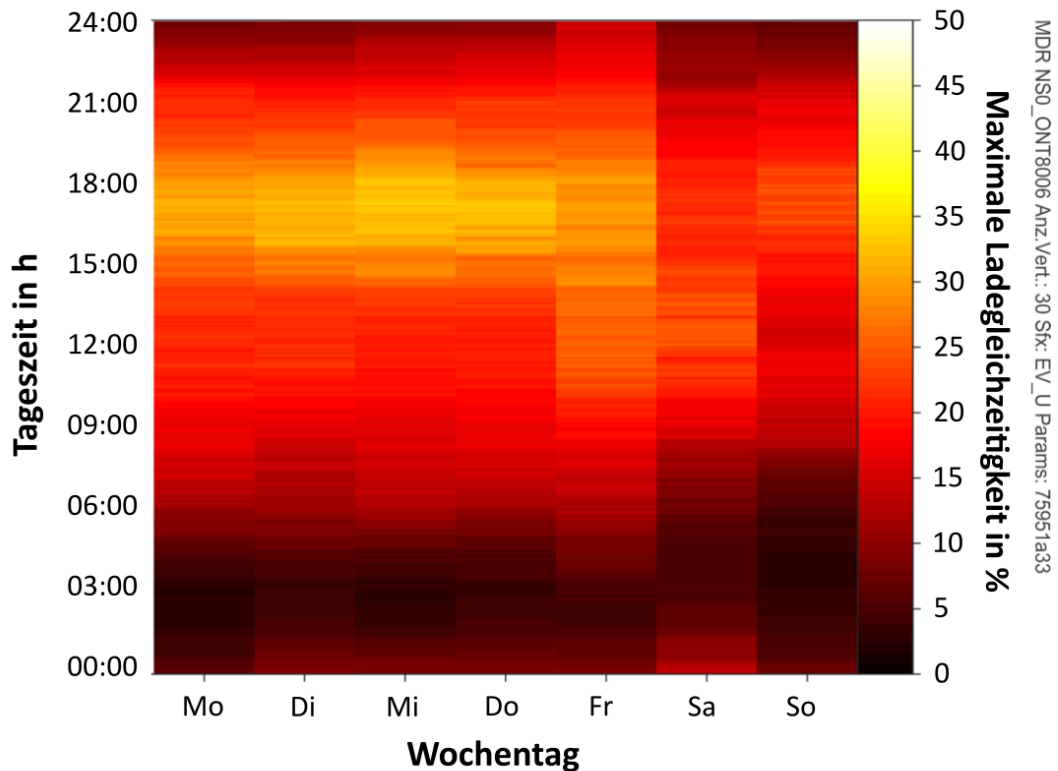


Abbildung 4-38: *Mittlere maximale Ladegleichzeitigkeit bei der spannungsgeführten Ladung von Elektrofahrzeugen*

Im Gegensatz dazu ist in **Abbildung 4-39** die mittlere, maximale Ladegleichzeitigkeit für die eigenverbrauchsoptimierte Ladung dargestellt. Es zeigt sich sehr deutlich, dass die Maxima von den Abendstunden in die Mittagsstunden verschoben werden und die höchste Gleichzeitigkeit (mittleres Maximum 47,69 % bzw. absolutes Maximum 52,46 %) sonntags erreicht wird, da dann die meisten Elektrofahrzeuge zu Hause sind. Zusätzlich steigt die Gleichzeitigkeit in den frühen Morgenstunden (ab ca. 4:00 Uhr) an, da bei nicht ausreichendem PV-Überschuss die Elektrofahrzeuge vor der nächsten Fahrt geladen werden. Vorteilhaft bei dieser Steuerung ist aus Netzsicht, dass die Elektrofahrzeuge nicht in den Zeiten mit hoher Haushaltslast in den Abendstunden geladen werden.

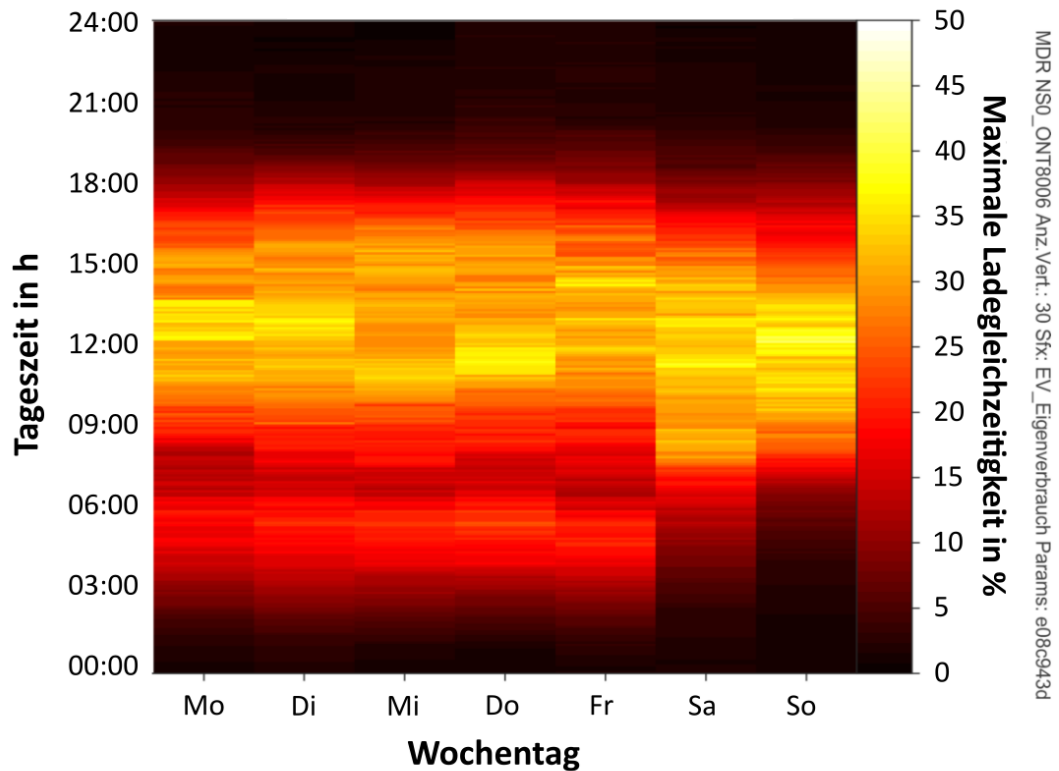


Abbildung 4-39: *Mittlere maximale Ladegleichzeitigkeit bei der eigenverbrauchsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen*

Die aus den gezeigten Ladegleichzeitigkeiten entstehenden typischen Flottenladelastgänge für einen Tag sind in **Abbildung 4-40** dargestellt.

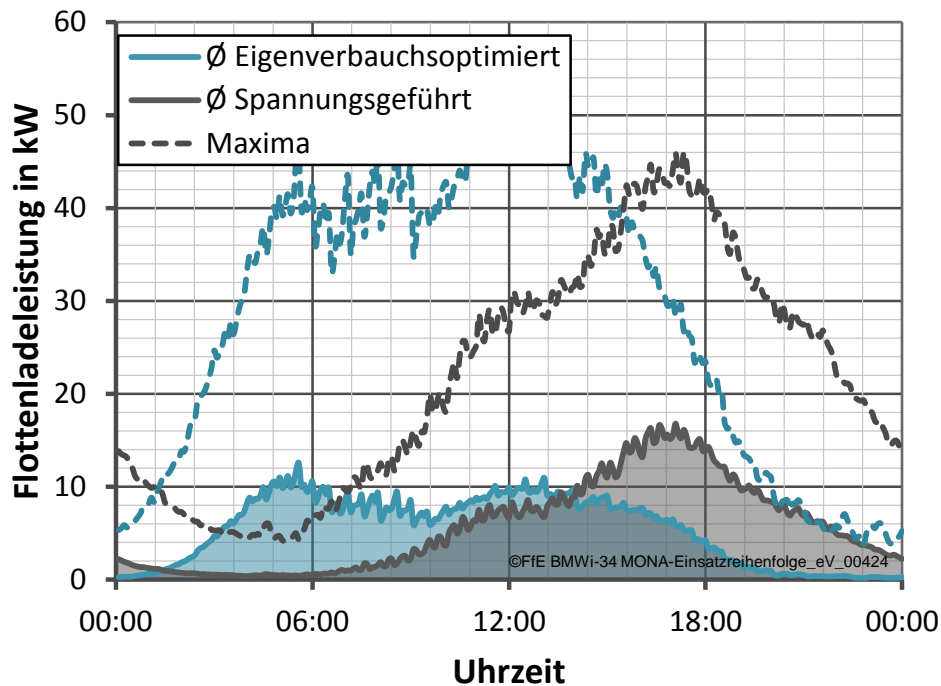


Abbildung 4-40: *Typischer Flottenladelastgang der 14 Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der gewählten Ladesteuerung. Die dargestellten Linien entsprechen den über das gesamte Jahr gemittelten Ladeleistungen und die gestrichelten Linien zeigen die tatsächlich aufgetretenen maximalen Leistungen.*

In dieser Abbildung wird die Verschiebung der Ladezeiten sehr deutlich. Im Fall der eigenverbrauchsoptimierten Ladung ist im Jahresmittel die höchste Leistung in den frühen Morgenstunden, da die Elektrofahrzeuge nicht nur durch den PV-Strom geladen werden konnten. Auf das gesamte Jahr gerechnet, mussten in 71,3 % der Fälle die Fahrzeuge in den Morgenstunden nachgeladen werden. Im absoluten Maximum ist die höchste Ladeleistung (schraffierter Bereich) in den Mittagsstunden bei einer Leistung von 51,5 kW. Im Mittelwert liegt die Maximalleistung bei 12,6 kW. Im Fall der spannungsgeführten Ladung liegt dieser Wert bei 16,8 kW und im Maximum bei 45,9 kW. Bei dieser Ladesteuerung ist die Lastspitze jedoch wesentlich deutlicher zu erkennen, da alle Fahrzeuge direkt nach der Fahrt mit der Ladung beginnen. In dieser Simulation wurden insgesamt 14 Elektrofahrzeuge berücksichtigt.

4.3.2.6 Hausspeichersysteme

Bei der Betrachtung der Hausspeichersysteme erfolgt ein Vergleich der prognosebasierten Steuerung mit der eigenverbrauchsoptimierten Steuerung. Die Simulation zeigt, dass trotz besserem Nutzen für das Verteilnetz kaum Unterschiede bei den Betriebseigenschaften der Speicher festzustellen sind. So liegen die unterschiedlichen Vollzyklenzahlen bei eigenverbrauchsoptimierten Speichern im Mittel bei ca. 200 jährlich. Wird stattdessen auf eine prognosebasierte Steuerung umgestellt, werden ca. vier Vollzyklen (entspricht 2 % weniger Energie) pro Jahr weniger erreicht als zuvor (siehe **Abbildung 4-41**). Auch bei der Betrachtung des mittleren State of Charge (SoC), also dem mittleren Ladezustand, sind nur marginale Änderungen von ca. 3 % feststellbar. Auch dies hat keine merklichen Auswirkungen für die Endverbraucher.

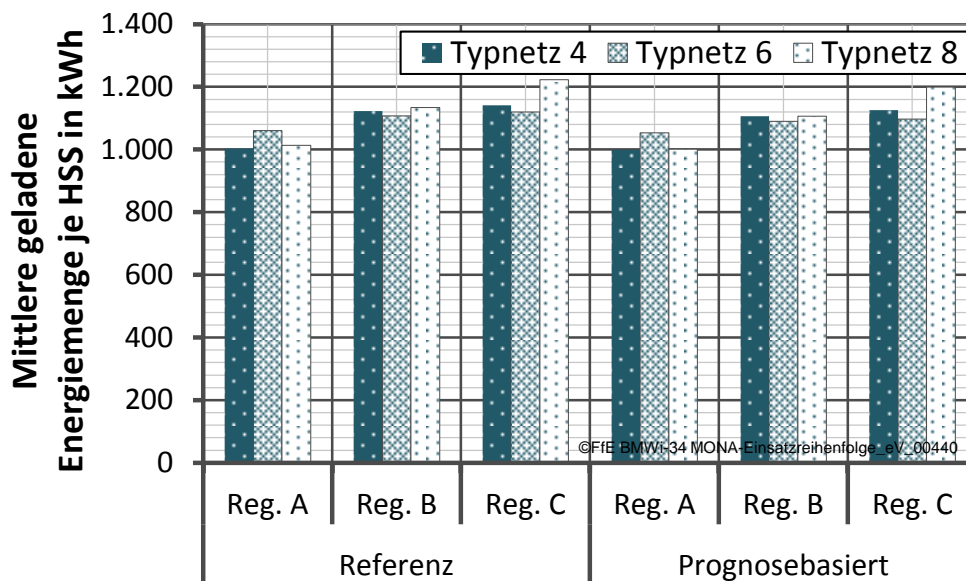


Abbildung 4-41: Unterschiede zwischen den prognosebasierten und den eigenverbrauchsoptimierten Hausspeichersystemen

Obwohl der Begriff „Eigenverbrauchsoptimierung“ suggeriert, der Eigenverbrauch sei höher als bei der prognosebasierten Steuerung von Hausspeichersystemen, ist beim Eigendeckungsgrad der Haushalte kein Unterschied zwischen den Ladesteuerungen erkennbar. Prinzipiell kommt dies daher, dass die prognosebasierte Ladesteuerung die gleichen Aufgaben erfüllt wie die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung. Der einzige Unterschied liegt in der Tatsache, dass durch die Prognose die Erzeugungsspitze der PV-Anlage in den Speicher geladen wird und somit der Speicher erst etwas später zu laden anfängt. Die unterschiedlichen Ladeleistungen sind in **Abbildung 4-42** dargestellt.

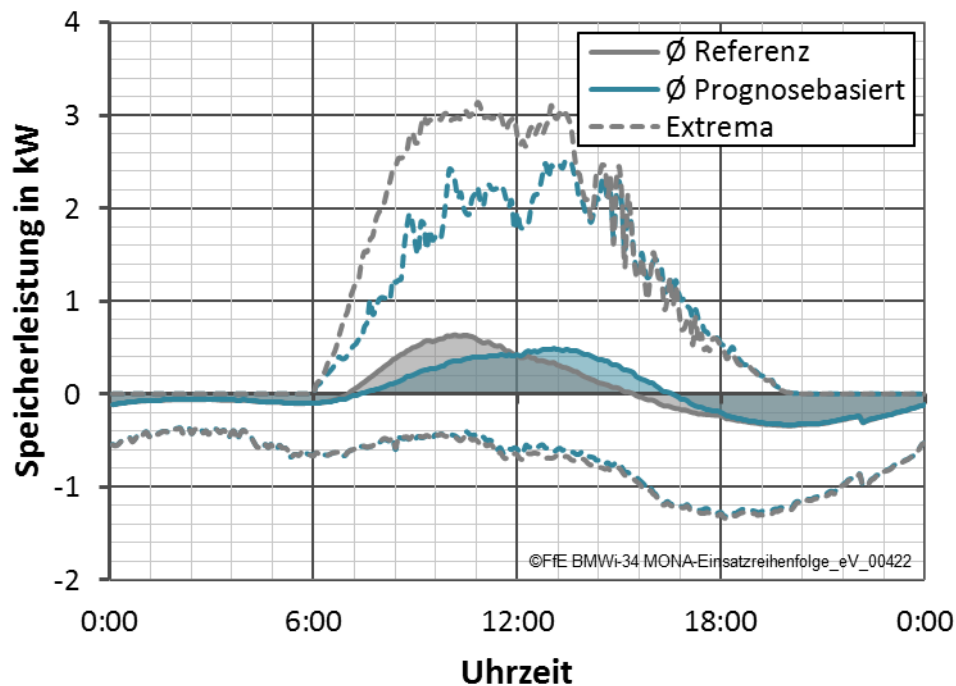


Abbildung 4-42: Vergleich der typischen Speicherleistung der unterschiedlichen Ladesteuerungen. Die dargestellten Linien entsprechen den über das gesamte Jahr gemittelten Ladeleistungen und die gestrichelten Linien zeigen die tatsächlich aufgetretenen Leistungen, normiert auf einen Speicher.

Wie beschrieben, werden im Referenzfall die Speicher so früh wie möglich und bei der prognosebasierten Ladung erst zu Zeiten der maximalen PV-Leistung aufgeladen. Aus diesem Grund ist die mittlere Ladeleistung der Speicher im Fall mit Prognose geringer und die Leistungsspitze wird später erreicht. Bei Betrachtung der schraffierten Flächen wird zusätzlich ersichtlich, dass im Referenzfall die Speicher teilweise kurz nach 13:00 Uhr vollständig geladen sind und deswegen die Ladeleistung reduziert werden muss.

In **Abbildung 4-43** sind die mittleren SOC's aller Hausspeichersysteme im Tagesverlauf dargestellt. Die Darstellungsform zeigt hierbei, wie oft welcher SOC zur dargestellten Zeit innerhalb der Simulationen aufgetreten ist. Jeder Bereich repräsentiert 20 % aller Werte. Der dunkelbraune Bereich zeigt das 10 %-Band um den Median herum an. Innerhalb der Grenzen des roten Bereichs liegen 40 %, des orangen Bereichs 60 % und innerhalb des gelben Bereichs 80 % aller Werte.

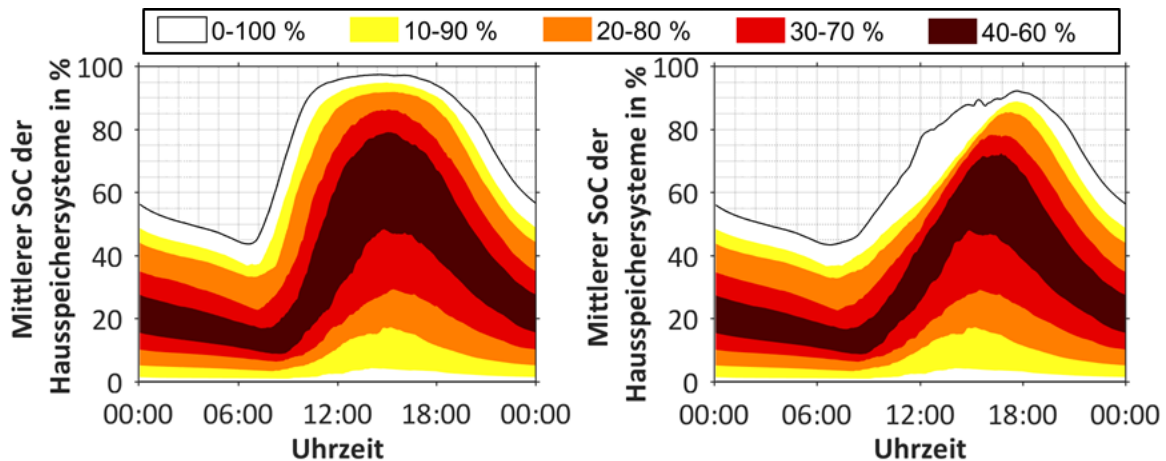


Abbildung 4-43: *Quantile des mittleren SOC aller Hausspeichersysteme im Tagesverlauf in der Referenzladesteuerung (links) und bei prognosebasierter Ladesteuerung (rechts)*

Mit Hilfe dieser Darstellung wird deutlich, dass im Fall der Referenzladesteuerung (siehe linke Abbildung) die Speicher gegen 14:00 Uhr den maximalen und gegen 8:00 Uhr den minimalen SOC erreichen.

Der Vergleich mit der rechten Abbildung zeigt, dass durch die prognosebasierte Ladesteuerung erst deutlich später (ca. 16:00 bis 18:00 Uhr) der maximale SOC erreicht wird und somit die Hausspeichersysteme in den Zeiten mit hoher PV-Leistung mehr Energie einspeichern können.

4.3.2.7 Hybridnetze Power2Heat: WP/ESH

Die beiden Steuerungen P2H – eigenverbrauchsoptimierte Flexibilisierung und P2H - spannungsgeführte Flexibilisierung führen zu einer deutlichen Verschiebung des elektrischen Energiebezugs für die Wärmeerzeugung. Der Wärmebedarfsgang ändert sich dabei nicht. Die Flexibilisierung der Wärmebereitstellung erfolgt vielmehr durch Nutzung des im jeweiligen Gebäude installierten Wärmespeichers.

Vergleich der einzelnen Ladesteuerungen der Power2Heat-Anlagen

Die einzelnen Ladesteuerungen führen dazu, dass die benötigte Wärme zu einem früheren, bzw. einen späteren Zeitpunkt erzeugt wird. Erwartungsgemäß zeigt sich, dass die Verluste bei der spannungsgeführten Ladesteuerung am geringsten und bei der eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerung am höchsten sind (vergleiche **Tabelle 4-12**). Die Verringerung der Verluste ist darauf zurück zu führen, dass durch die spannungsgeführte Steuerung die Vorhaltdauer im Wärmespeicher gegenüber der wärmegeführten Fahrweise (hier sind 2 h vorgegeben) reduziert wird.

Tabelle 4-12: *Mittlere Wärmeverluste der Anlagen bei Anwendung der verschiedenen Power2Heat Ladesteuerungen*

Steuerung	Wärmeverluste der P2H im Verhältnis zur Erzeugung		
	Reg. A	Reg. B	Reg. C
P2H - Ungesteuert	7,4 %	7,4 %	5,8 %
P2H - Eigenverbrauchsoptimierte Fahrweise	7,8 %	8,3 %	6,6 %
P2H - Spannungsgeführte Fahrweise	7,1 %	7,1 %	5,5 %

BMW-i-34 MONA-Einsatzreihenfolge_eV_00427

Besonderheiten der spannungsgeführten Ladesteuerung

Bei Verwendung der spannungsgeführten Ladesteuerung schalten die einzelnen Power2Heat-Anlagen immer dann ab, wenn die Spannung am jeweiligen Netzanschlusspunkt unter einen gewissen Grenzwert fällt. Die Auswertung der über alle Verteilungen und alle Power2Heat-Anlagen gemittelten jährlichen Dauer der Abschaltung zeigt, dass insbesondere in Typnetz 8 hohe Dauern zu verzeichnen sind. Diese sind bei Regionalisierung C am höchsten (vergleiche **Tabelle 4-13**).

Tabelle 4-13: *Mittlere Dauer der spannungsbedingten Abschaltung von Wärmepumpen bzw. elektrischen Speicherheizungen*

Netzgebiet	Mittlere Dauer der Abschaltung		
	Reg. A	Reg. B	Reg. C
Typnetz 4	0,0 h	0,2 h	2,3 h
Typnetz 6	0,0 h	0,2 h	0,7 h
Typnetz 8	1,3 h	6,6 h	63,4 h

BMW-i-34 MONA-Einsatzreihenfolge_eV_00428

Immer wenn die Dauer der Abschaltung anderenfalls dazu führen würde, dass der Wärmebedarfsgang der einzelnen Gebäude nicht gedeckt werden könnte, wird eine Zusatzheizung (elektrischer Heizstab) zugeschaltet. Es zeigt sich, dass durch die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung der Einsatz der Zusatzheizung verringert wird, indem der Speicher zu Zeiten von PV-Überschuss über die in sonstigen Ladesteuerungen vorgesehene Ziel-Speichertemperatur von 60 °C erwärmt wird. Die großen Unterschiede zwischen den einzelnen Typnetzen sind auf die unterschiedliche Anzahl an Power2Heat-Anlagen zurückzuführen (vergleiche **Abbildung 4-44**).

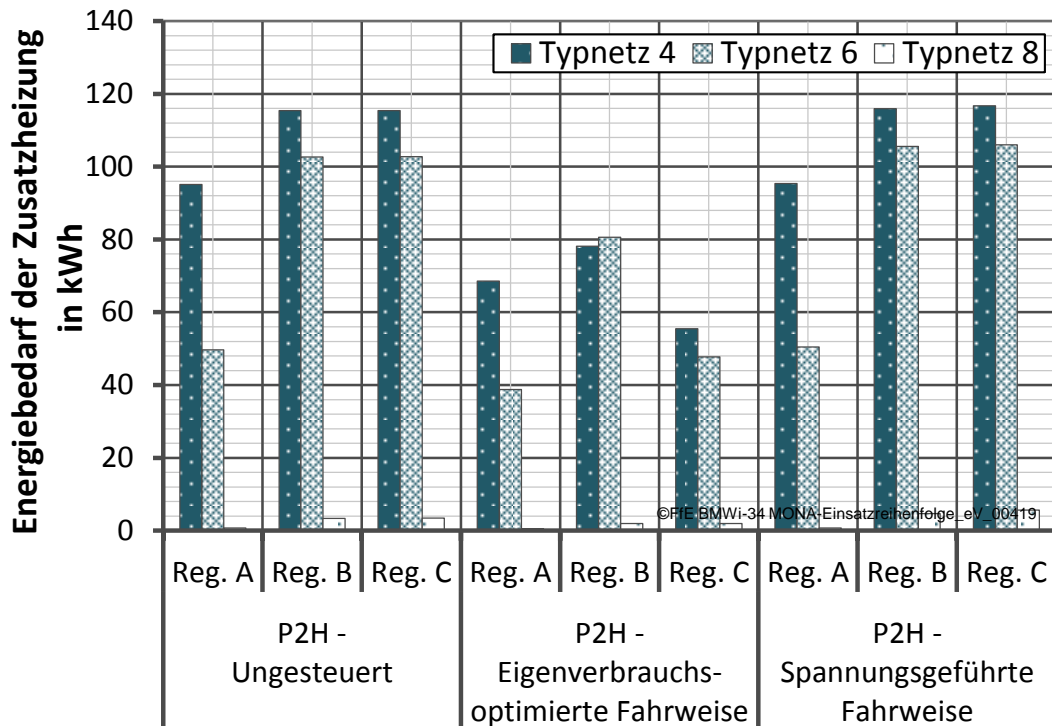


Abbildung 4-44: Energiebedarf der Zusatzheizung in Abhängigkeit der Ladesteuerung, der Regionalisierung und dem Typnetz

Definitionsgemäß laufen alle Wärmepumpen in der Referenzsimulation wärmegeführt – alle elektrischen Speicherheizungen werden mit einem Niedertarif zwischen 22:00 und 6:00 Uhr betrieben. Bei der eigenverbrauchsgeführten Power2Heat-Steuerung werden alle Power2Heat-Anlagen eigenverbrauchsoptimiert bzw. soweit dies nicht möglich ist wärmegeführt eingesetzt. Dies führt zu einer deutlichen Verschiebung des mittleren Strombezugs für die Wärmebereitstellung von den Nacht- auf die Tagstunden (vergleiche **Abbildung 4-45**).

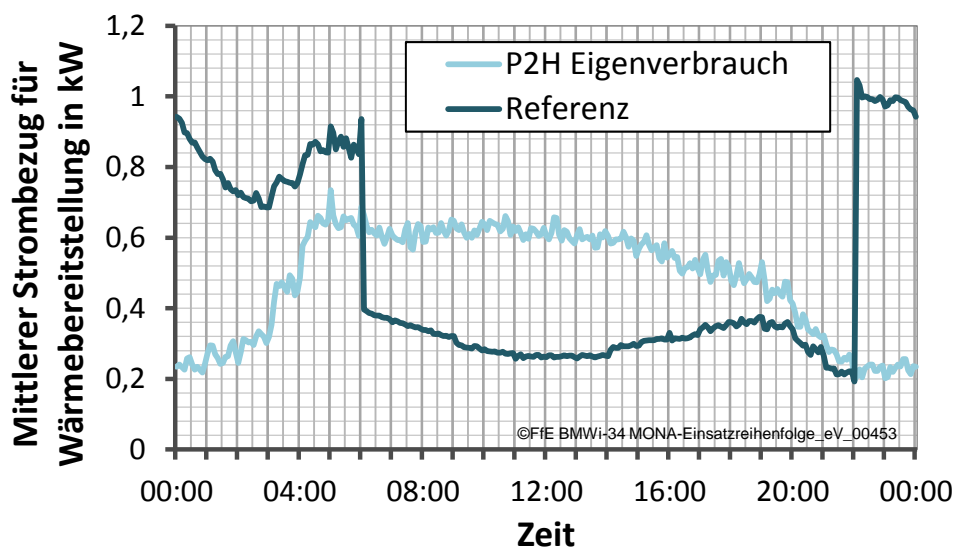


Abbildung 4-45: Vergleich des mittleren Leistungsbezugs der Referenz mit der eigenverbrauchsgeführten Power2Heat-Regelung für eine Last- und Erzeugungsverteilung in Typnetz 4 Regionalisierung C

4.3.2.8 Blindleistungsmanagement

Die Spannungshaltung als primärer Nutzen des Blindleistungsmanagements hat multiple Auswirkungen auf das Netz. Neben den bereits untersuchten Aspekten wie Leitungsverlusten und Leitungsauslastungen ist die übertragene induktive (**Abbildung 4-46**) sowie kapazitive (**Abbildung 4-47**) Blindarbeit über ein Jahr ein wichtiger Bewertungsfaktor für Netzbetreiber, da diese durch die überlagerte Netzebene bereitzustellen bzw. zu transportieren ist. Es ist zu beachten, dass die lokale Netztopologie sowie die Durchdringungsgrade mit den einzelnen Komponenten zum Teil starke Einflüsse auf die Ergebnisse aufweisen. Die Beschreibungen der einzelnen Blindleistungsregelungen sind im Basisdatenbericht enthalten.

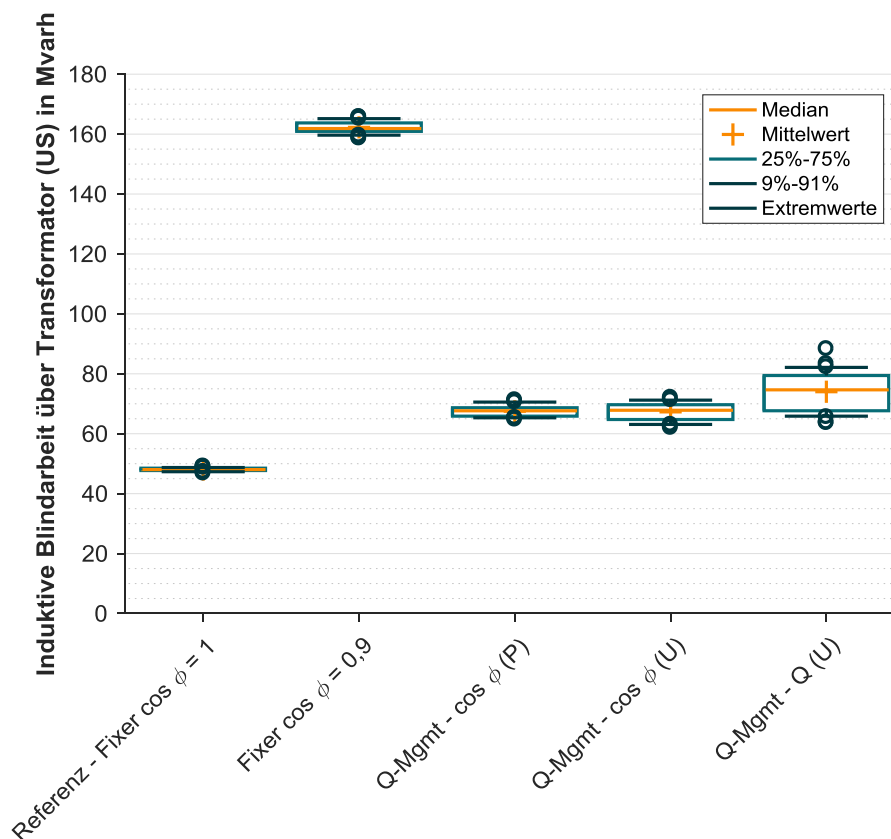


Abbildung 4-46: Übertragene induktive Blindarbeit am Transformator an der Unterspannungsseite (US) für das Szenario C im Typnetz 4

Die Abbildung zeigt, dass die bezogene induktive Blindenergie im Referenzfall am geringsten und bei einem konstanten Leistungsfaktor von 0,9 am höchsten ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei einem fixen Leistungsfaktor von 0,9 die blindleistungsfähigen Komponenten (Einspeisung von Wirkleistung) unabhängig von externen Faktoren (beispielsweise Netzspannung) induktive Blindleistung beziehen, um den resultierenden Spannungshub zu begrenzen. Bei Komponenten mit Wirkleistungsbezug wird hingegen induktive Blindleistung eingespeist, um den resultierenden Spannungsfall abzuschwächen. Somit ergibt sich teilweise eine Kompensation zwischen den einzelnen Komponenten und deren Regelungen innerhalb eines Netzgebietes.

Die drei Q-Management-Regelungen berücksichtigen weitere Faktoren, wodurch der Bezug von induktiver Blindleistung im Vergleich zum fixen Leistungsfaktor von 0,9

reduziert wird, wobei die Q (U)-Regelung noch den höchsten Bezug aufweist. Dies lässt sich mit der Tatsache begründen, dass diese Regelung unabhängig von der Wirkleistung der Komponente agiert und somit vermehrt Blindleistung bereitstellt bzw. bezieht (bspw. PV-Wechselrichter in der Nacht). Die auffällig weite Streuung der Simulationsergebnisse bei der Regelung Q-Mgmt – Q (U) könnte auf die Tatsache zurückzuführen sein, dass hier die Platzierung der Komponenten im Netz und somit die Abhängigkeit von der Spannung am Netzanschlusspunkt am stärksten ist.

Analog ist in der folgenden **Abbildung 4-47** die kapazitive Blindarbeit für dasselbe Netzgebiet bei identischem Szenario dargestellt.

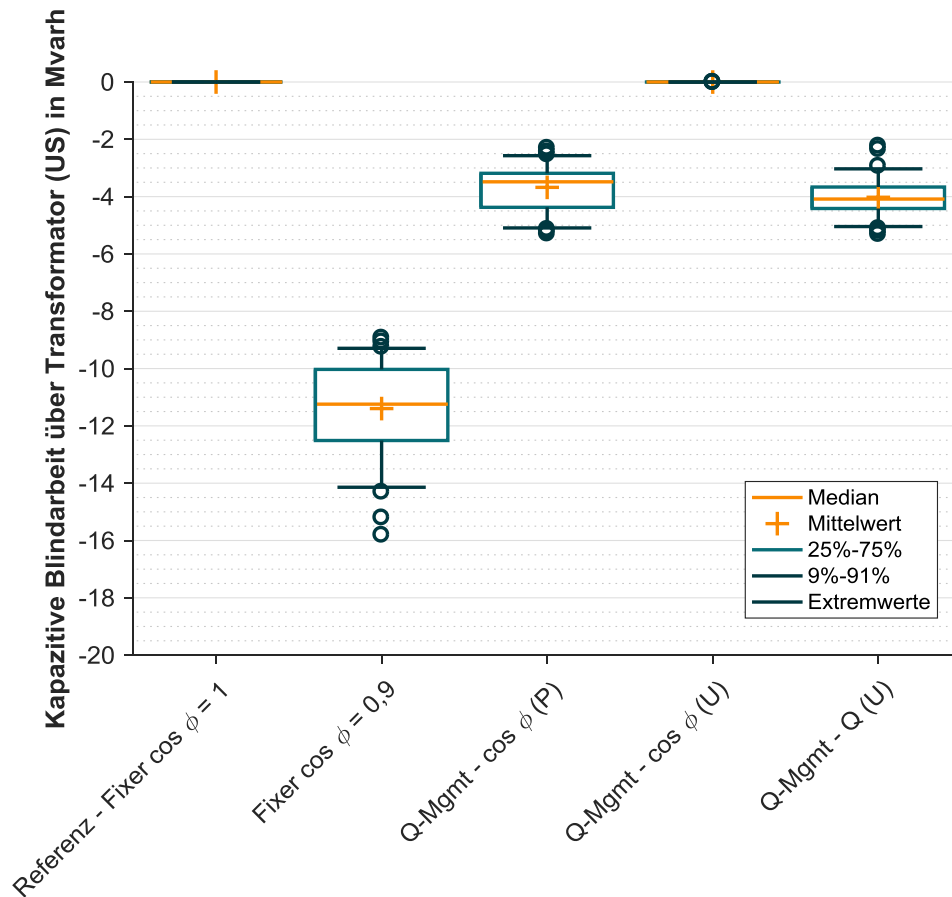


Abbildung 4-47: Übertragene kapazitive Blindarbeit am Transformator (Unterspannungsseite) für das Szenario C im Typnetz 4

Die Betrachtung der kapazitiven Blindarbeit zeigt, dass im Referenzfall der kapazitive Blindleistungsbezug über den Transformator nicht auftritt. Dies lässt sich u. a. darauf zurückführen, dass die Netzbetriebsmittel in der Niederspannungsebene bereits bei geringer Auslastung induktiv wirken. Analog zur Betrachtung des induktiven Blindleistungsbezugs resultiert aus der Blindleistungsregelung mit konstantem Leistungsfaktor der höchste kapazitive Blindleistungsbezug. Der nicht auftretende Bezug von kapazitiver Blindleistung bei der spannungsabhängigen Regelung ist darauf zurückzuführen, dass niedrige Spannungswerte am Netzanschlusspunkt bei gleichzeitigem Wirkleistungsverhalten der Komponente nicht den induktiven Anteil im Netzgebiet überkompensiert.

Ergänzend sind in **Abbildung 4-48** die zugehörigen Jahresdauerlinien für die einzelnen Blindleistungsregelungen sowie den Referenzfall dargestellt.

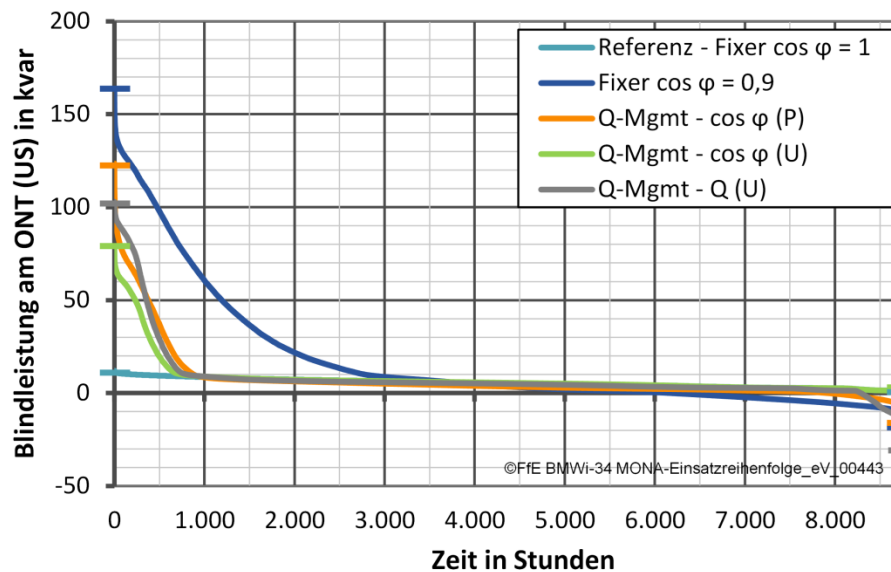


Abbildung 4-48: Jahresdauerlinie des Blindleistungsverhaltens am Transformator (Unterspannungsseite) für das Szenario C im Typnetz 4

Im Vergleich zur Referenz (12,1 kvar) steigt die maximal auftretende Blindleistung (induktiv) auf über 160 kvar bei der Regelung mit konstantem Leistungsfaktor an. Diese Spitzenbelastung tritt nur an sehr wenigen Zeitpunkten im Jahr auf und ist vorwiegend der Einspeisespitze von Photovoltaikanlagen geschuldet. Die weiteren Blindleistungsregelungen weisen einen ähnlichen Verlauf auf, wobei die Spitzenbelastung niedriger und der Abfall der Dauerlinie deutlich stärker ist. Im Referenzfall sowie bei allen Blindleistungsregelungen befinden sich diese überwiegend im induktiven und nur sehr wenige bis keine Stunden im kapazitiven Bereich.

4.3.2.9 Spitzenkappung

Die Auswirkungen der PV-Spitzenkappung in den Varianten Kappung direkt am Wechselrichter bei Leistungen über 70 % (bzw. 50 % mit Hausspeichersystem) bzw. dynamische Kappung am Hausanschluss, bei Einspeiseleistungen größer als 70 % (bzw. 50 % mit Hausspeichersystem), sind in **Abbildung 4-49** bzw. **Abbildung 4-50** dargestellt. In dieser Darstellung sind jeweils die durch die PV-Anlage mögliche Einspeisung, die Einspeisung des Wechselrichters (tatsächliche Erzeugung) sowie die Netzeinspeisung in Bezug zur maximal im Netz vorherrschenden Spannung an einem Haushaltsknoten dargestellt.

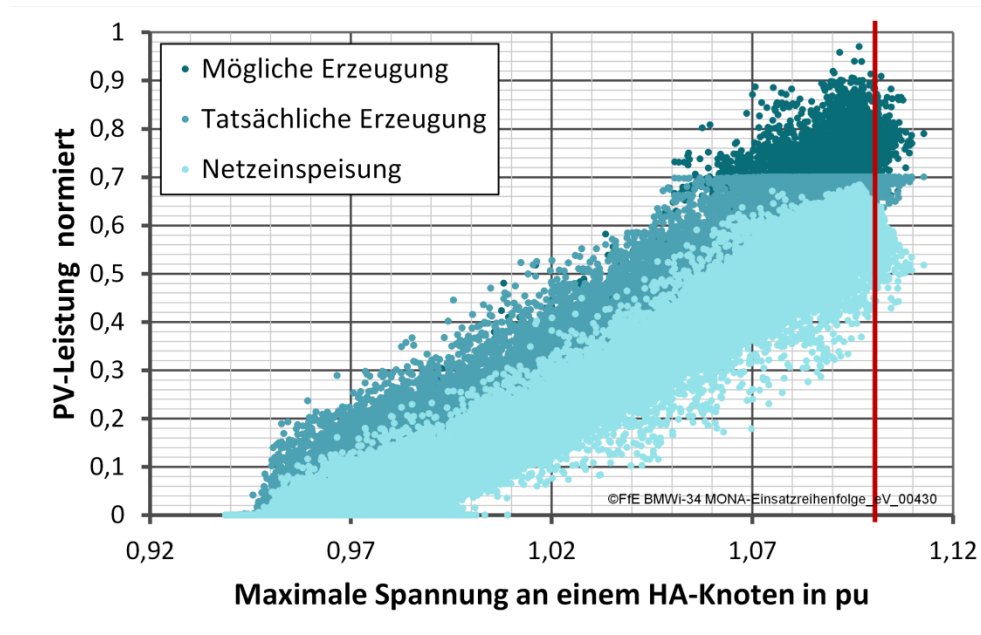


Abbildung 4-49: Darstellung der möglichen, tatsächlichen und ins Netz eingespeisten PV-Energie im Fall der Spitzenkappung am Wechselrichter mit Bezug zur maximalen Spannung im Netzgebiet.

In Abbildung 4-49 wird exakt die 70 % Grenze am Wechselrichter abgeschnitten und es ist ersichtlich, dass die Abregelung nicht nur in Zeiten sehr hoher Spannung erfolgt, sondern auch bereits bei Spannungswerten ab 1,06 pu. Trotz der Abregelung wird allerdings die obere Spannungsgrenze (1,1 p.u., rote Linie in der Abbildung) in einigen wenigen Fällen verletzt.

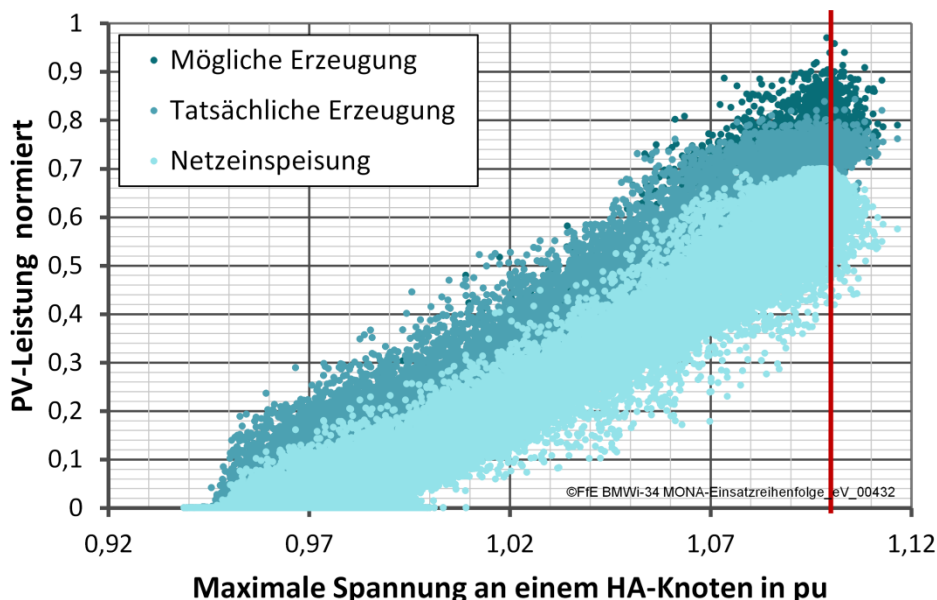


Abbildung 4-50: Darstellung der möglichen, tatsächlichen und ins Netz eingespeisten PV-Energie im Fall der Spitzenkappung am Hausanschluss mit Bezug zur maximalen Spannung im Netzgebiet.

In Abbildung 4-50 hingegen ist keine klare Abregelungsgrenze bei der tatsächlichen Erzeugung erkennbar, sondern bei der Netzeinspeisung. Im Gegensatz zu oben kommt

es häufiger zu Spannungsbandverletzungen (vgl. Abschnitt 4.3.3.1). Im Gegensatz zur Spitzenkappung am Wechselrichter werden allerdings im Mittel der Netze und Regionalisierungen anstatt 2,3 % nur 1,4 % der erzeugten Energie abgeregelt. (siehe **Abbildung 4-51**).

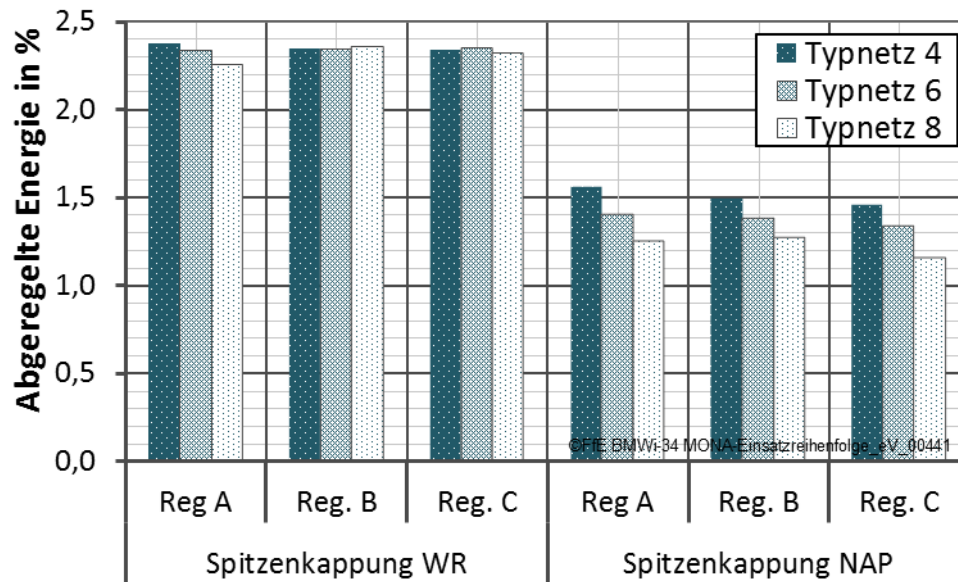


Abbildung 4-51: Anteil der abgeregelten jährlichen Energiemengen bezogen auf die Erzeugung

4.3.3 Vergleich der technischen Parameter der NoM

Für den ganzheitlichen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen erfolgt hier eine detaillierte Auswertung der Simulationen für drei verschiedene Typnetze unter Verwendung der oben hergeleiteten Simulationsparameter in allen drei im MONA Szenarioprozess entwickelten Regionalisierungen. Dabei wird insbesondere auf die zeitliche Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes, die maximale Leitungsauslastung, die Leitungsverluste, die Emissionen im Netzgebiet sowie den sich einstellenden Eigendeckungsgrad eingegangen.

Da es nicht zielführend ist, ausführliche Ergebnisdarstellungen für alle Typnetze und Regionalisierungen aufzuführen, wird im folgenden jeweils für die kritischste Ausprägung eines Kriteriums eine ausführliche Darstellung erarbeitet. Alle weiteren Typnetze und Szenarien werden im Anschluss kurz dargestellt.

4.3.3.1 Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes

Die Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes kann als Maß dafür gewertet werden, wie wirksam eine NoM ist. Für die Auswertung wird dabei die Einhaltung des $\pm 10\%$ Spannungsbandes überprüft. Sobald in einem Zeitschritt (Simulationsschrittweite beträgt 5 Minuten) ein Knoten dieses Spannungsband verletzt, wird dieser Zeitschritt als Spannungsbandverletzung gewertet.

Gemäß der vorgegebenen Randbedingungen der Simulation wird jede Simulation 30 Mal für verschiedene Last- und Erzeugungsverteilungen wiederholt. Je nach Verteilung

ergeben sich in der Konsequenz Unterschiede in den Positionierungen und Dimensionierungen der einzelnen Komponenten bei gleichbleibenden Gesamtdimensionierungen. So können beispielsweise in einer Simulation mit einer Summenphotovoltaikleistung von 15 kW und 2 PV-Anlagen die Größen im Fall A 7 und 8 kW und im Fall B 5 und 10 kW sein.

Netzauswirkungen in der Referenzsimulation

Für das Typnetz 4 ergeben sich für einzelne Verteilungen für die Regionalisierung C beispielsweise deutliche Unterschiede. Während es eine Verteilung gibt, in der zu keinem Zeitpunkt des Jahres das Spannungsband verletzt wird, ergeben sich in der aus Netzsicht Worst-Case-Verteilung Spannungsbandverletzungen mit einer Gesamtdauer von 271 Stunden. Der Mittelwert der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes über alle Verteilungen beträgt in der Referenz 49 h. Der Median aller Verteilungen liegt bei 20 h und 20 Minuten. Aus diesem Grund besteht in diesem Netzgebiet die Notwendigkeit für den Einsatz von NoM.

Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4, Regionalisierung C

Der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen zeigt, dass der Einsatz im Mittel die Dauer außerhalb des Spannungsbandes reduzieren kann (vergleiche **Abbildung 4-52**). Während sich die mittlere Dauer sowohl bei der spannungsgeführten als auch der eigenverbrauchsgeführten Ladung der Elektrofahrzeuge nur minimal reduziert, reduziert sie sich bei den Netzoptimierenden Maßnahmen Q-Mgmt – Q(U), rONT, TSH, LVR und zusätzlichem Erdkabel deutlich um über 95 %. Bei Betrachtung des Medians können zusätzlich die Maßnahmen Spitzenkappung am WR, Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P) und fixer $\cos \varphi$ die Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes um mindestens 95 % reduzieren.

Für die Darstellung der Wirksamkeit der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen wird auf die in /SAM-01 17/ entwickelte Darstellung zurückgegriffen (vergleiche **Abbildung 4-52**). Neben den oben erläuterten Zusammenhängen ist hier für alle Netzoptimierenden Maßnahmen der 75 % Wertebereich eingezeichnet. Das bedeutet, 75 % der Verteilungen befinden sich innerhalb dieses türkis eingezeichneten Ergebnisraums. Zu beachten ist hier als Besonderheit, dass die Anzahl an simulierten Verteilungen beim konventionellen Netzausbau (zusätzliches Erdkabel, Transformatortausch) auf die Simulationen begrenzt ist, welche bei der Referenzsimulation Spannungsbandverletzungen bzw. Betriebsmittelüberlastungen aufweisen. Diese Besonderheit folgt aus der Ausbaumethodik für den Netzausbau, welcher so umgesetzt wurde, dass ein bestehendes Problem gelöst wird. Aus diesem Grund kann in Netzgebieten ohne Problem beispielsweise kein zusätzliches Erdkabel betrachtet werden.

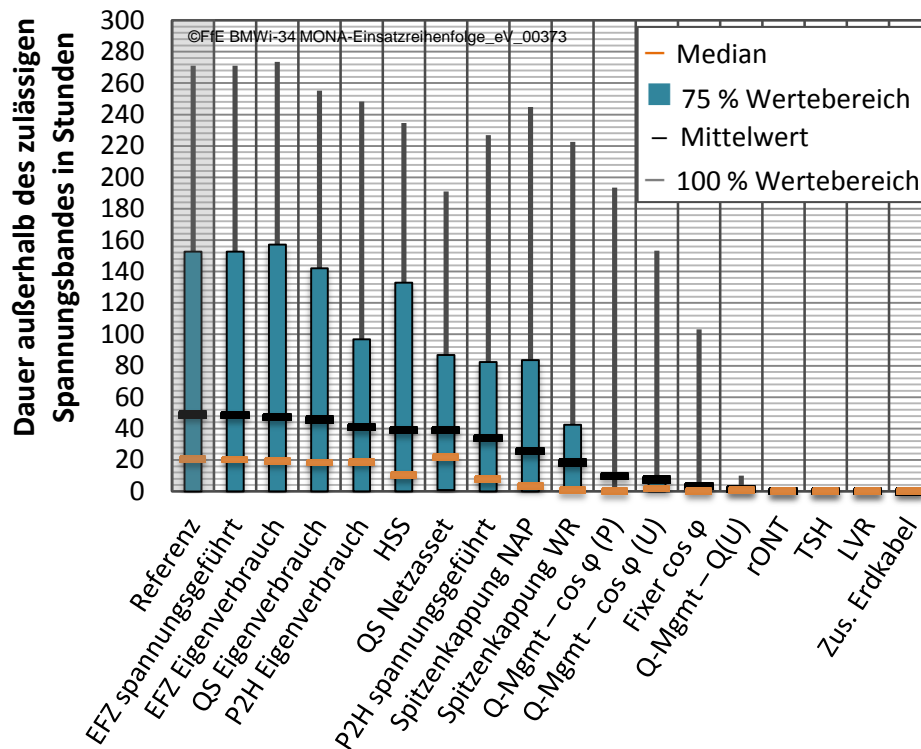


Abbildung 4-52: Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes für alle Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4 und Regionalisierung C

Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes für verschiedene Regionalisierungen

Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für die Regionalisierungen A und B ergibt sich, dass hier keine Spannungsbandverletzungen auftreten. Ein Vergleich der NoM in Bezug auf dieses Kriterium ist bei diesen Regionalisierungen daher nicht möglich.

Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes für verschiedene Typnetze

Beim Vergleich der untersuchten Typnetze zeigt sich, dass erwartungsgemäß nur in Typnetz 4 und Typnetz 8 Spannungsbandverletzungen auftreten. In Typnetz 4 und Typnetz 8 sind die Spannungsbandverletzungen (zufälligerweise) ähnlich häufig. Der Effekt der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen auf diesen Kennwert ist ähnlich. Deutliche Verschiebungen gibt es lediglich bei beiden Power2Heat-Ladesteuerungen (vgl. **Abbildung 4-53**). Detaillierte Grafiken für diese beiden Netzgebiete sind im Anhang (**Abbildung 9-13** und **Abbildung 9-14**) zu finden. Im Typnetz 6 kommt es im Mittel der Verteilungen zu keinen Spannungsbandverletzungen. In der Worst-Case-Verteilung kommt es bei eigenverbrauchsgeführten Power2Heat-Anlagen zu Spannungsbandverletzungen von insgesamt 25 Minuten.

Die Unterschiede bei der spannungsgeführten Power2Heat-Ladesteuerung sind insbesondere auf die nicht explizit auf die Netzstruktur des Extremnetzes optimierten Spannungsgrenzwerte zurückzuführen. Diese Spannungsparameter wurden im Rahmen

der folgenden Auswertungen vielmehr für alle Typnetze konstant gelassen (vgl. Basisdatenbericht).

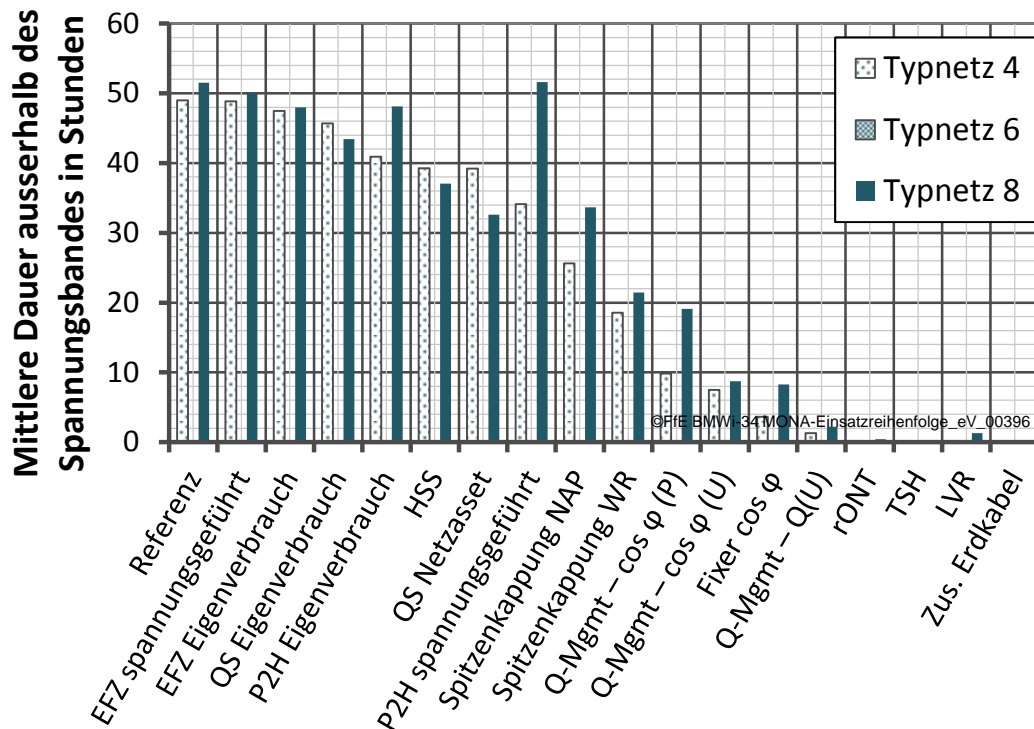


Abbildung 4-53: Vergleich der mittleren Dauer außerhalb des Spannungsbandes für alle Netzoptimierenden Maßnahmen der drei im Detail untersuchten Typnetze für Regionalisierung C

4.3.3.2 Maximale Transformatorauslastung

Neben der Einhaltung des Spannungsbandes wird in der Netzplanung die maximale Auslastung einzelner Komponenten berücksichtigt, um die Lebensdauer der einzelnen Komponenten zu erhöhen.

In der Referenzsimulation trat lediglich in Typnetz 6 eine Überlastung des Transformators auf. Dabei gibt es zwischen einzelnen Verteilungen eine große Bandbreite an auftretenden maximalen Transformatorauslastungen. Grund ist, dass im Typnetz 4 alle 45 Wohneinheiten zufällig mit Last- und Erzeugungsgängen belegt werden. Eine Glättung ist analog zu Standardlastprofilen erst ab etwa 150 Wohneinheiten zu erwarten /STER-01 14/.

Die Auswertung zeigt, dass durch prognosegeführte Hausspeichersysteme, Eigenverbrauchsoptimierte Power2Heat, Spitzenkappung am Netzanschlusspunkt sowie Spitzenkappung am Wechselrichter die maximale Auslastung in allen Verteilungen in erlaubte Bereiche unterhalb der Nennleistung gehalten werden kann. In allen Fällen, in denen die Transformatorauslastung die 100 % überschreitet, erzielt der Ersatz des Transformators durch eine größere Baugröße (Teil der NoM „Konventioneller Netzausbau“- hier als „Trafotausch“ bezeichnet) folgerichtig die besten Ergebnisse. Bei den Ergebnissen in **Abbildung 4-54** ist dies bei einer einzelnen Verteilung der Fall, wodurch sich kein Wertebereich ergibt.

Durch die Regelung fixer $\cos \varphi$ wird die Auslastung des Transformators erhöht, so dass in nahezu allen Verteilungen Überlastungen des Transformators auftreten. Eine ähnlich umfassende Erhöhung der Auslastung ergibt sich auch durch die Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P) Regelung. Grund hierfür ist, dass im Gegensatz zur Referenz die Komponenten ein Blindleistungsverhalten aufweisen und somit Übertragungskapazität beanspruchen. Die Erhöhung der maximalen Auslastung durch den rONT ist darauf zurückzuführen, dass die für die maximale Auslastung relevanten Situationen in der Simulation den Rückspeisefall, also einen Zeitpunkt, bei dem mehr PV-Energie erzeugt wird als zu diesem Zeitpunkt im Netzgebiet Energie benötigt wird, repräsentieren. Hier erfolgt eine Absenkung der Spannung am Transformator, wodurch sich der Stromfluss entsprechend erhöht und somit die Auslastung des Transformators ansteigt. Der Vergleich aller Netzoptimierenden Maßnahmen ist **Abbildung 4-54** zu entnehmen.

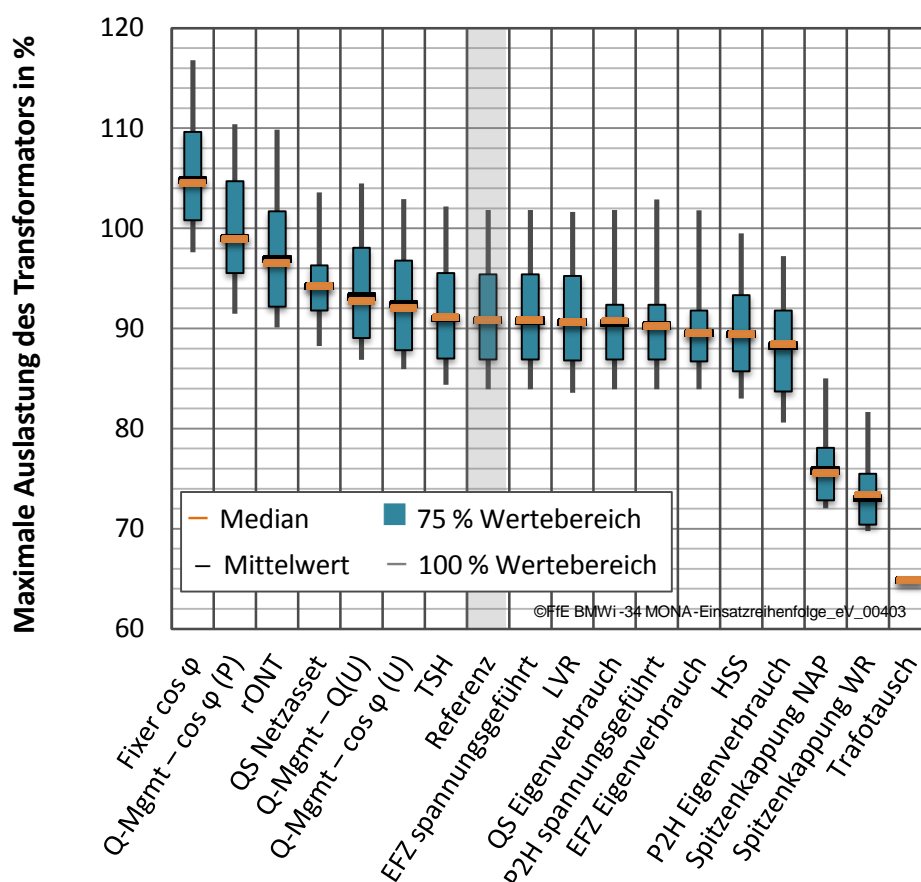


Abbildung 4-54: Maximale Auslastung des Transformators in Typnetz 6, Regionalisierung C für alle Netzoptimierenden Maßnahmen

4.3.3.3 Maximale Leitungsauslastung

Neben der maximalen Auslastung des Transformators wird die maximale Leitungsauslastung bewertet. Gegenüber der Referenz wird die maximale Leitungsauslastung durch etwa die Hälfte der untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen erhöht. Die größte Erhöhung der Leitungsauslastung ergibt sich durch die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung des Quartierspeichers. Hier liegen sowohl Median als auch Mittelwert über 100 %. In diesem Fall ist die Hauptleitung, an der auch der Quartierspeicher

angeschlossen ist, überlastet. Ebenso erfolgt durch sämtliche Blindleistungsregelungen eine Erhöhung der maximalen Auslastung, welche auf die zusätzliche Blindleistung und die dafür benötigte Übertragungskapazität zurückzuführen ist. Die Erhöhung der Leitungsauslastung durch den rONT-Einsatz lässt sich wie oben begründen. Trafotausch als NoM wurde bei der Analyse der Leitungsauslastung nicht berücksichtigt, da er auf diese keinen Einfluss hat. Eine Reduktion der maximalen Leitungsauslastung ergibt sich insbesondere durch Spitzenkappung, da hierbei effektiv weniger Energie in den kritischen Zeitpunkten transportiert wird. Durch die Verwendung von zusätzlichen Erdkabeln (Anwendung in 29 von 30 Simulationen) und topologische Schalthandlungen ergibt sich ebenfalls eine Reduktion, da diese die Übertragungskapazität erhöhen und somit die Auslastung senken. Bei allen weiteren Netzoptimierenden Maßnahmen ergeben sich keine oder nur minimale Änderungen gegenüber der Referenz. Der Vergleich aller Netzoptimierenden Maßnahmen ist in **Abbildung 4-55** für das Typnetz 4 dargestellt.

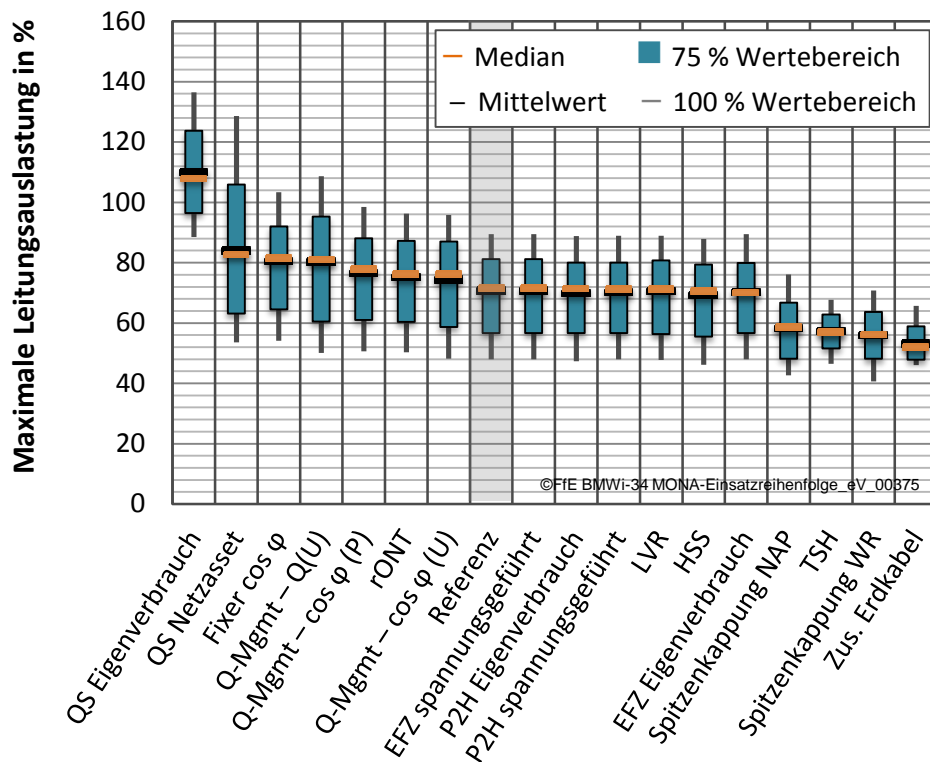


Abbildung 4-55: Vergleich der maximalen Leitungsauslastung für alle Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4 und Regionalisierung C

4.3.3.4 Leitungsverluste im Netzgebiet

Durch eine Erhöhung der transportierten Energiemenge bzw. deren Übertragungsstrecke im Netzgebiet sowie eine Veränderung des jeweiligen Spannungsniveaus variieren die jeweiligen Leitungsverluste.

Bewertung der Leitungsverluste in Typnetz 4

Die Auswertung zeigt, dass durch eine deutliche Erhöhung der transportierten Energiemenge auf Grund zusätzlicher Wirkungsgradverluste, die beiden Regelungen des Quartierspeichers die Leitungsverluste im Netzgebiet erhöhen. Durch eine Reduktion

der Leitungsimpedanz reduzieren die beiden Netzoptimierenden Maßnahmen zusätzliches Erdkabel und topologische Schalthandlungen die Leitungsverluste. Das Verhalten der Netzoptimierenden Maßnahmen rONT sowie Blindleistungsmanagement ist analog ihrem Verhalten bei der Trafoauslastung zu begründen. Der Vergleich aller untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen ist in **Abbildung 4-56** dargestellt.

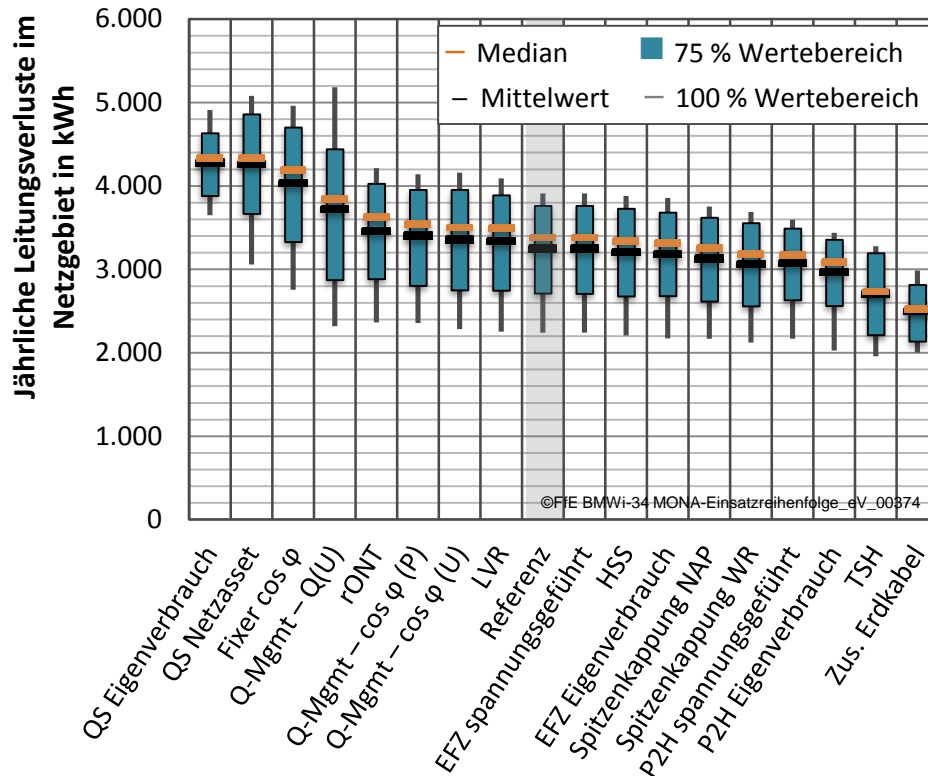


Abbildung 4-56: Vergleich der Leitungsverluste im Typnetz 4 für alle Netzoptimierenden Maßnahmen bei Anwendung der Regionalisierung C

Bewertung der Leitungsverluste für unterschiedliche Regionalisierungen

Die Analyse der Leitungsverluste für unterschiedliche Regionalisierungen zeigt deutliche Unterschiede zwischen diesen. Zurückzuführen sind diese insbesondere auf die übertragenen Energiemengen. Dabei sind die Leitungsverluste, die aus Regionalisierung C resultieren, in etwa doppelt so hoch wie die Verluste, welche aus Regionalisierung B resultieren. Regionalisierung A weist die geringsten Verluste auf. Zurückzuführen ist dies auf den geringeren Energiedurchsatz.

Die prinzipiellen Auswirkungen der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen sind in **Abbildung 4-57** dargestellt.

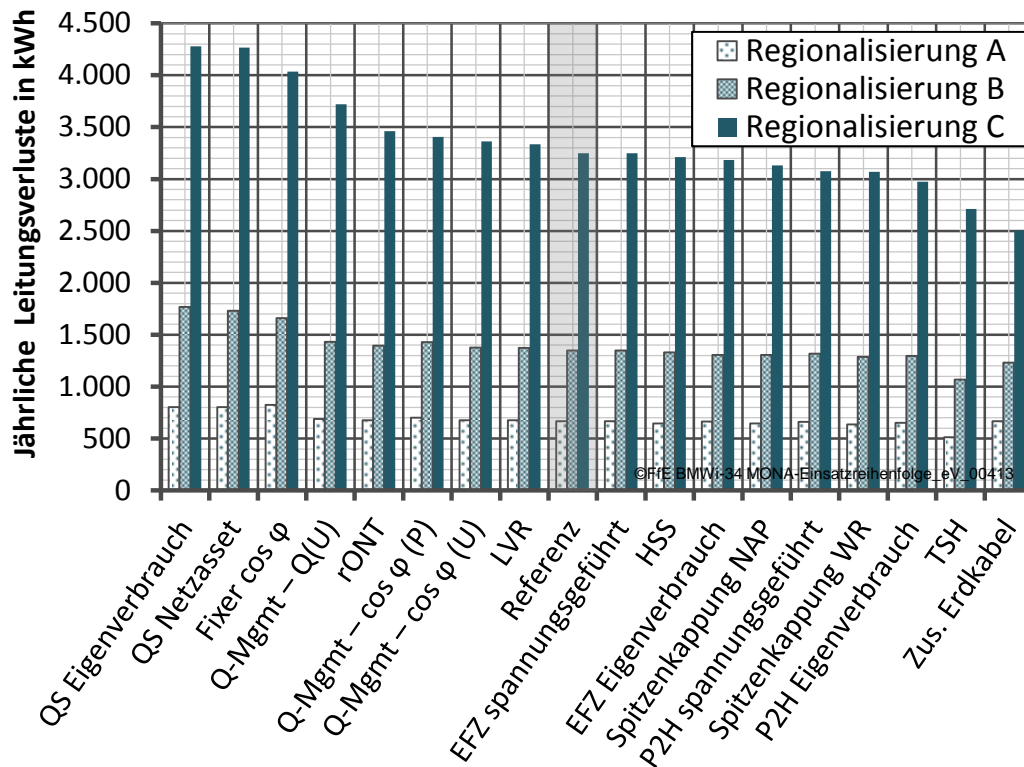


Abbildung 4-57: Vergleich der über alle simulierten Verteilungen gemittelten jährlichen Leitungsverluste bei verschiedenen Regionalisierungen in Typnetz 4 für alle untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen

In **Tabelle 4-14** sind zur Einordnung die mittleren Leitungsverluste der jeweiligen Regionalisierungen aus der Referenzsimulation im Verhältnis zu der über den Transformator transportierten Energie dargestellt. In allen Regionalisierungen liegen die Leitungsverluste zwischen 0,4 % und 0,79 %, bezogen auf die über den Trafo ausgetauschte Energie.

Tabelle 4-14: Übersicht der Leitungsverluste in Typnetz 4 in der Referenzsimulation in Relation zur übertragenen Energie

Regionalisierung	Rückspeisung in MS-Ebene in MWh	Bezug aus MS-Ebene in MWh	Energie über Trafo in MWh	Leitungsverluste in MWh	Leitungsverluste in %
A	102,76	61,72	164,49	0,67	0,40%
B	141,86	110,55	252,41	1,35	0,53%
C	182,56	227,01	409,57	3,25	0,79%

4.3.3.5 Emissionen im Netzgebiet

Bei der Emissionsbetrachtung werden sämtliche Emissionen, der Energie, welche aus der überlagerten Netzebene bezogen wird, kumuliert. Eine Emissionsverrechnung durch Rückspeisung erfolgt nicht. Sowohl die veränderten Leitungsverluste als auch insbesondere die zeitliche Verschiebung des Energiebezugs durch netzorientierte Maßnahmen führen zu einer Veränderung der Emissionsbilanz der Netzgebiete. Durch

den erhöhten Bezug an Energie aus dem überlagerten Mittelspannungsnetz erhöht insbesondere der spannungsgeführte Quartierspeicher (QS Netzasset) die Emissionen im Mittel um 25 % gegenüber der Referenz. Demgegenüber reduziert der eigenverbrauchsoptimierte Quartierspeicher die Emissionen um 17 %. Beide untersuchten Power2Heat-Ladesteuerungen reduzieren ebenfalls die Emissionen. Dies ist jedoch bei beiden Regelungen insbesondere auf die Verschiebung der Ladung der elektrischen Speicherheizungen von den Nacht- auf die Tagstunden zurückzuführen. Die eigenverbrauchsoptimierte Ladung der Elektrofahrzeuge reduziert die Emissionen nur minimal, da die Elektrofahrzeuge größtenteils mittags nicht angesteckt sind. Ein weiterer Effekt ist, dass Elektrofahrzeuge, die mittags verfügbar sind, bei dieser Steuerung nur den PV-Überschuss der zugehörigen PV-Anlage berücksichtigen und so gegebenenfalls mit reduzierter Leistung laden. Die Emissionen im Bilanzraum Netzgebiet erhöhen sich dadurch tendenziell. Alle weiteren Netzoptimierenden Maßnahmen verändern die Emissionsbilanz gegenüber der Referenz nur minimal (vergleiche **Abbildung 4-58**).

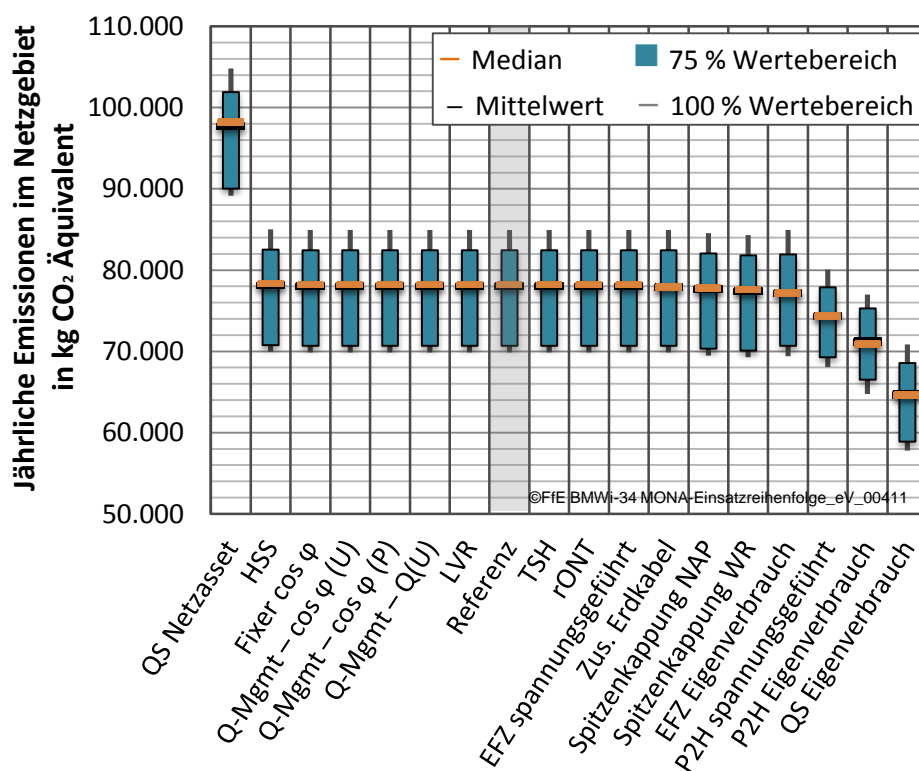


Abbildung 4-58: Vergleich der Emissionen des Bezugsstroms in Typnetz 4, Regionalisierung C für alle untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen

Vergleich der Emissionen in verschiedenen Typnetzen

Für den Vergleich der Emissionen in den drei untersuchten Typnetzen ist es zweckmäßig, diese auf die in den jeweiligen Netzgebieten angeschlossenen Wohneinheiten zu beziehen.

Die Analyse zeigt auch hier ein zwischen den einzelnen Typnetzen ähnliches Verhalten der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen in allen Typnetzen. Die Unterschiede liegen hier im Bereich weniger einstelliger Prozentpunkte. Der Vergleich für alle untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen ist **Abbildung 4-59** zu entnehmen.

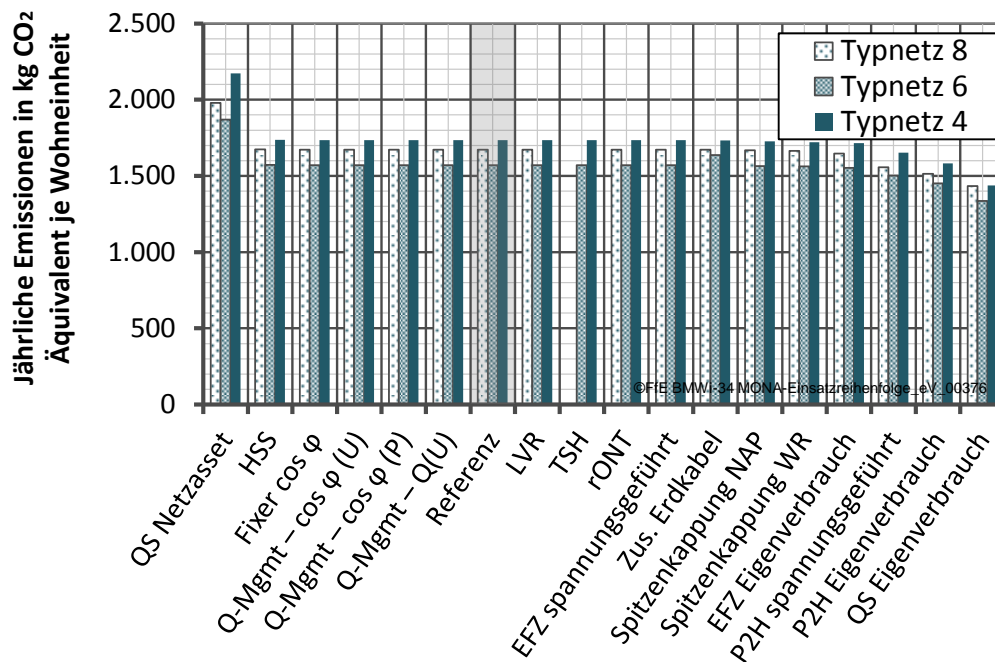


Abbildung 4-59: Vergleich der jährlichen bezogenen Emissionen je Wohneinheit für die Typnetze 4, 6 und 8 und Regionalisierung C

4.3.3.6 Eigendeckungsgrad

Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 diskutiert, kann der Eigendeckungsgrad auch für den Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen herangezogen werden.

Vergleich des Eigendeckungsgrades in Typnetz 4, Regionalisierung C

Klassische Netzbetriebsmittel bzw. netzoptimierende Betriebsführung beeinflussten den Eigendeckungsgrad der Netzgebiete nahezu nicht. Die beiden positiven wie negativen Extrema stellen die beiden Ladesteuerungen des Quartierspeichers dar (vergleiche **Abbildung 4-59**). Der Quartierspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung erfüllt mit seiner Regelung auf die Residuallast des gesamten Netzgebiets seinen Zweck. Der Quartierspeicher als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel entlädt teilweise in den Nachtstunden Photovoltaikstrom in die überlagerten Netzebenen. Der sich einstellende Eigendeckungsgrad ist im Gegensatz zu anderen Bewertungsgrößen unabhängig vom Standort der einzelnen Komponenten im Netzgebiet. Dies führt bei der Untersuchung verschiedener Verteilungen dazu, dass die Bandbreite der auftretenden Eigendeckungsgrade mit etwa 10 % verhältnismäßig gering ist.

In Ergänzung zum Eigendeckungsgrad (Anteil des elektrischen Energiebedarfs der Haushalte, welcher unmittelbar durch eigene Erzeugung bereitgestellt werden kann) kann der Eigenverbrauchsgrad (Anteil der eigenen Stromerzeugung, welcher direkt im verknüpften Hausanschluss verbraucht wird) herangezogen werden. Dieser verhält sich im untersuchten Typnetz analog zum Eigendeckungsgrad (vergleiche **Abbildung 9-15** in Anhang Kapitel 9.2).

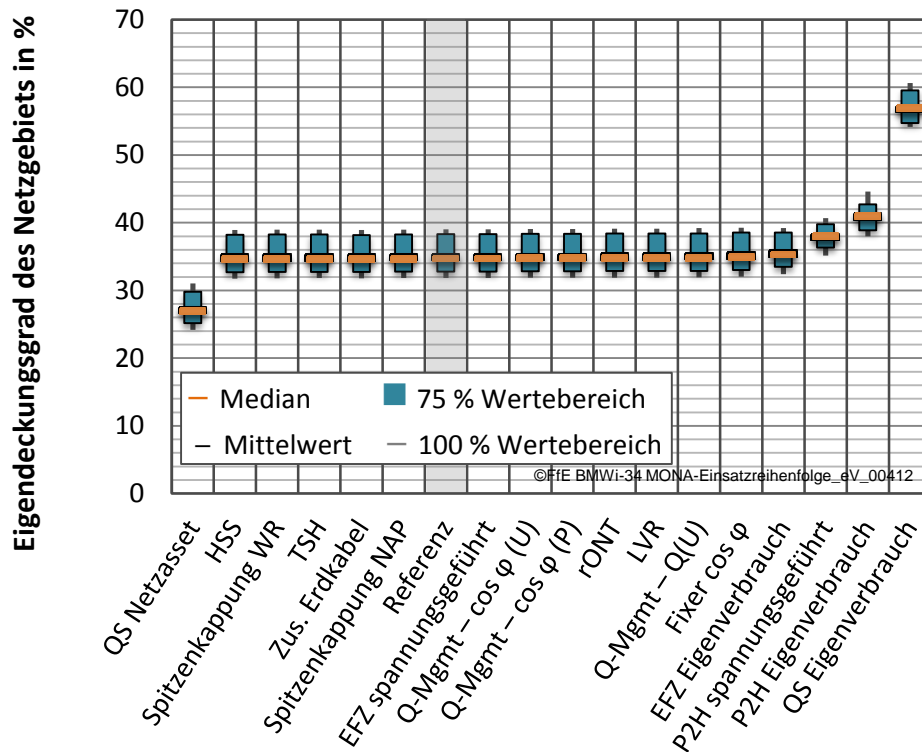


Abbildung 4-60: Vergleich des Eigendeckungsgrades für verschiedene Netzoptimierende Maßnahmen in Typnetz 4, Regionalisierung C

Eigendeckungsgrad der verschiedenen Regionalisierungen für Typnetz 4

Der Eigendeckungsgrad der einzelnen Regionalisierungen verläuft für die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen analog zu dem für Regionalisierung C (vergleiche Abbildung 4-61).

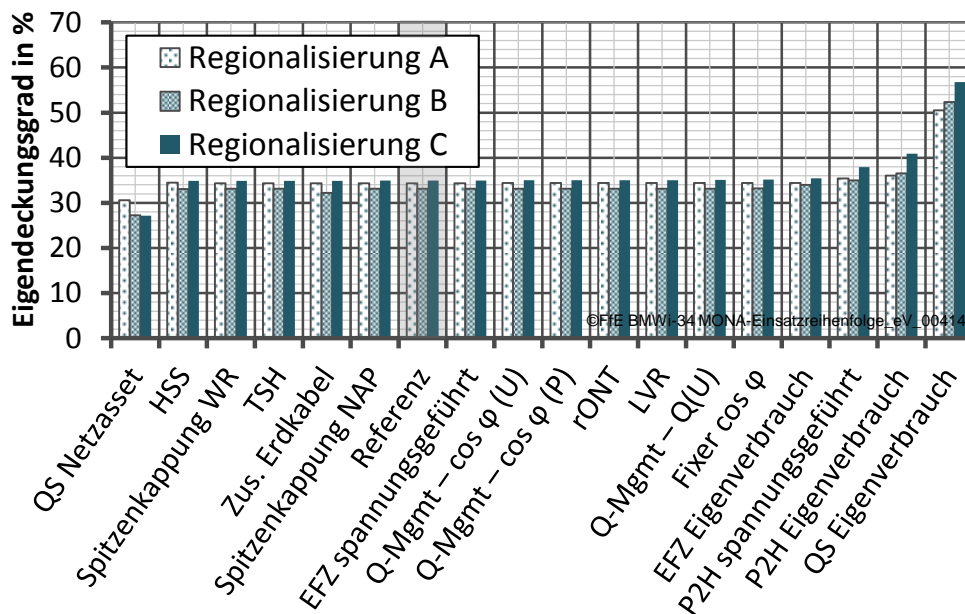


Abbildung 4-61: Vergleich des Eigendeckungsgrades in Typnetz 4 für verschiedene Regionalisierungen

4.3.3.7 Fazit

Der simulative Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz ergibt deutliche Unterschiede hinsichtlich der Eignung einzelner Netzoptimierender Maßnahmen zwischen den einzelnen Bewertungsdimensionen. Während die Netzoptimierenden Maßnahmen „konventioneller Netzausbau“, „topologische Schalthandlungen“, „Längsregler“, „regelbarer Ortsnetztransformator“ und Q-Mgmt – Q(U) die kumulierte Dauer der Spannungsbandverletzungen nahezu vollständig reduzieren, kann die maximale Trafoauslastung insbesondere durch einen Trafotausch sowie Spitzenkappung reduziert werden. Die maximale Leitungsauslastung kann am effektivsten mit Hilfe von topologischen Schalthandlungen (Vermaschung), konventionellem Netzausbau und Spitzenkappung reduziert werden.

Die bezogenen Emissionen im Netzgebiet lassen sich durch den eigenverbrauchsoptimierten Quartierspeicher am effektivsten reduzieren. Sie erhöhen sich hingegen am deutlichsten durch die spannungsgeführte Ladesteuerung des Quartierspeichers. Dieses Verhalten des Quartierspeichers findet sich auch bei der Analyse des Eigendeckungs- sowie des Eigenverbrauchsgrades wieder. Bei diesen Kriterien ergibt sich damit eine Unterscheidung im Vergleich zu den rein technischen Kriterien Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung.

Zwischen den einzelnen Regionalisierungen ergeben sich in der Reihung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen nahezu keine Veränderungen. In allen untersuchten Regionalisierungen bestehen tendenziell PV-Probleme, so dass ein ähnliches Verhalten den Erwartungen entspricht.

Zwischen den einzelnen Netzgebieten ist die prinzipielle Eignung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen ebenfalls vergleichbar. Durch die einheitliche (und damit nicht optimale) Festlegung der Spannungsgrenzwerte für beispielsweise Power2Heat Anlagen bzw. deren Ladesteuerung ergeben sich hier Unterschiede in der Reihung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen.

4.3.4 Kostenvergleich der NoM in den Jahressimulationen

Das nachfolgende Kapitel verknüpft die technische Bewertung von NoM anhand der Jahressimulationen mit ökonomischen Kennwerten, um wirtschaftliche Aspekte näher zu beleuchten. Wie bereits im „Teilbericht Maßnahmenklassifizierung“ näher erläutert, soll vor allem eine systemübergreifende Bewertung stattfinden. Aus diesem Grund ist es notwendig, verschiedene Perspektiven (vgl. **Tabelle 4-15**) einzunehmen, um sowohl dem Entflechtungs- als auch dem Regulierungsrahmen Rechnung zu tragen. Zu diesem Zweck wurden drei Perspektiven entwickelt, welche im Maßnahmenbericht näher erläutert werden. Ziel ist es, in einem ersten Schritt (Gesamtkostenperspektive) die sowohl aus rechtlicher als auch aus der Sicht der Anreizregulierung ergehenden Restriktionen zu ignorieren und eine vom heutigen Rechtssystem unabhängige Einschätzung über die Kosten von Maßnahmen zu erlangen. Dabei werden alle Kosten, die durch die netzdienliche Nutzung von NoM (akteursunabhängig) entstehen, mit einkalkuliert. Dies umfasst beispielsweise auch die Kosten durch Netzverluste und abgeregelte Energiemengen durch Spitzenkappung. Dies liefert eine gesamtwirtschaftliche Entscheidungsgrundlage vor allem für politische Entscheidungen bzgl. der zukünftigen Novellierung des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens.

In einem nächsten Schritt werden die Kosten, die den Netzbetreibern im Falle eines Einsatzes entstehen, näher quantifiziert und auf die rechtlichen Restriktionen eines Einsatzes von Netzorientierten Maßnahmen wird näher eingegangen (Netzkostenperspektive). Ziel ist es, unabhängig vom geltenden Regulierungsregime die den Netzbetreibern anfallenden Kosten zu quantifizieren. Kosten, welche anderen Stakeholdern der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette anfallen (wie z. B. Hausspeichersysteme im Falle von Privatkunden) werden hier nicht einkalkuliert.

In einem letzten Schritt werden die Netzoptimierenden Maßnahmen noch aus regulatorischer Sicht bewertet, um festzustellen, ob eine Investitionsentscheidung aus rein wirtschaftlich getriebenen Interessen erfolgen würde (Akteursperspektive). Dabei werden geltende Regulierungsgrundsätze (wie feste Zinssätze auf Eigenkapital) zugrundegelegt, um Netzoptimierende Maßnahmen aus Sicht des Akteurs, also eines beteiligten Stakeholders zu vergleichen.

Tabelle 4-15: *Ökonomische Perspektiven zum Vergleich der NoM*

Name	Annahmen
Gesamtkostenperspektive (vgl. Kapitel 4.3.4.1)	Reine Kostenbetrachtung (keine Anreizregulierung) Keine Entflechtung; Kosten für NoM werden alle dem „Gesamtsystem“ zugerechnet (u. a. Verlustenergie) Beispiel: Abgeregelte Energiemenge durch statische Spitzenkappung wird dem System zugerechnet
Netzkostenperspektive (vgl. Kapitel 4.3.4.2)	Reine Kostenbetrachtung (keine Anreizregulierung) Nur Kosten der NoM werden bewertet Kosten für IKT zur Erschließung von NoM werden dem Netz zugerechnet
Akteursperspektive (Vgl. Kapitel 4.3.4.2 – Im Projekt MONA nur oberflächlich und exemplarisch betrachtet)	Individuelle Betrachtung von NoM aus Sicht beteiligter Stakeholder Kosten- und Erlösbetrachtung Betrachtung des freien- und regulierten Marktes

Im Nachfolgenden werden die verschiedenen Perspektiven beleuchtet.

4.3.4.1 Gesamtkostenperspektive

Die Gesamtkostenperspektive dient dem Zweck, die Maßnahmen aus Sicht des Gesamtsystems in den Jahressimulationen zu bewerten. So entstehen beim Einsatz von NoM weitere indirekte Kosten, die in der Netzgrenzanalyse nicht direkt mit einberechnet werden konnten (vgl. Snapshot-Simulationen). Diese umfassen unter anderem die Kosten für Verlustenergie und bei Spitzenkappung die abgeregelte Energiemenge. Für Netzorientierte Maßnahmen werden ebenfalls zusätzlich entstehende Kosten durch Verlustenergie bzw. Ladeverluste mit einkalkuliert.

Tabelle 4-16: *Vergleich von Netz- und Gesamtkostenperspektive*

Netzorientierte Maßnahme	Netzkostenperspektive	Gesamtkostenperspektive
Elektrofahrzeuge	Für Erschließung nötige IKT	Für Erschließung nötige IKT*
Hausspeicher-Systeme	Keine Kosten, da ein Update der Speichersoftware in der Regel genügt.	Keine Kosten, da ein Update der Speichersoftware in der Regel genügt.*
Power2Heat	Für Erschließung nötige IKT	Für Erschließung nötige IKT sowie zusätzliche Wärmeverlustkosten
Quartierspeicher	Investitionen & Betrieb	Investitionen & Betrieb inklusive Ladeverluste
Spitzenkappung	Keine Kosten	Kosten abgeregelter Energiemengen

*Die hier verwendeten Ladesteuerungen bewirken keine Änderungen an den Ladeverlusten

Die jeweiligen Verlustenergiemengen werden mit den durchschnittlichen Stromkosten verrechnet (vgl. /FFE-15 17/).

Im nachfolgenden Kapitel werden die Kosten von Netzoptimierenden Maßnahmen für verschiedene Typnetze und Regionalisierungen dargestellt, in welchen Spannungsbandverletzungen und/oder Betriebsmittelüberlastungen vorhanden sind. Diese finden sich aufgrund der dafür notwendigen hohen Durchdringungsgrade von PV-Erzeugung und Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen lediglich in Regionalisierung C.

Gesamtkostenbewertung für Typnetz 4

Die **Abbildung 4-62** illustriert die im Typnetz 4 anfallenden Kosten in Regionalisierung C. Die vertikale Primärachse stellt die gesamten durch eine NoM entstehenden Kosten zur Netzoptimierung (= Gesamtkosten) dar, während die Sekundärachse die durchschnittliche Dauer der Spannungsbandverletzungen im Vergleich zur Referenzsimulation ohne NoM darstellt (vgl. Kapitel 4.3.3.1).

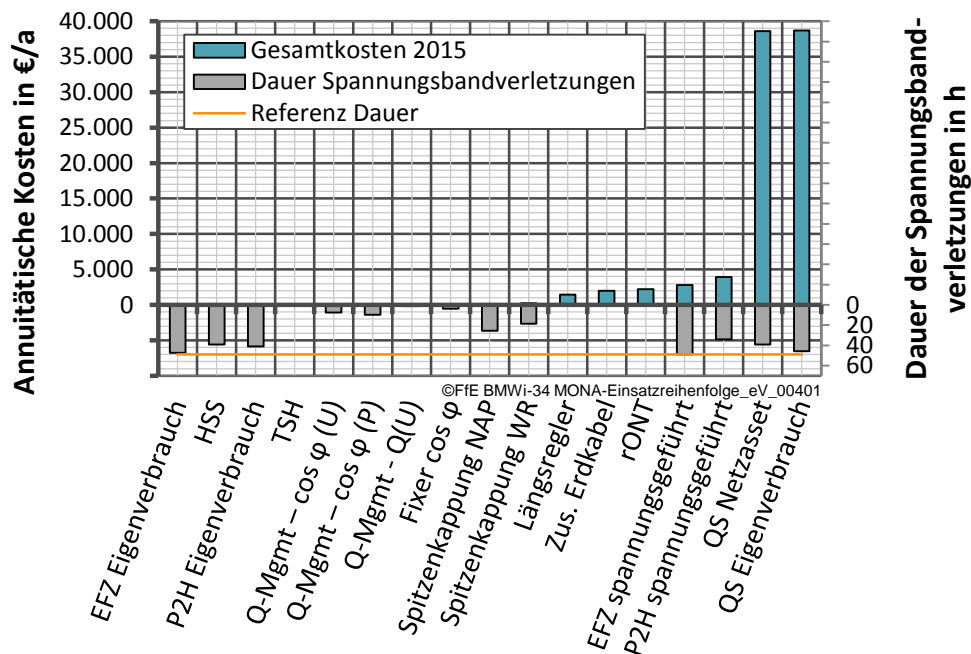


Abbildung 4-62: Annuitätische Kosten und Dauer der Spannungsbandverletzungen von Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 4 im Jahr 2015 nach Regionalisierung C

In Typnetz 4 und Regionalisierung C (vgl. **Abbildung 4-62**) zeigen die Ergebnisse für das Jahr 2015, dass vor allem die Maßnahmen Q-Mgmt - Q(U), Fixer $\cos \varphi$ und Topologische Schalthandlungen³ günstige und wirksame Alternativen zum konventionellen Netzausbau darstellen. Auch die übrigen Maßnahmen des Blindleistungsmanagements sind durchweg, sowohl aus ökonomischer als auch aus Gründen der Spannungshaltung, positiv zu bewerten. Während Längsregler, konventioneller Netzausbau (zus. Erdkabel) zwar technisch Teil der besten Lösungsoptionen im Falle von Spannungsbandverletzungen sind, wird aufgrund ihrer – im Vergleich zu betrieblichen Maßnahmen – hohen Kosten empfohlen, erst die kostengünstigeren Maßnahmen wie Blindleistungsmanagement auszureizen, bevor in neue Komponenten investiert wird.

Abbildung 4-62 macht zudem deutlich, dass Quartierspeicher – unabhängig von ihrer Ladesteuerung – im Verhältnis zu ihrem Effekt auf die Spannungshaltung in Typnetz 4 deutlich teurer sind als die weiteren untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen.

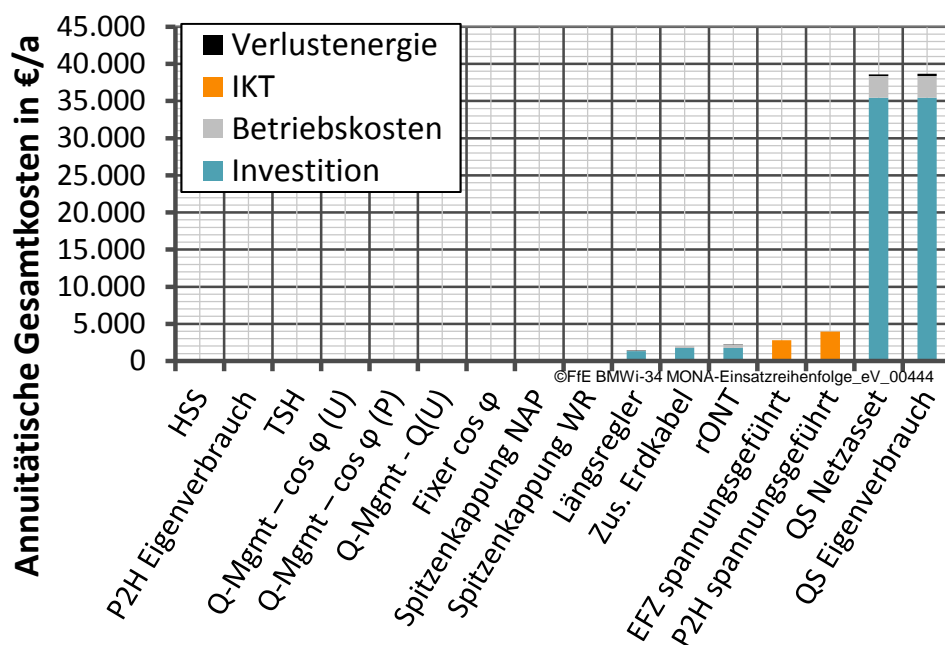


Abbildung 4-63: *Kostenzusammensetzung Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 4 im Jahr 2015 mit Regionalisierung C*

Die Betrachtung der Kostenzusammensetzung der Netzoptimierenden Maßnahmen im Jahr 2015 in **Abbildung 4-63** zeigt, dass Verlustenergiekosten selbst im Falle der Quartierspeicher aus finanzieller Sicht unerheblich sind. Auch die abgeregelten Energiemengen im Falle von Spitzenkappung sind im Verhältnis zu weiteren Netzoptimierenden Maßnahmen keine große Kostenposition. Da im Jahr 2015 noch in die IKT-Infrastruktur zur Erschließung spannungsführter Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen investiert werden muss, sind diese Kosten im Verhältnis zu den Maßnahmen rONT, Längsregler und zus. Erdkabel höher. IKT wird in dieser und weiteren Grafiken separat

³ Die Kosten für eine topologische Schalthandlung (aufgrund fehlender Automatisierung) bestehen in der Regel aus den Kosten der Mitarbeiter, die diese ausführen. In MONA 2030 wurde angenommen, dass die Trennstelle lediglich ein einziges Mal geschlossen wird und in diesem Zustand verbleiben kann.

zu den Betriebs- und Investitionskosten geführt, da diese mit Beginn des Smart-Meter-Rollouts nicht mehr direkt auf den Netzbetreiber entfallen, sondern auf den grundzuständigen intelligenten Messtellenbetreiber. In der Regel ist dies jedoch der lokale Netzbetreiber, wenn dies nach §45 Abs. 3 MsbG bis Ende Juni 2017 bei der BNetzA angezeigt wurde. /BMJV-02 16/

Abbildung 4-64 zeigt, dass aufgrund sinkender Anschaffungskosten sowie geringerer Aufwendungen für IKT die annuitätischen Gesamtkosten von Quartierspeichern und spannungsgeführten Elektrofahrzeugen/Wärmepumpen im Jahr 2030 deutlich sinken und letztere dadurch aus rein gesamtwirtschaftlicher Sicht den Netzoptimierenden Betriebsmitteln (rONT, LVR, Netzausbau) vorzuziehen sind. Die Kostenzusammensetzung weist in allen Typnetzen ein ähnliches Verhältnis auf und wird daher nicht für jedes weitere Netz separat abgebildet.

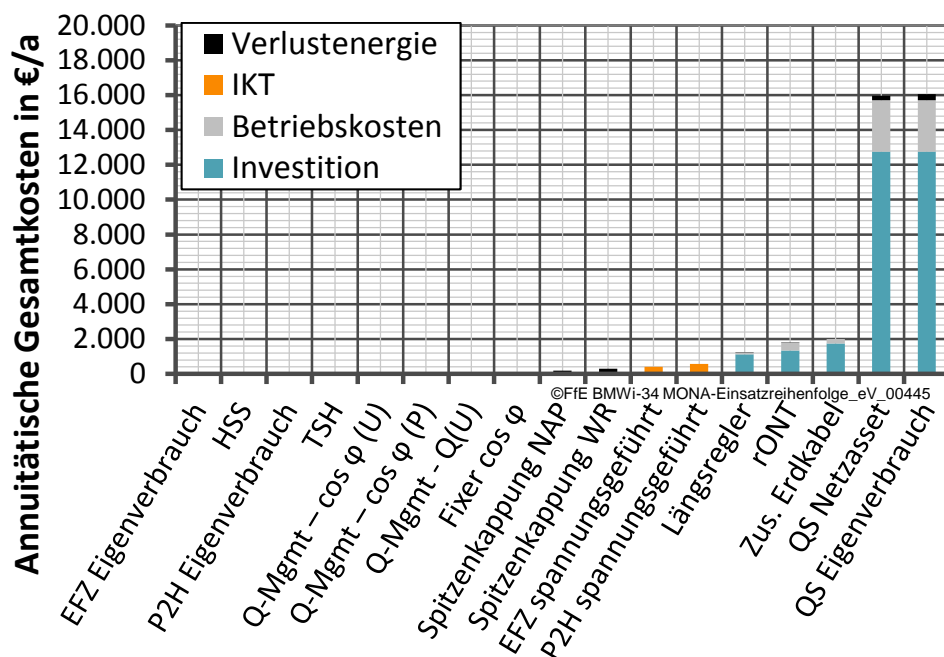


Abbildung 4-64: *Kostenzusammensetzung Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 4 im Jahr 2030 mit Regionalisierung C*

Im Jahr 2030 (vgl. **Abbildung 4-65**) reduzieren sich insbesondere die Kosten der Quartierspeichersysteme um ca. 40 %. Trotz dieser Preisdegression wird von einer Investition aus Sicht der Netzoptimierung abgeraten, da deren Kosten weiterhin deutlich höher als die konventioneller Netzbetriebsmittel - bei schlechterer Eignung zur Spannungshaltung - liegen.

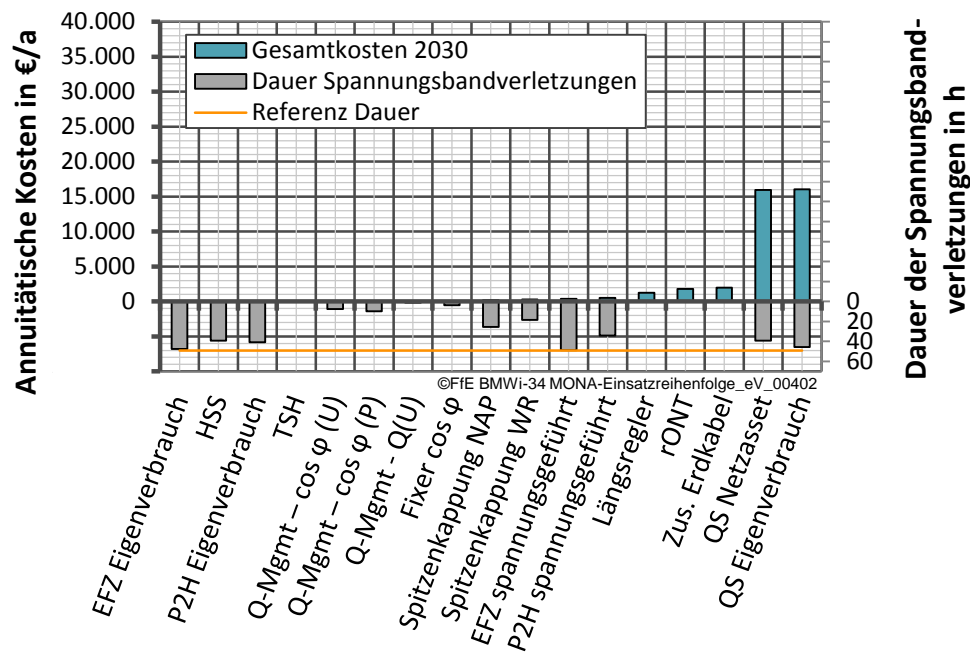


Abbildung 4-65: Annuitätische Kosten Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 4 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C

Gesamtkostenbewertung für Typnetz 6

Im Typnetz 6 (vgl. Abbildung 4-66) treten unter anderem sehr hohe Trafo-Auslastungen auf (Detailwerte siehe Abbildung 4-54). Die technisch wirkungsvollsten Maßnahmen sind hier die beiden Regelungen zur Spitzenkappung sowie der Einbau eines größeren Transformators (hier von 400 kVA auf 630 kVA). Aufgrund sehr geringer Kosten der Spitzenkappung wird empfohlen, die Potenziale weitestgehend auszuschöpfen, bevor in weitere Maßnahmen investiert wird.

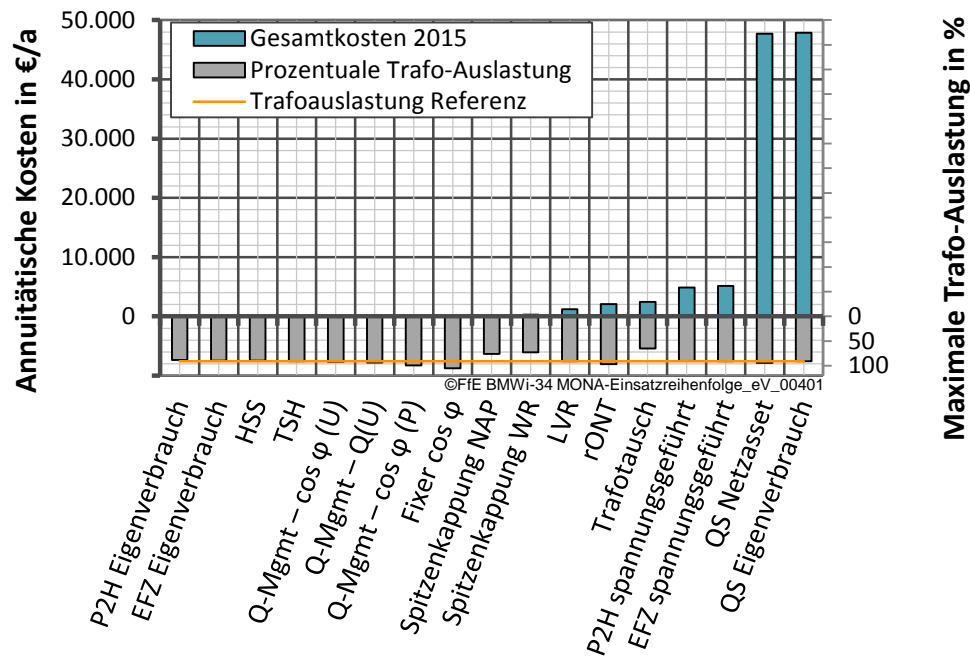


Abbildung 4-66: *Annuitätische Kosten Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 6 im Jahr 2015 nach Regionalisierung C*

Die technisch beste Lösung zur Behebung von Transformatorüberlastungen ist der Ersatz des alten Transformators durch eine größer dimensionierte Einheit. Netzoptimierende Maßnahmen können in diesem Fall nur einen sehr geringen Beitrag leisten, so dass hier die konventionelle Lösung weiterhin am besten erscheint. In diesem Fall ist neben der Investition in einen größeren Transformator (in der Regel Standardgrößen) auch der Neubau der Ortsnetzstation notwendig, da diese nicht ausreichend Raum für den größeren ONT aufweist. Diese Kosten müssen demzufolge bei einem Transformator-tausch einkalkuliert werden.

Bis ins Jahr 2030 (vgl. **Abbildung 4-67**) ändern sich die Kosten der im Falle von Transformatorüberlastungen technisch wirksamen Maßnahmen (v. a. Spitzenkappung) nur in sehr geringem Umfang, wodurch sich deren Einsatzreihenfolge nicht ändert. Daher wird auch hier weiterhin empfohlen, die Potenziale der Spitzenkappung voll auszuschöpfen und erst im Anschluss auf den teuren Tausch des Transformators zurückzugreifen.

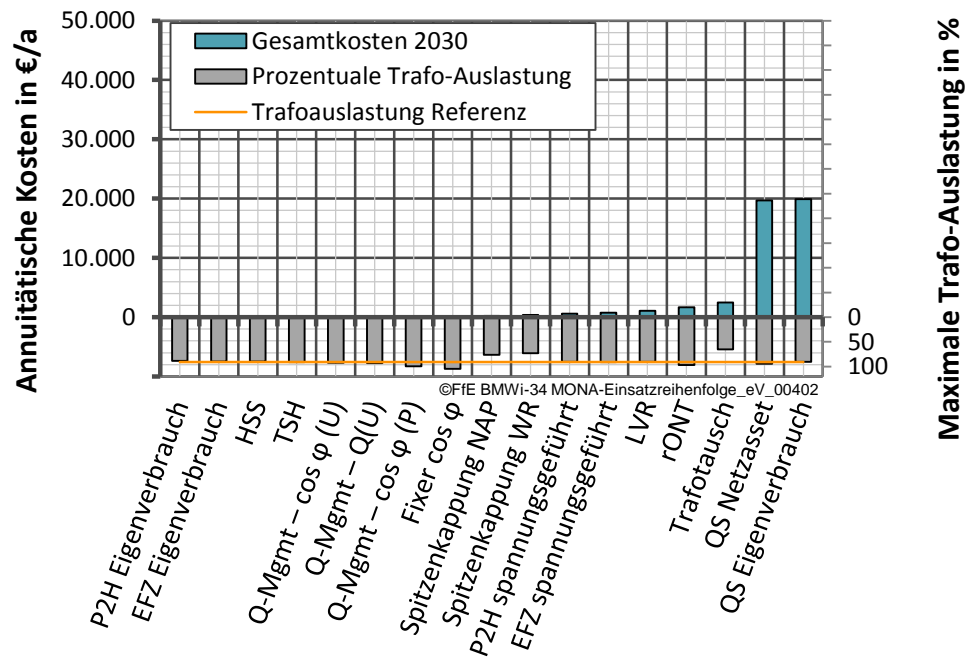


Abbildung 4-67: *Annuitätische Kosten Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 6 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C*

Gesamtkostenbewertung für Typnetz 8

Im Typnetz 8 treten ausschließlich Spannungsbandverletzungen auf. In diesem Fall kann die Dauer durch eine Vielzahl von Maßnahmen reduziert werden. Die wirkungsvollsten Maßnahmen im Jahr 2015 (vgl. **Abbildung 4-68**) umfassen die Netzoptimierenden Betriebsmittel Netzausbau, rONT und Längsregler sowie Maßnahmen zur Netzoptimierenden Betriebsführung wie Blindleistungsmanagement und Spitzenkappung. Letztere sind aus Gesamtkostensicht den investiven Maßnahmen vorzuziehen.

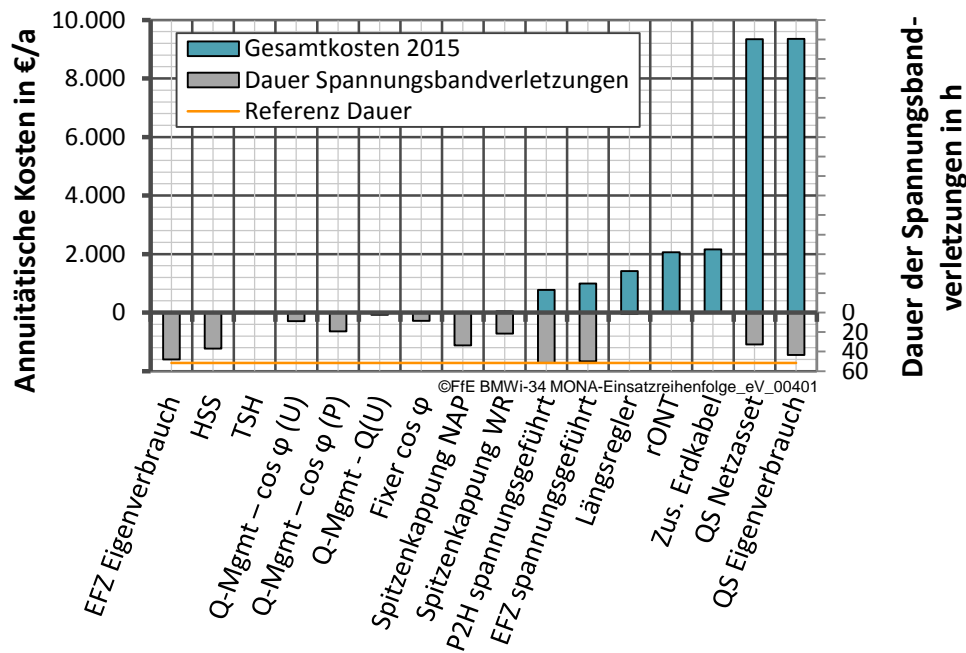


Abbildung 4-68: Annuitätische Kosten Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 8 im Jahr 2015 nach Regionalisierung C

Auch im Typnetz 8 können trotz starker Preisdegression Quartierspeichersysteme nicht wirtschaftlich überzeugen, obwohl sie einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten können. Im Jahr 2030 sind im Typnetz 8 (vgl. **Abbildung 4-69**) die absoluten annuitätischen Kosten von Speichersystemen jedoch im Vergleich zu den Kosten des Netzausbaus relativ gering (ca. Faktor 1,8). Es wird empfohlen, an diesem Beispiel den wirtschaftlichen Einsatz von Quartierspeichersystemen mit Multi-Use-Konzepten zu bewerten. Die relativ hohen Stillstandszeiten des spannungsgeführten Quartierspeichers (ca. 30 % des Jahres) bieten Spielraum für die Nutzung der Speichersysteme auf Märkten (z. B. Regelleistungsmarkt) oder für andere Anwendungszwecke (wie Spitzenlastoptimierung in der Industrie), um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Ein reiner netzdienlicher Einsatz ist ohne diese Multi-Use-Konzepte weder heute noch 2030 zu empfehlen.

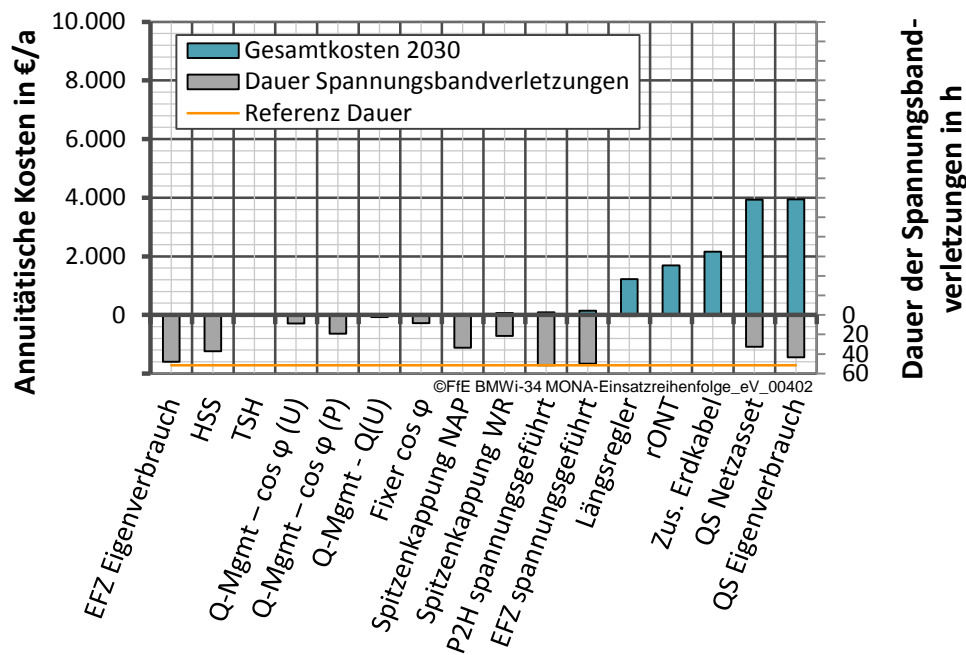


Abbildung 4-69: Annuitätische Kosten Netzoptimierender Maßnahmen in Typnetz 8 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C

Zwischenfazit: Gesamtkostenbewertung

Die techno-ökonomischen Auswertungen aus Gesamtkostenperspektive zeigen, dass es in allen Typnetzen günstigere Maßnahmen zur Netzoptimierung gibt, die eingesetzt werden können, bevor in teurere Netzoptimierende Betriebsmittel investiert werden muss. So sind vor allem im Falle der Spannungshaltung die Maßnahmen des Blindleistungsmanagements und die Spitzenkappung sowohl technisch als auch wirtschaftlich den investiven Maßnahmen vorzuziehen. Dabei zeigen sich vor allem die Q(U) und die fixe $\cos \varphi$ Regelung als günstige aber wirksame Maßnahme. Im Falle der Spitzenkappung wird ersichtlich, dass aus Gesamtkostenperspektive zwar die Spitzenkappung am NAP um Nuancen günstiger ist (aufgrund des etwas geringeren Umfangs der abgeregelten Energiemengen) die Spitzenkappung am Wechselrichter ist jedoch aus Sicht der Spannungshaltung generell vorzuziehen. In Netzen mit möglicher Vermaschung (vgl. Typnetz 4) ist zudem der Einsatz topologischer Schalthandlung sowohl aus Gründen der Spannungshaltung als auch aufgrund der Gesamtkosten empfehlenswert.

Grundsätzlich zeigen die Auswertungen, dass im Falle von Spannungsbandverletzungen deutlich mehr Netzoptimierende Maßnahmen technische und wirtschaftliche Vorzüge gegenüber konventionellen Maßnahmen aufweisen, als dies bei Betriebsmittelüberlastungen der Fall ist.

Während in der Gesamtkostenperspektive die Kosten u. a. der abgeregelten Energiemengen der Spitzenkappung einkalkuliert wurden, um zu bewerten, welche Maßnahmen aus Systemsicht zu empfehlen sind, sollen im nächsten Kapitel die Kosten von Netzoptimierenden Maßnahmen für Netzbetreiber aus Sicht des Netzbetriebs finanziell beleuchtet werden. Dabei spielen mögliche Erlösrückflüsse der in Deutschland gültigen Anreizregulierung vorerst keine Rolle.

4.3.4.2 Netzkostenperspektive

Dieses Kapitel zeigt die im voranstehenden Kapitel aufgezeigten Kostenparameter aus Sicht der Netzbetreiber auf. So sind die Kosten der durch Spitzenkappung entstehenden abgeregelten Energiemengen zwar grundsätzlich dem System entgangene Energiemengen, da diese Kosten jedoch nicht entschädigungspflichtig im Sinne von Einsparmaßnahmen sind, müssen sie nicht vergütet werden. Die bereits vorgestellten Simulationen der drei Typnetze (4, 6, 8) sollen hier erneut dargestellt werden. Dabei sind Maßnahmen, die dem Netzbetreiber aufgrund regulatorischer Hürden (vergleiche auch MONA Szenarioprozess) nicht direkt zugänglich sind, ausgegraut. Dies beinhaltet auch Speichersysteme und Maßnahmen, die lediglich mittels § 14a EnWG flexibilisiert werden können. Im heutigen System wird dies v. a. mittels Sperr- bzw. Freigabezeiten für „unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ geregelt und nicht für die in MONA 2030 vorgestellten Ladesteuerungen, welche über eine reine Ab-/Zuschaltung hinaus gehen.

Grundsätzlich ermöglicht der Gesetzgeber zwar in der heute geltenden Fassung des EnWG die Möglichkeit, nicht ausschließlich unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, sondern auch „steuerbare Verbraucher“ mit verringerten Netzentgelten zu versehen, die hierfür notwendigen Rechtsverordnungen, die einerseits den Rahmen der Reduzierung von Netzentgelten regeln und andererseits den Begriff des „steuerbaren Verbrauchers“ näher konkretisieren, sind jedoch noch nicht formuliert. /ENWG-01 17/ Es mag daher in Zukunft möglich sein, die in MONA 2030 vorgestellten Steuerungen Netzorientierter Maßnahmen mittels reduziertem Netzentgelt anzureizen, wenn diese über einen separaten Zählpunkt verfügen – eine verpflichtende Teilnahme, wie dies für eine zuverlässige Netzplanung notwendig ist, ist hier jedoch nicht zu erwarten. Ob die Entgeltreduktionen schlussendlich ausreichend sein werden, um die Durchdringung netzdienlicher Ladesteuerungen zu steigern, wird sich zeigen. Aus diesem Grund werden diese Maßnahmen in den nachfolgenden Grafiken ausgegraut.

Möglichkeiten zur Nutzung von Netzorientierten Maßnahmen (Flexibilität)

Im Rahmen des Projektes MONA 2030 wurden bereits erste Untersuchungen bzgl. der Möglichkeiten der sog. Flexibilitätsintegration durchgeführt. Dabei wurden potenzielle Lösungen untersucht, welche es Netzbetreibern ermöglichen könnten, in Zukunft auf Netzorientierte Maßnahmen zuzugreifen. Die „Kurzstudie: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems“ ist unter www.ffe.de frei verfügbar. /FFE-18 17/

Unter den Blindleistungsregelungen sind bereits heute alle Einstellungsmöglichkeiten bis auf die Q(U)-Regelung in den „Technischen Anschlussregeln für die Niederspannung“ hinterlegt. Ein Einsatz der Q(U)-Regelung ist zwar daher im Falle von Wechselrichtern, welche dazu technisch in der Lage sind, grundsätzlich möglich, jedoch sind viele aufgrund dessen, dass der Markt diese Regelung nicht fordert dazu noch nicht in der Lage. Eine verpflichtende Fähigkeit zur Erbringung von Q(U) ist bisher nicht vorgeschrieben.

Die **Abbildung 4-70**, **Abbildung 4-71** und **Abbildung 4-72** zeigen die Netzkostenperspektive exemplarisch für das Jahr 2015. Weitere Auswertungen sind dem Anhang in **Kapitel 9.3** zu entnehmen. Dabei zeigt sich, dass im Falle von Spannungsbandverlet-

zungen die meisten Maßnahmen mit größerem netzdienlichen Effekt für Netzbetreiber verfügbar sind. Lediglich die Q(U)-Regelung ist hier noch nicht einsetzbar. Maßnahmen mit geringem Effekt auf das Spannungsband (wie z. B. Netzorientierte Maßnahmen) sind noch nicht direkt verfügbar.

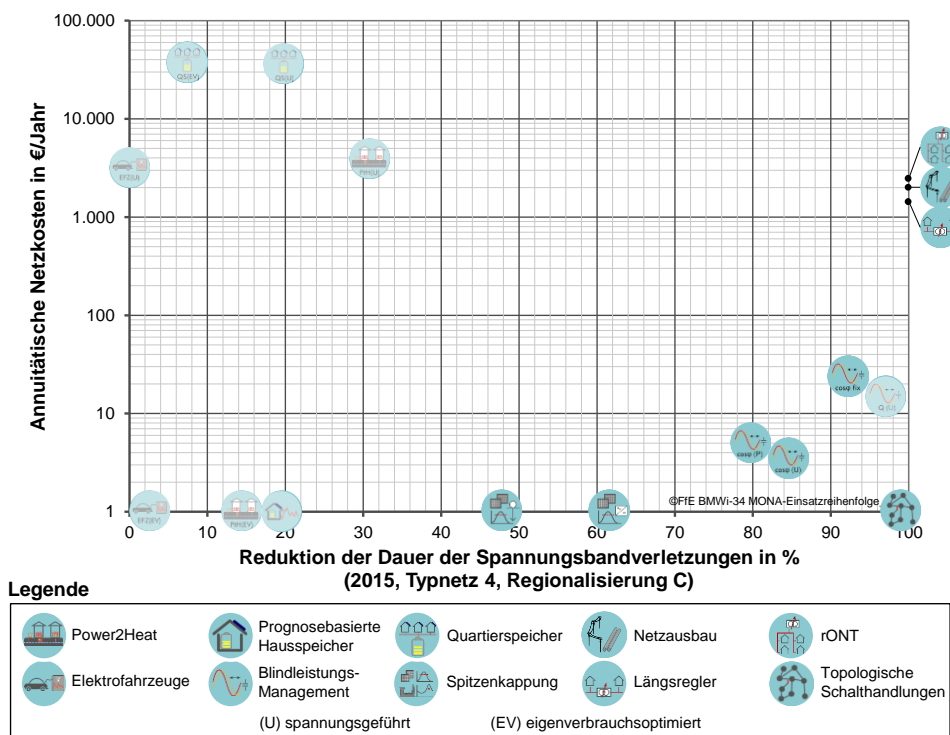


Abbildung 4-70: *Annuitätische Netzkosten Netzoptimierender Maßnahmen für Spannungsbandverletzungen in Typnetz 4 im Jahr 2015 nach Regionalisierung C*

Abbildung 4-72 zeigt, dass die wenigen Maßnahmen, die zu einer Reduktion von Transformatorauslastungen führen, auch im heutigen Rechtsrahmen einsetzbar sind.

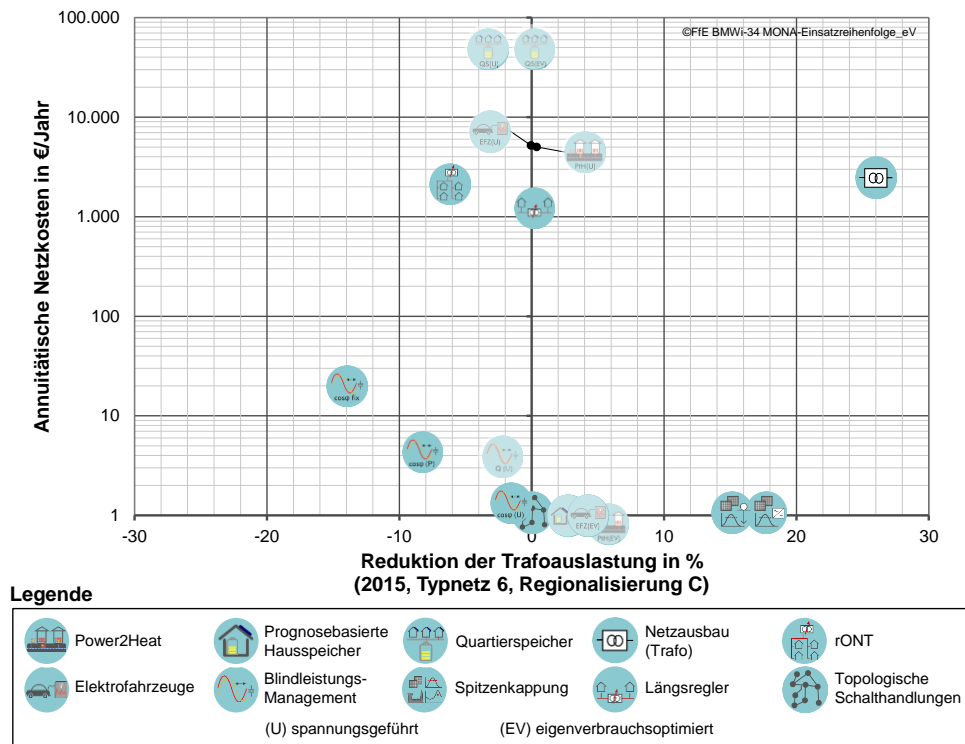


Abbildung 4-71: Annuitätische Netzkosten Netzoptimierender Maßnahmen für Trafoüberlastungen in Typnetz 6 im Jahr 2015 nach Regionalisierung C

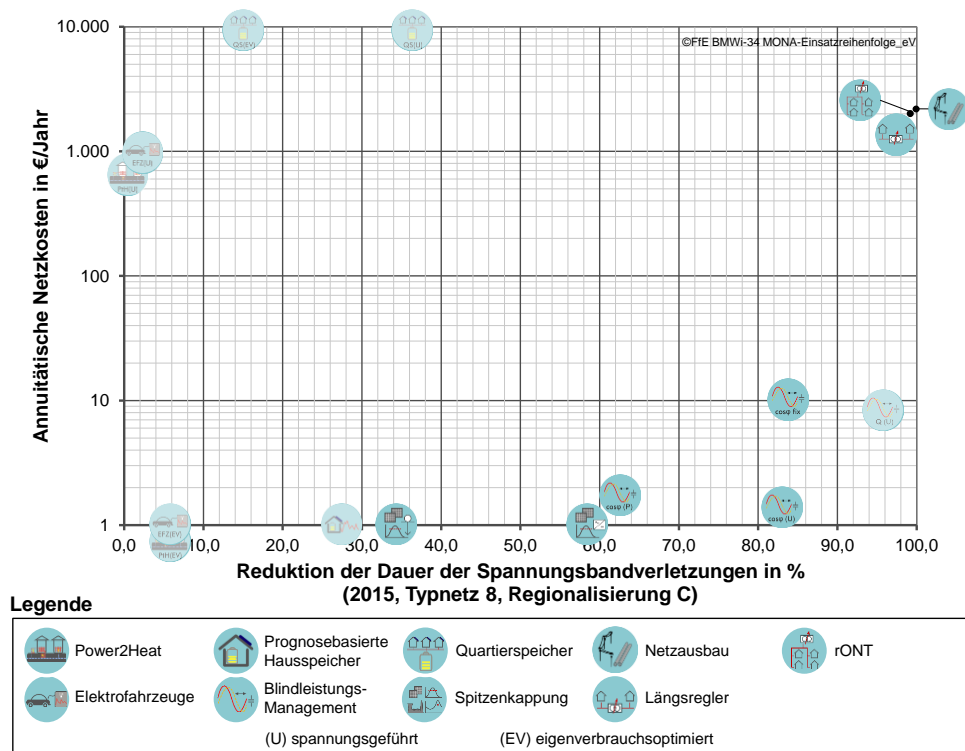


Abbildung 4-72: Annuitätische Netzkosten Netzoptimierender Maßnahmen für Spannungsbandverletzungen in Typnetz 8 im Jahr 2015 nach Regionalisierung C

Die Abbildungen der Netzkosten zeigen, dass unabhängig von Kosten und Randbedingungen der Anreizregulierung das Energierecht den Einsatz einer Vielzahl von Maßnahmen zumindest erschwert. Die Auswahl im heutigen Rechtsrahmen ist daher deutlicher beschränkter, als die Gesamtkostenperspektive suggeriert. Zudem sind die Kosten von Spitzenkappung für Netzbetreiber deutlich geringer als in der Gesamtkostenperspektive, da die abgeregelten Energiemengen im Gegensatz zu Einspeisemanagement nicht vergütet werden müssen.

Während die bisherigen Auswertungen zeigen, dass es zwar technisch einige wenige Maßnahmen gibt, die im Falle von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen auch aus Gesamtkostensicht und aus Netzkostensicht alternative Lösungen darstellen, soll das folgende Kapitel die Sicht der Netzbetreiber aus Sicht der Anreizregulierung auf die vorgestellten Maßnahmen darstellen. Es soll aufzeigen, ob die hier vorgestellten Maßnahmen auch im Rahmen der Anreizregulierung für Netzbetreiber eine wirtschaftliche Alternative zu konventionellen Maßnahmen darstellen und eine Investitionsentscheidung im heutigen System lohnenswert erscheint.

4.3.4.3 Akteursperspektive

Die Akteursperspektive wurde im Rahmen des Projekts MONA 2030 nicht in Detail untersucht. Bei der Analyse der Akteursperspektive müsste eine individuelle Kosten- und Erlösbetrachtung von Netzoptimierenden Maßnahmen aus den Perspektiven der beteiligten Stakeholder erfolgen. Ein Ansatz der Analyse für die Akteursperspektive ist in Anhang 9.6 zu finden. Eine umfassende Analyse sollte Teil weiterer Forschungsprojekte sein.

4.3.5 Fazit der techno-ökonomischen Bewertung der NoM

Die techno-ökonomische Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen zeigt, dass im Falle von Spannungshaltung vor allem die Maßnahmen der Netzoptimierenden Betriebsführung (Spitzenkappung, Blindleistungsmanagement und TSH) sowohl technisch als auch aus Gesamtkostenperspektive eine Alternative zu Netzoptimierenden Betriebsmitteln darstellen. Die Netzorientierten Maßnahmen weisen zwar auch v. a. aufgrund sinkender Kosten (u. a. für IKT und Batteriepreise) im Jahr 2030 Vorteile aus Gesamtkostensicht auf, ihr technisches Potenzial zur Reduktion von Spannungsbandverletzungen ist jedoch gering. Generell lässt sich jedoch festhalten, dass im Falle von Spannungsbandverletzungen alle NoM einen positiven Effekt aufweisen, wenngleich er in manchen Fällen (v. a. bei eigenverbrauchsoptimierten Ladesteuerungen) nur sehr gering ausfällt. Die Maßnahmen rONT und Längsregler – bei einigen Verteilnetzbetreibern bereits Standardbetriebsmittel – sind hier ebenso wie der konventionelle Netzausbau zwar teurer als die betrieblichen Maßnahmen, bieten jedoch eine höhere technische Wirksamkeit zur Reduktion von Spannungsbandverletzungen.

Im Falle von Betriebsmittelüberlastungen wird deutlich, dass eine geringere Anzahl an Netzoptimierenden Maßnahmen einen positiven Effekt auf die Netze hat als bei Spannungsbandverletzungen. Maßnahmen wie das Blindleistungsmanagement haben vielmehr einen negativen Effekt auf die Betriebsmittelauslastung. Abgesehen vom Trafotausch weist allein die Spitzenkappung Potenziale zur Reduzierung der Betriebsmittelauslastung auf, die zu geringen Kosten gehoben werden können.

Die Sicht der Netzbetreiber aus dem regulierten Netzbetrieb zeigt, dass, obwohl aus Gesamtkostensicht vorzuziehen, Netzbetreibern kein wirtschaftlicher Anreiz geboten wird, Maßnahmen mit großem Betriebskostenanteil einzusetzen. Das liegt an der fixen Verzinsung auf Sachanlagevermögen, welche Betriebskosten grundsätzlich benachteiligt. Das Regulierungssystem bietet hier zwar durch Zwischengewinne in der laufenden Regulierungsperiode kurzfristige Gewinnmöglichkeiten (siehe /FFE-15 17/), jedoch keine langfristigen Anreize. Das System sollte daher grundsätzlich überarbeitet werden, damit diese Maßnahmen auch aus Akteurssicht lohnenswert erscheinen.

4.4 Anwendung des MONA-MorphKasten-Index auf die Typnetze

Der finale Schritt zur Anwendung der Nutzwertanalyse und damit der ganzheitlichen Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen wird im folgenden Kapitel beschrieben. Das Kapitel 4.3 enthält für die Typnetze 4, 6 und 8 jeweils techno-ökonomische Einsatzreihenfolgen der untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen und damit ein Ranking der in diesen Typnetzen empfohlenen Maßnahmen. In Kapitel 3.7 wird der MONA-MorphKasten-Index (MKI) für jede NoM auf Verteilnetzebene ausgewiesen. Kombiniert mit den MONA-Szenarien (siehe Kapitel 1.1) lassen sich folglich die Umsetzungsempfehlungen je Typnetz, Szenario und Zeithorizont ausweisen. Ein Überblick zum Vorgehen ist in **Abbildung 4-73** dargestellt.

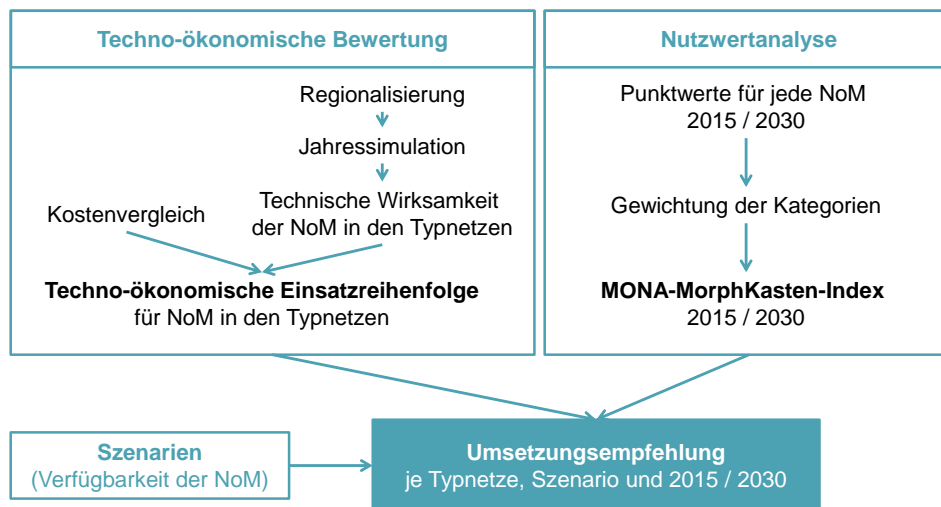


Abbildung 4-73: Vorgehen zur Entwicklung der Umsetzungsempfehlungen für NoM je Typnetz, Szenario und Jahr

Im folgenden Kapitel wird auf alle Maßnahmen, die das vorliegende Netzproblem lösen, der MONA-MorphKasten-Index angewandt und nach den NoM gefiltert, die in den unterschiedlichen Szenarien zur Verfügung stehen (vgl. **Abbildung 4-74**).






Regionalisierung A	Regionalisierung B	Regionalisierung C
	 	 
<p>Verfügbare NoM im Verteilnetz: (betrachtete NoM nach aktuellem Trend, allerdings keine NoM auf Haushaltsebene)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trafotausch • Zus. Erdkabel • rONT • LVR • TSH • P2H Eigenverbrauch • QS Netzasset • QS Eigenverbrauch • EFZ Eigenverbrauch 		<p>Verfügbare NoM im VN: (alle betrachteten NoM)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trafotausch • Zus. Erdkabel • rONT • LVR • Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (P) • Q-Mgmt – $\cos \varphi$ (U) • Q-Mgmt – Q(U) • Fixer $\cos \varphi$ • Spitzenkappung WR • Spitzenkappung NAP • TSH • P2H spannungsgeführt • P2H Eigenverbrauch • QS Netzasset • QS Eigenverbrauch • HSS • EFZ spannungsgeführt • EFZ Eigenverbrauch

Abbildung 4-74: Übersicht der in den unterschiedlichen Szenarien verfügbaren NoM im Verteilnetz

Da für die Regionalisierungen A und B kein Bedarf an Netzoptimierenden Maßnahmen nachgewiesen werden konnte (vgl. Kapitel 4.3.3.1), beziehen sich die folgenden Umsetzungsempfehlungen auf Regionalisierung C. Schlägt man den Bogen zu den entwickelten Szenarien aus dem Szenariobericht, muss man die verwendete Regionalisierung C wiederum den dahinterliegenden Szenarien „Prosumenten“ und „Verteilnetz“ zuordnen. Nachdem beide die selben Mantelzahlen und Regionalisierungsvorschriften verwenden, unterscheiden sie sich in erster Linie durch die Verfügbarkeit der NoM. So sind nur im Verteilnetz-Szenario die NoM auf Haushaltsebene, im einzelnen Q-Mgmt, Spitzenkappung, P2H spannungsgeführt, HSS und EFZ spannungsgeführt verfügbar. Entsprechend stehen für die vergleichende Auswahl der zu empfehlenden NoM auch nur die nach den Szenariovorgaben möglichen NoM zur Verfügung (siehe Abbildung 4-74).

4.4.1 Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 4

Das Typnetz 4 ist, wie in Kapitel 4.3.4.1 beschrieben, charakterisiert durch Spannungsbandverletzungen. Die Probleme können durch den Einsatz der sehr kostengünstigen Maßnahmen Q-Mgmt - Q(U), Fixer $\cos \varphi$ und Topologische Schalthandlungen, aber auch durch den Längsregler, ein zusätzliches Erdkabel oder einen rONT mit jeweils geringen annuitätischen Kosten gelöst werden. Diese Maßnahmen (vgl. **Abbildung 4-75**) werden mit dem MONA-MorphKasten-Index einer konkreten Umsetzungsempfehlung unterzogen. Dabei spielt es keine Rolle, ob die Kostenkennwerte für 2015 oder für 2030 verwendet werden, da die Reihenfolge sich dadurch nicht ändert.

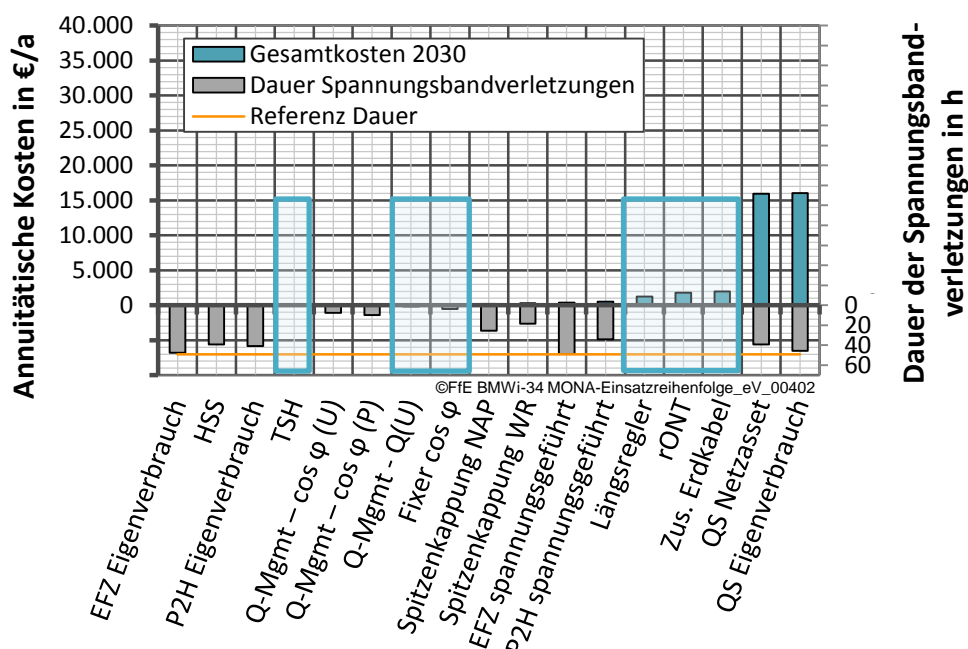


Abbildung 4-75: Auswahl der NoM in Typnetz 4 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C für den MONA-MorphKasten-Index

Die in Abbildung 4-75 blau umrahmten NoM können die Spannungsbandverletzungen größtenteils lösen, weisen aber unterschiedliche Kosten auf. Daher wird in der Bestimmung der Reihenfolge unterschieden: die linken beiden Umrahmungen umfassen NoM mit sehr geringen Kosten und somit die bevorzugten Maßnahmen. Die NoM in der rechten Box weisen höhere, im Vergleich untereinander allerdings ähnliche, Kosten auf. Für die Priorisierung der Umsetzungsempfehlung werden daher in einem ersten Schritt die NoM mit geringen Kosten zueinander verglichen. Anschließend erfolgt der Vergleich der NoM mit höheren Kosten gemäß dem entwickelten MKI.

Der Blick auf die Grafik zeigt, dass aus technischer Sicht die beiden Blindleistungsregelungen und topologische Schalthandlungen vergleichbar gut geeignet sind. Ein Blick auf den MONA-MorphKasten-Index weist bei Q(U) und dem Fixen $\cos \varphi$ jeweils einen Indexwert von -0,11 für das Jahr 2015 bzw. +0,20 und -0,06 für das Jahr 2030 auf, während topologische Schalthandlungen mit einem Indexwert von -0,33 bewertet sind. Daher kann für dieses Fallbeispiel eine Umsetzungsempfehlung primär für die beiden Blindleistungsregelungen Q(U) und einen Fixen $\cos \varphi$ und sekundär für topologische Schalthandlungen gegeben werden.

Werden trotz geringer annuitätischer Kosten zusätzlich Längsregler ($MKI_{LVR,2015} = -0,01$), ein zus. Erdkabel ($MKI_{zus.Erdkabel,2015} = -0,09$) und der rONT ($MKI_{rONT,2015} = 0,10$) in Erwägung gezogen, kann aufgrund der Indexwerte der rONT empfohlen werden.

Bei Anwendung der beiden Szenarien „Verteilnetz“ und „Prosumenten“ für die Regionalisierung C bedeutet dies nun, dass im Prosumenten-Szenario die NoM Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (P), Q(U) und Fixer $\cos \varphi$ nicht mit in die Betrachtung eingehen. Entsprechend ergibt sich die Priorität für die Umsetzungsempfehlung in **Tabelle 4-17**. Da sich die

Priorität bei Verwendung der MONA-MorphKasten-Indizes für 2015 und 2030 nicht ändert, ergibt sich die gleiche Umsetzungspriorität für 2015 und 2030. Die gestrichelte Trennung in der Tabelle stellt die Grenze zwischen den vergleichbaren Kosten der NoM, entsprechend der beiden blauen Umrahmungen in Abbildung 4-75, dar.

Tabelle 4-17: Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 4 in den Szenarien „Prosumenten“ und „Verteilnetz“

Umsetzungsempfehlung	Typnetz 4 - Regionalisierung C					
	Verteilnetz-Szenario			Prosumenten-Szenario		
	NoM	MKI 2015	MKI 2030	NoM	MKI 2015	MKI 2030
1	Q-Mgmt - Q(U)	-0,11	0,20	TSH	-0,33	-0,33
2	Fixer cos φ	-0,11	-0,06	rONT	0,10	0,10
3	TSH	-0,33	-0,33	LVR	-0,01	-0,01
4	rONT	0,10	0,10	Zus. Erdkabel	-0,09	-0,09
5	LVR	-0,01	-0,01			
6	Zus. Erdkabel	-0,09	-0,09			

4.4.2 Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 6

Bei den Simulationen des Typnetzes 6 ist die maximale Auslastung des Transformators der limitierende Faktor. Hierfür haben nach **Abbildung 4-76** die NoM Spitzenkappung am Netzanschlusspunkt bzw. am Wechselrichter sowie der kostenintensivere Tausch des Transformators die beste Wirkung – unabhängig davon, ob die Kostenkennwerte für das Jahr 2015 oder für 2030 verwendet werden.

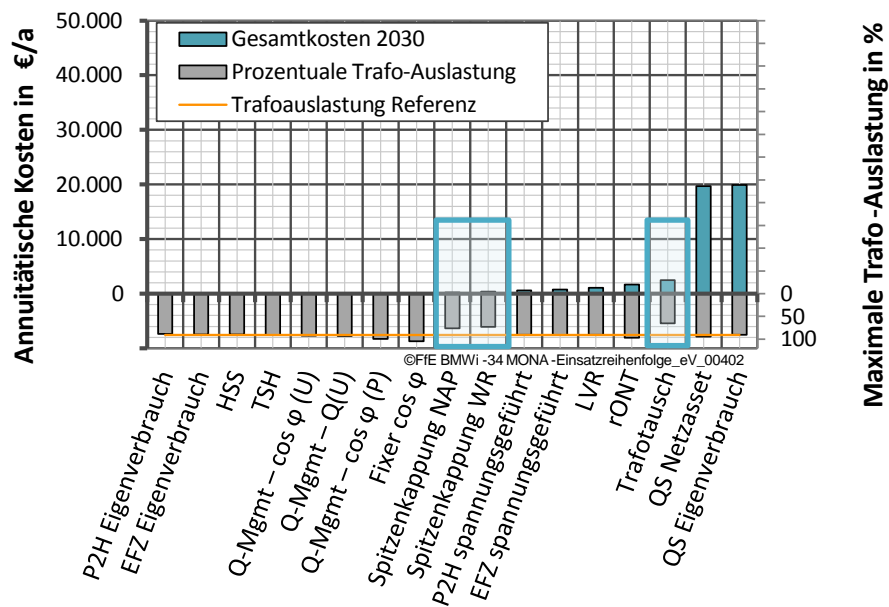


Abbildung 4-76: Auswahl der NoM im Typnetz 6 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C für den MONA-MorphKasten-Index

Der Tausch des Transformators wird sowohl für das Jahr 2015 und 2030 mit einem Indexwert von - 0,30 bewertet, wohingegen die Spitzenkappung im Jahr 2015 mit - 0,42 für die Spitzenkappung am Wechselrichter und - 0,58 für die Variante am Netzan-

schlusspunkt deutlich weniger Mehrwert bietet. Daher kann in diesem Anwendungsfall eine Umsetzungsempfehlung für den Trafotausch gegeben werden.

Im Jahr 2030 weisen beide Varianten der Spitzenkappung weniger negative Indexwerte auf, wodurch die Spitzenkappung am Netzanschlusspunkt ohne relevante annuitätische Kosten und einem Indexwert von - 0,30 die Empfehlung für das vorliegende Typnetz im Prosumenten-Szenario darstellt.

Die Bewertung unter Berücksichtigung der Szenarien-Unterschiede und des MONA-MorphKasten-Index erfolgt analog zu Kapitel 4.4.1. Im Gegensatz zu den NoM in Typnetz 4 zeigt sich, dass sich durchaus eine unterschiedliche MKI-Werte von Betrachtungsjahr 2015 (**Tabelle 4-18**) zu 2030 (**Tabelle 4-19**) ergeben. Aus dieser Verschiebung ergibt sich eine unterschiedliche Umsetzungspriorität.

Tabelle 4-18: Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 6 in den Szenarien „Prosumenten“ und „Verteilnetz“ unter der Annahme der MKI 2015

Umsetzungsempfehlung	Typnetz 6 - Regionalisierung C			
	Verteilnetz-Szenario		Prosumenten-Szenario	
	NoM	MKI 2015	NoM	MKI 2015
1	Spitzenkappung WR	- 0,42	Trafotausch	- 0,30
2	Spitzenkappung NAP	- 0,58		
3	Trafotausch	- 0,30		

Tabelle 4-19: Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 6 in den Szenarien „Prosumenten“ und „Verteilnetz“ unter der Annahme der MKI 2030

Umsetzungsempfehlung	Typnetz 6 - Regionalisierung C			
	Verteilnetz-Szenario		Prosumenten-Szenario	
	NoM	MKI 2030	NoM	MKI 2030
1	Spitzenkappung NAP	- 0,30	Trafotausch	- 0,30
2	Spitzenkappung WR	- 0,37		
3	Trafotausch	- 0,30		

4.4.3 Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 8

Im Typnetz 8 traten aufgrund der Netztopologie Spannungsbandverletzungen auf, die durch die kostengünstigen Maßnahmen Q(U) und Fixer $\cos \varphi$ oder durch die kostenintensiveren Maßnahmen Längsregler, zusätzliches Erdkabel und rONT gelöst werden können (vgl. **Abbildung 4-77**). Dabei spielt es wiederum keine Rolle, ob die Kostenkennwerte für 2015 oder für 2030 verwendet werden, da die Kosten dieser Maßnahmen sich bis 2030 nicht verändern werden.

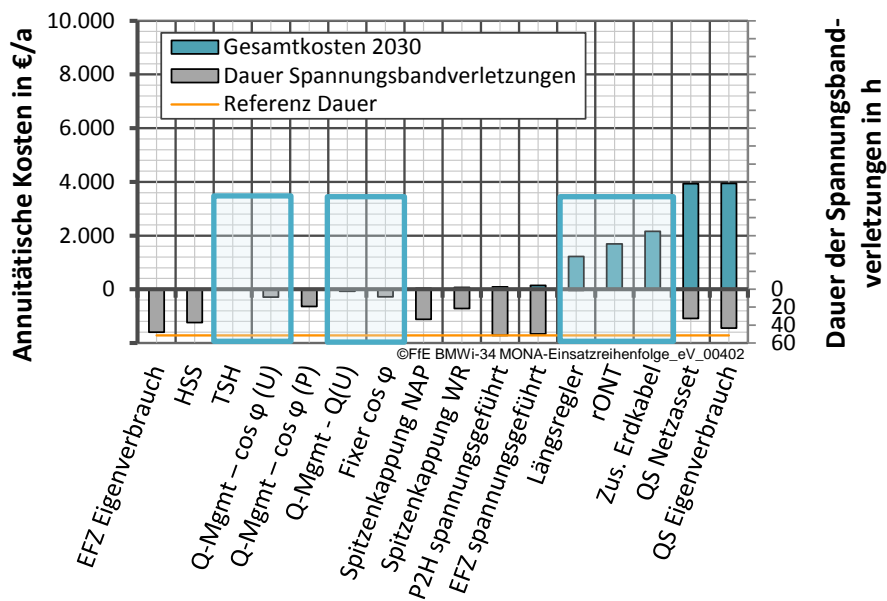


Abbildung 4-77: Auswahl der NoM in Typnetz 8 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C für den MONA-MorphKasten-Index

Hier zeigt sich ein ähnliches Bild wie in Typnetz 4: Die Blindleistungsregelungen Q(U), $\cos \varphi$ (U), ein Fixer $\cos \varphi$ und TSH überzeugen durch fehlende annuitätische Kosten und einen guten Indexwert, was eine klare Umsetzungsempfehlung darstellt.

Auch bei Typnetz 8 ergeben sich leicht unterschiedliche Umsetzungsempfehlungen für die Betrachtungsjahre 2015 (**Tabelle 4-20**) und 2030 (**Tabelle 4-21**). Analog zu Typnetz 4 kann bei Berücksichtigung von Maßnahmen mit mittleren annuitätischen Kosten der netzoptimierenden Betriebsmittel eine Empfehlung für den rONT ausgesprochen werden.

Tabelle 4-20: Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 8 in den Szenarien „Prosumenten“ und „Verteilnetz“ unter der Annahme der MKI 2015

Umsetzungspriorität	Typnetz 8 - Regionalisierung C			
	Verteilnetz-Szenario		Prosumenten-Szenario	
	NoM	MKI 2015	NoM	MKI 2015
1	Q-Mgmt - Q(U)	- 0,11	TSH	- 0,33
2	Fixer $\cos \varphi$	- 0,11	rONT	0,10
3	Q-Mgmt - $\cos \varphi$ (U)	- 0,19	LVR	- 0,01
4	TSH	- 0,33	Zus. Erdkabel	- 0,09
5	rONT	0,10		
6	LVR	- 0,01		
7	Zus. Erdkabel	- 0,09		

Tabelle 4-21: *Umsetzungsempfehlung für das Typnetz 8 in den Szenarien „Prosumenten“ und „Verteilnetz“ unter der Annahme der MKI 2030*

Umsetzungs- priorität	Typnetz 8 - Regionalisierung C			
	Verteilnetz-Szenario		Prosumenten-Szenario	
	NoM	MKI 2030	NoM	MKI 2030
1	Q-Mgmt - Q(U)	0,20	TSH	- 0,33
2	Q-Mgmt - cos φ (U)	0,01	rONT	0,10
3	Fixer cos φ	- 0,06	LVR	- 0,01
4	TSH	- 0,33	Zus. Erdkabel	- 0,09
5	rONT	0,10		
6	LVR	- 0,01		
7	Zus. Erdkabel	- 0,09		

4.5 Kurzes Fazit zu den Einsatzreihenfolgen in Verteilnetz

Die zeitpunktbasierte Analyse der einzelnen Typnetze mit Hilfe der Netzgrenzanalyse zeigt das theoretisch maximale PV-Integrationspotenzial der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen auf. Abhängig davon, ob die Integration weiterer PV-Leistung durch thermische- oder spannungsbedingte Restriktionen limitiert ist, eignen sich unterschiedliche Netzoptimierende Maßnahmen. Es zeigt sich, dass die Auswahl an NoM zur Spannungshaltung deutlich die für den Fall von Betriebsmittelüberlastungen übersteigt.

Der simulative Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz mit Hilfe von Jahressimulationen ergibt deutliche Unterschiede hinsichtlich der Eignung einzelner Netzoptimierender Maßnahmen zwischen den einzelnen Bewertungsdimensionen.

Während die Netzoptimierenden Maßnahmen konventioneller Netzausbau, topologische Schalthandlungen, Längsregler, regelbarer Ortsnetztransformator und Q-Mgmt – Q(U) die kumulierte Dauer der Spannungsbandverletzungen in den Typnetzen 4 und 8, in denen Spannungsbandprobleme auftreten, nahezu vollständig reduzieren, kann die maximale Trafoauslastung in Typnetz 6, in dem eine Trafo-Überlastung auftritt, insbesondere durch einen Trafotausch sowie Spitzenkappung reduziert werden. Die maximale Leitungsauslastung kann am effektivsten mit Hilfe von topologischen Schalthandlungen, konventionellem Netzausbau und Spitzenkappung reduziert werden.

Der Vergleich der Ergebnisse der Netzgrenzanalyse mit denen der Jahressimulationen bestätigt die These, dass netzorientierte Maßnahmen bei der Untersuchung mit Hilfe von Jahressimulationen schlechter abschneiden, da die Füllstände speichernder Maßnahmen im kritischen Zeitpunkt nicht immer die volle Leistung dieser Maßnahmen zulassen, wie es in der Zeitschrittbetrachtung vereinfacht angenommen wird.

Die techno-ökonomische Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen zeigt, dass im Falle von Spannungshaltung vor allem die Maßnahmen der netzoptimierenden Betriebsführung (Spitzenkappung, Blindleistungsmanagement und topologische Schalthandlungen) sowohl technisch als auch aus Gesamtkostenperspektive eine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen. Auch wenn sich diese gesamtwirtschaftlich

vorteilhaft darstellen, zeigt die Analyse des Regulierungsrahmens, dass Netzbetreibern nur sehr geringe Anreize geboten werden, diese Maßnahmen auch wahr zu nehmen.

Die ganzheitliche Bewertung der NoM mittels zusätzlicher Kriterien in Form des MONA-MorphKasten-Indexes zeigt nachgelagert zu techno-ökonomischen Analysen eine Priorisierung der im jeweiligen Szenario verfügbaren Maßnahmen, die das vorliegende Netzproblem zu ähnlichen Kosten lösen können. Dabei wird gezeigt, dass für die finale Auswahl der einzusetzenden NoM mittels weiterer Kriterien u. a. folgende detaillierte Empfehlungen geben werden kann: Bei Netzen mit Spannungsproblemen zeigen auch bei der Bewertung des Mehrwerts die Blindleistungsregelungen, topologische Schalt-handlungen, falls verfügbar, oder rONT bzw. Längsregler die besten Ergebnisse. Bei Betriebsmittelüberlastung zeigt sich – wie zu erwarten – Spitzenkappung als günstige Option bzw. der Trafotausch als effektiv.

5 Einsatzreihenfolge für das Übertragungsnetz

Zur Bestimmung der Einsatzreihenfolge der NoM im Übertragungsnetz wird analog zum Vorgehen für das Verteilnetz auf eine modellbasierte Simulation zurückgegriffen. Im Kontext des Übertragungsnetzes kommt hier das Modell ISAaR „Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung“ zur Anwendung.

Sowohl aufgrund der andersartigen Anforderungen, die sich aus Netzplanung und -betrieb des Übertragungsnetzes ergeben, als auch wegen der flächendeckenden Verfügbarkeit von Netzdaten, unterscheiden sich die Herangehensweisen teilweise deutlich. Diese Unterschiede im Bereich der Eingangsdaten und des Modellierungsansatzes sind im MONA-Basisdatenbericht beschrieben. Darüber hinaus ergeben sich aus den Parametern, welche die zentralen Kenngrößen zur Quantifizierung der netzoptimierenden Wirkung darstellen, von Netzebene zu Netzebene große Unterschiede. Während der Spannungsabfall oder Spannungsbandverletzungen in den einzelnen Netzsträngen als wichtige Parameter im Verteilnetz herangezogen werden, werden die Maßnahmen des Engpassmanagements als entscheidende Kenngrößen im Übertragungsnetz verwendet.

Inwieweit diese Parameter bei der aktuell durchgeführten Netzplanung im Rahmen des Netzentwicklungsplans von Relevanz sind, wird in Kapitel 5.1 erläutert. An dieser Stelle wird zudem dargestellt, wie die technische Umsetzung des Modells ISAaR ausgestaltet ist. Zur Ermittlung des jährlichen Bedarfs an Engpassmanagement-Maßnahmen ist eine sequenzielle Anordnung der Optimierungsläufe von Nöten.

In Kapitel 5.2 wird beschrieben, wie diese Größen im Rahmen des Modells ermittelt werden. Zudem wird durch die Erläuterung der Berechnungsabfolge deutlich, welche Simulationen für das Jahr 2030 miteinander verglichen werden und damit, wie die netzentlastende Wirkung von NoM im Vergleich zu einem Referenzfall ohne NoM einzustufen ist.

In Kapitel 5.3 werden die Ergebnisse der Referenzszenarien für 2030 erläutert und einer Analyse unterzogen. Im darauf folgenden Kapitel 5.4 werden die Berechnungsläufe, bei denen die Umsetzung von NoM angenommen wird, dargestellt und eine Analyse der netzentlastenden Wirkung der jeweilig betrachteten NoM durchgeführt.

In Anschluss daran wird in Kapitel 5.5 eine Gegenüberstellung der NoM und damit eine Reihung hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz zur Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen durchgeführt. Die Kosten einer NoM zur Reduktion dieser Eingriffe verhalten sich jedoch nicht linear. So können beispielsweise die ersten GWh des Redispatchvolumens im Referenzfall durch eine sehr kosteneffiziente Maßnahme, wie beispielsweise dem Freileitungsmonitoring, vermieden werden, während eine nahezu vollständige Vermeidung nur von einer sehr investitionsintensiven NoM, wie z. B. dem Netzausbau, erreicht werden kann. Um diesem Effekt Rechnung zu tragen, findet bei der Erstellung der Einsatzreihenfolge auch eine Analyse des technischen Potenzials der NoM statt.

In der öffentlichen Diskussion stehen nicht nur technische Ansätze zur Netzoptimierung. Auch regulatorische Maßnahmen, wie beispielsweise die Änderung des Marktde-

signs, werden angebracht /DIW-01 11/. In Kapitel 5.6 wird eine Betrachtung dieses Effekts, der sich mit der Einführung eines „Nodal-Pricings“ beschreiben lässt, durchgeführt.

Die für das Übertragungsnetz betrachteten NoM beinhalten als Referenz den konventionellen Netzausbau, als HDÜ oder als Mischform mit HDÜ und HGÜ-Leitung. Zukünftig denkbare NoM sind dagegen das Freileitungsmonitoring, Power2Heat in Fernwärmenetzen bzw. die Flexibilisierung in Form von Hybridnetzen oder Demand Response in der Industrie. Für letztere Maßnahme wird jeweils die bedarfsseitige Anpassung in den beiden Varianten „Querschnittstechnologien“ und „stromintensive Prozesse“ betrachtet.

Im MONA-Szenariobericht wird zudem die Möglichkeit eines durch den Übertragungsnetzbetreiber koordinierten Ausbaus Erneuerbarer Energien zur Diskussion gestellt. Unter dem Szenarionamen „Zentral“ wird hier eine an den Netzengpässen orientierte Ausbauplanung der Erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Um diesem Szenario gerecht zu werden, wird im Nachfolgenden der „Engpass-orientierte Windausbau“ den netzoptimierenden Maßnahmen gegenübergestellt und analog zu diesen mit der reduzierenden Wirkung auf Engpassmanagement-Maßnahmen bewertet. Der Fokus auf die Technologie „Wind On- und Offshore“ ist durch die starke Korrelation von Netzengpässen mit der Einspeisung von Windturbinen zu begründen. Dies wird durch die Abregelung von vorrangig Wind im Referenzfall deutlich (Siehe Kapitel 5.3).

5.1 Grundlagen Übertragungsnetzsimulation

Bei der Entwicklung der nationalen Netzentwicklungspläne, wie z. B. dem deutschen NEP, und der internationalen Pläne, wie dem TYNDP⁴ der ENTSO-E, werden umfangreiche Netzsimulationen durchgeführt. Im Fokus der Netzplanung steht dabei die Ermittlung eines engpassfreien Netzes für die jeweiligen Zieljahre. Entgegen den Untersuchungen, die im Rahmen dieser Studie stattfinden, liegt dort der Schwerpunkt auf der Systemsicherheit, die auch bei Ausfall einzelner Betriebsmittel gewährleistet sein muss. Dafür werden Zeitpunkte hoher Netzauslastung, sogenannte „Snapshots“, in einer Lastflussberechnung betrachtet und eine „n-1“-Sicherheit nachgewiesen. Die Wechselwirkung mit neuartigen Maßnahmen, die durch ihre Berücksichtigung im Planungsstadium bereits den Netzausbaubedarf reduzieren könnten, findet für die Netzentwicklungspläne bis in das Jahr 2015 /UENB-02 16/ nur begrenzt statt. So wird beispielsweise Freileitungsmonitoring (FLM) zwar berücksichtigt, allerdings stark vereinfacht und unter Anwendung eines zonalen Ansatzes. Im Spannungsfeld zwischen Verlässlichkeit, Kosteneffizienz und gesellschaftlicher Akzeptanz erfolgt hier eine Netzplanung, die der zukünftigen Übertragungsaufgabe gerecht werden muss. Ähnlich wie in dieser Studie (siehe „Teilbericht Szenario-Analyse“ /FFE-10 17/) wird auch im NEP durch das Aufspannen eines Szenarien-Trichters der Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung des Energiesystems Rechnung getragen.

Im Gegensatz zum NEP wird im Kontext von MONA ein Fokus auf die Wirkweise von NoM im Wechselspiel mit dem Gesamtsystem gelegt. Insbesondere neuartige,

⁴ TYNDP: Ten-Year Network Development Plan

netzorientierte Maßnahmen, wie beispielsweise Power2Heat, erfordern eine solche Herangehensweise. Daraus ergibt sich auch die Wahl des Modellierungsansatzes für den Lastfluss, der als „PTDF“⁵ bekannt ist. Eine detaillierte Beschreibung zur Implementierung ist im Basisdatenbericht zu finden. Als zentraler Vorteil dieses Ansatzes ist die Integrierbarkeit der mathematischen Beschreibung des Lastflusses in ein klassisches, lineares Energiesystemmodell anzuführen. Damit sind Jahressimulationen in stündlicher Auflösung möglich, was insbesondere die Bewertung von NoM mit einem sekundären Mehrwert, wie Demand Response in der Industrie, ermöglicht.

5.1.1 Wahl der Bewertungsparameter

Als Gradmesser für die Engpassfreiheit des Netzes können die Parameter Redispatch und Einspeisemanagement herangezogen werden. Redispatch bezeichnet die Neuordnung des Kraftwerkseinsatzes, der sich aus dem Stromhandel ergeben würde, um daraus folgende Netzengpässe zu vermeiden. Der Begriff „Redispatch“ wird im Allgemeinen für konventionelle Kraftwerkstechnologien angewandt. Als Gegenstück für die Erneuerbaren Energien steht das Einspeisemanagement, welches ein Synonym für Abregelung Erneuerbarer Energien darstellt. In der Netzplanung des NEP findet eine Ertüchtigung des Netzes nach dem NOVA-Prinzip („Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“) bis zur vollständigen Reduktion der Netzengpässe in den betrachteten Szenarien und unter Einhaltung des n-1 Kriteriums statt.

Damit stellen sich die Parameter des Engpassmanagements als sehr geeignete Größen zur Beurteilung des netzentlastenden Effekts einer NoM dar. Die Einhaltung des n-1 Kriteriums findet vereinfacht durch eine Begrenzung der maximalen Leitungsauslastung auf 70 % der thermischen Grenzleistung statt. Eine Diskussion der Schwächen dieser Annahme wird im Basisdatenbericht geführt.

Insbesondere die NoMs Demand Response in der Industrie und Power2Heat zeichnen sich neben ihrer potenziell netzentlastenden Wirkung durch ihre Interaktion mit dem restlichen Erzeugungspark zur Strom- und Fernwärmebereitstellung aus. Zur Beurteilung, inwieweit dieses Zusammenspiel einen Mehrwert für das Energiesystem bietet, werden die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung sowie die CO₂-Emissionen gegenübergestellt.

Zusammenfassend werden folgende Parameter zur Bewertung der NoM herangezogen:

- Redispatchbedarf der konventionellen Kraftwerke
- Abregelung von EE
- CO₂-Emissionen der Strom- und Fernwärmebereitstellung
- Systemgesamtkosten (unter Berücksichtigung der Investitionskosten für die NoM)

5.1.2 Technische Umsetzung

Die technische Implementierung des Modells beruht im Kern auf einer PostgreSQL-Datenbank (FREM - FfE Regionalisiertes Energiesystemmodell) in Verbindung mit einer eigens entwickelten Benutzeroberfläche in Matlab. In einer Tabellenkalkulations-Datei erfolgen die Formulierung der Nebenbedingungen und die Definition der Parameter. Die

⁵ PTDF: Power Transfer Distribution Factors

Verwaltung der Eingangsdaten und die Generierung von Szenarien erfolgt gänzlich auf Datenbankebene. In **Abbildung 5-1** ist das Zusammenspiel der Komponenten schematisch dargestellt.

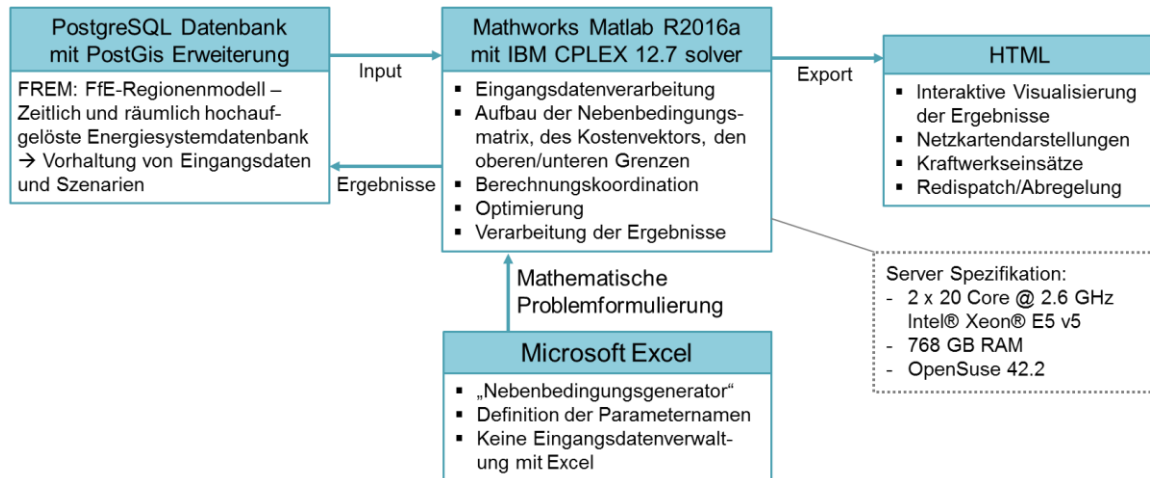


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung der technischen Implementierung des Modells ISAaR

Die Organisation der Eingangsdaten erfolgt in Form von Subsznarien, die miteinander kombiniert werden können. So stellen beispielsweise die wirtschaftlichen Parameter (z. B. Brennstoffpreise, Zertifikatspreise etc.) der konventionellen Kraftwerke ein SubszENARIO dar. In **Abbildung 5-2** ist ein Teil der Benutzeroberfläche aus Matlab dargestellt.

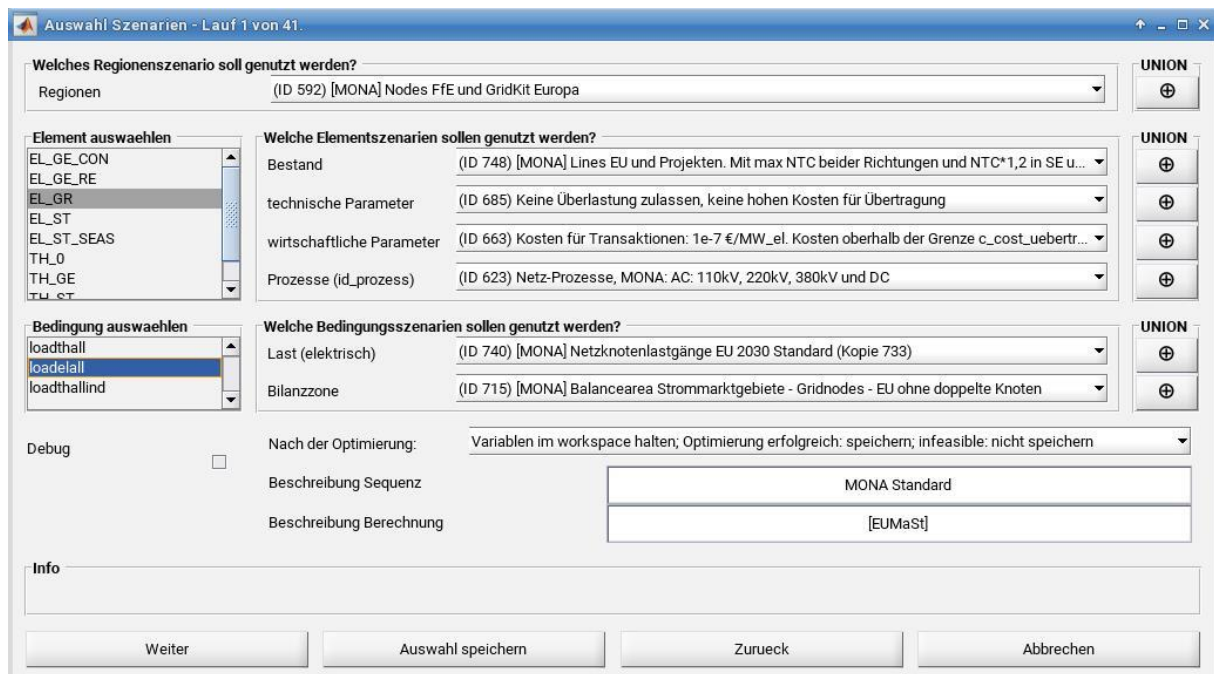


Abbildung 5-2: Benutzeroberfläche zur Auswahl der Subsznarien, die für ein Element in der Optimierung bereitgestellt werden sollen; Das Beispiel zeigt die Subsznarien des Elements Netz „EL_GR“.

Die Weiterverarbeitung der Eingangsdaten erfolgt in Matlab. Durch standardisierte Abläufe ist eine vielfältige Kombination verschiedenster Eingangsdatensätze möglich.

Beim Aufbau der teilweise sehr großen Nebenbedingungsmatrizen kann auf die Vorzüge von Matlab im Bereich der Matrizenverarbeitung zurückgegriffen werden.

Mehrstufige Berechnungsverfahren, wie sie im nachfolgenden Kapitel 5.2 beschrieben werden, erfordern eine zentrale Ergebnisverwaltung. Aufgrund der teilweise parallel ablaufenden und mehrstufigen Optimierungsläufe ist eine datenbankgestützte Zwischenspeicherung der (Teil-)Ergebnisse essentiell für eine robuste Durchführung größerer Berechnungskampagnen.

Die Simulationsergebnisse können nach der Berechnung in eine interaktive Visualisierung überführt werden, mit deren Hilfe grundlegende Zusammenhänge sichtbar werden und eine Analyse und Bewertung verschiedener Aspekte im Energiesystem erleichtert wird. Realisiert wird diese Visualisierung mittels einer HTML-Webseite, in welcher die JavaScript-basierte Kartendarstellung Leaflet⁶ und das Tool amCharts⁷ zur Anzeige von Diagrammen Verwendung finden. Auf der Karte können Ebenen zur Darstellung von Leitungsauslastungen, Power2Heat-Einsätzen, Abregelung Erneuerbarer Energien, Einsatz von Redispatch u. v. m. eingeblendet werden. Weitere Diagramme geben Informationen zu Verbrauchslast, Einsatz von Kraftwerken aufgeteilt nach Energieträgern, Erzeugung von erneuerbaren Energien und zur Netzauslastung. Mittels eines Schiebereglers kann die gewünschte Stunde im Simulationszeitraum angewählt werden und wird auf der Karte und in den Diagrammen angezeigt. Ebenfalls angezeigt werden können über den Simulationsraum bilanzierte Werte wie Power2Heat-Jahreseinsätze, Leitungsnutzungen und vieles mehr.

5.2 Sequenzierung der Simulationsläufe

Die Sequenzierung von Simulationsläufen wird zum einen angewandt, um Fragestellungen zu beantworten, die für gewöhnlich in einem einzelnen Berechnungslauf beantwortet werden könnten, allerdings aufgrund von Rechenkapazitäten auf mehrere Teilfragestellungen aufgeteilt werden müssen. So wird beispielsweise zunächst eine vereinfachte europäische Netzsimulation durchgeführt, deren Im- und Exporte ins deutsch-österreichische Marktgebiet die Grundlage für detaillierte Berechnungen im dortigen Netzgebiet darstellen. Zum anderen ist dies notwendig, um die Mechanismen des heutigen Strommarktdesigns darstellen zu können. Konkret ist an dieser Stelle die Kaskade des Engpassmanagements zu nennen, bei der aufbauend auf dem marktbasier-ten Einsatz der Kraftwerke zunächst eine Neuordnung oder im Bedarfsfall eine Abregelung der Erneuerbaren Energien stattfindet.

Im Nachfolgenden werden die Abfolge der Berechnungsläufe, die in **Abbildung 5-3** als grüne Kästen veranschaulicht sind, nachgezeichnet und die Merkmale der einzelnen Simulationen herausgestellt.

⁶ <http://leafletjs.com>

⁷ <https://www.amcharts.com>

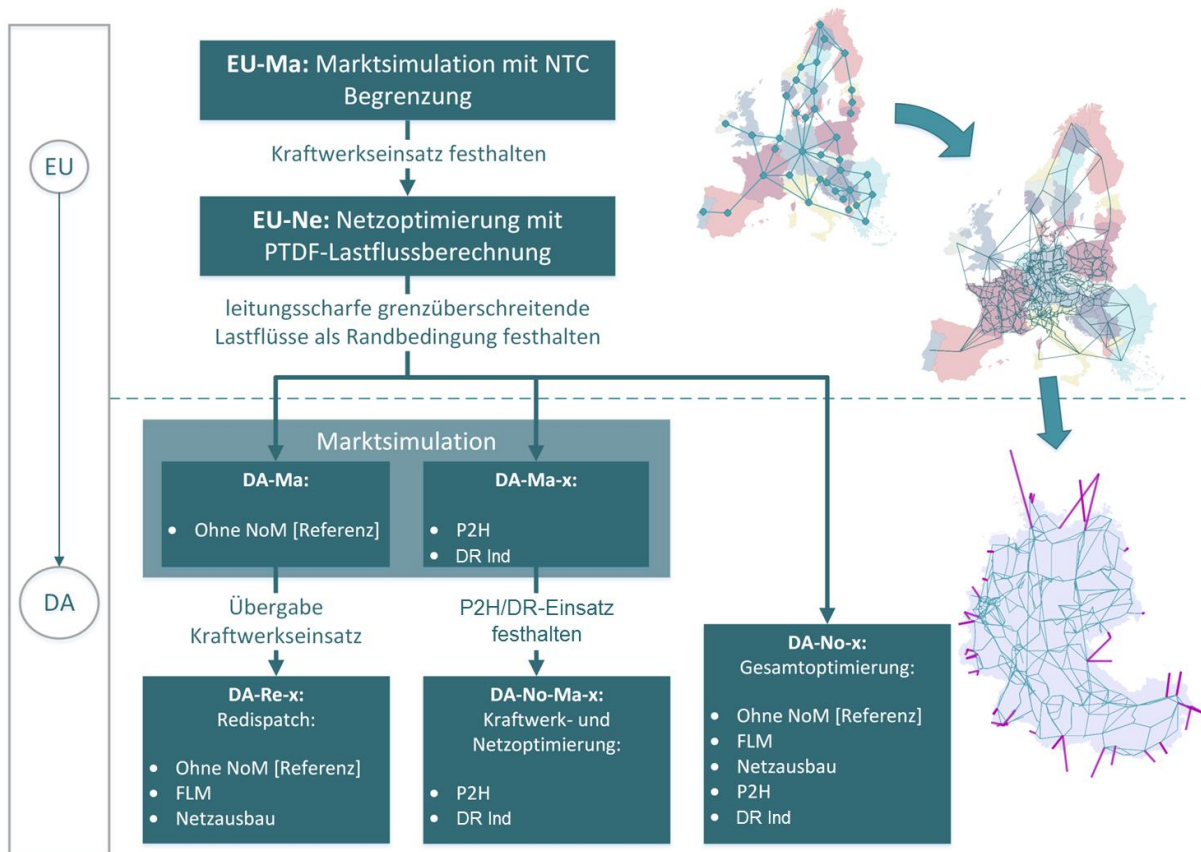


Abbildung 5-3: Sequenzierung der Berechnungsläufe

EU-Ma: Europäische Marktsimulation

Hinter dem Kürzel **EU-Ma** verbirgt sich eine europäische Marktsimulation, die noch keine physikalischen Netzrestriktionen beinhaltet. Die beschränkten Handelskapazitäten werden durch das NTC-Verfahren berücksichtigt. Basierend auf den NTCs des Jahres 2012 findet bis in das Jahr 2030 bei einem Ausbau von Grenzkuppelkapazitäten zwischen zwei Ländern eine Erhöhung des jeweiligen NTCs statt. In Formel (6) ist dieser Zusammenhang zur Berechnung des NTCs dargestellt.

$$NTC_{2030,i \rightarrow j} = NTC_{2012,i \rightarrow j} * \frac{\sum_{a \in i, b \in j} S_{th,2030,a,b}}{\sum_{a \in i, b \in j} S_{th,2012,a,b}} \quad (6)$$

i, j :	Strommarktgebiete
a, b :	Anfangsknoten und Endknoten
NTC [MW]:	Net Transfer Capacity
S_{th} [MVA]:	Thermische Grenzleistung

Aufgrund der Ungewissheit hinsichtlich des räumlichen Zuschnittes zukünftiger Handelsgebiete werden die heutigen Marktgebiete angesetzt.

EU-Ne: Europäische Netzsimulation

Aus dem europäischen Kraftwerkseinsatz ergeben sich die netzknotenscharfen Residuallasten (= Last – Erzeugung), welche die Grundlage für die Berechnung **EU-Ne** darstellen. Die europäische Netzberechnung beinhaltet einen PTDF-Lastfluss, allerdings in seiner statischen Form. Dies bedeutet, dass keine Interaktion von Kraftwerken und

Erneuerbaren Energien mit den entstehenden Lastflüssen stattfindet. Die AC-Leitungskapazitäten sind auf 70 % (DC: 100 %) ihrer thermischen Grenzleistung beschränkt. Zur Vermeidung von Überlastungen kommen synthetische virtuelle Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, die an jedem Knoten positioniert sind, zum Einsatz. Der Einsatz dieser kann im Rahmen des Berechnungslaufes als äquivalent zu den später genauer untersuchten Engpassmanagement-Maßnahmen eingeordnet werden, wobei sie in diesem Fall auch grenzüberschreitend zum Einsatz kommen. Das Ziel des Berechnungslaufes ist die Ermittlung der leitungsscharfen marktgrenzüberschreitenden Lastflüsse, die den Grenzknoten in den folgenden Läufen extern aufgeprägt werden.

DA-Ma: Marktsimulation in Deutschland und Österreich

Die anschließende Marktsimulation im deutsch-österreichischen Marktgebiet **DA-Ma** findet mit den aufgeprägten Im- und Exporten des vorangegangenen Laufes statt. Im Gegensatz zu EU-Ma werden hier Im- und Exporte nur in dem Umfang berücksichtigt, wie sie auch physikalisch transportiert werden können. Diese Berechnungskaskade soll das Verhalten des sogenannten „flow-based market coupling“ approximieren. Ergänzend zum Referenzfall finden Berechnungsläufe mit den NoM statt, die sich möglicherweise in ihrem Einsatz am Stromgroßhandel orientieren. Wie in Abbildung 5-4 zu sehen, handelt es sich um Demand-Response in der Industrie und Power2Heat. Das Kürzel „-x“ steht als Platzhalter für die Abkürzung einer NoM. So wäre „DA-Ma-PtH“ ein Berechnungslauf des Markteinsatzes im deutsch-österreichischen Marktgebiet unter Berücksichtigung der Maßnahme „Power2Heat“. Die daraus gewonnen Zeitreihen, die einen strommarkt-orientierten Einsatz der Maßnahmen repräsentieren, sind für die nachgelagerten Untersuchungen von Relevanz, bei denen die Auswirkungen einer solchen Fahrweise auf das Übertragungsnetz untersucht werden.

DA-No-Ma: Netzsimulation mit marktbedingtem NoM Einsatz

Im Berechnungslauf **DA-No-Ma** findet diese Betrachtung statt. Hier wird der marktbedingte Einsatz der beiden lastverändernden Netzoptimierenden Maßnahmen P2H und DR in einer PTDF-Netzberechnung aufgeprägt. Während alle erzeugenden Elemente des Energiesystems in Wechselwirkung mit den Netzengpässen des Übertragungsnetzes eingesetzt werden, „sehen“ die P2H- und DR-Elemente diese Restriktionen nicht. Die daraus resultierenden Maßnahmen zum Engpassmanagement stellen, verglichen mit dem Umfang im Referenzfall, eine Beurteilungsgröße zum netzentlastenden Effekt der beiden NoM dar.

DA-Re: Redispatch-Simulation

Das Kürzel **DA-Re** steht für eine Redispatch-Simulation, die den Redispatch und Einspeisemanagement-Bedarf nach heutiger Engpassmanagement-Kaskade nachbildet. Basierend auf der vorangegangenen Marktsimulation wird eine Abweichung vom Kraftwerksfahrplan ausschließlich zur Lösung von Netzengpässen zugelassen und mit hohen zusätzlichen Kosten bestraft. Die virtuellen Strafkosten für eine Abregelung Erneuerbarer Energien sind dabei höher als die des Redispatches. Die mathematische Formulierung der zusätzlichen Redispatch-Nebenbedingungen wird im Basisdatenbericht detailliert beschrieben. Eine Redispatch-Simulation ist für die lastverändernden NoM nicht in vergleichbarer Form darstellbar, da die Ursache für Redispatch nicht klar

identifiziert werden kann. Dies ist zum einen durch die intertemporale Verknüpfung der DR-Einsätze und zum anderen durch die Verknüpfung von P2H mit der Fernwärmschiene zu begründen. Bei beiden NoM würde ein netzoptimierter Einsatz zu einer Abweichung vom ursprünglichen Fahrplan führen und damit einen zusätzlichen Redispatch verursachen, der jedoch nicht zur Lösung der Engpässe, sondern zum Ausgleich der Verschiebungen, die eine netzdienliche Fahrweise der NoM verursacht hat, eingesetzt wird. Dementsprechend werden im Berechnungsschritt DA-Re nur der Referenzfall und die NoM Freileitungsmonitoring und Netzausbau betrachtet. Für die Untersuchung des Engpass-orientierten Windausbaus findet ebenfalls eine Redispatch-Simulation statt.

DA-No: Nodal-Pricing

Als Sonderfall kann die Optimierung **DA-No** eingestuft werden. Hier werden keine Ergebnisse einer vorgelagerten Marktsimulation in die Optimierung eingebunden. Das Verhalten der Energiesystemelemente richtet sich nach dem „Nodal-Pricing“-Ansatz. Dies bedeutet, dass sämtliche Netzengpässe „bekannt“ sind und eine kostenoptimale Einsatzplanung unter der Berücksichtigung von netzoptimierenden Maßnahmen erfolgt. Alle Netzberechnungen werden im rollierenden Berechnungsverfahren mit einer perfekten Voraussicht von zwei Wochen durchgeführt.

Hinweis

Sofern nicht anders beschrieben, beziehen sich die im Nachfolgenden dargestellten Ergebnisse immer auf das deutsch-österreichische Marktgebiet.

Für die Bildung von Szenarien mit NoM (Kapitel 5.3.3) und die anschließende Analyse der netzentlastenden Wirkung (Kapitel 5.4) ist zu beachten, dass eine Umsetzung von NoM nur im deutschen Netzgebiet untersucht wird. So werden beispielsweise zur Bewertung der NoM „Freileitungsmonitoring“ keine österreichischen Freileitungen, sondern nur Leitungen im deutschen Netzgebiet im Monitoring-Betrieb berücksichtigt.

5.3 Ergebnisse aus den Rahmenszenarien

Im Szenariobericht werden drei für das Übertragungsnetz relevante Szenario-Ausprägungen ermittelt. In **Tabelle 5-1** sind die für die Übertragungsnetzsimulation relevanten Mantelzahlen vergleichend gegenübergestellt.

Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Szenario-Mantelzahlen für die Übertragungsnetzberechnungen nach /FFE-10 17/.

Parameter	Einheit	Stand 2015	2030 (Szenarien)			
			Konservativ	Standard	Klimaschutz	
CO ₂ -Preise	€/t	7,6	7,6	30,0	60,0	
Brennstoffpreise						
Rohöl	€/MWh _{th}	35,9	35,9	52,4	60,3	
Erdgas		21,8	21,8	28,8	32,2	
Steinkohle		8,8	8,8	9,5	10,7	
Braunkohle		1,5	1,5	1,5	1,5	
Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke						
Gesamt	GW _{el}	87,0	59,0 (ohne Reservekraftwerke)			
Installierte Leistung Erneuerbarer Energien						
Wind onshore	inst. Leistung	GW _{el}	41,2	54,2	58,5	68,5
	Volllaststunden Bestand / Zubau	h/a	1.700 / -	1.700 / 2.300	1.700 / 2.650	1.700 / 3.000
Wind offshore	inst. Leistung	GW _{el}	3,4	14,3	15,0	
	Volllaststunden	h/a	3950			
Photovoltaik	GW _{el}	39,3	58,7	76,8	116,8	
EE-Gesamt Energiemenge	TWh	190	255	304	381	
Verbrauch						
elektrische Last	TWh	554	556	499	508	
Spitzenlast	GW	k.A.	89,6	82,7	83,9	
Anteil Erneuerbarer am Verbrauch			46 %	61 %	75 %	

Um die Ausgestaltung des Energiesystems und die Implikationen der Mantelzahlen auf die Berechnungsergebnisse besser einordnen zu können, findet zunächst eine vergleichende Analyse der Referenzszenarien statt. In Kapitel 5.3.1 werden die Ergebnisse der Marktsimulationen einander gegenübergestellt. Ausgehend von den Netzsimulationen der Referenzszenarien in Kapitel 5.3.2 wird im anschließenden Kapitel 5.3.3 eine Methodik zur Bildung von NoM-Szenarien entwickelt. Beispielsweise werden basierend auf den Netzauslastungen im Referenzfall Leitungen identifiziert, die sich aufgrund ihrer hohen Auslastung besonders für einen Freileitungsmonitoring-Betrieb anbieten. Die Anwendung der Methodik und eine Beschreibung der jeweiligen Durchdringungsgrade von NoM in den einzelnen NoM-Szenarien ist in Kapitel 5.4 zu finden.

5.3.1 Marktsimulation

Bei der Marktsimulation (**DA-Ma**) wird der Kraftwerkseinsatz zur Versorgung der elektrischen Lasten und der Wärmelast ohne Berücksichtigung des Übertragungsnetzes berechnet und entspricht dem Biet- und Kaufverhalten der Akteure am Elektrizitätsmarkt. In den drei Rahmenszenarien „Standard“, „Klimaschutz“ und „Konservativ“ werden ein unterschiedlicher Kraftwerkspark und Ausbau Erneuerbarer Energien sowie unterschiedliche Energie- und CO₂-Preise für Deutschland angenommen. Die unter-

schiedlichen Energiebereitstellungskosten bewirken Änderungen im Stromhandel mit den Nachbarländern, was in **Abbildung 5-4** bilanziert wird. In den Szenarien „Standard“ und „Klimaschutz“ wird bilanziell Energie in Nachbarländer exportiert, der maßgebliche Treiber für das Exportsaldo stellt die Erzeugung Erneuerbarer Energien, die mit Kosten von 0 €/MWh eingehen, in Verbindung mit den Zertifikats- und Brennstoffkosten dar.

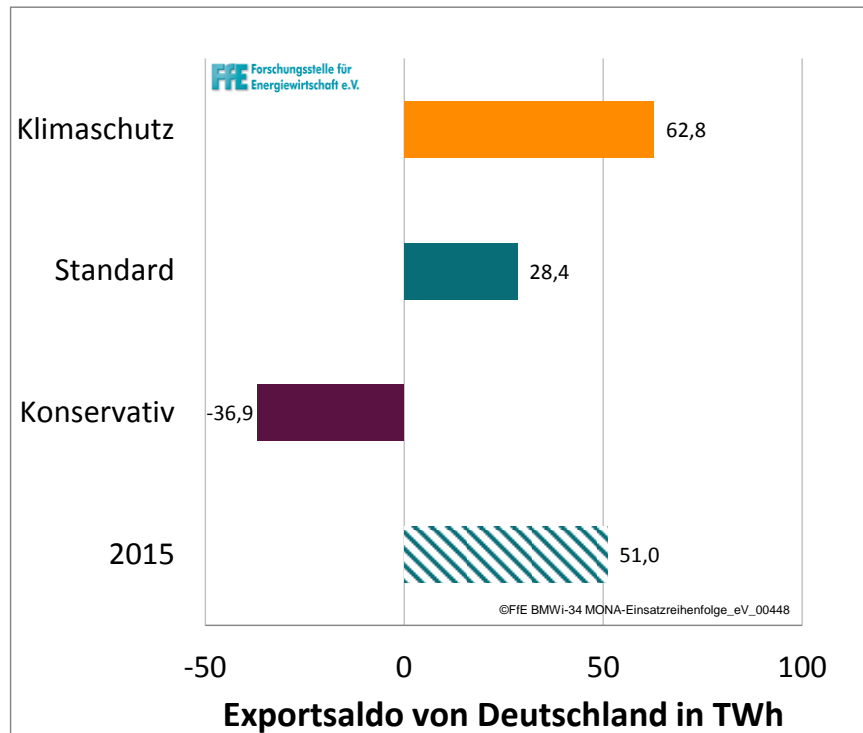


Abbildung 5-4: Gegenüberstellung der Exportsaldi der untersuchten Szenarien im Jahr 2030

Im Szenario „Konservativ“ wird Deutschland zu einem Netto-Importeur. Grund dafür ist zum einen der verringerte Ausbau Erneuerbarer Energien im Vergleich zum Szenario Standard und zum anderen die geringeren Zertifikats- und Brennstoffkosten. Diese führen zu einer günstigeren Stromproduktion in osteuropäischen Nachbarländern, was zu höheren Exporten nach Deutschland führt.

Abbildung 5-5 zeigt den Day-Ahead-Strompreis in Deutschland für die drei Referenzszenarien. Markant sind dabei die generellen Unterschiede im Preisniveau. Diese werden vor allem durch unterschiedliche Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise verursacht. Außerdem zeigen sich mit einem stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energien längere Zeiträume mit Strompreisen von 0 €/MWh. Zu diesen Zeiten sind die Erneuerbaren Energien preissetzend, da eine Vermarktung von EE-Strom zu 0 €/MWh angenommen wird.

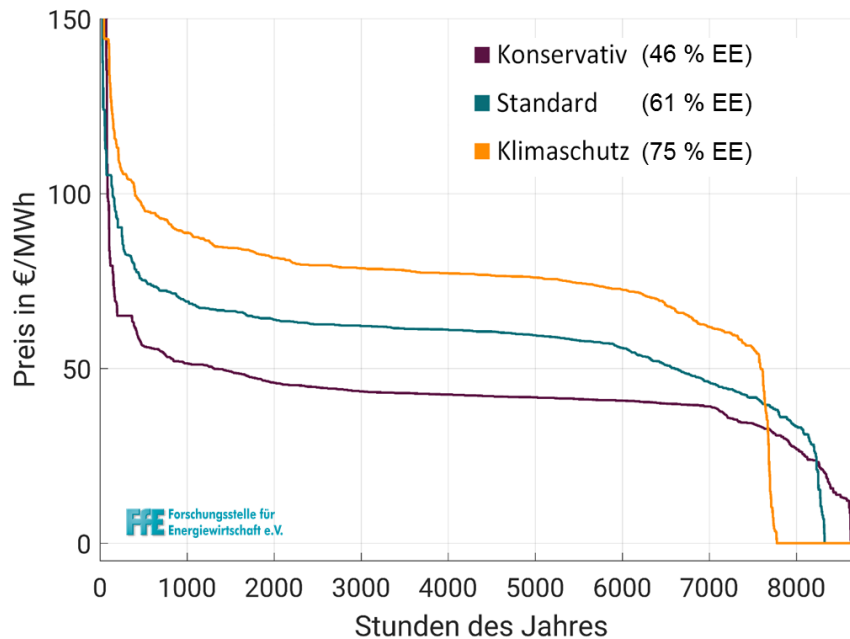


Abbildung 5-5: Jahresdauerlinie des Strompreises aus der Marktsimulation in den untersuchten Szenarien im Jahr 2030

Die mittleren Strompreise in den Szenarien liegen bei: 56,7 €/MWh (Standard), 69,9 €/MWh (Klimaschutz) und 45,9 €/MWh (Konservativ).

5.3.2 Netzsimulation

Bei der Netzsimulation mit Strafkosten zur Vermeidung von Redispatch-(DA-Re) werden Anreize gesetzt, den Kraftwerkseinsatz aus der vorhergehenden Marktsimulation einzuhalten, um die gleiche Last zu decken, jedoch nun unter Berücksichtigung der limitierten Übertragungskapazitäten im Stromnetz. In der Folge müssen Redispatch und Einspeisemanagement eingesetzt werden, um die Energieversorgung im kompletten Marktgebiet gewährleisten zu können. **Abbildung 5-6** stellt das eingesetzte Volumen dieser beiden Maßnahmen im Vergleich zur Abregelung der Marktsimulation graphisch dar.

Die Balken in voller Farbe zeigen die nicht nutzbare Energie aus Erneuerbaren Quellen ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Dies geschieht zu Zeiten, wenn das Energieangebot den momentanen Bedarf übersteigt. Der darüber liegende schraffierte Balken ist das Einspeisemanagement-Volumen, welches bei zusätzlicher Betrachtung von Netzrestriktionen im Übertragungsnetz entsteht. Die Differenz stellt somit die durch Netzengpässe verursachte Abregelung Erneuerbarer Energien dar und muss durch positiven Redispatch, dem außerplanmäßigen Hochfahren von Kraftwerken, ausgeglichen werden. Diese Energiemenge findet sich auf der rechten Seite der Achse anteilig auf dem Balken des positiven Redispatches wieder. Der andere Teil entspricht der Energiemenge des negativen Redispatches auf der linken Achsenhälfte.

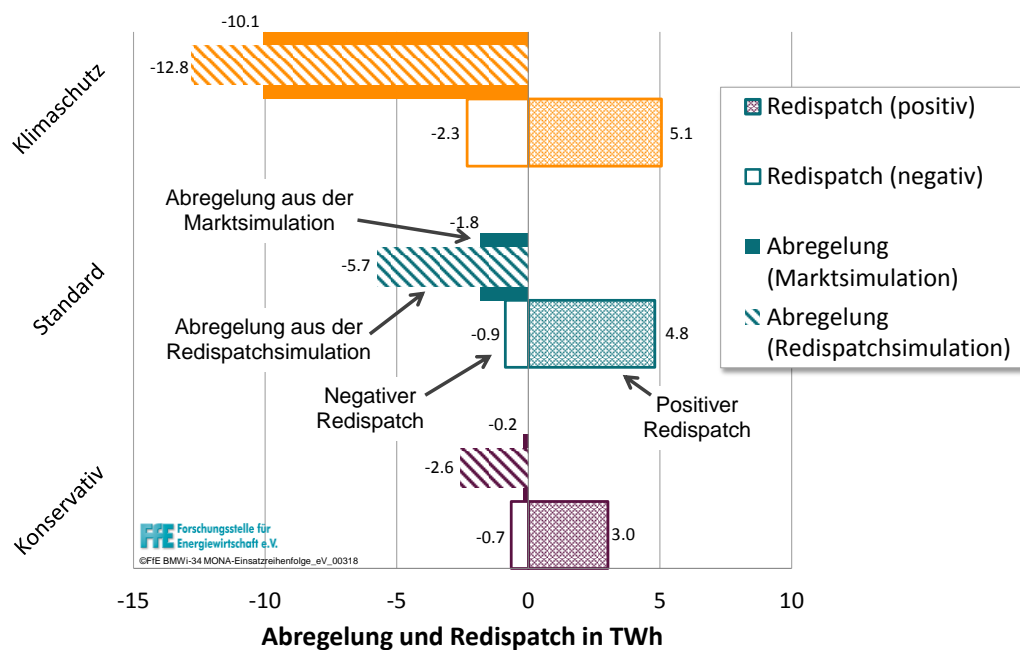


Abbildung 5-6: Gegenüberstellung der Abregelung und des Redispatches in den untersuchten Szenarien in der Marktsimulation und der Redispatchsimulation (Deutschland und Österreich)

Anhand der Abbildung lassen sich folgende Rückschlüsse ziehen:

- Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien steigt auch die Abregelung in der Marktsimulation. Dies findet zu Zeiten negativer Residuallast und bei vollständig genutzten grenzüberschreitenden Handelskapazitäten statt.
- In der Netzsimulation wachsen die Engpassmanagement-Maßnahmen ebenfalls mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien bei gleichbleibendem Stromnetz.
- Die hohe marktbedingte Abregelung im Szenario Klimaschutz wirkt sich netzentlastend in der Netzsimulation aus, da hier von einer netzoptimalen regionalen Verteilung der Engpassmanagement-Maßnahmen ausgegangen wird. (Siehe Exkurs auf der folgenden Seite)
- Der netzbedingte Anteil der Abregelung kann vereinfacht als Differenz zwischen den Abregelungen aus Redispatch- und Marktsimulation gebildet werden. Dieser Anteil entspricht 0,5 % bis 1,1 % der gesamten EE-Erzeugung, je nach Szenario. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen und modellbedingten Vereinfachungen kann das Netz damit als nahezu engpassfrei eingestuft werden.
- Im Gegensatz zur heutigen Anwendung von Engpassmanagement-Maßnahmen, die sich durch einen geringen Anteil von Einspeisemanagement (Abregelung) und einem großen Anteil von positivem und negativem Redispatch auszeichnen, zeigen die betrachteten Szenarien eine Veränderung des Einsatzmusters: Da sich zu Zeiten hoher EE-Einspeisung kaum konventionelle Kraftwerke an geeigneten Standorten und am Netz befinden, können die Netzengpässe nicht mehr durch negativen Redispatch gelöst werden.
- Im Szenario „Klimaschutz“ vergrößert sich gegenüber dem Szenario „Standard“ vor allem die installierte Leistung der Photovoltaik. Die daraus entstehenden

Netzengpässe lassen sich vermehrt durch den – im Vergleich zur Abregelung günstigeren – Einsatz von negativem Redispatch lösen. Es kann gefolgert werden, dass ein PV-geprägter Ausbau von Erneuerbaren Energien zu geringeren Netzengpässen führt, als ein durch Windenergie geprägter Ausbau.

- Für die nachfolgende Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen wird das Szenario „Konservativ“ nicht weiter betrachtet. Aufgrund der geringen Netzengpässe wäre eine netzentlastende Wirkung von NoM in diesem Szenario kaum erkennbar.

Die vorgelagerte europäische Netzsimulation **EU-Ne** gibt Aufschluss über die realen grenzüberschreitenden Stromflüsse. Während in der Marktsimulation des Szenarios „Klimaschutz“ Handelsflüsse im Bereich von ca. 20 TWh (Import) bis ca. 80 TWh (Export) pro Jahr erreicht werden, liegen die realen Lastflüsse deutlich höher. Im gleichen Szenario fließen ca. 130 TWh über Grenzkuppelstellen aus dem deutsch-österreichischen Marktgebiet und ca. 70 TWh in das Marktgebiet. Diese Erhöhung gegenüber der Marktsimulation ist durch die Abbildung von Transit- und Ringflüssen in der Netzsimulation zu erklären.

Mit insgesamt rund 200 TWh grenzüberschreitender Ströme in allen Szenarien wird deutlich, welche essentielle Bedeutung dem grenzüberschreitenden Stromaustausch mit den Nachbarländern als Flexibilitätsoption und zur Gewährleistung der Übertragungsaufgabe beikommt.

Exkurs: Regionale Verteilung marktbedingter Abregelung

Da zum heutigen Zeitpunkt keine Regelung zur regionalen Verteilung von Erneuerbaren Energien, die am Strommarkt nicht integriert werden können, besteht, wird modellseitig angenommen, dass die marktbedingte Abregelung in der Redispatch-Simulation netzentlastend und damit regional optimal verteilt stattfindet. Inwiefern Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft auf die regionale Anordnung von abzuregelnden, vermarkteten Erneuerbaren Energien Einfluss haben könnten, stellt eine interessante, regulatorisch zu beantwortende Frage dar. Die Relevanz dieses Problems kann sich jedoch bei der Berücksichtigung von flexiblen Verbrauchern sehr schnell verringern, da sie den – aus Marktsicht „überschüssigen“ – Strom nutzen und somit zur Integration dieser erneuerbarer Energiemenge führen. Eine marktbedingte Abregelung würde dann nur sehr selten oder bei deutlich höheren Anteilen Erneuerbarer Energien auftreten. Die Auswirkungen, die ein Ausbau von beispielsweise P2H als flexiblen Verbraucher auf die Netzauslastung und die Integration von marktbedingt abgeregelter EE-Erzeugung haben kann, werden in Kapitel 5.5 genauer untersucht.

5.3.3 Bildung von Szenarien mit NoM

Die Untersuchung der NoM findet durch Simulationsläufe statt, die sich bzgl. der Eingangsdaten vom jeweiligen Referenzszenario lediglich durch den Einsatz oder die Umsetzung eines einzelnen Typs einer NoM unterscheiden. Im Falle der NoM Netzausbau und Freileitungsmonitoring ist zu entscheiden, welche Leitungen konkret ausgebaut werden oder sich im Freileitungsmonitoring-Betrieb befinden sollen. Dieser

Bedarf an Netzentlastung wird basierend auf den Simulationsergebnissen im Referenzfall des Szenarios „Standard“ im Jahr 2030 durchgeführt⁸. Für jede Übertragungsleitung wird ein „Ausbaufaktor“ aus den Simulationsergebnissen ermittelt. Dieser ist ein Indiz für die Belastung jeder einzelnen Leitung über den kompletten Simulationszeitraum. Zur Hälfte geht die Stundenzahl einer Leitung in Vollauslastung (70 % der thermischen Grenzleistung) in den Ausbaufaktor ein. Die andere Hälfte des Ausbaufaktors wird durch die übertragene Energiemenge einer Leitung in Vollauslastung geprägt. Damit wird einerseits eine starke Belastung einer Leitung berücksichtigt, andererseits aber auch der Relevanz einer Leitung bezüglich der Übertragungsleistung eine zusätzliche Gewichtung gegeben. **Abbildung 5-7** zeigt aufgereiht den Ausbaufaktor und die Unterteilung in oben beschriebene Kriterien für die am stärksten ausgelasteten Leitungen im Übertragungsnetz.

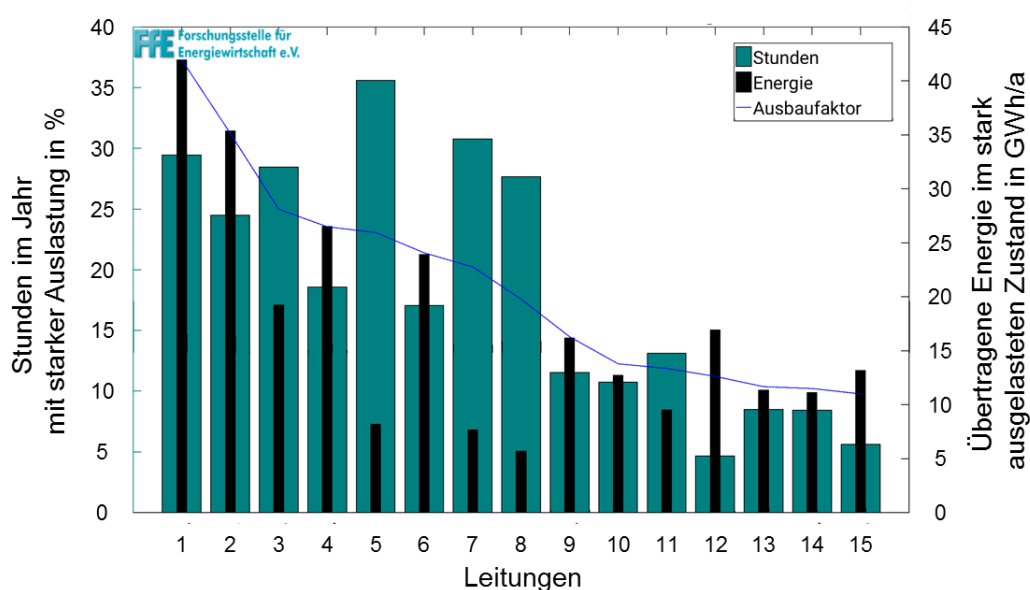


Abbildung 5-7: *Reihung der stark ausgelasteten Leitungen nach dem Kriterium „Ausbaufaktor“*

Die ermittelten Ausbaufaktoren der Übertragungsleitungen im Szenario „Standard“ zeigt **Abbildung 5-8**. Rot eingefärbte Leitungen zeigen die höchsten Ausbaufaktoren aus **Abbildung 5-7** und somit die größten Engstellen im Übertragungsnetz. Die daraus resultierenden Szenarien für die NoM Freileitungsmonitoring und Netzausbau finden sich in den Kapiteln 5.4.1 und 5.4.2.

⁸ Der Bedarf an Netzentlastung wird durch die Bewertung der Leitungsauslastungen im Übertragungsnetz ermittelt. Entlastungsbedarf durch weitere Faktoren wie Spannungshaltung oder Blindleistungsmanagement können an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden.

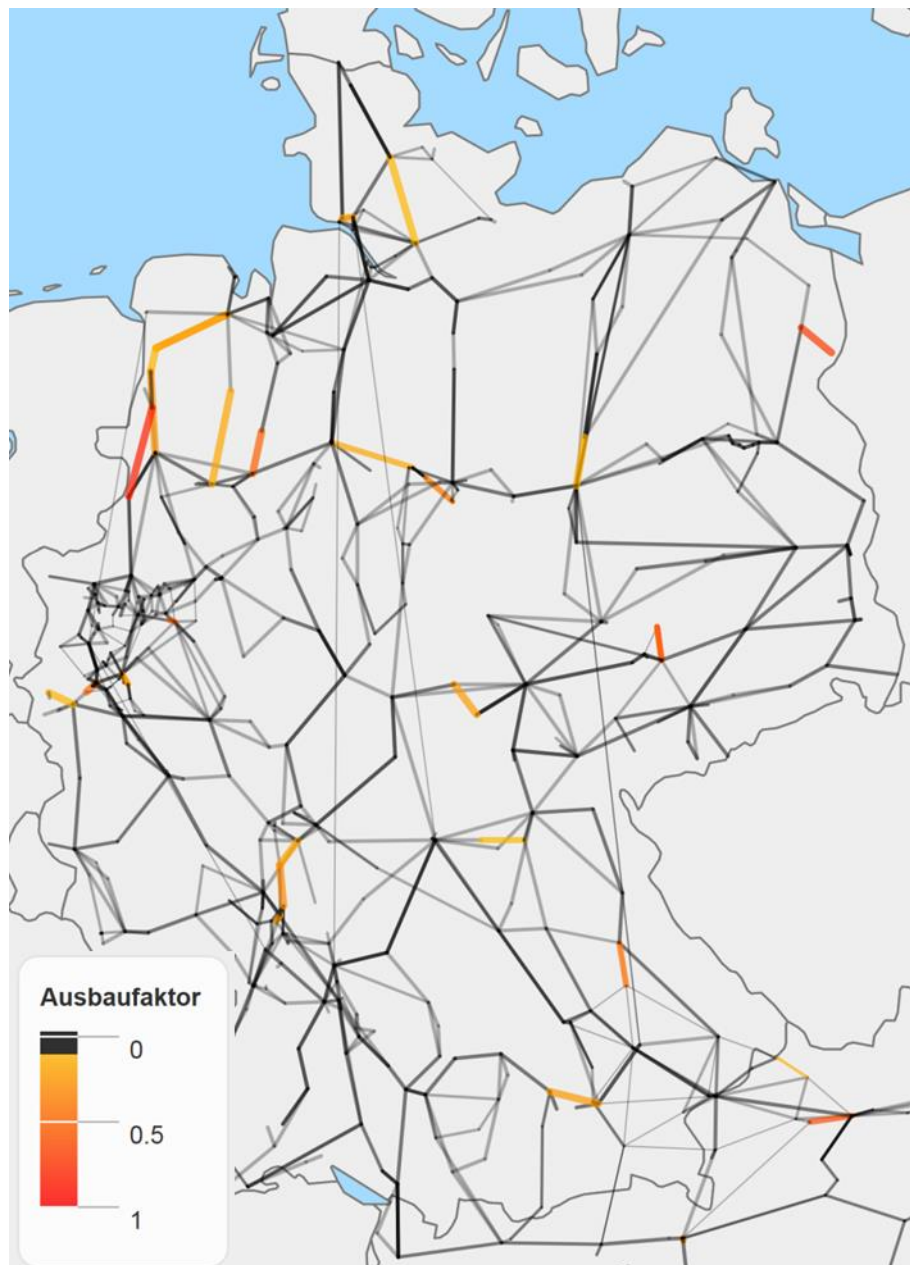


Abbildung 5-8: *Analyse des Ausbaufaktors im Szenario Standard. Darstellung: Gemittelter Faktor über das gesamte Jahr (8760 Stunden Simulation)*

5.4 Einzelanalyse der Netzwirkung von NoM

Im Folgenden werden Merkmale des Szenario-Bildungsprozesses zu jeder einzelnen netzoptimierenden Maßnahme dargestellt. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Simulationen für die einzelnen NoM analysiert. Eine vergleichende Gegenüberstellung aller NoM ist im anschließenden Kapitel 5.5 zu finden.

5.4.1 Freileitungsmonitoring

Für die Bewertung der NoM Freileitungsmonitoring (FLM) werden vier verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Ausbaustufen entwickelt und simuliert. Kandidaten für eine Ausstattung mit FLM sind Freileitungen, die keine Hochstrombeseilung besitzen und sich zudem im heutigen Bestandsnetz befinden⁹. In drei unterschiedlichen Ausbaustufen werden jeweils die am stärksten ausgelasteten Leitungen mit FLM ausgebaut. Die **Abbildung 5-9** zeigt die mit FLM ausgestatteten Leitungen in den jeweiligen Szenarien. Die höheren Ausbaustufen beinhalten dabei den Ausbau der niedrigeren Stufen. In einem vierten Szenario wird jede mögliche Leitung des deutschen Übertragungsnetzes auf 23.621 km mit FLM ausgestattet und dient zur Bestimmung eines theoretischen Wirkpotenzials von FLM.

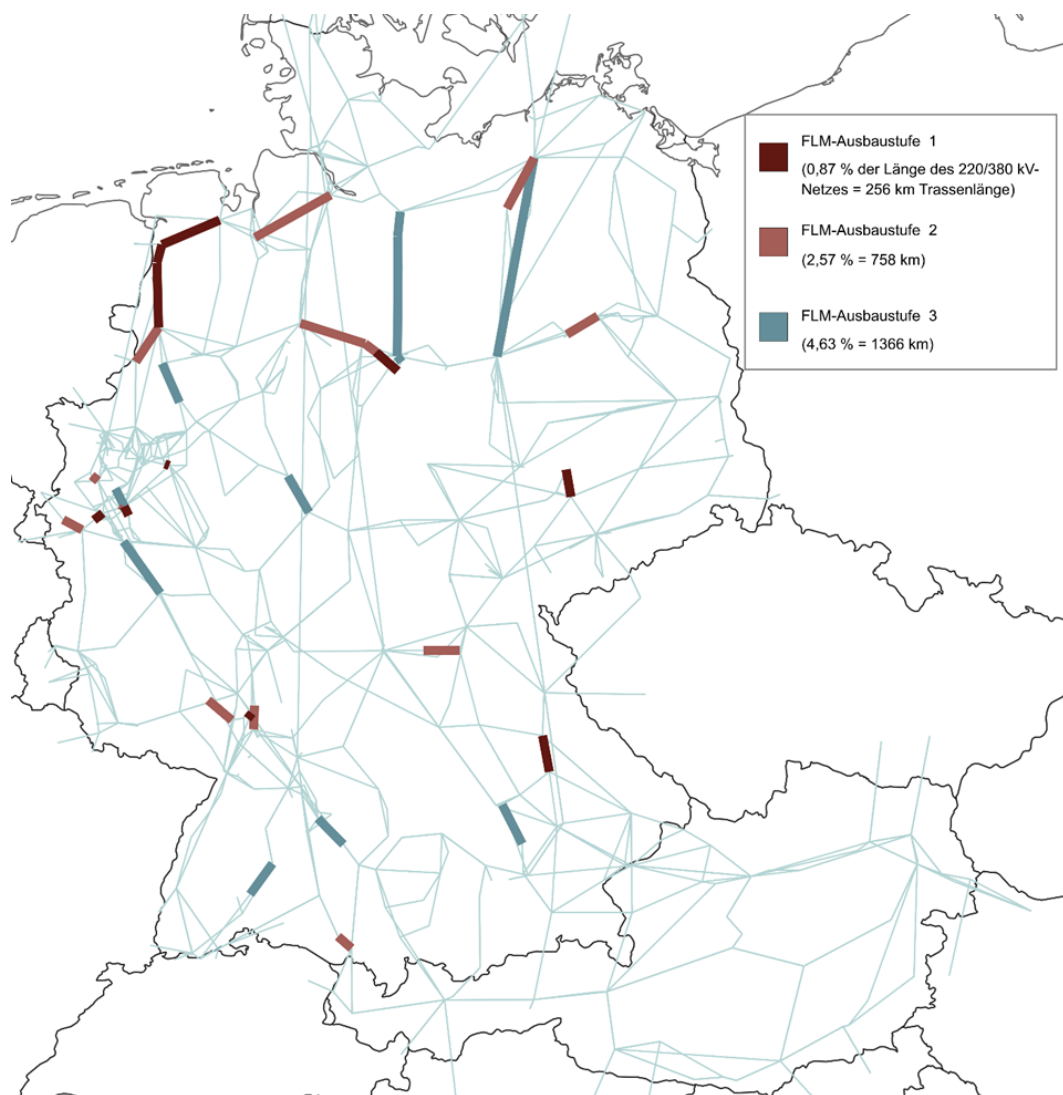


Abbildung 5-9: Ausbaustufen der NoM Freileitungsmonitoring, basierend auf den Netzauslastungen im Referenzfall

⁹ Bei Leitungen mit Hochstrombeseilung wird bereits ein maximaler Stromfluss von 3600 A ermöglicht, welcher von den Netzbetreibern in der Regel nicht überschritten wird. Der Einsatz von Freileitungsmonitoring hat in diesem Fall keinen Mehrwert. Das Monitoring von Netzausbauprojekten kann zudem aufgrund des unbekanntem Trassenverlaufs nicht berücksichtigt werden.

Die annuitätischen Fixkosten zur Umstellung auf einen Monitoring-Betrieb belaufen sich auf 5139 €/km¹⁰. Dementsprechend liegen die Kosten für die FLM-Ausbaustufen bei 1, 4 und 7 Mio. €/a. Ein Monitoring des Gesamtnetzes würde 121 Mio. €/a kosten.

Die Auswirkungen des Einsatzes von FLM auf den Einsatz von Redispatch und Einspeisemanagement sind in **Abbildung 5-10** und **Abbildung 5-11** graphisch dargestellt.

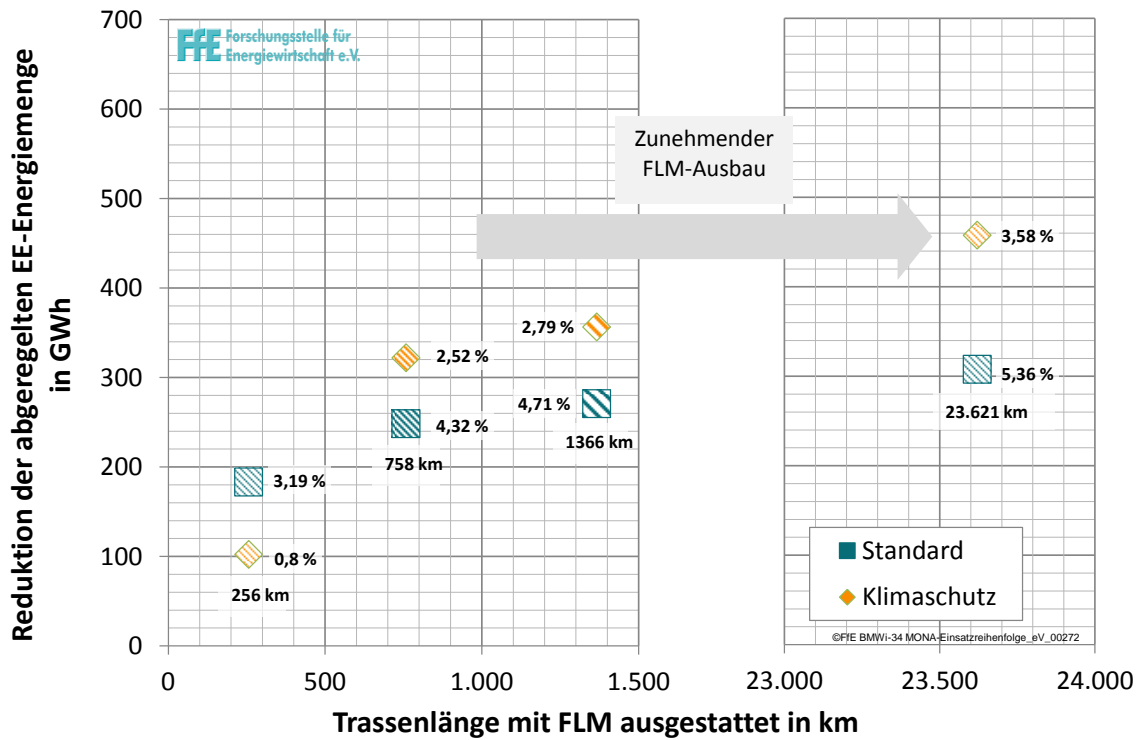


Abbildung 5-10: Reduktion von Einspeisemanagement durch den Einsatz von FLM in verschiedenen Ausbaustufen im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario

¹⁰ Zinssatz: 6%; Laufzeit der Annuität: 30 Jahre

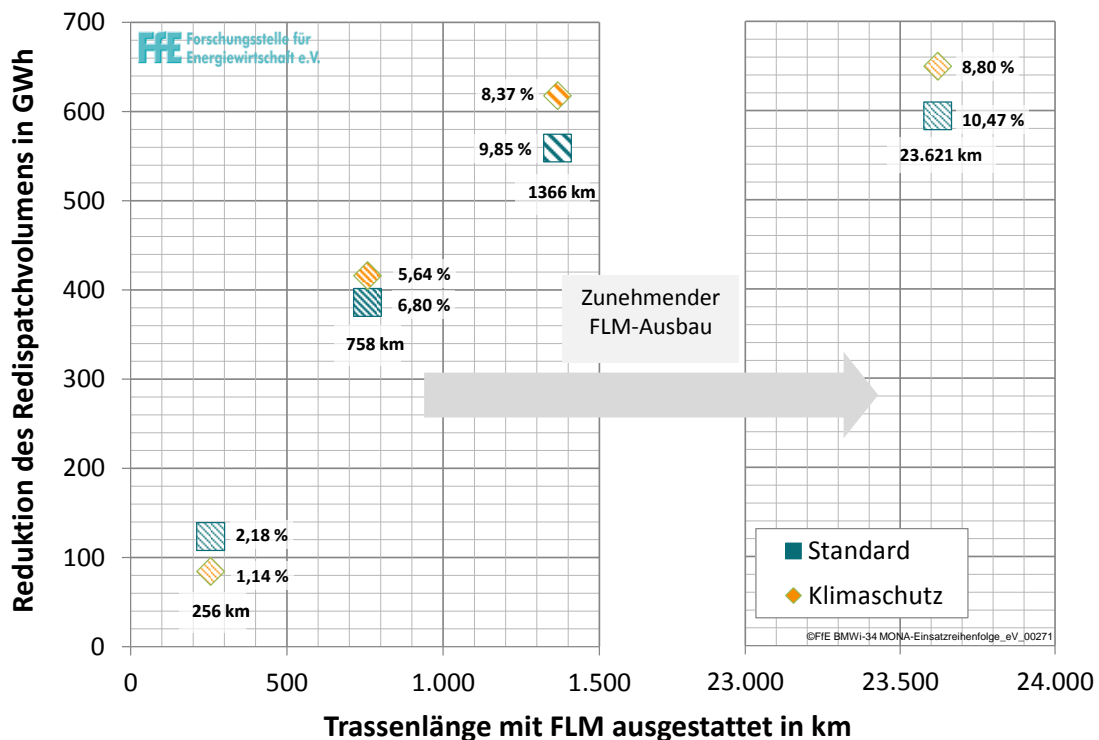


Abbildung 5-11: Reduktion von Redispatch durch den Einsatz von FLM in verschiedenen Ausbaustufen im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario

Sowohl bei Redispatch als auch bei Abregelung zeigt sich zunächst eine starke Reduktion, welche aber mit weiteren Ausbaukilometern weniger stark zunimmt. Grund dafür ist die Reihenfolge beim FLM-Ausbau, da die Leitungen mit dem potenziell größten Reduktionseffekt zuerst ausgebaut bzw. „gemonitort“ werden. Weitere ausgebaute Leitungen können das zusätzliche Übertragungspotenzial kaum nutzen, da diese Leitungen selten (zu Zeiten von erhöhtem FLM-Potenzial) überlastet werden.

Es zeigt sich, dass FLM geeignet ist, einige Engstellen im Übertragungsnetz zu entlasten, jedoch nicht zu einem vollständig engpassfreien Netz führt. Weitere Ausbaumaßnahmen oberhalb der rund 1.400 km Trassenlänge in Stufe 3 führen zu einer geringen Entlastung im Netz. Nichtsdestotrotz findet bereits heute eine starke Anwendung der Maßnahme im Übertragungsnetz statt. Insbesondere im Netzbetrieb wird das Freileitungsmonitoring als Flexibilität genutzt, um auf die vielfältigen Herausforderungen des realen Betriebs reagieren zu können. Aufgrund der vergleichsweise geringen Kosten der Maßnahme ist daher auch eine Erschließung geeigneter Trassen jenseits der hier ermittelten Länge von 1.400 km zu empfehlen. Zudem findet das heutige Voranschreiten der Energiewende mit dem damit einhergehenden Ausbau der Erneuerbaren Energien teilweise schneller als der dazu nötige Netzausbau statt. Daher bietet das Freileitungsmonitoring eine **kostengünstige Übergangslösung**, die auch nach einem Netzausbau als Flexibilität in der Betriebsführung genutzt werden kann.

5.4.2 Netzausbau

Analog zur NoM Freileitungsmonitoring ist die Auswahl geeigneter Trassen auch für den Netzausbau von großer Relevanz. Da im Rahmen dieser Studie kein Optimierungs-

problem zum Netzausbau aufgestellt und gelöst wird, wird ein iterativer und auf einem Referenzlauf basierender Prozess durchgeführt (siehe Kapitel 5.3.3). Die hier ermittelten Netzausbau-Szenarien stellen jeweils eine Ergänzung zu dem im Referenzfall berücksichtigten Netz dar. Hierbei handelt es sich um das Start- und Zielnetz des NEP 2015 Szenario 2025 B1. Gemäß der Reihenfolge der Ausbaufaktoren in Abbildung 5-7 werden für die Netzausbauszenarien „NA 1“ und „NA 2“ die ersten, und damit am stärksten ausgelasteten, fünf Leitungen bzw. 15 Leitungen dieses Netzes zusätzlich ausgebaut. Für das dritte Netzausbauszenario „NA 3“ wird das Optimierungsergebnis des Szenarios „NA2“ bezüglich der auftretenden Netzengpässe ausgewertet. Dabei wird überprüft, ob einzelne Netzausbaumaßnahmen die Netzengpässe gelöst oder lediglich verlagert haben. Aus diesen Untersuchungen heraus wird Szenario „NA 3“ erstellt, welches den Netzausbau „intelligent“, sprich mit einer qualitativen Analyse der Netzengpässe, durchführt.

Der Netzausbau wird in den jeweiligen Szenarien nach technischen Gegebenheiten durchgeführt. Beispielsweise werden 220 kV-Leitungen beim Ausbau auf die 380 kV-Spannungsebene angehoben. Zu auszubauenden 380 kV-Leitungen wird nach Möglichkeit ein weiterer Stromkreis hinzugefügt. Sind bereits zwei Stromkreise im Bestand, so wird ein weiteres System (2 Stromkreise) angefügt. Es findet kein Trassenneubau statt und grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die bestehende Trasse um ein weiteres System erweitert werden kann. Diese Ausbauart wird im NEP als „Neubau in bestehender Trasse“ bezeichnet. Die thermischen Grenzleistungen eines Stromkreises betragen 492 MVA (220 kVA) und 1700 MVA (380 kV). Bei einem HGÜ-Ausbau wird mit einer Übertragungskapazität von 2000 MVA gerechnet.

Für die Kostenabschätzungen des Netzausbaus werden die Näherungswerte des Netzentwicklungsplans 2015 herangezogen /NEP-01 15/. Die annuitätischen Fixkosten werden mit einer Laufzeit von 40 Jahren und einem Zinssatz von 6 % errechnet. Damit ergeben sich für die einzelnen Ausbaustufen folgende Kosten:

NA 1:

Die Netzausbaustufe „NA 1“ umfasst eine ausgebaute Trassenlänge von 166 km, wobei 32 km auf der 220 kV-Spannungsebene und 134 km auf der 380 kV-Ebene liegen. Die überschlägigen Ausbaukosten betragen 25 Mio. €/a.

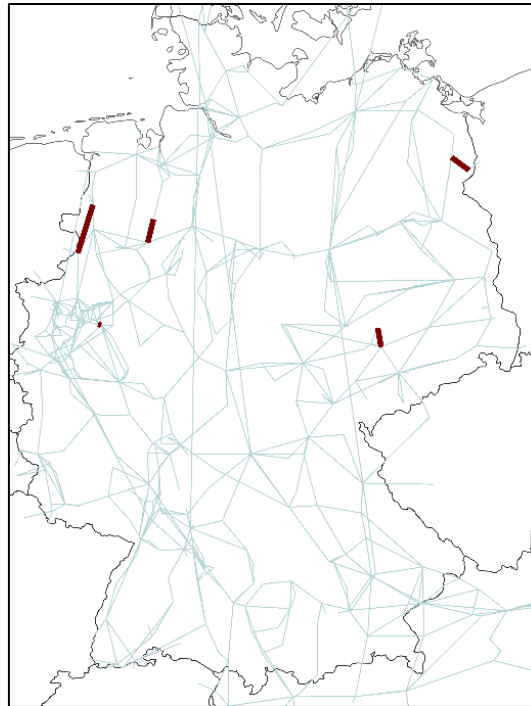


Abbildung 5-12: Netzausbau Stufe 1: 5 AC-Leitungen (166 km)

NA 2:

Die Netzausbaustufe „NA 2“ umfasst eine ausgebaute Trassenlänge von 507 km, wobei 108 km auf der 220 kV-Spannungsebene und 399 km auf der 380 kV-Ebene liegen. Die überschlägigen Ausbaurkosten betragen 70 Mio. €/a.

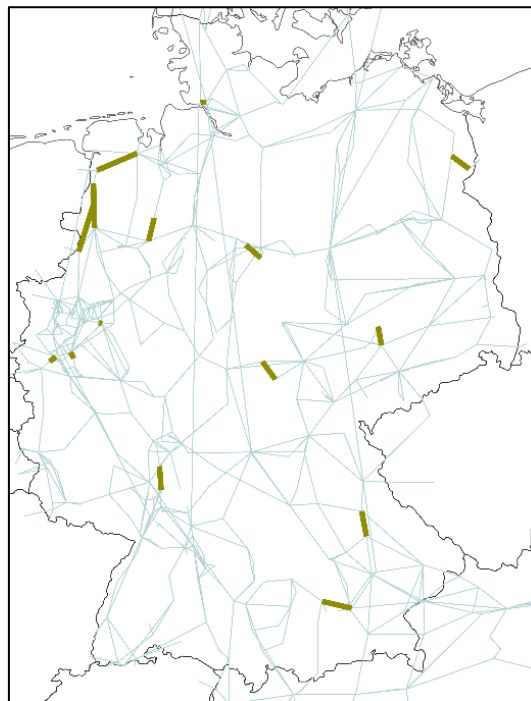


Abbildung 5-13: Netzausbau Stufe 2: 15 AC-Leitungen (507 km)

NA 3:

Die Netzausbaustufe „NA 3“ umfasst eine ausgebaute Trassenlänge von 826 km, wobei 259 km in der 220 kV-Spannungsebene, 247 km in der 380 kV-Ebene und ca. 320 km als

HGÜ ausgebaut werden. Die überschlägigen Ausbaurkosten betragen 125 bis 210 Mio. €/a. Die Bandbreite der Kosten ergibt sich als Differenz zwischen einer optimistischen und pessimistischen Kostenabschätzung für den Ausbau von HGÜ. Ersterer liegt die Annahme zugrunde, dass die Kapazitätserhöhung in einer bestehenden HGÜ-Trasse lediglich höhere DC-Konverterkosten verursacht. Die zweite Variante bilanziert einen vollständigen Neubau der DC-Trasse inklusive Neuverlegung einer Erdverkabelung. Beide Varianten stellen Extrema dar, zwischen denen sich die tatsächlichen Kosten wahrscheinlich bewegen werden.

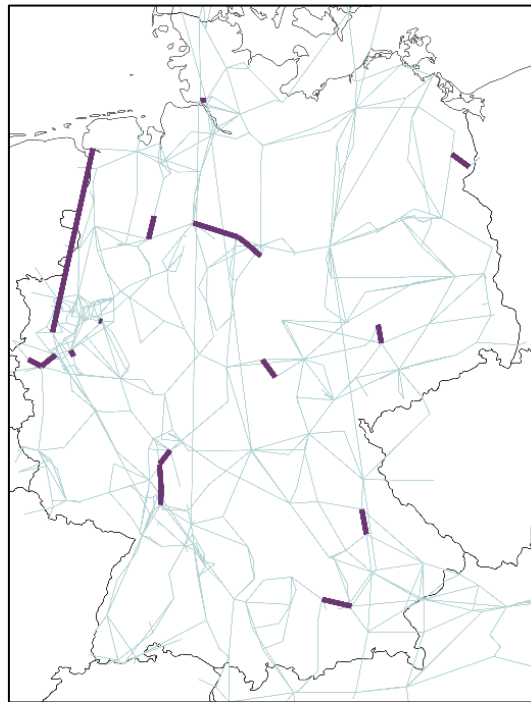


Abbildung 5-14: Netzausbau Stufe 3: 18 AC- & 1 DC-Leitung (826 km)

Ergebnisse:

In erster Linie lässt sich festhalten, dass sich durch den konventionellen Netzausbau eine deutliche Reduktion der Engpassmanagement-Maßnahmen erreichen lässt. Wie in **Abbildung 5-15** zu sehen, werden bis zu 2,5 TWh (NA 3) der abgeregelten Energiemenge integriert. Bezogen auf die netzbedingte Abregelung (siehe Ausführungen zu **Abbildung 5-6**) werden bis zu 65 % dieser reduziert. Im Verhältnis zur gesamten Abregelung (netz- und marktbedingt) findet eine Reduktion um 42 % bzw. 19 % statt.

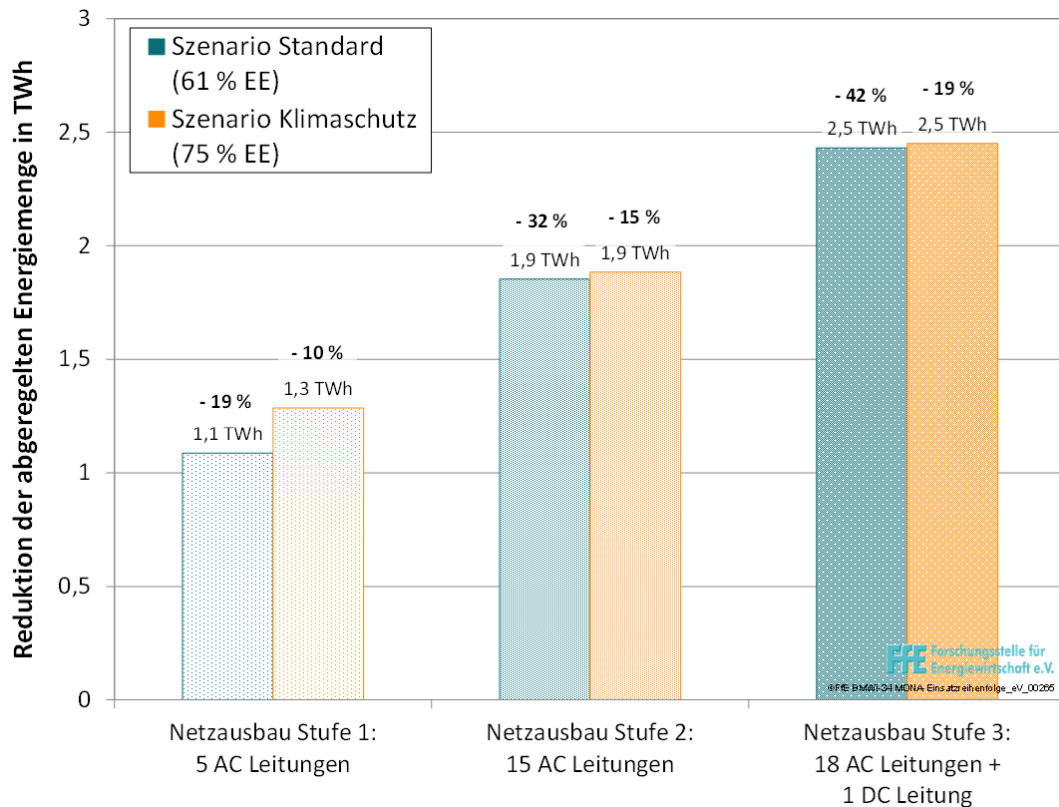


Abbildung 5-15: *Reduktion der abgeregelten Energiemenge durch die untersuchten Netzausbau-Stufen*

Die Reduktion des Redispatchvolumens in **Abbildung 5-16** zeigt die gleiche Tendenz. Im Vergleich der Szenarien ist zu erkennen, dass das Szenario „Klimaschutz“ zunächst in der ersten Stufe des Netzausbaus größere Reduktionen aufweist, ehe es in Stufe 3 hinter das Szenario „Standard“ zurückfällt.

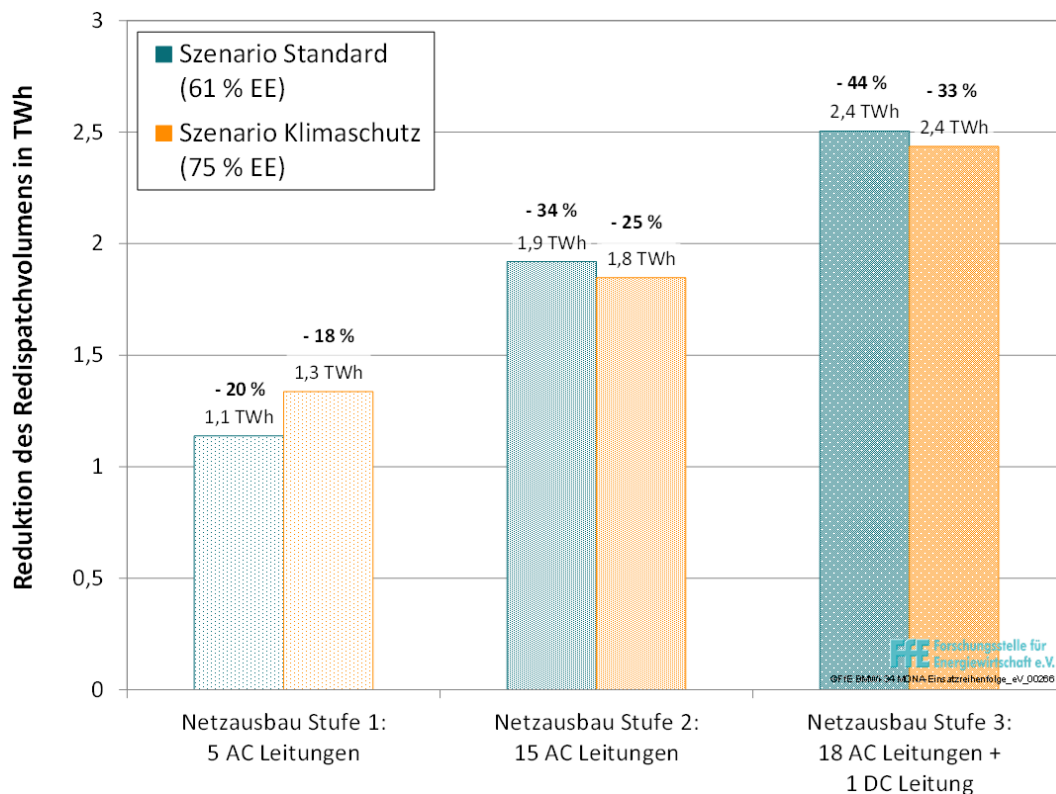


Abbildung 5-16: *Reduktion des Redispatchvolumens durch die untersuchten Netzausbau-Stufen*

Die Ergebnisse bestätigen den zu erwartenden Zusammenhang, dass der Netzausbau einen netzentlastenden Effekt hat und eine zuverlässige Maßnahme zur Reduktion von Engpässen darstellt. Darüber hinaus kann gezeigt werden, dass die Methodik zur Auswahl von stark belasteten Leitungen zu plausiblen Ergebnissen führt.

5.4.3 Engpass-orientierter Wind-Ausbau

In diesem Szenario wird die Möglichkeit untersucht, Netzengpässe durch einen regulierten Wind-Ausbau zu vermeiden, anstatt das Übertragungsnetz auszubauen. Die Auswertung von Simulationsergebnissen der Rahmenszenarien aus Kapitel 5.3 zeigt das charakteristische Auftreten von Netzengpässen im Jahr 2030 zu Zeitpunkten, in denen Windenergie vom Norden nach Süden übertragen wird. In diesem Szenario wird nun die Möglichkeit untersucht, Netzengpässe durch eine veränderte Standortwahl des Windenergie-Zubaus zu reduzieren.

Es werden für dieses Szenario Regularien oder Anreize angenommen, die zu einer Verlagerung des Zubaus von Windkraftanlagen von den windreicheren und ökonomisch sinnvolleren Standorten im Norden in die Nähe der Lastzentren in der Mitte und im Süden Deutschlands führen. Um die gleiche Jahresmenge an Windenergie zu erzeugen, muss aufgrund des geringeren Ertrags eine größere Kapazität installiert werden, was zu höheren Kosten führt. Jedoch steht dem ein geringerer Netzausbaubedarf entgegen.

Basis des Engpass-orientierten Wind-Ausbauszenarios ist das Rahmenszenario „Standard“, das um eine jährliche Windenergieerzeugung von 4 TWh umstrukturiert wird. Dieser Wert entspricht 70 % der abgeregelten Energiemenge im Standard-Szenario. Die Umverteilungslogik basiert darauf, dass die Anzahl an Offshore- und

Onshore-Windenergieanlagen im Norden Deutschlands an Netzknoten mit einer hohen spezifischen Abregelung¹¹ reduziert wird. Stattdessen werden Anlagen mit einer äquivalenten jährlichen Energieerzeugungsmenge in der Mitte und im Süden Deutschlands an Standorten hinzugefügt, die eine niedrige spezifische Abregelung in der Referenzberechnung und gleichzeitig hohe Volllaststundenzahl aufweisen. Die Auswahl der Regionen, die für einen alternativen Zubau nicht zur Verfügung stehen, wird basierend auf einer qualitativen Analyse der Netzengpässe und der Gebiete mit hohen Abregelungsraten getroffen.

Abbildung 5-17 zeigt die sich in Bezug auf das Standard-Szenario verändernden installierten Kapazitäten von WEA im Engpass-orientierten Wind-Ausbauszenario. Hierbei wird der Zuwachs der installierten Kapazität sichtbar. Aufgrund der geringeren Volllaststunden, die eine Starkwindanlage im Süden erzielen würde, wird zur Erreichung eines wirtschaftlichen Betriebs der Bau einer Schwachwindanlage angenommen. Bei der Umstrukturierung wird daher der Zubau von Starkwindanlagen im Norden reduziert und der Zubau von Schwachwindanlagen im südlicheren Deutschland erhöht. Dieser Wechsel der Anlagentechnologie dämpft den Bedarf an zusätzlich installierter Kapazität gegenüber einem Szenario, das eine Umverteilung des gleichen Onshore-Anlagentyps beinhalten würde.

¹¹ Die spezifische Abregelung an einem Netzknoten meint die Abregelung von erneuerbaren Energien pro erzeugter Energiemenge am selben Knoten.

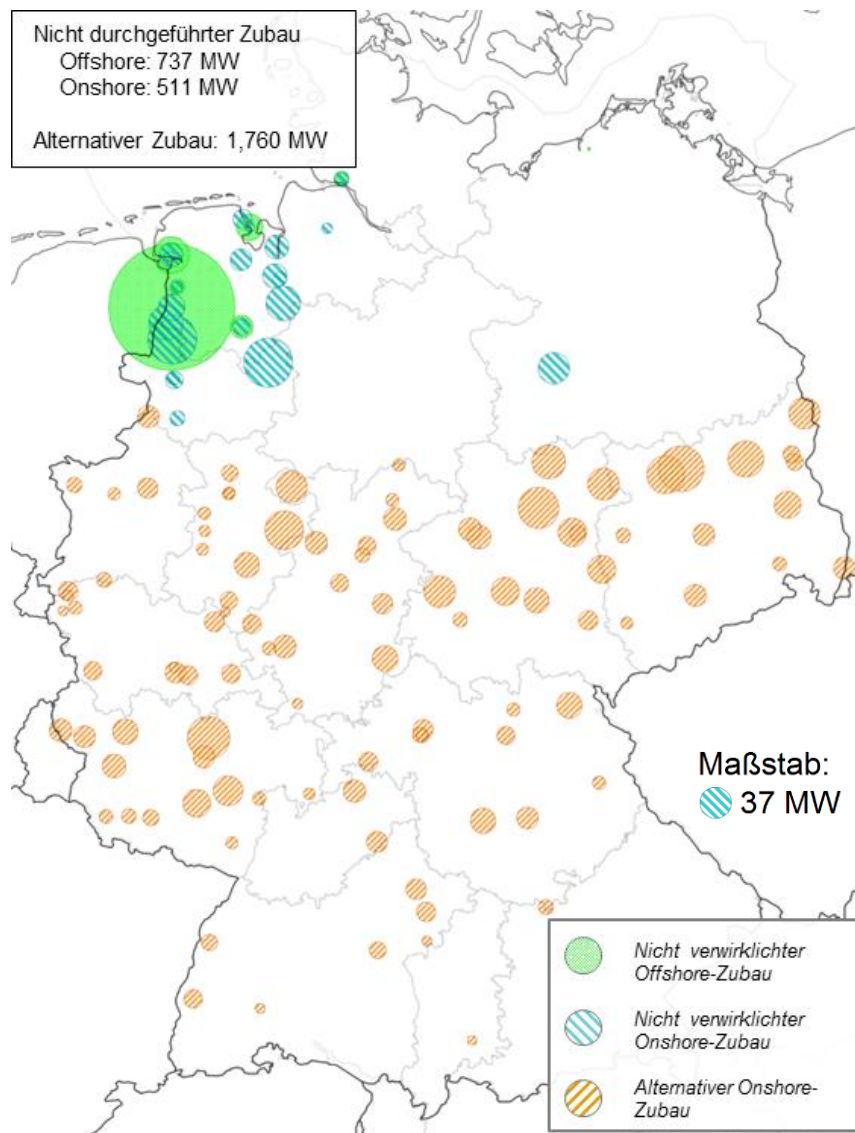


Abbildung 5-17: Regionale Umverteilung des WEA-Zubaus; flächenproportionale Darstellung der Anlagenleistung; Türkis/Grün: Reduktion Onshore/Offshore; Orange: Erhöhung Onshore

Die Kosten des Wind-Ausbauszenarios werden mit Hilfe des „Referenzertragsmodells“ aus dem EEG 2017 /BMWI-11 16/ abgeschätzt. Zunächst wird die mittlere Standortqualität für die umverteilte Onshore-Windenergiemenge ermittelt, indem die Standortqualität an jedem betroffenen Netzknoten gewichtet nach rück- und zugebauter installierter Leistung in die Mittelwertbildung einfließt. Im Mittel sinkt die Standortqualität durch den Engpass-orientierten Wind-Ausbau für die betroffenen Onshore-Windenergieanlagen von ungefähr 100 % auf circa 72 %. Den Zusammenhang zwischen Standortqualität und Kosten stellt nun das Referenzertragsmodell her, siehe dazu **Abbildung 5-18**. Es kann ein Anstieg der durchschnittlichen Einspeisevergütung für die umverteilten 4 TWh Windenergie von circa 25 % ermittelt werden.

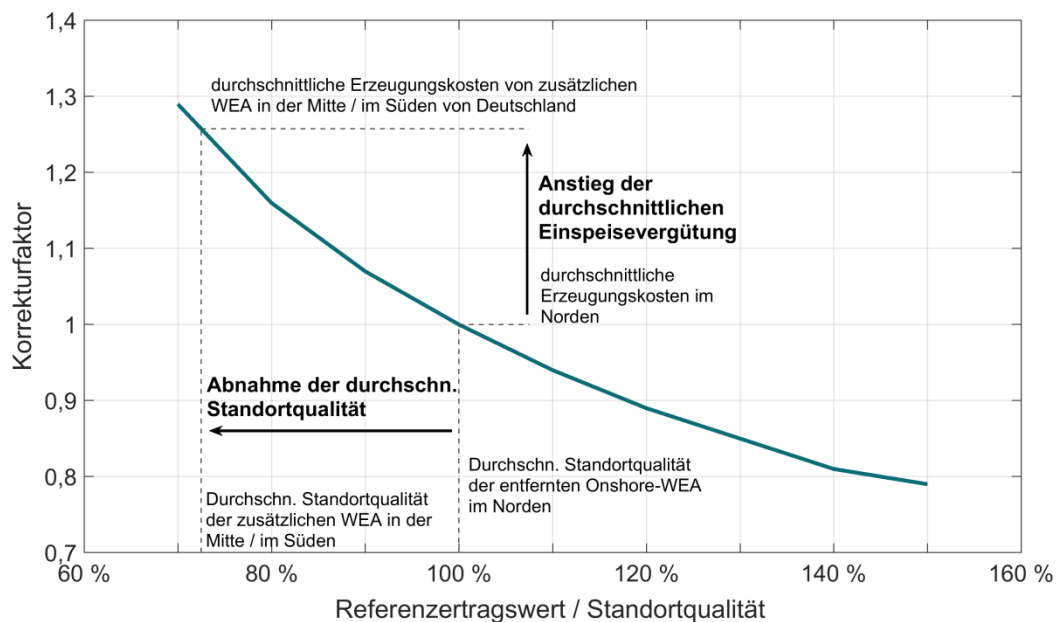


Abbildung 5-18: Korrekturfaktoren im Referenzertragsmodell für die Vergütung von Windeinspeisung an Land in Abhängigkeit von der Standortqualität im EEG 17 / BMWI-11 16/

Als weitere Annahme für die Ermittlung der Kosten für das Wind-Ausbauzenario wird eine Basisvergütung von 5,71 €/MWh für die Einspeisung von Onshore-Wind, basierend auf dem Ergebnis der ersten Ausschreibung „für Wind an Land“ 2017 /BNETZA-08 17/, gesetzt. Vergütungen für Offshore-Wind werden in einer Preisspanne zwischen 5,00 und 6,00 €/MWh¹² festgelegt. Bei diesen Vergütungssätzen wird angenommen, dass die getätigten Gebote die nötigen Investitionen im Falle einer Projektrealisierung decken. Daher werden keine Gewinnmargen oder Preisabschläge durch Brückenfinanzierung berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden Kosten sind damit als Schätzwerte zu interpretieren, die zur Orientierung herangezogen werden können.

Mit der vorherigen Annahme für Einspeisevergütungen und den ermittelten Korrekturfaktoren können die Kosten für das Wind-Ausbauzenario mit folgender Formel berechnet werden:

$$\Delta = G_{\text{onshore,zugebaut}} - (G_{\text{onshore,reduziert}} + E_{\text{offshore,reduziert}} \cdot p_{\text{offshore}}) \quad (7)$$

$$\text{mit } G_{\text{onshore},x} = E_{\text{onshore},x} \cdot p_{\text{onshore}} \cdot f_x \quad (8)$$

Δ [€]:	Differenz der Windeinspeisevergütung zwischen Wind-Ausbau- und Rahmenszenario
G [€]:	Vergütung für Windenergieeinspeisung
E [MWh]:	Erzeugte Energiemenge
p [€/MWh]:	Basisvergütung für Einspeisung von Windenergie
f [%]:	Korrekturfaktor

¹² Werden lediglich die Gebote bei der deutschen Ausschreibung für Offshore-Wind von größer 0 € berücksichtigt, ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von 6 €. Wir führen eine Sensitivitätsanalyse durch, indem wir einen niedrigeren Preis von 5 € ebenfalls bewerten.

Die Vergütung für die Einspeisung der zugebauten 4 TWh Windenergie im Wind-Ausbauzenario wird von der Vergütung für die Einspeisung der im Rahmenszenario reduzierten 4 TWh Windenergie (Onshore und Offshore) subtrahiert. Es ergeben sich für den Engpass-orientierten Wind-Ausbau höhere Vergütungen und somit Kosten von 49 bis 78 Mio. €, je nach Annahme der Vergütung für Offshore-Windeinspeisung. Diese Kosten werden in Kapitel 5.5 den anderen NoM gegenübergestellt.

Abbildung 5-19 zeigt die Reduktion von Abregelung und Redispatch beim Engpass-orientierten Wind-Ausbau gegenüber dem Rahmenszenario. Die Abregelung kann um 1,3 TWh reduziert werden. Zusätzlich zeigt sich eine Verringerung der marktbasierter Abregelung von 0,1 TWh. Diese entsteht durch den erhöhten Export von Windenergie in Nachbarländer, da grenzüberschreitende Leitungen auf Grund einer weniger lokal konzentrierten Windenergieproduktion im Norden und damit gleichmäßiger Erzeugung besser ausgenutzt werden können.

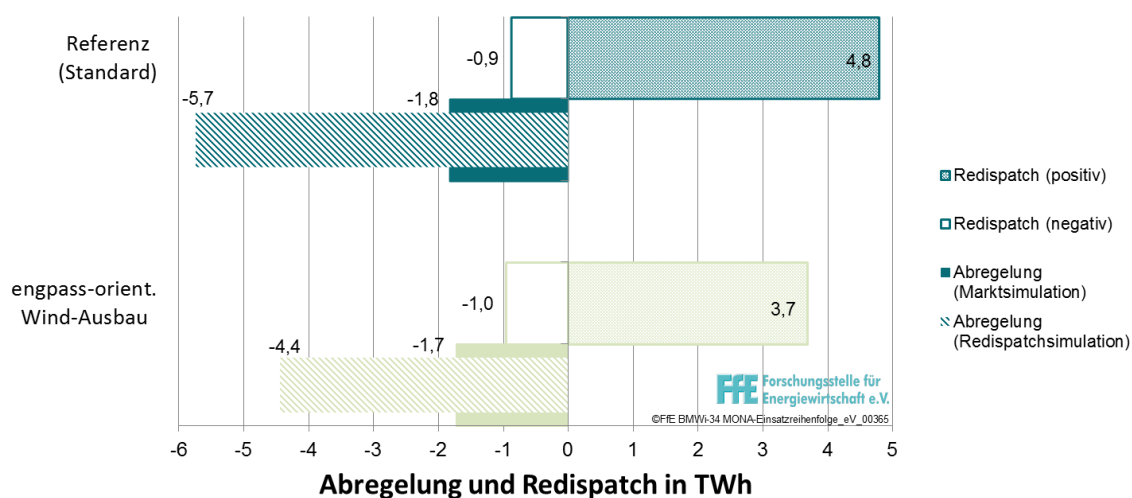


Abbildung 5-19: Redispatch und Abregelung im Szenario Engpass-orientierter Wind-Ausbau.

Für eine detaillierte Betrachtung weiterer Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Engpass-orientierten Wind-Ausbaus und ein Vergleich mit dem konventionellen Netzausbau sei auf /IAEE-01 17/ verwiesen.

5.4.4 Power2Heat in Fernwärmenetzen

Der Zubau von Power2Heat-Anlagen wird für das Jahr 2030 mit 9,2 GW_{el} installierter Leistung angesetzt, was 25 % der installierten Anschlussleistung von Fernwärmenetzen entspricht. Die jährlichen Ausbaurkosten dafür belaufen sich auf circa 58 Mio. €. Details zum Power2Heat-Szenario sind im Basisdatenbericht beschrieben.

Die netzoptimierende Wirkung von Power2Heat wird mit zwei verschiedenen Simulationsläufen bewertet. Zum einen werden Power2Heat-Anlagen in einem herkömmlichen Ansatz am Markt, getrieben von der Strompreisbildung im Marktgebiet DE/AT, eingesetzt. Zum anderen wird der P2H-Einsatz bei Nodal-Pricing, der Nutzung von Strompreisen an den einzelnen Netzknoten, untersucht.

Die Reduktion der abgeregelten Energiemenge aus Erneuerbaren Energien bei beiden Marktdesigns zeigt **Abbildung 5-20** für die Rahmenszenarien „Standard“ und „Klimaschutz“.

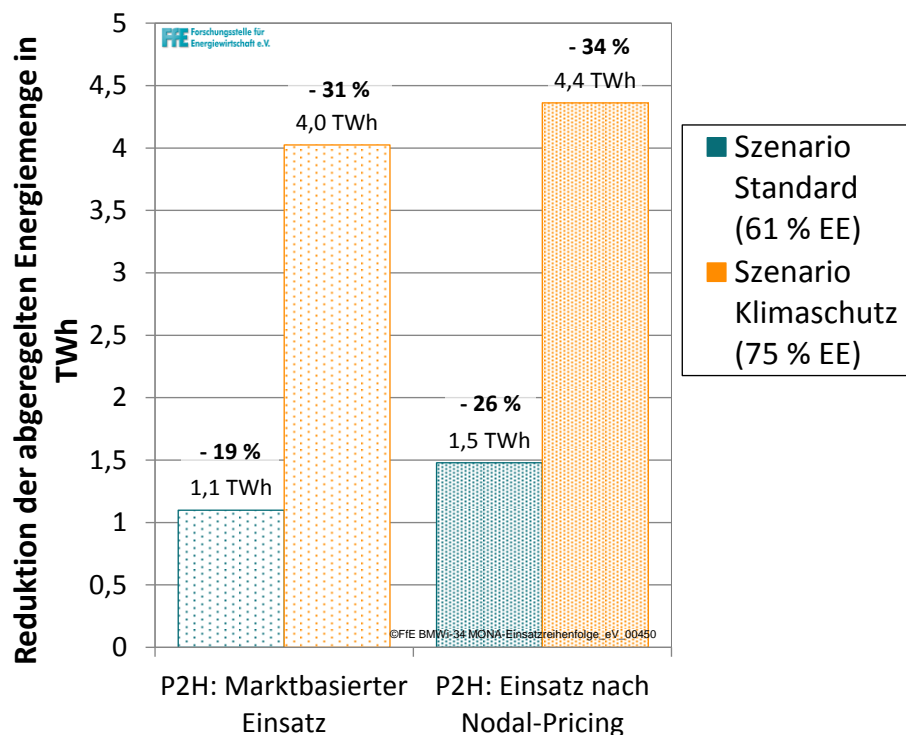


Abbildung 5-20: *Reduktion der abgeregelten Energiemenge durch Power2Heat nach marktbasierterem und Nodal-Pricing Einsatz*

In allen Szenarien können durch den Einsatz von P2H mehr Erneuerbare Energien in das Energiesystem integriert werden. Jedoch können durch das Marktdesign „Nodal Pricing“ jeweils ca. 0,4 TWh mehr Erneuerbare Energien eingebunden werden. Dies ist auf die Berücksichtigung lokaler Strompreise zurückzuführen, welche die Auslastung des Netzes repräsentieren und somit den Einsatz von Power2Heat netzdienlich steuern können. Netzengpässe auf Grund von P2H-Einsatz werden auf diese Weise vermieden, was durch marktgetriebenen Einsatz von P2H nicht gewährleistet werden kann.

Im Szenario „Klimaschutz“ weist der Einsatz von P2H mit 4,0 TWh Reduktion an Abregelung eine besonders systemdienliche Wirkung auf. Dies ist auf den größeren Anteil Erneuerbarer Energien am Verbrauch und den verhältnismäßig höheren Kosten für Brennstoffe und Emissionszertifikate gegenüber dem Szenario „Standard“ zurückzuführen.

Abbildung 5-21 illustriert im Vergleich die durch P2H umgesetzte elektrische Energie, aggregiert auf Netzregionen bei marktgetriebenem Einsatz und bei netzoptimierendem Einsatz („Nodal-Pricing“).

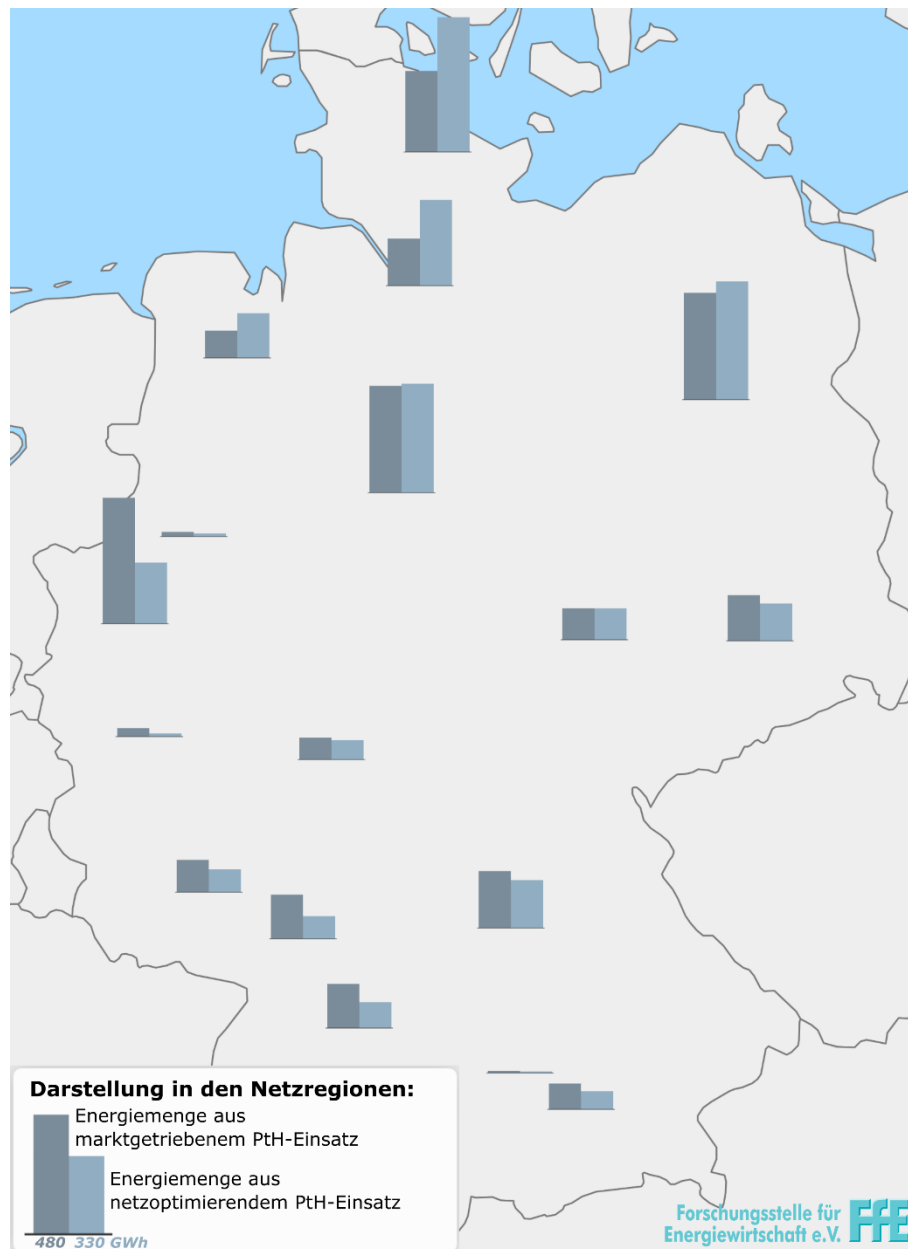


Abbildung 5-21: *Regionaler Vergleich der durch Power2Heat umgesetzten elektrischen Energiemenge bei einem marktgetriebenem und einem Nodal-Pricing Einsatz; Szenario Standard*

Die Netzregionen lassen sich charakteristisch in die Gebiete „Norden und nördlicher Osten“ (kurz: Nord-Ost) und „Süden mit südlichem Westen“ (Süd-West) unterteilen: Im nord-östlichen Deutschland wird bei netzoptimierendem P2H-Einsatz mehr Energie in P2H-Anlagen in Wärme umgesetzt als bei marktgetriebenem P2H-Einsatz. Insbesondere in Schleswig-Holstein ist ein großer Unterschied zu erkennen. Dies ist auf oftmals niedrigere Strompreise an den dortigen Netzknoten aufgrund von Netzengpässen weiter süd-westlich des Knotens zurückzuführen. Analog zu den europäischen Strompreiszonen kommt es bei einem Netzengpass zu einem mit dem „Market-Split“ vergleichbaren Vorgang, woraus sich niedrigere nodale Preise oberhalb des Engpasses und umgekehrt höhere unterhalb des Engpasses ergeben. Im Süd-Westen würde bei einem „Nodal-Pricing“ der Einsatz von P2H aufgrund höherer lokaler Strompreise geringer sein als bei einem marktgetriebenen Einsatz. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass durch den

alleinig marktgetriebenen Einsatz von P2H-Anlagen im Süd-Westen Deutschlands zusätzliche Netzengpässe entstehen können.

5.4.5 Demand-Response in der Industrie

Industriebetriebe können durch Lastverschiebung oder gesteuerten Produktionsausfall in energieintensiven Prozessen und bei Querschnittstechnologien netzdienliche Effekte erzielen. Das verfügbare Potenzial von DR beläuft sich in diesem Szenario auf 2,2 GW in energieintensiven Prozessen und 1,6 GW in Querschnittstechnologien. In /FFE-05 16/ und /FFE-04 16/ werden nähere Informationen zu technisch verfügbaren Potenzialen in DR und Restriktionen in deren Abruf gegeben.

Abbildung 5-22 zeigt analog zum Einsatz von Power2Heat die Reduktion von abgeregelter Energie bei marktbasierem Einsatz und bei netzdienlichem Einsatz (Nodal-Pricing) für die Szenarien „Standard“ und „Klimaschutz“.

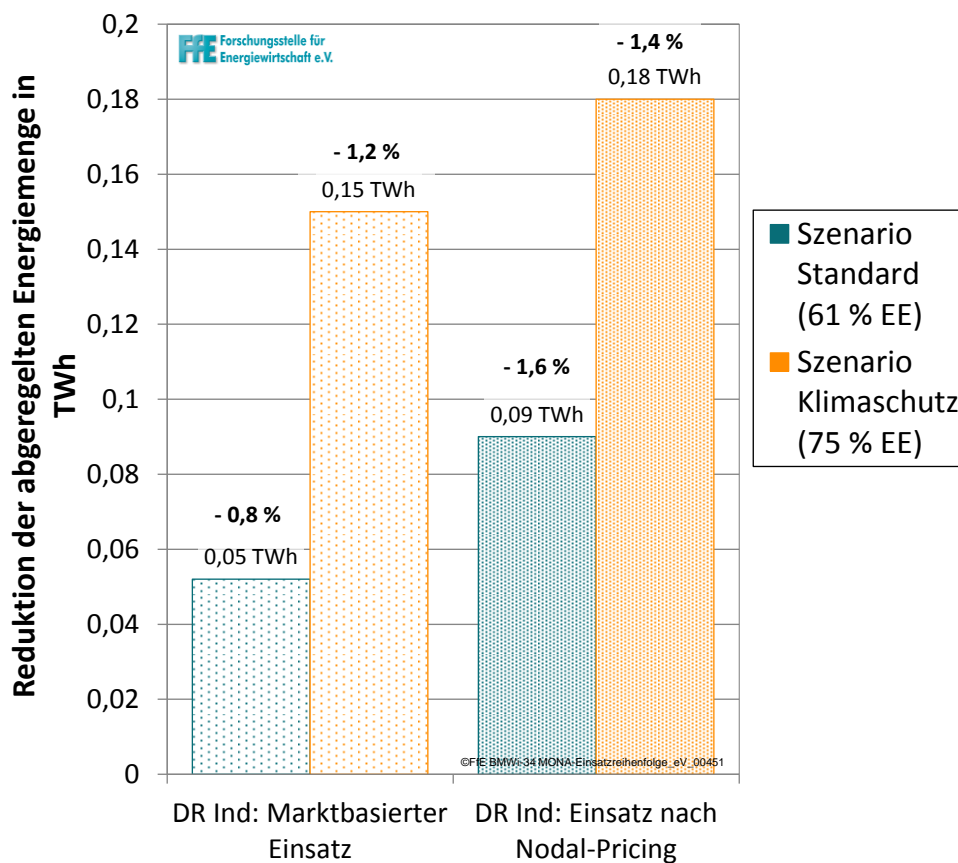


Abbildung 5-22: Reduktion der abgeregelten Energiemenge durch Demand Response in der Industrie nach marktbasierem und Nodal-Pricing Einsatz

Die zusätzliche Integration von Energie aus erneuerbaren Quellen fällt bei Abruf von DR gering aus. Ein netzentlastender Effekt ist zwar zu beobachten, allerdings vernachlässigbar gering. Dies ist zum einen durch die kurzen Verschiebedauern von DR und zum anderen durch die geringen Leistungen zu begründen. Die regionale Verteilung, die sich zum Teil an den großen Industriestandorten im Süden und Westen Deutschlands orientiert, wirkt sich ebenfalls nachteilig auf den netzentlastenden Effekt aus.

Auswirkungen des Einsatzes von DR auf die CO₂-Emissionen werden in Kapitel 5.5 erläutert und mit dem Einsatz von Power2Heat verglichen.

5.5 Vergleich der NoM

Der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen soll eine Einordnung der Auswirkung einer Maßnahme hinsichtlich ihres netzentlastenden Effektes und der dazu notwendigen annuitätischen Kosten für die Maßnahme ermöglichen. Für die NoM „Power2Heat in Fernwärmenetzen“ und „Demand Response in der Industrie“ ist eine Ermittlung des Redispatchvolumens aufgrund der lastverändernden Charakteristik der Maßnahme nicht möglich (siehe Erläuterungen in Kapitel 5.2). In **Abbildung 5-23** findet daher lediglich eine Gegenüberstellung der NoM „Freileitungsmonitoring“ und „Netzausbau“ mit dem „Engpass-orientierten Wind-Ausbau“ statt. Für jede NoM, Ausbaustufe und jedes Szenario repräsentiert eine Blase jeweils einen Berechnungslauf. Die Größe der Blase repräsentiert die flächenproportionalen annuitätischen Kosten für die Maßnahme.

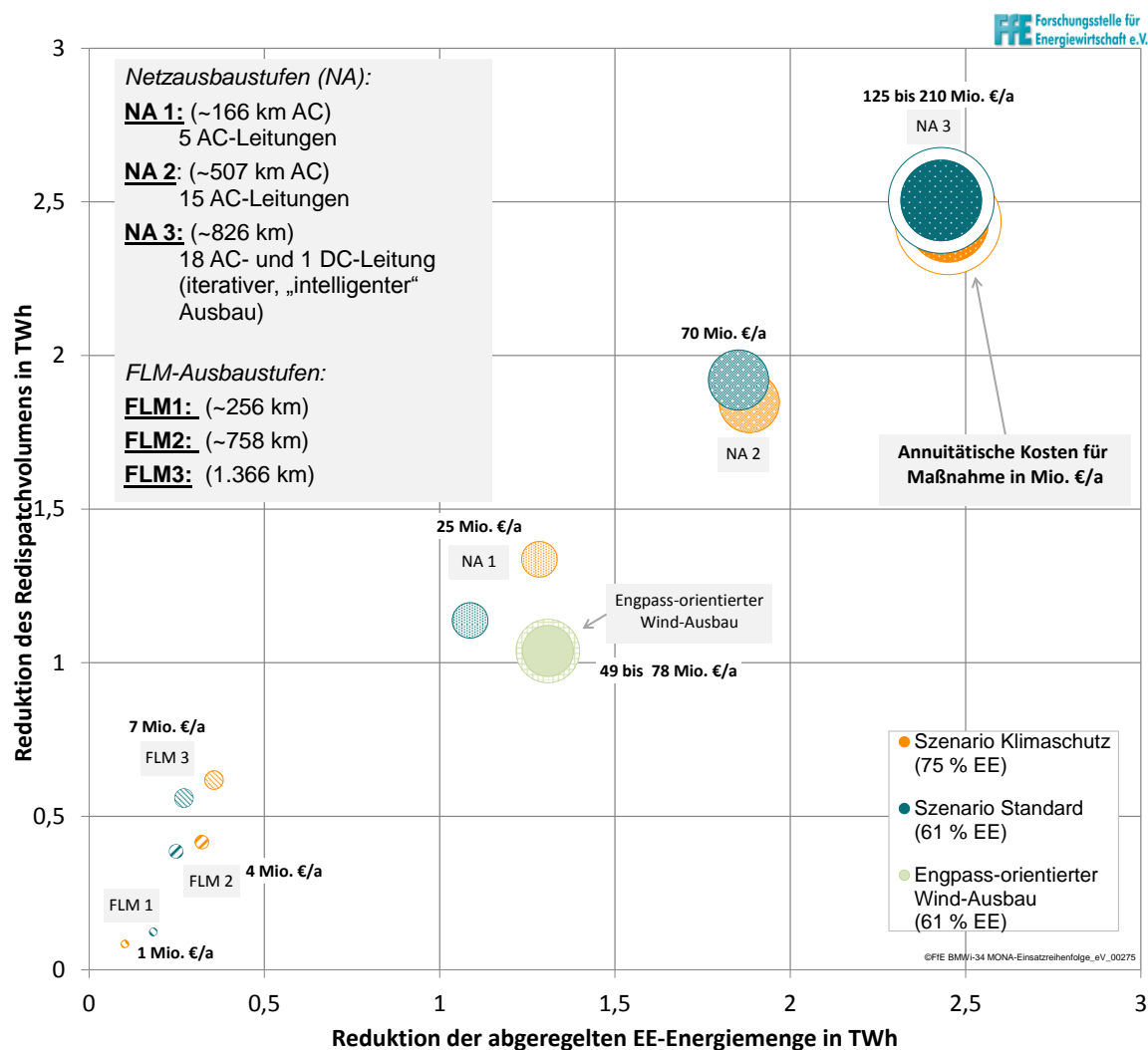


Abbildung 5-23: Vergleich der NoM hinsichtlich der Reduktion der abgeregelten Energiemenge und des Redispatchvolumens im Vergleich zum Referenzfall ohne NoM

Der Vergleich der NoM zeigt, dass FLM sich im Verhältnis zu den anderen NoM durch sehr geringe annuitätische Kosten auszeichnet. Allerdings hält sich auch die netzentlastende Wirkung der Maßnahme in Grenzen, die selbst im Maximalfall (nicht dargestellt), bei einem vollständig erschlossenen Netz, zu nicht mehr als 0,65 TWh Reduktion des Redispatchvolumens führen würde. Ein Monitoring des Gesamtnetzes verursacht annuitätische Kosten von 121 Mio. €/a und ist daher im Vergleich zu den anderen Alternativen nicht kosteneffizient. Das „Kippen“ der Stufe FLM 3 nach links von der Winkelhalbierenden der x- und y-Achse bedeutet, dass zunehmend negativer Redispatch reduziert werden kann. Das Engpassmanagement setzt sich dann zunehmend aus der Kombination von positivem Redispatch und Abregelung zusammen.

Der Engpass-orientierte Wind-Ausbau verhält sich hinsichtlich der netzentlastenden Wirkung ähnlich wie die Netzausbau-Stufe NA 1. Der wesentliche Unterschied liegt in den Kosten, die für den Engpass-orientierten Wind-Ausbau in etwa um das 2 bis 3-fache über den Kosten des Netzausbaus liegen. An dieser Stelle bleibt festzuhalten, dass es sich bei den Kosten um Schätzungen handelt, die sowohl für den Netzausbau als auch für den Ausbau der Erneuerbaren Energien einer großen Unsicherheit unterliegen. Interessant ist hingegen die Betrachtung der technischen Kenngrößen, die beiden Szenarien zugrunde liegen. In NA 1 werden 166 km Trassenneubau durchgeführt, während beim koordinierten Netzausbau zusätzliche 512 MW (siehe Kapitel 5.4.3) Wind-Onshore-Kapazitäten im Vergleich zum Referenzfall installiert werden müssten. Die Lage der Blase, leicht unterhalb der Winkelhalbierenden, zeigt, dass die Umverteilung des Wind-Ausbaus zu einer verhältnismäßigen Erhöhung des positiven Redispatches gegenüber der Abregelung führt. Dies ist durch die Charakteristik der regionalen Verteilung der EE-Erzeugung im Umverteilungsszenario zu erklären, die wiederum zu einer Verschiebung der Netzengpässe führt, die nun häufiger durch negativen Redispatch behoben werden können.

Die weiteren Netzausbaustufen zeigen, dass eine nahezu vollständige Lösung der Netzengpässe zuverlässig durch den weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes erreicht werden kann. Die spezifischen Kosten pro reduzierter TWh an Engpassmanagement-Maßnahmen (Summe aus Redispatch und Abregelung) sind in **Abbildung 5-24** dargestellt.

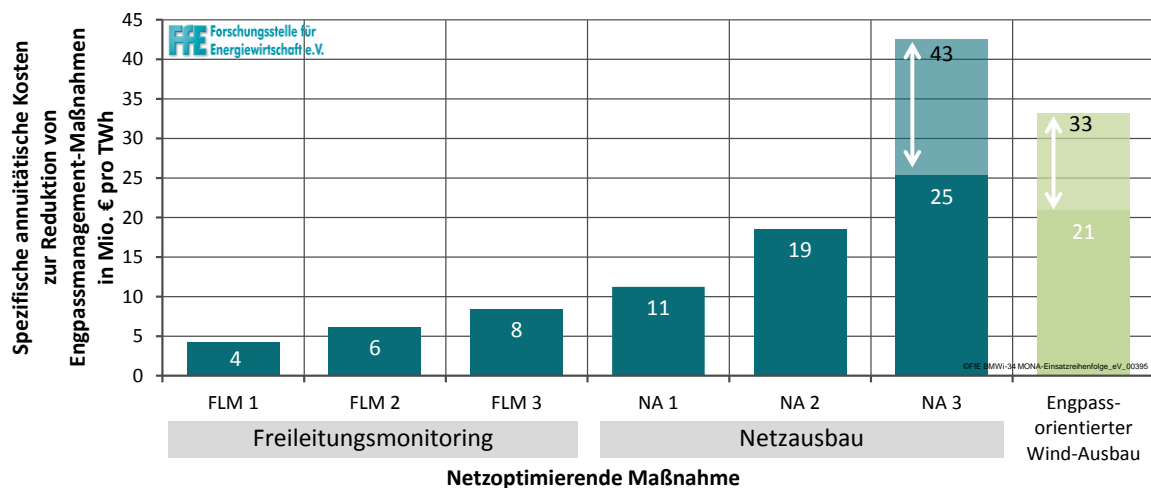


Abbildung 5-24: Spezifische annuitätische Kosten zur Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen für das Szenario „Standard“ und den Engpass-orientierten Wind-Ausbau

Es wird ersichtlich, dass FLM eine sehr kosteneffiziente Maßnahme darstellt. Darüber hinaus zeigen die jeweiligen Stufen der Maßnahmen, dass mit steigender Reduktion von Redispatch und Abregelung auch die Kosten überproportional steigen. Unabhängig vom Grad der Engpassfreiheit des betrachteten Netzes lässt sich daraus ableiten, dass eine vollständige Vermeidung von Engpässen mit hohen spezifischen Kosten für „die letzte MWh“ zu bezahlen wäre. Ob diese Kosten dem systemischen Mehrwert, den eine Integration der letzten MWh abgeregelter Energie aus EE mit sich bringt, entsprechen, ist zu bezweifeln. Diese Erkenntnis unterstreicht die Forderung nach einem Abweichen von der netzplanerischen Maxime des NEP eine „bedarfsgerechte, weitgehend engpassfreie Stromübertragung¹³“ /NEP-01 17/ zu gewährleisten. Eine weiterführende Diskussion der Vor- und Nachteile eines engpassfreien Übertragungsnetzes im aktuellen Marktdesign ist in Kapitel 5.6 zu finden.

Einen alternativen Ansatz zur Reduktion von Netzengpässen stellen die lastverändernden NoM „Power2Heat in Fernwärmenetzen“ (P2H) und „Demand-Response in der Industrie“ (DR Ind) dar. Diesen kommt in den betrachteten Szenarien eine Doppelrolle zu: Zum einen können sie die marktbedingten Überschüsse von EE-Strom integrieren und Strompreisdifferenzen nutzen. Zum anderen kann ein netzdienlicher Einsatz zu einer Verringerung von Engpässen im Übertragungsnetz führen. **Abbildung 5-25** veranschaulicht die Reduktion der abgeregelten EE-Energiemenge und die Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber den Referenzfall ohne NoM. Dabei wird zwischen zwei Optionen in der Einsatzsystematik der NoM unterschieden: „Markteinsatz“ steht für eine Netzsimulation, die den marktbasieren Einsatz von P2H oder DR und deren Auswirkung auf das Übertragungsnetz abbildet; „Nodal-Pricing“ steht für einen netzdienlichen Einsatz der NoM, da sie in der Simulation zur Lösung von Netzengpässen eingesetzt werden können. Die Grundlage stellt hier der „Nodal-Pricing“-Ansatz dar,

¹³ Durch die im Netzentwicklungsplan antizipierte Spitzenkappung und den glättenden Effekt der Simulation in stündlicher Auflösung findet bereits im aktuellen Planungsprozess eine Aufweichung dieses Kriteriums statt.

der in Kapitel 5.2 genauer beschrieben und in Kapitel 5.6 diskutiert wird. Analog zur obigen Abbildung repräsentiert jede Blase einen Berechnungslauf. Die Blasengröße ist in diesem Fall flächenproportional zur Reduktion der Gesamtkosten zur Strom- und Wärmebereitstellung durch die NoM. Hier sind auch die annuitätischen Kosten zum Ausbau der NoM enthalten.



Abbildung 5-25: Emissionsreduktion und Reduktion der abgeregelten EE-Energiemenge bei Optimierung mit den lastflexibilisierenden NoM „P2H“ und „DR Ind“ im Vergleich zur Referenz

Die annuitätischen Kosten der Maßnahme DR Ind belaufen sich auf 3,3 Mio. €/a, während für P2H Kosten für den Ausbau der Maßnahme in Höhe von 58 Mio. €/a anfallen. Diese großen Unterschiede sind durch das begrenzte technische Potenzial zur Flexibilisierung von Industrieunternehmen begründet, während die installierte Kapazität von Power2Heat in Fernwärmenetzen aus technischer Sicht theoretisch keine Potenzialgrenze kennt. Demand-Response in der Industrie wird in erster Linie zur Glättung der Residuallast eingesetzt und führt damit teilweise auch zu einer Integration Erneuerbarer Energien. Der Unterschied zwischen dem marktbasieren und dem „Nodal-Pricing“ Einsatz von DR Ind liegt im Bereich der modellbedingten Ungenauigkeit und lässt den Rückschluss zu, dass weder eine netzbelastende noch -entlastende Wirkung durch diese Maßnahme zu erkennen ist. Die Kosteneinsparungen ergeben sich neben der EE-Integration zum Teil auch aus den positiven Wechselwirkungen mit dem konventionellen Kraftwerkspark. Hier werden Teillastzustände oder das An- und Abfahren unflexibler Kraftwerke verhindert. Insbesondere in einem Regime mit geringeren Anteilen Erneuerbarer Energien kann dies auch zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen führen. Eine detaillierte Untersuchung ist in /FFE-04 16/ durchgeführt worden.

Besonders interessant ist die Differenz in der Reduktion der Gesamtkosten zwischen „Markteinsatz“ und „Nodal-Pricing“ im Szenario „P2H Standard“: Hier zeigt sich, dass ein marktgetriebener Einsatz von Power2Heat zu einer Erhöhung der Gesamtkosten um

6,3 Mio. €/a führen würde, während ein Einsatz unter Berücksichtigung der Netzrestriktion einen Mehrwert für das System bietet. Dieser Effekt ist damit zu erklären, dass ein rein marktorientierter Einsatz von Power2Heat zu Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien zu einer Erhöhung des Nord-Süd-Transportbedarfes führen würde und damit Netzengpässe verursacht. Die Folge wären Engpassmanagement-Maßnahmen, in etwa durch den positiven Redispatch teurer Gaskraftwerke im Süden Deutschlands, deren Einsatz dann zur Gewährleistung des marktbasiereten P2H-Einsatzplans benötigt wird.

Der höhere Anteil Erneuerbarer Energien am Verbrauch, der größere Anteil von PV an der EE-Stromerzeugung und die höheren Brennstoff- sowie CO₂-Zertifikatspreise im Szenario „Klimaschutz“ zeichnen ein deutlich positiveres Bild für den Einsatz von P2H zur Netzentlastung. Ein marktbasierter Einsatz von 9,2 GW_{el} P2H-Kapazität führt zu einer Reduktion der Abregelung um 4 TWh, während der netzdienliche Einsatz weitere 0,4 TWh reduziert und zu zusätzlichen Einsparungen von ca. 40 Mio.€/a im Jahr führt. Für ein Regime mit hohen Überschüssen aus Erneuerbarer Erzeugung, die bereits marktseitig nicht integriert werden können (siehe Abbildung 5-6), erscheint die Maßnahme P2H somit als sehr vorteilhaft.

Weiterführende Szenariorechnungen, die eine Verdopplung der installierten P2H-Kapazität auf 18,4 GW_{el} beinhalten, zeigen, dass weitere 1,2 TWh Abregelung Erneuerbarer Energien vermieden werden können. Allerdings sinkt die Wirtschaftlichkeit im Einsatzfall „Nodal-Pricing“ von rund 126 Mio. €/a auf 75 Mio. €/a und im Markteinsatz noch deutlicher von rund 86 Mio. €/a auf 0,5 Mio. €/a.

Diese Erkenntnisse aus dem Vergleich zwischen netzdienlichem und marktbasieretem Einsatz legen nahe, dass sich aus Systemsicht regionale Anreize für flexible Verbraucher, die sich jeweils aus den aktuellen Übertragungsnetzengpässen ergeben, als sehr systemdienlich erweisen könnten. Die Implikationen, die sich aus einer solchen Umstellung des Marktdesigns ergeben würden, werden im nachfolgenden Kapitel diskutiert.

5.6 Auswirkungen des Marktdesigns

Das Zusammenspiel des zukünftigen Marktdesigns mit dem Übertragungsnetz kann zum Teil starke Auswirkungen auf die Emissionen und die Kosten des Energiesystems haben. Im Nachfolgenden soll eine Untersuchung des Marktdesigns „Nodal-Pricing“ als Alternative zum bisherigen Marktdesign, dem „Zonal-Pricing“ stattfinden.¹⁴

Grundsätzlich unterscheidet sich das „Nodal-Pricing“ vom klassischen Marktdesign insofern, dass Netzrestriktionen in den Kosten zur Stromversorgung jedes einzelnen Netzknotens inhärent sind. Dadurch findet bereits marktseitig eine Einsatzplanung statt, welche die innerdeutschen Netzrestriktionen berücksichtigt. Das „Nodal-Pricing“

¹⁴ Im Rahmen der Bewertung der Maßnahmen Power-to-Heat und Demand Response in der Industrie wird dieser Ansatz angewendet. Für die folgenden Analysen findet eine Betrachtung ohne Berücksichtigung von neuartigen Flexibilitätsoptionen statt, um die Wechselwirkungen isoliert darstellen zu können.

kann somit auch als marktbasierendes Engpassmanagement beschrieben werden. Im öffentlichen Diskurs um die kostenoptimale Ausgestaltung des Netzausbaus wird oftmals angeführt, dass ein „Nodal-Pricing“ bzw. Nodalpreise /DIW-01 11/ oder eine regionale Preiskomponente /FAU-01 15/ sowohl unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten das kostengünstigere Marktdesign darstellen könnte, als auch die Netzauslastung erhöhen und damit den Netzausbaubedarf drastisch verringern würde. Zudem würde das bisherige Marktdesign in Verbindung mit dem geplanten Netzausbau zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen führen /DIW-03 16/. Dieser Diskussion lassen sich durch die Erkenntnisse aus den Modellrechnungen folgende Punkte hinzufügen:

5.6.1 Kosten

In **Abbildung 5-26** wird ersichtlich, dass die Kosten zur Engpassbewirtschaftung innerhalb Deutschlands und Österreichs im Falle des „Nodal-Pricings“ rund 30 % unter den Kosten der klassischen, modellierten Redispatch-Kaskade in Verbindung mit dem heutigen Marktdesign liegen.

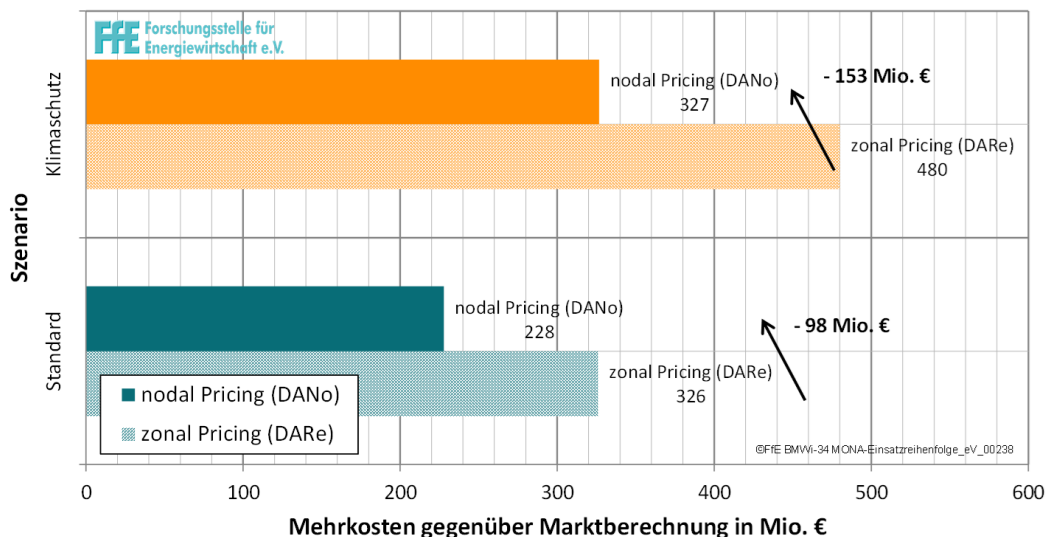


Abbildung 5-26: Gegenüberstellung: „Zonal Pricing“ mit Redispatch-Kaskade und „Nodal Pricing“ – Mehrkosten gegenüber Marktberechnung

Besonders relevant ist an dieser Stelle jedoch die Einordnung der Kosten. Selbst bei den hohen Erzeugungskosten des Szenarios „Klimaschutz“ steht eine Differenz von rund 150 Mio. € zwischen den Marktdesigns. Diesen stehen ca. 11 Mrd. € pro Jahr gegenüber, die als Grenzkosten für die gesamte Strom- und Fernwärmebereitstellung in der Modellrechnung zu bilanzieren sind. Nichtsdestotrotz ist zu diskutieren, ob die Hebung dieser Effizienzpotenziale eine sinnvolle Maßnahme darstellen kann. Eine Empfehlung unter Einbezug aller wirtschaftlichen Faktoren, wie Umverteilungseffekte, soll an dieser Stelle nicht gegeben werden. Als Beispiel für die vielfältigen Auswirkungen auf die Marktteilnehmer kann jedoch die Situation der konventionellen Kraftwerke dienen:

So würde aus wirtschaftlicher Sicht eine Umstellung auf „Nodal-Pricing“ für die Betreiber konventioneller Kraftwerke eine starke Veränderung hinsichtlich des Wertes ihres Anlagenparks bedeuten. Wirtschaftliche Kraftwerkstechnologien an aus Übertragungsnetz-Sicht ungünstigen Standorten, sprich in einem Gebiet der Überspeisung, würden nun in ihrer Profitabilität sinken. Währenddessen würden unwirtschaftli-

che Kraftwerke an günstigen Standorten, sprich Standorte, die sich aus Sicht des Stromflusses hinter dem Netzengpass befinden, nun profitabel betrieben werden können. Dieser Effekt ist umso bedeutender, je mehr Engpässe im Übertragungsnetz – beispielsweise durch einen verlangsamten Netzausbau – auftreten. Dementsprechend inhomogener wären die nodalen Strompreise in Deutschland.

Vor dem Hintergrund des langfristigen Planungshorizonts im Kraftwerksbau würde eine nodale Preisstruktur zu einer Erhöhung der Unsicherheit für Investitionen führen, da nun die Geschwindigkeit und der Umfang des Netzausbaus zusätzlich zu antizipieren wäre. Daraus können sich sowohl Risiken als auch neue Geschäftsfelder entwickeln.

Darüber hinaus ist es vor dem Hintergrund eines stetig voranschreitenden Ausbaus Erneuerbarer Energien bis hin zu mindestens 80 % im Jahr 2050 zu hinterfragen, inwiefern ein „Nodal-Pricing“ Marktansatz die gewünschten Anreize für einen kosteneffizienten Ausbau und Betrieb Erneuerbarer setzen kann.

5.6.2 Emissionen

Inwieweit ein einheitlicher Marktpreis unter Beibehaltung der jetzigen Redispatch-Kaskade zu einer Reduktion oder Erhöhung der Emissionen führen kann, stellt ebenfalls ein umstrittenes Thema dar. Unter jetzigen Bedingungen wirkt sich ein Redispatch meist CO₂-mindernd aus, da die Erzeugungsstruktur in Deutschland vor allem von emissionsintensiven Kraftwerken im Nord-Osten geprägt ist, die bei einem Netzengpass der Nord-Süd-Verbindung durch negativen Redispatch ihre Erzeugung verringern müssen. Damit lässt sich das Argument, dass ein Nodal-Pricing in Kombination mit einer Vermeidung von Netzausbau zu einer Verringerung von Emissionen führen würde, durchaus bestätigen. Der dafür zu zahlende volkswirtschaftliche Preis wäre jedoch eine Erhöhung der Stromgestehungskosten aufgrund des verstärkten Einsatzes von Kraftwerken mit höheren Grenzkosten und eine Erhöhung der Abregelung Erneuerbarer Energien.

In Zukunft wird sich dieser Zusammenhang bei steigendem Ausbau der Erneuerbaren Energien umkehren: Wie in Kapitel 5.3.2 analysiert, wird sich der Anteil des negativen Redispatches deutlich reduzieren, da Engpässe meist zu Zeiten hoher Erzeugung Erneuerbarer Energien stattfinden und sich kaum gleichzeitig konventionelle Kraftwerke am Netz befinden. In Abbildung 5-6 wird gezeigt, dass dieser Punkt in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2030 bereits erreicht wird. Damit ist die Beseitigung der Engpässe, ob nun durch Redispatch und Abregelung oder durch ein „Nodal-Pricing“-Marktdesign, per se immer emissionsintensiver als ein engpassfreies Netz.

Der Rückschluss, dass Netzausbau auf lange Sicht zur Integration Erneuerbarer Energien und damit – unabhängig vom Marktdesign – zur Emissionsreduktion und Gesamtkostenreduktion beiträgt, lässt sich auch anhand von Modellrechnungen bestätigen. Sowohl in der Berechnung unter Anwendung von „Nodal-Pricing“ als auch im klassischen Marktdesign reduziert der Netzausbau der Stufe 2 die Systemgesamtkosten um rund 80 Mio. € pro Jahr gegenüber dem jeweiligen Referenzfall. Die Unterschiede zwischen den beiden Verfahren liegen im Bereich von weniger als 5 Mio. €.

Aus Emissionssicht bleibt zu klären, welches Marktdesign in einem zukünftigen Energiesystem, das sich bereits in einem nahezu engpassfreien Zustand befindet, zu bevorzugen ist. **Abbildung 5-27** zeigt die Unterschiede im Einsatz der verschiedenen

Erzeugungstechnologien. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Falle „Nodal-Pricing“ in beiden Szenarien kein Einspeisevorrang für EE-Strom angesetzt wird, während es nach zonal-Pricing mit anschließenden Engpassmanagement-Maßnahmen der Fall ist. Da es sich bei den dargestellten Werten um teilweise sehr kleine Differenzen zwischen den Simulationsläufen handelt, sei auf die Rechenungenauigkeit, die sich im Bereich von 20-40 GWh der dargestellten Jahressummen bewegt, verwiesen.

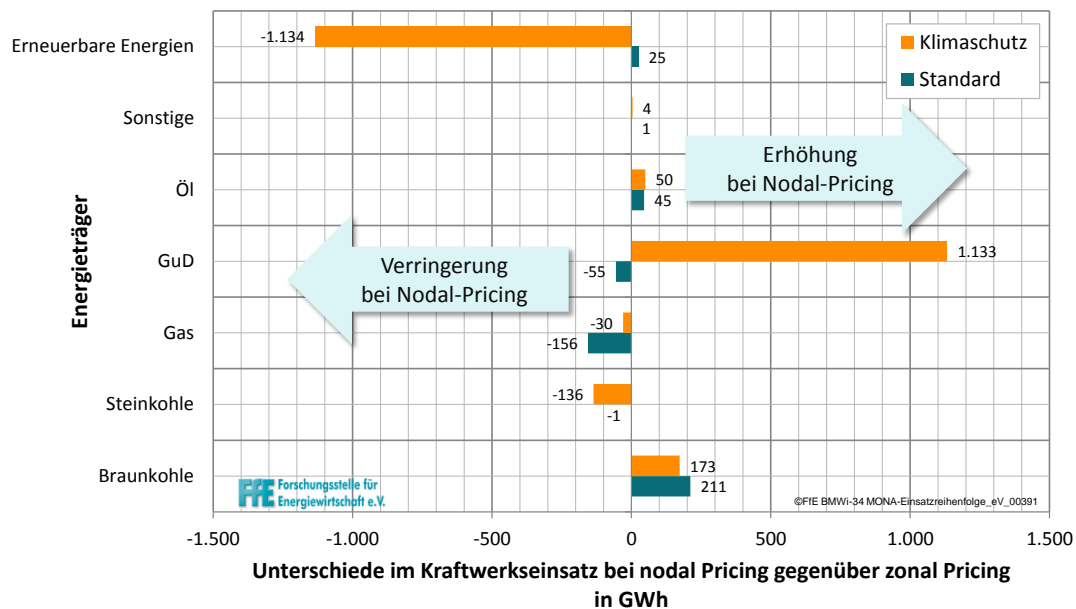


Abbildung 5-27: *Einsätze der Energieträger im Vergleich der Marktdesigns „Nodal Pricing“ und dem Status-Quo („zonal Pricing“ mit Redispatchkaskade)*

Die Analyse der Einsätze zeigt sehr deutlich, dass emissionsintensive Technologien, wie beispielsweise die Braunkohle-Kraftwerke, im „Nodal-Pricing“ häufiger zum Einsatz kommen, als nach der klassischen Redispatch-Kaskade. Dies liegt in der Anwendung des Redispatches und der Abregelung begründet. Grundlegendes Vorgehen ist hier, dass eine Abregelung Erneuerbarer Energien zur Lösung von Netzengpässen nur als letzte Möglichkeit herangezogen werden darf. Zuvor wird eine Lösung des Netzengpasses durch konventionelle Kraftwerke angestrebt. Im „Nodal-Pricing“ Marktdesign, bei dem Erneuerbare Energien mit Kosten von 0 €/MWh eingehen, kann die Vermeidung eines Startvorganges von unflexiblen konventionellen Kraftwerken günstiger als das Abregeln Erneuerbarer sein und damit zu einer Emissionserhöhung führen. Dieser Effekt ist gemäß den Tendenzen aus Abbildung 5-27 häufiger zu erkennen und führt zu einer Emissionserhöhung im Marktdesign „Nodal-Pricing“.

5.6.3 Sektorkopplung und Dekarbonisierung

In Hinblick auf die Untersuchungen aus Kapitel 5.4.4 ist festzuhalten, dass ein Einsatz von lastflexibilisierenden Verbrauchern, wie z. B. Power2Heat, in beiden Marktdesigns zu einer Emissionsminderung führt. Zur Implementierung einer übertragungsnetzdienlichen Fahrweise mit einer entsprechenden Kostenreduktion birgt der „Nodal-Pricing“-Ansatz durchaus Potenzial. In Abbildung 5-25 wird dieser Unterschied für die Szenarien „Standard“ und „Klimaschutz“ ersichtlich. Da es von Seiten des Regulators keine verbindliche Regelung zum netzdienlichen Einsatz von P2H im aktuellen Marktdesign

gibt, wurde von einer Modellierung abgesehen. Die Ergebnisse aus Abbildung 5-21 legen jedoch nahe, dass ein regionales Preissignal für flexible Verbraucher, das unter anderem durch die Einführung einer weiteren Strompreiszone in Deutschland gesetzt werden könnte, zu einer kosteneffizienteren Integration von Erneuerbaren Energien führen würde. Auch unter Vernachlässigung der Wechselwirkung mit dem Übertragungsnetz kann gezeigt werden, dass sich der Ausbau von P2H aus Systemsicht zur vorteilhaften Einführung von Strom in den Wärmemarkt nutzen lässt /FFE-04 16/. Durch die marktbasierende Sichtbarkeit solcher Anreize könnte der P2H-Ausbau zu einem frühen Zeitpunkt auf dem langen Weg der durch Sektorkopplung geprägten Dekarbonisierung und unter Nutzung marktwirtschaftlicher Effizienz gelingen.

Es wurde gezeigt, dass der angenommene Netzausbau (basierend auf NEP und TYNDP) nicht ausreichend ist, um die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt in ganz Deutschland effizient zu ermöglichen. Je nach Marktdesign kann die Nutzung von P2H sogar zu einer Verschärfung der Netzengpässe führen. Vielmehr zeigen die Berechnungen, dass die Bereitstellung eines engpassfreien Netzes einen Baustein zur Verringerung der CO₂-Emissionen im Bereitstellungssektor darstellen kann.

Neben Power2Heat gilt Power-to-Gas als möglicher Baustein der nationalen Dekarbonisierungsstrategie. Analog zu P2H könnte der Strombezug dieses flexiblen Verbrauchers zur Netzentlastung eingesetzt werden. Eigene Untersuchungen in /FFE-04 16/ zeigen jedoch, dass die Wirtschaftlichkeit von P2G-Anlagen im Jahr 2030 im Gegensatz zu P2H nicht erreicht werden kann. Die Studie „KonstGas“ /DBI-01 17/ kommt zum Schluss, dass positive Wechselwirkungen von P2G mit dem Übertragungsnetz, wenn überhaupt, erst ab dem Jahr 2050 zu erwarten sind. Die Hemmnisse, die eine frühere Durchdringung dieser Technologie für einen netzdienlichen Einsatz verhindern, ergeben sich aus dem beschränkten Beimischungsanteil von Wasserstoff im Erdgasnetz an netzentlastenden Standorten und dem Anteil Erneuerbarer Energien am Verbrauch. So wird laut Studie erst ab einem Wert von 80 % EE-Anteil die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit erreicht /DBI-01 17/. Ein Ausblick, der sich mit der Rolle des Übertragungsnetzes auf dem Weg in ein dekarbonisiertes Energiesystem im Zeitraum nach 2030 auseinandersetzt, ist in Kapitel 5.7 zu finden.

5.7 Ausblick: Der geplante Übertragungsnetzausbau – Nur ein erster Schritt?

Die Untersuchungen zeigen, dass die Integration Erneuerbarer Energien bis 2030 in erster Linie durch einen Netzausbau kosteneffizient gelingen kann. Die vorgeschlagenen Ausbauprojekte des Netzentwicklungsplans, bestehend aus Hochspannungs-Gleichstrom-Erdkabeln und Wechselstromfreileitungen, stellen dabei eine Möglichkeit zur Erreichung dieses Ziels dar. Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Forderung nach einem Netzausbau über 2030 hinaus noch Bestand haben wird und wenn ja, in welchem Umfang. Hierzu das folgende Gedankenexperiment:

Laut /HTW 02 16/ läge der Strombedarf des Jahres 2040 für eine vollkommene Dekarbonisierung zwischen 1.320 TWh und 3.000 TWh. Dabei wird von einer verstärkten Kopplung des Stromsektors an die Wärmeversorgung und den Verkehrssektor ausgegangen. Nachfolgend wird nur das 1.320 TWh-Szenario exemplarisch diskutiert, welches durch einen hohen Elektrifizierungsgrad und ambitionierte Effizienzmaßnah-

men geprägt ist /HTW 02 16/. Somit kann dieses Szenario auch als „Elektrifizierungsszenario“ bezeichnet werden. Der Endenergieverbrauch in Form elektrischer Energie in Deutschland liegt hier bei 1.100 TWh¹⁵. Die zusätzlichen Speicher- und Netzverluste in Höhe von rund 20 % dieses Verbrauchs, werden nicht näher betrachtet.

Das Ziel der nachfolgenden Untersuchung liegt darin, zu zeigen, welcher Transportbedarf von Nord- nach Süddeutschland ¹⁶ aufgrund des Residuallastgefälles entsteht. Eine zusammenfassende Darstellung der Zahlen ist in **Abbildung 5-28** zu sehen. Die Analyse ist in fünf Bestandteile aufgegliedert, die nachfolgend erläutert werden:

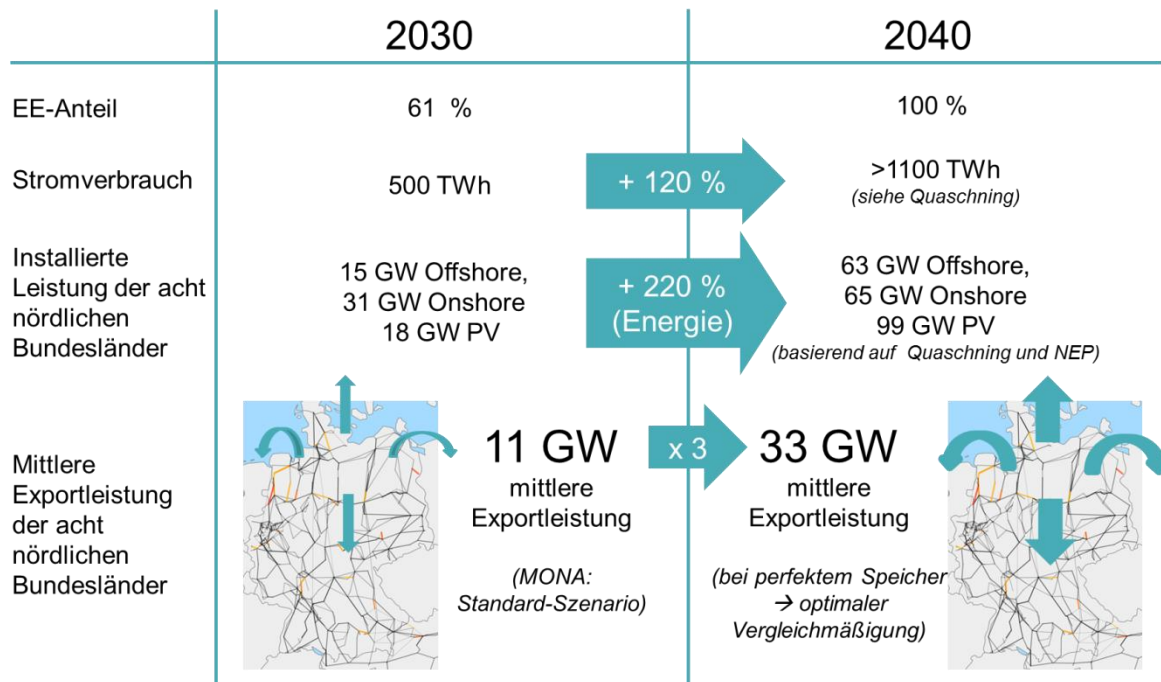


Abbildung 5-28: Die überschlägige Berechnung der Stromexporte aus den acht nördlichen Bundesländern ergibt eine Verdreifachung der mittleren Exportleistung

5.7.1 Erzeugungsleistung Erneuerbarer Energien

Zur emissionsfreien Deckung des Strombedarfs inklusive Verluste von 1.320 TWh werden in /HTW 02 16/ installierte Leistungen für die Erneuerbaren Energieträger von 717 GW in Summe in Deutschland genannt. Durch die Verschneidung mit der Ausbauplanung nach /NEP 02 17/ ergeben sich daraus Bundeslandwerte. Da in dieser Analyse von einem verringerten Strombedarf von 1.320 TWh auf 1.100 TWh (17 %) ausgegangen wird, werden die Kapazitäten entsprechend skaliert. Zur Gewährleistung einer konservativen Abschätzung und aufgrund von Platzgründen beim Wind-Ausbau im Norden wird angenommen, dass in den nördlichen Bundesländern lediglich eine

¹⁵ Zu diesem Verbrauch kommt ein Strombedarf im Ausland in Höhe von 137 TWh hinzu, um „green fuels“ zu produzieren, welche Deutschland importiert. Erst so kann in diesem Szenario ein dekarbonisiertes Energiesystem erreicht werden.

¹⁶ Aufgrund des großen Residuallastgefälles wurden die acht nördlichen Bundesländer: Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Berlin, Bremen und Hamburg für die Untersuchungen ausgewählt.

Verdopplung der Onshore Wind-Leistung stattfindet. Eine Skalierung der Bundeslandwerte nach /NEP 02 17/ würde zu einer Verdreifachung führen. Es ergeben sich 63 GW Offshore -, 65 GW Onshore- und 99 GW PV-Leistung in den acht nördlichen Bundesländern. Wird für Offshore von 4.500 Volllaststunden, 3.000 Volllaststunden für Onshore-Windkraft und 950 Volllaststunden für PV ausgegangen, so ergibt sich eine produzierte elektrische Energie von etwa 573 TWh aus Erneuerbaren Energien in Norddeutschland.

5.7.2 Last

Bei 1.100 TWh beträgt die mittlere Last in ganz Deutschland etwa 126 GW. In /ISI 04 16/ wird die Spitzenlast je Bundesland ausgewiesen. Insgesamt beläuft sich für das Szenario B 2035 die Spitzenlast auf rund 80 GW in ganz Deutschland und für die oben genannten acht Bundesländer in Summe auf rund 20,5 GW, was etwas mehr als 25 % der gesamtdeutschen Spitzenlast entspricht. Wird das Verhältnis der Lasterhöhung von rund 500 TWh (nach NEP) auf 1.100 TWh (Elektrifizierungsszenario) als Skalierung für die Last verwendet, so ergibt sich im nördlichen Teil eine Jahreslast von 278 TWh und eine Spitzenlast von rund 45 GW.

5.7.3 Verknüpfung von Last und Erzeugung

Ein Vergleich zwischen Last und Erneuerbarer Erzeugung zeigt, dass im Elektrifizierungsszenario ein Transportbedarf von 295 TWh aus den oben genannten Bundesländern besteht. Dies entspricht in etwa 60 % des Stromverbrauchs für gesamt Deutschland in Szenario B 2035.

Die Gegenüberstellung von Spitzenerzeugung und der Spitzenlast zeigt auch, dass es zu Exportleistungen in Höhe von 100 GW und mehr kommen kann, sofern keine großtechnischen Speicher oder flexible Lasten im Norden errichtet werden. Zur Einordnung dieser Exportleistung kann die Spitzenlast in Szenario B 2035 von rund 80 GW für gesamt Deutschland zum Vergleich herangezogen werden.

5.7.4 Speicher und Netzauslastung

Würde ein idealer Speicher mit 100 % Wirkungsgrad existieren und der Export maximal vergleichmäßig werden, so würde dies zu einer mittleren Exportleistung von rund 33 GW führen. Im Vergleich dazu zeigen die Übertragungsnetzsimulationen im Szenario „Klimaschutz“ mit einem EE-Anteil von 75 % und einer Last von 508 TWh für das Jahr 2030 einen mittleren Export aus den acht nördlichen Bundesländern von 11 GW. Die Transportaufgabe im betrachteten Elektrifizierungsszenario würde sich demgegenüber nahezu verdreifachen. Hinzu kommt, dass die maximale Exportleistung der acht nördlichen Bundesländer im MONA-Szenario „Klimaschutz“ für das Jahr 2030 bei 29 GW liegt. Dies entspricht dem 2,4-fachen der mittleren Exportleistung und liegt dennoch ca. 10 % unterhalb der hypothetischen mittleren Exportleistung im betrachteten Szenario nach /HTW 02 16/.

5.7.5 Alternative Transportkonzepte

Für Planungen jenseits des betrachteten Zieljahres 2030 und im Kontext einer deutschlandweiten Dekarbonisierung ist zu prüfen, inwieweit aus Gesichtspunkten der Akzeptanz und der Kosten eine Ergänzung der elektrischen Transportaufgabe durch emissionsfreie und brennstoffgebundene Ansätze erfolgen kann. Als Alternative wird

oftmals Power-to-Gas in Kombination mit einem Transport der Energie über das Gasnetz angeführt. Allerdings gehen damit deutlich höhere Verluste einher und es sind folglich noch mehr Windkraftwerke oder PV-Anlagen zu installieren. Auch eine Substitution von konventionellen Brennstoffen durch Importe von sogenannten „Greenfuels“ wird immer häufiger diskutiert. Bei der Entscheidung darüber, welche Option zu ziehen ist, sind neben den gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Faktoren weitere Aspekte, wie z.B. Flächenkonkurrenzen, Ressourcenbedarf oder Importabhängigkeiten von anderen Ländern zu berücksichtigen.

Die dargelegte Steigerung von 11 GW mittlerer Exportleistung im Jahr 2030 auf 33 GW im untersuchten Szenario ist ein guter Indikator zur Bewertung des heutigen Netzausbaus. Zwar lässt sich eine Steigerung der Auslastung des Netzes durch eine automatisierte Betriebsführung erzielen. Doch auch mit dieser Technologie ist davon auszugehen, dass das Netz in dem skizzierten Szenario schnell an seine Grenzen kommt. Damit bleibt festzuhalten, dass die Wahrscheinlichkeit für eine Fehlinvestition in den heute geplanten Netzausbau sehr gering ist. Vielmehr stellt er einen essentiellen Schritt auf dem Dekarbonisierungspfad in Deutschland dar.

5.8 Zusammenfassung der Ergebnisse

Aus den Analysen der vorangegangenen Kapitel lassen sich Handlungsempfehlungen an Wirtschaft und Politik ableiten. Im Nachfolgenden findet zunächst eine Zusammenfassung der Ergebnisse statt, welche die Grundlage für die in Kapitel 7.4.2 gebildeten Handlungsempfehlungen darstellt.

- **Freileitungsmonitoring** stellt eine **kosteneffiziente Maßnahme** dar. Sie ist allerdings aufgrund des **begrenzten Potenzials zur Netzentlastung** nicht flächendeckend sinnvoll. Ein Monitoring von lediglich bis zu 1400 km stark ausgelasteter Leitungsabschnitte verringert den Redispatcheinsatz und die Abregelung Erneuerbarer Energien am deutlichsten in den betrachteten Szenarien.
- Der **Netzausbau** und der **Engpass-orientierte Ausbau Erneuerbarer Energien** sind Maßnahmen, die eine **signifikante Reduktion** des Bedarfs von Redispatch und Abregelung Erneuerbarer Energien erreichen können.
- Im Kontext der Akzeptanz ist zu berücksichtigen, dass der Engpass-orientierte Ersatz von Off- und Onshore-Windenergieanlagen im Norden durch einen Ausbau in Mittel- und Süddeutschland ebenfalls **erhebliche Eingriffe** mit sich bringt: Ca. 170 km Netzausbau/-ertüchtigung entsprechen hinsichtlich ihrer netzentlastenden Wirkung einer Umverteilung von 1,25 GW WEA im Norden zu 1,76 GW (ca. 500 Anlagen) in die Mitte und den Süden Deutschlands.
- Der **Netzausbau** weist dabei, unter den getroffenen Annahmen zu Investitionskosten, 50 %-70 % **geringere Kosten** als ein Engpassorientierter Ausbau Erneuerbarer Energien mit vergleichbarem netzentlastenden Effekt auf.
- Im Szenario Klimaschutz (75 % EE am Verbrauch) kann **Power2Heat in Fernwärmenetzen** einen **deutlichen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien** leisten. Aus Emissions- und Systemkostensicht ist für den in den Untersuchungen berücksichtigte Netzausbau der übertragungsnetzdienliche Betrieb („Nodal-Pricing“) dem Einsatz nach Marktanreizen des heutigen Strommarktdesigns („Kupferplatte“) vorzuziehen. Mit steigender Engpassfreiheit des Übertragungsnetzes verringert sich dieser Effekt jedoch.
- Der Vergleich der Szenarien „Standard“ und „Klimaschutz“ zeigt, dass neben dem Marktdesign die **Ausgestaltung des umgebenden Energiesystems** entscheidend für den systemischen Mehrwert von Power2Heat ist: Bei niedrigen Brennstoffpreisen, geringeren Zertifikatskosten und einem Anteil von 61 % EE-Strom am Verbrauch im Szenario „Standard“ liegt der Mehrwert des P2H-Einsatzes deutlich unter dem Einsatz im Szenario „Klimaschutz“ mit 75 % EE am Verbrauch.
- **Demand Response** in der Industrie führt zu einer Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, die **netzoptimierende Wirkung** fällt aufgrund kurzer Verschiebedauern und der beschränkten Leistungen **gering** aus.
- Bei der Weiterentwicklung des **Marktdesigns** ist zu berücksichtigen, dass durch die Einführung eines „**Nodal-Pricings**“ eine **Kostenreduktion um ca. 30 %** gegenüber der heutigen Ausgestaltung des Engpassmanagements (Redispatch & Abregelung) zu erwarten wäre. Die Einsparungen in den betrachteten Szenarien liegen bei maximal 150 Mio. €/Jahr. Dabei bleibt festzuhalten, dass die Anpassung des Marktdesigns im untersuchten Zieljahr 2030 weder zu einer Emissionsreduktion, noch zu einer Substitution des Netzausbaus führt.

6 Zusammenfassung

Der vorliegende „Teilbericht Einsatzreihenfolge“ ist der vierte und finale konsekutive Bericht des Projekts „Merit Order Netz-Ausbau 2030“ (MONA 2030) und erarbeitet anhand der in den vorangehenden Berichten (Basisdaten, Szenario-Analyse, Maßnahmenklassifizierung) vorgestellten Grundlagen Einsatzreihenfolgen für Netzoptimierende Maßnahmen – sowohl für das Verteil- als auch das Übertragungsnetz. Dabei werden alle Netzoptimierenden Maßnahmen anhand der im Maßnahmenbericht erarbeiteten Kriterien mit Hilfe einer Nutzwertanalyse systematisch miteinander verglichen. Für den Vergleich der netztechnischen Wirksamkeit wird auf umfangreiche Simulationen mit den im Teilprojekt Basisdaten entwickelten Simulationsmodellen zurückgegriffen.

Nutzwertanalyse für eine ganzheitliche Verteilnetzplanung

Für den ganzheitlichen Vergleich und somit für eine umfassende Grundlage zur Entscheidungsfindung gerade für das Verteilnetz und die dort vielfältigen Lösungsmöglichkeiten wird ergänzend zu den Simulationen eine Nutzwertanalyse durchgeführt. Die methodischen Grundlagen hierfür wurden im Morphologischen Kasten des MONA-Maßnahmenberichts gelegt. Nicht alle dort analysierten Kriterien haben für die Entscheidungsfindung beim Einsatz der NoM die gleiche Relevanz. Daher werden in einem ersten Schritt alle Kriterien, die nur eine beschreibende Funktion haben, vom weiteren Untersuchungsprozess ausgeschlossen. Aus dem verbleibenden Kriterienportfolio werden nun Cluster von Kriterien gebildet, die neben der techno-ökonomischen Eignung die Entscheidungsfindung zur Verwendung der NoM beeinflussen. Dabei wurden 18 Kriterien für die weitere Nutzwertanalyse identifiziert (z. B. zeitliche Verfügbarkeit, regulatorische Praktikabilität, IKT-Bedarf, gesellschaftliche Akzeptanz und Umweltauswirkungen).

Die sozio-ökologischen Analysen in MONA 2030 zeigen, dass eine Umweltbewertung, insbesondere des konventionellen Netzausbaus, ohne Differenzierung in Technologievarianten nicht sinnvoll ist. Zudem konnte ein direkter Zusammenhang zwischen der räumlichen Wirksamkeit von Netztechnologien und den Auswirkungen auf alle Schutzgüter festgestellt werden. Hierbei wurde insbesondere die lineare weiträumige Dimension der Leitungstechnologien des konventionellen Netzausbaus als übergeordneter Wirkfaktor für den Eingriff auf Schutzgüter identifiziert.

Der Netzausbau wird vielerorts von Protesten der betroffenen Bürger begleitet. Dabei unterscheiden sich die Proteste sowohl in ihrem Ausmaß als auch in ihrer lokalen Ausbreitung teilweise beträchtlich. Die Gründe für diese regionalen Unterschiede liegen u.a. am Einfluss der überregionalen Politik und der Mitgliederstruktur der Bürgerinitiativen vor Ort. Oft können auch Konflikte zwischen "Idealisten" und "Realisten" beobachtet werden. Zur Erstellung von Einsatzreihenfolgen ist die eine Gewichtung der Kriterien notwendig. Diese wurde mithilfe des SIMOS-Verfahrens aus wissenschaftlicher Perspektive durchgeführt. Mit diesen Ergebnissen können die Resultate der NoM-Analyse aggregiert werden. Für jede Netzoptimierende Maßnahme ergibt sich damit ein Nutzwert, der sog. MONA-MorphKasten-Index. Für das Übertragungsnetz wird dieses Verfahren nicht angewandt, da hier in MONA 2030 nur wenige Maßnahmen unterschieden werden.

Der absolut positivste Nutzwert kann für die Q(U)-Steuerung festgestellt werden. Diese wird mit den Kennzahlen für das Jahr 2015 nur leicht negativ bewertet. Für 2030 führt gerade die Annahme eines zukunftsfähigen Marktdesigns mit ggf. Blindleistungsvergütung zu einem zusätzlichen Einnahmepotenzial. Damit weist die Q(U)-Steuerung in Summe den positivsten Nutzwert aller Maßnahmen auf. Die spannungsgeführten Regelungen des Quartierspeichers, von Power2Heat und von Elektrofahrzeugen sind dann gerade aufgrund der bis 2030 gestiegenen Verbreitung und des zusätzlichen Einnahmepotenzials in den nicht zur Netzoptimierung verwendeten Stunden deutlich positiver als im Jahr 2015 einzustufen.

Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz

Die zeitpunktbasierte Analyse der einzelnen im vorangegangenen Projektteil Basisdaten entwickelten Typnetze mit Hilfe der sogenannten Netzgrenzanalyse zeigt das theoretisch maximale PV-Integrationspotenzial der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen auf. Abhängig davon, ob die Integration weiterer PV-Leistung durch thermische- oder spannungsbedingte Restriktionen limitiert ist, eignen sich unterschiedliche Netzoptimierende Maßnahmen. Für die Spannungshaltung sind dabei mehr unterschiedliche Netzoptimierende Maßnahmen geeignet, als für die Behebung von Betriebsmittelüberlastungen.

Der Vergleich der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz mit Hilfe von Jahressimulationen zeigt, dass sich die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen zwischen den untersuchten Bewertungskriterien in ihrer Eignung deutlich voneinander unterscheiden. Netzoptimierende Maßnahmen welche beispielsweise im aus technischer Sicht wichtigen Kriterium „Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes“ gut abschneiden, reduzieren teilweise den Eigendeckungsgrad der Netzgebiete.

In zwei der neun im Projektteil Basisdaten entwickelten Typnetze zeigt sich hier, dass der Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen auf Grund von Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes erforderlich ist. Hier können die Netzoptimierenden Maßnahmen konventioneller Netzausbau, topologische Schalthandlungen, Längsregler, regelbarer Ortsnetztransformator und Blindleistungsmanagement (Q-Mgmt) – Q(U) die kumulierte Dauer der Spannungsbandverletzungen nahezu vollständig reduzieren. Sie sind damit für die Spannungshaltung geeignet.

In einem untersuchten Typnetz ist der Einsatz Netzoptimierender Maßnahmen auf Grund einer Trafo-Überlastung notwendig. Diese kann in der Simulation aus technischer Sicht insbesondere durch einen Trafotausch sowie Spitzenkappung reduziert werden. Die maximale Leitungsauslastung kann am effektivsten mit Hilfe von topologischen Schalthandlungen, konventionellem Netzausbau und Spitzenkappung reduziert werden.

Der Vergleich der Ergebnisse der Netzgrenzanalyse, die nur den kritischsten Zeitpunkt auswertet, mit denen der Jahressimulationen bestätigt die These, dass netzorientierte Maßnahmen bei der Bewertung mit Hilfe von Jahressimulationen schlechter abschneiden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass speichernde Maßnahmen im kritischen Zeitpunkt ihre Speicherkapazität teilweise bereits voll ausgereizt haben und dieser damit nicht zur Netzentlastung zur Verfügung stehen.

Die techno-ökonomische Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen zeigt, dass im Falle von Spannungshaltung vor allem die Maßnahmen der netzoptimierenden Betriebsführung (Blindleistungsmanagement und topologische Schalthandlungen) sowohl technisch als auch aus Gesamtkostenperspektive eine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen.

Werden diese Simulationsergebnisse zur techno-ökonomischen Eignung der Netzoptimierenden Maßnahmen nun unter Zuhilfenahme des eingangs bestimmten Morph-Kasten-Index bewertet, ergeben sich folgende Umsetzungsempfehlungen: Bei Netzen mit Spannungsproblemen sollten auch bei der Bewertung des Mehrwerts die NoM Blindleistungsregelungen, topologische Schalthandlungen (falls verfügbar) oder rONT bzw. Längsregler in die nähere Auswahl genommen werden. Bei Betriebsmittelüberlastung zeigten sich – wie zu erwarten – Spitzenkappung als sinnvollste Option bzw. der Trafotausch als effektiv.

Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen im Übertragungsnetz

Die Bewertung im Übertragungsnetz stützt sich auf eine modellbasierte Simulation des netzentlastenden Effekts der verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen im Energiesystem des Jahres 2030. Die Wirkungen der NoM werden in einem "Standard"-Szenario mit 61 % und einem "Klimaschutz"-Szenario mit 75 % Anteil von Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch analysiert. Als Bewertungsgröße wird die Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen wie Abregelung und Redispatch durch den Einsatz von NoM herangezogen.

Dabei zeigt sich, dass von den untersuchten Maßnahmen allein der Netzausbau und der Engpassorientierte Ausbau von Windenergieanlagen eine signifikante Reduktion des Bedarfs von Redispatch und Abregelung Erneuerbarer Energien erreichen können. Aus Kostensicht weist der Netzausbau unter den getroffenen Annahmen um 50 % - 70 % geringere Kosten als ein engpassorientierter Ausbau Erneuerbarer Energien mit vergleichbarem netzentlastendem Effekt auf.

Das Freileitungsmonitoring stellt eine besonders kosteneffiziente Maßnahme dar. Es ist allerdings aufgrund des begrenzten Potenzials zur Netzentlastung in der Netzplanung nicht flächendeckend, sondern im Bereich von bis zu 1400 km Trassenlänge sinnvoll.

Die netzoptimierende Wirkung von Demand Response in der Industrie fällt aufgrund kurzer Verschiebedauern, ungünstiger Standorte und beschränkter Leistungen sehr gering aus.

Im Szenario „Klimaschutz“ können 9,2 GW_{el} Power2Heat-Leistung in Fernwärmenetzen einen deutlichen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien leisten. Im Szenario „Standard“ fällt dieser Effekt aufgrund geringerer EE-Überschüsse niedriger aus. Durch die abnahmeseitige Begrenzung ist hier das Potenzial ebenfalls beschränkt. Ein deutschlandweiter Power2Heat-Einsatz in Fernwärmenetzen unter heutigem Marktdesign („Kupferplatte“) kann dabei nur Hand in Hand mit einem entsprechenden Netzausbau geschehen. Als Alternative kann ein übertragungsnetzdienlicher Power2Heat-Betrieb in Betracht gezogen werden, der durch die Schaffung von regionalen Anreizen oder durch zeitliche Einsatzrestriktionen realisiert werden könnte. Findet keine Verzahnung von Power2Heat mit dem Netzausbau oder dem Marktdesign statt, so wäre eine Zunahme von Netzengpässen die Folge.

Die Analyse der NoM zeigt darüber hinaus, dass mit zunehmendem Grad der „Engpassfreiheit“ des Übertragungsnetzes die Kosten für eine weitere Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen überproportional ansteigen. Für die zukünftige Netzplanung nach 2030, die sich mit sehr hohen installierten Leistungen Erneuerbarer Energien zu beschäftigen haben wird, ist daher eine Gegenüberstellung der Netzausbaukosten mit dem systemischen Mehrwert des dadurch integrierten EE-Stroms anzustreben.

7 Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden die aus MONA 2030 entwickelten Erkenntnisse für eine Reihe von Handlungsempfehlungen in Form von Steckbriefen aufbereitet.

7.1 Handlungsempfehlungen aus dem Szenarioprozess

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Einbeziehung von Schlüsselfaktoren in die Netzplanung	
Referenz in MONA	Kapitel 4.4 in /FFE-10 17/
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Die Rahmenbedingungen für die Netzoptimierung im Jahr 2030 hängen von einer Vielzahl an Faktoren ab, welche über Erzeugung und Verbrauch hinausgehen.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Netzplanung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Die in MONA 2030 ermittelten 18 Schlüsselfaktoren spannen den möglichen Szenarientrichter auf und sollten bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Szenarienbildung	
Referenz in MONA	Kapitel 4 in /FFE-10 17/
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber, Wissenschaft
betroffene NoM	-
Herausforderung	transparenter Szenarioprozess
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Szenarienbildung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	<ul style="list-style-type: none"> Die reine Fortführung eines Trendszenarios ist nicht zielführend, da grundsätzlich ein Trichter der Entwicklung betrachtet werden sollte Ein transparenter Szenarioprozess (Daten, Methodik) ist für die Nachvollziehbarkeit von zukünftigen Entwicklungen essenziell Die Mantelzahlen von Szenarien bilden den Kern eines Szenarios ab. Eine Einbindung in eine konsistente Begründung (Kontextszenarien) ist essenziell und erhöht die Transparenz und Verständlichkeit

7.2 Handlungsempfehlungen aus der Basisdatengenerierung

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Jahressimulationen für das Verteilnetz	
Referenz in MONA	Kapitel 4.3 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber
betroffene NoM	alle, vor allem Quartiersspeichersysteme
Herausforderung	objektiver Vergleich der technischen Eignung Netzoptimierender Maßnahmen
messbare Ausprägung	geplanter Einsatz von Speichern
betroffener Prozess	Netzplanung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Jahressimulationen für das Verteilnetz (Netzberechnungen) sind sinnvoll, da sonst Speicherfüllstände nicht korrekt abgebildet werden

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Regionalisierung von Komponenten auf Verteilnetzebene	
Referenz in MONA	Kapitel 4.3.1.3 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Abbildung von Ausbauszenarien erneuerbarer Energien und technischen Einheiten (vgl. Hausspeichersysteme, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) auf der Niederspannungsebene
messbare Ausprägung	Szenarienentwicklung
betroffener Prozess	Netzplanung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Eine Regionalisierung von Komponenten auf Gemeindeebene ist nicht ausreichend für die Bewertung von Niederspannungsnetzen. Es wird empfohlen, die Granularität auf die Niederspannungsebene anzupassen oder Aggregationsfaktoren zu berücksichtigen (vgl. Skalierungsfaktor in MONA 2030).

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Lizenzierung und Verfügbarkeit von Daten	
Referenz in MONA	Kapitel 3.3 in /FFE-45 17/
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber, Politik
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Zum aktuellen Zeitpunkt herrscht in der Wissenschaft eine große Unsicherheit hinsichtlich der rechtlichen Grundlage im Umgang mit Daten, die zur Energiesystemmodellierung notwendig sind, wie beispielsweise Netzdaten. Oftmals ist, trotz der elektronischen Verfügbarkeit, die Nutzung der Daten aufgrund fehlender Lizenzierung nicht eindeutig geregelt. Hinzu kommt, dass sich die Wahl der Formate und die inhaltliche Klassifizierung der Daten seitens der Provider durch eine große Heterogenität auszeichnet.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Szenarioprozesse, Netzausbauplanung, Netzentwicklungsplan, Modellentwicklung, Transparenz der Forschung u. v. m.
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Aus Gründen der Transparenz ist für Netzberechnungen eine frei verfügbare Datenbasis mit entsprechender Lizenz anzustreben. Dies betrifft nicht nur Netzdaten, auch energiewirtschaftliche Statistiken sollten mit „CC-BY“ oder „Open Database License“ (ODbL) zur Verfügung gestellt werden. Die Aufbereitung von Daten ist zeitintensiv und erfolgt in vielen Instituten und Projekten parallel. Daher ist eine Zentralisierung der Bereitstellung von Bestandsdaten zu empfehlen. Dies spart den aufwendigen Aufbereitungsprozess und vermeidet uneinheitliche Berechnungsgrundlagen. Von einer Vereinheitlichung im Bereich der Szenarien- und Modellbildung sollte abgesehen werden. Hier sollte der großen Unsicherheit durch eine hohe Heterogenität Rechnung getragen werden.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Verwendung eines linearisierten Lastflusses zur Bewertung neuer NoM im Übertragungsnetz	
Referenz in MONA	Kapitel 3.1 in /FFE-45 17/
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber, Forschungsinstitute
betroffene NoM	neuartige NoM, wie Power2Heat in Fernwärmenetzen oder Demand Response in der Industrie
Herausforderung	Die Kombination aus Lastflussberechnung im Übertragungsnetz und Simulation von Energiesystembestandteilen stellt eine enorme Anforderung an die Rechenleistung zur Lösung der Modelle.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Modellentwicklung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Zur integrierten Bewertung von NoM im Wechselspiel mit den Engpässen des Übertragungsnetzes stellt die linearisierte Formulierung des AC-Lastflusses durch das PTDF-Verfahren eine hinreichend genaue Annäherung dar. Insbesondere zur Bewertung von NoM, wie z. B. P2H, sind Jahressimulationen in stündlicher Auflösung unabdingbar. Das PTDF-Verfahren ermöglicht hier einen Modellierungsansatz, der gleichermaßen die Wirkung der NoM auf die Lastflüsse im Netz wie die Effekte im übrigen Energiesystem abbildet.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Berücksichtigung des europäischen Auslandes	
Referenz in MONA	Kapitel 3.3.1.2 in /FFE-45 17/
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber, Forschungsinstitute
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Entwicklung eines europäischen Netz- und Energiesystemmodells
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Modellentwicklung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Für eine realistische Abbildung der Lastflüsse in Deutschland ist eine hinreichend genaue Abbildung des europäischen Auslandes notwendig. Durch den steigenden Ausbau von Grenzkuppelstellen und die daraus resultierende Steigerung von Transit- und Ringflüssen (siehe Kapitel 5.3.2) wird die zukünftige Netzbelastung in Deutschland noch stärker von der Entwicklung unserer europäischen Nachbarn abhängen. Durch vermehrte Forschungsanstrengungen in Richtung einer europäischen Netzplanung könnte dem Rechnung getragen werden.

7.3 Handlungsempfehlungen aus der Maßnahmenklassifizierung

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Transparente Bewertung von Maßnahmen	
Referenz in MONA	Kapitel 3 in /FFE-39 16/
betroffene(r) Stakeholder	alle
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Transparente Beschreibung, Bewertung und Vergleich von netzoptimierenden Maßnahmen
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Modellentwicklung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Eine konsistente Beschreibung (Kriterienset) und eine einheitliche Bewertungsskala sind für eine transparente Maßnahmenbewertung essenziell. Das Projekt MONA 2030 zeigt, dass der von Fritz Zwicky entwickelte Morphologische Kasten mit einer anschließenden Nutzwertanalyse eine für technisch anspruchsvolle Maßnahmen transparente Grundlage zum Vergleich liefert.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Ganzheitliche Bewertung von Maßnahmen	
Referenz in MONA	Kapitel 4 in /FFE-10 17/
betroffene(r) Stakeholder	alle
betroffene NoM	alle
Herausforderung	transparente Beschreibung von netzoptimierenden Maßnahmen
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Modellentwicklung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Eine ganzheitliche Maßnahmenbewertung erfordert eine Vielzahl an Bewertungskriterien, welche über eine rein techno-ökonomische Bewertung hinausgehen. Dafür ist eine vorangehende Analyse von Umfeldfaktoren notwendig, um alle relevanten Bewertungskriterien und deren Ausprägungen zu ermitteln.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Netzoptimierung ohne Netzbetriebsmittel	
Referenz in MONA	Kapitel 2 in /FFE-39 16/
betroffene(r) Stakeholder	alle
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Alle Netzoptimierenden Maßnahmen können einen Beitrag zur Netzoptimierung leisten, werden jedoch rechtlich- und regulatorisch nicht gleich behandelt.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Regulierung, Gesetzgebung, Netzplanung
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Netzoptimierung geht weiter als rONT, Längsregler und Kabel. Die Maßnahmen, deren Primärzweck nicht die Netzoptimierung sind und deren Eigentum nicht beim Netzbetreiber liegt (vgl. Wärmepumpen, Hausspeichersysteme), sollten äquivalent sowohl regulatorisch als auch in der Netzplanung (wenn möglich) berücksichtigt werden.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Smart-Meter-Rollout als Chance	
Referenz in MONA	Kapitel 4 in /FFE-39 16/
betroffene(r) Stakeholder	alle
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Alle Netzoptimierenden Maßnahmen können einen Beitrag zur Netzoptimierung leisten, die Kosten einiger Maßnahmen sind im Jahr 2015 maßgeblich von den Kosten für IKT abhängig.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Netzplanung, Planung des Smart-Meter-Rollouts
Handlungsempfehlung (kurzfristig)	Viele Netzoptimierende Maßnahmen (vgl. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zur Spannungshaltung) werden erst durch den Smart-Meter-Rollout kostengünstiger nutzbar. Dieser sollte daher abgewartet werden.

7.4 Handlungsempfehlungen aus der Erstellung der Einsatzreihenfolgen

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Akzeptanz des Netzausbaus im Übertragungsnetz	
Referenz in MONA	Kapitel 3.5.1 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber
betroffene NoM	überwiegend konventioneller Netzausbau
Herausforderung	regional sehr unterschiedlich ausgeprägter Widerstand gegen Netzprojekte
messbare Ausprägung	Anzahl Bürgerinitiativen
betroffener Prozess	Netzplanung, Umsetzung
Handlungsempfehlung	Eine gesteigerte Transparenz in der Methodik der Trassenfindung, z. B. durch öffentlich verfügbare GIS-Systeme, führt zu einer Nachvollziehbarkeit des aktuellen Planungsstandes und damit zu einer gesteigerten Akzeptanz. Durch möglichst konkrete Vorstellungen der Pläne kann die Betroffenheit reduziert werden.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Informationspolitik zum Netzausbau im Übertragungsnetz	
Referenz in MONA	Kapitel 3.5.1 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Politik, Bundesnetzagentur
betroffene NoM	überwiegend konventioneller Netzausbau
Herausforderung	regional sehr unterschiedlich ausgeprägter Widerstand gegen Netzprojekte
messbare Ausprägung	Anzahl Bürgerinitiativen
betroffener Prozess	Netzplanung, Umsetzung
Handlungsempfehlung	Gerade von Seiten der Politik sollten Informationen zum Bedarf des Netzausbaus klarer formuliert und auch für die Allgemeinheit besser verständlich ausgearbeitet werden. Bei Beteiligung der Politik in Debatten mit Bürgerinitiativen ist es essentiell, dass die politischen Vertreter vollends vertraut mit der Materie sind und schlüssig argumentieren können (Stichwort: <i>tragedy of the commons</i>).

7.4.1 Handlungsempfehlungen für das Verteilnetz

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Technische Alternativen zum Netzausbau	
Referenz in MONA	Kapitel 4.3.2 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber
betroffene NoM	konventioneller Netzausbau, Spitzenkappung, Blindleistungsmanagement, Quartierspeicher,
Herausforderung	Alternativen zur technisch optimalen Lösung von Netzengpässen auf Verteilnetzebene
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Netzplanung
Handlungsempfehlung	<p>Das Portfolio sinnvoll einsetzbarer Netzoptimierender Maßnahmen variiert stark mit den jeweiligen im Netz vorhandenen Engpässen. So sind bei Betriebsmittelüberlastungen vor allem Netzausbau und Spitzenkappung technisch gute Lösungen.</p> <p>Netzoptimierende Maßnahmen wie rONT und Längsregler reduzieren die Dauer von Spannungsbandverletzungen genauso gut wie der konventionelle Netzausbau (auf fast 0). Blindleistungsmanagement, insb. die Q(U)-Regelung, liefern bei der Reduktion der Dauer von Spannungsbandverletzungen mit dem Netzausbau vergleichbare Ergebnisse.</p>

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Auswahl der richtigen Steuerung	
Referenz in MONA	Kapitel 4.3.2 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Auswahl der optimalen Ladesteuerung von Maßnahmen zur Netzoptimierung
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Netzplanung
Handlungsempfehlung	<p>Eigenverbrauchsoptimierte Regelungen von Quartierspeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen können aufgrund von SoC-Limitationen zur PV-Spitze nur einen unbedeutenden Beitrag leisten. Bei QS, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen kann nur eine spannungsgeführte Ladesteuerung einen Beitrag zur Reduktion von Spannungsbandverletzungen leisten.</p> <p>In Netzen mit PV-induzierten Spannungsbandverletzungen können Elektrofahrzeuge keinen nennenswerten Beitrag zur Spannungshaltung leisten, da diese häufig in dieser Zeit nicht anwesend bzw. an das Stromnetz angesteckt sind.</p>

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Investition in einen Quartierspeicher zur Netzentlastung	
Referenz in MONA	Kapitel 4.2.5 und 4.3.2 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	wirtschaftlicher Einsatz von Quartierspeichersystemen
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Investitionsentscheidung, Geschäftsmodellentwicklung
Handlungsempfehlung	<p>Quartierspeichersysteme sind auch im Jahr 2030 – trotz starker Kostendegression durch reduzierte Zellpreise – die teuerste Netzoptimierende Maßnahme. Der reine Einsatz zur Netzoptimierung ist unwirtschaftlich. Der Einsatz von Quartierspeichern zur Netzentlastung weist jedoch je nach Netz große Zeiträume mit Stillstandszeiten auf.</p> <p>Multi-Use-Lösungen sind notwendig, um eine Wirtschaftlichkeit herzustellen. Dabei sollten jedoch Portfolioeffekte gerade auf den Regelleistungsmärkten langfristig einkalkuliert werden, da diese Märkte aufgrund geringer Volumina und großer regulatorischer Abhängigkeit nicht breitflächig und langfristig große Erlösrückflüsse garantieren werden.</p>

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Verteilung von Komponenten im Niederspannungsnetz	
Referenz in MONA	Kapitel 4.2.5.1 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Verteilnetzbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Zur akkuraten Berechnung von Verteilnetzen ist sowohl die Durchdringung als auch die Verortung von stromintensiveren Komponenten (vgl. PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) notwendig.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Verteilnetzplanung
Handlungsempfehlung	Die Netzsituation hängt in hohem Maße von der Verteilung der Komponenten im Netzgebiet ab und kann nicht vereinfacht abgeschätzt werden. Eine Simulation und die Validierung mittels Messungen werden daher empfohlen. Der Smart-Meter-Rollout bietet die Möglichkeit, auf diese Daten zuzugreifen.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: IKT in der Niederspannung	
Referenz in MONA	Kapitel 4.3 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Verteilnetzbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	in der Regel nicht vorhandene Monitoring-Infrastruktur in der Niederspannung
messbare Ausprägung	Strategie des Smart-Meter-Rollouts
betroffener Prozess	Verteilnetzplanung
Handlungsempfehlung	Zukunftsfähige Netzplanung erfordert die Kenntnis der Spannungsverhältnisse und Stromflüsse im Netz, daher ist die Erfassung von Power-Quality-Daten (P,Q,U) zumindest an neuralgischen Stellen empfohlen. Dies ermöglicht eine frühzeitige Erkennung von Engpässen und erleichtert es, mit dem Einsatz von NoM zu antizipieren und zu reagieren. Im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts sollte daher früh strategisch entschieden werden, wo Power-Quality-Daten mittels iMSyS erfasst werden sollen.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Herausforderungen durch hohe Spannungen und Betriebsmittelauslastung	
Referenz in MONA	Kapitel 4.2.4 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Verteilnetzbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Netzoptimierung im Falle hoher Spannungen und Betriebsmittelauslastung
messbare Ausprägung	Zeiten mit hohen/niedrigen Spannungswerten und hohen Auslastungen des Transformators
betroffener Prozess	Verteilnetzplanung
Handlungsempfehlung	Treten zu hohe Spannungen bei gleichzeitig hoher Betriebsmittelauslastung auf, sind weder rONT, LVR noch Maßnahmen des Blindleistungsmanagements zu empfehlen, da diese durch eine Verringerung der Spannung die Betriebsmittelauslastung steigern. Verbleibende Maßnahmen stellen hier die Spitzenkappung und der Netzausbau dar.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Jahressimulationen für Maßnahmen mit Speicherfüllstand	
Referenz in MONA	Kapitel 4.5 im Bereich Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Verteilnetzbetreiber
betroffene NoM	alle
Herausforderung	Aufbau der Simulationsumgebung
messbare Ausprägung	Simulation von Maßnahmen mit Speicherzustand
betroffener Prozess	Verteilnetzsimulation
Handlungsempfehlung	Die Ergebnisse der Netzgrenzanalyse sind für Maßnahmen ohne SoC analog zu den Ergebnissen der Jahressimulation. Für speichernde Maßnahmen ist daher eine Jahressimulation unerlässlich, da nur hier die Ladesteuerung und der Speicherfüllstand adäquat abgebildet werden. Diese verringern das theoretische Potenzial der Maßnahme in der Regel deutlich.

7.4.2 Handlungsempfehlungen für das Übertragungsnetz

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Freileitungsmonitoring ist im Planungsprozess	
Referenz in MONA	Kapitel 5.4.1 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber
betroffene NoM	Freileitungsmonitoring
Herausforderung	-
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Netzplanung
Handlungsempfehlung	<p>Freileitungsmonitoring ist im Planungsprozess zu berücksichtigen, da es eine sehr kosteneffiziente Maßnahme darstellt. Im betrachteten Netz im Jahr 2030 ist ein Monitoring von bis zu ca. 1.400 Trassenkilometern in der Netzplanung zu empfehlen. Darüber hinaus ergeben sich durch das Monitoring weiterer Trassen zusätzliche Flexibilitäten im Netzbetrieb, welche aufgrund der geringen Investitionskosten der Maßnahme sehr kostengünstig und bedarfsgerecht erschlossen werden können. Auch als temporäre Zwischenlösung bei einem verzögerten Netzausbau kann sich die Erschließung weiterer Trassen im „Monitoring“-Betrieb als sinnvoll darstellen.</p> <p>Als grundsätzliche Alternative zu Netzausbaumaßnahmen ist Freileitungsmonitoring aufgrund des beschränkten Potenzials zur Reduktion von Netzengpässen jedoch nicht einzustufen.</p>

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Power2Heat in Fernwärmenetzen zur Netzentlastung	
Referenz in MONA	Kapitel 5.4.4 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber, Politik, Regulierung
betroffene NoM	Power2Heat in Fernwärmenetzen
Herausforderung	netzdienlicher Einsatz von P2H
messbare Ausprägung	Zunahme von Netzengpässen durch P2H
betroffener Prozess	Netzausbauplanung
Handlungsempfehlung	Ein deutschlandweiter Power2Heat-Einsatz in Fernwärmenetzen unter heutigem Marktdesign („Kupferplatte“) kann nur Hand in Hand mit einem entsprechenden Netzausbau geschehen. Als Alternative kann ein übertragungsnetzdienlicher Power2Heat-Betrieb in Betracht gezogen werden, der durch die Schaffung von regionalen Anreizen oder durch Einsatzrestriktionen realisiert werden könnte. Findet keine Verzahnung von Power2Heat mit dem Netzausbau oder dem Marktdesign statt, so wäre eine Zunahme von Netzengpässen die Folge.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Nodal-Pricing

Referenz in MONA	Kapitel 5.6 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Politik, Regulierung
betroffene NoM	-
Herausforderung	Abbildung regionaler Disparitäten im Strompreis
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Weiterentwicklung des Marktdesigns
Handlungsempfehlung	Eine grundsätzliche Änderung des Marktdesigns hin zu einem „Nodal-Pricing“ wird nicht empfohlen. Vielmehr wird die aktuelle Ausgestaltung des Marktdesigns in Kombination mit den Maßnahmen Redispatch und Einspeisemanagement in Zukunft bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien zu einer effizienten Integration des EE-Stroms führen. Für potenziell netzdienlich einsetzbare und flexible Verbraucher, wie Power-to-X-Technologien, sind Anreizmechanismen zu entwickeln, die in Kombination mit dem bestehenden Marktdesign einen netzdienlichen Einsatz dieser fördern.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Berücksichtigung von Demand Response bei der Netzausbauplanung

Referenz in MONA	Kapitel 5.4.5 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Übertragungsnetzbetreiber, Politik, Regulierung
betroffene NoM	Demand Response in der Industrie
Herausforderung	-
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Netzausbauplanung
Handlungsempfehlung	In der Netzausbauplanung ist die Berücksichtigung des netzentlastenden Einsatzes von Demand Response in der Industrie aus technischer und ökonomischer Sicht nicht zu empfehlen.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Engpass-orientierter Ausbau von Windenergie

Referenz in MONA	Kapitel 5.4.3 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Politik, Regulierung
betroffene NoM	Engpass-orientierter Ausbau von Windenergie
Herausforderung	Engpass-orientierter vs. ertragsoptimierter Ausbau von Windenergie: Ertragsoptimierter Ausbau von Windenergie verschärft regionale Erzeugungs- und Verbrauchsdisparitäten.
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Novelle des EEG
Handlungsempfehlung	Wenn es Ziel ist, den Netzausbau so gering wie möglich zu halten, ist die Kopplung und Koordination der regionalen Verteilung des Ausbaus Erneuerbarer Energien mit dem Netzausbau ebenfalls empfehlenswert. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten sollte dies bereits im frühen Planungsstadium geschehen. In den betrachteten Szenarien für das Jahr 2030 stellt der ertragsoptimierte Ausbau die aus Kostensicht günstigste Option dar. Mit Blick auf den auch nach 2030 stattfindenden, weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist zu prüfen, ob ein Netzausbau für einen rein ertragsoptimierten Ausbau mit einem Schwerpunkt auf Windenergieanlagen dann immernoch die kostengünstigste Option darstellt. Eine homogenere Verteilung der Erzeugungseinheiten führt zwar zu geringeren Erträgen bei gleichbleibenden Anlagenkosten, die Vergleichmäßigung der Erzeugung erhöht jedoch den Marktwert der Erneuerbaren Energien und führt gleichzeitig zu einer Verringerung von Netzengpässen.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Engpassfreie Netzplanung vs. Einspeisemanagement	
Referenz in MONA	Kapitel 5.4.2 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Politik, Regulierung
betroffene NoM	konventioneller Netzausbau
Herausforderung	Gegenüberstellung der Netzausbaukosten mit dem systemischen Mehrwert des dadurch integrierten EE-Stroms
messbare Ausprägung	-
betroffener Prozess	Novelle des EnWG
Handlungsempfehlung	Aus Kostensicht ist das Gebot einer weitestgehend „engpassfreien“ Netzplanung mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien am Verbrauch nicht haltbar. Die Untersuchungen zeigen, dass die spezifischen Kosten des Netzausbaus pro vermiedener MWh Engpassmanagement-Maßnahme überproportional zum Grad der „Engpassfreiheit“ des Netzes ansteigen. Für die zukünftige Netzplanung nach 2030, die sich mit sehr hohen installierten Leistungen Erneuerbarer Energien zu beschäftigen haben wird, ist daher eine Gegenüberstellung der Netzausbaukosten mit dem systemischen Mehrwert des dadurch integrierten EE-Stroms anzustreben. Eine Folge daraus könnte die Erhöhung der in der Netzplanung zulässigen abgeregelten EE-Energiemenge sein.

Steckbrief der Handlungsempfehlung: Ausbau von leistungsflusssteuernden Elementen	
Referenz in MONA	Kapitel 5.3.2 im Bericht Einsatzreihenfolgen
betroffene(r) Stakeholder	Netzbetreiber
betroffene NoM	-
Herausforderung	Homogenisierung von Lastflüssen mittels leistungsflusssteuernder Elemente
messbare Ausprägung	inhomogene Verteilung von Lastflüssen
betroffener Prozess	Netzausbauplanung
Handlungsempfehlung	Der Ausbau von leistungsflusssteuernden Elementen zur homogenen Verteilung von Lastflüssen sollte als Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau untersucht werden. Mit dieser Maßnahme kann eine Steigerung der durchschnittlichen Leitungsauslastung erreicht und damit die Auswirkungen struktureller Netzengpässe gedämpft werden.

8 Weiterer Forschungsbedarf

Aus dem Projekt MONA 2030 welches den ganzheitlichen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zum Ziel hatte, ergeben sich zahlreiche weitere Ansatzpunkte für neue Forschungsprojekte. Diese gehen an einigen Stellen über die Projektgrenzen von MONA hinaus, an anderen Stellen vertiefen sie die Details der einzelnen Technologien. Die wichtigsten Aspekte werden im Folgenden kurz diskutiert.

Die Untersuchung der im Szenario-Prozess entwickelten Szenarien auf Verteilnetzebene zeigt, dass die verwendeten mittleren Werte für einzelne Landkreise und Städte, welche sich aus der Regionalisierung ergeben, nicht ausreichend sind, um lokale Besonderheiten abzubilden. In weiterführenden Projekten sollte daher der Szenario-Prozess bis auf einzelne Netzgebiete verfeinert werden.

Im Projekt MONA lag der Fokus auf der Netzintegration Erneuerbarer Energien. Darüber hinaus sollte die zukünftige Lastentwicklung mit Fokus auf neue Verbraucher wie die Elektromobilität und hierbei auch das gezielte Rückspeisen durch Elektrofahrzeuge weiter erforscht werden. In diesem Kontext wird der Abschätzung der zukünftigen Belastungen in Verteilnetzen unter Berücksichtigung des Einflusses von preisgesteuerten Ladestrategien für Elektrofahrzeuge, P2H-Anlagen und Hausspeichersystemen eine besondere Bedeutung beigemessen. Insbesondere die sich ergebenden Gleichzeitigkeits-effekte sollten dabei im Detail abgebildet werden.

Die Kombination mehrerer Netzoptimierender Maßnahmen kann unter Umständen weitere positive wie negative Synergieeffekte zwischen den Maßnahmen heben bzw. die Vorteile einzelner Maßnahmen kombinieren. Hier sind sehr viele Kombinationsmöglichkeiten denkbar. Diese sollten Teil weiterer Forschungsvorhaben sein.

Die vorgestellten Ergebnisse in Bezug auf das Blindleistungsmanagement zeigen, dass vor allem bei der Auswahl der Blindleistungsregelung ein hohes Maß an Gestaltungsspielraum besteht und diese sich unterschiedlich stark zur Lösung verschiedener Netzbelastungssituationen eignen. Zusätzlich ist die Parametrisierung der einzelnen Blindleistungskennlinien in den Komponenten ein Freiheitsgrad, welcher für verschiedene Anwendungsfälle auszuschöpfen ist. Die Gestaltung eines koordinierten Blindleistungsmanagements, auch mit flexiblen Verbrauchseinheiten und Batteriespeichern, sowie die Limitationen auf Umsetzungsebene sollte Gegenstand weiterer Forschungstätigkeiten sein.

Die dargestellte Diskrepanz zwischen Gesamtkosten-Optimum und den Anreizen für Netzbetreiber auch Maßnahmen der Netzoptimierenden Betriebsführung anzuwenden resultiert in weiterem Forschungsbedarf. Hier sollte die Entwicklung neuer Regulierungssysteme bzw. der Weiterentwicklung der Anreizregulierung im Fokus stehen. Das Thema wird bereits seit Jahren auf verschiedenen Ebenen diskutiert. Gerade vor dem Hintergrund der anlaufenden Digitalisierung ergeben sich neue Möglichkeiten (u. a. durch die Blockchain-Technologie), die Regulierungspraxis, z. B. durch die Automatisierung, Herkunftsnachweise von elektrischer Energie oder die exakte Zuordnung von Kosten anzupassen. Auch wäre im Rahmen eines umfassenden P2P-Handels eine Echtzeit-Regulierung möglich. Diese Themen benötigen weitere Forschungsvorhaben.

Insbesondere bei der Betrachtung von Netzorientierten Maßnahmen bietet sich noch ein weites Feld zusätzlicher Detailanalysen. Multi-Use-Ansätze sollten sowohl bzgl. weiterer Vermarktungsoptionen als auch hinsichtlich deren Restriktionen und möglichen Erlöspotenziale näher betrachtet werden. Hierzu wäre ergänzend die Rolle zukünftiger Integrationsmechanismen, z. B. durch ein marktbasierendes Engpassmanagement-System zu untersuchen, um zukünftige Anreize zur Erschließung von NoM zu berücksichtigen. Diese Möglichkeiten werden unter anderem intensiv in dem Projekt C/sells diskutiert /FFE-18 17/, /FFE-61 17/.

Weiteres Optimierungspotenzial bietet eine spezifischere Parametrisierung der Ladesteuerungen netzorientierter Maßnahmen. So könnte z. B. die Ladesteuerung in Abhängigkeit vom allgemeinen Netzzustand bzw. durch Integration externer Messwerte im Netz noch berücksichtigt werden. Zudem bietet sich bei einzelnen Maßnahmen wie dem Quartierspeicher eine iterative Standortbestimmung an, durch die ein optimierter netzentlastender Effekt erzielt werden könnte. Die Aufnahme, Sammlung und Bereitstellung von Messdaten für die Erstellung neuer Modelle, Validierung bestehender Modelle sowie zur vollständigen Darstellung von Verbrauchs und Erzeugungseinheiten in verschiedenen Betriebszuständen sollte in diesem Zuge ebenfalls Teil weiterer Forschungsarbeiten sein.

Im Kontext des geplanten Smart-Meter-Rollouts kann zudem festgestellt werden, dass eine digitalisierte Netzinfrastruktur neben den oben beschriebenen sich bietenden Chancen es auch erforderlich macht, diese neuen Infrastrukturelemente hinsichtlich Störanfälligkeit, Manipulationsgefahr und damit ihrer Resilienz zu bewerten. Die vernetzten Infrastrukturelemente müssen sowohl ein hohes Maß an Cyber Security als auch eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen, um die hohe Versorgungsqualität der Netze zu gewährleisten. Hierzu müssen zuerst Ansätze zur Bewertung der Resilienz und Vulnerabilität von Stromnetzen entwickelt und anschließend kritische Prozesse und Komponenten identifiziert werden. Darauf basierend kann dann ein Risikomanagement zur IKT-Sicherheit entwickelt werden.

Der Umbau der Stromnetze sowohl durch zusätzliche Leitungen und durch die in MONA beschriebenen Netzoptimierenden Maßnahmen als auch durch dazu notwendige IKT ist durch einen enormen Ressourcenverbrauch und damit Umweltauswirkungen gekennzeichnet. Dabei kann eine Verlagerung von direkten Umweltauswirkungen, z. B. durch die Stromtrasse vor Ort, hin zu indirekten Effekten, z. B. durch Produktion von IKT, beobachtet werden. Für eine optimale, auch ökologische Tragfähigkeit der Transformation des Energiesystems wird daher eine Nachhaltigkeitsbewertung der möglichen Entwicklungspfade hin zu einer digitalisierten Netzinfrastruktur empfohlen.

Die Netzentwicklung des Übertragungsnetzes weist eine sehr hohe Sensitivität bezüglich der betrachteten Szenarien auf. Im Prozess des Netzentwicklungsplans werden in erster Linie auf heutigen Entwicklungen basierende Pfade angenommen. Eine Berücksichtigung eines Pfades, der durch eine erhöhte Sektorkopplung die Klimaschutzziele der einzelnen Endenergiesektoren erreicht, findet nicht statt. Damit ergibt sich ein Forschungsbedarf hinsichtlich der Rückwirkungen einer sektorübergreifenden Elektrifizierung in Kombination mit einem gesteigerten Ausbau Erneuerbarer Energien auf das Übertragungsnetz. Eine erste Abschätzung in Kapitel 5.7 lässt erahnen, dass ein

solcher Pfad zu einer deutlichen Steigerung der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes führen kann.

Als Mittel zur Erhöhung der durchschnittlichen Netzauslastung und damit besseren Ausnutzung freier Leitungskapazitäten werden oftmals lastflusssteuernde Elemente genannt. In Form von FACTS (Flexible-AC-Transmission-System), Phasenschiebern oder DC-Kurzkupplungen kann eine Lastflusssteuerung geschehen und damit Netzengpässe vermieden werden. Dieser sogenannten digitalisierten, automatisierten Betriebsführung wird in der aktuellen Diskussion ein großes Potential eingeräumt. Hier ist zu erforschen, inwieweit diese Technologien einen Netzausbaubedarf kosteneffizient verringern oder in Kombination mit anderen NoM vorteilhafte Synergien entstehen können.

Die Ergebnisse der Übertragungsnetzsimulationen haben gezeigt, dass die Reduktion „der letzten MWh“ netzbedingter Abregelung durch NoM nur unter sehr hohen Kosten gelingen kann. Demgegenüber stehen Abregelungsvolumina, die teilweise bereits in der Marktsimulation auftreten. Dies zeigt, dass erst bei einer hohen Durchdringung mit preissensitiven, flexiblen Lasten Abnehmer für diese abgeregelten Energiemengen existieren. Eine genaue Analyse des Flexibilitätspotenzials und des Bedarfs dieser Flexibilitätsoptionen ist anzustreben, um den systemischen Mehrwert der damit integrierbaren Erneuerbaren Energiemenge zu bestimmen. Dies ist den Kosten des dafür nötigen Netzausbaus und den vermiedenen Emissionen gegenüberzustellen.

9 Anhang

9.1 Anhang 1 – Zusatzgrafiken zur Netzgrenzanalyse

Im Folgenden sind die Boxplots für Spannungs- und Betriebsmittelüberlastungen aus Kapitel 4.2 für alle MONA-Typnetze aufgeführt.

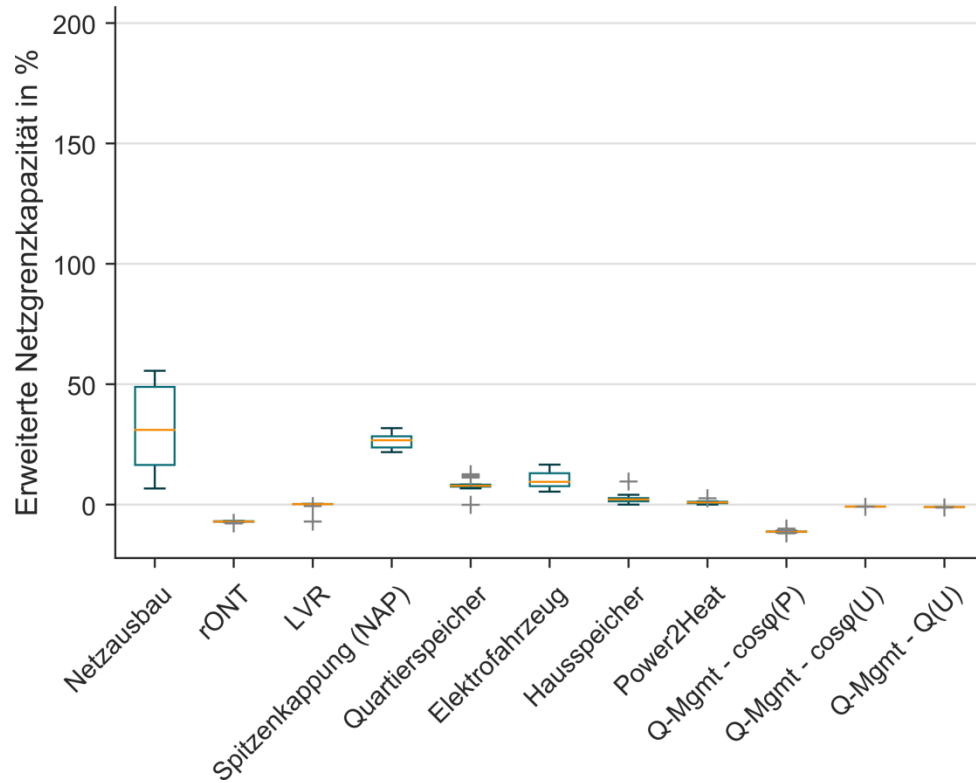


Abbildung 9-1: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 1 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

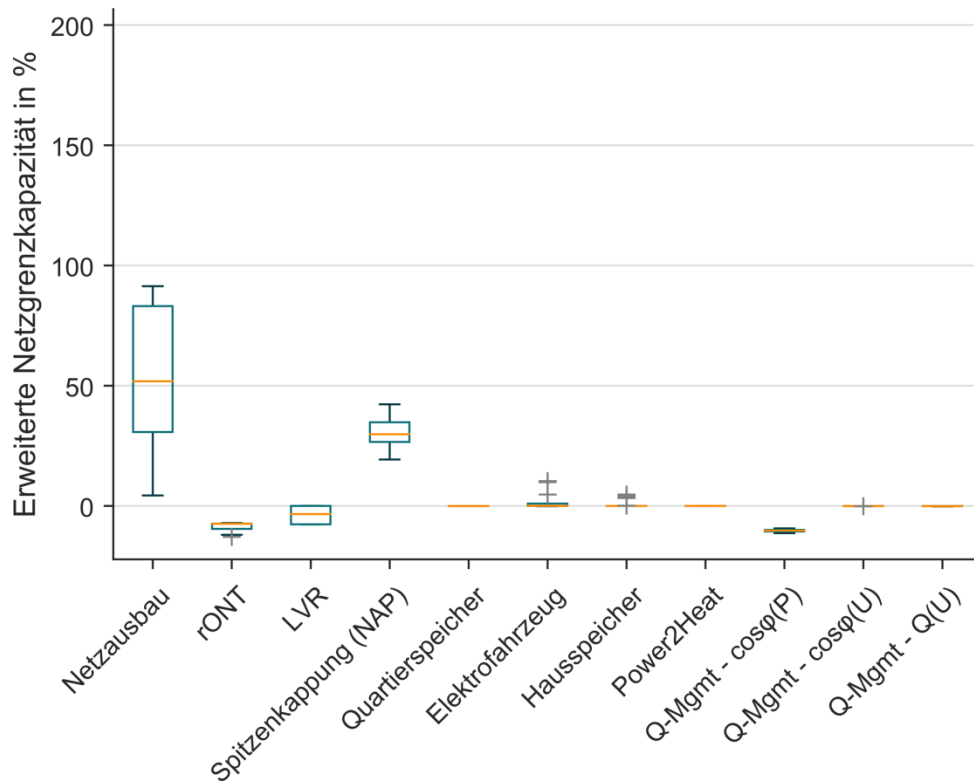


Abbildung 9-2: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 2 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

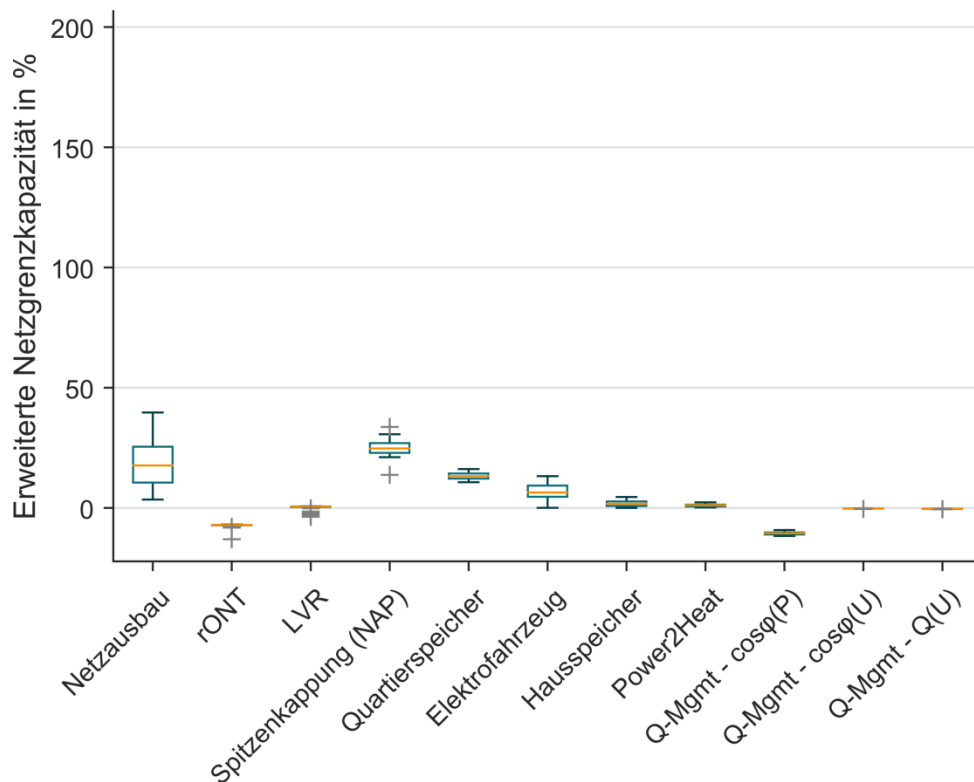


Abbildung 9-3: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 3 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

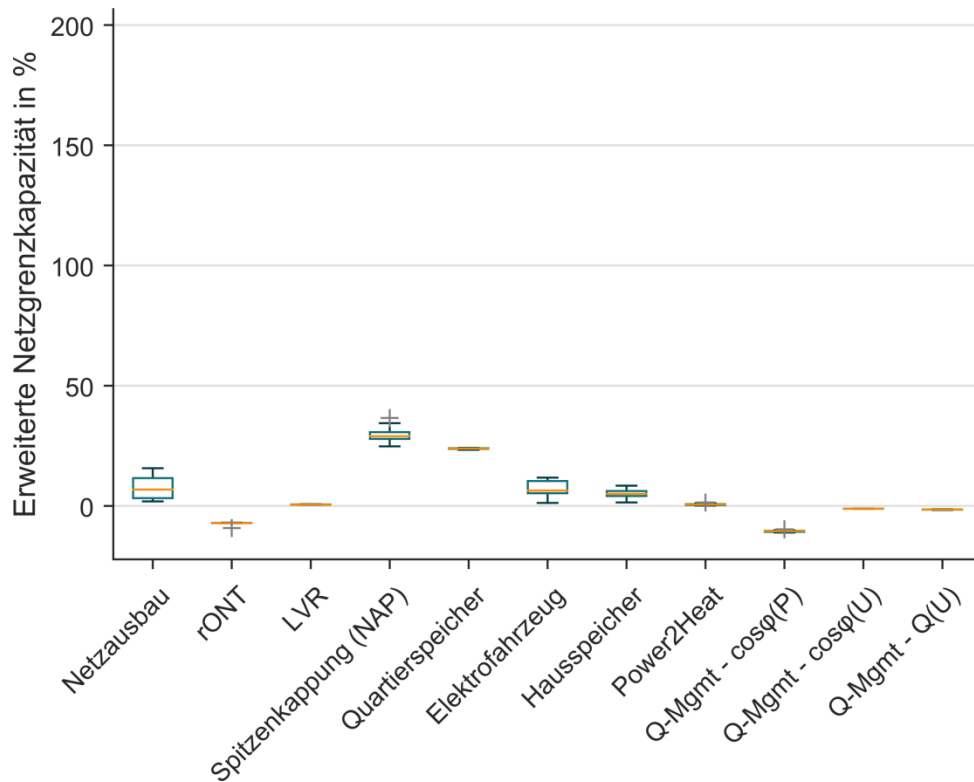


Abbildung 9-4: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 4 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

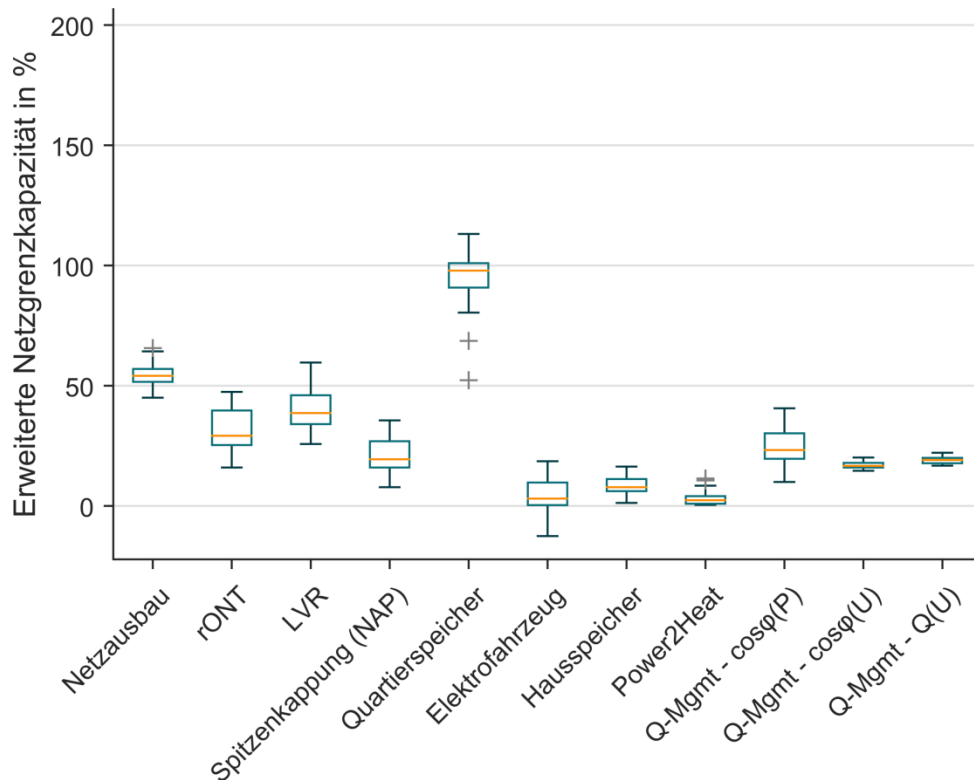


Abbildung 9-5: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 4 im Falle von Spannungsbandverletzungen*

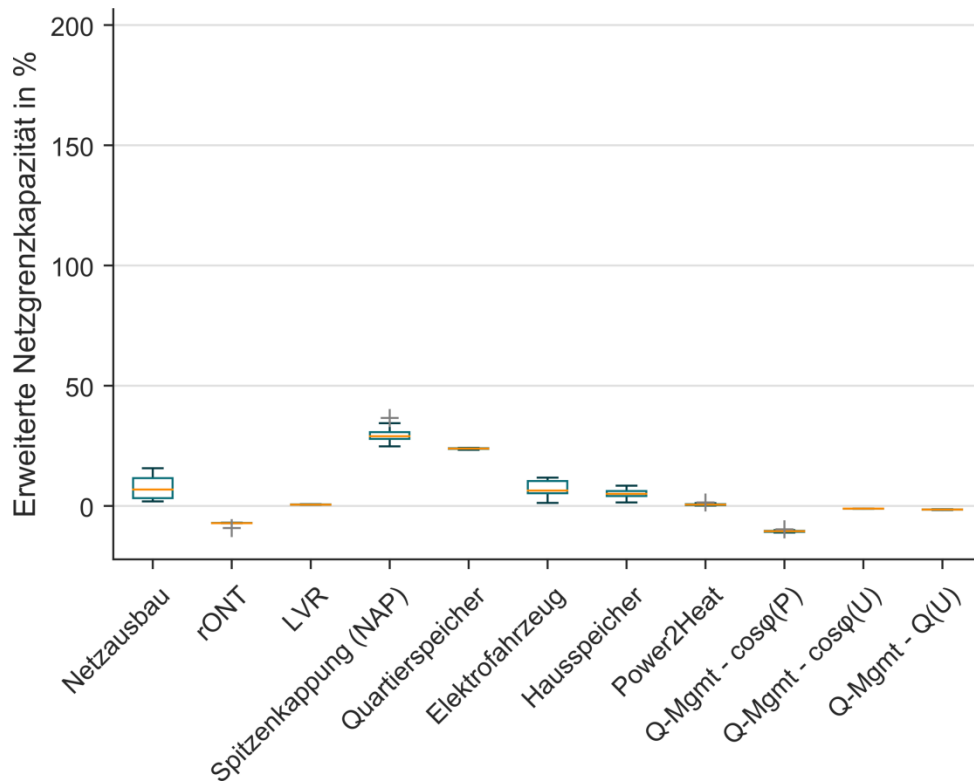


Abbildung 9-6: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 5 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

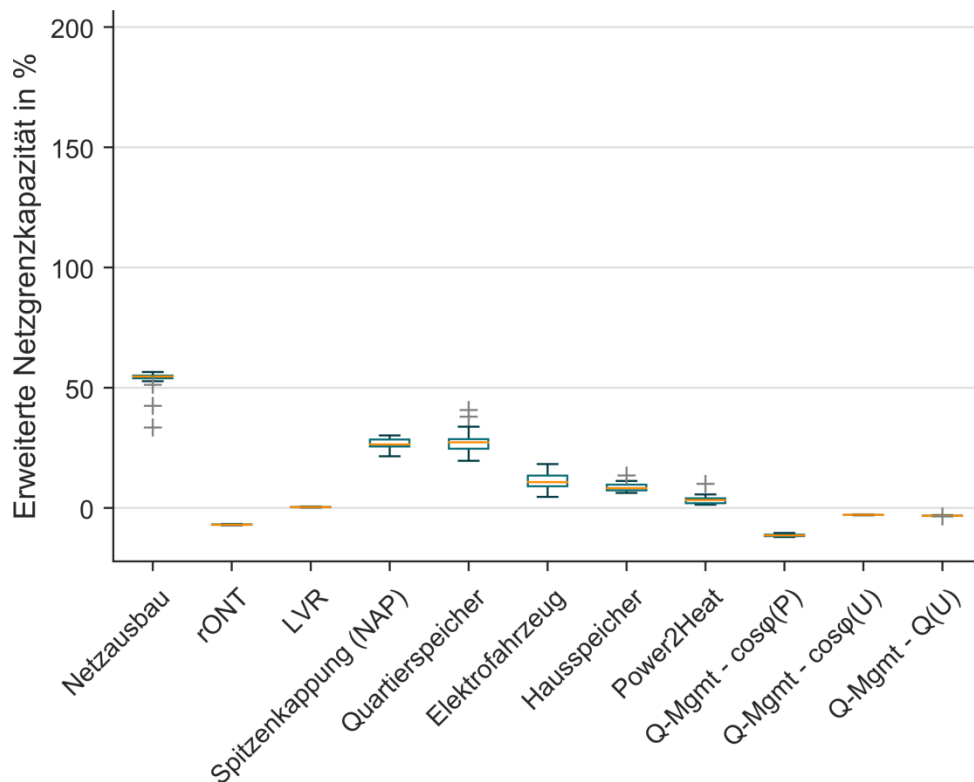


Abbildung 9-7: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 6 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

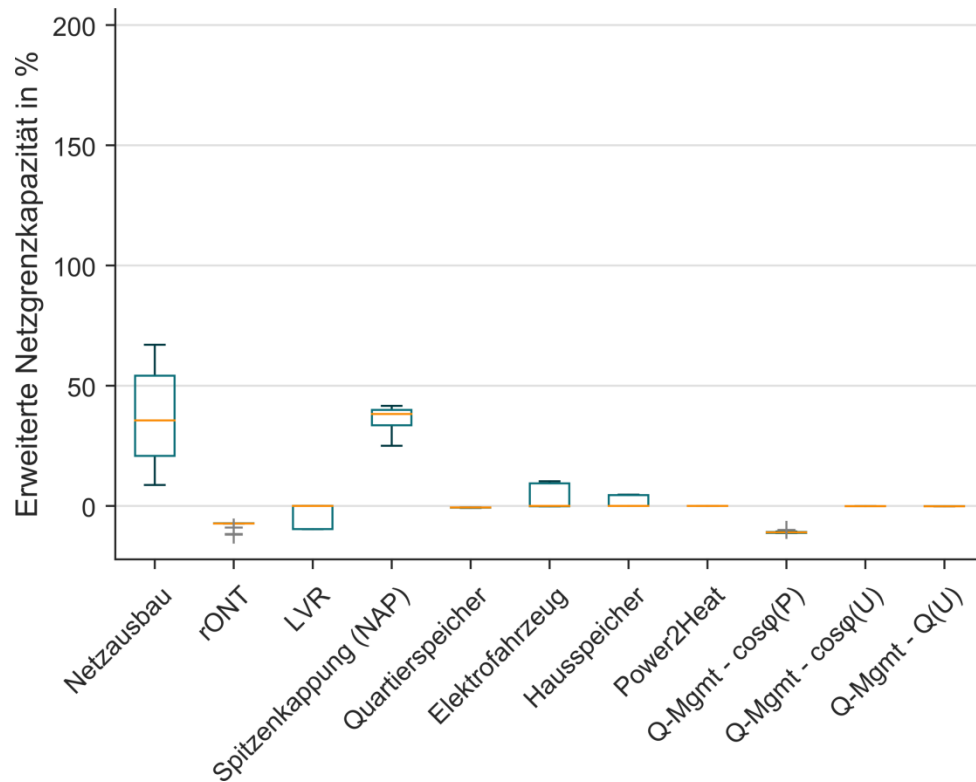


Abbildung 9-8: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 7 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

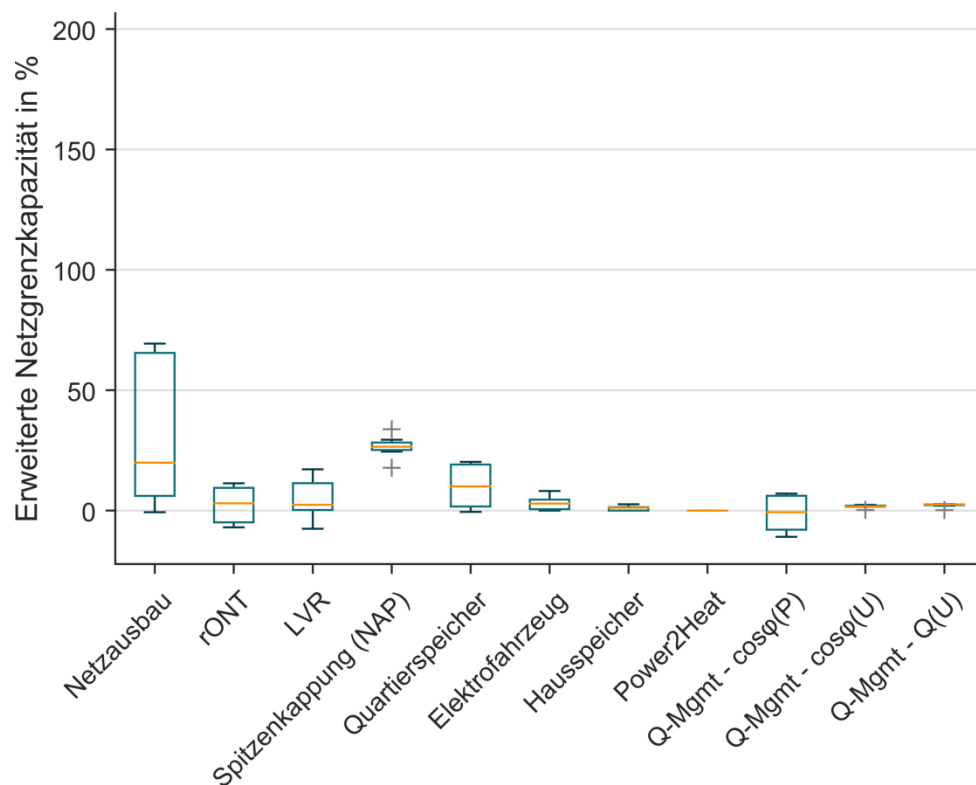


Abbildung 9-9: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 7 im Falle von Spannungsbandverletzungen*

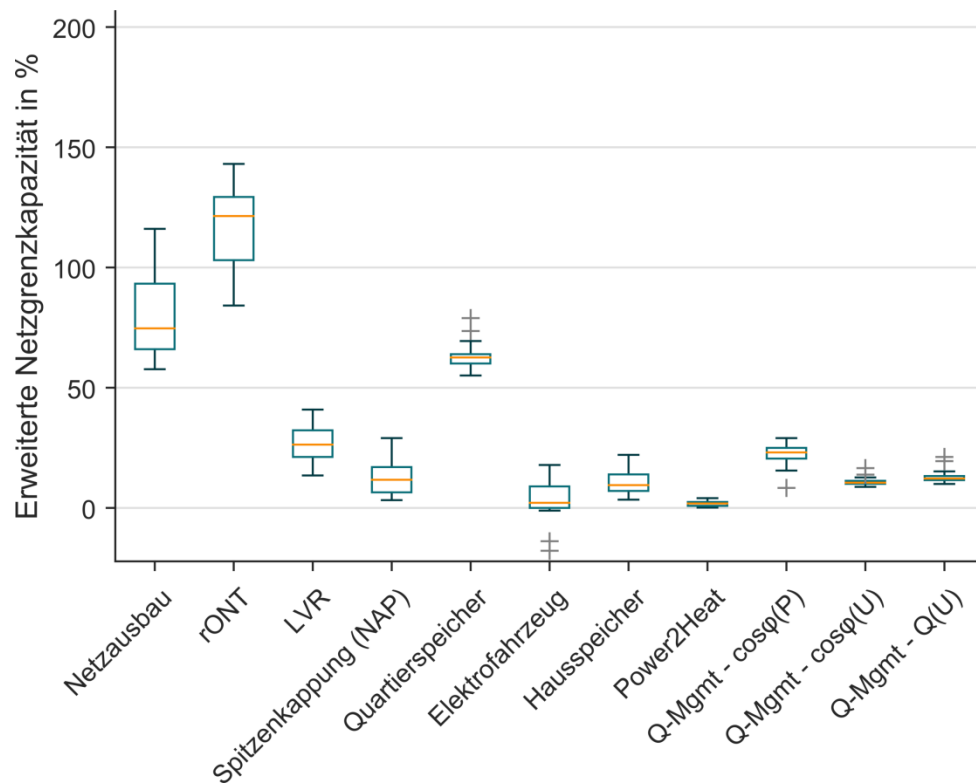


Abbildung 9-10: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 8 im Falle von Spannungsbandverletzungen*

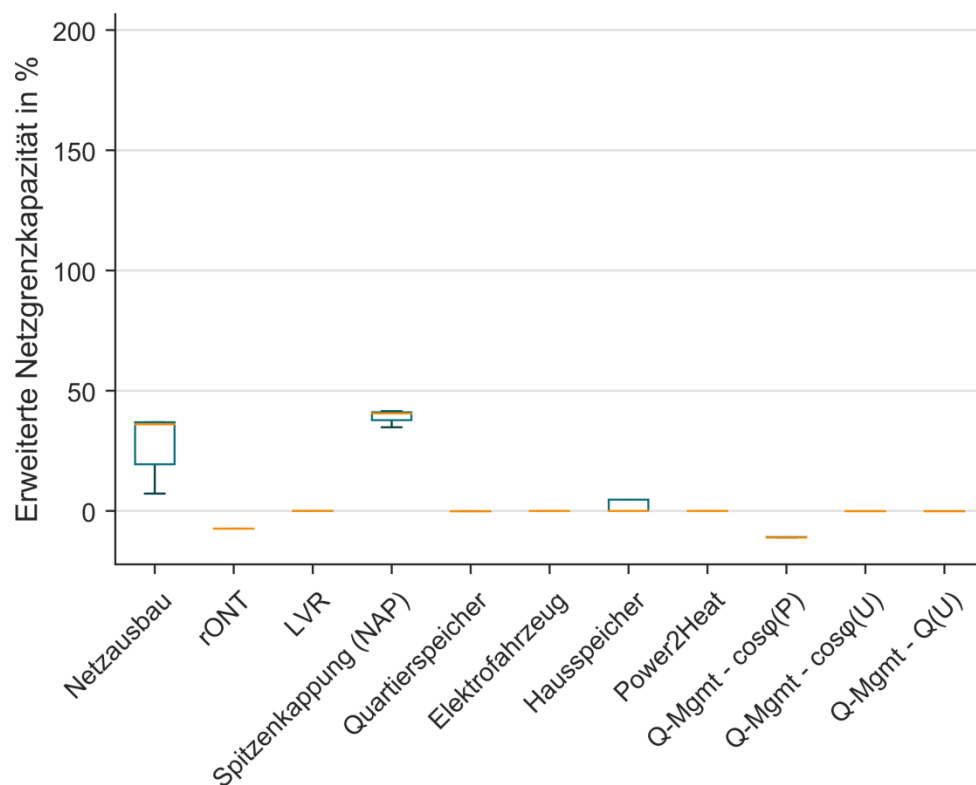


Abbildung 9-11: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 9 im Falle von Betriebsmittelüberlastungen*

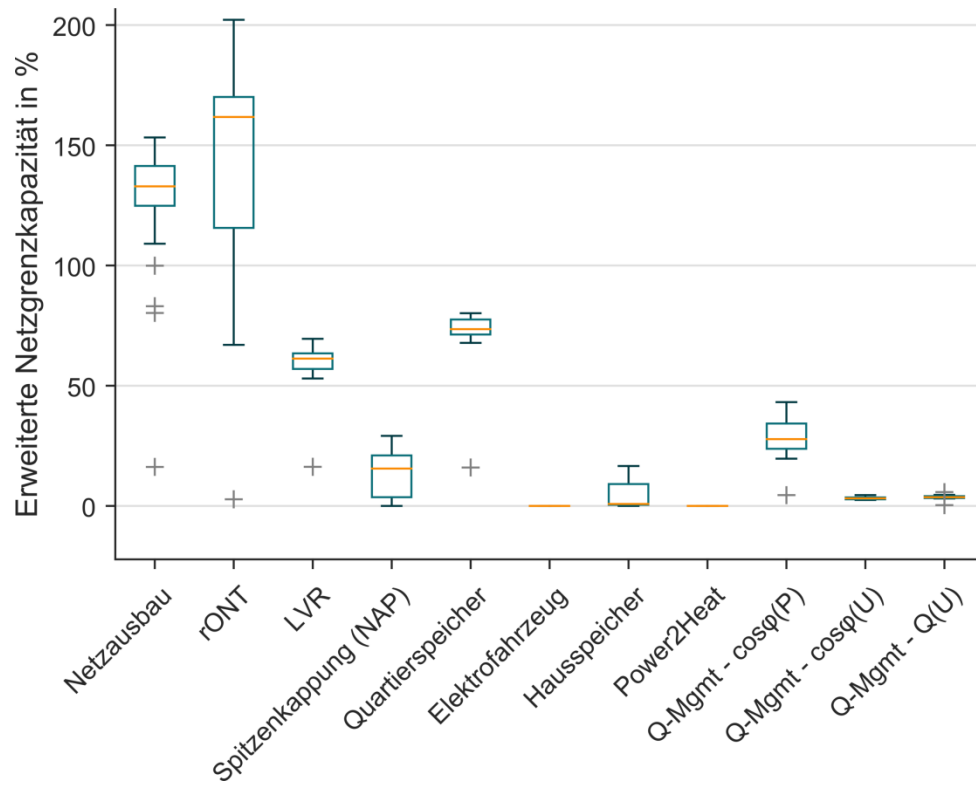


Abbildung 9-12: *Erweiterte Netzgrenzkapazität für Typnetz 9 im Falle von Spannungsbandverletzungen*

9.2 Anhang 2 – Zusatzgrafiken zum Vergleich der NoM

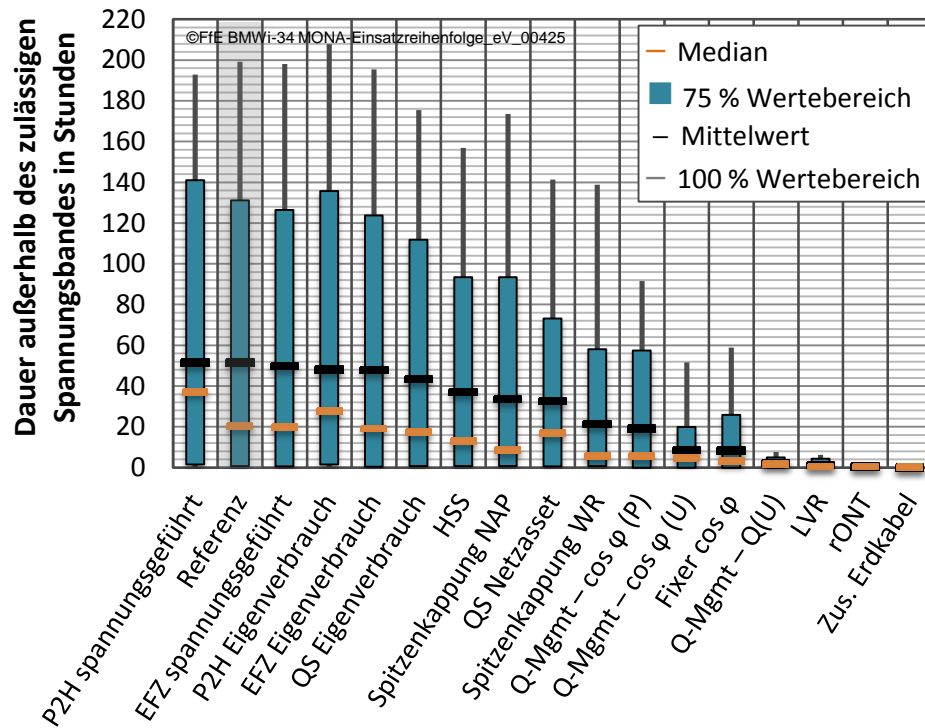


Abbildung 9-13: Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes für alle Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 8 und Regionalisierung C

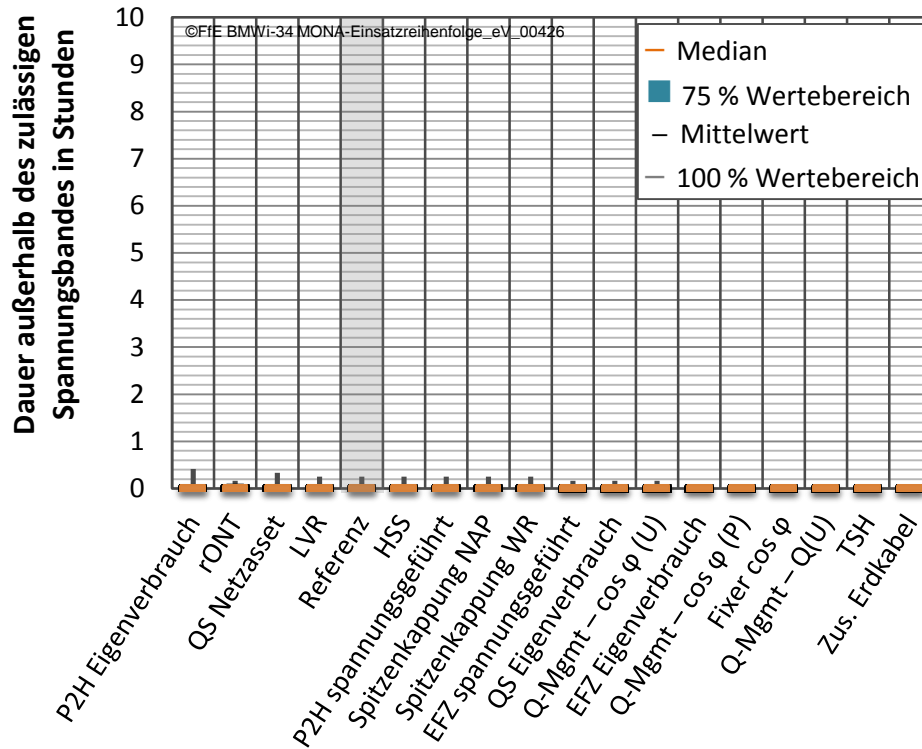


Abbildung 9-14: Vergleich der Dauer außerhalb des zulässigen Spannungsbandes für alle Netzoptimierenden Maßnahmen in Typnetz 6 und Regionalisierung C

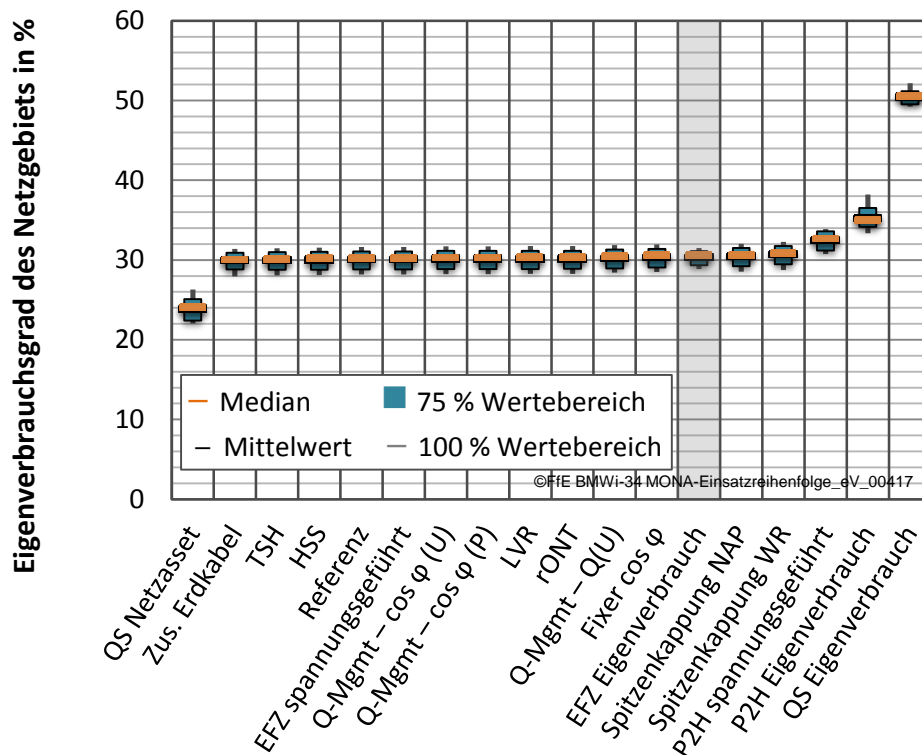


Abbildung 9-15: Vergleich des Eigenverbrauchsgrades für Typnetz 4 Regionalisierung C

9.3 Anhang 3 – Zusatzgrafiken zur Wirtschaftlichkeitsbewertung

Tabelle 9-1: *Technoökonomische Kennwerte für Quartierspeicher (Lithium-Ionen)*

Parameter	Beschreibung	Einheit	2015	2030
Investitionen	Leistungsspezifische Kosten	€/kW	125	75
	Kapazitätsspezifische Kosten	€/kWh	600	250
	Kosten für Tiefbau und Fundament	€/Stück	2380	
Fixe Betriebskosten	Betriebs- und Wartungsaufwand	€/(kW*a)	14	14
Wirkungsgrad	Elektrischer Gesamtwirkungsgrad	-	0,825	0,875
Nutzungsdauer	Kalendarisch	a	20	30
	Zyklisch	Zyklen	5.000	10.000
Auslegung	Verhältnis von Kapazität zu Leistung	-	3	
	Minimale Größe	kW	50	
	Maximale Größe	kW	500	

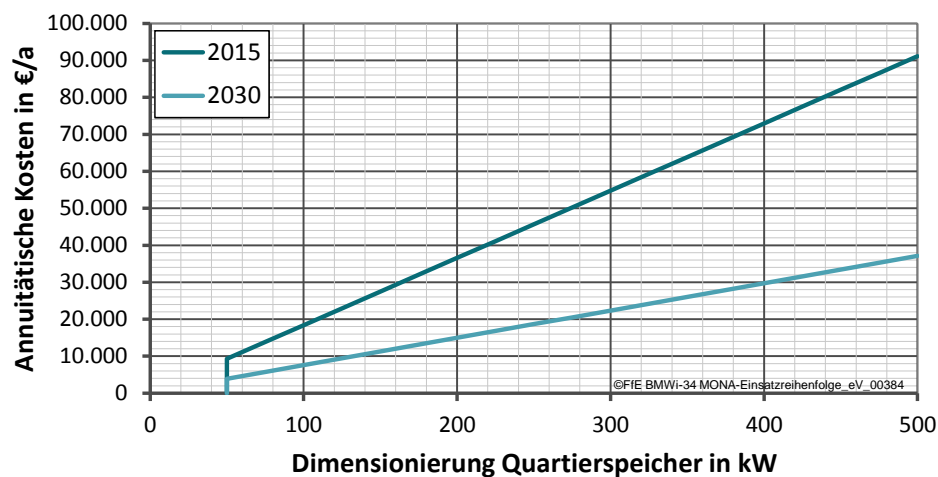


Abbildung 9-16: *Fixkostenverlauf von Quartierspeichersystemen*

Tabelle 9-2: *Technoökonomische Kennwerte für Längsregler*

Spannungslängsregler						
Kostenart	Betriebsmittel / Bereich	Beschreibung	Leistung in kVA	Einheit	2015	2030
<i>Investition</i>	Kosten nach Regelbereich und Scheinleistung	1-Phasen-Regler für 1 Verbraucher	5	€/Stück	2.540	1.876
		3-Phasen 55 kVA, Regelbereich ±6%	55	€/Stück	12.500	9.232
		3-Phasen 110 kVA, Regelbereich ±6%	110	€/Stück	15.000	11.079
		3-Phasen 175 kVA, Regelbereich ±6%	175	€/Stück	17.000	12.556
		3-Phasen 250 kVA, Regelbereich ±6%	250	€/Stück	18.000	13.294
	Sekundärtechnik	bezogen auf Investitionen		%	15	15
<i>Betriebskosten</i>	Spannungslängsregler			€/a	100	100
		Wartungsintervall		a	5	5
<i>Wirkungsgrad</i>				%	99,5	99,5
<i>Nutzungsdauer</i>	Primärtechnik			a	40	40
	Sekundärtechnik			a	18	18

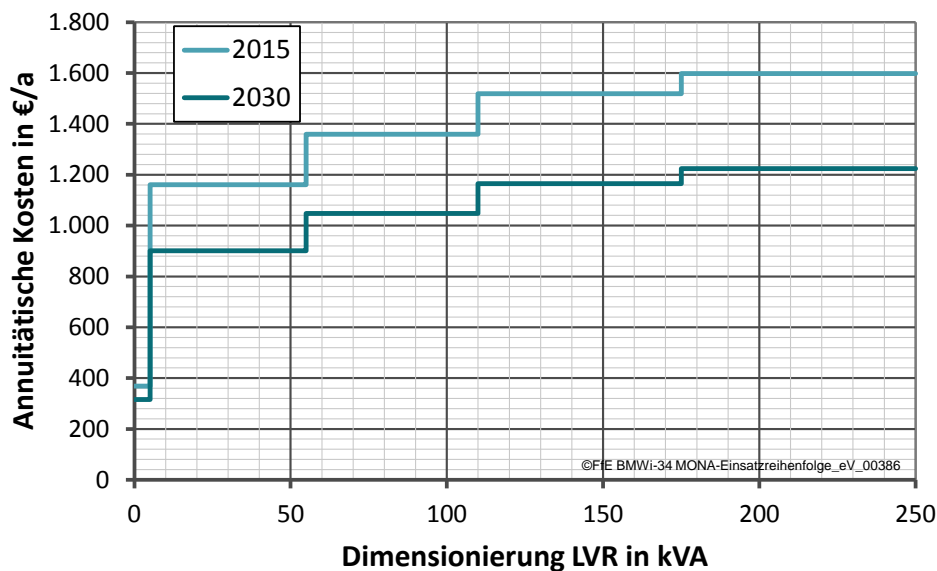
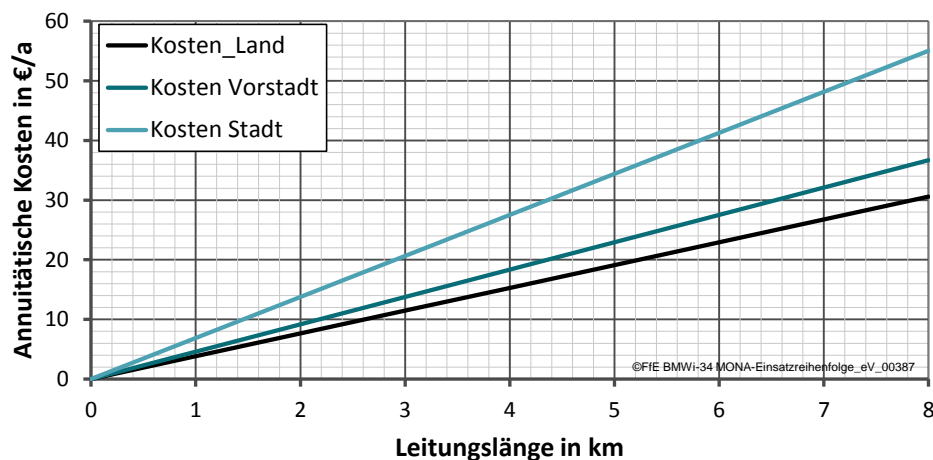
Abbildung 9-17: *Fixkostenverlauf von Längsreglern*

Tabelle 9-3: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Niederspannungsebene*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Kosten 2015 und 2030
Investitionen	reiner Erdkabelpreis (ohne Verlegung)	NAYY 4x120 SE	8.500 €/km
		NAYY 4x150 SE	10.500 €/km
	Verlegungskosten je nach Untergrund	unbefestigt	40.000 €/km
		Pflaster/Platten	60.000 €/km
		Bitumen Gehweg	85.000 €/km
		Fahrbahn	100.000 €/km
	Pauschalwerte für Kabel inkl. Verlegung nach Netzgebiet	Land	50.000 €/km
		Vorstadt	60.000 €/km
		Stadt	90.000 €/km
	Transformatoren MS/NS inkl. Sekundärtechnik	250 kVA	7.000 €/Stück
		400 kVA	8.500 €/Stück
		630 kVA	12.000 €/Stück
	MS/NS-Ortsnetzstation	Transformator, MS-Schaltanlage, NS-Verteilung, Sekundärtechnik, Gebäude	37.500 €/Stück
weitere Komponenten	Niederspannungsverteilung 6-10 Abgänge	3.200 €/Stück	
	Abzweigmuffe	200 €/Stück	
Fixe Betriebskosten	Kabel	pauschale Betriebskostenzuschläge bezogen auf Investitionen	1 %/a
	Sonstige Anlagen		2 %/a
Nutzungsdauer	Kabel		40 a
	Transformatoren		30 a
	Ortsnetzstation, Kabelverteilerschränke und weitere Komponenten		33 a

**Abbildung 9-18:** *Fixkostenverlauf von Erdkabeln*

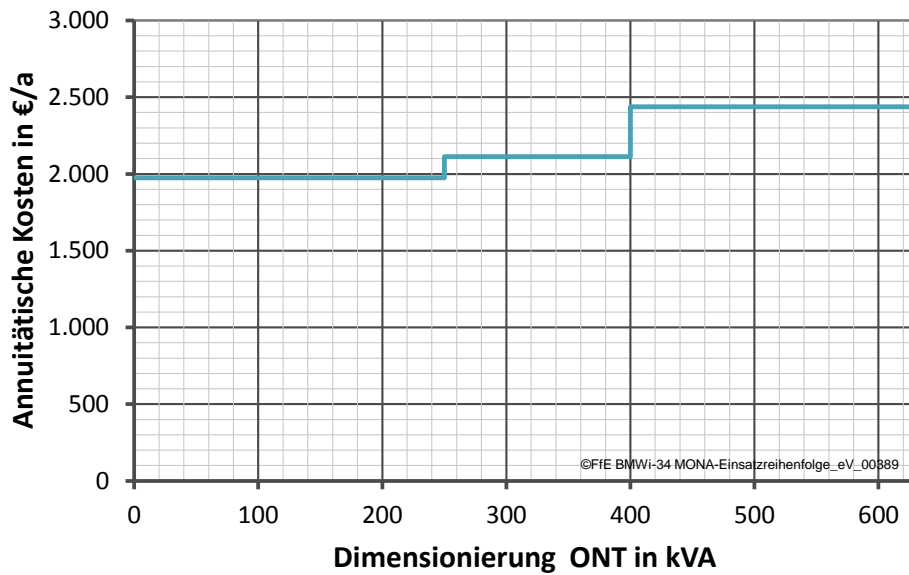


Abbildung 9-19: Fixkostenverlauf von Ortsnetztransformatoren

Tabelle 9-4: Technoökonomische Kennwerte für rONT / FFE 23 15/

regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)					
Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Einheit	2015	2030
Investitionen	rONT	250 kVA	€/Stück	18.000	13.294
		400 kVA	€/Stück	20.000	14.771
		630 kVA	€/Stück	22.000	16.249
		davon Sekundärtechnik (bezogen auf Investitionen)	%	15	15
	Trafotausch konventionell zu rONT	Kosten Ein- und Ausbau, Transport	€/Stück	3.250	3.250
	Ortsnetzstation begehbar, ohne Trafo		€/Stück	15.000	15.000
Betriebskosten	rONT		€/a	450	450
Wirkungsgrad			%	99,7	99,7
Nutzungsdauer	Primärtechnik		a	40	40
	Sekundärtechnik		a	20	20

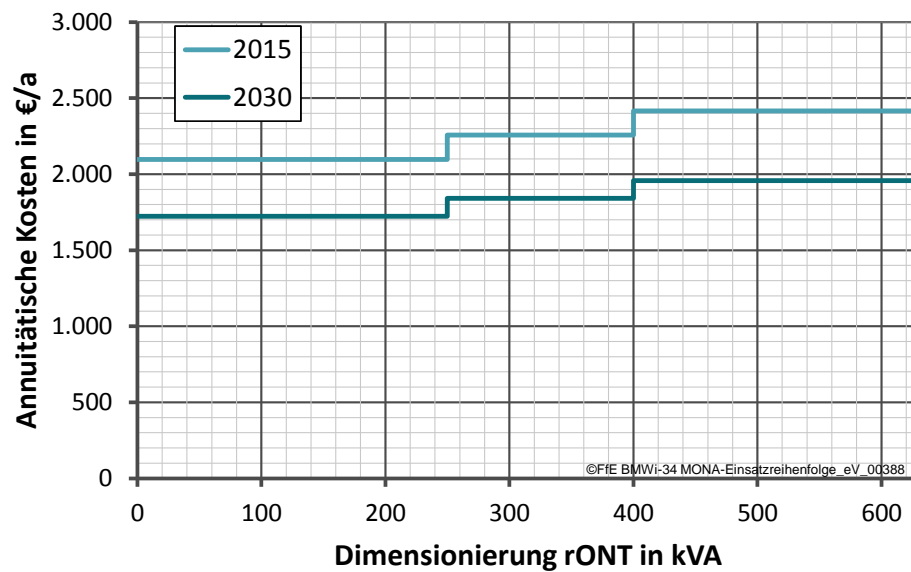


Abbildung 9-20: *Fixkostenverlauf von regelbaren Ortsnetzstationen*

Tabelle 9-5: *Kosten für die IKT-Anbindung von NoM auf Basis des Rollouts von mME bzw. iMSys, eigene Berechnung nach /EY-01 13/, /DENA-07 14/*

IKT-Komponente		2015	2030
Intelligentes Messsystem	Investition	470 €	-
	Betriebskosten	117 €/a	-
Zusätzliche moderne Messeinrichtung	Investition	111 €	111 €
	Betriebskosten	4,5 €/a	4,5 €/a
Steuerbox	Investition inkl. Einbau	102 €	102 €

Abbildung 9-19 zeigt die die Fixkostenverläufe von IKT zur Anbindung von spannungsgeführter Power2Heat sowie Elektrofahrzeugen im Netzgebiet.

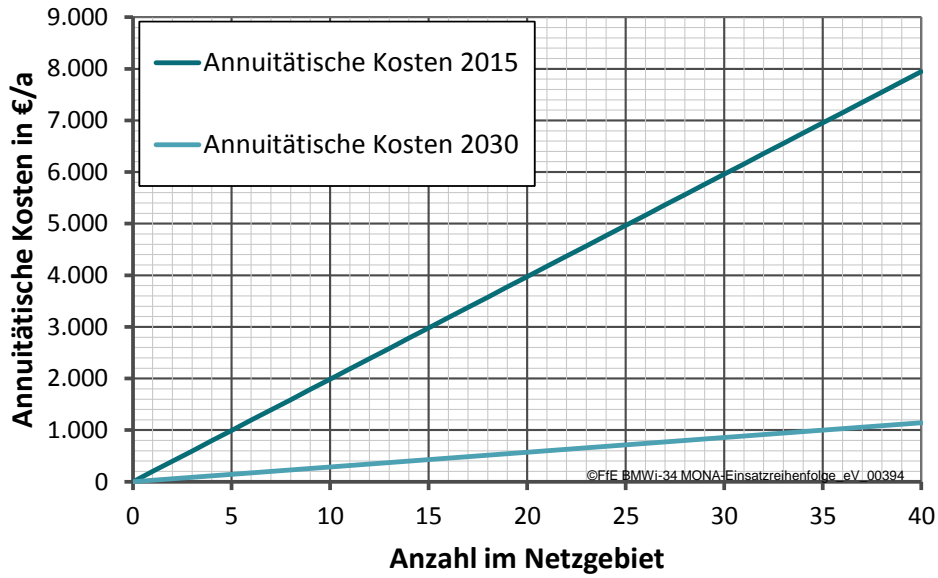


Abbildung 9-21: Fixkostenverlauf von IKT für die Anzahl nachzurüstender Netzoptimierender Maßnahmen (vgl. Tabelle 9-5)

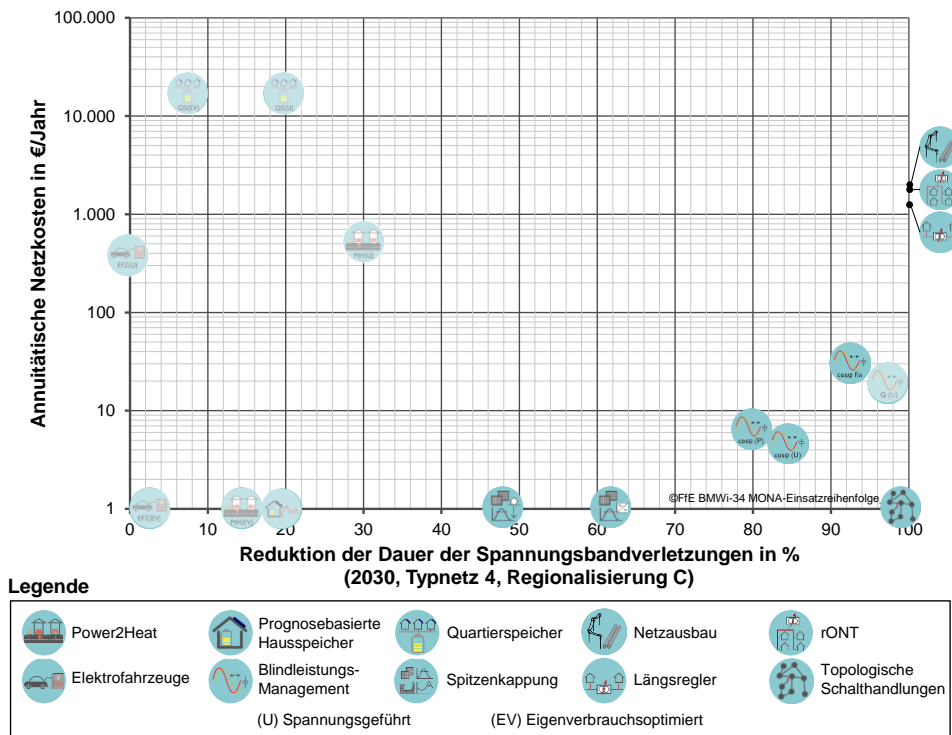


Abbildung 9-22: Annuitätische Netzkosten Netzoptimierender Maßnahmen für Spannungsbandverletzungen in Typnetz 4 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C

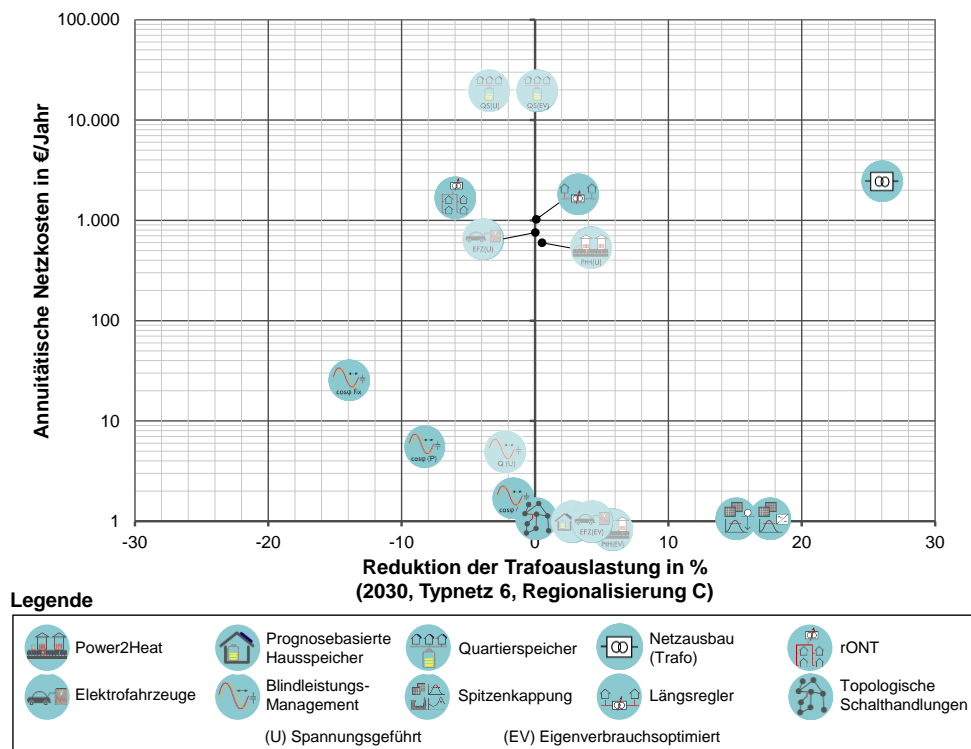


Abbildung 9-23: *Annuitätische Netzkosten Netzoptimierender Maßnahmen für Trafoüberlastungen in Typnetz 6 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C*

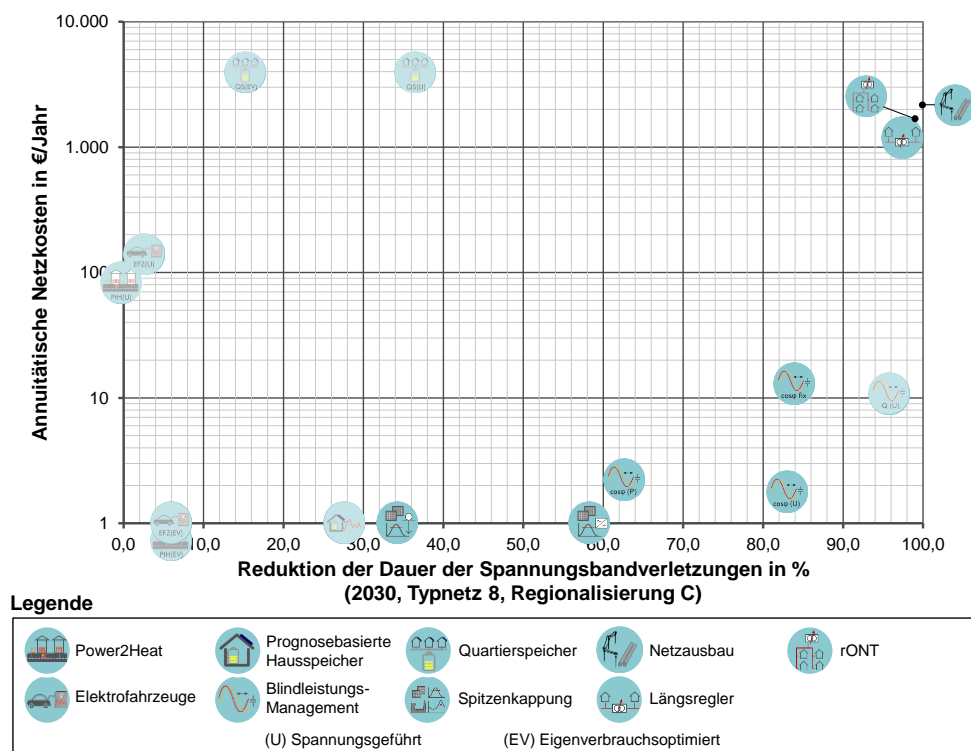


Abbildung 9-24: *Annuitätische Netzkosten Netzoptimierender Maßnahmen für Spannungsbandverletzungen in Typnetz 8 im Jahr 2030 nach Regionalisierung C*

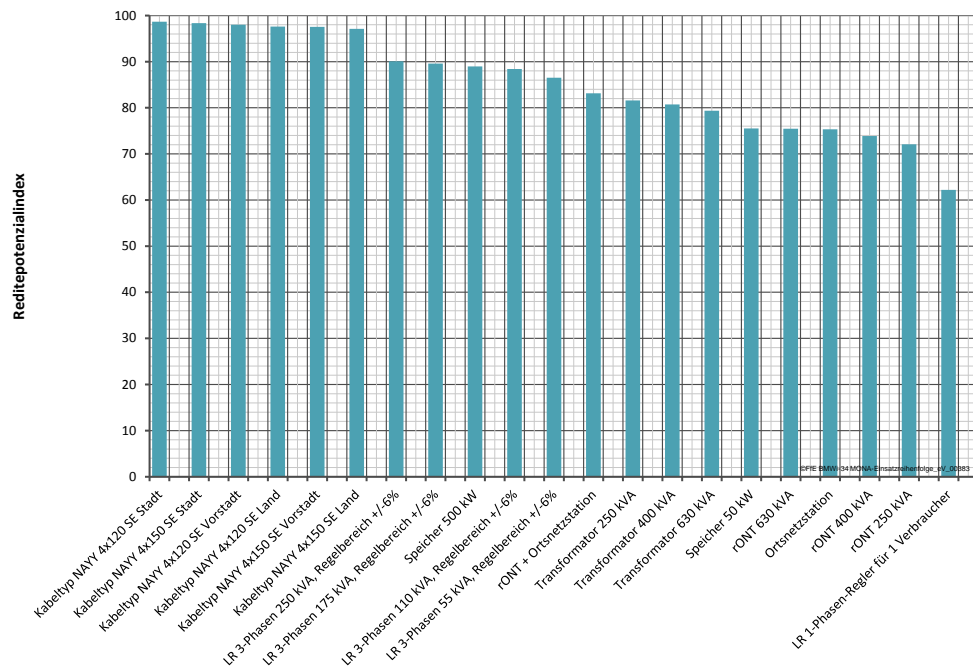


Abbildung 9-25: *Renditepotenzialindices für alle Netzoptimierenden Betriebsmittel*

Abbildung 9-25 zeigt die Renditepotenzialindices für Netzoptimierende Betriebsmittel im Niederspannungsnetz für die in /FFE-15 17/ dargestellten Ausprägungsarten.

9.4 Anhang 4 - Exkurs: Betriebskosten im heutigen Regulierungssystem

Der viel diskutierte Umgang mit Betriebskosten im heutigen Regulierungssystem beruht auf der Tatsache, dass Betriebskosten wie aufwandsgleiche Kosten behandelt werden und im Gegensatz zu aktiviertem Eigenkapital keine Marge generieren. Diese Regulierungspraxis beruht auf der Annahme, dass nur Kupfer eine „möglichst sichere (...) leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ nach /ENWG-01 15/ ermöglicht. Das System der Anreizregulierung wurde bereits am 29.10.2007 verabschiedet und in den Vorjahren sukzessive entwickelt. /AREGV-01 15/

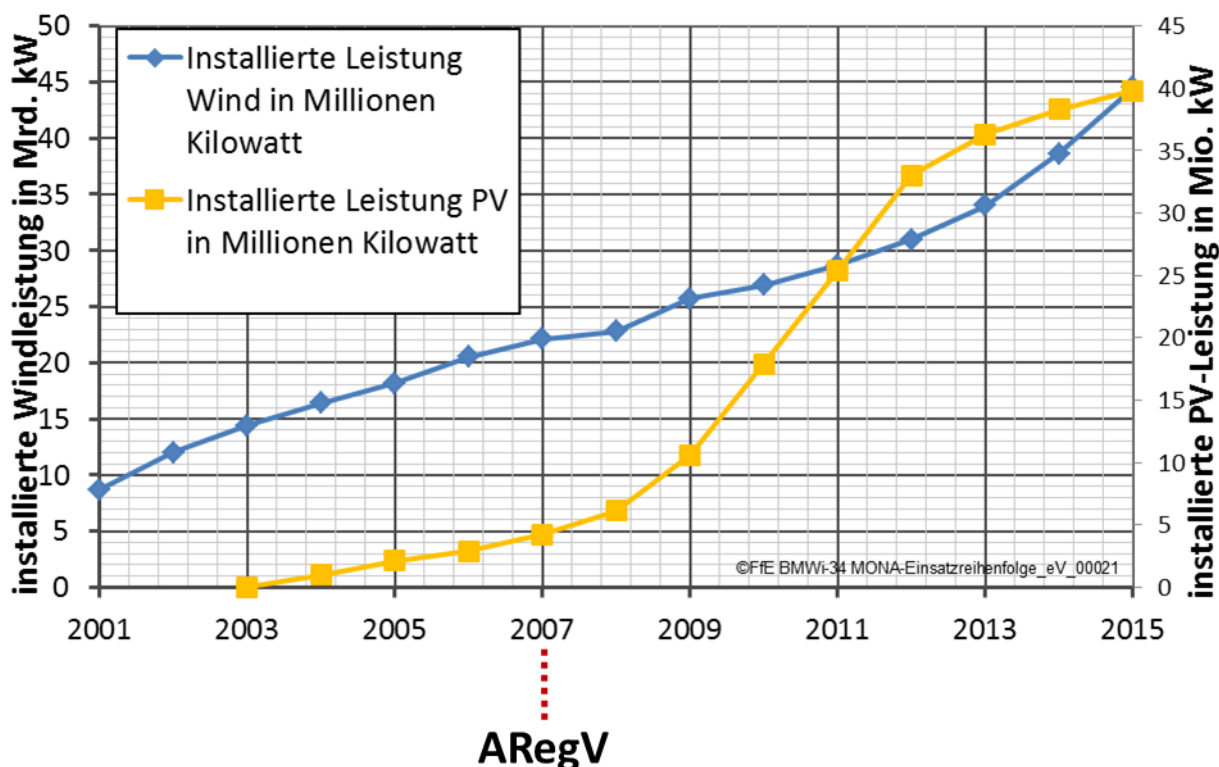


Abbildung 9-26: Zubau Erneuerbarer Energien /BNETZA-16 15/

Abbildung 9-26 zeigt, dass die Anreizregulierungsverordnung (AREGV) bereits vor dem starken Zubau von PV und Wind verfasst und verabschiedet wurde. Zu diesem Zeitpunkt befand sich das Stromnetz in einem annähernd eingeschwungenen Zustand. Große Investitionsvorhaben waren zu diesem Zeitpunkt eher die Ausnahme, da die bestehende Infrastruktur größtenteils den alltäglichen Herausforderungen gewachsen war.

Das System der Anreizregulierung verfolge außerdem das Ziel, Ineffizienzen aus der Präregulierungsära abzubauen, in denen die Netzbetreiber als natürliche Monopolisten keinem Kostendruck ausgesetzt waren und damit nicht zu Einsparungen gezwungen wurden.

Ineffizienzen abzubauen ist in der Regel vor allem durch die Optimierung ineffizienter Prozesse möglich. Dies erfolgt beispielsweise durch günstigere Beschaffungsstrategien, optimierte Arbeits- und Handlungsabläufe sowie gegebenenfalls einer Verschlankung des Personalstammes. Netzoptimierung, wie im Projekt MONA 2030 durch Netzoptimie-

rende Maßnahmen wurde nur sehr selten genutzt (vgl. /BNETZA-20 16/), da dies häufig die Betriebskosten erhöht und damit den Optimierungspotenzialen entgegensteht.

9.4.1 Vorschläge zum Umgang mit Betriebskosten

Um Betriebskosten regulatorisch aufzuwerten, gibt es prinzipiell zwei Strategien. Einerseits kann die aktuelle Anreizregulierung inhaltlich angepasst werden, um Betriebskosten durch zusätzliche Mechanismen aufzuwerten, andererseits kann das gesamte Regulierungssystem umgestellt werden, sodass OPEX nicht mehr systemimmanent benachteiligt werden.

9.4.1.1 Anpassungen der Anreizregulierung

Mit der Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs und der damit verbundenen Abschaffung des regulatorischen Zeitverzugs für kapitalintensive Investitionen, ist die Stellung von OPEX nicht verbessert worden, obwohl im Zuge der Einführung auch die Einführung einer OPEX-Pauschale diskutiert wurde. Dies zeigt, dass der politische Diskurs bereits eine Vielzahl von Optionen aufzeigte, um den aktuellen regulatorischen Rahmen anzupassen. In **Tabelle 9-6** sollen einige Lösungsvorschläge aufgezeigt werden, die bereits in der Diskussion standen, um OPEX besser zu stellen. All diese Systeme haben ihre Vor- und Nachteile. Ein Favorit lässt sich zum heutigen Zeitpunkt nicht erkennen.

Tabelle 9-6: *Anpassungsvorschläge für die ARegV*

Modell	Erklärung
Efficiency-Carry-Over	Statt der vollständigen Mehrerlösabschöpfung durch den Regulierer, sollen Teile der Kosteneinsparungen in Form eines Aufschlages auf die EOG dem jeweiligen Netzbetreiber zu Gute kommen.
Angepasste Effizienzwertberechnung	Umstellung der „best-of-four“ Methode auf eine durchschnittliche Variante, um die aktuell hohen Effizienzwerte wieder zu verringern und damit mehr Dynamik zu schaffen.
Investitionsmaßnahmen für Verteilnetzbetreiber	Auswertungen zeigen, dass in den Netzen von 20 Verteilnetzbetreibern ca. 80 % der Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien installiert ist. Dies schafft einen überproportionalen Netzausbaubedarf in diesen Netzen. Da sich das Element der Investitionsmaßnahme in Übertragungsnetzen als äußerst wirksam erwiesen hat – da es auch pauschal die Betriebskosten berücksichtigt – gibt es Überlegungen, diese Investitionsmaßnahmen auch für Netzbetreiber mit nachweislich hohem Ausbaubedarf oder sogar für alle im Standardverfahren aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit zugänglich zu machen.
Renditen auf OPEX	Analog zur Verzinsung von CAPEX könnten auch OPEX mit einer Marge versehen werden. Es wird jedoch befürchtet, dass dadurch Betriebskosten unnötig erhöht werden könnten.
Renditezuschläge für innovative Investitionen	Im regulierten System werden alle Investitionen mit der gleichen Eigenkapitalverzinsung versehen. Dabei gibt es keinerlei Unterschied zwischen innovativen und konventionellen Investitionen. Dieses System trägt dem erhöhten Risiko bei innovativen Investitionen jedoch nicht angemessen Rechnung. In Ländern wie Italien werden bereits Renditezuschläge für spezielle Erweiterungsinvestitionen gewährt, um neue Technologien zu fördern.

Zu diesen bereits in /BNETZA-17 15/ diskutierten Systemen sollen zudem innovativere Vorschläge im Folgenden aufgezeigt werden.

1. Die Einführung von pauschalen **Innovationsbudgets** bietet die Möglichkeit für die Erprobung neuer Technologien. /BEI-02 11/

2. Zudem wurde in /BEI-02 11/ vorgeschlagen, sog. **Innovationsfonds** einzurichten. Netzbetreiber sollen zusätzliche Mittel für Investitionen aus diesem Fond beantragen können, um innovative Projekte umsetzen zu können. Ein Gremium soll schließlich nach transparenten Kriterien entscheiden, ob einem Antrag zugestimmt wird.
3. Innovative Investitionen dienen dem Ersatz von Kabeln und Transformatoren. Da gerade im Benchmarking jedoch Parameter wie die Kabellänge bewertet werden, wirken sich innovative Investitionen gegebenenfalls negativ aus, wenn Netzbetreiber stark von diesem Parameter abhängig sind. Wird jeder innovativen Investition ein spezifischer **Kabeläquivalenzfaktor** zugeordnet, kann diese Herausforderung umgangen werden. Für jede NoM kann in diesem Sinne eine pauschale (oder individuell) berechnete Kabellänge im Benchmarking hinzuaddiert werden, um den leitungslängenmindernden Effekt zu kompensieren. Diese Maßnahme ist einfach umzusetzen und greift nicht signifikant in das geltende System ein. Eine Umstellung wird daher empfohlen.

9.4.2 Alternative Regulierungssysteme

Im Gegensatz zum aktuellen deutschen System der Anreizregulierung existieren verschiedene alternative regulatorische Ansätze, welche zum Einsatz kommen könnten. Dabei haben viele Länder eigene Systeme, angepasst auf die vorherrschende Situation, Herausforderungen und Ziele. Zwei alternative Formen der Anreizregulierung sollen im Folgenden dargestellt werden. Eine breite länderspezifische Analyse verschiedener Regulierungssysteme ist im Rahmen dieser Studie nicht angedacht.

9.4.2.1 Price-Cap-Regulierung

Die deutsche Anreizregulierung ist eine Erlösobergrenzenregulierung („**Revenue-Cap-Regulierung**“) wobei die Erlöse von den Kosten entkoppelt sind. Als Anreiz dient die Möglichkeit, Zwischenerlöse durch Kosteneinsparungen behalten zu dürfen. Langfristiges Ziel ist eine „*effizientere Nutzung von Ressourcen*“. /BOET-01 14/

Eine alternative Art der Anreizregulierung ist die sog. „**Price-Cap-Regulierung**“. Diese setzt gewisse Preise fest, welche sich nicht an den tatsächlichen Kosten des einzelnen Netzbetreibers orientieren, sondern an den Endkundenpreisen. Dabei wird die Maxime vertreten, dass „*Regulierung auch ohne Kenntnisse über die Kosten und die Nachfrage eine Verbesserung darstellt, wenn sich die Situation der Kunden nicht verschlechtert* /BOET-01 14/.“ Dabei erfolgt eine Preisanpassung anhand der Inflationsrate und einer Effizienzverbesserung. Liegen die Einnahmen durch den festgelegten Preis über den tatsächlichen Kosten, kann der Netzbetreiber Gewinne erzielen. Eine Differenzierung in CAPEX, OPEX oder andere Positionen erfolgt hingegen nicht. Im Gegensatz zum heutigen System der deutschen Anreizregulierung bestehen Anreize zum kostenoptimalen Handeln unabhängig von Technologien und Verzinsungen. /BOET-01 14/ Die Price-Cap-Regulierung bringt jedoch auch Nachteile mit sich. Unter anderem besteht das Problem, dass i. d. R. nur unzureichend investiert wird. Auch sind Maßnahmen benachteiligt, deren Effizienzsteigerung langfristig zum Tragen kommt. Eine wirkliche Lösung für die NoM bietet damit eine Preisregulierung nicht. Aufgrund ihrer Nähe zu Revenue-Cap-Regulierungen sind Stärken und Schwächen vergleichbar. Eine Umstellung wird daher nicht empfohlen, da die Änderungen relativ gering sind.

9.4.2.2 Yardstick-Regulierung

Die Yardstick-Regulierung (YR) ist eine Sonderform der Anreizregulierung. /KHN-01 06/ Yardstick basiert auf der Theorie von Shleifer (1985) und entkoppelt die Kosten und Erlöse vollständig und nutzt daher die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers nicht mehr als Kostenbasis für die Folgeperiode. Stattdessen werden die Kosten aller Netzbetreiber (z. B. als Durchschnittskosten der Branche) herangezogen. Alle beteiligten Unternehmen müssen sich dieser exogen bestimmten Produktionsfortschrittsrate anpassen. /BNETZA-17 15/ Die Basis einer Yardstick-Competition ist das Benchmarking zwischen den teilnehmenden Monopolisten, wobei diese durch falsche Kostenangaben oder ineffiziente Produktion nicht mehr ihre eigenen Erlöse beeinflussen können. Eine Yardstick-Competition führt dazu, dass die *„(Gebiets-)Monopolisten effektiv miteinander konkurrieren und die Preise auf dem Niveau fixiert werden, zu dem alle Unternehmen gerade die bei einer effektiven Produktion anfallenden Kosten decken können“* /BOET-01 14/.

Bezogen auf NoM hat die Yardstick-Regulierung den Vorteil, dass eventuelle Mehrerlöse am Ende der Regulierungsperiode nicht mehr abgeschöpft werden, sondern dadurch der Gewinn dauerhaft erhöht werden kann. Die Anreize für langfristig kostensenkende Investitionen und Innovationen sind daher höher und die Anreize zur Kostensteigerung hin zum Basisjahr (=Basisjahreffekt) werden vollständig beseitigt. Die wichtigste Grundlage für diese Regulierungsform ist jedoch, dass alle verglichenen Unternehmen ein ähnliches Effizienzniveau aufweisen, damit eine einheitliche „Startbasis“ für eine gemeinsame Produktivitätsfortschrittsrate gegeben ist. /BNETZA-17 15/

Dies trägt jedoch der Inhomogenität der deutschen Netzbetreiberlandschaft nicht vollständig Rechnung, da die zurzeit 884 Netzbetreiber sowohl unterschiedlichen Konjunktorentwicklungen als auch unterschiedlich beeinflussbaren Effizienzentwicklungen unterliegen /BOET-01 14/. Die Vergleichbarkeit (comparability) ist ebenso ein Kritikpunkt wie die Möglichkeit kollusiven Verhaltens (Branchenabsprachen). /KHN-01 06/ Gerade kollusives Verhalten ist in Deutschland aufgrund der vielen Netzbetreiber eher unwahrscheinlich; dafür entstehen hierdurch Herausforderungen, die Netzbetreiber untereinander vergleichbar zu machen. Durch die Bildung von Referenzgruppen, sogenannten „Peer-Groups“, kann dieser Effekt verringert werden. Da dies die Anzahl der Stakeholder wiederum reduziert, ist die Möglichkeit für Absprachen größer.

Yardstick-Ansätze werden heute bereits teilweise praktiziert, sind jedoch in verschiedenen Ländern nicht einheitlich und teilweise sehr verschieden umgesetzt. Der BDEW weist darauf hin, dass Länder wie Norwegen und die Niederlande ergänzend zu einer Yardstick-Regulierung zusätzliche Investitionsanreize schaffen mussten, um Investitionen zu fördern. Da im Rahmen der Energiewende Investitionen jedoch unerlässlich sind, wird vom BDEW abgeraten, auf eine Yardstick-Regulierung umzustellen, da diese als investitionshemmend gesehen wird. /BDEW-11 14/

Die BNetzA sieht dies etwas differenzierter. Vor allem das Beispiel Norwegens zeigt, dass Elemente einer Yardstick-Regulierung mit einer teilweise kostenbasierten Regulierung erfolgreich kombiniert wurden und dieser Ansatz als prüfenswert erachtet wird. Da Norwegen über vergleichsweise viele Netzbetreiber verfügt, wurde der vom

BDEW bemängelten Heterogenität durch die Bildung von Referenzgruppen (Peer-Groups) entgegengewirkt. /BNETZA-17 15/

9.4.3 Handlungsempfehlungen

Es zeigt sich, dass der heutige regulatorische Rahmen in seinem Ursprung nicht für den breiten Einsatz von Netzoptimierenden Maßnahmen vorgesehen war. Daraus lassen sich die folgenden Handlungsempfehlungen ableiten:

- 1) Erweiterung des Effizienzvergleiches um einen Kabeläquivalenzfaktor für kabelsubstituierende Investitionen in der 3. Regulierungsperiode.
- 2) Prüfung einer Umstellung auf eine Yardstick-Regulierung in der 4. Regulierungsperiode mit „Peer-Groups“ zur ausreichenden Abbildung der Heterogenität der deutschen Netzbetreiberlandschaft und zusätzlichen Investitionsanreizen für Netzbetreiber mit großen Investitionsstaus bzw. hohem Druck aufgrund großer EE-Anteile im Netz. Speziellen „Peer-Groups“ mit großen Investitionsbedarfen aufgrund der Energiewende können somit gesonderte Investitionsanreize zugestanden werden, um den Anforderungen nachzukommen. Yardstick-Regulierung bevorzugt keine kapitalintensiven Sachinvestitionen; Netzoptimierende Maßnahmen sind annähernd gleichwertig.

9.5 Anhang 5 - Exkurs: Netzentgeltberechnung

Das Verfahren zur Netzentgeltbestimmung ist der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zu entnehmen und erfolgt über die Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung. Wie bereits im Maßnahmenbericht (vgl. /FFE-15 17/) näher erläutert erfolgt nach der Kostenallokation der Netzbetreiber die regulatorische Kostenprüfung und im Zuge dessen eine Trennung in zwei **Kostenarten**. Diese sind kalkulatorische Kosten (CAPEX) und aufwandsgleiche Kosten (OPEX). Diese Kostenarten werden wiederum dem Ort ihres Entstehens zugerechnet (**Kostenstellenrechnung**). Während die Kosten für Anlagevermögen direkt der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zugeordnet werden können, müssen Gemeinkosten über einen Verteilungsschlüssel aufgeteilt werden. /BNETZA-40 15/

In einem letzten Schritt erfolgt nun die Netzentgeltermittlung (**Kostenträgerrechnung**) top-down von der Höchstspannungsebene auf die Niederspannungsebene.

Dieser Prozess soll im Folgenden aufgelistet werden

1. Ermittlung der spezifischen Jahreskosten in €/kW zeitgleiche Jahreshöchstlast der Ebene
2. Jedem angeschlossenen Netznutzer (Verbraucher bzw. untergeordnete Spannungsebene) wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor zugewiesen, welcher den jeweiligen statistischen Beitrag an der Jahreshöchstlast quantifiziert. Je geringer der Anteil eines Netzgebietes/Verbrauchers an der Jahreshöchstlast, desto geringer ist der jeweilige Anteil an den Kosten in Form eines Leistungspreises („Briefmarke“).
3. Die spezifischen Jahreskosten werden um die Erlöse (Netzentgelte) der jeweiligen Spannungsebene reduziert und die verbleibenden Kosten an die nächst tiefere Ebene weitergereicht /BNETZA-40 15/

Je geringer der Anteil eines Verbrauchers an der Jahreshöchstlast der nächst höheren Spannungsebene, desto geringer ist der Leistungspreisanteil an den Netzentgelten. Aus diesem Grund und in Ermangelung von registrierten Leistungsmessungen wird im heutigen System auf Niederspannungsebene für Haushaltskunden lediglich ein Arbeitspreis und ggf. ein Grundpreis fällig, während Industrieunternehmen größtenteils Leistungsentgelte entrichten müssen.

Zudem steigen die Netzkosten mit sinkender Spannungsebene aufgrund einer steigenden Anzahl an vorgelagerten Netzkosten.

Zusammensetzung der NS-Netzentgelte

Niederspannungsnetzentgelte, welche im Mittel bei 6,71 ct/kWh (April 2016) liegen, setzen sich aus verschiedenen Parametern zusammen /BNETZA-20 16/. Diese lassen sich nach **Tabelle 9-7** aufschlüsseln.

Tabelle 9-7: Anteile vorgelagerter Netzebenen an den Niederspannungsnetzentgelten

Parameter	Anteil
Übertragungsnetzentgelte	ca. 11 %
Vorgelagerte Netzebenen (HöS/HS/MS)	ca. 19 %
Niederspannungsnetzentgelte	ca. 70 %

Die in **Tabelle 9-7** aufgeführten Kostenanteile ergeben sich aus /TUD-01 14/, welche in **Abbildung 9-27** schematisch dargestellt sind. Diese Werte können jedoch zwischen Netzbetreibern teils stark variieren.

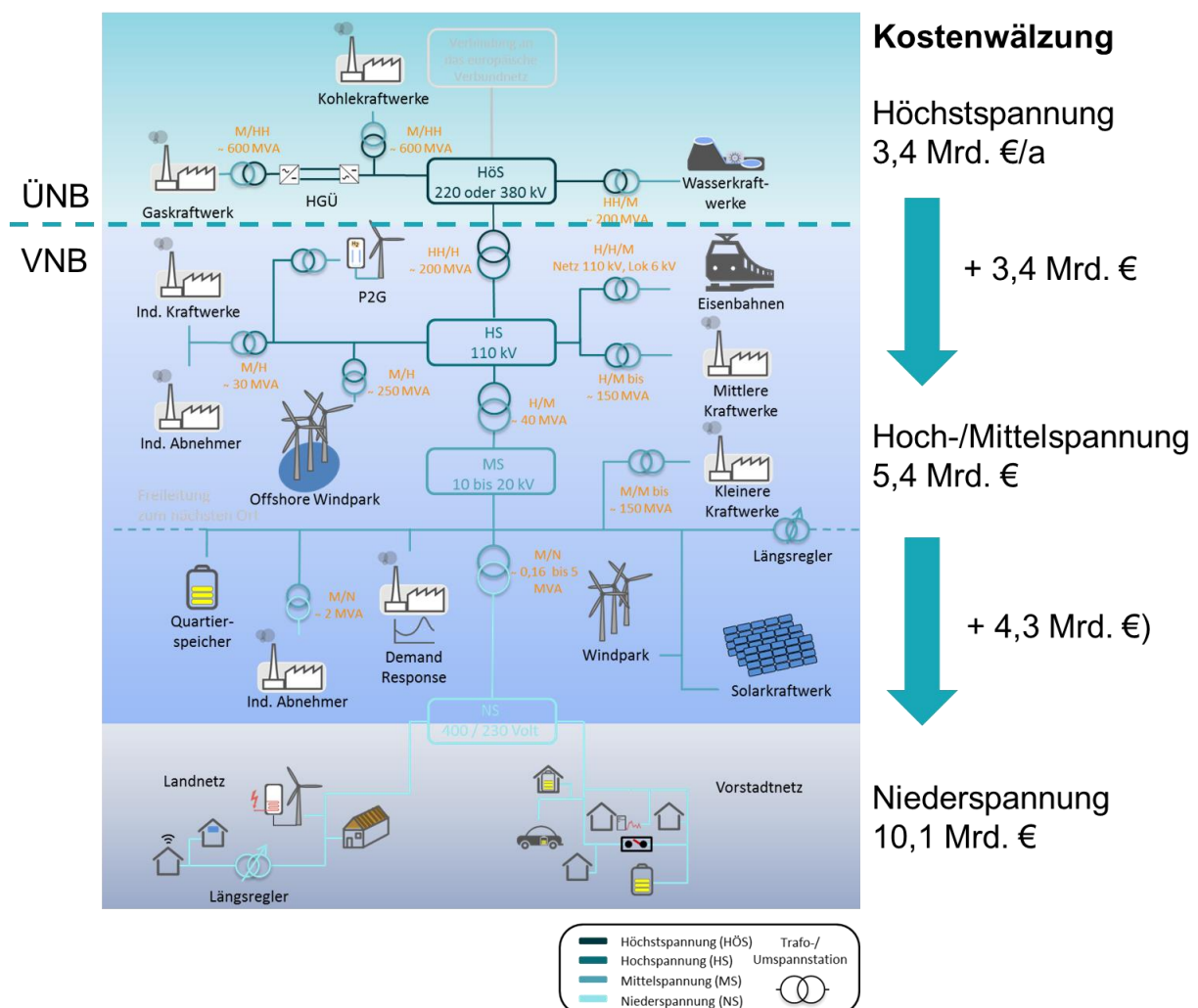


Abbildung 9-27: Kosten je Netzebene und Kostenwälzung nach /TUD-01 14/

9.6 Exkurs: Beispielhafte, oberflächliche Betrachtung der Akteursperspektive: Netzbetreiber

Um einen ersten Ansatz für zukünftige Forschungsprojekte festzuhalten, wird im Folgenden die Untersuchung der Akteursperspektive „Netzbetreiber“ sehr oberflächlich beschrieben. Es erfolgt kein Vergleich mit anderen Akteursperspektiven. Ebenso erfolgt keine Anwendung auf die Simulationsergebnisse für einzelne Typnetze.

Die Akteursperspektive „Netzbetreiber“ beschäftigt sich damit, ob Investitionen aus Sicht der Netzbetreiber rentabel sind. Dafür sollen die jeweiligen regulatorischen Aspekte beleuchtet werden und die Netzorientierten Maßnahmen auf ihre Rentabilität hin untersucht werden. Dies ist ein Indikator, ob Netzbetreiber grundsätzlich aus Sicht der Anreizregulierung über Anreize verfügen, in NoM zu investieren. Ziel ist es, die techno-ökonomischen Einsatzreihenfolgen der vorangehenden Kapitel mit dem System der Anreizregulierung abzugleichen und im Anschluss zu bewerten, ob die vorgestellten Alternativen zu konventionellen Maßnahmen auch für Netzbetreiber eine wirtschaftliche Option darstellen.

Dafür werden die Maßnahmen unabhängig von den Simulationen bewertet und eine Einsatzreihenfolge bezogen auf die Rentabilität von Maßnahmen aus Akteurssicht (Netzbetreiber) erstellt. Die Rentabilitätsbewertung erfolgt anhand des Renditepotenzialindex.

Wie bereits im Maßnahmenkapitel (vgl. /FFE-15 17/) näher erläutert, errechnet sich der Renditepotenzialindex aus den regulatorischen Erlösen pro Gesamtkosten einer Investition im Verhältnis zu einer fiktiven Investition aus CAPEX. Ein Wert von 100 entspricht demnach einer regulatorisch optimalen Investition mit größtmöglichem Renditepotenzial, wohingegen eine Investition aus reinen Betriebskosten den Wert 0 annimmt. **Abbildung 9-28** zeigt, dass auch innerhalb Netzoptimierender Betriebsmittel große Unterschiede zu erkennen sind. So sind Kabel grundsätzlich aufgrund geringer Betriebskosten (Annahme: Nutzungsdauer von 40 Jahren) die aus betrieblicher Sicht gewinnbringendste Investition, wohingegen rONT etwas höhere Betriebskosten aufweisen und dadurch in ihrer Rentabilität etwas geringer sind.

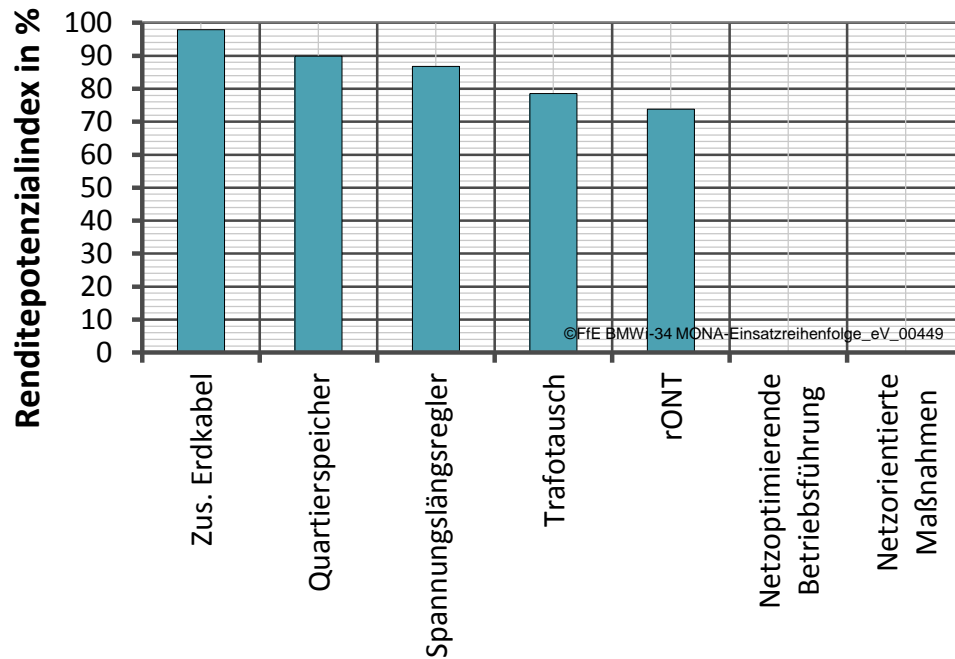


Abbildung 9-28: Renditepotenzialindices für alle NoM

Wenn Quartierspeicher als Netzasset für Netzbetreiber zugänglich sind, entspricht deren Renditepotenzial 90 % des Renditepotenzials von Kabeln.

Detaillierte Berechnungsgrundlagen für die Netzoptimierenden Maßnahmen sind dem **Anhang 9.3** zu entnehmen.

Netzoptimierende Betriebsführung und Netzorientierte Maßnahmen sind aufgrund größtenteils anfallender Betriebskosten aus Sicht des Renditepotenzials grundsätzlich nicht optimal, da es das System der Anreizregulierung zwar durch Zwischenerlöse ermöglicht, zusätzliche Gewinne zu erzielen, diese jedoch langfristig durch die Mehrerlösabschöpfung nachteilig sind.

Grundsätzlich lässt sich konstatieren, dass zwar Maßnahmen der Netzoptimierenden Betriebsführung (v. a. Spitzenkappung und Blindleistungsmanagement) aus Gesamtkosten- und Netzkostenperspektive für die Spannungshaltung sinnvoll und wirksam sind, Netzbetreiber aufgrund des reinen Anteils von Betriebskosten jedoch keinen Anreiz für eine Umsetzung haben. Es muss daher darüber nachgedacht werden, das deutsche System der Anreizregulierung dahingehend anzupassen, dass diese Maßnahmen auch aus wirtschaftlicher Sicht für Netzbetreiber eine gute Alternative darstellen.

Exkurs: Multi-Use-Konzepte zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit

Die Simulationen zeigen, dass vor allem Quartierspeichersysteme als Netzasset – wenn diese für die reine Spannungshaltung eingesetzt werden – lange Stillstandszeiten aufweisen (vgl. **Abbildung 4-36** in **Kapitel 4.3.2**). Quartierspeicher können je nach Typnetz und Netzbelastungssituation bis zu 30 % der Stunden im Jahr ungenutzt sein und damit über Optimierungspotenziale für die weitere Vermarktung verfügen. Diese Stillstandszeiten könnten individuell je nach ihrer Beschaffenheit zum Beispiel auf Regelleistungsmärkten



oder im Stromhandel genutzt werden, um zusätzliche Erlösrückflüsse zu generieren. Dieser Mehrfachnutzen der Speichersysteme („Multi-Use“) kann aus Netzsicht die Kosten für den netzdienlichen Einsatz reduzieren. Aufgrund der entflechtungsrechtlichen Hürden (vgl. /BOG-01 16/), welche diese Form der Nutzung für Netzbetreiber nicht ermöglicht, sind neue Formen der Zusammenarbeit zwischen Dienstleistern und Netzbetreibern notwendig, um die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen und ihre Potenziale entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu steigern.

9.7 Anhang 5 - Fragebogen - Die eigene Perspektive als wichtiges Kriterium des Akzeptanzbildungsprozesses

Assoziationen gegenüber einer Maßnahme

Wie sehen Sie generell und rein gefühlsmäßig die einzelnen Maßnahmen?

Maßnahme	sehr negativ	negativ	neutral	positiv	sehr positiv
Konventioneller Netzausbau	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Freileitungsmonitoring	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Einspeisemanagement / Redispatch	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demand Response in der Industrie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hybridisierung Strom, Wärme, Gas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Blindleistungsmanagement	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Längsregler	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regelbarer Ortsnetztransformator	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Topologische Schalthandlungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Quartierspeicher zur Netzentlastung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
E-Fahrzeuge zur Netzentlastung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gleichspannungsverteilstnetze	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demand Side Management in Haushalten	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Wahrgenommener Beitrag zur Energiewende

Wie schätzen Sie den Beitrag der einzelnen Maßnahmen zur Realisierung der Energiewende ein?

Maßnahme	sehr gering	gering	mittel	hoch	sehr hoch
Konventioneller Netzausbau	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Freileitungsmonitoring	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Einspeisemanagement / Redispatch	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demand Response in der Industrie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hybridisierung Strom, Wärme, Gas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Blindleistungsmanagement	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Längsregler	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Regelbarer Ortsnetztransformator	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Topologische Schalthandlungen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Quartierspeicher zur Netzentlastung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
E-Fahrzeuge zur Netzentlastung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gleichspannungsverteilstetze	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demand Side Management in Haushalten	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

9.8 Anhang 6 – Beispiel für das SIMOS-Verfahren

Abbildung 9-29 stellt den Ablauf des SIMOS-Verfahrens beispielhaft für die Gewichtung von Kriterien beim Kauf eines Kraftfahrzeuges dar. Im ersten Schritt befinden sich sowohl das Kriterium „Aussehen des KFZ“ als auch „Verbrauch eines KFZ“ und „Anschaffungskosten“ auf derselben Ebene. Im zweiten Schritt erstellen die Teilnehmer durch Verschiebung der Kriterien das Ranking. So wird das Kriterium „Anschaffungskosten“ in eine höhere Ebene gehoben, während „Aussehen des KFZ“ auf einen untergeordneten Rang degradiert wird. Steht die Hierarchie fest, werden im dritten Schritt Präferenzabstände dort definiert, wo ein Kriterium in seiner Wertigkeit mehr als nur ein Rang über dem untergeordneten ist. So wird z. B. entschieden, dass das

„Aussehen eines KFZ“ um einiges weniger bedeutsam als der „Verbrauch eines KFZ“ ist, weshalb zwischen diesen beiden Kriterien eine weiße Präferenzabstands-Karte platziert wird. Im abschließenden Schritt des SIMOS-Verfahrens wird der Gewichtungsfaktor festgelegt. Im Beispielfall der KFZ-Kriteriengewichtung wird durch die Teilnehmer mehrheitlich festgelegt, dass den „Anschaffungskosten“ (entsprechend dem Gewichtungsfaktor f) die sechsfache Gewichtung wie dem „Aussehen des KFZ“ zuzuweisen ist.

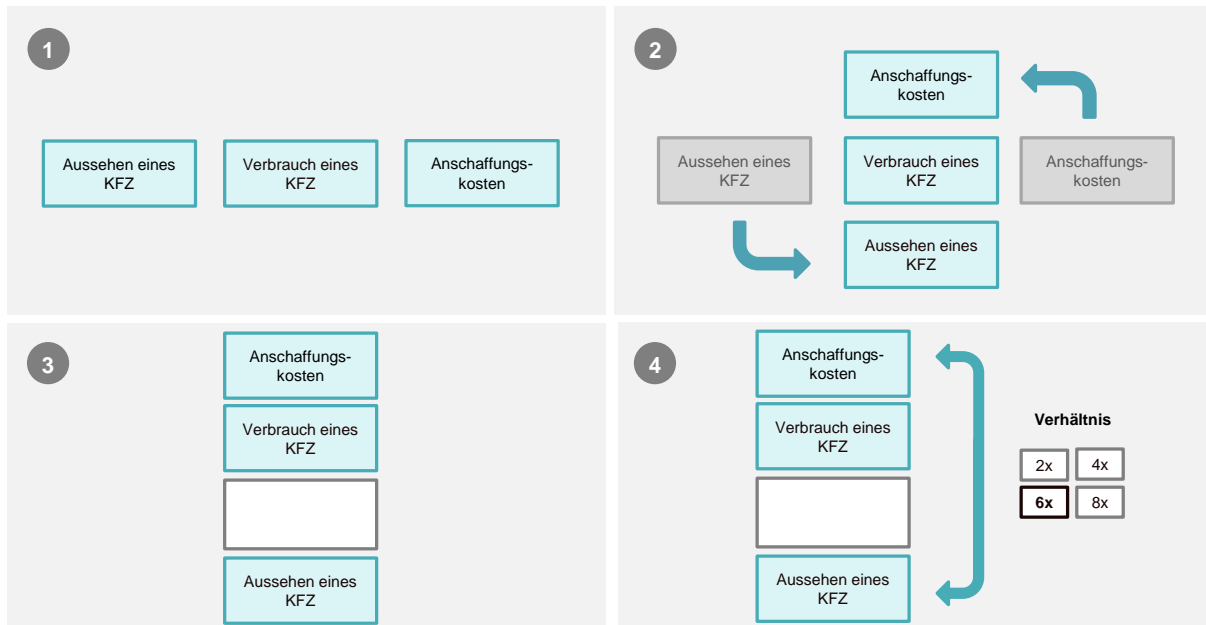


Abbildung 9-29: Beispielhafte Darstellung des SIMOS-Verfahrens

Nachdem das Ranking der Kriterien und die Wahl des Gewichtungsfaktors feststeht, können die Punktwerte für die Gewichtung entsprechend der Formel (1) berechnet werden.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselspannung
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (ehemals Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft bzw. Arbeitsgemeinschaft für FernWärme)
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
BAFA	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEV	<i>battery electric vehicle</i>
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZE	Bezugseinheiten
cos(φ)	Leistungsfaktor
DC	Gleichspannung
DEA	Dezentrale erneuerbare Erzeugungseinheiten
DR	Demand Response
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus
EFZ	Elektrostraßenfahrzeug
EinsMan	Einspeisemanagement
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ESH	Elektrische Speicherheizung
EFZ	Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FLM	Freileitungsmonitoring
FREM	FfE-Regionalisiertes Energiesystemmodell
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GuD	Gas-und-Dampfkraftwerk
GUI	<i>grafical user interface</i> – grafische Benutzeroberfläche
HA	Hausanschluss
HDÜ	Hochspannungs-Drehstromübertragung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HH	Haushalte
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSS	Hausspeichersystem
HVDC	<i>high voltage, direct current</i> – Hochspannungs-Gleichstrom
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärmekopplung
LK	Landkreis

LP	Lineare Programmierung
LVR	<i>line voltage regulator</i> - Längsregler
MDR	Multi-Distribution-Results
MFH	Mehrfamilienhaus
MiD	Mobilität in Deutschland
MKI	Morphologischer-Kasten-Index
MONA	Merit Order Netz-Ausbau 203
MOS	Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030
MS	Mittelspannung
NEFZ	Neuen Europäischen Fahrzyklus
NEP	Netzentwicklungsplan
NG	Nutzergruppen
NoM	Netzoptimierende Maßnahme
NS	Niederspannung
NUTS	<i>Nomenclature des unités territoriales statistiques</i> – räumliche Bezugseinheit
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
OSM	OpenStreetMap
P	Wirkleistung
P2G	Power2Gas
P2H	Power2Heat
PG	Pendlergruppen
PHEV	<i>plug-in hybrid electric vehicle</i> – Plug-In-Hybrid
PLZ	Postleitzahl
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
pu	Per Unit
Q	Blindleistung
QS	Quartierspeicher
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SDR	Single-Distribution-Results
SLP	Standardlastprofil
SOC	<i>State of charge</i> - Ladezustand
SQL	<i>structured query language</i> “ - Datenbanksprache
ST	Siedlungstyp
THG	Treibhausgas
TSH	Topologische Schalthandlungen
TYNDP	Ten Years Network Development Plan
U	Spannung
UEA	Unternehmenseigene Anlagen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WE	Wohneinheit
WEA	Windenergieanlagen
WKA	Windkraftanlagen
WP	Wärmepumpen

WZ	Wirtschaftszweig
ZFH	Zweifamilienhaus

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Literaturverzeichnis

- AEE-01 12** Wunderlich, Clemens: Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien - Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung in: *Renews Spezial*, Ausgabe 60, November 2012. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e. V., 2012
- AGORA-08 14** Waldmann, Lars; Fürstenwerth, Daniel: Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin: Agora Energiewende, 2014
- AREGV-01 15** Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015
- ARNS-01 69** Arnstein, Sherry R.: A Ladder Of Citizen Participation in: *Journal of the American Institute of Planners*, Vol. 35, Iss. 4. Cambridge, UK: American Planning Association (APA), 1969
- BAFN-01 17** Landschaftsbild und Stromnetze in: <https://www.natur-und-erneuerbare.de/projektdatenbank/projekte/landschaftsbild-und-stromnetze/> (Abrufdatum: 12.01.2017) (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6nYQzTvff>). Berlin: Bundesamt für Naturschutz, 2017
- BAYKV-01 13** Bayerische Kompensationsverordnung – BayKompV - Verordnung über die Kompensation von Eingriffen in Natur und Landschaft. München: Bayerische Staatsregierung, 2013
- BDEW-11 14** Evaluierung Anreizregulierung - 3. BNetzA-Workshop zur Evaluierung ARegV am 11./12. Juni 2014. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014
- BEI-02 11** Brunekreeft, Gert; Friedrichsen, Nele; Brandstätt, Christine; Bauknecht, Dierk; Koch, Matthias: Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN). Bremen: Bremer Energie Institut, 2011
- BFN-01 05** Sauer, Alexandra; Luz, Frieder; Suda, Michael; Weiland, Ulrike: Steigerung der Akzeptanz von FFH-Gebieten. München: Bundesamt für Naturschutz, 2005
- BFR-01 05** Renn, Ortwin; Carius, R.; Kastenholz, H.; Schulze, M.: ERiK – Entwicklung eines mehrstufigen Verfahrens der Risikokommunikation in: *BfR Wissenschaft*. Berlin: Bundesinstitut für Risikobewertung, 2005
- BMU-01 70** Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Schutz gegen Baulärm. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 1970
- BMU-01 98** Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz - Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503) in: §48 BImSchG. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 1998

- BMU-13 12** Runge, Karsten; Wachter, Thomas; Meister, Philipp; Rottgardt, Elena: Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen - Bericht der Arbeitsgruppe "Umwelt" in: Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Clausthal-Zellerfeld: Universitätsbibliothek Clausthal, 2012
- BMUB-01 09** Wasserhaushaltsgesetz - WHG - Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts in: BGBl. I S. 2585. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2009
- BMUB-01 98** Bundes-Bodenschutzgesetz - BBodSchG - Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten in: BGBl. I S. 502. Berlin: Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 1998
- BMWi-03 15** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende. Berlin: BMWi, 2015
- BMWi-16 16** Kirchner, Almut (prognos); Hecking, Harald (EWI ER&S); Lutz, Christian (GWS): Black Swans (Risiken) in der Energiewende - Risikomanagement für die Energiewende - Studie im Auftrag des BMWi 08.2016. In: <http://www.bmwi.de/>, (Abgerufen am 05.08.2016). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016
- BNETZ-A-01 17** Schriftliche Auskunft zu Anzahl Bürgerinitiativen gegen Netzausbau - Mail vom 31.01.2017. Bonn: Bürgerservice Netzausbau, 2017
- BNETZ-A-16 15** Monitoringbericht 2015 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015
- BNETZ-A-17 15** Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung - Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015
- BNETZ-A-19 16** Bundesnetzagentur: Leitungsvorhaben in: <http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html> (Abruf: 12.09.2016). Bonn: Bundesnetzagentur, 2016
- BNETZ-A-20 16** Monitoringbericht 2016 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2016
- BNETZ-A-21 14** Bundesnetzagentur (BNetzA): Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZ-A-22 13** Umweltbericht 2013 - Bericht zum Netzentwicklungsplan 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013

- BNETZ-A-30 15** Bundesnetzagentur (BNetzA): Bedarfsermittlung 2025 - Entwurf der Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des Entwurfs des NEP Strom und O-NEP (Zieljahr 2025). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2015
- BNETZ-A-32 13** Zusammenfassung Netzausbau 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Abteilungen Energie und Netzausbau, 2013
- BNETZ-A-38 15** Bundesnetzagentur: Bedarfsermittlung 2014: Zusammenfassung der Konsultationsergebnisse. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015
- BNETZ-A-40 15** Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2015
- BOET-01 14** Böttcher, Jörg (Hrsg.): Stromleitungsnetze - Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. Kiel: De Gruyter Verlag Oldenburg, 2014
- BOSP-01 14** Weingarten, Elke; Peters, Wolfgang; Koch, Hans-Joachim: Umweltbelange und raumbezogene Erfordernisse bei der Planung des Ausbaus des Höchstspannungs- Übertragungsnetzes - Band I: Gesamtdokumentation. Berlin: TU Ilmenau Service GmbH, 2014
- BR-01 15** Bundesregierung: Erdkabel statt Freileitung in: <http://web.archive.org/web/20160912105257/https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/10/2015-10-07-netzausbau-erdkabel-statt-freileitung.html> (Abruf: 13.09.2016). Berlin: Bundesregierung, 2015
- BRD-02 09** Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz - BNatSchG) - Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 6.10.2011 I 1986. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- DENA-05 14** Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in: www.dena.de. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014
- DENA-06 14** Seidl, Hannes; Reemt, Heuke: Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014
- DENA-07 14** Einführung von Smart Meter in Deutschland - Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014
- DIHK-01 15** Flechtner, Jakob; Bolay, Sebastian: Faktenpapier Ausbau der Stromnetze - Grundlagen - Planungen - Alternativen. Berlin: Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V., 2015
- DIN-03 11** DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen - DIN EN 50160. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2011
- DIV-01 17** Berichte und Webseiten mit Angaben zu Konsultation NEP 2012-2015. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: Bundesnetzagentur, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2017

- EE-01 14** Weinhold, Nicole: Energiewende braucht gesellschaftliche Akzeptanz und Partizipation - Forschung für Erneuerbare in: <http://www.erneuerbareenergien.de/energiewende-braucht-gesellschaftliche-akzeptanz-und-partizipation/150/406/83166/> (19.10.2015). Hannover: Erneuerbare Energien, 2014
- EEX-01 15** European Energy Exchange: Transparenzdaten. [Online] ftp-Server: infoproducts.eex.com, laufende Aktualisierung seit 2014
- EFZN-03 11** Beck, Hans-Peter (Energieforschungszentrum Niedersachsen): BMU-Studie "Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen" - Band 1 - Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2011
- ENA-01 13** Electric and Magnetic Fields - The facts. London: Energy Networks Association, 2013
- ENWG-01 15** Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2015
- ENWG-02 13** Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Zuletzt geändert durch Art. 3 Abs. 4 G v. 4.10.2013. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- EY-01 13** Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler - Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Stuttgart: Ernst & Young GmbH, 2013
- FAT-01 14** Fattler, Steffen: Entwicklungen und Zusammenhänge im Bereich der Regelenergie - Ausarbeitungen und Analysen zu den nationalen und internationalen Kooperationen im Bereich der Regelenergie und dem Einfluss des Fahrplanbetriebs auf die deutsche Netzregelzone - Diplomarbeit. Fakultät für Maschinenbau am Karlsruher Institut für Technologie, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014.
- FENES-01 15** Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; Bauer, F.: Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover, 2015
- FES-01 13** Schönauer, Anna-Lena: Industrie-feindlichkeit in Deutschland: Zur Akzeptanz von Großprojekten in: WISO direkt. Analysen und Konzepte zur Wirtschafts- und Sozialpolitik. Bonn: Friedrich-Ebert-Stiftung, 2013
- FFE-09 17** Krack, Juri; Köppl, Simon; Samweber, Florian: Die Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2017
- FFE-10 17** Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Wachinger, Kristin; Heller, Christoph: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht 1: Szenario-Analyse. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-15 17** Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2017

- FFE-18 17** Bogensperger, Alexander; Lienert, Christoph; Zeiselmaier, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems - Eine FfE-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-21 17** Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017
- FFE-39 10** Huck, Malte; von Roon, Serafin: Merit Order des Kraftwerksparks - http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-44 16** Köppl, Simon; Zeiselmaier, Andreas; Bogensperger, Alexander; Müller, Mathias; Hinterstocker, Michael; Samweber, Florian: Merit order of grid optimizing measures for a sustainable grid planning and efficient solar integration in: 6th Solar Integration Workshop. Wien: Energy-nautics GmbH, 2016
- FFE-45 17** Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmaier, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-52 17** Mayer, Julia; Köppl, Simon; Augenstein, Isabel Dr.; Regett, Anika: Bewertung der Umweltauswirkungen Netzoptimierender Maßnahmen für eine ganzheitliche Netzplanung in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 7 2017. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2017
- FVEE-03 10** Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien. Berlin: Fachausschuss Nachhaltiges Energiesystem 2050, Forschungsverbund Erneuerbare Energien, 2010
- GAB-02 10** Franken, Swetlana: Verhaltensorientierte Führung - Handeln, Lernen und Diversity in Unternehmen. Wiesbaden: Gabler Verlag, 2010
- GEDIG-01 16** Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2016
- GELD-01 14** Geldermann, Jutta; Lerche, Nils: Leitfaden zur Anwendung von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung - Methode: PROMETHEE. Göttingen: Georg-August-Universität, 2014
- HCP-01 93** Eagly, Alice Hendrickson; Chaiken, Shelly: The Psychology of Attitudes. Michigan: Harcourt Brace Jovanovich College Publishers, 1993
- HED-01 15** Hedeler, Barbara: Gesellschaftliche Akzeptanz netzoptimierender Maßnahmen - Konzeption eines Vergleichsdesigns zur Einbindung gesellschaftlicher Akzeptanz in das Forschungsprojekt Merit Order Netzausbau 2030. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München und die Universität für Bodenkultur Wien, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München: 2015

- IOEW-01 12** Kress, Michael; Landwehr, Ines: Akzeptanz Erneuerbarer Energien in EE-Regionen - Ergebnisse einer telefonischen Bevölkerungsbefragung in ausgewählten Landkreisen und Gemeinden in: Diskussionspapier des IÖW 66/12. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung, 2012
- JOV-01 12** Schöbel, Sören: Windenergie und Landschaftsästhetik - Zur landschaftsgerechten Anordnung von Windfarmen. Berlin: Jovis Verlag, 2012
- JUNG-01 86** Jungermann, Helmut [Mitverf.]: Die Analyse der Sozialverträglichkeit für Technologiepolitik - Perspektiven und Interpretationen. München: Jungermann, Helmut, 1986
- KHN-01 06** Christian, Kühn: Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber in: Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 62. München: Oldenbourg Industieverlag, 2006
- KIT-02 14** Technikfolgenabschätzung Theorie und Praxis - 23. Jahrgang, Heft 2 . Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014. ISSN 1619-7623.
- KRACK-01 16** Krack, Juri: Die gesellschaftliche Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland - Eine vergleichende Analyse. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Eberhard Karls Universität Tübingen, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- KRIE-DE-01 12** Palm, Matthias; Friedrich, Jürgen; Kriedemann, Karsten: Vergleichende Bewertung von 380-kV-Leitungen aus Sicht der Belange von Natur und Landschaft Kompaktmast - Standardmast . Schwerin: Kriedemann Ing. Büro für Umweltplanung , 2012
- LFU-03 13** Stroh, Katharina; Wagner, Claudia; Gerke, Michael: Lärm – Hören, messen und bewerten. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2013
- LIEN-01 17** Lienert, Christoph: Entwicklung und Bewertung von Anreiz-, Markt- und Betreibermodellen zur Integration von Flexibilität in deutsche Stromnetze. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2017
- LOEGD-01 01** Schütz, Holger; Wiedemann, Peter M.: Risikokommunikation und Öffentliche Gesundheit - Aufgaben und Probleme der Risikokommunikation in: Iögd: Wissenschaftliche Reihe, Band 13. Dortmund: Landesinstitut für den Öffentlichen Gesundheitsdienst NRW, 2001
- LUC-01 95** Lucke, Doris: Akzeptanz - Legitimität in der "Abstimmungsgesellschaft". Opladen: Lucke, Doris, 1995
- MAY-01 17** Mayer, Julia: Comparative Assessment of Grid Optimizing Measures towards their Environmental Impact Potential - A methodological approach for the environmental ranking in the "Merit Order Grid Expansion 2030" project. Masterarbeit. München: Technische Universität München, Lehrstuhl für Strategie und Management der Landschaftsentwicklung, betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- MAY-05 17**

- MPI-01 13** Hermanns, Andre: Anwender-Akzeptanz und Bewertung unbemannter Flugsysteme ("Drohnen") im Katastrophenschutz - Theorie, Empirie, regulatorische Implikationen in: Zivile Sicherheit. Schriften zum Fachdialog Sicherheitsforschung. Band 6. Freiburg, Karlsruhe: Max-Planck-Institut Freiburg, Institut für Soziologie der Universität Freiburg, Fraunhofer ISI, 2013
- MR-01 16** Regelbare Verteilungstransformatoren in: <http://windenergie.ressource-deutschland.de/netzanschluss-2/regelbarer-verteilungstransformator/>. Regensburg: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2016
- NABU-01 11** Naturschutzbund Deutschland: Umbau der Stromversorgungsinfrastruktur zur Integration der erneuerbaren Energien. Berlin: Naturschutzbund Deutschland (NABU) e.V., 2011
- NEP-02 12** Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; Brötel, Angela: Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth: Netzentwicklungsplan, 2012
- NEP-02 14** Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; König, Regina: Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2014
- OBE-01 10** Oberschmidt, Julia: Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme. Göttingen: Universität Göttingen, 2010
- PAE-01 12** Paeper, Judith: Anforderungen an die Strategischen Umweltprüfungen der Bundesnetzausbauplanung in: UVP-report 26 (3+4). Paderborn: UVP-Gesellschaft, 2012
- PAUL-01 07** Paul, Hans-Ulrich: Kabel oder Freileitung? Eine kontroverse Diskussion - Schrift zur Informationsveranstaltung zum Ausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes. Essen: Niedersächsischer Landkreistag, 2007
- REINH-01 17** Reinhard, Janis David: Entwicklung einer interaktiven Kartendarstellung für Ergebnisse von Verteilnetzsimulationen und Automatisierung von Netzausbau. München: Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2017
- RENN-01 06** Renn, Ortwin; Graham, Peter: Risk Governance towards an integrative Approach - white paper no. 1. Genf: International Risk Governance Council, 2006
- RENN-01 97** Renn, Ortwin; Zwick, Michael M.: Risiko- und Technikakzeptanz. Berlin: Renn, Ortwin et al., 1997
- RUN-01 12** Runge, Karsten apl. Prof. Dr.-Ing.; Baum, Sarah Dr.; Meister, Philipp Dipl. Geogr.; Rottgardt, Elena Dipl. Geogr.: Umweltauswirkungen unterschiedlicher Netzkomponenten. Hamburg: OECOS GmbH, 2012
- SAM-01 17** Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze, eingereicht an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, München, 2017

- SCHOLL-01 1 5** Scholles, Frank; Günnewig, Dieter; Bäumer, Christoph; Putschky, Magrit: Berücksichtigung der Naturschutzbelange bei der Korridorsuche für eine Höchstspannungsleitung in der Bundesfachplanung - Taking into Account Natur Conservation when Locating a Maximum Tension Line Corridor in Federal Sectoral Planning in: UVP-report 29 (3). Paderborn: UVP-Gesellschaft, 2015
- SCHW-01 06** Schwab, Adolf J.: Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin: Springer Verlag Berlin Heidelberg New York, 2006
- SIL-01 16** Sillaber, Alfons: Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung - Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016
- SISS-01 02** Slaby, Martin; Urban, Dieter: Risikoakzeptanz als individuelle Entscheidung - Zur Integration der Risikoanalyse in die nutzentheoretische Entscheidungs- und Einstellungsforschung in: SISS: Schriftenreihe des Instituts für Sozialwissenschaften der Universität Stuttgart. Stuttgart: Universität Stuttgart Institut für Sozialwissenschaften, 2002
- SPR-01 12** Moosbrugger, Helfried; Kelava, Augustin: Testtheorie und Fragebogenkonstruktion. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2012
- SPR-01 98** Kollmann, Tobias: Akzeptanz innovativer Nutzungsgüter und -systeme. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 1998
- SPR-02 14** Weiber, Rolf; Mühlhaus, Daniel: Strukturgleichungsmodellierung - Eine anwendungsorientierte Einführung in die Kausalanalyse mit Hilfe von AMOS, SmartPLS und SPSS. Berlin Heidelberg: Springer Gabler, 2014
- SPR-03 14** Schawel, Christian; Billing, Fabian: Top 100 Management Tools - Das wichtigste Buch eines Managers. Von ABC-Analyse bis Zielvereinbarung. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2014
- SPR-05 14** Beck, Hanno: Behavioral Economics - Eine Einführung. Wiesbaden: Springer Gabler, 2014
- SRU-01 10** Brakelmann, Heinrich; Ehrlich, Istvan: Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus - Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050 in: Materialien zur Umweltforschung. Rheinberg/Mülheim: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), 2010
- STER-01 14** Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 2014
- THW-01 12** Althaus, Marco : Schnelle Energiewende - bedroht durch Wutbürger und Umweltverbände? - Protest, Beteiligung und politisches Risikopotenzial für Großprojekte im Kraftwerks- und Netzausbau in: TH Wildau [FH], Wissenschaftliche Beiträge 2012. Wildau: TH Wildau [FH], 2012
- TKKER-01 15** Kersandt, Peter: Novellierung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in: Immissionsschutz, Band 5. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2015

- TNT-06 16** TenneT TSO GmbH: Erdkabel - Bau einer Erdkabelleitung in <http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/rund-um-den-netzausbau/bauphasen/erdkabel.html> (besucht am 20.06.2016). Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6iP9B0ZsG>. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2016
- TTP-01 13** Schweizer, Pia-Johanna; Renn, Ortwin: Partizipation in Technikkontroversen: Panakeia für die Energiewende? in: Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis 22.Jg., Heft 2. Karlsruhe: Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), KIT, 2013
- TTP-02 05** Renn, Ortwin: Technikakzeptanz: Lehren und Rückschlüsse der Akzeptanzforschung für die Bewältigung des technischen Wandels in: Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis Nr.3, 14. Jg.. Karlsruhe: Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), KIT, 2005
- TUB-01 13** Schäfer, Martina; Keppler, Dorothee: Modelle der technikorientierten Akzeptanzforschung - Überblick und Reflexion am Beispiel eines Forschungsprojekts zur Implementierung innovativer technischer Energieeffizienz-Maßnahmen in: discussion paper Nr. 34/2013. Berlin: Technische Universität Berlin, 2013
- TUB-02 12** Wilkens, Ines: Multikriterielle Analyse zur Nachhaltigkeitsbewertung von Energiesystemen - Von der Theorie zur praktischen Anwendung. Berlin: Technische Universität Berlin, 2012
- TUD-01 14** Hinz, Fabian; Iglhaut, Daniel; Frevel, Tobias; Möst, Dominik: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland - Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei. Dresden: Technische Universität Dresden, 2014
- TUDA-01 15** Kaltschmitt, Martin; Schebek, Liselotte: Umweltbewertung für Ingenieure - Methoden und Verfahren. Heidelberg: Springer Vieweg, 2015
- TUG-03 12** Schippl, Jens; Grunwald, Armin: Energieinnovationen zwischen Gesellschaft und Technik: Die HGF-Allianz Energy-Trans in: 12. Symposium Energieinnovation. Graz: TU Graz, 2012
- TUM-04 11** Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. München: TUM Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011
- UBA-04 12** Schwermer, Sylvia: Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten - Ökonomische Bewertung von Umweltschäden in: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf (08.10.2015). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2012
- VDE-05 10** Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Entwurf). Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2010
- WALT-01 13** Marg, Stine; Geiges, Lars; Butzlaff, Felix; Walter, Franz: Die neue Macht der Bürger - Was motiviert die Protestbewegungen?. Reinbek bei Hamburg: Walter, Franz, 2013

- WANG-01 09** Wang, Jiang-Jiang; Jing, You-Yin; Zhang, Chun-Fa; Zhao, Jun-Hong: Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making in: Renewable and Sustainable Energy Reviews (Ausgabe 9/2009). Amsterdam: Elsevier Ltd., 2009
- WEST-01 12** Westermann, Georg; Finger, Sabine; Giereth, Sandra; Hoffmann, Stefanie; Kähler, Malte; Kölle, Veronika; Popall, Martin; Reimers, Dewi; Richter, Jessica; Rückriem, Karsten; Schulz, Ida; Sicorello, Sandro; Thurisch, Henry; Wendt, Sebastian: Kosten-Nutzen-Analyse - Einführung und Fallstudien. Berlin: Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG, 2012
- WI-04 08** Cremer, Clemens et al.: Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene - Gemeinschaftsprojekt des Wuppertal Instituts, des Forschungszentrums Jülich (STE), dem Fraunhofer Institut (ISI) und der BSR Sustainability GmbH in: epub.wupperinst.org/files/2989/2989_Akzeptanz_CCS.pdf (04.08.2015). Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2008
- WOL-02 15** Wolling, Jens; Bräuer, Marco: Protest oder Beteiligung – Kommunikation und Partizipation aus Sicht der Bürgerinitiativen - Vortrag Wissenschaftsdialog „BNetzA meets Science“ am 18.09.2015 in Bonn. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015
- WSI-01 11** Schmid, Günther: Stärkung der Autonomie durch verhaltenssensible Arbeitsmarktpolitik in: WSI Mitteilungen 4/2011. Düsseldorf: Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliches Institut, 2011
- WWG-01 10** Schlegl, Sandra: Strukturgleichungsmodelle - Verfahren zur Analyse komplexer Wirkungszusammenhänge in: transfer Werbeforschung & Praxis 01/2010. Wien: Österreichische Werbewissenschaftliche Gesellschaft e.V., 2010
- ZHOU-01 06** Zhou, Peng; Ang, Beng Wah; Poh, Kim Leng: Decision analysis in energy and environmental modeling: An update in: Energy (Ausgabe 14/2006). Amsterdam: Elsevier Ltd., 2006
- ZIRIUS-01 16** Sonnberger, Marco; Ruddat, Michael: Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende - Ergebnisse einer deutschlandweiten Repräsentativbefragung in: Stuttgarter Beiträge zur Risiko und Nachhaltigkeitsforschung. Stuttgart: ZIRIUS Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung der Universität Stuttgart, 2016