Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Teilbericht Maßnahmenklassifizierung

Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030)

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Förderkennzeichen: 03ET4015

Endbericht © FfE, November 2016

Teilbericht Maßnahmenklassifizierung

Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030)

Übergeordnete Koordination:	Dipl.-Ing. Florian Samweber
	Dipl.-Ing. Simon Köppl
	Alexander Bogensperger, M. Sc.
Bearbeitung:	Alexander Murmann, M. Sc.
	Andreas Zeiselmair, M. Sc.
	Anika Regett, M. Sc.
	Dipl.-Ing. (FH) Anna Gruber
	Jochen Conrad, M. Sc.
	Kristin Wachinger, M. Art.
	Dipl.-Ing. Marc Gallet
	Mathias Müller, M. Sc.
	Michael Hinterstocker, M. Sc.
	Dipl.-Ing (FH) Sebastian Fischhaber
	Dipl.-Ing Steffen Fattler
	Thomas Estermann, M. Sc.

Stand: November 2016

ISBN: 978-3-941802-35-3

Impressum:

Endbericht
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

zum Projekt:

Merit Order der Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030)

Teilbericht Maßnahmenklassifizierung

Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030)

Auftraggeber:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Amprion GmbH
BMW AG
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/mona

Wissenschaftlicher Leiter:
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:
Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:
Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Executive Summary

Um ergebnisoffen alle Netzoptimierenden Maßnahmen objektiv miteinander vergleichen zu können, wird im Rahmen des Projekts MONA 2030 mit Hilfe des Morphologischen Kastens als Vergleichsmethodik eine Maßnahmendatenbank erstellt. Aufbauend auf einer tiefgreifenden Analyse werden in diese Maßnahmendatenbank alle relevanten Netzoptimierenden Maßnahmen mit ihren zugehörigen Eigenschaften eingetragen. Durch die Gewichtung der einzelnen Kriterien und Kategorien ist es möglich, Einsatzreihenfolgen geeigneter Netzoptimierender Maßnahmen für einzelne Typnetze zu identifizieren (siehe Teilbericht Einsatzreihenfolge).

Netzoptimierende Maßnahmen

Während für die Erneuerung bestehender Netzinfrastruktur insbesondere der konventionelle Netzausbau verwendet werden muss, können für den Umbau der Netze, insbesondere für die Integration neuer Energieerzeugungsanlagen und neuer Verbraucher zahlreiche weitere Netzoptimierende Maßnahmen eingesetzt werden.

Basierend auf einer Literaturrecherche, der Auswertung einer Online-Umfrage unter betroffenen Akteuren und einer Expertenbefragung wurden 14 relevante Netzoptimierende Maßnahmen identifiziert (vergleiche **Kapitel 1** und **Abbildung 0-1)**, welche im Rahmen dieser Studie genauer analysiert werden.

Abbildung 0-1: *Überblick über relevante Netzoptimierende Maßnahmen*

Einordnung Netzoptimierender Maßnahmen in den regulatorischen Rahmen
Die Vielfalt der Maßnahmen macht es notwendig, dass diese in einzelne Gruppen eingeteilt werden. Die Studie zeigt, dass hierfür eine Analyse des rechtlichen und regulatorischen Rahmens zur zielgerichteten Bewertung beiträgt (siehe **Kapitel 2**).

Die aktuelle Regulierungspraxis erschwert aufgrund der Bevorzugung von Sachanlagevermögen den Einsatz von betriebskostenlastigen NoM. Innovativere Netzoptimierende Maßnahmen wie Speichersysteme sind häufig durch rechtliche Hürden limitiert. Aufgrund vergleichbarer rechtlicher und regulatorischer Herausforderungen wurden Netzoptimierende Maßnahmen in die drei Gruppen Netzoptimierende Betriebsmittel, Netzoptimierende Betriebsführung und Netzorientierte Maßnahmen unterteilt.

Netzoptimierende Betriebsmittel (z. B. rONT) sind Investitionen in Sachanlagevermögen mit geringfügig höheren Betriebskosten gegenüber klassischer Betriebsmittel. Netzoptimierende Betriebsmittel werden regulatorisch Anerkannt und erwirtschaften Erlöse aus der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Die Betriebsführung wird durch diese Maßnahmen kaum erschwert.

Netzoptimierende Betriebsführung beschreibt betriebliche Maßnahmen (wie Freileitungsmonitoring) welche aufgrund eines gesteigerten betrieblichen Aufwandes in der Lage sind, die bestehenden Netze zu optimieren. Da die Zuständigkeit für Netzorientierte Maßnahmen und Betriebsführung in die Systemverantwortung der Netzbetreiber fällt, ist deren Nutzung prinzipiell bereits heute – ggf. mit individuellen Limitationen – möglich.

Die dritte Gruppe „Netzorientierte Maßnahmen“ umfasst innovative Technologien zur Netzentlastung wie thermische Speicher, die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen und Demand Side Management. Diese Maßnahmen sind aufgrund ihres netzexternen Primärzweckes (bspw. Wärmebereitstellung und Mobilität) keine klassischen Netzbetriebsmittel und damit nicht Teil der Assetbase von Netzbetreibern. Die Entflechtung erschwert die Nutzung dieser Maßnahmen zur Netzoptimierung.

Die Studie zeigt die rechtlichen und regulatorischen Hürden detailliert auf und empfiehlt eine regulatorische Gleichstellung von betriebskostenlastigen Maßnahmen sowie die Legaldefinition von Energiespeichersystemen. Auch wird angeregt, langfristig Strategien zu entwickeln, dem Netzbetrieb die Nutzung Netzorientierter Maßnahmen zu ermöglichen, ohne die grundliegenden Prämissen der Entflechtung (wie Diskriminierungsfreiheit und Transparenz) auszuhöhlen.

Maßnahmenbewertung mit Hilfe des Morphologischen Kastens
MONA 2030 zeigt, dass der Morphologische Kasten eine geeignete Grundlage für einen objektiven Maßnahmenvergleich darstellt. Um den vielfältigen Anforderungen an Netzoptimierende Maßnahmen gerecht zu werden, können die vier Kategorien Technologie, Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt sowie Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung identifiziert werden.

Jede dieser vier Kategorien des Morphologischen Kastens wird in etwa 60 Kriterien weiter untergliedert, so dass alle relevanten Aspekte abgebildet werden können. Jedes Kriterium ist dabei entweder konkret quantifizierbar oder qualitativ zuordenbar.

Digitalisierung als Grundlage der Einbindung Netzoptimierender Maßnahmen
Neben den rechtlichen Aspekten spielt auch die notwendige informations- und kommunikationstechnische Infrastruktur eine wichtige Rolle zur Erschließung von NoM (siehe **Kapitel 4**). Diese bietet vor allem für Netzorientierte Maßnahmen die Grundlage für die Erschließung von Potenzialen bereits vorhandener Technologie (z. B. Hausspeichersysteme), weswegen die Kosten für dieses Maßnahmencluster aufgrund des gesetzlich verankerten Smart Meter Rollouts bis 2030 deutlich sinken werden.

Detailbewertung Netzoptimierender Maßnahamen
Jede Netzoptimierender Maßnahme wird durch jeweilige Experten in einer umfangreichen Detailanalyse nach den Kriterien des Morphologischen Kasten bewertet, um eine valide Grundlage für die Maßnahmenvergleich zu erhalten. Zusätzlich werden für jede NoM der Stand der Technik, mögliches Entwicklungspotenzial und die recht-regulatorischen Rahmenbedingungen erläutert (**Kapitel 5**).

Ökonomische Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen
Da Netzoptimierende Maßnahmen strukturell grundsätzlich verschieden sind, wird zudem eine Methodik zur ökonomischen Bewertung von NoM in **Kapitel 6** näher erläutert. Diese beinhaltet die Gesamtkosten-, die Netzkosten- und Akteursperspektive. Ziel ist es die die Kosten und Erlöse nach verschiedenen Prämissen neutral sowie aus der Sicht beteiligter Stakeholder bewerten zu können.

Inhalt

1 Klassifizierungsmethodik: Netzoptimierende Maßnahmen 1

1.1.1 Begriffsdefinition 1

1.1.2 Systemverantwortung 2

1.1.3 Netzoptimierungsbedarf 2

1.1.4 Weitere Herausforderungen im Netzbetrieb 3

1.2 Auswahl relevanter Netzoptimierender Maßnahmen 5

1.3 Definitionen und Abgrenzung der im Rahmen der Studie betrachteten Netzoptimierenden Maßnahmen 9

2 Regulatorischer Rahmen Netzoptimierender Maßnahmen 15

2.1 Einleitung regulatorischer Rahmen 15

2.2 Grundlagen Energierecht 15

2.2.1 Energierecht vor der Liberalisierung 15

2.2.2 Der Liberalisierungsprozess 16

2.3 Grundlagen der Anreizregulierung 18

2.3.1 Kostenallokation 19

2.3.2 Regulatorische Kostenprüfung 19

2.3.2.1 Regulatorische Kostenseparation 21

2.3.2.2 Nicht beeinflussbare Kostenanteile 21

2.3.2.3 Beeinflussbare und volatile Kostenanteile 21

2.3.3 Effizienzvergleich 21

2.3.4 Genereller sektoraler Produktionsfortschritt 22

2.3.5 Qualitätselement (Qualitätsregulierung) 22

2.3.6 Erlösobergrenze 23

2.3.7 Kapitalkostenabgleich 24

2.3.8 Effizienzbonus 24

2.4 Netzpreisbildung 25

2.5 Vereinfachtes Verfahren 26

2.6 Investitionsanreize und –Hemmnisse 27

2.7 Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen 30

2.7.1 Kriterienbeschreibung 30

2.7.2 Maßnahmeneinordnung 32

2.8 Zwischenfazit regulatorischer Rahmen 33

3 Der Morphologische Kasten 34
3.1 Die Methodik als Grundlage für ganzheitlichen Vergleich 34
3.2 Kategorien und Kriterien für die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen 36
3.2.1 Kriterien der Kategorie „Technologie“ 36
3.2.1.1 Standort und Dimensionierung 36
3.2.1.2 Flexibilität der NoM 37
3.2.1.3 Robustheit im Betrieb 38
3.2.1.4 Beitrag zur Netzstabilisierung 39
3.2.1.5 Wirkungsgrad 40
3.2.1.6 Technische Reife 40
3.2.1.7 IKT-Bedarf einer NoM 41
3.2.2 Kriterien der Kategorie „Wirtschaft“ 41
3.2.2.1 Ökonomische Kennwerte 41
3.2.2.2 Rechtlich-Regulatorische Grundlagen 41
3.2.2.3 Einsatzpotenzial 42
3.2.3 Kriterien der Kategorie „Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“ 43
3.2.3.1 Einfluss auf den Netzbetrieb 43
3.2.3.2 Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren 43
3.2.3.3 Beitrag zu Systemdienstleistungen 43
3.2.3.4 Struktureller Einfluss der NoM 44
3.2.3.5 Zusätzlicher Mehrwert der NoM 44
3.2.4 Kriterien der Kategorie „Gesellschaft und Umwelt“ 44
3.2.4.1 Umweltauswirkungen 45
3.2.4.2 Gesellschaftliche Faktoren 48
4 IKT-Anwendungen in der Energiewirtschaft 55
4.1 Hintergrund zum Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie 55
4.2 Abgrenzung Smart Grid, Smart Market und konventionelles Netz 56
4.3 Definitionen und funktionale Gliederung der IKT in einem Smart Grid 58
4.4 Intelligente Messsysteme zur Digitalisierung der Energiewirtschaft 64
4.4.1 Gesetzlicher Rahmen und aktueller Zeitplan des Rollouts 65
4.4.2 Implementierung intelligenter Messsysteme im Haushalt 69
4.5 IKT-Bedarf von Netzoptimierenden Maßnahmen 72
4.5.1 Rollout intelligenter Messsysteme als Basis für die IKT-Anbindung 73
4.5.2 Alternative IKT-Anbindung 77
4.6 Kostenbetrachtung 78
4.7 Ausblick und Fazit 86

5 Netzoptimierende Maßnahmen 87
5.1 Konventioneller Netzausbau 87
5.1.1 Drehstromübertragung - Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 88
5.1.1.1 Systembeschreibung des konventionellen Netzausbaus in Drehstromübertragung 88
5.1.1.2 Entwicklungspotenzial 93
5.1.1.3 Case Study Drehstromübertragung: Die AC/DC-Hybridleitung Ultranet 97
5.1.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) - Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 98
5.1.2.1 Systembeschreibung von HGÜ 99
5.1.2.2 Entwicklungspotenzial 99
5.1.2.3 Case Study HGÜ: SuedLink – Die Windstromleitung 100
5.1.3 Rechtlich-Regulatorische Rahmenbedingungen 101
5.1.3.1 Rechtliche und regulatorische Bewertung 102
5.1.3.2 Bewertung und Ausblick 103
5.1.4 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 103
5.1.4.1 Technologie 103
5.1.4.2 Wirtschaft 110
5.1.4.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 116
5.1.4.4 Gesellschaft und Umwelt 117
5.1.5 Ökonomische Grundlagen 124
5.1.5.1 Niederspannung 124
5.1.5.2 Mittelspannung 126
5.1.5.3 Hochspannung 127
5.1.5.4 Höchstspannung 129
5.1.5.5 Hochspannungs-Gleichstromübertragung 131
5.1.6 Weitere Varianten des konventionellen Netzausbaus 132
5.1.6.1 Gasisolierte Rohrleitungen 132
5.1.6.2 Supraleiter zur Energieübertragung 133
5.1.6.3 Übertragungen bei höheren Betriebsspannungen 133
5.1.7 Zusammenfassung und Ausblick 134
5.2 Regelbare Ortsnetzstationen 135
5.2.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 135
5.2.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie) 135
5.2.1.2 Entwicklungspotenzial 145
5.2.1.3 Case Study 145
5.2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 147

5.2.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 147
5.2.3.1 Technologie 147
5.2.3.2 Wirtschaft 151
5.2.3.3 Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung 153
5.2.3.4 Umweltauswirkungen 154
5.2.4 Ökonomische Grundlagen 156
5.2.5 Zusammenfassung und Ausblick 158
5.3 Spannungslängsregler 159
5.3.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 159
5.3.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie) 159
5.3.1.2 Entwicklungspotenzial 170
5.3.1.3 Case Study 170
5.3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 171
5.3.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 172
5.3.3.1 Technologie 172
5.3.3.2 Wirtschaft 175
5.3.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 176
5.3.3.4 Gesellschaft und Umwelt 177
5.3.4 Ökonomische Grundlagen 180
5.3.5 Zusammenfassung und Ausblick 181
5.4 Engpassmanagement 183
5.4.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 183
5.4.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme – Aktueller regulatorischer Rahmen 184
5.4.1.2 Vergütung von Einspeisemanagement 187
5.4.1.3 Aktuelle Anpassungen in der Gesetzgebung 189
5.4.1.4 Case Study – Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse zum EinsMan in Deutschland 192
5.4.1.5 Exkurs - Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse zum Redispatch in Deutschland 208
5.4.2 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 220
5.4.2.1 Technologie 220
5.4.2.2 Wirtschaft 223
5.4.2.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 224
5.4.2.4 Gesellschaft und Umwelt 225
5.4.3 Ökonomische Grundlagen 228
5.4.4 Zusammenfassung und Ausblick 229

5.5 Blindleistungsmanagement 231
5.5.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 232
5.5.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme 234
5.5.1.2 Entwicklungspotenzial 239
5.5.1.3 Case Study 242
5.5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 245
5.5.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 251
5.5.3.1 Technologie 251
5.5.3.2 Wirtschaft 256
5.5.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 258
5.5.3.4 Gesellschaft und Umwelt 259
5.5.4 Ökonomische Grundlagen 261
5.5.5 Zusammenfassung und Ausblick 262
5.6 Freileitungsmonitoring 264
5.6.1 Stand der Technik 264
5.6.1.1 Prinzip des Freileitungsmonitorings 264
5.6.1.2 Technischer Hintergrund 265
5.6.1.3 Nutzen und Herausforderungen 267
5.6.1.4 Case Study 269
5.6.2 Methoden des Freileitungsmonitorings 270
5.6.2.1 Direkte Methoden 271
5.6.2.2 Indirekte Methode 274
5.6.2.3 Datenübertragung 275
5.6.3 Einsatz und Entwicklungspotenzial von Freileitungsmonitoring 275
5.6.4 Potenzialanalyse 277
5.6.4.1 Berechnungsmethode zur Abschätzung des Monitoring-Potenzials 277
5.6.4.2 Datenbasis 277
5.6.4.3 Berechnung der dynamischen Strombelastbarkeit eines Leitungsabschnittes 282
5.6.4.4 Anwendung der Potenzialanalyse auf eine Beispieltrasse 285
5.6.4.5 Analyse des Gesamtpotenzials in Deutschland 288
5.6.5 Regulatorische Rahmenbedingungen 294
5.6.6 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 296
5.6.6.1 Technologie 296
5.6.6.2 Wirtschaft 299
5.6.6.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 301
5.6.6.4 Gesellschaft und Umwelt 302

5.6.7 Ökonomische Grundlagen 303
5.6.8 Zusammenfassung und Ausblick 304
5.7 Topologische Schalthandlungen 306
5.7.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 309
5.7.1.1 Systembeschreibung der Topologischen Schalthandlungen 309
5.7.1.2 Entwicklungspotenzial 316
5.7.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 320
5.7.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 320
5.7.3.1 Technologie 320
5.7.3.2 Wirtschaft 323
5.7.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 324
5.7.3.4 Gesellschaft und Umwelt 325
5.7.4 Ökonomische Grundlagen 326
5.7.5 Zusammenfassung und Ausblick 326
5.8 Hybridnetze – Teil: Power2Heat 328
5.8.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 329
5.8.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme 330
5.8.1.2 Entwicklungspotenzial 334
5.8.1.3 Case Study 336
5.8.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 336
5.8.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 338
5.8.3.1 Technologie 338
5.8.3.2 Wirtschaft 342
5.8.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 347
5.8.3.4 Gesellschaft und Umwelt 348
5.8.4 Ökonomische Grundlagen 351
5.8.5 Fazit und Ausblick 352
5.9 Hybridnetze – Teil: Power2Gas 354
5.9.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 355
5.9.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme 355
5.9.1.2 Entwicklungspotenzial 357
5.9.1.3 Case Study 361
5.9.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 364
5.9.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 367
5.9.3.1 Technologie 367
5.9.3.2 Wirtschaft 371

5.9.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 373
5.9.3.4 Gesellschaft und Umwelt 374
5.9.4 Ökonomische Grundlagen 376
5.9.5 Zusammenfassung und Ausblick 378
5.10 Quartierspeicher zur Netzentlastung 380
5.10.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 380
5.10.1.1 Systembeschreibung der Netzoptimierenden Maßnahme Quartierspeicher 380
5.10.1.2 Entwicklungspotenzial 394
5.10.1.3 Case Studies 396
5.10.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 400
5.10.2.1 Abgaben und Umlagen bei Batteriespeichern 400
5.10.2.2 Unbundling-Vorgaben beim Speicherbetrieb 402
5.10.2.3 Bewertung und Ausblick des regulatorischen Rahmens 403
5.10.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 404
5.10.3.1 Technologie 404
5.10.3.2 Wirtschaft 407
5.10.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 411
5.10.3.4 Gesellschaft und Umwelt 412
5.10.4 Ökonomische Grundlagen 415
5.10.5 Zusammenfassung und Ausblick 416
5.11 Hausspeichersysteme zur Netzentlastung 418
5.11.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 419
5.11.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme 419
5.11.1.2 Entwicklungspotenzial 422
5.11.1.3 Case Study 425
5.11.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 426
5.11.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 430
5.11.3.1 Technologie 430
5.11.3.2 Wirtschaft 435
5.11.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 440
5.11.3.4 Gesellschaft und Umwelt 442
5.11.4 Ökonomische Grundlagen 444
5.11.5 Zusammenfassung und Ausblick 445
5.12 Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen 446
5.12.1 Datengrundlage Ladelastgänge: Mobilität in Deutschland 2008 446
5.12.2 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 451

5.12.2.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie) 451
5.12.2.2 Entwicklungspotenzial 454
5.12.2.3 Netzdienliches Laden 462
5.12.2.4 Casy Study – ePlanB 464
5.12.3 Regulatorische Rahmenbedingungen 465
5.12.4 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 467
5.12.4.1 Technologie 468
5.12.4.2 Wirtschaft 470
5.12.4.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 472
5.12.4.4 Gesellschaft und Umwelt 474
5.12.5 Ökonomische Grundlagen 475
5.12.6 Zusammenfassung und Ausblick 475
5.13 Demand Response in der Industrie 477
5.13.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 477
5.13.1.1 Definitionen 477
5.13.1.2 Systembeschreibung der Netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie) 480
5.13.1.3 Entwicklungspotenzial 488
5.13.1.4 Case Study 490
5.13.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 491
5.13.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 493
5.13.3.1 Technologie 493
5.13.3.2 Wirtschaft 499
5.13.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 507
5.13.3.4 Gesellschaft und Umwelt 509
5.13.4 Ökonomische Grundlagen 512
5.13.5 Zusammenfassung und Ausblick 515
5.14 Demand Side Management in Haushalten 517
5.14.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial 517
5.14.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme 517
5.14.1.2 Entwicklungspotenzial 522
5.14.1.3 Case Study 527
5.14.2 Regulatorische Rahmenbedingungen 528
5.14.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme 530
5.14.3.1 Technologie 530
5.14.3.2 Wirtschaft 533
5.14.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung 535

5.14.3.4 Gesellschaft und Umwelt ... 537
5.14.4 Ökonomische Grundlagen ... 539
5.14.5 Zusammenfassung und Ausblick ... 540
5.15 Gleichspannungsverteilnetze ... 541
5.15.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial ... 541
5.15.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie) ... 542
5.15.1.2 Entwicklungspotenzial ... 545
5.15.1.3 Case Studies ... 546
5.15.2 Regulatorische Rahmenbedingungen ... 546
5.15.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme ... 547
5.15.3.1 Technologie ... 548
5.15.3.2 Wirtschaft ... 552
5.15.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung ... 553
5.15.3.4 Gesellschaft und Umwelt ... 554
5.15.4 Ökonomische Grundlagen ... 557
5.15.5 Zusammenfassung und Ausblick ... 557
6 Wirtschaftliche Aspekte Netzoptimierender Maßnahmen ... 558
6.1 Definition ... 558
6.2 Bestandteile der Betrachtungsperspektiven ... 559
6.2.1 Gesamtkostenperspektive ... 559
6.2.2 Netzkostenperspektive ... 560
6.2.2.1 Opportunitätskostenansatz und Netzorientierte Maßnahmen ... 561
6.2.2.2 Berechnungsmethodik ... 562
6.2.2.3 Opportunitätskosten im heutigen System ... 564
6.2.3 Akteursperspektive ... 565
6.3 Ökonomische Kennwerte ... 568
7 Zusammenfassung des Maßnahmenberichts ... 569
8 Ausblick ... 572
Abkürzungsverzeichnis ... 573
Abbildungsverzeichnis ... 577
Tabellenverzeichnis ... 586
Literaturverzeichnis ... 590

1 Klassifizierungsmethodik: Netzoptimierende Maßnahmen

Der durch neue Herausforderungen im Bereich der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs notwendige Netzumbau bewegt sich im Spannungsfeld zwischen technischen, wirtschaftlichen, ökologischen, rechtlichen, regulatorischen und gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen. Die Entscheidung für oder gegen einzelne Optionen kann daher nur unter Berücksichtigung zahlreicher Faktoren erfolgen, deren spezifische Ausprägungen oft nur schwer erfassbar sind. In Kapitel 0 wird der Begriff der Netzoptimierenden Maßnahmen als übergreifende Klammer um alle verfügbaren Optionen zur Netzoptimierung hergeleitet und definiert. Im Zuge dessen werden auch für den anschließenden Vergleich relevante Netzoptimierende Maßnahmen identifiziert. Begriffsdefinition: Netzoptimierende Maßnahmen

Für die Klassifizierung und einheitliche Bewertung aller im Rahmen des NOVA-Prinzips vorgesehenen Möglichkeiten der Netzbetreiber wird hier der Begriff „Netzoptimierende Maßnahme“ als Überbegriff über alle verfügbaren Optionen eingeführt /FFE-02 16/. Weiterhin wird das Spannungsfeld, in welchem sich Netzoptimierende Maßnahmen bewegen, abgebildet.

1.1.1 Begriffsdefinition

*Unter **Netzoptimierenden Maßnahmen (kurz: NoM)** werden alle Maßnahmen betrieblicher und technischer Natur zusammengefasst, die im Zuge eines Umbaus der Energieversorgung die Situation in den Stromnetzen bezüglich relevanter technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher oder regulatorischer Parameter verbessern können.*

Definition

?

Die Netzoptimierenden Maßnahmen können je nach Sichtweise in unterschiedliche Gruppierungen unterteilt werden. Aus der derzeitigen Praxis der Netzbetreiber ergibt sich beispielsweise die folgende Unterteilung:

- Technische Betriebsmittel werden vom Netzbetreiber baulich in das bestehende Stromnetz integriert. Sie lassen sich weiter in steuerbare Maßnahmen, wie beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren, Blindleistungskompensation und Gleichspannungsverteilnetze sowie nichtsteuerbare Maßnahmen, wie z.B. konventioneller Netzausbau und Hochtemperaturleiterseile, untergliedern.
- Betriebliche Maßnahmen beeinflussen die Fahrweise einzelner Erzeuger und Verbraucher, wie beispielsweise Einspeisemanagement, Redispatch, funktionale Stromspeicher (z.B. Batteriespeicher als Netzasset, DSM in Haushalten, usw.; Definition in **/FFE-49 14/**) oder führen netzseitig zu Neuverschaltungen der Netzstrukturen, Blindleistungsmanagement und Freileitungsmonitoring.
- Netzorientierte Maßnahmen sind alle Maßnahmen, welche heute noch keine Netzbetriebsmittel darstellen, aber bereits für andere Zwecke installiert werden.

Auch wenn Batteriespeichersysteme, Power2Gas oder Power2Heat bereits von verschiedensten Akteuren genutzt werden, ist ein Einsatz zur Netzoptimierung heute noch nicht das Hauptaugenmerk dieser Maßnahmen.

1.1.2 Systemverantwortung

Die primäre Aufgabe von Netzbetreibern ist die Erfüllung der Systemverantwortung. Die Ziele diesbezüglich sind in § 11 Abs. 1 EnWG geregelt und verpflichten den Betreiber von Energieversorgungsnetzen ein *„sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben“*. Dieses muss ebenfalls gewartet, bedarfsgerecht optimiert, verstärkt und ausgebaut werden, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Für die verwendeten Anlagen sind laut § 49 EnWG die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu berücksichtigen /ENWG-02 13/.

Gewährleistung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes

Die grundlegenden Rahmenbedingungen für die Planung und den Betrieb der elektrischen Versorgungsnetze in Deutschland sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegt. Als übergeordnetes Ziel legt das EnWG fest, dass das Energiesystem möglichst *„sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient und umweltverträglich“* sein soll /DENA-06 14/.

Außerdem sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen (VNB) gemäß §14 Abs. 1c EnWG *„soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind“* verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB oder Maßnahmen eines verantwortlichen VNB, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben und den dadurch begründeten Vorgaben eines vorgelagerten VNB durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (vgl. /BDEW-10 14/).

Dazu kommen verschiedene Systemdienstleistungen, die in den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber gemäß TransmissionCode 2007 und DistributionCode 2007 fallen /VDN-03 07/, /VDN-05 07/, /BDEW-10 14/. Als Systemdienstleistungen gelten in der Elektrizitätsversorgung jene erforderlichen Leistungen, die Netzbetreiber zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für die Anschlussnutzer einschließlich der Betreiber von Erzeugungsanlagen erbringen müssen.

1.1.3 Netzoptimierungsbedarf

Netzoptimierungs- und Netzausbaubedarf besteht dann, wenn der sichere und effiziente Betrieb gefährdet ist. Dies tritt vor allem dann ein, wenn die Netzkapazität nicht für die Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten ausreicht. /ENWG-01 15/ Anzeichen dafür sind Spannungsbandverletzungen oder thermische Überschreitungen als Hinweis auf Stromprobleme. *„Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.“* /EEG-02 14/

Für die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und der Betriebsmittelbelastung ist sowohl jeder Übertragungs- als auch Verteilungsnetzbetreiber in dem von ihm betrieblich geführten Netzabschnitts zuständig. Alle Maßnahmen, welche aus

technischer Sicht geeignet sind, entweder Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen zu beheben, gelten als **Netzoptimierende Maßnahmen.**

1.1.4 Weitere Herausforderungen im Netzbetrieb

Neben der rein technischen Systemverantwortung stehen Netzbetreiber vor weiteren Herausforderungen, ökonomischer, regulatorischer, ökologischer und gesellschaftlicher Natur. Bei vielen Projekten zeigte sich in der Vergangenheit eine zunehmende Bedeutung dieser Themen. Daher sollen diese im folgenden Kapitel kurz eingeführt werden.

Energienetzregulierung
Neben der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes zählt auch das wirtschaftliche Handeln der Netzbetreiber trotz Monopolstellung als Aspekt der Netzoptimierung, welches durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sichergestellt werden soll /AREGV-01 15/. Da Netzbetreiber aufgrund ihres natürlichen Monopols kein wirtschaftliches Interesse haben, Kosten zu optimieren und dadurch ihre Kunden zu entlasten, wurde 2009 das System der Anreizregulierung durch das EnWG eingeführt und durch die ARegV präzisiert. Die ARegV bestimmt eine Entkopplung von Erlös- und Kostenentwicklung sowie eine verbindliche Erlösobergrenze (Revenue-Cap) für die Dauer der Regulierungsperiode von fünf Jahren. Das Erlösniveau für einen Netzbetreiber im ersten Jahr einer Regulierungsperiode orientiert sich an den tatsächlichen Kosten dieses Netzbetreibers.

Gelingt es dem Netzbetreiber, seine Kosten unterhalb der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode zu halten, so erhält er die gewonnen Zwischenerlöse im Sinne einer Prämie für besonders kosteneffizientes Wirtschaften. Dadurch sind alle Netzbetreiber angehalten, kostengünstiger zu wirtschaften und zu investieren als vergleichbare Netzbetreiber in anderen Regionen /AREGV-01 15/. Ursprünglich wurde die ARegV für ein Energiesystem mit weitgehend gleichbleibenden Versorgungsaufgaben entwickelt, indem durch die Regulierungsanreize zur Effizienzsteigerung und damit Kostensenkung gesetzt werden /DENA-14 12/.

Netzoptimierende Maßnahmen können durch veränderte Kosten und signifikante Einflüsse auf die wirtschaftlich-regulatorische Lage von Netzbetreibern haben. Details zur Energienetzregulierung werden in Kapitel 2 näher erläutert.

Erweitertes Aufgabenspektrum
Durch den seit dem Jahr 2000 erfolgreich vorangetriebenen Zubau von volatilen regenerativen Stromerzeugungsanlagen ist eine Erweiterung der Aufgaben der deutschen Stromverteilnetzbetreiber zukünftig zu erwarten. Über die Notwendigkeit eines Um- und Ausbaus der Stromverteilnetze hinaus, wird die Bereitstellung von erweiterten Systemdienstleistungen in betrieblicher und planerischer Koordination mit den Übertragungsnetzbetreibern zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dies wird eine sukzessive Neuorganisation des Netzbetriebs erfordern – insbesondere die Koordination von Einspeisern, Verbrauchern, Verteilnetzen und Übertragungsnetzen, als auch eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Integration zusätzlicher Steuerungs- und Monitoringeinrichtungen./DENA-14 12/

Zu den künftigen Versorgungsaufgaben der VNB gehören nach /KUE-01 15/:

- die Erstellung von Last- und Einspeiseprognosen
- die Leistungsreduzierung von dezentralen Einspeisern im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements
- die Überwachung der 3%- Spitzenkappung für nachgelagerte Netzbetreiber (inklusive Dokumentation)
- Blindleistungssteuerung für vor- und nachgelagerte Netzbetreiber
- die Aggregation und Aufbereitung von Einspeisedaten der Stadtwerke für die Weiterleitung an den ÜNB (Anforderungen im Rahmen des Energieinformationsnetzes)
- die Sicherstellung der Anforderungen aus nach gültigen IT-Sicherheitsnormen

Zudem werden sich auf dem Energiemarkt der Zukunft durch das Erschließen neuer Geschäftsmodelle vielfältige neue Einnahmepotenziale ergeben und somit einen natürlichen Wettbewerb begünstigen. Im gegenwärtigen Marktdesign existiert bereits eine Vielzahl von Produkten und Instrumenten, die das Marktgeschehen fördern und netzoptimierende Funktionen anbieten. So können Flexibilitätsdienstleistungen, wie beispielsweise Redispatch- und Einspeisemanagement Maßnahmen, Verteilnetzbetreiber unterstützen die wachsenden Anforderungen an eine stabile Netzbetriebsführung bei steigenden Anteilen regional volatiler Stromerzeugung zu erfüllen. Auf den unteren Spannungsebenen können Speicher und andere Flexibilitätsoptionen zur Spannungshaltung eingesetzt werden, um überlastete Netzabschnitte bei erhöhter Wind- und Solarstromeinspeisung in Spitzenzeiten zu entlasten. Dabei ist zu erwarten, je weniger Instrumente und Produkte dieselben Ziele verfolgen, desto geringer fallen tendenziell die Kosten aus. Daher wäre es zu begrüßen, wenn netzoptimierende Maßnahmen zukünftig stärker aufeinander abgestimmt werden, um somit Synergien zwischen Vermarktern, VNB und ÜNB besser nutzen zu können /BMWI-03 15.

Gesellschaft und Umwelt

Neben den regulatorischen und marktgesteuerten Mechanismen haben sich die gesellschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren als eigentliche Grundvoraussetzung für die Realisierung der netzoptimierenden Investitionen herausgestellt. Insbesondere die gesellschaftliche Akzeptanz ist als entscheidender Faktor bei der Umsetzung von NoM zu beachten. Auch hier sind die Netzbetreiber mit vielfältigen Herausforderungen konfrontiert, die ihren Handlungsspielraum vielmehr auf der Planungsebene als im operativen Geschäft einschränken. Netzoptimierende Maßnahmen können je nach Bedarf deutlich andere Auswirkungen auf die Gesellschaft und die Umwelt bewirken als konventionelle Maßnahmen.

Für eine Berücksichtigung aller relevanten Aspekte der Netzoptimierung ist daher eine Methodik erforderlich, nachvollziehbar und vollständig alle Kriterien (Wirtschaftlichkeit, Technologie, Umwelt, Akzeptanz, etc.) in einem einheitlichen Vergleich zu erfassen und anschließend diese Kriterien wertfrei zu klassifizieren. Auf Basis dieser Klassifizierung einer Vielzahl von Kriterien kann der Vergleich der Netzoptimierenden Maßnahmen durchgeführt werden. Als Vergleichsmethodik für das Projekt MONA 2030 wird der Morphologische Kasten verwendet, welcher in Kapitel 0

genauer beschrieben wird. Im Nachfolgenden sollen alle relevanten Netzoptimierenden Maßnahmen evaluiert werden.

1.2 Auswahl relevanter Netzoptimierender Maßnahmen

Eine ganzheitliche Analyse Netzoptimierender Maßnahmen setzt voraus, dass alle relevanten Maßnahmen einbezogen werden. Im Rahmen dieser Studie wurden 14 relevante Netzoptimierende Maßnahmen durch eine Metastudie, eine Onlineumfrage sowie eine Expertenbefragung identifiziert.

Metastudie
Eine Metastudie über 19 energiewirtschaftliche Studien zeigt die Vielfalt möglicher Optionen in allen Netzebenen. 14 Studien[*] führen eine genaue Betrachtung von einzelnen NoM durch. Insgesamt 22 spezifische Optionen zur Netzoptimierung konnten auf diese Weise identifiziert werden: konventioneller Netzausbau, Einspeisemanagement/Redispatch, regelbare Ortsnetznetztransformatoren, Längsregler, Demand Response in der Industrie, Demand Side Management in Haushalten, Hybridisierung Strom, Wärme, Gas, Blindleistungsmanagement, Quartierspeicher, Hausspeichersysteme, Elektromobilität (gezielte Ladung), Freileitungsmonitoring, Gleichspannungsnetze, topologische Schalthandlungen, Hochtemperaturleiterseile, Lockerung des Spannungskriteriums, Erhöhung des Planungszeitraums des Netzausbaus, Strom-Im- und Export in europäische Nachbarregionen, Flexibilisierung der Erzeugungskapazität, genereller Einsatz von IKT, Hybridbauweise der Freileitungen und Ausbau von Reservekapazitäten.

In keiner Studie wurde eine ganzheitliche Bewertung aller Maßnahmen durchgeführt. Spezifische Netzoptimierende Maßnahmen konnten aus verschiedenen Gründen für eine direkte weitere Analyse im Rahmen von MONA 2030 ausgeschlossen werden. So wird der Strom-Im- und Export in europäische Nachbarregionen durch die Szenarien des Projekts abgedeckt. Grund ist, dass der Haupttreiber für eine europäische Marktkopplung nicht in der Netzoptimierung an sich, sondern im gemeinsamen Handel zu sehen ist. Der Einsatz von IKT im Stromnetz ist integraler Bestandteil einzelner NoM wie Demand Side Management, Hausspeichersysteme, Quartierspeicher und Einspeisemanagement. Er wird daher nicht als separate Netzoptimierende Maßnahme analysiert. Dennoch erfolgt im Rahmen der Studie eine Analyse der IKT für alle Netzoptimierenden Maßnahmen. Hochtemperaturleiterseile, Hybridbauweise der Freileitungen und HGÜ werden im Projekt in der NoM „konventioneller Netzausbau“ zusammengefasst. Eine Lockerung des Spannungskriteriums oder Erhöhung des Planungszeitraums kann im Rahmen von MONA 2030 ausgeschlossen werden, da bestehende Regularien nicht in diesem Sinn ausgeweitet werden sollen (Siehe MONA-Szenarien). Die Maßnahme Flexibilisierung der Erzeugungskapazität kann ebenso vernachlässigt werden, da dies keine Optimierung des Stromnetzes darstellt, sondern in die Energieerzeugung eingreift und daher über die Basisdaten in MONA 2030

[*] /DENA-14 12/, /RWTH-01 12/, /EBR-01 14/, /DLR-02 12/, /ENTSOE-04 14/, /UBA-03 14/, /APG-02 13/, /OFGM-01 08/, /EWI-01 13/, /DENA-03 13/, /UBA-05 13/, /IFHS-01 11/, /BMWI-01 14/, /GLGH-01 11/

berücksichtigt wird. Alle weiteren Aspekte der Erzeugungsflexibilisierung werden im Rahmen der Maßnahme Engpassmanagement betrachtet.

Um die Relevanz der in der Metastudie identifizierten Maßnahmen abschätzen zu können und um weitere potenzielle Maßnahmen mitaufnehmen zu können, wurden aufbauend auf der Metastudie zwei Befragungen durchgeführt.

Online Umfrage zur Energiezukunft

Im Zeitraum von März bis Mai 2015 wurden 125 Akteure aus „Wirtschaft“, „Forschung“, „Politik und Verband“ sowie „Studenten relevanter Studienrichtungen“ im Rahmen einer Online Umfrage zur Energiezukunft zur Relevanz der im Rahmen der Metastudie identifizierten NoM befragt. Die Relevanz konnte mit „gegeben“ oder „nicht gegeben“ beantwortet werden. Das Ergebnis stellt eine sehr unterschiedliche Bewertung der einzelnen NoM dar (vergleiche **Abbildung 1-1)**.

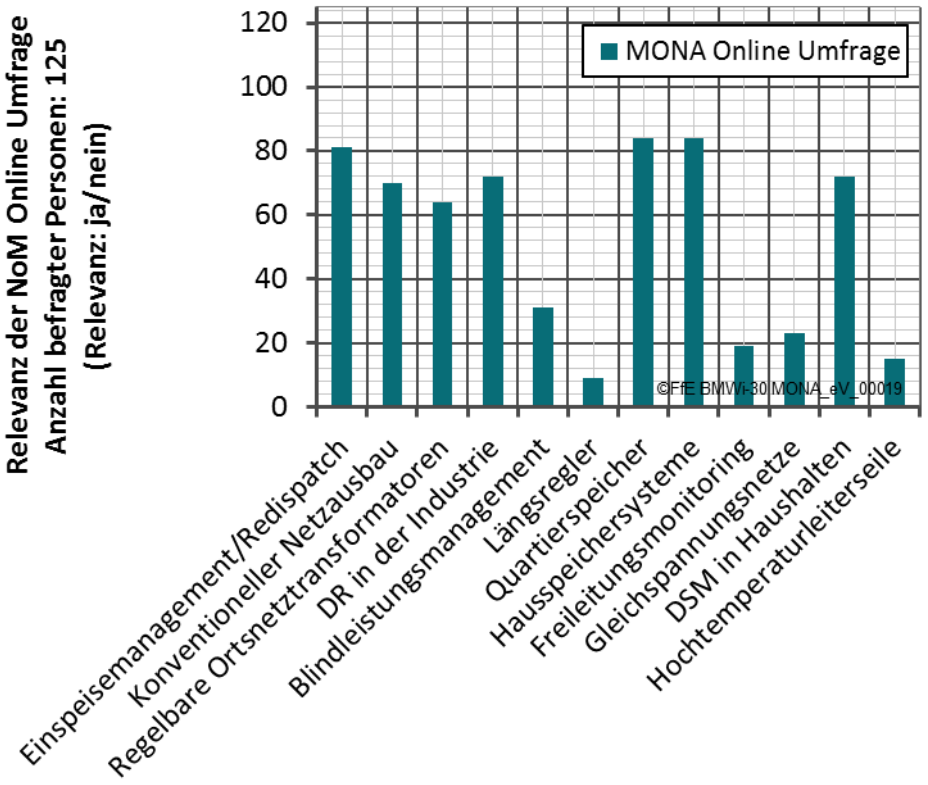


Abbildung 1-1: *Relevanz der NoM laut Online-Umfrage zur Energiezukunft*[1]

Die Unterschiede zwischen einzelnen Maßnahmen könnten unter anderem auf die Bekanntheit der einzelnen Maßnahmen zurückzuführen sein. Eine Festlegung auf relevante Maßnahmen ist daher auf Basis dieser Umfrage nicht möglich. Aus diesem Grund wurde zusätzlich eine Expertenbefragung unter Projektpartnern durchgeführt.

[1] Das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen war nicht Bestandteil der Online-Umfrage zur Energiezukunft

Expertenbefragung

Im Nachgang einer Vorstellung der Ergebnisse der Metastudie wurde im Rahmen eines Treffens des Lenkungskreises ein Fragebogen zu relevanten Netzoptimierenden Maßnahmen durch die Projektpartner ausgefüllt. Zusätzlich zu den bereits in der Online Umfrage bewerteten Maßnahmen wurde die Maßnahme „Topologische Schalthandlungen“ hier mitaufgenommen, da die Diskussion unter den beteiligten Netzbetreibern gezeigt hat, dass diese Maßnahme derzeit häufig eingesetzt wird.

Auswahlmöglichkeiten im Fragebogen waren dabei: „unwichtig (1)“, „eher unwichtig (2)“, „neutral (3)“, „eher wichtig (4)“ und „wichtig (5)“. Bei dieser Expertenbefragung muss beachtet werden, dass die sich ergebende Rangfolge der Netzoptimierenden Maßnahmen lediglich als Indikator für die Bedeutung der Maßnahmen gesehen werden kann und keinen allgemeingültigen Status besitzt. Aufgrund dessen, das sich einzelne Teilnehmer und Teilnehmerinnen zu Maßnahmen, die ihr Unternehmen nicht bewerten kann, enthalten haben und Maßnahmen je nach Sichtweise (als Übertragungsnetz- oder Verteilnetzbetreiber) unterschiedlich bewertet haben, sind die Ergebnisse teils verzerrt. In **Abbildung 1-2** ist das Ergebnis der Befragung abgebildet.

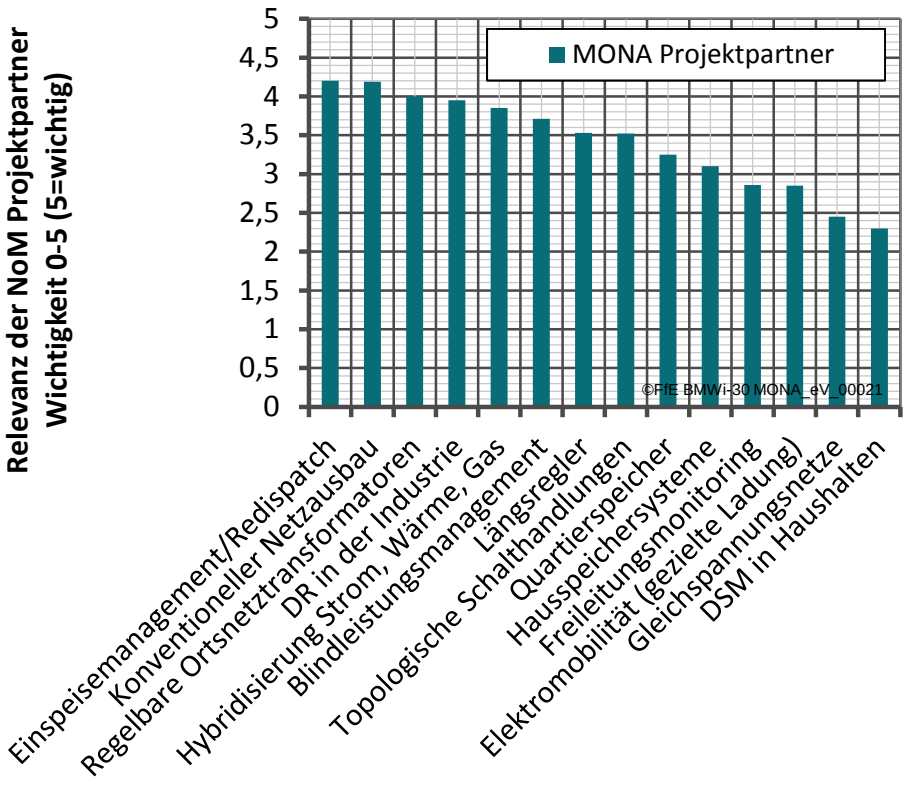


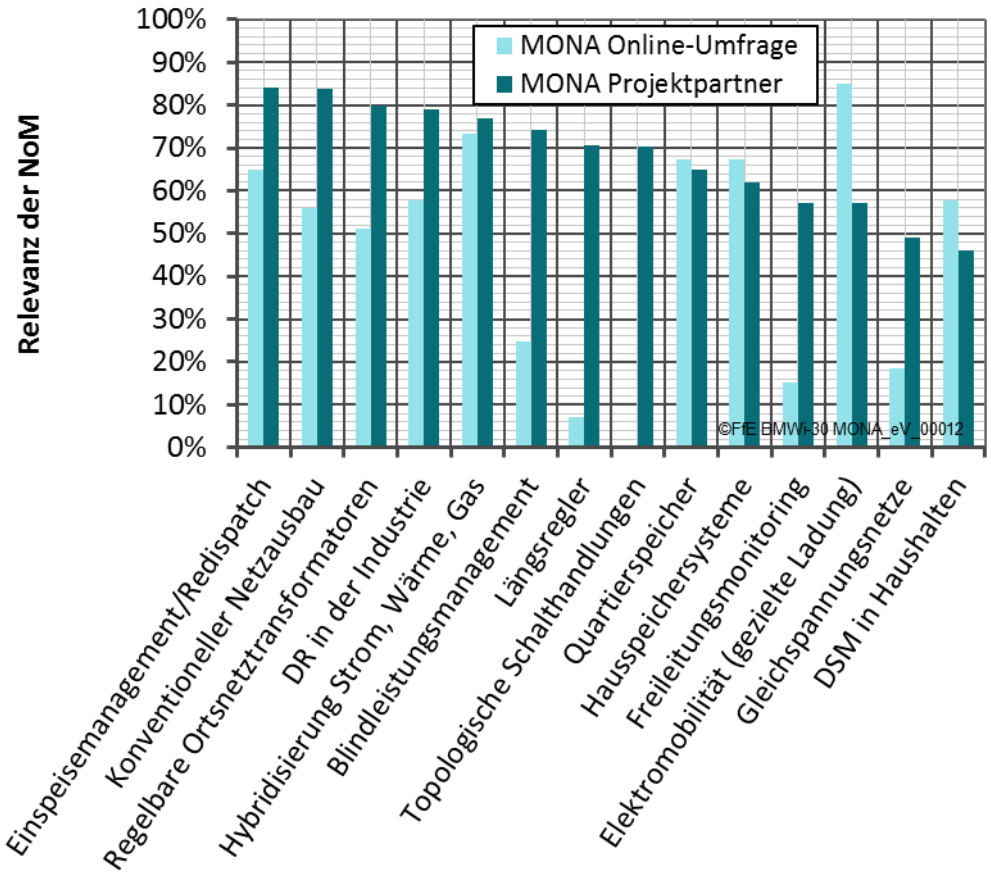
Abbildung 1-2: *Relevant einzelner NoM als Ergebnis einer Expertenbefragung unter beteiligten Projektpartnern*

In der Umfrage wurden zusätzlich zu den vorgegebenen Maßnahmen weitere Maßnahmen, wie IKT, Smart Grid/ Smart Meter und Preissignale beim Kunden, durch die Befragten genannt. Diese Maßnahmen wurden sodann mit den bereits vorgegebenen Maßnahmen abgeglichen. Nach weiteren Recherchen wurde allerdings beschlossen, diese nicht zusätzlich zur näheren Betrachtung in den bestehenden Maßnahmen-Pool mitaufzunehmen. Die Gründe hierfür lagen einerseits in der bereits in den weiteren

Maßnahmen enthaltenen IKT-Thematik, welche sich in einer Vielzahl der NoM, wie Demand Side Management in Haushalten, Demand Response in der Industrie sowie Hausspeichersysteme und Elektromobilität zur Netzentlastung, wiederfindet. Andererseits wurden zusätzliche Maßnahmen durch die Expertinnen und Experten genannt, welche bereits Teil der vorhandenen Maßnahmenbetrachtung darstellten (vgl. Preissignale beim Kunden).

Zusammenführung

In der Zusammenführung der beiden auf der Metastudie basierenden Umfragen (vergleiche **Abbildung 1-3)** zeigt sich, eine subjektiv sehr unterschiedliche Einschätzung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Auf Grund dessen, dass für jede Maßnahme eine gewisse Zustimmung erreicht wurde, kann für die weiteren Analysen im Rahmen der Studie keine Eingrenzung vorgenommen werden.



*Die Angaben für Elektromobilität und Wärme in der Online-Umfrage bezogen sich auf eine allgemeine Einschätzung dieser Technologien, die NoM Topologische Schalthandlungen wurde hier nicht abgefragt.

Abbildung 1-3: *Zusammenführung Online-Umfrage –Projektpartner: Relevanz der NoM*

Netzoptimierende Maßnahmen im Projekt MONA 2030

Die Auswertung der Metastudie, der Umfrage zur Energiezukunft und der Expertenbefragung führt zur Auswahl von 14 Netzoptimierenden Maßnahmen. Diese werden auf Grund der unterschiedlichen praktischen Relevanz im Rahmen des Projekts MONA 2030 mit unterschiedlich großem Aufwand analysiert und bewertet.

Im folgenden Kapitel 1.3 werden die einzelnen NoM definiert und genauer beschrieben.

1.3 Definitionen und Abgrenzung der im Rahmen der Studie betrachteten Netzoptimierenden Maßnahmen

Die Auswertung bestehender Literatur zeigt, dass es keine einheitliche Definition der möglichen Netzoptimierenden Maßnahmen gibt. Um Missverständnisse zu vermeiden werden daher im Folgenden die dieser Studie zugrunde liegenden Definitionen dargelegt. Eine ausführliche Analyse der einzelnen NoM erfolgt in Kapitel 5.

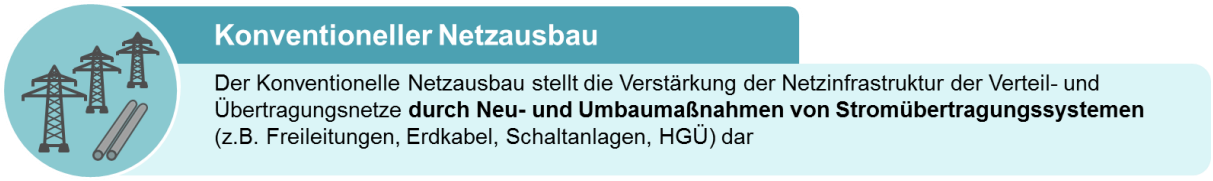


Abbildung 1-4: *Definition der NoM „Konventioneller Netzausbau"*

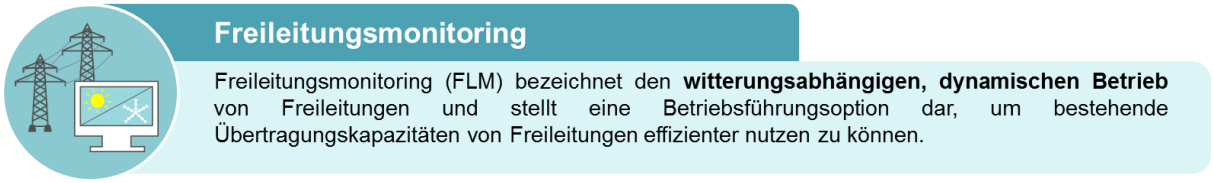


Abbildung 1-5: *Definition der NoM „Freileitungsmonitoring"*

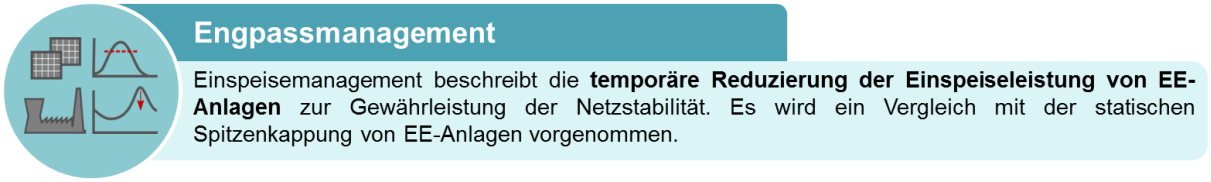


Abbildung 1-6: *Definition der NoM „Engpassmanagement"*

Abbildung 1-7: *Definition der NoM „Demand Response in der Industrie"*

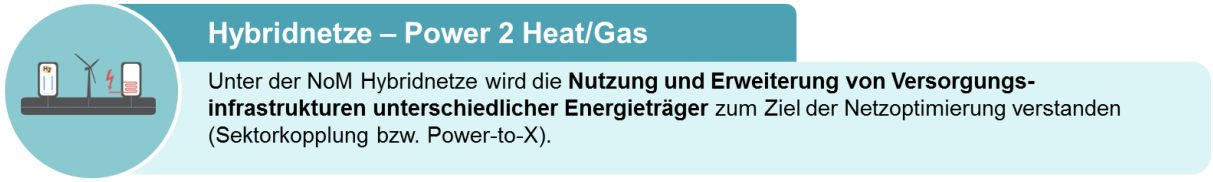


Abbildung 1-8: *Definition der NoM „Hybridisierung Strom, Wärme, Gas“*

Abbildung 1-9: *Definition der NoM „Blindleistungsmanagement"*

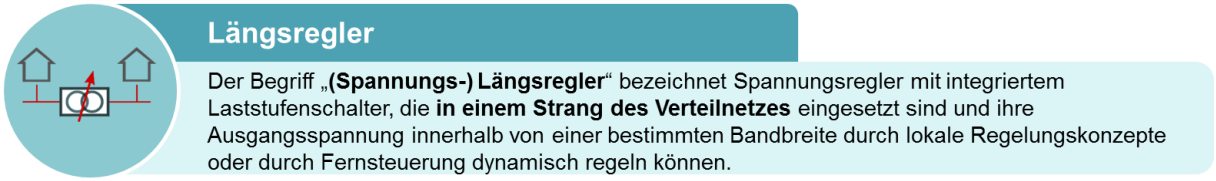


Abbildung 1-10: *Definition der NoM „Längsregler"*

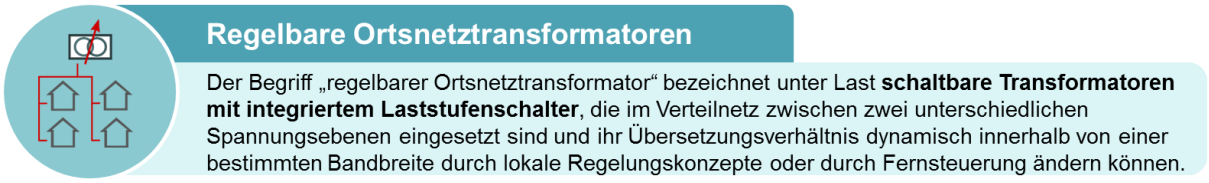


Abbildung 1-11: *Definition der NoM „Regelbarer Ortsnetztransformator"*

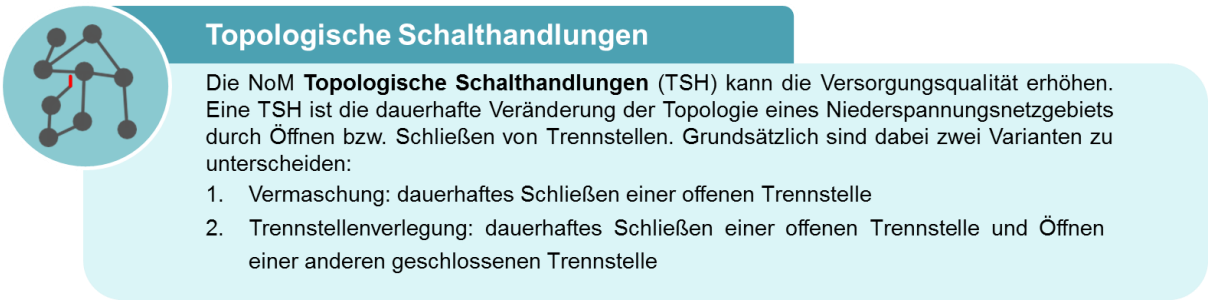


Abbildung 1-12: *Definition der NoM „Topologische Schalthandlungen"*

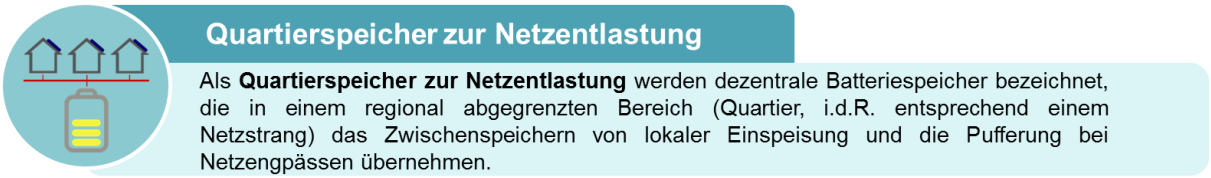


Abbildung 1-13: *Definition der NoM „Quartierspeicher zur Netzentlastung"*

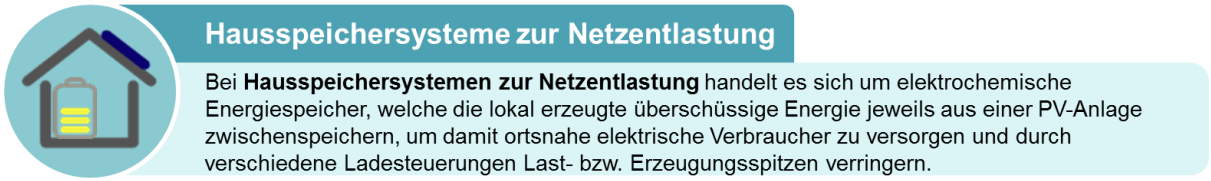


Abbildung 1-14: *Definition der NoM „Hausspeicher zur Netzentlastung"*

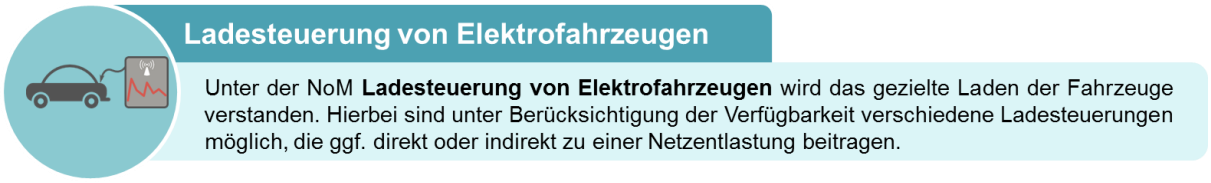


Abbildung 1-15: *Definition der NoM „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen"*

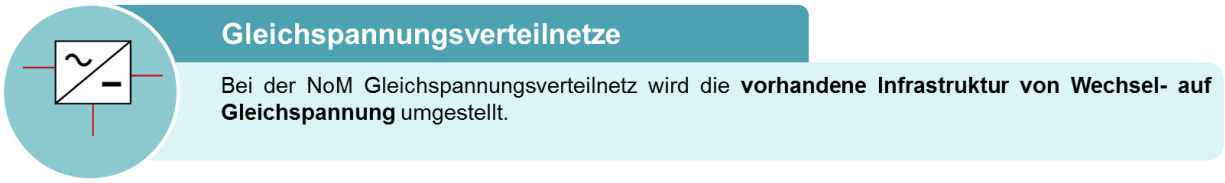


Abbildung 1-16: *Definition der NoM „Gleichspannungsverteilnetze“*

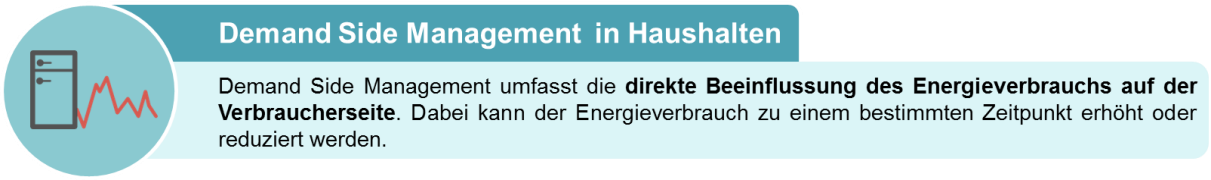


Abbildung 1-17: *Definition der NoM „Demand Side Management in Haushalten“*

Die nachfolgenden **Abbildung 1-18** bis **Abbildung 1-20** zeigen die möglichen Einsatzorte der Netzoptimierenden Maßnahmen im Stromnetz, wobei diese differenziert im Übertragungsnetz und im Verteilnetz (Hoch, Mittel- und Niederspannung) einsetzbar sind.

Abbildung 1-18 stellt das Übertragungsnetz anhand spezifischer Erzeuger und Verbraucher dar, wobei Netzoptimierende Maßnahmen an möglichen Einsatzstandorten zu finden sind.

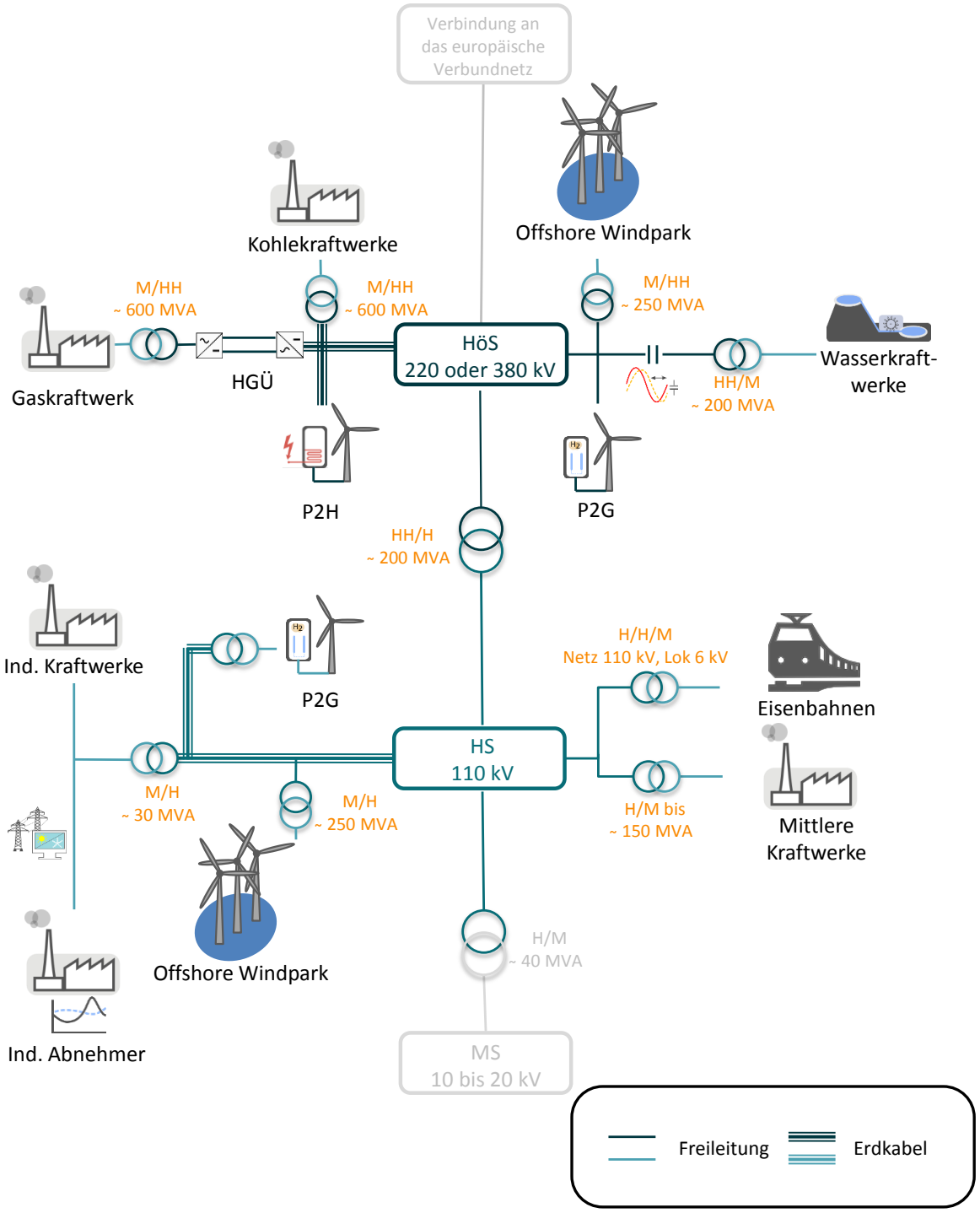


Abbildung 1-18: *Hoch- und Höchstspannungsebene mit NoM und sonstigen Elementen*

In **Abbildung 1-19** wird vereinfacht dargestellt, welche NoM im Mittelspannungsnetz eingesetzt werden können. **Abbildung 1-20** stellt drei exemplarische Ortsnetze samt möglicher Netzoptimierender Maßnahmen dar. In den Graphiken wird ersichtlich, welche Vielzahl an Komponenten im Stromnetz der Zukunft berücksichtigt werden müssen und wie unterschiedlich und komplex einzelne Netze und Netzebenen zu analysieren und zu bewerten sind.

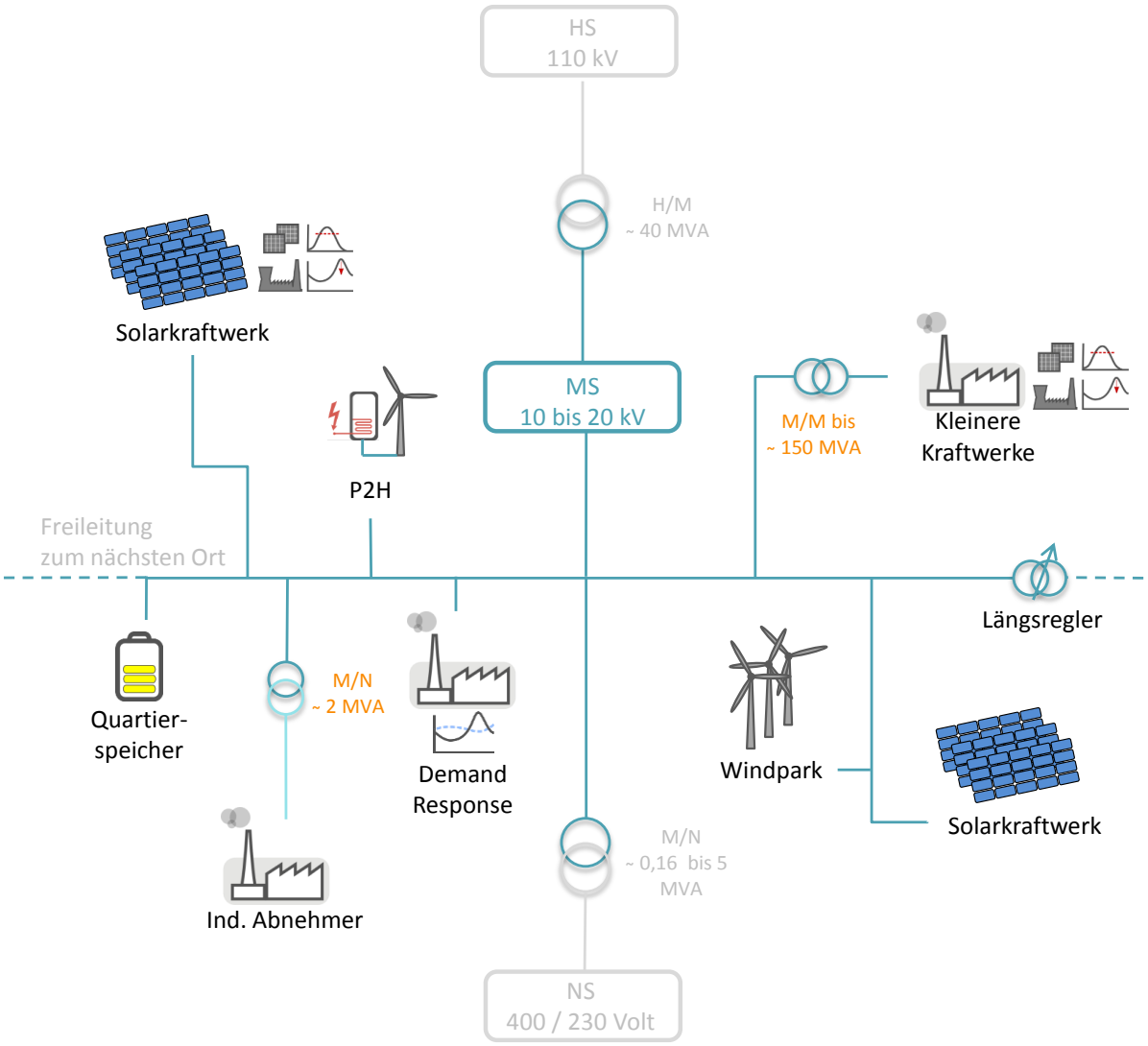


Abbildung 1-19: *Mittelspannungsebene mit NoM und sonstigen Elementen*

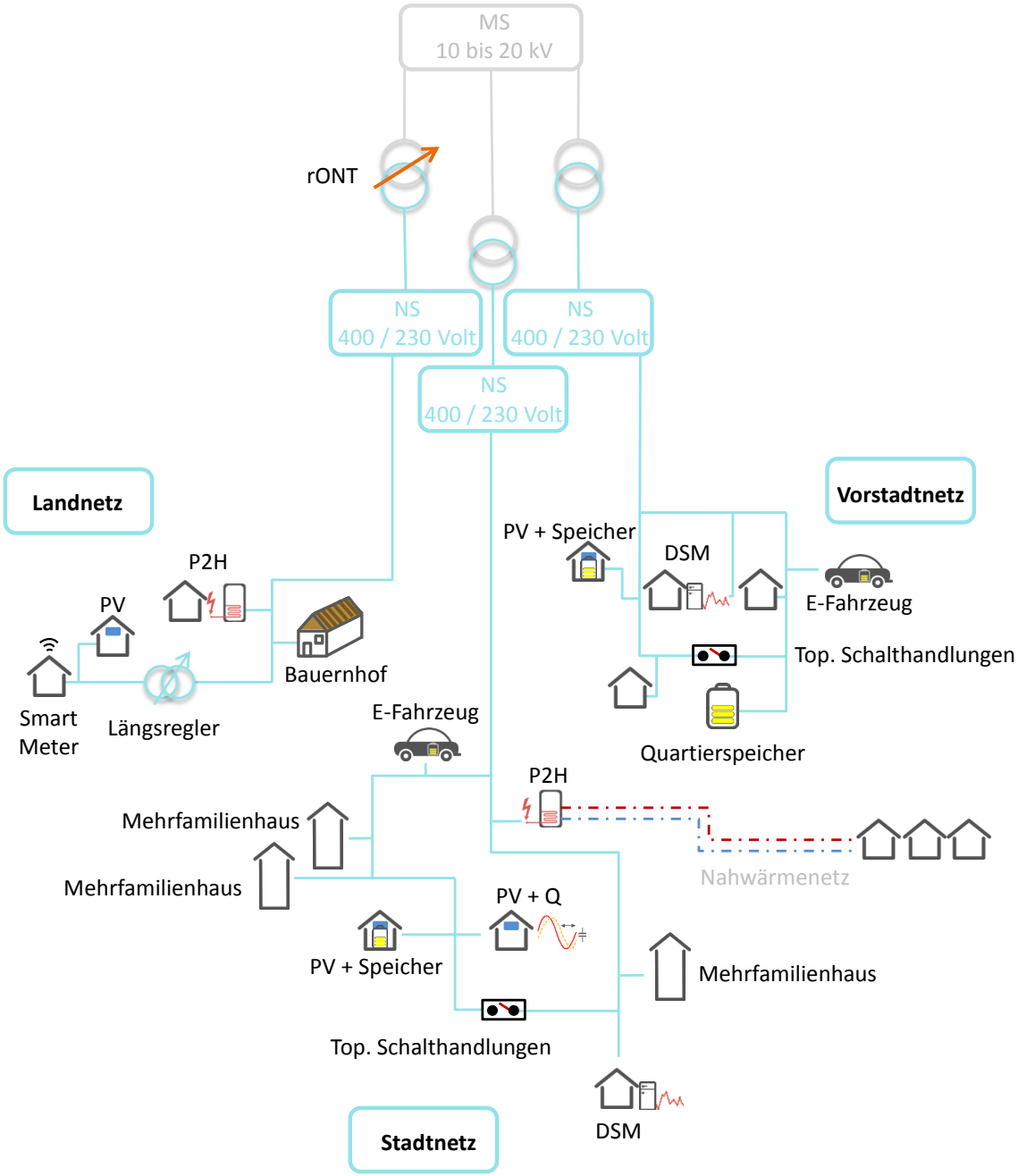


Abbildung 1-20: *Niederspannungsebene mit NoM und sonstigen Elementen*

Im Rahmen von MONA 2030 soll so die Bewertung der beschriebenen Netzoptimierenden Maßnahmen stattfinden. Dabei soll in einem finalen Arbeitsschritt eine „Einsatzreihenfolge“ generiert werden, die anhand einer Simulation zur Bewertung der Rückwirkungen zwischen den einzelnen Maßnahmen gegenseitige Beeinträchtigungen, Synergieeffekte und einen zusätzlichen Mehrwert der Kombination einzelner NoM aufzeigt.

2 Regulatorischer Rahmen Netzoptimierender Maßnahmen

2.1 Einleitung regulatorischer Rahmen

Für das Ertüchtigen der deutschen Stromnetzinfrastruktur sind nicht nur technische Potenziale der Netzoptimierenden Maßnahmen ausschlaggebend, sondern vor allem auch der rechtliche Rahmen. Dieser kann massive Auswirkungen auf den Einsatz der NoM haben. Im nachfolgenden Kapitel soll daher in einer allgemeinen Übersicht des deutschen Energierechts aufgezeigt werden, welche grundlegenden rechtlichen Konstrukte existieren und welche Auswirkungen diese auf die in MONA 2030 diskutierten Maßnahmen haben. Zu diesem Zweck soll an dieser Stelle ein kurzer historischer Abriss erfolgen, der die wichtigsten Meilensteine der deutschen Energiewirtschaft in einen Kontext zum heutigen Energierecht setzt und Zusammenhänge aufzeigt.

2.2 Grundlagen Energierecht

In diesem Kapitel wird die Entwicklung des Energierechts v.a. in Form der Liberalisierung und Entflechtung abgerissen und schematisch dargestellt.

2.2.1 Energierecht vor der Liberalisierung

Mit dem Beginn der Elektrifizierung in Deutschland ab dem Jahr 1885 /STEG-01 08/ wurde auch das Energierecht sukzessive entwickelt. Zu Beginn wurde lediglich um existierende Kraftwerke herum Netzinfrastruktur verbaut. Später wurden diese Netze nach und nach miteinander verbunden. Die grundlegenden rechtlichen Prämissen änderten sich hingegen in über 100 Jahren bis 1996 nur marginal. Diese waren:

1. Bilaterale Gebietsabsprachen (Demarkationsverträge) durch die Energieversorgungsunternehmen zum Ausschluss von Konkurrenz
2. Anschluss von Privatkunden nachrangig, Anschluss von Schlüsselkunden prioritär (öffentliche Gebäude und Industrie)
3. Erzeugung, Vertrieb und Netze innerhalb eines EVU integriert
4. Faktischer Ausschluss von Wettbewerb; keine Transparenz
5. Wachsende Marktdominanz großer, vertikal integrierter und zunehmend international agierender Energieversorgungsunternehmen (ab 1960-1970)
6. Kaum staatliche Aufsicht oder Regulierung zur Bekämpfung von Marktmissbrauch (keine Diskriminierungsfreiheit) /STEG-01 08/, /BOET-01 14/

Die wichtigsten energiewirtschaftlich relevanten Ereignisse und Meilensteine bis zur Jahrtausendwende sind **Abbildung 2-1** zu entnehmen.

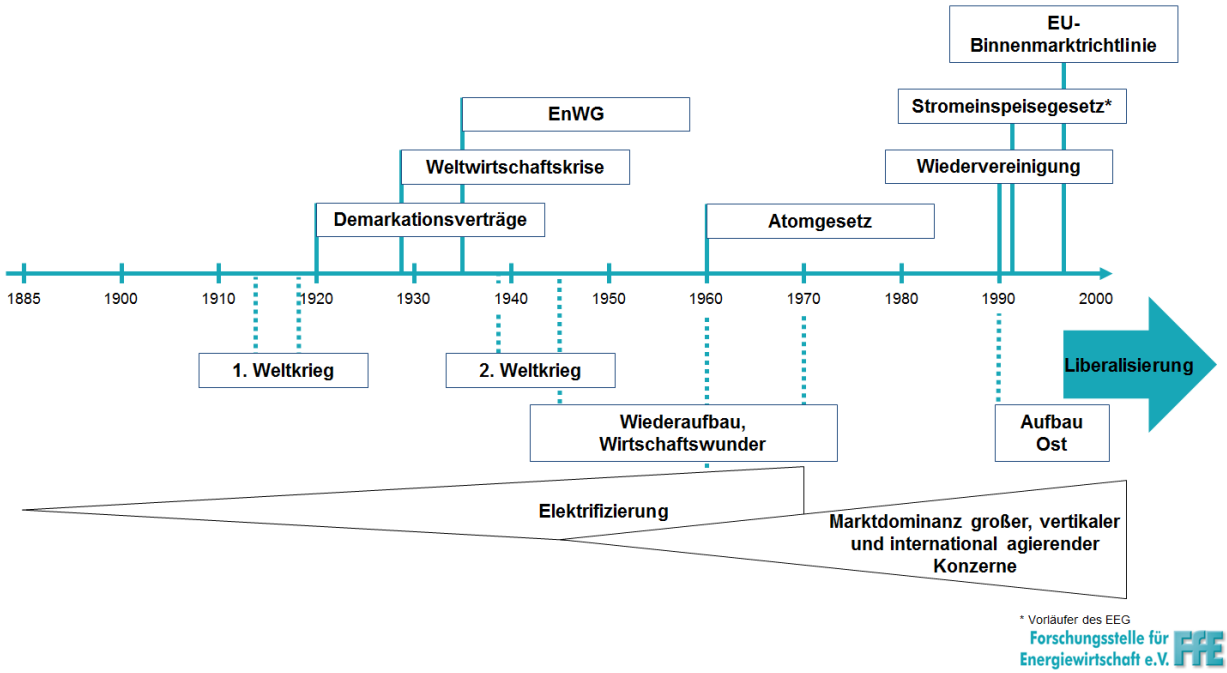


Abbildung 2-1: *Energiewirtschaft bis zur Liberalisierung*

Exkurs

*Die Stromnetzinfrastruktur ist ein klassisches Beispiel für ein **natürliches Monopol**. Da bei Bau- und Instandhaltung hohe Fixkosten, beim Stromtransport hingegen jedoch nahezu keine Kosten entstehen, ist es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, mehrere parallele Netze zu betreiben. /BOET 01 14/*
Ein natürliches Monopol liegt dann vor, wenn die Nachfrage durch ein einziges Unternehmen zu geringeren Kosten befriedigt werden kann, als von mehreren.
Aufgrund fehlender Konkurrenz kann der Monopolist seine Erlösflüsse durch beliebige Preissetzung frei wählen. Er ist nicht gezwungen, kostenoptimal zu wirtschaften, da es keine Mechanismen oder Anreize gibt, die Grenzkosten zu senken. Im Gegensatz zu einem freien Markt haben die Kunden in einem monopolistischen Markt keine Wahl, sich einen Anbieter mit geringeren Preisen zu suchen. /KHN 01 06/

2.2.2 Der Liberalisierungsprozess

Da die deutsche Energiewirtschaft aufgrund der Privatisierung staatlichen Eigentums nach der Weltwirtschaftskrise (1929), dem Wirtschaftswunder (1950-1960), zunehmender internationaler Aktivitäten, der damit verbundenen Aggregation von Kapital und nuklearen Förderprogrammen (ab 1960) zugunsten großer EVU, vornehmlich aus den „großen Vier“ bestand, wurde von der EU erkannt, dass diese volkswirtschaftlich suboptimale Monopolstruktur durch politische Vorgaben beendet werden musste. Auch war es Ziel, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu schaffen.

Im Jahr 1996 wurde Deutschland daher durch eine EU-Binnenmarktrichtlinie die Liberalisierung des Marktes vorgeschrieben. Diese beinhaltete die Abschaffung der Gebietsmonopole, mehr Wettbewerb sowie erste Entflechtungsansätze in Form eines

buchhalterischen Unbundlings und einer verwaltungstechnischen Unabhängigkeit von Erzeugung und Verteilung. /STEG-01 08/

Grund für diese Maßnahmen war die Erkenntnis, dass vorhandene Strukturen und Marktmechanismen zu ineffizient und teuer waren. Deshalb wurde angeregt, *„die Energiewirtschaft für die freien Kräfte von Angebot und Nachfrage und für Konkurrenzunternehmen zu öffnen.“* /EUEW-01 15/

Ohne Entflechtung von Verteilung und Vertrieb vermischen sich zwangsläufig die Interessen, wodurch ein neutraler Netzbetrieb nicht möglich erscheint. Ferner besteht das Problem der Quersubventionierung. Durch einen Sondervorteil des Vertriebs durch die Zugehörigkeit zum Netz können diese den Strom zu geringeren Preisen anbieten und die Konkurrenz ausstechen. /EUEW-01 15/

Da darüber hinaus nicht alle Teile der Wertschöpfungskette durch das natürliche Monopol gekennzeichnet sind, wurde eine Liberalisierung und Marktöffnung v. a. für die Erzeugung und den Vertrieb beschlossen, auch sollte neuen Akteuren der Markt geöffnet werden. /BNETZA-17 15/ **Abbildung 2-2** zeigt den Liberalisierungsprozess der deutschen Energiewirtschaft.

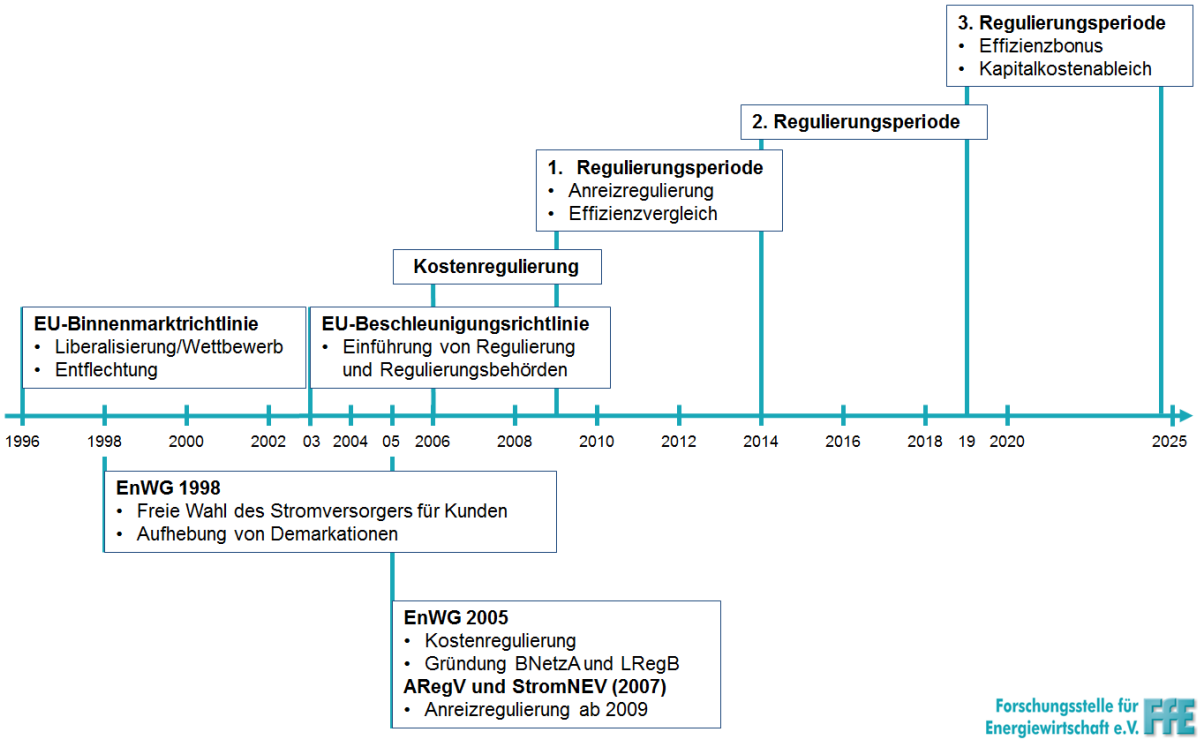


Abbildung 2-2: *Der Liberalisierungsprozess in Deutschland*

Die Liberalisierung wurde schließlich im Jahr 1998 durch eine EnWG-Novelle in deutsches Recht überführt. Dabei wurden Netzbetreiber entflochten, indem sie buchhalterisch, informatorisch, gesellschaftsrechtlich, operationell und eigentumsrechtlich von anderen Teilen der Wertschöpfungskette unabhängig sein mussten. Diese Ausprägung der Entflechtung ist bis heute gültig.

1. Buchhalterische Entflechtung: getrennte Finanz- und Buchungskonten (für alle Netzbetreiber gültig)

2. Informatorische Entflechtung: Verhinderung eines Austauschs von Informationen zur Erlangung von Sondervorteilen (für alle Netzbetreiber gültig)
3. Gesellschaftsrechtliche Entflechtung: Netzbetreiber müssen (unternehmensintern) als eigene Rechtsperson ausgestaltet sein (de-minimis-Klausel[2])
4. Operationelle Entflechtung: kein Einfluss des vertikalen Energieversorgers auf das Geschäft des Netzbetriebs (de-minimis-Klausel)
5. Eigentumsrechtliche Entflechtung: der Netzbetreiber muss auch das Eigentum am Netz besitzen. Ausnahme: Netzbetrieb wird durch unabhängigen Dritten gewährleistet. Diese Regel gilt nur für Übertragungsnetze. /EUEW-01 15/

Diese Entflechungsgrundsätze sind Prämissen, die als Grundlage für zukünftige Entwicklungen in der Energiewirtschaft genutzt werden können. Die Entflechtung wird auch weiterhin – unabhängig von vielen anderen Entwicklungen – Bestand haben. Dies liegt unter anderem daran, dass es die Entflechtung ermöglichte, den Netzbetrieb zu regulieren, da dieser nun unabhängig war. Zu diesem Zwecke wurde 2009 die Anreizregulierung eingeführt. Da die einzige Möglichkeit Erlöse zu erwirtschaften für Netzbetreiber seit der Entflechtung in der Erhebung von Netzentgelten liegt, wird sich das nachfolgende Kapitel mit diesem Thema beschäftigen.

2.3 Grundlagen der Anreizregulierung

Das Ziel der Anreizregulierung ist es, die Endkundenpreise in Form der Netzentgelte zu verringern, in dem die Netzbetreiber durch künstlichen Wettbewerb zu kostenoptimalem Handeln angereizt werden. Dies geschieht, indem die Netzbetreiber ihre Ausgaben bei der zuständigen Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur oder Landesregulierungsbehörden) einreichen (Kostenallokation), die Kosten regulatorisch geprüft werden (regulatorische Kostenprüfung) und die dem Netz zuzuordnenden Kosten mit anderen Netzbetreibern verglichen werden (Effizienzvergleich). Auf Basis dieses Prozesses wird jedem einzelnen Netzbetreiber für die folgende fünfjährige Regulierungsperiode von fünf Jahren ein Budget zugeteilt. Dieses Budget (Erlösobergrenze) verringert sich jedoch kontinuierlich in Abhängig der individuellen Kosteneffizienz, um Einsparungen zu erzielen. Je ineffizienter ein Netzbetreiber im Vergleich zu den anderen 883 deutschen Netzbetreibern ist, desto stärker verringert sich das Budget von Jahr zu Jahr. Das Budget wird schließlich auf die zu erwartenden Abnahmemengen (kWh) umgerechnet und den Endkunden als Arbeitspreis (€/kWh) oder in Form eines Leistungspreises bei Großverbrauchern (€/kW) berechnet.

[2] De-minimis-Klausel: Netzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden sind von dieser Regel nicht betroffen. /EUEW-01 15/ Ein Zwang zur Entflechtung scheint bei kleinen Netzbetreibern nicht im Verhältnis zu den ggf. entstehenden Schäden zu stehen.

Abbildung 2-3: *Ablauf der Anreizregulierung*

Diese Prozesse sollen im Folgenden detailliert beschrieben werden. Weiterführende Informationen sind dem EnWG, der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zu entnehmen.

2.3.1 Kostenallokation

Als Basis der Regulierung dient eine Kostenallokation. Dafür wird im Basisjahr – auch Fotojahr genannt – dem vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode[3], durch den Netzbetreiber eine Sammlung und Aufschlüsselung seiner im Netzbetrieb entstandenen Kosten getätigt. /AREGV-01 15/

Dies beinhaltet sowohl die CAPEX[4] (z. B. Anlagevermögen, Umlaufvermögen, Kapitalstrukturen[5], Verzinsungen und Steuern) als auch die OPEX (z. B. Personal-, Instandhaltungs- und Materialkosten). Diese Zahlen sind klassisch kaufmännische Kosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung (aufwandsgleiche Kosten) sowie der Bilanz (Abschreibungen und Verzinsung) des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Sie bilden die regulatorische Kostenbasis und werden an die zuständige Regulierungsbehörde übergeben. /BMWI-07 15/

2.3.2 Regulatorische Kostenprüfung

Die vom Netzbetreiber allokierten Kosten werden im nächsten Schritt von der Regulierungsbehörde geprüft. Diese Prüfung erfolgt unter den in § 4 StromNEV festgelegten Prämissen:

„Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.“ /BMWI-07 15/

[3] Eine Regulierungsperiode (RP) in Deutschland geht über 5 Jahre. Zum heutigen Zeitpunkt befinden wir uns in der zweiten Regulierungsperiode (2014 bis 2019).

[4] Die Kapitalkosten machen bei Verteilnetzbetreibern ca. 21-25 % der Gesamtkosten aus. /BNETZA-17 15/

[5] Kapitalstruktur: Beschreibt den Anteil des Eigen- (EK) und Fremdkapitals (FK). Dabei ist ein gesetzliches Maximum von 40 % für Eigenkapital festgeschrieben. /BMWI-07 15/

Auch werden nur Kosten anerkannt, die nach geltender Rechtssprechung Netzbetriebsmitteln zugeordnet werden können. „*Um die Belieferung mit Elektrizität durch jeden Anbieter zu ermöglichen, müssen grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen*“ (BGH in EnVR 10/13, Rn 35) /BGH-01 14/.

Kosten, die diesen Prämissen nicht entsprechen, werden demzufolge von der Regulierungsbehörde nicht anerkannt.

In einem nächsten Schritt werden die anerkannten Kosten des Netzbetreibers in verschiedene Kostenpositionen unterteilt. Dies wird im nächsten Kapitel im Detail erläutert.

Exkurs: Anschaffungs-/Herstellungs- und Installationskosten

Die Zuordnung von Kosten zu CAPEX und OPEX ist in der Praxis nicht trivial. Während in der klassischen Betriebswirtschaftslehre Anschaffungs- und Herstellungskosten zunächst nur bilanzielle Kosten sind, welche gemeinsam mit dem physischen Anlagevermögen abgeschrieben werden, ist dies im regulatorischen Umfeld nicht pauschalisierbar und sehr stark von der Art der Investition abhängig. In der Regel wird jedoch in Ersatz-, Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen unterschieden. /BNETZA-17 15/

Ersatzinvestitionen dienen dem Austausch vorhandener und abgeschriebener Netzbetriebsmittel, bei gleichbleibender Kapazität.

„Eine Erweiterungsinvestition liegt (…) vor, wenn mit der Maßnahme das Netz vergrößert wird – sei es durch Erhöhung der Leitungslänge, sei es durch Steigerung der Übertragungskapazität.“ /BNETZA-17 15/ Erweiterungsinvestitionen wurden in der 1. und 2. Regulierungsperiode (im Verteilnetz) über den Erweiterungsfaktor abgedeckt.

„Unter Umstrukturierungsmaßnahmen sollen hingegen alle Maßnahmen zu verstehen sein, mit denen technische Parameter geändert werden, die für den Netzbetrieb erheblich sind.“ Umstrukturierungs- und Erweiterungsinvestitionen wurden im Übertragungsnetz in der 1. und 2. Regulierungsperiode über die Investitionsmaßnahmen abgedeckt.

Prinzipiell können Neuinvestitionen von NoM jede der vorgestellten Investitionsarten sein – eine Abgrenzung ist in der Regel nur sehr schwer realisierbar, denn es wird nur selten „nach vielen Jahrzehnten eine Anlage eins zu eins ersetzt.“ /BNETZA-17 15/

Welche Kosten regulatorisch anerkannt und verzinst werden ist demnach eine fallspezifische Entscheidung der Wirtschaftsprüfer bzw. der zuständigen Regulierungsbehörde. Zudem ist die Eigenkapitalverzinsung nach §7 StromNEV nur auf „betriebsnotwendiges Eigenkapital“ möglich. Die Definition der Betriebsnotwendigkeit muss durch den Netzbetreiber für jede Position einzeln dargelegt werden. /BMWI-07 15/

Aufgrund dieser regulatorischen Einzelfallregelung wird in dieser Studie vereinfachend und zur besseren Vergleichbarkeit angenommen, dass bei Investitionen in NoM grundsätzlich alle mit der Investition verbundenen Investitionskosten (Sachwert der Maßnahme inklusive Anschaffungs-, Herstellungs- und Installationskosten) als CAPEX für Abschreibung und Verzinsung herangezogen werden können.

2.3.2.1 Regulatorische Kostenseparation

Bei der regulatorischen Kostenseparation wird zwischen nicht beeinflussbare Kostenanteile und beeinflussbare Kostenanteilen unterschieden. Letztere können durch den einzelnen Netzbetreiber optimiert und daher Einsparpotenziale erreicht werden. Auf erstere hat der Netzbetreiber keinen direkten Einfluss – kann sie also nicht aktiv reduzieren.

2.3.2.2 Nicht beeinflussbare Kostenanteile

Diese Kostenanteile setzen sich aus den dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zusammen und können durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst, optimiert oder reduziert werden.

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (auch dnbKA oder KA_{dnb}) beinhalten nach § 11 ARegV u. a. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, erforderliche Inanspruchnahme von vorgelagerten Netzebenen, Nachrüstung von Wechselrichtern und EE-Anlagen nach Systemstabilitätsverordnung, genehmigten Investitionsmaßnahmen (Hoch- und Höchstspannungsebene), Mehrkosten für Erdkabel, Investitionszuschläge sowie Kosten für Forschung und Entwicklung. /AREGV-01 15/

In den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (vnbKA oder KA_{vnb}) wird den *„nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete“* Rechnung getragen. /AREGV-01 15/

2.3.2.3 Beeinflussbare und volatile Kostenanteile

Als beeinflussbare Kostenanteile (bKA oder KA_b) gelten alle verbleibenden Kostenanteile, welche nicht den dnbKA oder vnbKA zugeordnet werden können. Diese Kosten sind aufgrund ihres beeinflussbaren Charakters das Hauptaugenmerk der Anreizregulierung, da sie als einzige Kosten aktiv optimiert[6] werden können.

Eine letzte Kostenposition stellen die volatilen Kostenanteile (vKA oder KA_v) dar. In ihnen werden alle Kosten für die Beschaffung von Treibenergie und Verlustenergie zusammengefasst. Da diese Position stark schwankt, muss sie ebenso gesondert behandelt werden. /AREGV-01 15/

2.3.3 Effizienzvergleich

„Die Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode werden durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität und auf diese bezogener Qualitätsvorgaben (…) bestimmt.“ /ENWG-01 15/

[6] Stromverteilnetzbetreiber haben zum heutigen Zeitpunkt einen überwiegenden Anteil bKA. Optimierungspotenziale sind daher auch noch längerfristig vorhanden. /BNETZA-17 15/

In dieser und anderen Prämissen in § 21a EnWG wird zugrunde gelegt, dass für Netzbetreiber zwei verschiedene Effizienzparameter ermittelt werden: Eine allgemeine Effizienzvorgabe für die gesamte Branche (genereller sektoraler Produktionsfaktor) und eine individuelle Effizienzvorgabe für jeden einzelnen Netzbetreiber.

Im heutigen System der deutschen Anreizregulierung werden für den individuellen Effizienzparameter zwei standardisierte Verfahren verwendet, um systematische Fehler zu Ungunsten der Netzbetreiber zu vermindern. Die **DEA** (Dateneinhüllungsanalyse bzw. Data Envelopment Analysis) ist eine nicht-parametrische Methode, welche Aufwandspositionen (Input) über Leistungen (Output) stellt. /AGR-01 07/

Bei der **SFA** (Stochastic Frontier Analysis) handelt es sich um eine parametrische Methode, welche a priori einen funktionalen Zusammenhang zwischen In- und Output unterstellt. *„Auf Basis der Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten werden im Anschluss die Ineffizienzen der Netzbetreiber ermittelt.“* /AGR-01 07/

Beide Methoden verwenden dieselben Vergleichsparameter wie Kosten pro Anschlusspunkte, versorgter Fläche, Leitungslänge, Jahresarbeit, Jahreshöchstlast usw. (abhängig von der betrachteten Netzebene).

Aus den einzeln ermittelten Werten für alle teilnehmenden Netzbetreiber wird eine Effizienzgrenze ermittelt (effizienteste Unternehmen = Frontier-Unternehmen) und der relative Stand jedes Netzbetreibers bezüglich dieser Grenze ermittelt. Der relative Stand ergibt schließlich die ermittelte Ineffizienz /FALL-01 13/. Der Effizienzwert liegt zwischen 60 % und 100 %, wobei 60 % als Minimum durch die ARegV vorgegeben ist. Aus beiden Methoden und allen ermittelten einzelnen Effizienzwerten wird schließlich der Beste für das individuell bewertete Unternehmen ausgewählt („best-of-four“). /AGR-01 07/

Der Abbau dieser Ineffizienzen erfolgt durch einen Verteilfaktor über die gesamte Regulierungsperiode (RP). /AREGV-01 15/

2.3.4 Genereller sektoraler Produktionsfortschritt

Diese allgemeine Effizienzvorgabe für die gesamte Branche soll Abweichungen vom gesamtwirtschaftlichen Produktionsfortschritt (PF) ausgleichen. Er ist für alle Netzbetreiber identisch, betrug in der 1. RP 1,25 % und in der 2. RP 1,5 %; nahm also um 0,25 Prozentpunkte zu. /AREGV-01 15/

Dieser Faktor reduziert die EOG jährlich unter der Annahme technisch bedingter Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber. Zur besseren Verdeutlichung errechnete die BNetzA, dass eine Veränderung dieses Faktors in einer Regulierungsperiode um 0,5 % eine Auswirkung im Bereich von 750-800 Mio. € auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber bedeutet. /BNETZA-17 15/

2.3.5 Qualitätselement (Qualitätsregulierung)

Um die Qualität der Energieversorgung über die Regulierung abbilden und verbessern zu können, wurde zusätzlich zum Effizienzvergleich ein Qualitätselement (Q) eingeführt. Dieses bildet die Netzzuverlässigkeit ab und verhindert, dass Netzbetreiber Kosten sparen, indem sie erforderliche Investitionen nicht mehr tätigen und somit die

Versorgungssicherheit und -qualität gefährden. Grundlage bilden u. a. Kennzahlen zur Unterbrechungsdauer (SAIDI), -häufigkeit (SAIFI) und Menge der nicht gelieferten Energie. /HILL-01 14/

Netzbetreiber mit guter Versorgungsqualität erhalten Boni von max. 2 % auf die Erlösobergrenze, Netzbetreiber mit schlechter Versorgungsqualität Mali von max. 2 %. Die Summe aus Boni und Mali gleicht sich aus, sodass kein Geld das System verlässt. /BNETZA-12 14/

2.3.6 Erlösobergrenze

Anhand der ermittelten Kosten sowie der Ineffizienzen wird in Folge die Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber individuell festgelegt. Dafür werden die beschriebenen Faktoren in die Regulierungsformel in **Tabelle 2-1** eingefügt.

Tabelle 2-1: *Erlösobergrenze nach /BMWI-17 16/*

$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$	
EO_t	Erlösobergrenze aus Netzentgelten, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des §4 Anwendung findet.
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach §11 Absatz 2, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Änderungen nach §4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 Anwendung findet.
$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Absatz 3, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode anzuwenden ist.
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des §16 Anwendung findet
$KA_{b,t}$	Beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Absatz 4, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
B_0	Bonus nach § 12a im Basisjahr.
T	Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode in Jahren.
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex, der nach Maßgabe des §8 Satz 2 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
VPI_0	Durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr.
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. In Analogie zu dem Term VPIt /VPI0 ist PFt dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden.
KKA_t	Kapitalkostenaufschlag nach § 10a, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
Q_t	Zu- und Abschlage auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des §19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode.
VK_t	Volatiler Kostenanteil, der nach §11 Absatz 5 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
VK_0	Volatiler Kostenanteil nach §11 Absatz 5 im Basisjahr.
S_t	Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach § 5 Absatz 3.

Diese Erlösformel ist der Kern der Regulierung und schreibt für den einzelnen Netzbetreiber den Erlöspfad über die fünfjährige Regulierungsperiode vor. Der Erlöspfad ist die einzige Möglichkeit für Netzbetreiber, Umsätze zu generieren. Vereinfacht bedeutet das: Liegen die Kosten in der Regulierungsperiode unterhalb des Erlöspfades, dürfen Zwischenerlöse eingestrichen werden (= positiver Anreiz). Nicht nur die Kosten sind gedeckt, sondern es wird auch ein Gewinn erwirtschaftet. Übersteigen die Kosten jedoch diese Grenze, entstehen Verluste.

Zwischenerlöse sind der Anreiz, effizienter zu sein als vorgegeben /STEG-01 08/. Da die Kosten im Fotojahr die Basis für die nächste Regulierungsperiode darstellen, wird daher operativ versucht, der EOG so nahe wie möglich zu kommen, um die Kostenbasis für die folgende RP optimal zu gestalten (Basisjahreffekt).

2.3.7 Kapitalkostenabgleich

Da der dargestellte Prozess von Kostenallokation bis zur Gewährung der Erlösobergrenze nur einmal für jede Regulierungsperiode geschieht und damit Neuinvestitionen mit bis zu 7 Jahren Verzögerung und mit deutlichem Wertverlust durch die kalkulatorische Abschreibung in dieses Budget eingingen, wurde von der Bundesregierung festgelegt, diese Praxis zu überarbeiten. Daher wird in der 3. Regulierungsperiode (2019 bis 2023) der sog. Kapitalkostenabgleich eingeführt[7]. Dieser evaluiert jährlich die Änderung der Kapitalkosten und nimmt diese Veränderung direkt in die EOG auf. Investitionen werden demnach bereits im nächsten Jahr regulatorisch abgeschrieben, verzinst und generieren für die Netzbetreiber Erlösrückflüsse. Bestandteile des Kapitalkostenabgleichs sind kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer und Fremdkapitalzinsen. /BMWI-17 16/

2.3.8 Effizienzbonus

Um den Effizienzbonus zu berechnen, wird eine Supereffizienzanalyse durchgeführt. *„Der Supereffizienzwert eines Netzbetreibers entspricht der Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte (…)“* /BMWI-17 16/ Dabei wird Netzbetreibern für die Folgeperiode ein Supereffizienzwert von maximal 5% gewährt. Dies soll sehr effiziente Netzbetreiber belohnen, betrifft jedoch nicht alle.

Die Effizienz kann darüber hinaus nicht nur durch innovative Maßnahmen gesteigert werden. Auch durch die Optimierung von Geschäftsabläufen, günstigerer Beschaffung klassischer Betriebsmittel oder die Nutzung alternativer Einbautechniken ermöglichen Effizienzgewinne. Der Effizienzbonus ist demnach nur ein schwacher Anreiz zur Investition in intelligente Betriebsmittel und –Strategien.

[7] Dafür wird der u. a. der Erweiterungsfaktor abgeschafft

2.4 Netzpreisbildung

Die Netzpreise berechnen sich nach StromNEV über die Verteilung der Erlösobergrenze auf die Abnahme des Stromes durch die angeschlossenen Netznutzer. Dabei ist die Distanz des Verbrauchers zum Einspeisepunkt irrelevant, die Anschlussnetzebene, die vorhandene Messvorrichtung und die jeweilige Benutzungsstundenzahl spielen jedoch bei der Berechnung der Netzentgelte eine Rolle.

Das Netznutzungsentgelt (NNE) besteht hierbei aus einem Jahresleistungs- und einem Arbeitspreis. Für Kunden der Niederspannungsebene ohne Leistungsmessung (SLP[8]-Kunden) wird hingegen in der Regel ein Grundpreis und ein Arbeitspreis erhoben, jedoch kein Leistungspreis.

Eine detailliertere Vorstellung der Berechnungsmethodik der Netzpreisbildung soll in dieser Studie nicht erfolgen. Festzuhalten ist jedoch, dass die Kosten der Netzbetreiber – soweit von der Regulierungsbehörde geprüft, genehmigt und in die EOG einbezogen – auf die Netzkunden umgelegt werden. Wird ein bestehendes Netz ausgebaut oder in Erneuerung und Ersatz investiert, bedeutet dies einen Kostenanstieg für die Netznutzer.

An dieser Stelle ist es wichtig aufzuzeigen, dass Erzeugungseinheiten netznutzungsentgeltbefreit sind. Die Verursacher des vielerorts im Verteilnetz notwendigen Ausbaus sind daher nicht an den Kosten beteiligt. /HILL-01 14/

Da die tatsächlich erzielten Erlöse eines Netzbetreibers – aufgrund der tatsächlichen Mengenentwicklung – von den zulässigen Erlösen abweichen können, wird die Differenz nach § 5 ARegV auf ein vom Regulator verwaltetes Regulierungskonto gebucht und auch verzinst (wie Fremdkapital ohne Wagniszuschlag). Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt über gleichmäßige Zu- oder Abschläge in der folgenden Regulierungsperiode. Damit sind Netzbetreiber vollständig von unternehmerischen Risiken durch Absatzrückgänge befreit, aber auch Mehrerlöse durch Absatzsteigerungen sind nicht möglich. /HILL-01 14/

Über- bzw. unterschreiten die tatsächlich erwirtschafteten Erlöse die Vorgaben durch die EOG um mehr als 5 % pro Kalenderjahr, muss die EOG angepasst werden. /AREGV-01 15/ Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Erlösobergrenzen eingehalten werden. Ein schematischer Ablauf der EOG-Bildung ist **Abbildung 2-4** zu entnehmen.

[8] Für diese Kunden wird ein Standardlastprofil angenommen, da sie nicht über einen Zähler zur Leistungsmessung wie RLM-Kunden verfügen (= registrierte Leistungsmessung)

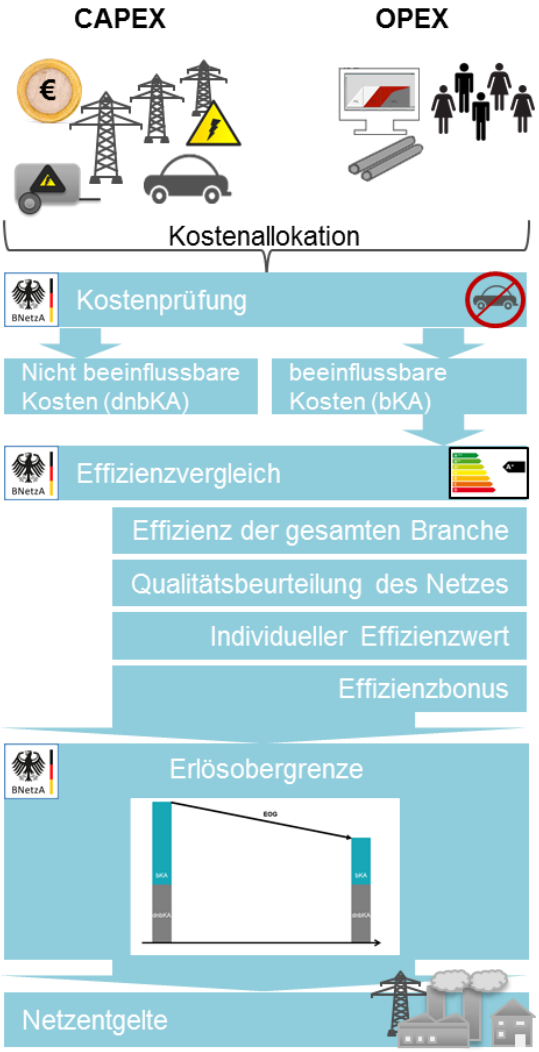


Abbildung 2-4: *Schematischer Ablauf des Regelverfahrens*

2.5 Vereinfachtes Verfahren

Für kleine Netzbetreiber ist das aufwändige Verfahren der Anreizregulierung vereinfacht. Eine Teilnahme an diesem vereinfachten Verfahren (vV) kann bei weniger als 30.000 Kunden beantragt werden. /AREGV-01 15/

Statt der regulatorischen Kostenseparation und der aufwändigen Ermittlung eines individuellen Effizienzwertes wird im vV ein pauschaler Effizienzwert für alle Teilnehmer *„als gewichteter durchschnittlicher Wert aller (…) für die vorausgegangene Regulierungsperiode ermittelten (…) und bereinigten Effizienzwerte (gemittelter Effizienzwert) gebildet.“* /AREGV-01 15/ Auch werden die dnbKA pauschal mit 45 % der Gesamtkosten angenommen. Eine Teilnahme an der Qualitätsregulierung ist im vereinfachten Verfahren nicht vorgesehen. /HILL-01 14/

Durch das vereinfachte Verfahren können Effizienznachteile (z. B. fehlende Skaleneffekte) kleiner Netzbetreiber ausgeglichen werden. /HILL-01 14/ In der Praxis orientieren sich jedoch manche Netzbetreiber hin zum Standard-Verfahren, da aufgrund besserer Effizienzwerte optimalere Erlösmöglichkeiten bestehen können. Individuelle Betrachtungen sind an dieser Stelle notwendig.

Für die 2.RP haben sich im Jahr 2013 700 Netzbetreiber für das vereinfachte Verfahren angemeldet. In Anbetracht der Anzahl von insgesamt 884 Netzbetreibern (incl. ÜNB) in Deutschland sind demzufolge 180 Verteilnetzbetreiber (=20 %) im Standardverfahren. /BNETZA-12 14/

2.6 Investitionsanreize und –Hemmnisse

Im Folgenden sollen tabellarisch alle Investitionsanreize für Netzbetreiber aus der Anreizregulierung aufgeschlüsselt werden.

Tabelle 2-2: *Investitionsanreize*

Kriterium	Beschreibung	Auswirkungen
Sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb	Versorgungssicherheit ist oberste Prämisse. Anfällige (weil alte) Netzbetriebsmittel sollten getauscht werden.	Gewährt Bonus oder Malus auf EOG Je besser die Versorgungssicherheit, desto mehr Budget
Qualitätselement	Bewertet SAIDI und SAIFI	
Zwischenerlöse	Netzbetreiber hat geringere Kosten als in der EOG zugestanden	Über die Differenz darf frei verfügt werden (z. B. als Gewinn)
Kapitalrendite	Eingesetztes Anlagenkapital (CAPEX) wird regulatorisch (fix) verzinst. In der 2. RP mit 9,05 %.	Anlagevermögen generiert Erlösrückflüsse
Kapitalkosten-abgleich	Investition ist Anlagenkapital und wird bereits im Folgejahr in die EOG aufgenommen. (Keine Sockeleffekte durch kalkulatorische Abschreibung)	Erlösrückflüsse der CAPEX bereits im Folgejahr
Kostenseparation	Anerkennung einer Investition als dnbKA	Nicht von Effizienzvorgaben betroffen
Effizienzwert	Kosteneinsparungen haben direkten (positiven) Einfluss auf den Effizienzwert	Geringerer Erlösrückgang in der Folgeperiode (Verteilfaktor)
Effizienzbonus	Aufschlag auf die EOG für sehr effiziente Netzbetreiber	Anreiz für effizientes Wirtschaften
Investitions-zuschlag	Investitionszuschlag bis zu 1 % der Kapitalkosten pro Kalenderjahr	Mehr Budget für Investitionen
Konzessions-vergaben	Investitionsvorgaben oder -Versprechen in Konzessions-vergaben (i.d.R. alle 20 Jahre)	Verbindliche Investitionszusagen (ex ante)
Bonität	Die individuelle Bonität bestimmt die Gesamtfinanzierungskosten	Je besser die Bonität, desto größer die Investitionsbereitschaft

Regulierungs-regime	Transparenz im Regulierungssystem	Langfristige Investitionen nur mit langfristigen Sicherheiten möglich

Die folgende Tabelle zeigt tabellarisch Hemmnisse in der ARegV.

Tabelle 2-3: *Investitionshemmnisse*

Kriterium	Beschreibung	Auswirkungen
Mehrerlösabschöpfung	Kosteneinsparungen im Basisjahr werden abgeschöpft	Basisjahreffekt[9]
Regulatorische Kostenprüfung	Kosten werden nicht in der Regulierung anerkannt	Risiko bei innovativen Investitionen. Konservative Investitionen werden bevorzugt
Regulatorische Verzinsung	Kein Risikoaufschlag für innovative Investitionen	
Betriebskosten	Betriebskosten werden nicht verzinst und generieren daher keine Erlöse	Anlagevermögen wird betriebskostenlastigen Investitionen vorgezogen
Kapitalkostenabgleich	Betriebskosten werden nicht berücksichtigt	
Kapitalrendite	Zinssatz ist zu gering, sodass Investitionen nicht lohnend sind	Geringe Erlösrückflüsse; keine Risikoabdeckung

Zwischenfazit: Investitionsanreize in der Anreizregulierung

Die Novellierung der Anreizregulierung hat in der Branche eine weitreichende Debatte ausgelöst und zeigt, die großen Herausforderungen, vor welchen Netzbetreiber und Politik stehen. Zwar wurden einerseits durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs die Sockeleffekte durch den regulatorischen Zeitverzug abgeschafft und damit Investitionen in Sachanlagevermögen interessanter gemacht, andererseits die regulatorische Verzinsung deutlich von 9,05 % (2.RP.) auf 6,91 % (3.RP.) reduziert und damit die Erlösrückflüsse entscheidend verringert. /BNETZA-17 16/ Wie stark die Auswirkungen auf die Branche ausfallen werden ist heute nicht abschätzbar – die Budgets für die nächste Regulierungsperiode werden aber deutlich geringer ausfallen als erwartet. Kritiker bemängeln, dass aufgrund der verringerten Verzinsung die Modernisierung der Netze ins Stocken geraten wird und befürchten, dass die Infrastruktur vernachlässigt werden könnte.

Betriebskosten (OPEX) waren bereits im System der 1. und 2. Regulierungsperiode schlechter gestellt und boten Netzbetreibern keine Margen. Zwar wurde mit dem Effizienzbonus (Supereffizienzanalyse) ein Mittel eingeführt, Netzbetreiber für

[9] Dabei werden Investitionen – soweit möglich – in das Basisjahr verschoben, um Mehrerlöse so gering wie möglich zu halten

kostenoptimales Handeln zu entlohnen, da dies jedoch nur jene betrifft, die bereits einen sehr guten Effizienzwert haben, ist kein Anreiz für die gesamte Branche gegeben. Des Weiteren können Effizienzgewinne auch über Kosteneinsparungen bei Investitionen in Sachanlagevermögen erreicht werden, weswegen kein Anreiz für die Investition in Netzoptimierende Maßnahmen besteht. Die Grundlegende Prämisse ist demzufolge:

„Je höher die Betriebskosten einer Investition im Vergleich zu den Kapitalkosten, desto weniger interessant ist die Maßnahme für Netzbetreiber aus regulatorischer Sicht“

Aufgrund dieser Tatsache ist es notwendig, die Netzoptimierenden Maßnahmen auf Basis zweier Kriterien zu bewerten.

1. Betriebskostenanteil an den Gesamtkosten
2. Entflechtungsrechtliche Zuordnung der Maßnahme – nur Maßnahmen die in der regulatorischen Kostenprüfung als Netzbetriebsmittel angesetzt werden können, sind (heute) für Netzbetreiber zur Netzoptimierung nutzbar.

Das folgende Kapitel bewertet die NoM auf Basis dieser beiden Kriterien.

2.7 Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen

Aus der Kriterienbeschreibung zur Bewertung der NoM aus dem vorhergehenden Kapitel ergeht **Tabelle 2-4**.

Tabelle 2-4: *Kriterienmatrix*

	Entflechtungshürden	**Entflechtungskonform**
Großteils Anlagenkapital	Netzorientierte Maßnahmen[10]	Netzoptimierende Betriebsmittel
Großteils Betriebskosten		Netzoptimierende Betriebsführung

2.7.1 Kriterienbeschreibung

Im Folgenden werden die einzelnen Kategorien mit ihren Eigenschaften stichpunktartig beschrieben:

Tabelle 2-5: *Kurzbeschreibung der Bewertungscluster*

Cluster	**Beschreibung**
Netzoptimierende Betriebsmittel	• Netzbetriebsmittel • Zuständigkeit: Netzbetreiber • Teilweise Sachanlagevermögen • Keine Entflechtungshürden
Netzoptimierende Betriebsführung	• Betriebliche Maßnahmen • Zuständigkeit: Netzbetreiber • Vor allem Betriebskosten • Keine Entflechtungshürden
Netzorientierte Maßnahmen	• Keine Netzbetriebsmittel • Primärzweck nicht Netzentlastung • Verbraucher, Erzeuger oder Speicher • Sachherrschaft netzextern; weitere Stakeholder beteiligt • Entflechtungshürden

[10] Da die Entflechtungshürden es erschweren, gewisse Maßnahmen den Netzbetreibern zugänglich zu machen und es nicht abzusehen ist, inwiefern diese in Zukunft netzdienlich eingesetzt werden können, wurden die Kategorien „Netzorientierte Betriebsmittel“ und „Netzorientierte Betriebsführung“ zu „Netzorientierte Maßnahmen“ zusammengeführt.

Netzoptimierende Betriebsmittel und Betriebsführung

Die Mehrzahl der durch Erneuerbare Energien verursachten Qualitätsbeeinträchtigungen im Stromnetz treten im Bereich der Spannungshaltung in der Niederspannungsebene auf. /BMWI-07 15/ Das Spannungsband wird in DIN EN 50160 geregelt und sieht eine maximale Abweichung von ±10 % in 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte jedes Wochenintervalls vor. Die verbleibenden 5 % müssen jedoch innerhalb der Grenzen von +10 % und -15 % liegen. /DIN-01 00/

Außerdem heißt es: *„In entlegenen Regionen mit langen Leitungen können Spannungen außerhalb dieses Bereiches von U_n +10 % und −15 % auftreten. Die Kunden sollten hiervon informiert werden.“* /DIN-01 00/

Nach § 13 EnWG liegt die Spannungshaltung in der Systemverantwortung der zuständigen Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber. /ENWG-01 15/ Der Bau und der Betrieb von Netzoptimierenden Betriebsmitteln und die Nutzung von Netzoptimierenden Betriebsführungskonzepten obliegt demzufolge den jeweilig zuständigen Netzbetreibern (VNB/ÜNB). Diese Aufgaben haben unabhängig von anderen Teilen der Wertschöpfungskette zu erfolgen (Entflechtung).

Netzorientierte Maßnahmen

Netzorientierte Maßnahmen umfassen alle Netzoptimierenden Maßnahmen, deren Primärzweck in Bereichen außerhalb des Netzes in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette liegt, jedoch in ihrer Nutzung dem Netz dienlich sein können. Durch die Entflechtung von Erzeugung, Vertrieb und Netzen existieren kaum noch Verknüpfungen zwischen diesen Teilen der Wertschöpfungskette, um sich gegenseitig zu unterstützen. Auf Übertragungsnetzebene gibt es zwar Regelleistung, auf Verteilnetzebene fehlen jedoch netzseitige Möglichkeiten, die Erzeuger, Verbraucher und Speicher – sei es freiwillig oder unfreiwillig – zur Netzdienlichkeit zu bewegen. Die große Herausforderung sind einerseits die Eigentumsverhältnisse und die Sachherrschaft in netzexterner Hand, andererseits die Schwierigkeiten, aus Netzsicht auf die vorhandenen Potenziale zuzugreifen.

2.7.2 Maßnahmeneinordnung

Im Folgenden sind die beschriebenen Maßnahmen tabellarisch den verschiedenen Clustern zugeordnet. Eine detaillierte technische und regulatorische Beschreibung der Maßnahmen ist den Teilmaßnahmenberichten zu entnehmen.

Tabelle 2-6: *Maßnahmeneinordnung und Kurzbeschreibung*

	Maßnahme	Beschreibung	Primärzweck
Netzoptimierende Betriebsmittel	Konventioneller Netzausbau	Neubau von Kabeln, Freileitungen und Ortsnetzstationen; Parallelverkabelung	Kapazitäts-erweiterung
	Längsregler	Regelt die Spannung in einem Netzstrang	Kapazitäts-erweiterung
	Regelbare Ortsnetz-transformatoren	Ersetzt die klassische Ortsnetzstation (MS/NS) und regelt die Spannung adaptiv in einem Netzgebiet	Kapazitäts-erweiterung
Netzoptimierende Betriebsführung	Engpass-management	Anpassung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen bei Netzüberlastung	Verringerung der Netzbelastung
	Redispatch	Anpassung konventioneller Kraftwerksfahrpläne zur Verhinderung von Netzüberlastung	Verringerung der Netzbelastung
	Freileitungs-monitoring	Belastung von Freileitungen auf Basis tatsächlicher Witterungsbedingungen	Kapazitäts-erweiterung
	Blindleistungs-management	Nutzung bestehender umrichtergebundener Einheiten für Blindleistung	Kapazitäts-erweiterung
	Topologische Schalthandlungen	Gezielte Neuverschaltung von Netzsträngen	Kapazitäts-erweiterung
Netzorientierte Maßnahmen	Hybridisierung Strom/Wärme	Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung zur Spannungsbandregulierung; Verschiebung von Lasten; Erhöhung von Eigenverbrauch; Verringerung der Netzbelastung	Wärmebereit-stellung
	Demand-Side-Management		Grundbedürfnis & Komfort
	Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen		Mobilität
	Haus-speichersysteme		Eigenverbrauch
	Quartier-speichersysteme		Regelleistung, Eigenverbrauch

2.8 Zwischenfazit regulatorischer Rahmen

Die Einordnung in drei Bewertungscluster zeigt unterschiedliche Herausforderungen in Energierecht und Regulierung. Während Netzoptimierende Betriebsmittel und Betriebsführung für Netzbetreiber rechtlich unproblematisch sind, können Netzorientiere Maßnahmen zum heutigen Zeitpunkt aufgrund entflechtungsrechtlicher Vorgaben nicht von Netzbetreibern genutzt werden. Diese sind aufgrund ihres Primärzwecks außerhalb des Netzes (z.B. für Wärme, Handel und Mobilität), keine klassischen Netzbetriebsmittel und können sich daher nicht im Netzasset befinden. Es ist daher notwendig in Zukunft Mechanismen zu entwickeln Netzbetreibern Zugriff zu diesen Maßnahmen zu gewähren. Auch für die ökonomische Bewertung in MONA 2030 entstehen aus diesem Grund gewisse Herausforderungen. So können die Investitionskosten wie bei anderen Maßnahmen nicht einfach verrechnet werden, sondern es müssen sog. Opportunitätskosten angenommen werden, um eine realistische Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen abbilden zu können.

Auch im Bereich der Anreizregulierung sind die Voraussetzungen für innovative Investitionen nicht optimal. So gibt es Verzerrungen durch die gesicherte Verzinsung auf eingesetztes Kapital, da langfristige Investitionen Margen für die Netzbetreiber offerieren. Netzoptimierende Maßnahmen mit einem großen Anteil von Betriebskosten sind demnach tendenziell schlechter gestellt, da sie nur kurzfristig Erlöse durch Effizienzgewinne und daraus resultierende Zwischenerlöse generieren können (Averch-Johnson-Effekt). Langfristig werden Betriebskosten (OPEX) jedoch nicht verzinst und sind damit benachteiligt. Es entsteht daher die Situation, dass die volkswirtschaftlich und technisch kostenoptimale Lösung aus regulatorisch-wirtschaftlicher Sicht bei einem hohen Anteil an Betriebskosten nicht die besten Renditepotenziale beinhaltet und dadurch Interessenskonflikte entstehen können.

Es ist folglich in Zukunft sowohl im Bereich Entflechtung als auch in der Regulierung Änderungspotenzial vorhanden, damit alle Netzoptimierenden Maßnahmen über die gleichen wirtschaftlichen Voraussetzungen verfügen und vor allem das technische Potenzial für Investitionsentscheidungen herangezogen wird.

3 Der Morphologische Kasten

Als Grundlage für den ganzheitlichen Vergleich der oben identifizierten Netzoptimierenden Maßnahmen kann der Morphologische Kasten verwendet werden. Im Folgenden wird das prinzipielle Vorgehen bei der Erstellung des Morphologischen Kastens vorgestellt. Darauf aufbauend erfolgen die Identifikation von für den Netzausbau relevanten Kategorien, sowie die Untergliederung in passende Kriterien.

3.1 Die Methodik als Grundlage für ganzheitlichen Vergleich

Der Morphologische Kasten geht auf den Astrophysiker Fritz Zwicky zurück und beschreibt eine heuristische Methode zur Zerlegung einer konkreten Fragestellung in abgegrenzte Teilaspekte. Diese Teilaspekte gliedern sich in übergeordnete Kategorien und untergeordnete Kriterien. Mithilfe dieser Methode lassen sich eine große Anzahl möglicher Bewertungskriterien der NoM objektiv abbilden. Das Ergebnis bildet eine Matrix, welche alle möglichen Ausprägungen der Kriterien darstellt. Die Methodik des Morphologischen Kastens zeichnet sich durch Nachvollziehbarkeit, Reproduzierbarkeit und Erweiterbarkeit zu einem späteren Zeitpunkt aus. /FFE-39 15/

Sechsstufiger Prozess für die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen
Für die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen im Morphologischen Kasten wurde ein sechsstufiger Prozess entworfen, um eine objektive Bewertung und einen zielgerichteten Vergleich durchführen zu können.

(1) Definition und Verallgemeinerung der Problemstellung

Im ersten Schritt wird die Problemstellung definiert und verallgemeinert. So soll eine klare Formulierung und Abgrenzung der Fragestellung dabei helfen, den notwendigen Aufwand für die Bewertung der verfügbaren Optionen zu reduzieren. Die Verallgemeinerung soll eine ganzheitliche, systemübergreifende Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen und eine nachhaltige Netzplanung ermöglichen. Das explizite Ziel in MONA 2030 ist dabei, der Vergleich von sowohl technoökonomischen, als auch sozio-ökologischen Aspekten der einzelnen NoM. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass einige der NoM keine reinen Netzbetriebsmittel darstellen, sondern stellenweise andere Primärzwecke erfüllen können. Dieses Potenzial und die weiteren Auswirkungen auf das Energiesystem werden in MONA 2030 als sekundärer Mehrwert definiert und intensiv diskutiert.

(2) Festlegung relevanter Kategorien

Basierend auf der Problemstellung werden die Kategorien „Technologie“, „Wirtschaft“, „Gesellschaft und Umwelt“ sowie „Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“ definiert, um die vielfältigen Auswirkungen der NoM im systemübergreifenden Vergleich abzubilden:

- Die Kategorie „*Technologie*“ umfasst alle Kriterien der einzelnen Maßnahmen, welche physikalische Parameter und technische Eigenschaften beschreiben, z.B. Einsatzort und Wirkungsgrad.

- Die Kategorie „*Wirtschaft*“ fasst alle Kriterien der einzelnen Maßnahmen zusammen, welche die betriebswirtschaftlichen Parameter, das wirtschaftliche Umfeld und die regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmen, wie beispielsweise Investitionen und Lebensdauer.
- Die Kategorie „*Gesellschaft und Umwelt*“ enthält alle Kriterien der einzelnen Maßnahmen, welche die Akzeptanz in der Bevölkerung und die umgebende Umwelt betreffen. Hierzu zählen z.B. Geräuschemissionen, Landschaftseingriff und Flächenverbrauch.
- Die Kategorie „*Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung*“ fasst alle technischen Aspekte zusammen, die zusätzlich zur primären Netzoptimierung durch den Einsatz von NoM auftreten. Diese umfassen sowohl den positiven als auch negativen Mehrwert. Im Unterschied zur klassischen Versorgungsaufgabe beinhaltet dies Systemdienstleistung, den Beitrag zur Systemsicherheit sowie weitere Aspekte wie eine strukturelle Änderung der Netzinfrastruktur und ggf. einen zusätzlichen, indirekten Mehrwert.

(3) Identifikation von und Untergliederung in relevante Kriterien

Die so definierten Kategorien werden anschließend durch eine Vielzahl untergeordneter Kriterien genauer beschrieben. Diese Kriterien ergeben sich aus einer breiten Literaturrecherche, welche um Expertenbefragung ergänzt wurde. Dieses Vorgehen ermöglicht es die Kategorien möglichst vollständig zu erfasst und alle relevanten Kriterien zu integriert, um eine ganzheitliche Bewertung zu ermöglichen.

(4) Festlegung und Eingrenzung der Ausprägungen der Kriterien

Jedes Kriterium, das in Schritt (3) festgelegt wurde, kann verschiedenen Ausprägungen aufweisen: Manche Kriterien können klar quantifiziert werden (z.B. Kosten oder der Flächenbedarf) und ermöglichen so auf einfache Art und Weise den Vergleich der NoM. Den nicht quantifizierbaren Kriterien werden mögliche Ausprägungen zugewiesen. Diese Ausprägungen können diskret sein (z.B. Standort einer NoM) oder prinzipiell kontinuierlich (z.B. Skalierbarkeit einer NoM).

Für die Anwendung des Morphologischen Kasten zum Maßnahmenvergleich sind klar unterscheidbare Ausprägungen notwendig. Daher werden in einem nächsten Schritt für die kontinuierlichen Ausprägungen verschiedene Stufen definiert (z.B. Regelbarkeit: hoch – mittel – niedrig), um so diskrete Ausprägungen zu erhalten. Für die weitere Verwendung in einer Nutzwertanalyse kann diesen Ausprägungen ein konkreter Punktwert zugewiesen werden.

(5) Detailanalyse aller NoM - Ausfüllen des Morphologischen Kastens für jede NoM

Nach Schritt (4) enthält der Morphologische Kasten alle für einen ganzheitlichen Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen notwendigen Kriterien. Darüber hinaus kann jedes Kriterium durch eine klar festgelegte Ausprägung oder Quantifizierung beschrieben werden.

Durch Datenblätter, Erfahrungswerte, Expertenmeinungen, Berechnungen, Umfragen etc. wird der Morphologische Kasten im 5. Schritt für alle ausgewählten NoM ausgefüllt.

Ziel ist dabei eine möglichst objektive und vollständige Einordnung aller Kriterien. Für jede NoM entsteht so ein ausgefüllter Morphologischer Kasten

Der Vergleich der Morphologischen Kästen der NoM ermöglicht auf verschiedene Art und Weise eine Gegenüberstellung der untersuchten NoM. So können zum einen für jedes Kriterium isoliert die Unterschiede der einzelnen NoM analysiert werden. Zum anderen kann durch eine Aggregation von Kriterien eine übergeordnete Bewertung der NoM stattfinden. Beispiele hierfür sind folgende Analysen:

- Zusammenfassung der wirtschaftlichen Parameter in annuitätische Kosten
- Bewertung der Flexibilität
- Bewertung der technischen Eignung
- Bestimmung des Sekundärer Mehrwert
- Bewertung der Umweltauswirkung
- Bewertung der Gesellschaftlichen Akzeptanz

Diese übergreifenden Analysen werden im Teilbericht „Einsatzreihenfolge“ erläutert. Für eine Berücksichtigung aller Kriterien in einem ganzheitlichen Vergleich kann die Nutzwertanalyse angewandt werden. Hierfür müssen die Kriterien zusätzlich gewichtet werden. Der Aufbau des Morphologischen Kasten als Maßnahmendatenbank erlaubt eine individuelle Definition dieser Gewichtungen.

3.2 Kategorien und Kriterien für die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen

Im Rahmen des Projekts MONA 2030 werden alle Kriterien, welche für die Beschreibung von NoM relevant sind in vier Kategorien zusammengefasst. Im Folgenden werden alle Kriterien sowie deren mögliche Ausprägungen beschrieben. Beispiele verdeutlichen die Anwendung der Kriterien für einzelne Anwendungen. Zudem wird beschrieben, welcher Nutzen die Ausweisung des jeweiligen Kriteriums mit sich bringt.

3.2.1 Kriterien der Kategorie „Technologie“

In der Kategorie „Technologie“ konnten 22 Kriterien identifiziert werden, welche die technischen Eigenschaften der NoM beschreiben.

3.2.1.1 Standort und Dimensionierung

Die **Netzebene** definiert die Spannungsebene, in welcher die einzelnen NoM eingesetzt werden können. Aus der klassischen Struktur der Stromnetze ergeben sich die Ausprägungen „Niederspannung“, „Mittelspannung“, „Hochspannung“ und „Höchstspannung“. Das Kriterium „Netzebene“ bietet als sogenanntes Muss-Kriterium somit die Möglichkeit schon frühzeitig die Anzahl an zur Verfügung stehenden Maßnahmen auf den spezifischen Anwendungsfall einzugrenzen. Dadurch werden die Anzahl der verfügbaren Optionen sowie die Komplexität reduziert.

Der **Einsatzort** beschreibt den Standort, an welchem die entsprechende Netzoptimierende Maßnahme im Stromnetz integriert wird. Es ergeben sich folgende mögliche Ausprägungen: „Umspannwerk“, „Ortsnetzstation“, „Netzstrang“,

„Verteilerkasten“, „Leitungsabschnitt“ und „Netzanschlusspunkt“. Ein Netzstrang bezeichnet den Ausläufer eines Netzes vom letzten Verzweigungspunkt bis zum letzten Netzanschlusspunkt. Unter einem Leitungsabschnitt wird nach dieser Definition ein Teil eines elektrischen Leiters zwischen zwei Verknüpfungspunkten (z.B. Verteilerkästen in der Niederspannung) verstanden. Bei lokal auftretenden Netzengpässen können mit Hilfe dieses Kriteriums lokal wirkende Maßnahmen identifiziert werden. Es wird damit eingegrenzt, wo die Maßnahme implementiert wird.

Die **Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz** im Netzgebiet gibt an, ob eine bestimmte Maßnahme öfter in einem Netzgebiet einsetzbar ist. Während ein Ortsnetztransformator in einem Niederspannungsnetz ohne einen gravierenden Eingriff in die Netzstruktur beispielsweise nur einmal eingesetzt werden kann, können innerhalb des entsprechenden Netzgebiets mehrere Elektrofahrzeuge gesteuert geladen werden. Insgesamt ergeben sich die Ausprägungen „nein“, „ja, in diskreten Abstufungen“ und „ja, kontinuierlich“. Dadurch kann der Anwender seine Freiräume bei der Skalierung besser abschätzen.

Die **Skalierbarkeit der Maßnahme** bestimmt, welche Ausbaugrößen der Maßnahme verfügbar sind. Regelbare Ortsnetztransformtoren sind beispielsweise häufig in fünf typischen Größen verfügbar, die installierte Leistung von Hausspeichersystemen in einem Netzgebiet ist dagegen nahezu beliebig skalierbar. Die mögliche Bandbreite, in welcher die NoM dimensioniert werden kann, wird in kVA bzw. kW angegeben.

3.2.1.2 Flexibilität der NoM

Mit dem Kriterium der **Regelbarkeit** wird beschrieben, inwieweit eine Netzoptimierende Maßnahme im Betrieb flexibel bzw. regelbar auf verschiedene Netzbelastungssituationen reagieren kann. Dabei wird zwischen den Ausprägungen „dynamischer Einsatz möglich - hohe Regelbarkeit“, „dynamischer Einsatz möglich - mittlere Regelbarkeit“, „dynamischer Einsatz möglich - niedrige Regelbarkeit“ und „starrer Einsatz“ unterschieden.

Das Kriterium **Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung** gibt Auskunft über das Maß an Verlusten die indirekt durch die optimierende Maßnahme verursacht werden. Dies sind beispielsweise reduzierte Leitungsverluste bei einer Anhebung des Spannungsniveaus oder bei einer Reduktion der übertragenen Energie. Durch eine Reduktion der nachgelagerten Verluste können Netzbetreiber die Kosten für ihre Verlustenergiebeschaffung reduzieren. Unterschieden wird in „starke Erhöhung der Verluste“, „geringfügige Erhöhung der Verluste“, „keine Änderung der Verlustbilanz“, „Verringerung der Verluste im Netzgebiet“ und „nicht quantifizierbar“.

Der **Leistungsgradient** beschreibt, wie schnell eine Maßnahme auf veränderte Netzsituationen reagieren kann. Ein hoher Leistungsgradient ermöglicht es Spannungsabweichungen schnell auszugleichen und die Spannungsqualität damit zu erhöhen. Er wird in Prozent pro Stunde angegeben. Zusätzlich erfolgt eine Einordnung in die qualitativen Ausprägungen „niedrig“, „mittel“, „hoch“ und „sehr hoch“. Dauerhafte Maßnahmen weisen keinen Gradienten auf (Ausprägung „kein Gradient“).

Mit der **Regelgenauigkeit** wird angegeben, wie der Spannungswert am Ort der NoM auf einen gewünschten Wert geregelt werden kann. Charakterisiert wird die Maßnahme

mit den Genauigkeitsklassen „niedrig“, „mittel“ und „hoch“. Die Genauigkeitsklassen können sich dabei an der DIN EN 60051 orientieren, in der die Genauigkeit von Messgeräten klassifiziert wird /DIN-02 99/. In MONA 2030 kann beispielsweise einer NoM eine „hohe“ Regelgenauigkeit zugeordnet werden, wenn der reale Spannungswert, der sich durch den Einsatz der NoM ergibt, weniger als 2,5 % vom gewünschten Istwert abweicht. Bei einer Abweichung zwischen 2,5 % und 10 % wird die Regelgenauigkeit als „mittel“ bezeichnet. Bei mehr als 10 % Abweichung ist die Regelgenauigkeit „gering“. Bei vielen NoM wird die Spannung nur indirekt beeinflusst, hierbei wird die Ausprägung „Regelgenauigkeit nicht quantifizierbar“ gewählt.

Die **Ansprechzeit** zeigt auf, wie lange es dauert, um mit einer NoM eine Veränderung im entsprechenden Netzgebiet vorzunehmen. Je nach Regelalgorithmus können hier erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Maßnahmen auftreten. Dabei wird in „schnell“, „mittel“, „langsam“ und „sofort/dauerhaft (da präventive Maßnahme)“ unterschieden. Zusätzlich erfolgt eine Angabe in Millisekunden. Mit diesem Kriterium können später zum einen Aussagen zur möglichen Spannungsqualität und zum anderen zu nachgelagerten Effekten getroffen werden.

Das Kriterium **Abrufbarkeit** gibt an, wie hoch die Einsatzdauer sowie die anschließend notwendige Rekuperationszeit der NoM sind. Während Komponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren beispielsweise dauerhaft eingesetzt werden können, muss bei Funktionalen Energiespeichern beachtet werden, dass diese in der Regel nur so lange eingesetzt werden können, bis sie vollständig be- bzw. entladen sind. Neben der Angabe in Sekunden werden die NoM in die Ausprägungen „dauerhaft“, „Wochenbereich“, „Tagesbereich“, „Stundenbereich“, „Minutenbereich“ und „Sekundenbereich“ einsortiert.

Die **Zeitliche Verfügbarkeit** beschreibt, zu welchen Zeiten die NoM angesprochen werden kann. Das Kriterium gliedert sich in die Ausprägungen „immer verfügbar“, „abhängig von Tageszeit“, „abhängig von Wochentag“ und „abhängig von Jahreszeit“. Die Zeitliche Verfügbarkeit wird, sofern verfügbar, als Lastgang dargestellt.

3.2.1.3 Robustheit im Betrieb

Ob und wie lange eine NoM über ihrem Nennpunkt belastet werden kann, gibt die **Überlastfähigkeit** an. Der Nutzen zeigt sich in Netzgebieten, in welchen durch einzelne Verbraucher nur sehr sporadisch hohe Leistungen auftreten, das Netz aber nicht auf diese hohen Leistungen ausgelegt werden muss. Die Möglichkeiten der Ausprägung sind „Nein“ bzw. „Ja“. Ergänzt wird diese durch quantitative Angabe der zulässigen Dauer der Überlastung, sofern möglich.

Die Anfälligkeit von NoM gegenüber Natureinflüssen und technischen bzw. menschlichen Versagens wird mithilfe des Kriteriums **Störungsanfälligkeit** bewertet. Gerade in höheren Spannungsebenen, in denen ein Fehler große Auswirkungen hat, wird beispielsweise durch Anwendung des sogenannten (n-1)-Kriteriums die Störanfälligkeit reduziert. Die Ausprägungen im Morphologischen Kasten sind „keine Störanfälligkeit“, „niedrig“, „mittel“ und „hoch“.

Der **Aufwand für Störungsbeseitigung** wird in Stunden angegeben. Hier wird darauf eingegangen, wie viel Zeit die Fehleranalyse und die Störungsbeseitigung beansprucht, beziehungsweise ob der Betrieb des umgebenden Netzes beeinflusst werden könnte. Für

das Kriterium sind zusätzlich die Ausprägungen „keine Störungen zu erwarten“, „geringer Aufwand“ und „hoher Aufwand“ definiert.

Das Kriterium **Auswirkung auf die Kurzschlussleistung** beschreibt den Effekte der NoM auf die verfügbare Kurzschlussleistung im Netzgebiet. Unterteilt werden die Ausprägungen in „Verringerung der verfügbaren Kurzschlussleistung“, „keine Änderung“ und „Erhöhung der verfügbaren Kurzschlussleistung“. Die Bewertung basiert auf dem Vergleich zwischen einem System mit und ohne der jeweiligen NoM, wobei teilweise zwischen lokalen und überregionalen Aspekten zu unterscheiden ist.

Die Kurzschlussleistung lässt sich aus dem Produkt der Nennspannung und des Kurzschlussstromes im Fehlerfall bestimmen. Da im Kurzschlussfall die Spannung sofort einbricht, ist die Kurzschlussleistung eine fiktive Größe und stellt dabei ein Maß für die Leistungsfähigkeit des Energiesystems dar. Das Vorhalten von ausreichender Kurzschlussleistung ist notwendig, damit im Fehlerfall (Kurzschluss) die entsprechenden Schutzgeräte ansprechen und somit der Spannungseinbruch lokal begrenzt wird. Die Kurzschlussleistung darf jedoch nicht unzulässig hoch sein, da ansonsten die Betriebsmittel beschädigt werden und die Schutzschalter die zu hohen Kurzschlussströme nicht sicher trennen können. Maßgebend ist zudem die Vermaschung des Netzes, da eine niedrige Netzimpedanz die Kurzschlussleistung erhöht.

Erzeugungsanalgen, welche über einen Umrichter an das System angeschlossen sind, können mit der Höhe ihres Nennstromes zur Kurzschlussleistung beitragen. Insbesondere bei PV- und Windkraftanalgen hat diese Leistungsbereitstellung eine hohe tageszeitliche sowie witterungsbedingte Abhängigkeit. Die dena-Studie Systemdienstleistungen empfiehlt zudem, dass über Umrichter gekoppelte Anlagen Kurzschlussleistung auch ohne Wirkleistungseinspeisung bereitstellen sollen. /DENA-02 14/

Konventionelle Kraftwerke, welche über einen Synchrongenerator an das Netz angeschlossen sind, können kurzzeitig bis zum 8-fachen ihres Nennstromes an Kurzschlussstrom bereitstellen. Die Subsituierung von konventionellen Kraftwerken hat tendenzielle eine Abnahme der Kurzschlussleistung zur Folge, welche durch den Vermehrten Netzausbau (Erhöhung des Vermaschungsgrades) teilweise kompensiert wird. /EEN-02 15/

3.2.1.4 Beitrag zur Netzstabilisierung

Das Kriterium **Spannungshaltung** hilft bei der Einordnung der NoM in Bezug auf die Einhaltung des gesetzlichen Rahmens. Neben einer quantitativen Angabe in p.u. des ausregelbaren Spannungsbandes, erfolgt eine Einordnung der Stellen im Netzgebiet, in denen die NoM Einfluss auf die Spannungshaltung hat, in „lokal“, „in einzelnen Netzsträngen“ und „im gesamten Netzgebiet“. Ein rONT kann beispielsweise +/- 0,1 p.u. ausregeln und hat Auswirkungen auf das gesamte nachgelagerte Netzgebiet. Ein Längsregler weist dasselbe Spannungsband auf, regelt aber nur einen einzelnen Netzstrang.

Der **Einfluss auf den Blindleistungshaushalt des Netzgebiets** identifiziert, inwieweit die Maßnahme stabilisierend auf den Blindleistungshaushalt eines Netzgebietes einwirken kann. Indirekt kann der Netzbetreiber, wenn er Einfluss auf die

Blindleistungsbereitstellung hat, die Spannung im jeweiligen Netzgebiet anpassen und Übertragungsverluste reduzieren. Perspektivisch könnten Verteilnetzbetreiber in Zukunft auch Blindleistung für das Übertragungsnetz bereitstellen. Die Einheit des Kriteriums wird in kVA angegeben. Zusätzlich erfolgt eine Einordnung in die Ausprägungen „ja, nach Bedarf einstellbar, „NoM wirkt nach Bedarf induktiv oder kapazitiv“, „ja, vorgegebene Kennlinie“, „ja, fester cos Phi“, „nicht beeinflussbar, abhängig von Belastung“ und „kein Einfluss auf den Blindleistungshaushalt“.

Neben der Spannungshaltung stellen mögliche Betriebsmittelüberlastungen die häufigste Ursache für eine Verstärkung bzw. einen Ausbau des Stromnetzes dar. Die thermische Grenzleistung definiert dabei die maximal zulässige Leistung, mit der ein Betriebsmittel belastet werden darf, bevor es zu irreversiblen Schäden an Isolatoren etc. kommt. Das Kriterium **Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit** beschreibt, inwieweit eine NoM die maximale Stromtragfähigkeit und dadurch die zulässigen thermischen Limits beeinflusst. Als Ausprägungen kommen dabei „veringerte Stromtragfähigkeit“, „keine Änderung“ und „erhöhte Stromtragfähigkeit“ in Betracht. Die Differenz einer Änderung der maximalen Stromtragfähigkeit oder der thermischen Grenzleistung wird je nach Anwendungsfall in Ampere oder kVA angegeben.

Mit dem Kriterium **Zusätzlichen Leistungsaufnahmekapazität** wird angegeben, in wie weit durch den Einsatz der NoM im Netzgebiet zusätzliche Leistung, z.B. aus Erneuerbaren Energien integriert werden kann. Eine genaue Quantifizierung ist ohne Simulationen meist nicht möglich. Daher wird das Kriterium im Berichtsteil Einsatzreihenfolge beschrieben.

3.2.1.5 Wirkungsgrad

Der **Wirkungsgrad der NoM** gibt an, wie hoch die Verluste typischerweise beim Einsatz der Maßnahme sind. Maßnahmen mit hohem Wirkungsgrad können dazu beitragen die Verlustenergie in einzelnen Netzgebieten zu reduzieren. Einen sehr hohen Wirkungsgrad kann beispielsweise die verlustfreie Verschiebung von Ladezeitpunkten von Elektrofahrzeugen erreichen. Der Wirkungsgrad wird in Prozent und in den qualitativen Ausprägungen „Niedrig“, „Mittel“, „Hoch“ und „keine direkten Verluste, Wirkungsgrad 1“ angegeben.

3.2.1.6 Technische Reife

Das **Technology Readiness Level** ist ein Kriterium, welches seinen Ursprung in der Raumfahrt hat, seit einigen Jahren jedoch auch verstärkt im Umfeld von Energieanwendungsprojekten eingesetzt wird. Es beschreibt, inwieweit eine Maßnahme sich noch in der Entwicklung befindet oder bereits als Standardbetriebsmittel eingesetzt werden kann. Dadurch kann zum einen abgeschätzt werden, wann die Maßnahme verfügbar sein wird, und zum anderen, wie viel Entwicklungsarbeit hier noch investiert werden muss. Es wird dabei zwischen den TRL 1 bis 4: „Versuchsaufbau im Labor“, dem TRL 5: „Versuchsaufbau in Einsatzumgebung“, dem TRL 6: „Prototyp in Einsatzumgebung“, dem TRL 7: „Prototyp im Einsatz“, dem TRL 8: „Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich“ und dem TRL 9: „Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes“ unterschieden (vgl. ISO 16290:2013).

3.2.1.7 IKT-Bedarf einer NoM

Das Kriterium **IKT-Bedarf einer NoM** gibt an, ob und in welcher Ausprägung Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) erforderlich ist. Mit IKT sind teils deutliche Mehraufwendungen verbunden. Zusätzlich steigt die Störanfälligkeit an. Unterteilt wird im Rahmen des Projekts MONA 2030 in „kein IKT-Bedarf", „Unidirektionale Kommunikation: Informationsabruf/Steuersignal" und „Bidirektionale Kommunikation". Dies wird im **Kapitel 4** „IKT-Anwendungen in der Energiewirtschaft" genauer erläutert.

3.2.2 Kriterien der Kategorie „Wirtschaft"

In der Kategorie „Wirtschaft" konnten zwölf Kriterien identifiziert werden, welche die Wirtschaftlichkeit der NoM für alle Akteure beschreiben. Wirtschaftliche Bewertungskriterien hängen dabei in hohem Maße von den geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen ab und werden daher hier in einer Kategorie zusammengefasst.

3.2.2.1 Ökonomische Kennwerte

Die **Investitionen** beschreiben die Kosten, die mit der Erst- und möglichen Ersatzanschaffung der Maßnahme verbunden sind (z.B. Anschaffungskosten, Baukosten, IKT etc.). Wenn möglich, werden diese Kosten aufgeschlüsselt nach Komponenten dargestellt. Unter dem Überbegriff Investitionen werden zur besseren Vergleichbarkeit Planungs-, Genehmigungs-, Personal- und Baukosten summiert. Die Beträge werden in den Einheiten €/kVA, €/$m_{Netzlänge}$ oder €/Stück mit dem Zeithorizont 2015 und 2030 angegeben. Sofern eine NoM nur einen Zusatz einer existierenden Komponente des Energiesystem darstellt, z.B. eine bestehende Wallbox mit einer Ladesteuerung für ein Elektrofahrzeug ergänzt wird, werden unter Investitionen nur die inkrementellen Kosten angegeben, d.h. in obigem Beispiel nur die Kosten für die Regelkomponente und nicht für die gesamte Wallbox bzw. das Elektrofahrzeug. Für eine weitere Analyse ist die Berechnung der annuitätische Kosten zweckmäßig.

Fixe Betriebskosten beschreiben jene fixen Ausgaben, die mit dem Betrieb der NoM verbunden sind, jedoch unabhängig vom tatsächlichen Einsatz anfallen (z.B. Wartung, Instandhaltung, IKT etc.). Die Kosten werden in den Einheiten €/kVA, €/a oder % der Investitionen für die Jahre 2015 und 2030 angegeben.

Die **Variablen Betriebskosten** stellen die veränderlichen Ausgaben dar, die mit dem Betrieb der NoM verbunden sind und direkt mit deren Einsatz korrelieren (ausgenommen Verluste). Diese Kosten werden z.B. mithilfe der Einheiten €/h oder €/kWh für die Jahre 2015 und 2030 beschrieben.

Die **Lebensdauer** beschreibt die Zeit in Jahren, in der die Hauptkomponenten der Maßnahme genutzt werden können. Die erwartete Lebensdauer wird für das Jahr 2015 und das Jahr 2030 angegeben. Das Ausweisen dieses Kriteriums dient u.a. der zeitlichen Planbarkeit und somit der Abschätzung und zeitgerechten Durchführung von Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen durch die zuständigen Akteure.

3.2.2.2 Rechtlich-Regulatorische Grundlagen

Das Kriterium **Akteur** beschreibt die Instanz, die für die jeweilige NoM primär zuständig ist. In den meisten Fällen trägt der Akteur die Kosten für den Einsatz einer

NoM. Möglich sind hier „Erzeuger“, „Netzbetreiber“, „Aggregator“, „Letztverbraucher“ und „Vertrieb/Energieversorger“.

Das Kriterium **Einnahmepotenzial für Akteur** beschreibt potenzielle Einnahmequellen, die sich durch den Einsatz der jeweiligen NoM für den Akteur ergeben können. Die Ausprägungen des Kriteriums gliedern sich in „ja“ und „nein“, wobei das tatsächliche Einnahmepotenzial in AP Einsatzreihenfolge detailliert betrachtet wird. Der zusätzliche finanzielle Anreiz für den Akteur kann z.B. durch zusätzliche Erlöse oder Einsparung von Kosten gegeben sein.

Die **Kostenwälzung** identifiziert, ob der „ÜNB“, „VNB“, „Letztverbraucher“ oder der „Anlagenbetreiber“ für die entstehenden Kosten der NoM aufkommen muss. Mit Hilfe dieses Kriterium können die zu erwartenden Kosten für die einzelnen Akteure abgeschätzt werden.

Die **regulatorische Abschreibungsdauer** zeigt die in der StromNEV (Anlage 1) vorgegebene Abschreibungsdauer eines Netzbetriebsmittels auf. Dieses Kriterium existiert nur für Netzoptimierende Betriebsmittel.

Die **Regulatorische Praktikabilität** stellt die Umsetzbarkeit der Maßnahme in Bezug auf den rechtlichen Rahmen dar. Es werden die Ausprägungen „NoM derzeit nicht zulässig, keine Änderung zu erwarten“, „NoM derzeit nicht zulässig, Änderung der Regularien wahrscheinlich“, „etabliert, dennoch regulatorischer Anpassungsbedarf vorhanden“ und „bereits etabliert“ festgelegt. Dabei werden die aktuellen Regularien und mögliche Änderungen bis zum Jahr 2030 verglichen. Ein Vorteil entsteht durch die Abschätzbarkeit zukünftiger rechtlicher und regulatorischer Entwicklungen. Die Einteilung in die hier genannten Kriterien gibt dabei nur einen ersten Überblick über die regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz einer NoM. Zusätzlich zur Beurteilung im Morphologischen Kasten werden für jede NoM gesondert die wichtigsten Regularien erläutert.

Das Kriterium **Einordnung der NoM** dient der Clusterung in „Netzoptimierende Betriebsmittel“, „Netzoptimierende Betriebsführung“ und „Netzorientierte Maßnahmen“. Während sich die ersten Beiden durch die Art ihrer Investition (Betriebsmittel sind v. a. CAPEX; Betriebsführung v. a. OPEX) unterscheiden, sind „Netzorientierte Maßnahmen“ keine klassischen Netzbetriebsmittel und können daher lediglich neben ihres eigentlichen Primärzwecks (z. B. Regelleistung) zur Netzentlastung eingesetzt werden. Eine detaillierte Beschreibung dieser Cluster findet sich in **Kapitel 2**.

3.2.2.3 Einsatzpotenzial

Das **Durchdringungspotenzial** quantifiziert das gesamte verfügbare Potenzial für den Einsatz der NoM. Zusätzlich oder stellvertretend werden mögliche Potenzialgrenzen angegeben. Das Kriterium beinhaltet die Ausprägungen „Einsatz nur in wenigen Einzelfällen möglich“, „begrenztes Potenzial“ und „flächendeckendes Potenzial“. Das Einsatzpotenzial wird in Anzahl oder % der Gesamtheit aller Netze angegeben. Durch dieses Kriterium kann abgeschätzt werden, welches Potenzial eine NoM aufweist und mit welcher Wahrscheinlichkeit die NoM ein Standard-Betriebsmittel zur

Netzoptimierung in den Stromnetzen der Zukunft wird oder auf Einzelfälle beschränkt bleibt.

Das Kriterium **Regionale Verfügbarkeit** identifiziert mögliche Einsatzregionen, sofern die Maßnahme regional unterschiedlich einsetzbar ist. Dargestellt wird die regionale Verfügbarkeit z.B. mithilfe einer Karte. Es werden die Ausprägungen „keine regionalen Unterschiede“ und „regionale Unterschiede“ definiert.

3.2.3 Kriterien der Kategorie „Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“

In der Kategorie „Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“ konnten neun Kriterien identifiziert werden, welche den Mehrwert im System und alle Dienstleistungen zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs beschreiben.

3.2.3.1 Einfluss auf den Netzbetrieb

Mit dem Kriterium **Auswirkung auf die Betriebsführung** werden alle Effekte zusammengefasst, die die Maßnahme auf die Netzsteuerung hat. Die qualitative Einordnung erfolgt in den Ausprägungen „erschwert Betriebsführung“, „keine Veränderung“ und „erleichtert Betriebsführung“.

Das Kriterium **Bereitstellung von Betriebsreserven** ermittelt die Auswirkungen, die die NoM auf Reserven im Netzbetrieb hat. Das Kriterium beschreibt, wie die NoM und damit die Netzplanung mögliche Sicherheitsreserven im Netzbetrieb beeinflusst und bewertet eine mögliche Erhöhung des Risikos für Störungen im Netz. Die Einteilung der Ausprägungen gliedert sich in „Verringerung der Betriebsreserven“, „keine Änderung“ und „Erhöhung der Betriebsreserven“.

3.2.3.2 Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren

Die **Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren** beschreibt, ob der Einsatz der NoM auch bei gravierenden, strukturellen Änderungen in der Zukunft noch sinnvoll ist oder ob die Gefahr besteht, dass die Maßnahme obsolet wird. Die Ausprägungen gliedern sich in „gering“, „mittel“ und „hoch“. Relevante Störfaktoren werden im Rahmen der Maßnahmenanalyse beschrieben und basieren auf den Analysen im Rahmen des Szenario-Prozesses (siehe Teilbericht Szenario-Analyse). Das Kriterium quantifiziert damit auch die Nachhaltigkeit der Netzplanung mit der entsprechenden Maßnahme, da hier eine Einschätzung gegeben wird, inwieweit die Maßnahmen auch bei struktureller Änderung ihre Funktionalität beibehält.

3.2.3.3 Beitrag zu Systemdienstleistungen

Die **Frequenzhaltung** zeigt auf, inwiefern die Frequenz im Versorgungsgebiet durch eine NoM im gesetzlichen Rahmen gehalten werden kann. Unterschieden wird die Ausprägung in „kein oder nur marginaler Einfluss auf die Frequenz“, „geringer Einfluss“ und „hoher Einfluss“. Dieses Kriterium spielt derzeit auf der Verteilnetzebene eine untergeordnete Rolle und kommt verstärkt im Übertragungsnetz zum Tragen. Die **Bereitstellung von Regelleistung** beschreibt, inwieweit Regelleistung durch den Einsatz der Maßnahme bereitgestellt werden kann. Insbesondere Funktionale Energiespeicher wie Quartierspeicher und Elektrofahrzeuge könnten in Zukunft neben

der lokalen Netzoptimierung solche Dienstleistungen am übergreifenden Energiemarkt anbieten. Das Kriterium wird nach Möglichkeit quantitativ in MW angegeben und wird zusätzlich in die Ausprägungen „Bereitstellung von Momentanreserve“, „Bereitstellung von Primärregelleistung“, „Bereitstellung von Sekundärregelleistung“, „Bereitstellung von Minutenreserve“ und „keine Bereitstellung von Regelleistung“ gegliedert. Gegebenenfalls ist für eine Bereitstellung von Regelleistung das Pooling mehrerer NoM erforderlich. Dies wird anschließend bei der Einzelbewertung der Maßnahmen beschrieben.

Das Kriterium **Beitrag zum Versorgungswiederaufbau** veranschaulicht, ob die Netzoptimierende Maßnahme die Fähigkeit besitzt, die Schwarzstartfähigkeit des Systems zu erhöhen. Insbesondere große Speicher und Erzeuger könnten in Zukunft auf dieses Kriterium optimiert sein. Das Kriterium wird mit den Ausprägungen „ja, die Netzoptimierende Maßnahme ist Schwarzstartfähig“, „ja, die Netzoptimierende Maßnahme kann Versorgungswiederaufbau unterstützen“ und „kein Einfluss“ beschrieben.

3.2.3.4 Struktureller Einfluss der NoM

Die **Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes** geht auf die Frage ein, ob die Maßnahme die Autarkie eines Netzgebietes erhöhen kann. Insbesondere für die lokale Akzeptanz kann dieser Faktor eine Rolle spielen. Zusätzlich können in einem System, in dem die Energie am selben Ort verbraucht wird an dem sie erzeugt wird, die Übertragungsverluste reduziert werden. Das Kriterium wird in % des gesamten Energiebedarfs angegeben, und besitzt die Ausprägungen „keine Veränderung“, „geringe Erhöhung der Autarkie“ und „starke Erhöhung der Autarkie“.

Die Fähigkeit einer NoM, die Spannungsebenen in höherem Maß funktional zu trennen und damit im Fehlerfall eine Inselnetzbildung zu unterstützen, wird mit dem Kriterium **Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen** identifiziert. Die Eigenschaft erhöht damit die Systemsicherheit. Die Ausprägungen hierfür können in „ja“ und „nein“ unterteilt werden.

3.2.3.5 Zusätzlicher Mehrwert der NoM

Das Kriterium **zusätzlicher Mehrwert der NoM** identifiziert den Zusatznutzen für den Netzbetreiber – neben der Netzentlastung – durch den Einsatz der Maßnahme. Hierbei sind beispielsweise „zusätzliche Messwerte“ oder „verbesserte Kenntnis des Netzzustandes“ möglich. Weitere Ausprägungen werden bei der Einzelmaßnahmenbeschreibung genauer ausgeführt. Das Kriterium ist damit als reine Auflistung wichtiger, nicht im Morphologischen Kasten erfasster Eigenschaften zu sehen.

3.2.4 Kriterien der Kategorie „Gesellschaft und Umwelt“

Aktuelle politische und gesellschaftliche Diskussionen zeigen, dass Infrastrukturmaßnahmen meist einen Eingriff in das Lebensumfeld der Bevölkerung und in die Umwelt darstellen. In der Kategorie „Gesellschaft und Umwelt“ wurden daher quantifizierbare Kriterien identifiziert, mit denen sozio-ökologische Aspekte der verschiedenen NoM beschrieben und bewertet werden können. Im Folgenden werden

zuerst die gesellschaftlichen Faktoren beschrieben, mit denen eine NoM klassifiziert werden kann.

3.2.4.1 Umweltauswirkungen

Eines der Ziele von MONA 2030 ist eine verstärkte Einbeziehung ökologischer Faktoren in die Maßnahmenbewertung und in die Bestimmung der Einsatzreihenfolge. Eine Evaluierung der Auswirkungen von Netzausbau auf die Schutzgüter Flora, Fauna, Boden und Wasser wird in der Übertragungsnetzebene standardmäßig in der Strategischen Umweltprüfung begleitend zum Netzentwicklungsplan durchgeführt und im Umweltbericht veröffentlicht /BNETZA-22 13/. In Verteilnetzstudien werden die ökologischen Faktoren meist nur peripher betrachtet und fließen oft nicht in die Maßnahmenbewertung ein. In MONA 2030 wird daher eine Bewertung der Auswirkungen einer NoM auf die verschiedenen Schutzgüter vorgenommen, welche im Folgenden erläutert wird.

3.2.4.1.1 Klimawirkung

In vielen Fällen führt der Einsatz einer Maßnahme zu einer gesteigerten Fähigkeit, Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu integrieren. In weiterer Konsequenz können damit NoM **Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes** haben, was mit diesem Kriterium bewertet werden soll. Eine genaue quantitative Angabe über eine Veränderung der CO_2-Emissionen im umgebenden Versorgungsgebiet ist in den meisten Fällen nur nach Netzsimulationen möglich und wird daher im Arbeitspaket Einsatzreihenfolge vorgenommen. Im Morphologischen Kasten werden die NoM daher für eine erste qualitative Abschätzung in die Ausprägungen „keine Aussage möglich“, „keine Änderung“, „Verringerung der CO_2-Emissionen“ und „Erhöhung der CO_2-Emissionen“ eingeteilt.

Darüber hinaus spielen für die Klimawirkung auch die **indirekten CO_2-Emissionen einer NoM durch Energie- und Wärmeverluste** eine Rolle. Diese können in erster Näherung über das in der Kategorie „Technologie“ ermittelte Kriterium **Wirkungsgrad** angegeben werden, welches in den Netzsimulationen quantifiziert wird. Das Kriterium wird daher im Morphologischen Kasten nicht mehr explizit ausgewiesen.

3.2.4.1.2 Auswirkungen auf Mensch und menschliche Gesundheit

Die **Elektromagnetische Verträglichkeit für das Umfeld (kurz: EMV)** einer Maßnahme wird sowohl quantitativ mit der Angabe von Werten für die elektrische Feldstärke in kV/m und für die magnetische Feldstärke in µT angegeben. Hierbei spielt die Wahl des Abstands, in dem die Strahlenbelastung gemessen wird, eine große Rolle. Für einen objektiven Vergleich wird hier für alle NoM die unmittelbare, relevante Umgebung verwendet. Diese kann je nach NoM voneinander abweichen: für Freileitungen wird beispielsweise der Wert unter dem Leiterseil mit dem größten Durchhang verwendet, bei einer Elektrofahrzeug-Wallbox ist die direkte Umgebung relevant, da der Nutzer die Wallbox bedienen kann und damit der direkten EMV-Belastung auch in geringen Abständen exponiert ist. Eingesetzte Anlagen wie z.B. Wechselrichter müssen u.a. die Vorgaben aus DIN EN 62109 erfüllen. Für Niederfrequenzanlagen gelten nach der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes folgende Grenzwerte (vgl. **Tabelle 3-1**):

Tabelle 3-1: *Zulässige Effektivwerte für das elektrische und magnetische Feld für Niederfrequenzanlagen /BREG-01 96/*

Frequenz	Elektrische Feldstärke	Magnetische Flussdichte
50 Hz	5 kV/m	100 µT
16 2/3 Hz	10 kV/m	300 µT

Basierend auf den quantitativen Werten für elektrische und magnetische Feldstärke wird zur Klassifizierung der NoM eine qualitative Einordnung in die Ausprägungen vorgenommen: „keine EM-Strahlung nachweisbar“, „Auftreten von Wechselfeldern in unmittelbarer Umgebung“ oder „Auftreten von statischen Feldern in unmittelbarer Umgebung“

Das Kriterium **Geräuschemissionen** gibt an, wie hoch der durch eine NoM erzeugte Schalldruckpegel in unmittelbarer Umgebung ist und wird in Dezibel angegeben. Relevant sind hierbei nur Frequenzen zwischen 1 und 2 kHz, da diese dem menschlichen Hörempfinden entsprechen. Die „Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz“ führt hierzu abhängig von der Immissionsortcharakterisik verschiedene Richtwerte auf /BMU-01 98/. **Tabelle 3-2** fasst diese zusammen:

Tabelle 3-2: *Immissionsrichtwerte für zulässigen Schalldruckpegel /BMU-01 98/*

Immissionsort	Zulässiger Schalldruckpegel tagsüber	Zulässiger Schalldruckpegel nachts
Industriegebiet	70 db(A)	70 db(A)
Gewerbegebiet	65 db(A)	50 db(A)
Reine Wohngebiete	50 db(A)	35 db(A)
Einzelne Geräuschspitzen	Kurzzeitig + 30 db(A) zulässig	Kurzzeitig + 20 db(A) zulässig
Innerhalb von Gebäuden	35 db(A)	25 db(A)
Seltene Ereignisse	70 db(A)	55 db(A)

Neben der quantitativen Angabe des Schalldruckpegels beeinflusst die Geräuschcharakteristik das Hörempfinden beim Menschen. Die Geräuschcharakteristik bewertet dabei die Tonhaltigkeit, die Impulshaltigkeit und die Periodizität eines Geräusches. Im Morphologischen Kasten werden die Geräuschemissionen in unmittelbarer Umgebung der NoM qualitativ in folgende Ausprägungen unterteilt:

- *Geräuschentwicklung witterungs- und/oder belastungsabhängig*
- *Konstante Geräuschentwicklung durch einzelne Komponenten*
- *Keine oder sehr geringe Geräuschentwicklung*

In Kombination mit dem quantitativ angegebenen Schalldruckpegel kann so eine Aussage getroffen werden, inwieweit die Geräuschemissionen der NoM als störend empfunden wird.

Neben der elektromagnetische Strahlung und den Geräuschemissionen muss für die Auswirkungen auf Mensch und menschliche Gesundheit die **Schadstoffbelastung der Luft** betrachtet werden. Diese sind bei NoM überwiegend in der Bauphase relevant, da

keine NoM in der Betriebsphase Schadstoffe emittiert. Die Belastung tritt dabei durch die Aufwirbelung von Feinstaub, z.B. durch den Bodenaushub oder Bau-/Transportfahrzeuge auf. Für den Morphologischen Kasten können daher folgenden Ausprägungen angegeben werden:

- *Großflächiger Bodenaushub durch Baufahrzeuge und Bauprozesse mit Aufwirbelung von Feinstaub*
- *Punktueller Bodenaushub durch Baufahrzeuge und Bauprozesse mit Aufwirbelung von Feinstaub*
- *Schadstoffemissionen nur durch Transport der Komponenten*
- *Keine Schadstoffbelastung*

3.2.4.1.3 Raumwirkung

Eine qualitative Abschätzung des **Flächenbedarfs** einer NoM kann über ein Betrachtung der Komponenten der NoM erfolgen. Da mit dem Einsatz einer NoM eine mögliche Zerschneidung wertvoller Kulturlandschaften oder eine Beeinträchtigung der Landschaftsästhetik verbunden sein kann, wird hiermit ein entscheidender Akzeptanzfaktor abgedeckt, der folgende Ausprägungen aufweisen kann:

- *Hoher Flächenbedarf* - Großtechnische Maßnahme
- *Mittlerer Flächenbedarf* - Speichertechnik mit mittlerem Flächenbedarf
- *Geringer Flächenbedarf* - Verteilnetzbetriebsmittel mit geringem Flächenbedarf
- *Kein zusätzlicher Flächenbedarf* - NoM benötigt ausschließend IKT-Komponenten oder ist eine Maßnahme der Betriebsführung

Bei den meisten NoM kann zusätzlich der **Flächenbedarf** der Komponenten in m² angegeben werden. Das Kriterium erlaubt darüber hinaus eine Einschätzung des **Landschaftseingriffs** durch die NoM. Diese werden jedoch nur bei Maßnahmen mit hohem Flächenbedarf genauer ausgeführt.

3.2.4.1.4 Ökologische Auswirkungen

Analog zu den Kriterien der Raumwirkung sind bei einer Eingrenzung des Untersuchungsraums auf die Bau- und Betriebsphase einer NoM ökologische Auswirkungen überwiegend bei NoM mit hohem Flächenbedarf zu erwarten.

Die Auswirkungen auf Boden und Grundwasser können mit den Kriterien Verunreinigung von Boden/Grundwasser und Veränderung von Boden/Grundwasser beschrieben werden. Die potenzielle **Verunreinigung von Boden/Grundwasser** klassifiziert die NoM nach der Verwendung gefährdender Stoffe in der Bau-/Betriebsphase. Im Morphologischen Kasten wird dabei angegeben, ob eine Verunreinigung möglich ist. In den Detailanalysen werden zusätzlich die potenziell gefährdenden Stoffe genannt.

Die **Veränderung von Boden/Grundwasser** erläutert die Effekte von Bodenaushub, Fundamentlegung und der Bauvorgänge für die Errichtung/Installation einer NoM. Darüber hinaus ist durch eine Verdichtung des Bodens auch ein Einfluss auf den Wasserhaushalt (Oberflächenabfluss und Grundwasser) möglich. Für die NoM sind folgenden Ausprägungen möglich:

- *Großflächige, dauerhafte Bodenveränderung durch Komponenten der NoM*

- *Punktuelle, dauerhafte Bodenveränderung durch Komponenten der NoM mit großflächiger, temporärer Bodenveränderung (z.B. durch Transportwege in der Bauphase)*
- *Punktuelle, dauerhafte Bodenveränderung durch Komponenten der NoM*
- *Keine Veränderung von Boden / Grundwasser*

Das Kriterium **Auswirkung auf die Flora/Fauna und Habitate** bewertet die Folgen des Baus und des Betriebs einer NoM auf Tiere und Pflanzen in der direkten Umgebung. Dabei können sowohl temporäre Beschädigungen an Pflanzen, die Verletzung/Tötung und eine Scheuwirkung bei Tieren in der Bauphase auftreten. Dadurch kann es zu einem zeitweiligen Funktionsverlust von Habitaten kommen. Durch die großflächige Entfernung von Vegetation und eine mögliche Bodenversiegelung, aber auch durch den Schneisenschlag kann die Funktionalität von Lebensräume dauerhaft beeinträchtigt werden. Stoßprozesse und andere Erschütterungen, z.B. bei der Fundamentlegung oder Pfahlgründung, können Auswirkungen auf die Tierwelt haben. Bei großen Bauwerken kann zudem ein Gefährdungspotenzial für Vögel festgestellt werden. Für die Einordnung der NoM im Morphologischen Kasten können daher folgende Ausprägungen identifiziert werden:

- *Große Auswirkungen auf Vegetation und Habitate in Freilandflächen* – NoM ist eine großtechnische Maßnahme
- *Geringfügige Auswirkungen auf Vegetation und Habitate in Freilandflächen* – Einsatz der NoM in Standard-Bauwerk in bereits erschlossenen Umgebungen
- *Keine Auswirkungen auf Vegetation und Habitate* – NoM mit geringem Flächenbedarf, ausschließlich IKT-Komponenten oder Betriebsführung

3.2.4.2 Gesellschaftliche Faktoren

Für eine Bewertung der gesellschaftlichen Akzeptanz einer NoM muss der sog. Akzeptanzbildungprozess betrachtet werden. Eine detaillierte Beschreibung der theoretischen Grundlagen der Akzeptanzforschung und des Vorgehens zur Identifikation der Akzeptanzfaktoren wird im MONA Arbeitspaket Einsatzreihenfolge (separater Berichtsteil) vorgenommen. An dieser Stelle sollen daher nur die Kriterien genannt werden, welche für jede NoM erhoben werden, um an spätere Stelle eine Aussage über die Akzeptanz einer NoM treffen zu können.

Die Kriterien lassen sich nach /HED-01 15/ in Anlehnung an /LUC-01 95/ grundsätzlich in drei Teilaspekte einordnen:

- Das Akzeptanzobjekt: Hierbei handelt es sich um den gegenstandsbezogenen Bezugspunkt, d.h. die NoM, deren Akzeptanz bewertet werden soll
- Das Akzeptanzsubjekt: Die NoM wird nun vom Akzeptanzsubjekt, je nach Unersuchungsrahmen z.B. durch die Bevölkerung, wahrgenommen und bewertet. Die Bewertung kann anschließend zu einer Entscheidung bzgl. einer Einstellung oder Handlung im Hinblick auf die NoM führen.
- Der Akzeptanzkontext: Der Bewertungsprozess des Objekts durch das Subjekt weist starke Wechselwirkungen mit den Rahmenbedingungen auf, dem sog. Akzeptanzkontext. **Abbildung 3-1** veranschaulicht diesen Prozess.

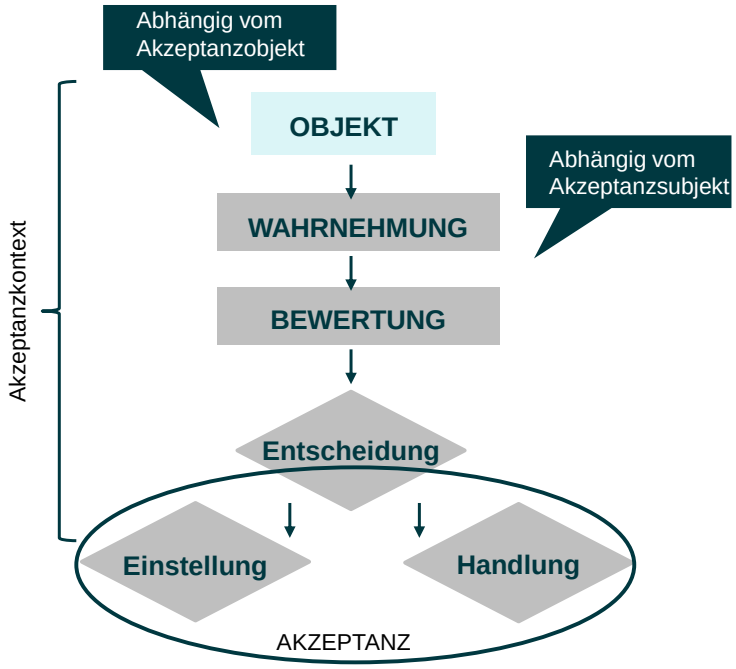


Abbildung 3-1: *Schaubild des Akzeptanzprozesses /HED-01 15/*

Diese drei Teilaspekte müssen für die weiteren Untersuchungen in quantifizierbare Kriterien operationalisiert werden.

3.2.4.2.1 Akzeptanzobjekt

Hier spielen hauptsächlich externe Effekte (z.B. Umweltauswirkungen), die Kosten, der Sekundäre Mehrwert und die Raumwirksamkeit einer NoM eine Rolle. Diese wurde bereits in anderen Kategorien behandelt und fließen in die Bewertung des Akzeptanzobjekts mit ein.

Zusätzlich muss das **technische Risiko einer NoM** untersucht werden. Das **technische Risiko** bewertet die Risiken und nicht-intendierten Folgen durch die Nutzung einer Technologie /TTP-02 05/. Mit der Integration einer NoM kann generell ein potenzielles technisches Risiko verbunden sein**.** Dieses wird im Allgemeinen durch die Eintrittswahrscheinlichkeit und dem Schadensmaß quantifiziert /SISS-01 02/. Das technische Risiko bezeichnet einen "Störfall"/Unfall in der Komponente. Ein bloßer Verlust der netzoptimierenden Funktionalität wird 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 ist. So definiert sich das technische Risiko von betrieblichen Maßnahmen durch mögliche Störfällen der Anlage, die geregelt wird. Eine genaue Beschreibung der technischen Risiken der NoM befindet sich in den Detailanalysen der NoM.

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, die relative Häufigkeit des Ereignisses im Zeitablauf. 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 und die Einschätzung von Chancen und Risiken ist jedoch mit immensem 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 daher nicht sinnvoll. Daher wird für die Analyse der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensmaß eines technischen Risikos auf eine inhaltliche Analyse der wahrgenommenen Risiken zurückgegriffen. Die Bewertung des technischen Risikos erfolgt anhand der Kategorien:

- *Sehr gering* - geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und geringes Schadensmaß
- *Gering* - geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und mittlerer Schaden, z.B. kleinräumiger Austritt heißer Flüssigkeit
- *Mittel* - geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und großer Schaden, z.B. durch möglichen Brand
- *Hoch* - mittlere Eintrittswahrscheinlich und großer Schaden, z.B. durch mögliche Explosion

3.2.4.2.2 Akzeptanzsubjekt

Strukturveränderung

In dem Kriterium **Strukturveränderung** werden die NoM nach ihrem Veränderungsgrad auf die jeweilige Infrastruktur des umgebenen Energiesystems bewertet. Die Maßnahmenbewertung im Morphologischen Kasten orientiert sich dabei an dem NOVA-Prinzip (vgl. /NEP-02 14/), mit dem sich verschiedene technische Optionen nach dem Hierarchieprinzip Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau qualitativ einordnen lassen.

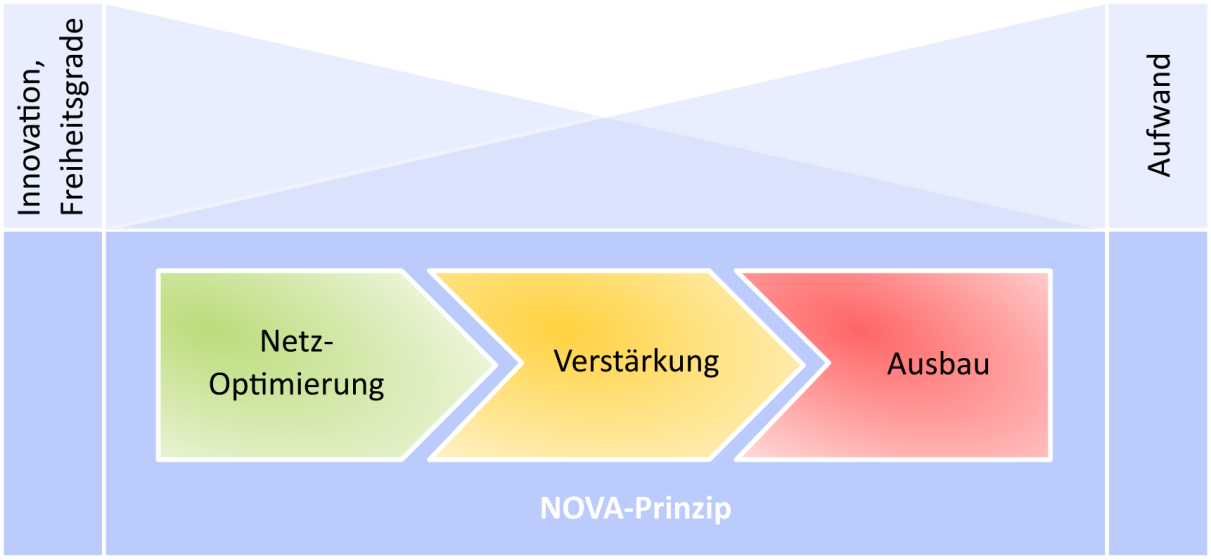


Abbildung 3-2: *NOVA-Prinzip nach /NEP-02 14/*

Zu den NoM, die zu einer „Optimierung von bestehenden Anlagen“ beitragen, zählen z.B. Topologische Schalthandlungen und Freileitungsmonitoring. Derartige Maßnahmen, die

eine Netzoptimierung zur Folge haben, werden Planungsmöglichkeiten zur „Netzverstärkung/Ergänzung“ übergeordnet. Am Fundament der Bewertungspyramide findet sich der „Neubau“ von Leitungen und Schaltanlagen, der im NEP nur dann vorgeschlagen werden darf, wenn zuvor alle anderen Optionen geprüft wurden. So soll beispielsweise in der Praxis im Rahmen der Netzoptimierung das Freileitungsmonitoring anstatt einer Netzverstärkung bzw. im Rahmen der Netzverstärkung eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV anstelle eines Neubaus berücksichtigt werden.

Vorerfahrung

Das Kriterium **Vorerfahrung** bezeichnet den Erfahrungs- und Kenntnisstand mit einer Technologie in der Bevölkerung. Die Vorerfahrung mit einer Technologie wird in Abhängigkeit der Bekanntheit und Neuheit einer Maßnahme stark variieren. Zudem beeinflussen Faktoren wie die Technikaffinität der Bevölkerung sowie das Involvement der Technologien das Ausmaß der Vorerfahrung.

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/:

- NoM noch nicht etabliert, daher *keine Vorerfahrung* in der Bevölkerung
- *geringe Vorerfahrung* - NoM in der Einführungsphase
- *mittlere Vorerfahrung* - NoM in der Wachstumsphase
- *hohe Vorerfahrung* - NoM in der Reifephase
- *sehr hohe Vorerfahrung* - NoM in der Sättigungs- oder Abschwungphase

Eine Indikation für dieses Kriterium bietet das technologische Kriterium **Technology Readiness Level.** Als methodisches Instrument dient eine Inhaltsanalyse von Marktstudien zu den einzelnen Technologien. Anhand der Einordnung einer Technologie in die einzelnen Phasen des Lebenszyklus lässt sich damit die Wahrscheinlichkeit für die Vorerfahrung in der Bevölkerung bestimmen.

Gesellschaftliche Solidarität

Das Kriterium **Gesellschaftliche Solidarität** bewertet die Verteilung der Lasten und Nutzen, die durch die Realisierung einer Maßnahme entstehen. Aus soziologischer Perspektive bezeichnet Solidarität ein Prinzip, das gegen die Vereinzelung des Individuums gerichtet ist und die Zusammengehörigkeit der Gesellschaft betont. Die gesellschaftliche Solidarität ist damit ein sozialer Grundwert, der als Bindeglied zwischen den Menschen fungiert. Die weitreichenden Auswirkungen der Transformation des bisherigen Energiesystems sind in hohem Maß mit unterschiedlichen Lasten und Nutzen für die verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen und Teilregionen Deutschlands wie auch für die nachfolgenden Generationen verbunden. /TUG-03 12/ Durch die Realisierung einer NoM treten Kosten und weitere externe Effekte auf, die potenziell eine Ungleichheit in der Betroffenheit aufweisen.

Anhand diesen Faktors soll eine Einschätzung vorgenommen werden, inwiefern die NoM diese Verteilungsungerechtigkeiten weiter verstärken oder ob sie diesen entgegenwirken können. Ein Beispiel hierfür ist die Tatsache, dass eine Steigerung des Strompreises, z.B. durch steigende Netzentgelte, einkommenschwache Schichten stärker belastet als Normalverdiener.

Da die Quantifizierbarkeit dieses Faktors nur mit hoher Komplexität und Zeitaufwand der Analyse durchzuführen ist, wird eine qualitativ-verbale Einordnung der durch die NoM besonders betroffenen Stakeholder vorgenommen und in den Detailanalysen grob beschrieben. Die Fragestellung zur Bewertung des Kriteriums wird daher auf folgende Frage reduziert: *„Wie ändert sich die Belastung für gesellschaftlich Schwächere durch den Einsatz einer NoM?“*

Das Kriterium **Wahrgenommene soziale Erwünschtheit** erweitert die Fragestellung nun von den Auswirkungen auf sozial Schwächere auf die grundsätzliche gesellschaftliche Befürwortung einer NoM. Dabei spielt für den Akzeptanzbildungsprozess nicht unbedingt die volkswirtschaftliche-optimierte Sichtweise eine Rolle, sondern eher Eindruck der Bevölkerung über die Erwünschtheit einer Maßnahme. Diese können jedoch nicht im Rahmen einer Inhaltsanalyse im Morphologischen Kasten erhoben werden, da sie stark vom Betrachter abhängen. Daher wurde hierfür eine Stakeholderumfrage durchgeführt. Das genaue Vorgehen wird im AP Einsatzreihenfolge erläutert.

Darüber hinaus sind für die Analyse des Akzeptanzsubjekts die Kriterien **Assoziationen gegenüber der NoM**, **Wahrgenommener Beitrag der NoM zur Energiewende** und **Stakeholdervertrauen** notwendig, um das Stimmungsbild zu diesen Kriterien zu erfassen. Die Ergebnisse finden sich in der finalen Akzeptanzbewertung im Berichtsteil Einsatzreihenfolge.

3.2.4.2.3 Akzeptanzkontext

Beteiligung der Bevölkerung bei Entscheidungsprozessen
Anhand des Kriteriums **Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung** wird eine qualitative Einschätzung der Bürgerbeteiligung bei der Projektplanung und -umsetzung vorgenommen. Die Notwendigkeit der Beteiligung der Öffentlichkeit variiert in Abhängigkeit verschiedener technikbedingter Faktoren. Dadurch ist die Beteiligung nicht bei allen Maßnahmen erforderlich und nicht jedes Partizipationsverfahren ist für jede Maßnahme gleichermaßen geeignet. Daher muss zunächst die Relevanz dieses Kriteriums für das jeweils zu betrachtende Kriterium identifiziert werden, bevor in einem zweiten Schritt die Beurteilung bestehender Partizipationsverfahren für die jeweilige Maßnahme erfolgen kann. /TTP-01 13/

Als methodisches Instrument wird hierfür eine Inhaltsanalyse mit anschließender Einordnung in folgende Kategorien verwendet:

- *sehr hohe Sinnhaftigkeit* - sehr viele Betroffene
- *hohe Sinnhaftigkeit* - Akteure auf Quartierebene direkt betroffen
- *mittlere Sinnhaftigkeit* - Anlagenbesitzer/Endkunde direkt betroffen
- *keine Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung* - keine Relevanz, da keine direkte Betroffenheit der Bevölkerung

Das Kriterium **Transparenz des Verfahrens** erfasst die Transparenz und Fairness des Einführungsprozesses einer NoM. 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 vermittelt werden. Dazu erfolgt zunächst mittels Inhaltsanalyse die Erörterung der Notwendigkeit und der Ausgestaltung des jeweiligen Verfahrens der Einführung einer Maßnahme. Im Falle einer Notwendigkeit wird in einem zweiten Schritt die Transparenz des jeweiligen Entscheidungsprozesses bewertet. Die Einordnung erfolgt qualitativ-verbal in die folgenden Kategorien:

- *sehr gering* bei bilateralen Verträgen ohne Einsicht
- *eher gering* bei der grundsätzlichen Verfügbarkeit von Daten, aber hoher Einstiegshürde, z.B. aufgrund der Komplexität
- *unentschieden* bei starker Einzelfallabhängigkeit ohne normierte Verfahren
- *eher hoch* bei der Verwendung von einsehbaren Standardverträgen
- *irrelevant* bei geringer Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung

Das Kriterium **Handlungsspielraum** erfasst das Ausmaß der Souveränität der Bevölkerung bei der Umsetzung einer Maßnahme. Ein fremdbestimmter Eingriff in die eigene Lebenswelt wird als Bedrohung der Werte und Autonomie wahrgenommen. /FES-01 13/ Anhand des Kriteriums soll der Handlungsspielraum bei der Übernahme einer Technologie qualitativ eingeschätzt werden. Dazu wird in einem ersten Schritt das Allokationsverfahren einer Maßnahme analysiert. NoM können über den Markt und durch betriebliche Entscheidungen, d.h. durch Anreize freiwillig umgesetzt werden oder durch politische Vorgaben initiiert werden. Aus Nutzersicht entscheidend ist die Möglichkeit zur Mitbestimmung der Umsetzung einer NoM. Entscheidend ist jedoch die zusätzliche Betrachtung der Betroffenheit und Sichtbarkeit der Maßnahmen. So sind Maßnahmen, deren Passförmigkeit 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 der NoM in die folgenden Kategorien möglich:

- *sehr gering* - Keine Souveränität der Bevölkerung bei der Umsetzung
- *gering* - obligatorische Umsetzung von Vorgaben mit beschränktem Handlungsspielraum
- *mittel* - mittlerer Handlungsspielraum, da Beteiligung an Konsultationsprozessen möglich
- *hoch* - hohe Souveränität, da freiwillige Umsetzung der NoM, z.B. durch Anreize
- *nicht notwendig* - geringe Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung

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 inzwischen eine der wichtigsten Informationsquellen 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.

Die Suche fand ausschließlich über Google News statt. Zur Auswertung wurde deutsche Literatur herangezogen, die von der breiten Masse regelmäßig gelesen wird. Das bedeutet Fachzeitschriften, wie z. B. *PV Magazin*, *Solarify* oder *Erneuerbare Energien*, wurden nicht berücksichtigt. Zusätzlich wurden Artikel, die von Komponentenhersteller 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 die ersten 50 relevanten Ergebnisse der Recherche verwendet. Dadurch konnten bestimmte Muster abgeleitet werden, die eine erste Einschätzung über die mediale Berichterstattung in folgende Ausprägungen geben:

- *Berichterstattung negativ*
- *Berichterstattung neutral oder nahezu keine Berichterstattung*
- *Berichterstattung positiv*

4 IKT-Anwendungen in der Energiewirtschaft

In diesem Abschnitt erfolgt die Einordnung der im Projekt MONA 2030 definierten Netzoptimierenden Maßnahmen (NoM) hinsichtlich des jeweiligen Bedarfes an Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Der IKT-Bedarf ist ein Kriterium der Kategorie „Technologie“ des Morphologischen Kastens. Es wird zwischen den Ausprägungen „kein IKT-Bedarf“, „reiner Informationsabruf an wenigen Stellen“, „Datenerfassung an vielen Stellen“, „Datenerfassung und Steuerung an wenigen Stellen“ und „Datenerfassung und Steuerung an vielen Stellen“ differenziert.

Ziel dieses Abschnitts ist es, zunächst die Anwendung von IKT in der Energiewirtschaft zu erläutern und den zeitlichen, von der Gesetzgebung vorgegebenen Rahmen des Rollouts von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen darzustellen. Dieser liegt im Fokus der folgenden Betrachtung, wobei die Synergie zwischen dem geplanten Rollout und der IKT-Anbindung von NoM zu analysieren ist.

Die nachfolgenden Untersuchungen nehmen die IKT-Analyse, welche im Projekt „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft durchgeführt wurde auf und erweitern diese. /FFE-04 16/, /FFE-05 16/

4.1 Hintergrund zum Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie

Unter den Begriff IKT fallen technische Geräte und Einrichtungen, welche Informationen digital umsetzen, verarbeiten, speichern und übertragen können. Aus der Definition lässt sich bereits ableiten, dass IKT ein sehr breites Feld von Geräten und Anwendungen umfasst. Für die Kommunikation und den Datenaustausch stehen dabei verschiedene Übertragungsmöglichkeiten, wie z.B. Kupferdrähte, Glasfasern oder auch drahtlose Technologien, zur Verfügung. Diese sind Bestandteile der IKT-Infrastruktur, die neben Hardware- auch Software-Komponenten beinhaltet. Zur klassischen Hardware zählen neben den Kommunikationsmodulen auch Prozessoren und Datennetze, wohingegen Web-Server und Betriebssysteme dem Softwarebereich zuzuordnen sind. /SPVG-01 05/, /BMZ-01 13/

Der Einsatz von IKT erfuhr in den letzten Jahrzehnten branchenübergreifend einen rasanten Anstieg. Der Durchdringungsgrad hat mittlerweile einen Punkt erreicht, an welchem die IKT in der Industrie als wesentlicher Treiber für Innovationen gesehen wird. Aktuell ist in der Wirtschaft die sogenannte „Industrie 4.0“ ein wichtiges Entwicklungsfeld. „Mit intelligenteren Monitoring- und Entscheidungsprozessen sollen Unternehmen und ganze Wertschöpfungsnetzwerke in nahezu Echtzeit gesteuert und optimiert werden können.“ /BMBF-02 15/ So basieren in Deutschland mehr als die Hälfte der Industrieproduktion und mehr als 80 Prozent der Exporte auf dem Einsatz bzw. der Verwendung von IKT. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Innovationen in diesen Branchen in nahezu allen Fällen von IKT getrieben werden. /BMBF-01 07/ Aber auch im privaten Bereich ist das „Internet der Dinge“ ein wichtiger Entwicklungstrend, der die Menschen durch Vernetzung aller Lebensbereiche beeinflusst.

Neben der Industrie ist auch die Energiewirtschaft von der Dynamik im Bereich der IKT betroffen, wobei der Einsatz keine grundsätzliche Neuerung darstellt. Im Gebiet der Übertragungsnetze sowie der Stromerzeugung in zentralen, konventionellen Kraftwerksblöcken ist die Anwendung von IKT bereits seit Jahren etabliert. Der Durchdringungsgrad von IKT nimmt hingegen zu den niedrigeren Spannungsebenen und dezentralen Erzeugern kontinuierlich ab, wodurch die Einbindung von dezentralen Netzelementen in ein übergeordnetes Informationssystem aktuell eher den Ausnahmefall darstellt. /VDE 06-15/ Durch die derzeitige Transformation des Energiesystems gewinnt der Aufbau einer IKT-Infrastruktur bis hin zum Letztverbraucher und eine informatorische Vernetzung des Gesamtsystems stetig an Bedeutung. Diese Entwicklung basiert nicht zuletzt auf den Forschungsbestreben zur Umsetzung von Smart Grids und Smart Markets.

4.2 Abgrenzung Smart Grid, Smart Market und konventionelles Netz

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) definiert den Begriff Smart Grid wie folgt: „Smart Grid (intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologie.“ /VDE-08 10/ Diese Definition erweist sich dahingehend als problematisch, dass unter dem Begriff Smart Grid sowohl Netzaspekte als auch Marktaspekte gleichermaßen zusammengefasst werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund eines regulierten und entflochtenen Energiemarktes als kritisch zu betrachten. Um diese Problematik zu umgehen und ein strukturierteres Verständnis für die Begrifflichkeit zu schaffen, veröffentlichte die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Eckpunktpapier zum Thema „Smart Grid“ und „Smart Market“. /BNETZA-17 11/

Gemäß BNetzA ist eine klare Trennung für netz- und marktbezogene Themen bereits in den Begrifflichkeiten zu schaffen. Themen, die sich mit Netzkapazitäten (kW) beschäftigen, sind dem Netzbereich zuzuordnen, wohingegen Themen, die Energiemengen (kWh) behandeln, dem Markt zuzuordnen sind. Mögliche Überschneidungsthemen wie z.B. die Beschaffung von Regelenergie oder der Ausgleich von Netzverlusten müssen darauf aufbauend einer genaueren Betrachtung unterzogen werden. Darüber hinaus versucht die BNetzA Verständnis für die Verwendung des Ausdruckes „smart“ in Bezug auf das Energiesystem zu schaffen. Dafür wurden die Begriffe „konventionelles Netz“, „Smart Grid“ und „Smart Market“ definiert und voneinander abgegrenzt. /BNETZA-17 11/

Konventionelles Netz
Das konventionelle Netz umfasst sämtliche elektrotechnischen Komponenten, die für eine elektrische Verbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher notwendig sind. Es sei darauf hingewiesen, dass in der Realität der Aufbau und Betrieb von Stromversorgungsnetzen nicht nur auf passiven elektrotechnischen Komponenten basieren kann. Jedoch kann aber festgehalten werden, dass bei dem Ausdruck „konventionelles Netz“ der Schwerpunkt auf den physischen Infrastrukturen liegt. /BNETZA-17 11/

Smart Grid

Ein Smart Grid liegt dann vor, wenn ein konventionelles Netz um Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten ergänzt wird. Aus dieser Definition lässt sich folgern, dass die Übertragungsnetzebene bereits heute als „smart“ zu bezeichnen ist. Einer der Vorteile eines Smart Grids stellt die optimierte Auslastung der konventionellen Netzinfrastruktur dar. Dies basiert v.a. darauf, dass mehrere Parameter, die bisher in einem konventionellen Netz fixiert waren, veränderbar sind. So können etwa abhängig von den Seiltemperaturen Übertragungskapazitäten erhöht (siehe auch Netzoptimierende Maßnahme „Freileitungsmanagement“) oder Flussrichtungen gemäß der Einspeisesituation über einzelne Leitungsabschnitte hinweg angepasst werden. Smart Grids zielen somit u.a. darauf ab, vorhandene Netzkapazitäten intelligent zu steuern. Dies deckt sich mit dem Bestreben von Netzbetreibern, welche die Bereitstellung, Maximierung und Optimierung von Netzkapazitäten verfolgen. In Bezug auf die Integration von regenerativer, dezentraler Stromerzeugung folgt, dass ein Smart Grid die Bereitstellung der Netzkapazitäten – abhängig von den Faktoren Zeit und Menge – regelt. Perspektivisch bietet dies die Grundlage, dezentralen Anlagen die Teilnahme am Energiemarkt zu ermöglichen, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. /BNETZA-17 11/

Smart Market

Ein Smart Market baut als eigenständiger Bereich auf einem wie oben definierten Smart Grid auf. Die verfügbaren Netzkapazitäten beeinflussen das Angebot im Smart Market, da die handelbare Energiemenge durch die Netzkapazitäten bestimmt wird. Innerhalb eines Smart Markets werden Energiemengen – oder damit verknüpfte Dienstleistungen – zwischen unterschiedlichen Marktakteuren gehandelt. Als Akteur können dabei klassische Marktteilnehmer, wie Erzeuger und Verbraucher, aber auch sich gerade entwickelnde Rollen, wie die des Prosumenten auftreten. Die Abgrenzung zum Smart Grid besteht darin, dass zwischen diesen Akteuren keine netzabhängigen Kapazitäten, sondern Energiemengen gehandelt werden. Hieraus folgt, dass sämtliche Akteure, die Energiemengen liefern oder beziehen sowie Akteure, die Energiemengen und -flüsse durch Effizienzdienstleistungen anpassen, als potenzielle Teilnehmer innerhalb eines Smart Markets zu sehen sind. /BNETZA-17 11/

Aus der Definition von Smart Grid und Smart Market gemäß BNetzA lässt sich festhalten, dass diese zwei verschiedene Bereiche mit gemeinsamen Schnittstellen darstellen. Beide tragen durch eine verbesserte Auslastung zur Optimierung konventioneller Netze bei. Ermöglicht wird dies v.a. durch die Anwendung von verschiedenen IKT-Komponenten. /BNETZA-17 11/, /BNETZA-17 12/

4.3 Definitionen und funktionale Gliederung der IKT in einem Smart Grid

Die IKT eines Smart Grids besteht im Wesentlichen aus den drei Hauptkomponenten Datenerfassung, Datenübertragung und Datenverarbeitung.

Datenerfassung
Die Datenerfassung stellt den ersten Schritt innerhalb eines intelligenten Messsystems dar und wird durch eine Messeinrichtung, ein Kommunikationsgateway sowie einem Sicherheitsmodul umgesetzt. Je nach Gerätekonzept können Messgerät und Gateway u.a. die folgenden Funktionen unterstützen: Messung, Datenspeicherung, Kommunikation, Fernabrechnung und Fernschaltung. Diese können entweder in einem einzelnen Gerät integriert oder durch zwei miteinander verbundene Geräte implementiert sein. Der zweite Fall wird auch als Gateway-Konzept bezeichnet. An ein einzelnes Gateway können unter Voraussetzung der räumlichen Nähe, z. B. in einem Mehrparteienhaus, mehrere moderne Messeinrichtungen angeschlossen werden.

*Ein **intelligentes Messsystem** (iMSys) besteht aus einem oder mehreren modernen Messeinrichtungen (mME), welche die verschiedenen Werte am Netzanschlusspunkt digital aufnehmen sowie einem Smart Meter Gateway inkl. Sicherheitsmodul (SMGW), welches für die Kommunikation mit externen Teilnehmern zuständig ist. Eine Steuerbox ist definitionsgemäß in einem iMSys nicht enthalten.*

Definition

Zur Messung verfügt ein mME über ein elektronisches Messwerk. Dies stellt den Unterschied von bis dato in Haushalten eingesetzten konventionellen Zählern (Ferraris-Zähler) dar, welche über ein elektro-mechanisches oder mechanisches Zählwerk verfügen. Der Vorteil von elektronischen Messwerken gegenüber herkömmlichen liegt vor allem in der Anzahl der messbaren Werte. So können je nach Gerätetyp die folgenden Parameter je Phase erfasst bzw. aus den Werten gebildet werden: Energie, Wirkleistung, Blindleistung, Spannung, Frequenz und tatsächliche Nutzungszeit (Tarifzeit HT/NT). /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/, /BREG-01 15/

Die Fernauslesung der modernen Messeinrichtungen erfolgt über eine Kommunikations-schnittstelle, welche mit dem Gateway verbunden ist. Diese Verbindung stellt das Local Metrological Network (LMN) dar. Über das LMN kann zudem die Datenübertragung zu weiteren modernen Messeinrichtungen im Sinne eines Multi Sparten Meterings dienen. Die Kommunikation zwischen mME und den berechtigten Dritten (z.B. Messdienstleister, Energieversorger) kann entweder als Automatic Meter Reading (AMR) unidirektional oder im Sinne einer Advanced Metering Infrastructur (AMI) bidirektional erfolgen. Aufgrund der IKT-Erschließung von Netzoptimierenden Maßnahmen erfolgt im Folgenden die Betrachtung jeweils als AMI. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Zusätzlich zum Fernauslesen von Verbrauchsdaten ist es bei einer bidirektionalen Kommunikation möglich, dass spezielle Lasten (Elektrische Speicherheizung,

Wärmepumpen etc.) oder Erzeuger (PV-Anlagen, KWK-Anlagen) gesteuert werden und damit mindestens dieselbe Funktion wie die Rundsteuertechnik erfüllen. Voraussetzung dafür ist die Erweiterung des iMSys um eine Steuerbox als zusätzliche Baugruppe. Zudem muss das Gerät über eine Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation verfügen, um eine vom Netzanschluss unabhängige Steuerung durch ein externes Signal zu ermöglichen. /ECOFYS-01 09/, /PTB-01 11/

Beschränkt sich die Anforderung des Verbrauchers auf eine reine zeitabhängige Visualisierung und Speicherung von Messdaten, sind Konzepte für mME ausreichend, welche lediglich die Funktionen Messen und Kommunikation über eine Kundenschnittstelle unterstützen.

Datenübertragung

Neben der Datenerfassung stellt die Datenübertragung den zweiten Teil der IKT-Infrastruktur dar. Hier ist im Allgemeinen die Übertragungstechnologie vom Smart Meter Gateway (SMGW) zum Datenverarbeitungssystem des externen Teilnehmers zu verstehen. Dabei folgt dies dem Prinzip der „sternförmigen Kommunikation“, wodurch unter Vorbehalt der Zugriffsberechtigung die Daten vom SMGW sternförmig an die jeweiligen Berechtigten übermittelt werden. Für diese Übertragung wird als Überbegriff das Wide Area Network (WAN) eingeführt. Es können verschiedene drahtgebundene oder drahtlose Technologien zum Einsatz kommen, wobei auch die Kombination aus verschiedenen Technologien möglich ist. So kann beispielsweise die Datenübertragung über große Distanzen mit Funktechnologie erfolgen, wohingegen die sogenannte „letzte Meile“ (von der Ortsnetzstation bis zum Hausanschluss) drahtgebunden implementiert wird. Bei der Kommunikationstopologie können zwei verschiedene Formen zum Einsatz kommen: Direktverbindungen (Point-to-Point) und Mehrpunktverbindungen (Point-to-Multipoint).

Bei Direktverbindungen werden die Daten des Zählers über das Gateway direkt an das Datenverarbeitungssystem von berechtigten Dritten übertragen. Funkbasierte Technologien nutzen hierfür vorrangig das Mobilfunknetz zur Datenübertragung (GSM/GPRS), wohingegen drahtgebundene Technologien (DSL, Glasfaserkabel, Breitband über TV-Kabel) die Daten über einen Router direkt an das Datenverarbeitungssystem übertragen. Der Router kann dabei entweder im Verantwortungsbereich des Kunden (Kunden-IP-Anschluss) liegen oder es handelt sich um einen Haus-IP-Anschluss, über den Daten unterschiedlicher Wohnungen und Sparten an Datenverarbeitungssysteme der Zuständigen übertragen werden können. /ECOFYS-01 09/, /EY-01 13/

Bei Mehrpunktverbindungen werden im Gegensatz zu Point-to-Point die Daten der Zähler über das Gateway nicht direkt an das Datenverarbeitungssystem übertragen, sondern indirekt über einen zwischengeschalteten Datenkonzentrator. Dieser dient der Speicherung und Konzentration der Daten, bevor diese vorrangig über IP-basierte Kommunikationstechnologien an das nachgelagerte Datenverarbeitungssystem übertragen werden. Die Datenübertragung an den Datenkonzentrator kann entweder drahtlos oder drahtgebunden erfolgen. Im ersten Fall werden die Daten über Nahfunk übertragen, wohingegen im zweiten Fall das Stromnetz als Übertragungsmedium (Power-Line-Communication) dient. /ECOFYS-01 09/, /EY-01 13/

Die Implementierung von Smart Grids erfordert den Einsatz geeigneter Datenübertragungstechnologien. Hierbei stellen verbraucherseitige NoM im Gegensatz zu netzseitigen NoM unterschiedliche Anforderungen an die IKT. Zuverlässigkeit und Echtzeitverhalten ist in Bezug auf netzseitige Maßnahmen mit hoher Priorität einzustufen. Bei NoM, die überwiegend auf Verbraucherdaten basieren, sind die Gebietsabdeckung und Informationssicherheit wichtige Faktoren. Eine Auswahl der möglichen Übertragungstechnologien ist in **Tabelle 4-1** aufgeführt. /VDE-06 15/, /ESK-01 11/

Tabelle 4-1: *Gegenüberstellung möglicher Übertragungstechnologien nach /IEEE-06 11/, /VDE-06 15/*

Technologie	Vorteile	Nachteile
PLC (Power Line Communication)	• Unabhängig von Betreiber • Hohe Erreichbarkeit	• Hoher technischer Aufwand
450 MHz CDMA oder LTE	• Unabhängig von Betreiber • Hohe Verfügbarkeit	• Begrenzte Bandbreite • Ausbau notwendig • Eventuelle Lizenzkosten
LTE ,UMTS,GSM (Mobilfunk)	• Hohe Datenraten • Bis 2030 flächendeckendes Netz wahrscheinlich vorhanden	• Betreiberabhängig • Oft wechselnde Technologien
DSL	• Hohe Datenraten • Konstante Verbindung	• Erschließung ländlicher Gebiete • Betreiberabhängig
WLAN	• Unabhängig • Konstante Verbindung	• Sehr geringe Reichweite
Glasfaser	• Konstante Verbindung • Hohe Datenraten	• Verbreitung der Infrastruktur bisher nur in Städten
Rundsteuer- und Fernwirktechnik	• Einfache Technik • PLC- oder Funk-Technologie möglich	• Beschränkt (nur unidirektional bei Rundsteuertechnik) • Kleine Bandbreite

Die Verwendung der 450 MHz-Frequenz als Übertragungstechnologie für Smart Grid Anwendungen ist zurzeit Gegenstand der Diskussion. In Deutschland wurde das 450 MHz Frequenzband im C-Netz für den analogen Mobilfunk eingesetzt. Nach dessen Stilllegung wurde ein Teil für den Betriebs- oder Bündelfunk vergeben. Seit 2009 steht das Frequenzband als drahtloser Netzzugang zur Verfügung, wodurch ein dienst- und technologieneutraler Einsatz möglich ist. /BNETZA-28 13/

Das 450 MHz Band weist im Vergleich zu anderen Mobilfunkbändern eine geringe Frequenz auf, woraus sich eine große Wellenlänge ergibt. Hierdurch ergeben sich folgende Vorteile:

- Aufgrund der niedrigen Frequenz weisen die Wellen neben der großen Länge auch einen hohen Ausbreitungsradius auf, sodass weniger Basisstationen als im normalen Mobilfunk (GSM, UMTS, LTE) notwendig sind. Global System for Mobile Communications (GSM) wird auf den Frequenzen 900 MHz und 1,8 GHz, Universal Mobile Telecommunications Service (UMTS) auf 1,9 GHz und 2,1 GHz eingesetzt. Long Term Evolution (LTE) war in Deutschland ursprünglich für 800 MHz, 1,8 GHz, 2 GHz und 2,6 GHz vorgesehen. Im Nachhinein wurde zusätzlich das 700 MHz Band für LTE versteigert. Folglich ist die 450 MHz Frequenz deutlich kleiner als die alternativen Bänder.
- Eine weitere Eigenschaft kleiner Frequenzen und der damit verbundenen großen Wellenlängen ist die gute Gebäudedurchdringung. Diese niederfrequenten Wellen erreichen ohne Probleme Kellerräume, in welchen eventuell Kommunikations-Gateways implementiert sind. /CDG-01 13/, /VDE-06 15/

Um diese Vorteile auszunutzen und Daten über die 450 MHz übertragen zu können, sind geeignete Mobilfunktechnologien zu verwenden. Code Division Multiple Access (CDMA450) oder Long Term Evolution (LTE450) werden in diesem Zusammenhang als mögliche Varianten diskutiert. In Zusammenhang mit LTE ist zu nennen, dass dies lediglich auf Datenübertragung basiert, wodurch hohe Übertragungsraten zu erreichen sind. Im Gegensatz hierzu erfolgt bei CDMA für UMTS die Übertragung von Sprache und Daten in getrennten Kanälen. Das 450 MHz Frequenzband kann nun mit CDMA (CDMA450) oder LTE (LTE450) betrieben werden. CDMA2000 ist eine Variante von CDMA und wurde unter anderem für die 450 MHz Frequenz entwickelt. In den USA, China und Indien ist CDMA2000 eine verbreitete Technologie, da eine hohe Sicherheit durch Verschlüsselung und zufällige Codierung erfolgt. LTE hingegen stellt eine relativ neue und innovative Technologie dar, deren Entwicklung stark forciert wird. Die Kombination aus LTE und 450 MHz Band ist Teil aktueller Untersuchungen in Feldtests. /OVUM-01 14/, /VDE-06 15/, /CDG-01 13/

Alternativ zur 450 MHz Frequenz ist die Verwendung des kommerziellen Mobilfunks (LTE, UMTS oder GSM) als Übertragungstechnologie für Smart Grid Anwendungen denkbar. Der Ausbau des neuen Mobilfunkstandards (LTE) begann mit der Versteigerung von Frequenzbändern durch die Bundesnetzagentur im Jahr 2010. Diese war an die Bedingung geknüpft, dass ländliche Regionen in Deutschland zuerst mit dem LTE-Standard abgedeckt werden müssen, da der Standard dort als DSL-Ersatz dienen sollte. Diese Bedingung führt heute zu einer annährend flächendeckenden Verfügbarkeit des LTE-Mobilfunknetzes, wodurch sich die Anwendung als Übertragungstechnologie für die WAN-Kommunikation in einem Smart Grid anbietet. /STUB-01 13/ /VDE-06 15/

Die Abhängigkeit von Mobilfunkanbietern, sich stetig verändernde Übertragungs-technologien sowie die temporäre Vergabe von Lizenzen sind in Bezug auf eine langfristig ausgelegt Planung und Definition von IKT-Standards für die Smart Grid Anwendung nicht förderlich. In einem Positionspapier nennt der VDE daher die Datenübertragung mit 450 MHz Frequenzband in Zusammenhang mit der LTE Technologie als die zukunftsfähigste drahtlose Übertragungstechnologie in einem Smart Grid Umfeld, da dies u.a. einen sicheren Zugang zu den Kellerräumen der Gebäude, eine große Reichweite sowie eine hohe Verfügbarkeit in den anderen EU-Ländern vereint. /VDE-06 15/

Datenverarbeitungssystem

Um die übertragenen Daten verarbeiten zu können, sind für iMSys zusätzliche IT-Systeme nötig. Diese sind bei den Akteuren des Energiemarktes z.B. Netzbetreibern, Messstellenbetreibern oder Lieferanten zu implementieren. Der Aufbau erfordert eine Anpassung bzw. eine Erweiterung bereits bestehender IT-Systeme, um die Daten entsprechend verarbeiten zu können. Die im Rahmen von iMsys neu zu bewältigenden Aufgaben lassen sich in drei voneinander getrennte Bereiche unterteilen: Empfang und Aufbereitung, Verwaltung und Organisation sowie Speicherung und Auswertung der Daten. Darüber hinaus sind bereits vorhandene Backend-Systeme anzupassen, um das gestiegene Datenvolumen verarbeiten zu können (vgl. **Abbildung 4-1**). Dies betrifft nicht nur Software-Komponenten wie z.B. Customer-Relationship-Management (CRM) Systeme, sondern auch die Hardware-Komponenten. So müssen Speichermedien dahingehend angepasst werden, dass sie in der Lage sind, die neuen Datenvolumina zu erfassen und gleichzeitig die Anforderungen an Datenschutz und –sicherheit erfüllen können. /EY-01 13/, /ECOFYS-01 09/

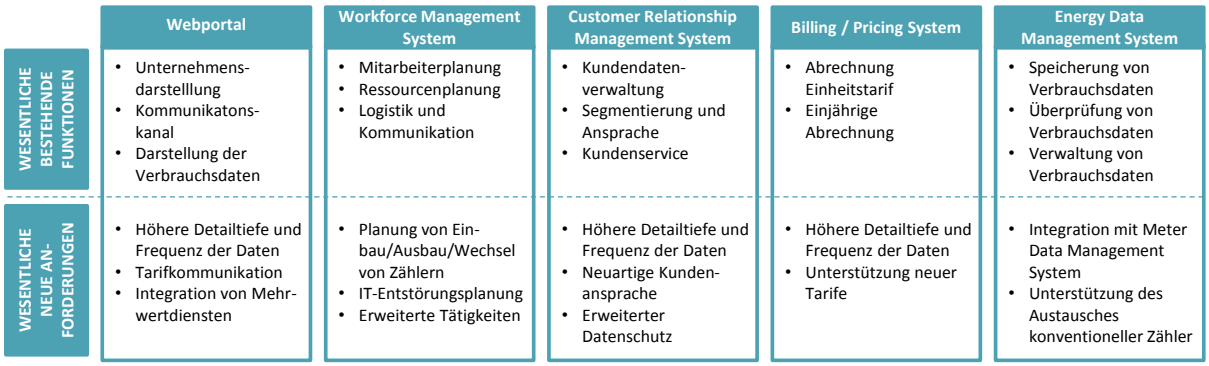


Abbildung 4-1: *Übersicht zu den anzupassenden IT-Systemen zur Umsetzung von iMSys, eigene Darstellung nach /EY-01 13/*

Die in der Literatur und bei den Herstellern von IT-Systemen zu findenden Bezeichnungen für die IT-Systeme zur Unterstützung von iMSys sind nicht einheitlich gewählt. Vielmehr werden für die gleichen Funktionen unterschiedliche Begriffe verwendet. Eine sehr detaillierte Darstellung der einzelnen Komponenten und Funktionen von IT-Systemen für mME ist in der Studie „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ von Ernst & Young gegeben und wurde darum als Grundlage für die nachfolgende Beschreibung gewählt. /EY-01 13/

Die drei Aufgaben, welche von neu zu implementierenden IT-Systemen erfüllt werden müssen, können mit Head End -, Meter Management - und Meter Data Management Systemen umgesetzt werden (siehe **Abbildung 4-2**).

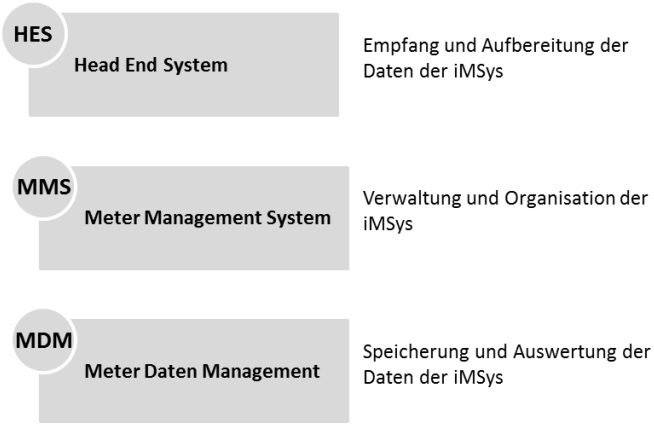


Abbildung 4-2: *Bestandteile der neu einzuführenden IT-Systeme für die intelligenten Messsysteme, nach /EY-01 13/*

Head End Systeme (HES) stellen die Schnittstelle zwischen den Akteuren des Energiemarktes und der im Feld befindlichen Systemkomponenten der Smart Meter Infrastruktur dar. Das HES empfängt die Messdaten der einzelnen Zähler oder Gateways, bereitet diese auf und leitet sie an die nachgelagerten IT-Systeme weiter. Die Datenaufbereitung schließt eine Plausibilisierung mit ein. Das HES leitet Daten nicht nur in eine Richtung weiter, sondern ist auch in der Lage Daten wie z.B. Tarifanreize an den mME bzw. das Gateway des Kunden zu kommunizieren. /EY-01 13/

Meter Management Systeme (MMS) dienen der Verwaltung und Organisation der bei den Endkunden eingesetzten mME. Sie stellen Daten zum Zustand der Zähler und der Datenlieferung bereit und verwalten die Daten entsprechend. Sie sind in der Lage, Störungen und Fehlerursachen zu identifizieren und können Signale zur Störungsbehebung zentral koordiniert aussenden. Im Rahmen des Einbaus werden MMS auch zur Konfiguration der Endgeräte, z.B. zur Ersteinstellung der Zählervariante oder der Anschlussart herangezogen. Zudem können während des Betriebs mögliche Konfigurationsanpassungen zentral gesteuert werden. Des Weiteren verarbeiten und speichern MMS für Wartungszwecke relevante Informationen wie Einbauzeitpunkt und Eichdauer. /EY-01 13/

Meter Data Management (MDM) Systeme stellen die Zentrale von iMSys dar und können als Weiterentwicklung bereits vorhandener Energiedaten Management (EDM) Systeme oder Zählerfernauslesesysteme gesehen werden. Die Aufgaben, die von MDM-Systemen erfüllt werden, umfassen die Validierung, Verarbeitung, Speicherung und langfristige Bereitstellung der Messdaten. Durch die Unterstützung von Monitoring- und Reportingfunktionen stellen MDM-Systeme auch die Grundlage für Verbrauchsprognosen und –analysen dar. /EY-01 13/

4.4 Intelligente Messsysteme zur Digitalisierung der Energiewirtschaft

Die massive Veränderung der Energieerzeugungsstruktur in Deutschland resultiert u.a. in einem Anpassungsbedarf der Mess-, Kommunikations- und Datenverarbeitungstechnologien. Ein zentrales Element ist dabei die Erfassung des Netzzustands an möglichst vielen Stellen, um beispielsweise Engpässe zu erkennen und diesen entgegenzuwirken. Als Echtzeit-Messwerte können exemplarisch die Erzeugung, der Verbrauch und die lokale Netzspannung genannt werden.

In Europa ist der Rollout in den skandinavischen Ländern sowie in Italien am weitesten vorangeschritten. Neben der politischen Motivation ist die Unterbindung von Stromdiebstahl als Treiber für die flächendeckende Einführung von mME zu sehen. Die Erfahrungen, die in den Nachbarstaaten durch die Einführung von modernen Messeinrichtungen erlangt wurden, können den geplanten Rollout in Deutschland unterstützen. /HART-01 10/

4.4.1 Gesetzlicher Rahmen und aktueller Zeitplan des Rollouts

Der flächendeckende Einsatz von iMSys ist politisch gewollt und wird daher dementsprechend forciert. Die Bundesregierung verfolgt im Rahmen des Rollouts grundsätzlich zwei Ziele: *„Die vielseitige Einsetzbarkeit zur Maximierung des gesamtwirtschaftlichen Nutzen einerseits, und andererseits die Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit.“* /BRG-01 15/ Die Verbraucher entwickeln sich in Zukunft von passiven Teilnehmern hin zu sogenannten „Prosumenten“, die aktiv das Stromversorgungssystem mitgestalten. Die hierfür notwendige IKT-Infrastruktur wird durch den Rollout von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen bereitgestellt. /BRG-01 15/

In **Abbildung 4-3** sind politische Entscheidungen, die den Rollout von intelligenten Messsystemen geprägt haben, zusammengefasst. Initiiert wurde die Einführung von iMSys auf europäischer Ebene durch das *EU-Binnenmarktpaket Energie 2009/72/EG*. Darin sind grundsätzlich alle Mitgliedsstaaten aufgerufen, intelligente Messsysteme zur Steigerung der Energieffizienz unter der Prämisse der wirtschaftlichen Vertretbarkeit einzuführen. Um dies zu prüfen, hat die Bundesregierung eine Kosten/Nutzen-Analyse in Auftrag gegeben. Eine der zentralen Erkenntnisse dieser Analyse ist, dass ein flächendeckender Rollout in Deutschland nur unter der Vermeidung unverhältnismäßig hoher Kosten durchzusetzen ist. /BSI-01 15/, /EY-01 13/

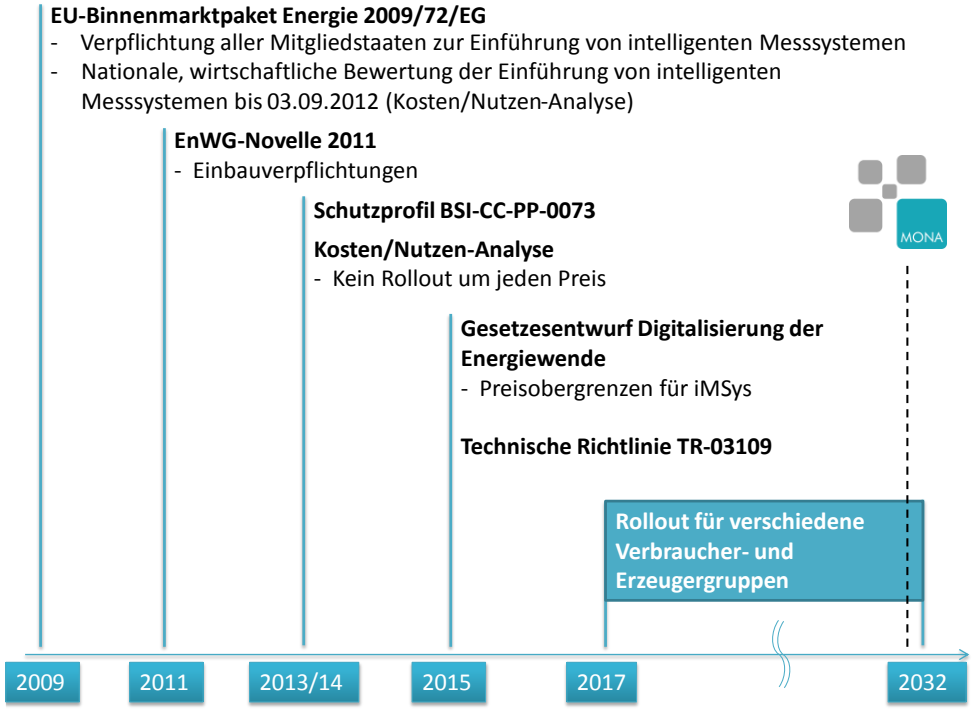


Abbildung 4-3: *Zeitliche Entwicklung des Rollouts in Deutschland nach /SWM-01 16/, /BRG-01 15/, /BMWI-14 15/, /BSI-01 15/*

Parallel zu der Kosten/Nutzen-Analyse erarbeitete das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) Schutzprofile (BSI-CC-PP-0073, BSI-CC-PP-0077) und die Technische Richtlinie TR-03109-X. Die Schutzprofile, welche u.a. die sicherheitstechnischen Anforderungen an die Komponenten definieren, die Technische Richtlinie zur Definition der funktionalen Anforderungen sowie die Kosten/Nutzen-Analyse fließen

in den Gesetzentwurf zur Digitalisierung der Energiewende durch die Bundesregierung ein (vgl. **Abbildung 4-4**). /BSI-01 15/

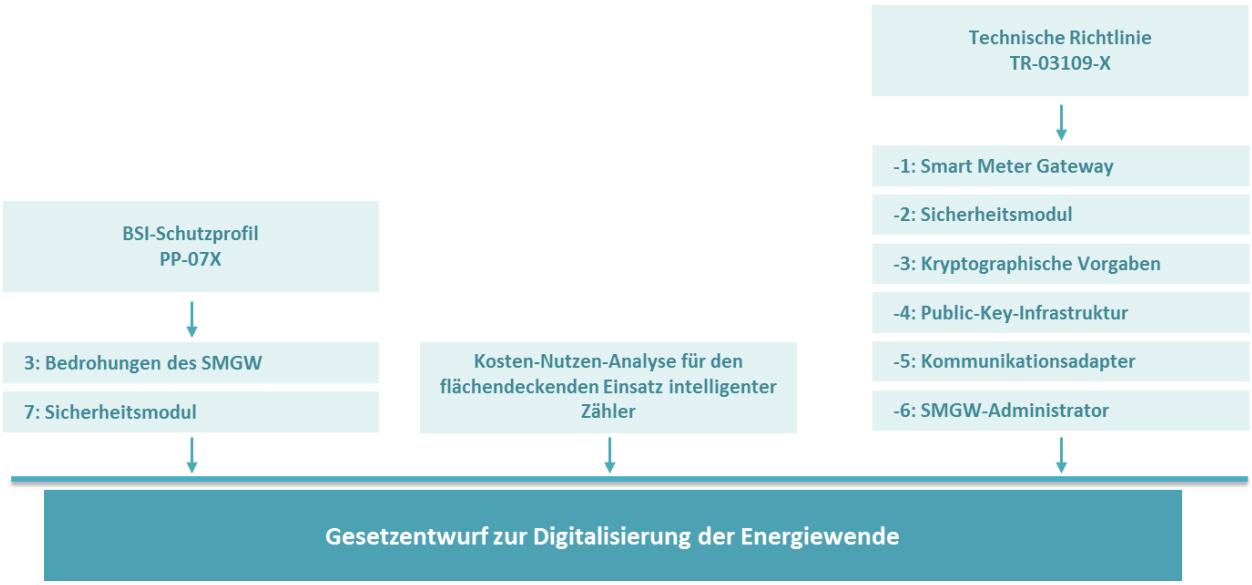


Abbildung 4-4: *Einfluss auf den Gesetzesentwurfs zur Digitalisierung der Energiewende nach /BRG-01 15/*

Trotz der EU-Verordnung von 2009 hat die Bundesregierung vom verpflichtenden flächendeckenden Einbau intelligenter Systeme für alle Teilnehmer abgesehen und einen Gesetzentwurf vorgelegt, welcher die Wirtschaftlichkeit und Zumutbarkeit von Investitionen vor allem für Endkunden durch Preisobergrenzen sichern soll. Dabei gilt die Zielvorgabe, dass das Einsparpotenzial für den Verbraucher die zusätzlichen Kosten durch den Einbau von iMSys größtenteils kompensiert. Mit dem Start im Jahr 2017 soll der Rollout bis 2032 abgeschlossen sein. Die in diesem Projekt zu analysierenden Netzoptimierenden Maßnahmen werden in Hinblick auf das Jahr 2030 betrachtet. Hier sollte der geplante Rollout annähernd abgeschlossen sein.

In **Abbildung 4-5** ist der zeitliche Plan für den Einbau von mME bzw. Messsystemen für verschiedene Verbraucher- und Erzeugergruppen dargelegt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hatte zunächst das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ vorgelegt, worauf aufbauend die Bundesregierung im Gesetzesentwurf zur „Digitalisierung der Energiewende“ den Rollout-Plan veröffentlicht hat. Neben der zeitlichen Einteilung des Akteurs spezifischen Rollouts enthält die Darstellung die zugehörigen Preisobergrenzen pro Jahr. /SWM-01 16/, /BMWI-14 15/, /BRG-01 15/

Die Prämissen für die Umrüstung der Messstellen sind nach /BRG-01 15/ die „technische Möglichkeit“ sowie die „wirtschaftliche Vertretbarkeit“. Der wirtschaftliche Aspekt wird dabei von der Preisobergrenze für die jeweilige Messstelle abgedeckt, wohingegen die technische Möglichkeit beim Vorhandsein von drei Anbieter von intelligenten Messsystemen erfüllt ist.

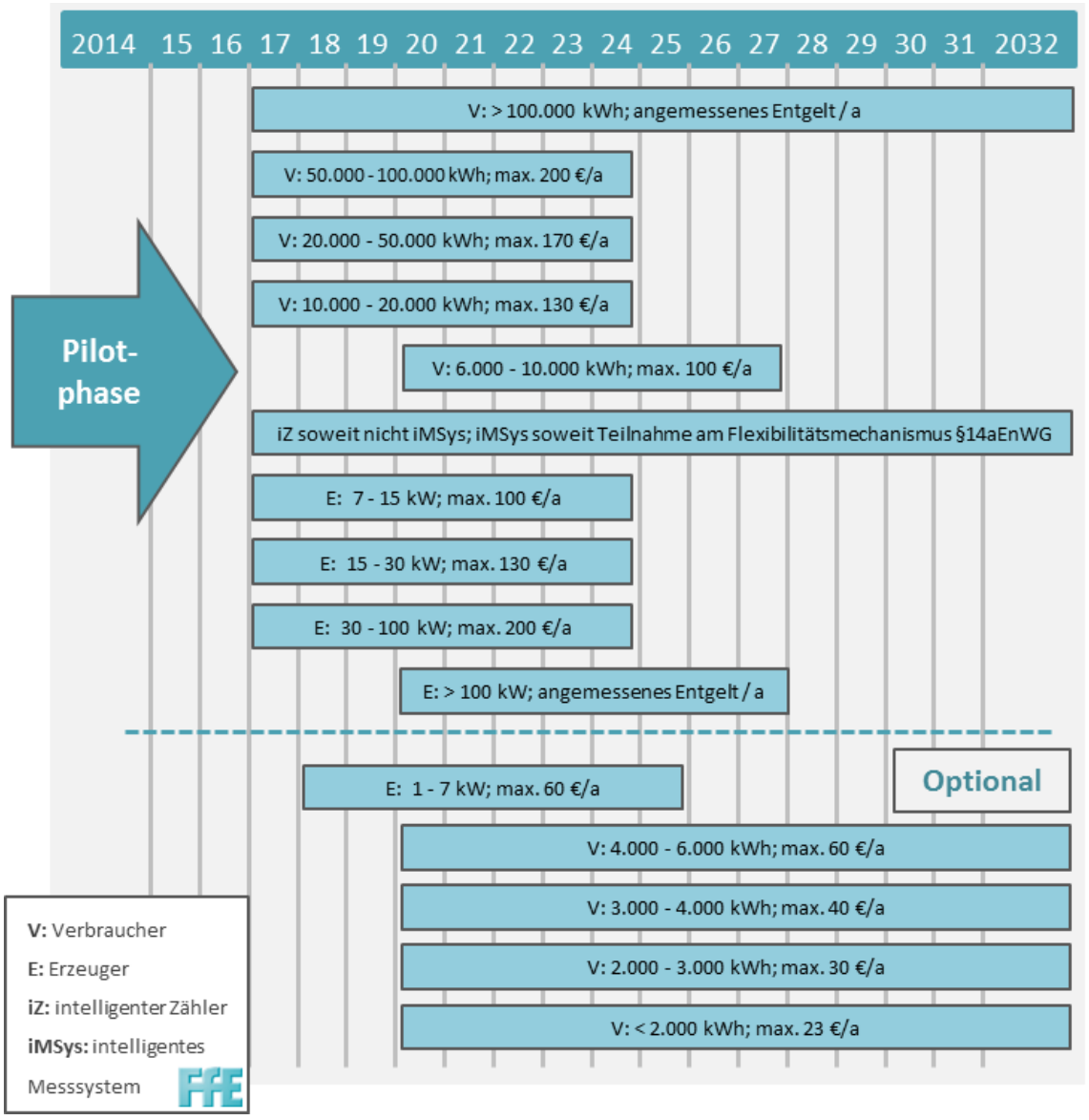


Abbildung 4-5: *Geplanter Rollout von intelligenten Messsystemen nach /BRG -01 15/, /BMWI-14 15/, /BRG-01 16/*

Alle Neubauten und Gebäude nach größeren Renovierungsmaßnahmen (gemäß Richtlinie 2010/31/EU) für die kein iMSys (nach Abbildung 4-5) vorgesehen ist, sind unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit mit einem mME auszustatten. Dadurch wird gewährleistet, dass eine nachträgliche Erweiterung mit einem Smart Meter Gateway zu einem iMSys möglich ist. Diese Regelung tritt ebenso ab dem Jahr 2017 in Kraft und ist bis 2032 gültig. Der in der Abbildung aufgeführte Flexibilitätsmechanismus wird in §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wie folgt definiert: *„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf*

Geheiß des Netzbetreibers erfolgen“. /BMJV-01 09/ Vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sind folglich mindestens mit einem iMSys für den netzdienlichen Einsatz auszustatten.

*Die Anzahl der Zählpunkte in Deutschland wird vorraussichtlich von derzeit **46,9 Millionen** auf **49,9 Millionen** in 2030 ansteigen. Gemäß den Szenarien in der Kosten-Nutzen-Analyse sind bis 2030 ca. 13,5 Millionen iMSys zu implementieren. Dies entspricht einer **Rolloutquote von 27,1 %.** In der dena-Smart-Meter-Studie erfolgt eine Anpassung der Szenarien, wodurch bis 2030 eine **Rolloutquote von 100 %** durch die Implementierung von 15,0 Millionen iMSys und 34,9 Millionen mME vorgeschlagen wird.* /DENA-07 14/

Weiterführendes Wissen

Die Speicherung und Übertragung von Messdaten aus Haushalten, aber auch aus der Industrie, wirft das Thema Datenschutz bzw. Datensicherheit auf. Messwerte aus Privathaushalten dürfen nicht an Unberechtigte gelangen, da sensible Abrechnungsdaten manipuliert oder Rückschlüsse auf das Verhalten der betroffenen Personen gezogen werden können. Die Gewährleistung von Datenschutzstandards ist ein wichtiger Aspekt für die gesellschaftliche Akzeptanz des Rollouts.

Anforderungen an den Datenschutz

In Bezug auf die Anforderungen zu Datenschutz und -sicherheit wird innerhalb des EnWG auf zwei Dokumente verwiesen: Das Schutzprofil für die Kommunikations-einheit eines iMSys für Stoff- und Energiemengen des Bundesamtes für Sicherheit sowie die Technische Richtlinie TR-03109 für Messsysteme, deren Erarbeitung ebenfalls dem BSI obliegt. Innerhalb von § 21e EnWG wird darauf verwiesen, dass nur solche Messsysteme verwendet werden dürfen, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und den Anforderungen von Schutzprofilen hinsichtlich der Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und der Interoperabilität genügen. Der Einbau von Messsystemen setzt gemäß § 21e Abs. 4 EnWG voraus, dass die Einhaltung der Anforderungen gemäß Schutzprofil in einem Zertifizierungsverfahren festgestellt wurde. Der Verweis auf die Technische Richtlinie erfolgt in § 21i EnWG.

Schutzprofile dienen dazu, Bedrohungen für den sicheren Betrieb aufzuzeigen und darauf aufbauend Mindestanforderungen für den sicheren Betrieb festzulegen. In Bezug auf das Kommunikationsgateway von iMSys fokussiert sich das Schutzprofil auf die Mindestanforderungen an die Kommunikationsschnittstellen. Diese sicherheits-technischen Anforderungen sind von jedem Gateway zu erfüllen. Die Technische Richtlinie ergänzt das Schutzprofil, indem die getroffenen Sicherheitsanforderungen näher festgelegt und funktionale Vorgaben für die Gewährleistung der Interoperabilität der einzelnen Komponenten eines Messsystems vorgegeben werden. /BSI-01 15/

4.4.2 Implementierung intelligenter Messsysteme im Haushalt

Die zeitlich gestaffelte Einführung von iMSys soll für die im vorherigen Abschnitt genannten Verbraucher- und Erzeugergruppen nach aktuellem Stand bis 2032 abgeschlossen sein. Die praktische Implementierung eines iMSys und die Aufgaben von Smart Meter Gateway (SMGW), Gateway Administrator (GW Admin) und der Steuerbox werden im Folgenden näher ausgeführt.

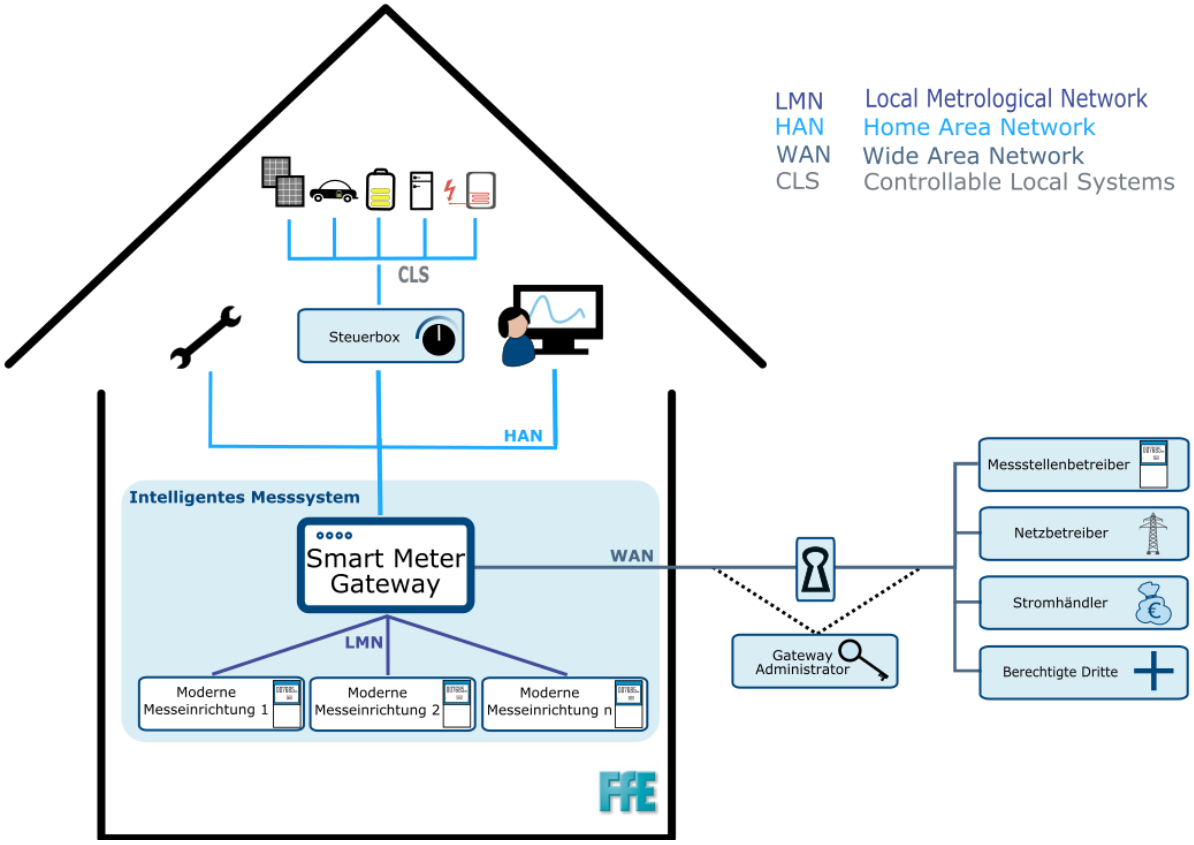


Abbildung 4-6: *Einbindung eines iMSys in einem Smart Grid*

Die schematische Übersicht in **Abbildung 4-6** zeigt eine Aufstellung der Komponenten und Akteure eines iMSys im Haushalt. Modernen Messeinrichtungen für Strom, Gas und Wasser sind über eine Kommunikationsverbindung (LMN) mit dem Smart Meter Gateway verbunden. Die durch den mME aufgenommenen Daten können somit bspw. durch den Messstellenbetreiber fernausgelesen werden, wodurch die Fernabrechnung erfolgen kann. Zudem sind Werte über die lokale Spannung und Leistung abrufbar. Für die Implementierung des LMN sind verschiedene Standards vorhanden: Mögliche lokale Kommunikationsarten zwischen mME und SMGW über das LMN sind neben Bus-Systemen (z.B. KNX, M-Bus, Mod-Bus etc.) oder optischer Übertragung (Infrarot, Lichtimpulse etc.) auch kabellose Technologien (Wireless M-Bus). Neben der LMN-Schnittstelle verfügt das SMGW zusätzlich noch über eine Schnittstelle für das Home Area Network (HAN). Dies ist zum einen für den Letztverbraucher zur Visualisierung des Lastprofiles geeignet. Weiterhin ermöglicht die HAN-Schnittstelle einem Service Techniker den Zugang zum SMGW zur Entstörung und Problembehebung. Zudem sind Controllable-Local-Systems (CLS) wie beispielsweise Komponenten die im Demand-Side-Management integriert sind, über eine Steuerbox im HAN integriert. Neben dem LMN und HAN stellt das Wide-Area-Network (WAN) die dritte Schnittstelle des SMGW dar.

Das WAN stellt die sternförmige Verbindung zwischen berechtigten Stellen und dem SMGW her, wobei der Gateway Administrator für die Erteilung der Datenberechtigung zuständig ist. Gemäß § 49 Abs. 2 des Gesetz zur Digitalisierung der Energiewirtschaft ist der Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Bilanzkoordinator, Blianzkreisverantwortliche, Direktvermarktungsunternehmer nach EEG, Energielieferanten sowie Dritte mit Zustimmung des Anschlussnutzers für den Umgang mit den personenbezogenen Daten berechtigt.

Smart Meter Gateway
Das SMGW stellt die zentrale Kommunikationseinheit dar, welche die unterschiedlichen Netzwerke miteinander verknüpft. Wichtig dabei ist die physische und logische Trennung der Kommunikationsnetze, um die Sicherheitsanforderungen zu gewährleisten. /BSI-01 15/

Zwei Schutzprofile des BSI beschreiben die grundsätzlichen Anforderungen an das SMGW: Im BSI-CC-PP-0073 sind mögliche Bedrohungen und daraus resultierende verpflichtende Sicherheitsmaßnahmen enthalten. Für jede der drei Schnittstellen (HAN, WAN und LMN) sind die sicherheitstechnischen Anforderungen beschrieben. Des Weiteren ist die Bedrohungslage entweder durch lokale Angreifer oder durch Angreifer über eines der Kommunikationsnetze dargelegt. Grundsätzlich ist ein einheitlicher Sicherheitsstandard für alle SMGWs sowie eine flexible Upgrade-Möglichkeit zu empfehlen. Das Schutzprofil BSI-CC-PP-0077 definiert im Weiteren ein Sicherheits-modul, welches einen Verschlüsselungs-Standard verlangt und dabei Teil des Smart Meter Gateways ist. /BSI-03 14/, /BSI-01 15/

Neben den Schutzprofilen beschreibt die Technische Richtlinie TR-03109-1 die funktionalen Anforderungen an das SMGW. Insbesondere sind technische Vorgaben für das LMN, WAN und HAN enthalten. /BSI-01 15/

Gateway Administrator
In Abbildung 4-6 ist der Gateway Administrator als Bindeglied zwischen dem SMGW und den Zuständigen bzw. externen Marktteilnehmern dargestellt. Zu den Aufgaben des Administrators gehören Inbetriebnahme, Betrieb, Wartung und Konfiguration des Smart Meter Gateways. Diese Tätigkeiten lassen sich grundsätzlich in fünf Anwendungsfälle untergliedern. Diese sind in **Tabelle 4-2** zusammen mit den zugehörigen Aufgaben des Gateway Administrators aufgeführt. Als Gateway Administrator kommen neben dem Messstellenbetreiber auch externe Dienstleister in Frage. Für kleine Netz- bzw. Messstellenbetreiber ist die Aufgabe der Gateway Administration unter Umständen auf Grund mangelnder Kapazität aus wirtschaftlicher Sicht schwierig zu gestalten. So gehen Branchenexperten erst ab 150.000 bis 300.000 iMSys von einer wirtschaftlichen Darstellbarkeit in Bezug auf die Smart Meter Gateway Administration aus. /BWK-03 16/, /BSI-02 14/

Tabelle 4-2: *Aufgaben des Smart Meter Gateway Administrator nach /BSI-02 14/*

Kategorie	Aufgaben
Dienste	• Zeitsynchronisation • Empfangen und Ausliefern von Messwerten • Empfang von SMGW Alarmierungen und Benachrichtigungen • Kommunikation zwischen externen Marktteilnehmern und CLS • Firmware-Download
Administration & Konfiguration	• Aktualisierung der Firmware des SMGW • Einfügen, Löschen oder Lesen von Profilen • Schlüssel-/Zertifikationsmanagement • Wake-Up Paket • Verwaltung des Verbraucher Log
Monitoring	• Auswerten von SMGW-Nachrichten (Status-, Fehler- und Alarmmeldungen) • Lesen und Speichern des SMGW-Log • Selbsttest des SMGW anstoßen • Führen des SMGW Admin-Logs
Unterstützung der Messwertverarbeitung	• Weiterleitung von Messwerten (tarifierte Messwerte, Zählerstandsgänge, Netzzustandsdaten, Ist-Einspeiseleistung) • Abruf von Messwerten im Bedarfsfall • Tarifstufenwechsel
Fehlerbehandlung	• Führung des Admin-Logs

Steuerbox

Optional kann das iMSys um eine Steuerbox erweitert werden. Diese empfängt und verarbeitet Signale von externen Teilnehmern über das WAN, SMGW und HAN und steuert damit die CLS. Zu diesen können Verbraucher (Haushaltsgeräte, E-Fahrzeuge, Wärmepumpen, etc.) sowie Erzeuger (KWK-Anlagen, PV-Anlagen etc.) zugeordnet werden. Die Implementierung von Steuerboxen ist nicht im Rollout-Plan aus Abschnitt 4.4.1 enthalten, weshalb die Entscheidung einer Erweiterung des iMSys individuell zu treffen ist. Es erscheint jedoch als empfehlenswert, Steuerboxen bei entsprechenden Verbrauchs- bzw. Erzeugergruppen parallel zu dem iMSys zu integrieren, wodurch der potenzielle Nutzen der implementierten IKT-Infrastruktur gesteigert werden kann. Vor allem in Hinblick auf die Einbindung von Netzoptimierenden Maßnahmen resultiert aus der Integration einer Steuerbox ein erhöhter Anwendungsbereich auf Erzeuger- und Verbraucherseite. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) des VDE entwickelt derzeit Lastenhefte, die den Aufbau und Funktionen einer Steuerbox beschreiben, um eine Standardisierung für Hersteller zu erreichen. /VDE-02 16/ Aktuell liegt allerdings der Fokus mehr auf der Gestaltung des iMSys und dessen Komponenten, wodurch in Bezug auf die Anforderungen an eine Steuerbox wenig veröffentlichte Vorgaben existieren. /DENA-07 14/

4.5 IKT-Bedarf von Netzoptimierenden Maßnahmen

Der IKT-Bedarf der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen wird im Projekt MONA 2030 als ein Kriterium in der Kategorie „Technologie“ des Morphologischen Kastens analysiert. **Abbildung 4-7** ordnet die NoM in die drei Kategorien „Kein IKT-Bedarf“, „Reiner Informationsabruf / Steuersignal“ und „Kommunikation“ ein. Eine explizite Beschreibung des jeweiligen IKT-Bedarfs ist in den einzelnen Kapiteln der Netzoptimierenden Maßnahmen enthalten.

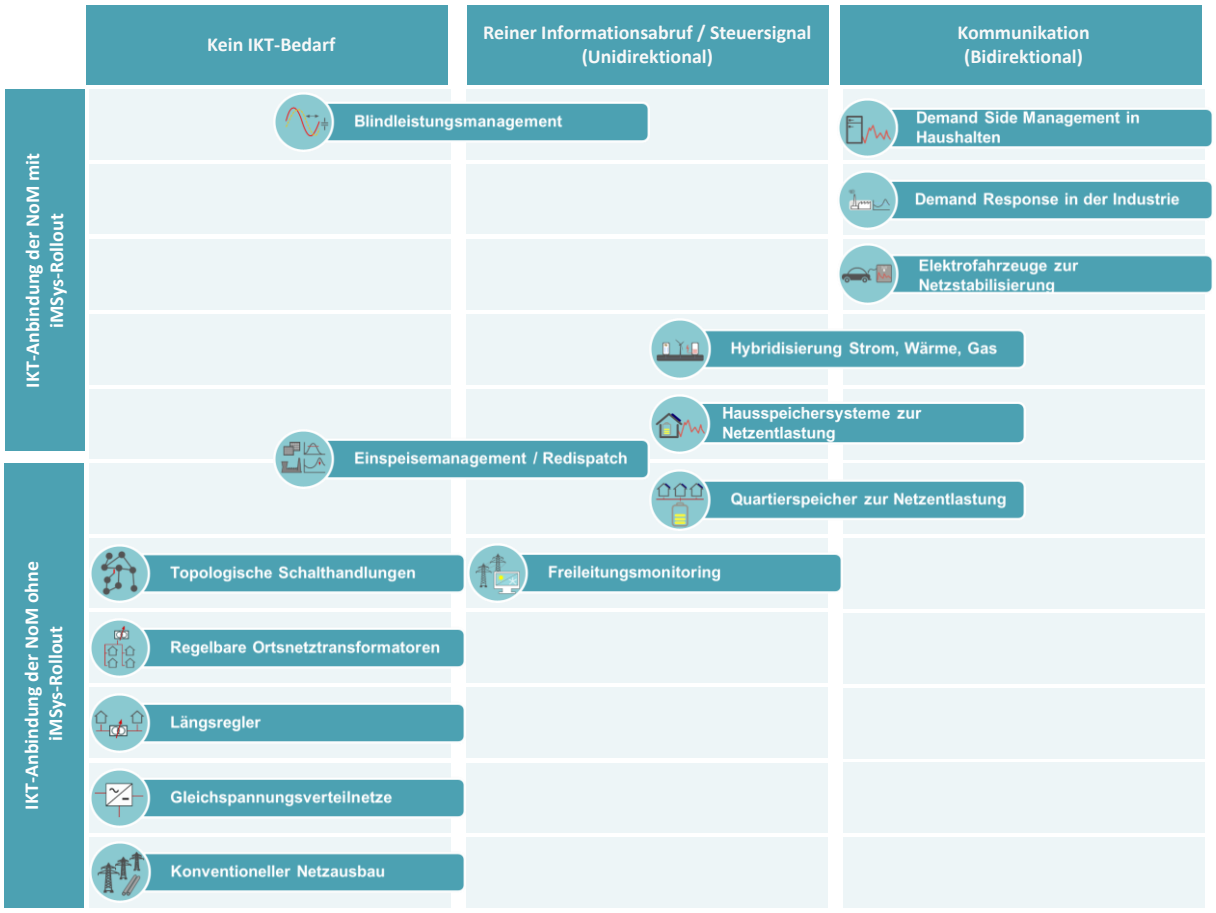


Abbildung 4-7: *Einordnung der NoM hinsichtlich deren IKT-Bedarf sowie Anbindung an den geplanten Rollout von iMSys*

Neben der Ausprägung des IKT-Bedarfs erfolgt eine Einteilung der NoM hinsichtlich deren Potenzial, den geplanten Rollout von mME bzw. Messsystemen als IKT-Grundlage zu nutzen. Es ist vorab festzustellen, dass eine Vielzahl der NoM mit IKT-Bedarf die durch den beschriebenen Rollout neu geschaffene IKT-Infrastruktur nutzen können, woraus sich Synergieeffekte generieren.

4.5.1 Rollout intelligenter Messsysteme als Basis für die IKT-Anbindung

Auf Basis von Abbildung 4-7 können die folgenden Netzoptimierenden Maßnahmen vollständig oder zumindest teilweise auf der IKT-Infrastruktur des iMSys aufbauen. Es besteht jedoch bei einigen NoM die Notwendigkeit, das vorhandene System um zusätzliche Komponenten wie Steuerbox oder weitere mME für die Abrechnung zu erweitern.

Demand Side Management (DSM) in Haushalten
Um DSM in Haushalten als NoM einsetzen zu können, ist eine bidirektionale IKT-Anbindung der CLS erforderlich. Hierfür stehen u.a. Kühlgeräte, Trockner, Wasch- oder Spülmaschinen zur Verfügung. Die Betrachtung von elektrischen Heizungen findet dabei in der Netzoptimierenden Maßnahme „Hybridisierung Strom, Wärme und Gas“ im Bereich Power2Heat statt.

Für die Umsetzung von DSM ist an den entsprechenden Anlagen die Temperatur in den Kühlgeräten, der Beladungszustand von Waschmaschine und Trockner etc. zu ermitteln und dem Zuständigen als Bereitschaftssignal für den Einsatz von DSM zu übermitteln. Die hierfür notwendige Kommunikation kann über das SMGW erfolgen, insbesondere über das HAN zum SMGW und anschließend über das WAN zum externen Akteur. Als potenzieller Akteur kommt hierfür ein Aggregator, ein EVU oder ein externer Dienstleister in Frage. Dieser speichert und verarbeitet die Daten und entwickelt mit diesen eine Regelung für die optimale Netzauslastung, wobei marktgetriebene Anreize für den Einsatz von DSM zur Netzoptimierung nicht berücksichtigt werden. Steuerbefehle an die CLS werden ebenso über das SMGW und mit Hilfe einer Steuerbox im Haushalt verarbeitet, wobei für die Abrechnung ein zusätzlicher mME notwendig sein könnte.

Demand Response in der Industrie
Demand Response in der Industrie wird zurzeit vom Übertragungsnetzbetreiber zur Frequenzhaltung durch Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Ein Industriebetrieb stellt hierbei einem externen Vermarkter Teile seiner Anlagen z.B. zur Aluminium-Elektrolyse, Lüftung, Druckluft, Beleuchtung oder Kraft-Wärme-Kopplung zur Verfügung, um sie als teil eines größeren Pools im Regelleistungsmarkt anzubieten. Die hierfür notwendige bidirektionale Kommunikation wird derzeit in der Regel durch eine Kommunikationsbox realisiert. Über diese wird neben der aktuellen Last der Industrieanlagen auch ein Freigabe-Signal an den Vermarkter gesendet. Auf Basis des übermittelten Steuerbefehles des Vermarkters sowie der letztendlichen Freigabe durch das Unternehmen erfolgt die Regelung der Industrieanlage. Die Übertragung der Daten und Befehle zwischen Industriebetrieb und Vermarkter wird unter anderem durch das Mobilfunknetz oder den Internetanschluss des Unternehmens umgesetzt. /FFE-05 16/

Nach § 31 des „Entwurfs des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ der Bundesregierung werden alle Verbraucher über 100 MWh pro Jahr innerhalb von 16 Jahren mit einem iMSys ausgestattet. /BRG-01 15/ In diese Verbrauchskategorie lassen sich viele Industriebetriebe einordnen. Ob sich die bestehende IKT für die Umsetzung von Demand Response in der Industrie durch das neu zu implementierende iMSys für die Erschließung als NoM als überflüssig erweist, wird sich erst im Laufe der ersten Rolloutmaßnahmen und praktischen Erfahrungen ergeben.

Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung

Bei dem Einsatz von Elektrofahrzeugen als Netzoptimierende Maßnahme ist zu unterscheiden, ob es sich um private oder öffentliche Ladepunkte handelt. Für beide Varianten ist eine bidirektionale Kommunikation erforderlich. An privaten Ladepunkten angeschlossene Elektrofahrzeuge sind zukünftig zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung einsetzbar. Das geschieht durch gezieltes Verschieben von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge. Im Ausblick auf 2030 können private Ladepunkte auf die IKT-Infrastruktur des Rollouts für iMSys aufbauen. Das gesteuerte Laden durch einen berechtigten Dritten, z.B. des Netzbetreibers, ist über das SMGW und einer Steuerbox möglich. Zudem erscheint es als wahrscheinlich, dass für die Abrechnung noch ein zusätzlicher mME eingesetzt werden muss. Neben der Ansteuerung durch einen externen Teilnehmer ist es weiterhin denkbar, dass die Ladestation die aktuelle Spannung am Hausanschluss über den mME erfasst und entsprechend des lokalen Spannungsverlaufes den Ladevorgang des Elektrofahrzeugs anpasst. In diesem Fall ist ein IKT-Ausbau zu einem externen Dritten nicht notwendig.

Neben den privaten Ladepunkten ist das Einbinden von öffentlichen Ladesäulen zur Netzoptimierung möglich. Dies wird bereits in einigen Demonstrationsprojekten wie „ePlanB“ erprobt. Die im Projekt betrachteten Ladesäulen stehen dem Netzbetreiber als vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtung zur Leistungsbegrenzung zur Verfügung. Bei einem Engpass sendet der Netzbetreiber somit einen Abschaltbefehl an den Ladesäulen-Operator, der diesen in seine Regelstrategie direkt integriert. Die Übertragungstechnologie ist in diesem projektspezifischen Fall der Tetra-Funk, um eine sichere Übertragung zu gewährleisten. Die Datenverbindung zwischen dem Ladesäulen-Operator und der Säule wird über Mobilfunk (GPRS) realisiert. /FFE-10 16/

Exkurs: Status Quo der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen

In ersten System-Lösungen, wie zum Beispiel dem "Digital Charging Service" von BMW (In Serie ab 3/2017) wird die Kommunikation von einem OEM-Backend über DSL zu kundenseitigen Router und von dort zur Wallbox an der Ladestelle eingesetzt. Fahrzeugseitige Informationen können über die vorhandene GSM-Anbindung der Fahrzeuge an das OEM-Backend übertragen werden. Somit ist eine umfassende Lade-Fahrplanoptimierung für den Kunden bereits heute möglich. Mit Einführung der bidirektionalen Ladekommunikation gemäß ISO/IEC 15118 werden sich die Optimierungsmöglichkeiten weiter verbessern lassen.

Über die bereits erwähnte GSM-Anbindung von Elektrofahrzeugen kann bereits heute eine einfach strukturierte Ladesteuerung ausgehend vom OEM-Backend zu minimalen Kosten vorgenommen werden. Dieses Verfahren wurde im 18-Monatigen Pilotbetrieb des Projektes "Charge Forward" (BMW, Pacific Gas & Electric) im Großraum San Francisco, USA, erfolgreich erprobt.

Die Verwendung einer Steuerbox zur Ermöglichung eines gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen ist nicht grundsätzlich erforderlich: über das SMGW übermittelte Steuerungssignale können direkt von einer vernetzten Wallbox umgesetzt (bei Basis-Ladekommunikation nach IEC 61851) oder nach ISO/IEC 15118 künftig an das Elektrofahrzeug geleitet werden.

Nur beim Laden ohne Wallbox an einer Haushaltssteckdose oder einem Drehstromsteckdose und Elektrofahrzeugen mit inkompatiblen oder gänzlich fehlenden Kommunikationsmöglichkeiten erscheint eine Steuerbox notwendig.

Gemäß §48 GDEW sind Elektrofahrzeuge noch von den Vorschriften des Gesetzes bis zum 31.12.2020 befreit, somit sind die aufgezeigten Lösungen noch bis zu diesem Datum bei netzdienlichen Ladesteuerungen zulässig.

Hybridisierung Strom, Wärme, Gas

Die Netzoptimierende Maßnahme „Hybridisierung Strom, Wärme, Gas“ ist grundsätzlich in die zwei Unterkategorien „Power2Heat“ (Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor) und „Power2Gas“ (Kopplung zwischen Strom- und Gassektor) einteilbar.

Power2Heat als Teil der NoM „Hybridisierung Strom, Wärme, Gas“

In die Kategorie Power2Heat (P2H) lassen sich u.a. Wärmepumpen und Heizstäbe für Warmwasserspeicher, elektrische Speicherheizungen sowie Elektrodenkessel zusammenfassen. Die systematische Unterscheidung erfolgt hinsichtlich des Einsatzes in privater Umgebung mit kleiner Leistungsklasse und Großanlagen. Anwendungen mit großer Leistung zur Dampferzeugung oder Einspeisung in das Fernwärmenetz sind häufig in eine Kraftwerksumgebung (Leitwarte) eingebunden, wodurch eine bidirektionale Kommunikation bereits vorhanden ist. Im Gegensatz zu großtechnischen P2H-Anlagen sind elektrische Heizsysteme im Haushalt überwiegend (auf freiwilliger Basis) als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnGW ausgeführt, um die Voraussetzung für den Bezug eines niedrigeren Stromtarifes zu schaffen. Die hierfür notwendige IKT-Anbindung erfolgt meist über einen Rundsteuerempfänger, welcher eine unidirektionale Kommunikation zur Verfügung stellt. Im Ausblick auf 2030 ist für die Hybridisierung von Strom und Wärme der geplante Rollout von iMSys zu berücksichtigen, da hierdurch eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur bereitgestellt wird. Der bisher eingesetzte Rundsteuerempfänger kann durch das iMSys in Kombination mit einer Steuerbox ersetzt werden.

Power2Gas als Teil der NoM „Hybridisierung Strom, Wärme, Gas“

Für die Kopplung des Strom- und Gassektors kann die Netzoptimierende Maßnahme Power2Gas (P2G) als Teil der Hybridisierung Strom, Wärme, Gas eingesetzt werden. Für die Erschließung der P2G-Anlage als NoM entsteht kein zusätzlicher IKT-Aufwand, da die Anlagen in der Regel bereits in eine Leitwarte für die entsprechende Netzführung integriert sind. Neben der Datenübertragung von Ist- und Sollwerten bzgl. der Leistungsaufnahme sind verschiede Kontrollwerte gemäß Bundesimmissionsschutz-verordnung dem Zuständigen zu übermitteln. Einige der in Deutschland existierenden Pilotprojekte bieten Power2Gas-Anlagen am Sekundärregelleistungsmarkt an, wodurch die Anlagen die entsprechenden bidirektionalen IKT-Anforderungen zu erfüllen haben.

Blindleistungsmanagement

Im Rahmen des Projektes MONA 2030 fokussiert sich die Netzoptimierende Maßnahme Blindleistungsmanagement auf Umrichter gekoppelte Anlagen. Somit erfolgt neben entsprechenden Erzeugungsanlagen (Photovoltaik etc.) auch eine Betrachtung der NoM Hausspeicher, Quartierspeicher, Elektrofahrzeuge und bestimmten Wärmeerzeugern. Im Hinblick auf den jeweiligen IKT-Bedarf sind in Abhängigkeit der Ausführung des

Blindleistungsmanagements verschiedene Ausprägungen denkbar, welche im Folgenden exemplarisch für die Anbindung einer Photovoltaik-Anlage in der Verteilnetzebene aufgeführt sind. Es besteht die Möglichkeit, dass Wechselrichter mit einem konstanten Leistungsfaktor die Energie ins Netz einspeisen. Dieser wir durch die vorhandenen regulatorischen Rahmenbedingungen begrenzt, wobei der Netzbetreiber den exakten Wert innerhalb der Vorgaben aufgrund der lokalen Gegebenheit definiert. Dies hat jedoch den Nachteil, dass Blindleistung ohne Berücksichtigung der lokalen Netzsituation eingespeist wird. Bei einem konstanten Leistungsfaktor ist keine zusätzliche IKT notwendig, wohingegen bei der Vorgabe des Leistungsfaktors (Sollwert) durch den Netzbetreiber zumindest ein unidirektionales Steuersignal erforderlich ist. Für die Übermittlung des Sollwertes kann der Rollout von iMSys verwendet werden, falls der Umrichter über die erforderliche Kommunikationsschnittstelle verfügt. Als weitere Variante ist Blindleistungsmanagement auf Basis der Messung der lokalen Netzspannung (bspw. gemessen durch eine mME) möglich, wofür wiederum auf den Rollout von iMSys zurückgegriffen werden kann.

Hausspeichersysteme

In Kombination mit einer PV-Anlage bieten derzeitige Hausspeichersysteme i.d.R. eine integrierte IKT-Infrastruktur an, die bspw. das Übermitteln von Ladevorgängen über den Internet-Anschluss zur Visualisierung an den Hersteller umfasst. Für den Einsatz des Hausspeichers als NoM existieren unterschiedliche Szenarien, in deren Abhängigkeit der notwendige Kommunikationsaufwand variiert. Die Anwendung des Batteriespeichers zur Spitzenkappung der PV-Erzeugungsleistung kann z.B. durch entsprechende Steuerung am Wechselrichter oder im Hausspeichersystem erfolgen, wodurch kein zusätzlicher Mehraufwand für IKT entsteht. Erfolgt die Übermittlung einer Wetterprognose, auf Basis deren ein Ladeprogramm ermittelt wird, besteht hingegen unidirektionaler IKT-Bedarf. Neben der Berücksichtigung von Wetterdaten besteht ebenso unidirektionaler IKT-Bedarf, falls die aktuelle Netzspannung in die Ladesteuerung des Hausspeichersystems integriert wird. Für die Ermittlung und Übertragung der Spannung am Netzanschlusspunkt ist wiederum der geplante Rollout von mME bzw. Messsystemen nutzbar. Das Anbieten von Regelleistung durch Hausspeichersysteme erfolgt durch den Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen zu einem Pool. Bei der Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt ist neben der Übertragung von Steuersignalen sowie des aktuellen Ladezustandes des Speichers ein zusätzlicher mME für die Abrechnung notwendig. Für das Anbieten von Primär-regelleistung ist die Erfassung der Netzfrequenz erforderlich, welche bei entsprechender Ausführung vom mME gemessen werden kann. Die bidirektionale Kommunikation zwischen externen Marktteilnehmern und Hausspeichersystemen kann über den Rollout von iMSys sowie der umgebenden IKT erfolgen.

4.5.2 Alternative IKT-Anbindung

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Netzoptimierenden Maßnahmen weisen keinen IKT-Bedarf auf bzw. können für die IKT-Anbindung den Rollout von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen nicht direkt verwenden.

Freileitungsmonitoring

Für die Umsetzung eines Freileitungsmonitorings ist die Bestimmung bzw. Abschätzung der mittleren Seiltemperatur notwendig. Diese kann sowohl durch direkte Methoden an der Trasse oder über indirekte Methoden auf Basis von Wetterdaten geschehen. Dementsprechend unterscheidet sich der Aufwand der Datenerfassung (direkte Methode: Datenerfassung pro Mast oder mit Temperatursensoren alle 200 – 500 m, indirekte Methode: Wetterstationen in der Nähe der Trasse oder Umspannwerken). Die erfassten Werte sind dem Netzbetreiber für die Bestimmung der aktuellen Übertragungsleistung zu übermitteln, woraus sich ein unidirektionaler IKT-Bedarf ergibt. Aufgrund der zeitlichen Sensibilität ist eine zuverlässige Kommunikationstechnologie mit geringer Störanfälligkeit essenziell, wodurch sich der Einsatz von Richtfunk (standortgebundener Sender und Empfänger) oder Glasfaserkommunikation anbietet. Die Aggregation der Messwerte kann dabei entweder entlang einer Sensorkette bis zu einem Dateneinleitungspunkt erfolgen, welcher der Netzleittechnik per Funk die gesammelten Messwerte überträgt und für die Berechnung zur Verfügung stellt. Eine andere Möglichkeit ist die direkte Übertragung zur Leitstelle. Die Leittechnik-Kommunikation ist im Regelfall bereits eine IKT-Infrastruktur in Form von Glasfaserkabel oder PLC ausgebaut. /BIE-01 12/, /IIT-01 12/, /IVAM-01 15/, /RWTH-01 10/

Engpassmanagement

Der Einsatz von Einspeisemanagement als NoM wird für die Regelung von EEG-Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen verwendet. Die Umsetzung unterscheidet dabei verschiedene Leistungsklassen der Erzeugungsanlagen, wobei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kW entweder die maximale Einspeiseleistung automatisch auf 70 % der installierten Leistung beschränken oder eine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung implementieren. Bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW entfällt diese Wahlmöglichkeit und es ist stets eine ansteuerbare Anlage zur Einspeisereduzierung vorzusehen. Ab 100 kW installierter Leistung ist zudem eine Einrichtung für den Abruf der Ist-Einspeisung von EEG- und KWK-Anlagen zu berücksichtigen. Somit ist die Ausprägung des IKT-Bedarfes von der Leistungsklasse der Erzeugungsanlage abhängig. Bei Anlagen mit externer Kommunikationsmöglichkeit wird heute häufig die Rundsteuertechnik eingesetzt. Zukünftig sind Erzeugungsanlagen ab einer Größe von 7 kW mit einem intelligenten Messsystem auszustatten, (vgl. **Abbildung 4-3**) wodurch die Möglichkeit besteht, die Kommunikation über den Rollout von iMSys inkl. Steuerbox anstatt Rundsteuertechnik umzusetzen. /EEG-02 14/ /BSW-04 14/

Für die Implementierung von Redispatch-Maßnahmen ist eine bidirektionale Kommunikationsstruktur bereits vorhanden. Dadurch ist im Rahmen des Einsatzes zur Netzoptimierung kein zusätzlicher IKT-Bedarf festzustellen. Für die Kommunikation

können aktuell neben dem Austausch per E-Mail und Telefon auch alternative fernwirktechnische Mittel eingesetzt werden. /KIST-01 15/

Regelbare Ortsnetztransformatoren und Längsregler
In Bezug auf den IKT-Bedarf können regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und Längsregler (LR) gemeinsam betrachtet werden. Beide Netzoptimierenden Maßnahmen regeln die Spannung, wobei der Längsregler einen einzelnen Netzstrang und der rONT hingegen alle angeschlossenen Niederspannungsstränge beeinflusst. Es sind verschiedene Ausführungen von rONT und Längsregler möglich, welche sich u.a. im jeweiligen IKT-Bedarf unterscheiden. Wird die Spannung am rONT bzw. LR erfasst, an ein Leitsystem für die Berechnung übertragen und als angepasstes Steuersignal zurück gesendet, ist ein bidirektionaler Kommunikationsbedarf notwendig. Erfolgt die Aufnahme und Bearbeitung von Spannungsdaten aus einem Netzabschnitt direkt durch die im rONT bzw. LR integrierte Steuerung, ist für die Implementierung lediglich ein unidirektionaler Informationsfluss notwendig. Kein IKT-Bedarf entsteht in der Ausführung, welche die Messung und Verarbeitung der Spannung direkt an der Anlage umsetzt. Hierdurch erfolgt eine autarke Regelung, ohne dass ein externer Zugriff des Netzbetreibers nötig ist. Dieser Variante wird in /EBR-01 14/ mit einer Häufigkeit von 95 % beziffert, wodurch hier diese Ausführung als repräsentative Implementierungsvariante angesehen wird. Für die mögliche Miteinbeziehung von weiteren Spannungswerten aus dem Netzgebiet sind künftig die im Rahmen der Ausbreitung von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen aggregierten Werte zu berücksichtigen. /EBR-01 14/

Quartierspeicher
Im Vergleich zu Hausspeichersystemen weisen Quartierspeicher eine höhere Speicherkapazität auf und sind an einem eigenen Netzanschlusspunkt in einem Quartier (meist Niederspannungsnetz) angeschlossen. Die möglichen Anwendungs-szenarien ähneln dabei denen der Hausspeichersysteme, wobei wiederum der IKT-Bedarf in Abhängigkeit der Einsatzstrategie variiert. Die Eigenverbrauchs-erhöhung eines Quartieres resultiert in einem unidirektionalen Kommunikationsbedarf, da lediglich die aktuelle Erzeugung, die Auslastung des Ortsnetztransformators bzw. eine Prognose von Erzeugung und Verbrauch an die Steuerung des Quartierspeichers zu senden ist. Ein Einsatz für weitere Vermarktungsoptionen (Multi-Use-Konzepte) erfordert aufgrund der Anforderungen eine bidirektionale Kommunikation. Im Falle des Einsatzes zur Spannungshaltung ist je nach Anzahl der erfassten Spannungswerte eine zusätzliche Erfassung der Spannung im Netzgebiet erforderlich. Dies ist insbesondere der Fall, falls im Netzgebiet mehrere Spannungswerte von einem externen berechtigten Dritten aggregiert, analysiert und als Steuersignal an den Quartierspeicher gesendet werden. Ist die im Quartierspeicher integrierte Steuerung für die Aufnahme und Bearbeitung der übermittelten Werte zuständig, kann eine unidirektionale Kommunikation ausreichen.

4.6 Kostenbetrachtung

Die Betrachtung der anfallenden Kosten, welche im Zuge der IKT-Anbindung von Netzoptimierenden Maßnahmen notwendig sind, basieren auf dem geplanten Rollout

von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen (vgl. Abschnitt 4.4). Die darin enthaltenen Kostenbestandteile können ebenso für die NoM verwendet werden, die nicht oder nur teilweise auf den geplanten Rollout zurückgreifen können, jedoch ähnliche IKT-Komponenten verwenden. Aus dem hohen Durchdringungs- und Entwicklungsgrad im Bereich der Digitalisierung resultiert eine starke Dynamik in Bezug auf die zu erwartenden Kosten der IKT-Anbindung. Weiterhin sind die spezifischen Systemkosten sehr stark von der Anzahl von modernen Messeinrichtungen je Smart Meter Gateway (im Folgenden eine mME pro SMGW) bzw. der Anzahl von Zählpunkten je Unternehmen abhängig. Eine detaillierte Kostenaufstellung für jede NoM erfolgt am Ende des jeweiligen Kapitels, in dem der NoM entsprechend dem IKT-Bedarf ein Aufwand an Investitions- und Betriebskosten zugeordnet wird.

Für den in Abschnitt 4.4 dargestellten Rolloutplan von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen basiert die folgende Kostenaufstellung im Wesentlichen auf der „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ von Ernst & Young sowie der dena-Studie „Einführung von Smart Meter in Deutschland“. Die Angaben für das Betrachtungsjahr 2030 erfolgen dabei unter der Prämisse, dass der Smart-Meter-Rollout für die potenziellen Standorte zur Netzoptimierung abgeschlossen und an den entsprechenden Stellen ein iMSys implementiert ist. /DENA−07 14/, /EY-01 13/

Kostenbestandteile

Die Kosten für den Einsatz eines Smart Meter Systems können analog zu der funktionalen Gliederung der IKT in einem Smart Grid (vgl. Abschnitt 0) klassifiziert werden. In **Abbildung 4-8** sind ausgewählte Investitions- und Betriebskosten für die Datenerfassung, -übertragung und -verarbeitung in einem Smart Meter System dargestellt.

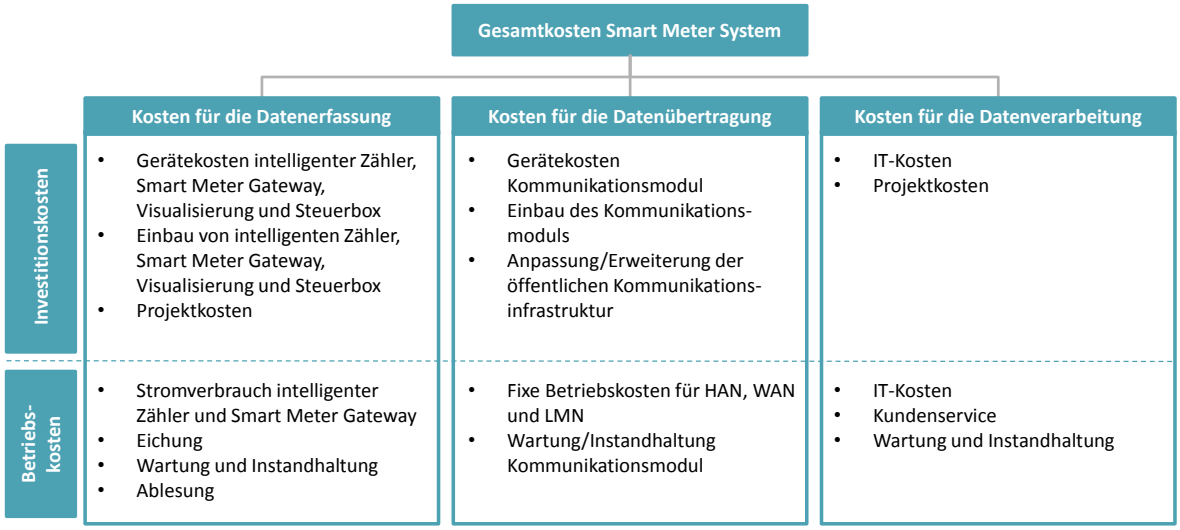


Abbildung 4-8: *Kostenbestandteile eines Smart Meter Systems, eigene Darstellung nach /DENA−07 14/, /EY-01 13/*

Kosten für die Datenerfassung

Als Investitionskosten (vgl. **Tabelle 4-5**) treten bei der Datenerfassung die Geräte, deren Einbau sowie damit verbundene Projekt- und IT-Kosten auf. Für die Implementierung eines iMSys sind zumindest der Einsatz eines mME sowie eines Smart

Meter Gateways erforderlich. Die vorliegende Analyse berücksichtigt den Einbau des mME und SMGW in einem Arbeitsvorgang, wodurch u.a. die Anfahrtskosten des Installateurs reduziert werden. Für die Visualisierung der Daten steht neben der Anzeige auf einem Endgerät des Kunden (bspw. Tablet, Smartphone, PC etc.) auch ein zusätzlich zu integrierendes Display im Haushalt zur Verfügung. Je nach Ausführung entstehen erhebliche Kostenunterschiede für die notwendigen Geräte bzw. deren Einbau. Indirekte Kosten, die mit der Investition in Zähler und Gateways verbunden sind, umfassen die Projektierungskosten. Hierbei handelt es sich um Kosten, die dem Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber z.B. für die Schulung seiner Mitarbeiter (Einbau der Geräte etc.) anfallen. /EY-01 13/, /DENA−07 14/

Neben den Investitionskosten treten für die Datenerfassung in einem Smart Meter System jährliche Betriebskosten (vgl. Tabelle 4-5) auf. Darin enthalten ist als variabler Bestandteil der Energieverbrauch der elektronischen Komponenten wie iZ, Smart Meter Gateway und je nach Ausführung die haushaltsinterne Datenvisualisierung. Neben den variablen Betriebskosten sind als fixe Posten die Kosten für die Eichung, Ablesung und Instandhaltung vorzusehen. Die jährlichen Ausgaben für die IT-Systeme werden in /EY-01 13/ als Pauschalwert in Abhängigkeit der Investitionskosten berücksichtigt, wohingegen in /DENA−07 14/ eine Aufschlüsselung auf die einzelnen Komponenten erfolgt.

Tabelle 4-3: *Investitions- und Betriebskosten für die Datenerfassung eines Smart Meter Systems, /EY-01 13/, /DENA−07 14/*

Kostenbestandteil	Spannweite	Kostenart
Moderen Messeinrichtung	50 – 80 €	Investitionskosten
Smart Meter Gateway	80 – 190 €	
Haushaltsinterne Visualisierung	23,8 – 40 €	
Einbau moderne Messeinrichtung	30 – 100 €	
Einbau Smart Meter Gateway	20 – 90 €	
Einbau haushaltsinterne Visualisierung	15 – 105 €	
Projektierungskosten	1,2 – 6,6 €	
Energieverbrauch intelligenter Zähler und Smart Meter Gateway (durchschnittlicher Day-Ahead-Preis: 0,032 €/kWh)	2,8 – 5,5 €/a	Betriebskosten
Fernablesung moderne Messeinrichtung	0,05 €/a	
Eichung	2 €/a	
Wartung und Instandhaltung	2,0 – 4,6 €/a	

Kosten für die Datenübertragung

Neben der Datenerfassung ergeben sich für die Datenübertragung im Rahmen eines Smart Meter Systems ebenfalls Aufwendungen im Bereich der Investitionen und des Betriebes. Die möglichen Übertragungstechnologien können nicht nur im Rahmen eines Smart Meter Systems, sondern auch für die alternative IKT-Anbindung (vgl. Abschnitt 4.5.2) angewendet werden. Daher enthält **Tabelle 4-4** eine detaillierte Kostenaufschlüsselung der möglichen Technologien, welche im weiteren Verlauf in einem Posten und Pauschalwert zusammengefasst wird.

Tabelle 4-4: *Aufwendungen für verschiedene Datenübertragungstechnologien, /EY-01 13/, /CAP-01 10/,/FFE-04 16/, /FFE-05 16/*

Kostenbestandteil	Ausführung	Spannweite	Kostenart
Investition für Kommunikationsmodule	DSL Kommunikationsmodul	14 – 28 €/Modul	Investitionskosten
	PLC Kommunikationsmodul	14 – 28 €/Modul	
	Glasfaser Kommunikationsmodul	40 – 60 €/Modul	
	GPRS Kommunikationsmodul	20 – 50 €/Modul	
	Sonstige drahtlose Kommunikationsmodule (z.B. Nahfunk)	70 – 90 €/Modul	
Anpassung/Erweiterung hausinterner Kommunikationsinfrastruktur	DSL	5 €/Modul	
	PLC	5 €/Modul	
	Glasfaser/Koaxial	50 €/Modul	
	GPRS	26 €/Modul	
	Sonstige drahtlose Verbindung (z.B. Nahfunk)	-	
Installation des Kommunikationsmoduls	DSL Kommunikationsmodul	5 – 20 €/Modul	
	PLC Kommunikationsmodul	3 – 15 €/Modul	
	Glasfaser Kommunikationsmodul	5 – 20 €/Modul	
	GPRS Kommunikationsmodul	3- 10 €/Modul	
	Sonstige drahtlose Kommunikationsmodule (z.B. Nahfunk)	15 – 30 €/Modul	
Anpassung/Erweiterung der öffentlichen Kommunikationsinfrastruktur	DSL	-	
	PLC	-	
	PLC Datenkonzentrator	900 €/Konzentrator	
	Glasfaser/Koaxial	2 €/Zähler und Jahr	
	GPRS	-	
Datentransfer	DSL	144 €/Modul und Jahr	Betriebskosten
	PLC	10 €/Modul und Jahr	
	Glasfaser/Koaxial	144 €/Modul und Jahr	
	GPRS	25 €/Modul und Jahr	
	Sonstige drahtlose Technologien	20 €/Modul und Jahr	
Wartung und Instandhaltung	Kommunikationsmodul	1 €/Modul und Jahr	
Energieverbrauch	Kommunikationsmodul	8,76 kWh/Modul und Jahr	
	Datenkonzentrator	35-44 kWh/Jahr	

Die Wahl der Übertragungstechnologie ist von den lokalen Gegebenheiten abhängig, wobei bei bestimmten Technologien zusätzliche Investitionen für die Erweiterung bzw. Anpassung der öffentlichen Kommunikationsinfrastruktur zu tätigen sind. So wird z.B. für eine Datenübertragung mittels PLC ein Datenkonzentrator benötigt, welcher im Feld die Daten von 20 bis zu 200 Zählern sammelt (bspw. an der Ortsnetzstation) bevor

eine Weiterleitung an die IT-Systeme zur Datenverarbeitung erfolgt. Die Anzahl der Zähler je Datenkonzentrator hängt dabei von der Dichte der im Feld verbauten Smart Meter ab. /EY-01 13/, /DENA−07 14/

Tabelle 4-5 enthält eine Übersicht der notwendigen Investitions- und Betriebskosten, die für die Datenübertragung in einem Smart Meter System anfallen und für die weitere Betrachtung verwendet werden. In einigen Fällen ist das aufgeführte Kommunikationsmodul bereits im Smart Meter Gateway enthalten, wodurch neben den Gerätekosten auch die Aufwendungen für den Einbau entfallen.

Tabelle 4-5: *Investitions- und Betriebskosten für die Datenübertragung eines Smart Meter Systems, /EY-01 13/, /DENA−07 14/*

Kostenbestandteil	Spannweite	Kostenart
Kommunikationsmodul	20 – 80 €	Investitionskosten
Einbau Kommunikationsmodul	3 – 30 €	
Anpassung bzw. Erweiterung der öffentlichen Kommunikationsinfrastruktur (ohne Datenkonzentrator)	2 – 50 €	
Kommunikationskosten HAN, LMN, WAN	15,5 – 149,5 €/a	Betriebskosten
Instandhaltung Kommunikationsmodul	1 €/a	

Dabei sind vor allem die zählerspezifischen Kosten für die WAN-Kommunikation sehr stark von dem jeweiligen Ausbau der gewählten Übertragungstechnologie abhängig und können somit nur mit Unsicherheiten beziffert werden.

Kosten für die Datenverarbeitung

Die Aufwendungen für die Datenverarbeitung sind die abschließenden Kostenpositionen eines Smart Meter Systems (siehe **Tabelle 4-6**). Die anfallenden Kosten für die IT sind grundsätzlich in die Erweiterung und Anpassung bestehender Systeme und Entwicklung neuer Anwendungen unterscheidbar, welche hier in einem Wert zusammengefasst sind. Weiterhin variieren die Ausgaben für die IT in Abhängigkeit der Zählpunkte je Unternehmen. In /EY-01 13/ erfolgt eine Unterscheidung in regionale Energieversorgungsunternehmen mit mehr als 100.000 Zählpunkten sowie in Stadtwerke mit weniger als 100.000 Zählpunkten. Ein detaillierte Aufschlüsselung erfolgt in /DENA−07 14/, welche sprungfixe Ausgaben je 100.000 Zählpunkte aufführt. Neben den Aufwendungen für die IT sind noch Kosten für die Kundenbetreuung zu berücksichtigen.

Tabelle 4-6: *Investitions- und Betriebskosten für die Datenverarbeitung eines Smart Meter Systems, /EY-01 13/, /DENA-07 14/*

Kostenbestandteil	Spannweite	Kostenart
IT-Kosten	8,7 – 16,8 €	Investitionskosten
Kundenservice und Call Center	2 – 5 €	Betriebskosten
Schulung Personal und Kundenbetreuer	1,0 – 1,5 €	
IT-Kosten	2,3 – 3,0 €/a	

Kosten für ein intelligentes Messsystem

Für die Darstellung der Gesamtkosten eines Smart Meter Systems aus Systemsicht ergibt sich je nach Datenquelle und Auslegung eine große Spannweite der Kosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei Smart Meter Systemen um neuartige Anwendungen handelt und tatsächliche Referenzwerte für die damit verbundenen Kosten bislang nur eingeschränkt vorhanden sind. Im Rahmen einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern in verschiedenen Ländern sowie der Weiterentwicklung und Standardisierung der Technologie ist zudem davon auszugehen, dass die Kosten, die mit der Installation verbunden sind, zukünftig tendenziell sinken werden.

Im Vergleich zu konventionellen Ferraris-Zählern sinkt bei der Verwendung von modernen Messeinrichtungen und Smart Meter Gateways die Abschreibungsdauer von 16 auf 13 Jahre. Zudem sind moderen Messeinrichtungen alle 8 Jahre zu eichen, wohingegen Ferraris-Zähler erst nach 12 bzw. 16 Jahre einer Eichprüfung zu unterziehen sind. /EY-01 13/, /DENA-07 14/

Weiterführendes Wissen

Basierend auf einer Mittelung der in diesem Kapitel angegebenen Kosten für die Datenerfassung, Datenübertragung und Datenverarbeitung eines iMSys (moderne Messeinrichtung und Smart Meter Gateway), ergeben sich *Investitionskosten von 470 €* sowie *fixe und variable Betriebskosten von 113 €/Jahr bzw. 4 €/Jahr*. Die variablen Betriebskosten repräsentieren dabei den Energieverbrauch und verändern sich in Abhängigkeit des Strompreises.

Kosten der Erweiterung des intelligenten Messsystems

Wie in Abschnitt 4.5 dargestellt, kann der Rollout von iMSys für die IKT-Anbindung einiger Netzoptimierender Maßnahmen verwendet werden. Somit entstehen keine direkten zusätzlichen Kosten, wodurch sich die wirtschaftliche Darstellung der betroffenen NoM verbessert. Für die Anbindung von NoM an ein bestehendes iMSys können zusätzliche Komponenten z.B. eine zusätzliche mME für die Abrechnung erforderlich sein. Die daraus entstehenden Investitions- und Betriebskosten sind bei der wirtschaftlichen Betrachtung der NoM zu berücksichtigen. Weiterhin ist anzumerken, dass durch die Anbindung an den Rollout bisher verwendete IKT-Komponenten (bspw. Rundsteuerempfänger) ersetzt werden können. Eine Berücksichtigung dieser Aufwendungen findet in dieser Analyse nicht statt.

Die aufgeführten Kosten in **Tabelle 4-7** folgen der Prämisse, dass das bereits vorhandene Smart Meter Gateway sowie die Übertragungsmodule noch Kapazitäten für eine zusätzliche mME sowie die entsprechenden Daten aufweist.

Tabelle 4-7: *Investitions- und Betriebskosten für die Erweiterung eines iMSys um eine moderne Messeinrichtung, /EY-01 13/, /DENA-07 14/*

Kostenbestandteil	Spannweite	Kostenart
Moderne Messeinrichtung	50 – 80 €	Investitionskosten
Einbau moderne Messeinrichtung	30 – 100 €	
Ablesung moderne Messeinrichtung	0,05 €	Betriebskosten
Eichung moderne Messeinrichtung	1 – 2 €	
Wartung und Instandhaltung moderen Messeinrichtung	1 – 1,5 €	
Energieverbrauch moderne Messeinrichtung (0,32 €/kWh)	1,4 – 1,7 €	

Ist für die Integration von NoM eine Erweiterung des iMSys um einen mME erforderlich, sind zusätzliche Investitionskosten von 111 € sowie fixe und variable Betriebskosten von 3 € bzw. 1,5 € im Mittel zu berücksichtigen.

Neben einem mME kann bei NoM der Bedarf einer Steuerbox (vgl. Kapitel 4.4.2) für die Anbindung entstehen. Diese Komponente ist in einem iMSys nicht enthalten und ist zusätzlich zu integrieren. Die Steuerbox übernimmt dabei die Aufgabe, Schaltbefehle, welche über das iMSys übertragen werden, für die Endanwendung zu übersetzen. Die mit dem Einsatz einer Steuerbox verbundenen Aufwendungen sind derzeit noch nicht genau abschätzbar. In /DENA-07 14/ sind Gerätekosten von 40 € aufgeführt, die durch eine Expertenbefragung durch die FfE bestätigt wurden. Neben den Gerätekosten sind zusätzliche Ausgaben für den Einbau zu berücksichtigen, welche analog zu den Kosten für die Installation eines Smart Meter Gateways angenommen wurden. Hierdurch ergeben sich für die Integration einer Steuerbox Investitionskosten von insgesamt 102 €. Zusätzlich fallen für den Betrieb einer Steuereinrichtung weitere Ausgaben an, für welche jedoch noch keine belastbaren Aussagen vorliegen.

Es ist nun möglich die IKT-Kosten für die Realisierung von NoM anzugeben. Für Demand Side Management in Haushalten, Ladeverschiebung bei Elektrofahrzeugen und Power2Heat-Anlagen wird neben dem iMSys voraussichtlich eine zusätzliche Steuerbox nötig sein, um die Anlagen einzeln steuern zu können. Ein eigener mME ist für Abrechnungszwecke der CLS wichtig, damit diese getrennt vom normalen Stromverbrauch erfassbar sind.

IKT-Kosten im Rahmen des Rollouts für 2015 und 2030

Die wirtschaftliche Bewertung des IKT-Bedarfes von NoM basiert auf der Prämisse, dass bis zum Jahr 2030 alle relevanten Zählpunkte mit einem iMSys ausgestattet sind. Die Aufwendungen für das iMSys werden somit für 2030 als bereits getätigt angesehen und finden in der wirtschaftlichen Bewertung der NoM keine Berücksichtigung. Lediglich eine zusätzliche mME für die Abrechnung sowie ggf. eine Steuerbox sind für

das Jahr 2030 zu kalkulieren. Im Gegensatz hierzu, sind für das Jahr 2015 die Kosten für das iMSys zusätzlich zu berücksichtigen (vgl. **Tabelle 4-8**).

Tabelle 4-8: *Kosten für 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 €

4.7 Ausblick und Fazit

Der Rollout von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen beginnt planmäßig im Jahr 2017 und ist bis Ende des Jahres 2032 von den Messstellenbetreibern zu 95 % umzusetzen. Dabei werden Erzeugungsanalgen ab 7 kW, Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a Energiewirtschaftsgesetz) mit einem intelligenten Messystem, bestehend aus moderner Messeinrichtung und Smart Meter Gateway, ausgestattet. Bei einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 6.000 kWh und Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von über 1 bis einschließlich 7 kW kann der Messstellenbetreiber optional die Messstellen mit einem intelligenten Messsystem ausstatten. Diejenigen Messstellen, welche nicht mit einem iMSys ausgestattet werden, sind zumindest mit einer modernen Messeinrichtung zu versehen.

Um die wirtschaftliche Vertretbarkeit der Umrüstung zu erfüllen, ergeben sich gestaffelte Preisobergrenzen, welche sich aus den Kosten des herkömmlichen Messstellenbetriebs (ca. 20 €/a) und den Energie-Einsparpotenzialen ergeben. Aktuell ist abzusehen, dass die Preisobergrenzen die Systemkosten der Umrüstung der Messstellen nicht gänzlich abdecken. Hierdurch ergibt sich die Motivation, den kommenden Rollout von intelligenten Messsystemen zu nutzen, um folgende Netzoptimierende Maßnahmen in die neu geschaffene IKT-Infrastruktur zu integrieren:

- Power2Heat-Anlagen als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen
- Hausspeichersystem zur Netzentlastung
- Koordiniertes Blindleistungsmanagement auf dezentraler Ebene
- Demand Side Management in Haushalten
- Demand Response in der Industrie
- Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung
- Umsetzung von Einspeisemanagement

Zusätzlich zu den gesetzlichen Vorgaben zum Rollout von intelligenten Messsystemen ist die Implementierung einer Steuerbox bzw. einer zusätzliche modernen Messeinrichtung für die Abrechnung zur Erschließung von NoM möglich.

5 Netzoptimierende Maßnahmen

Im folgenden Kapitel werden alle Netzoptimierenden Maßnahmen im Detail vorgestellt.

5.1 Konventioneller Netzausbau

Konventioneller Netzausbau

Der Konventionelle Netzausbau stellt die Verstärkung der Netzinfrastruktur der Verteil- und Übertragungsnetze **durch Neu- und Umbaumaßnahmen von Stromübertragungssystemen** (z.B. Freileitungen, Erdkabel, Schaltanlagen, HGÜ) dar

Der konventionelle Netzausbau stellt eine bereits seit Beginn der Stromübertragung etablierte Maßnahme dar. Dabei wurde seit Ende des 19. Jahrhunderts sowohl Gleich- als auch Wechselstrom genutzt. Die Entscheidung, ob die Übertragung mit Wechsel- oder Gleichstrom stattfinden soll, fiel im sog. *Stromkrieg* im Jahr 1890: Während Thomas Edison in mehr als 120 Gleichstromnetzen eine Übertragung mit Gleichstrom versuchte, installierte George Westinghouse eine Vielzahl an Wechselstromnetzen. Durch den Anschluss des Wasserkraftwerkes Ames gelang es Westinghouse, den ersten Formatkrieg zu entscheiden und so den technischen Standard bei der Energieübertragung zu setzen. /DAV-01 03/

*Die **erste Gleichstromübertragung** in Deutschland fand im Jahr 1882 mit einer Spannung von 2.000 V über 57 km von Miesbach nach München unter der Planung von Oskar von Miller statt. Neun Jahre später wurde mit der „Kraftübertragung Lauffen Frankfurt" die erste Drehstromübertragung durchgeführt./MUEL 01 01/*

Weiterführendes Wissen

+

Die oben beschriebenen historischen Ereignisse führten dazu, dass die heutige Stromübertragung überwiegend auf Drehstrom basiert. In den letzten Jahren stieg der Bedarf am Transport von Energie über lange Distanzen, wobei die sog. Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) klare Vorteile in Bezug auf Verluste, Regelbarkeit und Blindleistungsbedarf aufzeigt. Aus diesem Grund wird in diesem Teilbericht neben der Drehstromtechnologie (Hochspannungs-Drehstromübertragung – HDÜ), trotz der höheren Kosten, auch HGÜ genauer erläutert. Ein energiewirtschaftlicher Nutzen von HGÜ gegenüber Drehstrom stellt sich bei Freileitungen ab einer Entfernung von 600 km bzw. bei Erd-/Seekabeln ab einer Entfernung von 30 km ein. /KON-01 08/

Bei konventionellem Netzausbau sowohl in Drehstromtechnologie als auch bei HGÜ kann grundsätzlich zwischen Freileitungen und Erdkabeln unterschieden werden. In der Vergangenheit wurden Freileitungen aus Kostengründen meist außerhalb von Städten eingesetzt. In Siedlungen und Ballungsräumen dominiert daher v. a. im Verteilnetz der Kabelanteil (vgl. **Tabelle 5-1**).

Tabelle 5-1: *Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland (2013) /BDEW-15 14/*

	Nennspannung	Gesamtlänge der Stromkreise in km	Anteil Freileitung in %	Anteil Erdkabel in %
Höchstspannung (HöS)	> 125 kV	35.185	99,05%	0,5%
Hochspannung (HS)	>72,5 kV - 125kV	79.700	91%	9%
Mittelspannung (MS)	>1 - 72,5 kV	514.000	21,2%	78,8%
Niederspannung (NS)	- 1 kV	1.168.000	11%	89%
Gesamt		**1.796.888**	**19%**	**81%**

Die beiden folgenden Kapitel erläutern die wichtigsten Grundlagen der beiden Varianten des konventionellen Netzausbaus, die Drehstromübertragung und HGÜ.

5.1.1 Drehstromübertragung - Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Im Folgenden wird die Drehstromübertragung vorgestellt. Der Fokus hierbei ist auf den Stand der Technik und dem Entwicklungspotenzial gesetzt.

5.1.1.1 Systembeschreibung des konventionellen Netzausbaus in Drehstromübertragung

Die wichtigsten Komponenten der Drehstromübertragung sind im Allgemeinen Schaltanlagen, Freileitungen und Erdkabel, welche im Folgenden beschrieben werden.

5.1.1.1.1 Schaltanlagen und Transformatoren

Schaltanlagen sind Netzknotenpunkte und dienen im Stromnetz dazu, einzelne Freileitungs-, Kabel-, Schienen- oder Transformatorabgänge zu verbinden. Schaltanlagen, die einen Transformator mit einschließen, werden als Umspannanlagen bezeichnet und dienen der Kopplung verschiedener Spannungsebenen. /OED-01 04/ Umspannanlagen tragen je nach Spannungsebene unterschiedliche Bezeichnungen, die je nach Netzbetreiber voneinander abweichen können:

- Umspannwerk: HöS zu HS
- Umspannstation: HS zu MS
- Trafostation: MS zu NS

Schaltanlagen lassen sich in drei verschiedene Typen einteilen: konventionelle Freiluftschaltanlagen, konventionelle Innenraumschaltanlagen und gasisolierte Innenraumschaltanlagen (GIS). Letztere nutzen das Schwefel-Hexafluorid (SF_6) als Isolationsmittel und haben dadurch etwa einen um den Faktor vier geringeren Platzbedarf als vergleichbare luftisolierte Schaltanlagen. Innenraumschaltanlagen und GIS finden vor allem Einsatz bei begrenztem Platzbedarf z. B. in Ballungsgebieten oder bei problematischen Umweltbedingungen wie z. B. in Meeresnähe /KON-01 08/.

SF_6 ist eines der Treibhausgase mit der größten Klimawirkung. Nach /DESTATIS-12 13/ weist SF_6 ein CO2-Äquivalent von 23.900 auf. Für den Betrieb von Schaltanlagen sind daher nach IEC-Norm 62271-203 maximal 0,5 % Gasleckage pro Jahr zulässig.

Weiterführendes Wissen

In Schaltanlagen können im Wesentlichen drei Komponenten gefunden werden:

- Sammelschienen dienen der Kopplung der Stromkreise.
- Über Schalter wird der Zustand des Netzes und damit der Stromfluss gesteuert.
- Überspannungsableiter schützen elektrische Einrichtungen vor Überspannungen, die z. B. durch Blitzschläge hervorgerufen werden können.

Ist eine Ertüchtigung bestehender Anlagen nicht mehr möglich, müssen stellenweise Umspannanlagen neu errichtet werden. **Abbildung 5-1** zeigt einen Transformator in einem Umspannwerk und verdeutlicht den großen Flächenbedarf einer solchen Anlage.

Abbildung 5-1: *Transformator in einem Umspannwerk (Bildquelle: TenneT TSO GmbH)*

Transformatoren werden zur Verbindung der Spannungsebenen eingesetzt. Die Übertragung von elektrischer Energie erfolgt aufgrund der geringeren Verluste bei möglichst hohen Spannungen. Kraftwerke und Letztverbraucher sind in der Regel in niedrigeren Spannungsebenen angeschlossen. Über Transformatoren wird die Energie zwischen den Spannungsebenen transformiert. Durch Wirkungsgrade bis zu 99 Prozent treten in Transformatoren nur geringe Verluste auf. Die hohen auftretenden Ströme

führen allerdings zu einer starken Erwärmung, weswegen Transformatoren aufwendig, meist über ein zirkulierendes Öl, gekühlt werden müssen. Aus Umweltgründen werden v. a. in den niederen Spannungsebenen mittlerweile auch vermehrt Trockentransformatoren mit Kühlrippen eingesetzt. /KON-01 08/

Durch den fortschreitenden Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen nimmt in vielen Verteilnetzen die Rückspeisung in das überlagerte Netz zu. Hierbei kann es zu Betriebsmittelüberlastungen kommen, die den Einsatz von höher dimensionierten Transformatoren notwendig machen können (vgl. **Abbildung 5-2**).

Abbildung 5-2: *Anlieferung eines 40 MVA-Transformators für das Umspannwerk Altdorf /BAYAG-01 16/*

Aufgrund seines hohen Gewichts und der hohen Zuverlässigkeit wird ein Transformator in der Regel so selten wie möglich und daher erst zum Ende seiner Lebensdauer von ca. 50 Jahren ausgetauscht.

Die drei europäischen Hersteller ABB, Siemens und Alstom vereinen trotz starker Konkurrenz aus den USA und Asien einen Marktanteil von über 45 Prozent am Weltmarkt für Transformatoren /MMO-01 14/.

Weiterführendes Wissen

+

Anmerkung: Differenzierung zur NoM Regelbarer Ortsnetztransformator
Regelbare Ortsnetztransformatoren (vgl. Definition in **Abbildung 5-3**, Detailanalysen in Kapitel 5.2) werden aufgrund ihrer großen Bedeutung für die zukünftigen Verteilnetze in MONA 2030 als eigenständige NoM betrachtet.

Abbildung 5-3: *Definition der NoM „Regelbarer Ortsnetztransformator“*

5.1.1.1.2Freileitungen und Erdkabel

Nach den geltenden Planungsgrundsätzen und dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) sind die Netzbetreiber angehalten zu prüfen, ob vor einem Neubau von Anlagen durch Netzoptimierungsmaßnahmen (z. B. Änderung der Schalterstellungen ohne bauliche Maßnahmen) der Ausbaubedarf kompensiert werden kann. Ist dies nicht möglich, werden Netzverstärkungsmaßnahmen wie zusätzliche Stromkreise auf einer Leitung oder eine Erhöhung der Betriebsspannung in Erwägung gezogen. Kann trotz dieser Möglichkeiten der kritische Netzzustand nicht behoben werden, muss der Neubau von neuen Leitungen oder Transformatoren ausgewiesen werden.

Freileitungen
Nach der Investitionsentscheidung für den Bau einer Freileitung wird im Planfeststellungsverfahren u. a. das technische Design der Masten, die Abstände zwischen den einzelnen Masten und die Masthöhe festlegt. Dazu gehört auch eine Untersuchung des Baugrundes, um eine langfristige Standfestigkeit der Mastgründung zu garantieren. In Deutschland werden neue Freileitungen überwiegend als Tonnen- oder Donaumast ausgeführt. Die verwendeten Leiterseile bei Freileitungen und Erdkabeln sind in Kapitel 5.1.4.1 beschrieben. Sie unterscheiden sich hauptsächlich in Leitermaterial, Durchmesser und zulässigem Dauerstrom.

Nach Genehmigung durch die zuständige Behörde beginnt die eigentliche Bauphase. Als Grundlage für den Mast werden im Übertragungsnetz Maststandorte von etwa elf mal elf Metern ausgewählt, die zur Mastgründung dienen. Hierzu stehen drei herkömmliche Verfahren zur Verfügung: das Plattenfundament, die Pfahlgründung und das Stufenfundament. Beim Platten- und Stufenfundament wird zuerst eine Grube ausgehoben, worin dann die Eckstiele, welche als Verbindungsglieder zwischen Mast und Fundament fungieren, einbetoniert werden. Das Stufenfundament wird speziell für abschüssiges Gelände eingesetzt, um die unterschiedlichen Bodenhöhen zu bewältigen, wobei jeder Eckstiel in einer separaten Grube einbetoniert wird. Bei der Pfahlgründung hingegen werden die Eckstiele direkt in den Grund eingeführt bis sie fester Baugrund sichert. Dieser Vorgang ist in **Abbildung 5-4** dargestellt. /TNT-02 16/

Abbildung 5-4: *Vorgang der Pfahlgründung (Bildquelle:/TNT-02 16/)*

Bevor der Mast über die Eckstiele in das Fundament gelassen wird, erfolgt eine Vormontage der Mastunterteile in sogenannten Schüssen (Mastunterteil, Mittelteil mit seitlich ausgelegten Traversen und Mastspitze). Übliche Masttypen bestehen aus einer Stahlgitterkonstruktion in Fachwerkbauweise und sind hinsichtlich größtmöglicher Stabilität optimiert. Diese Mastteile werden vor Ort nacheinander, meistens mithilfe eines Krans, auf das Fundament aufgestockt (vgl. **Abbildung 5-5**). /TNT-03 16/

Abbildung 5-5: *Vorgang der Mastaufstockung mittels Kran (Bildquelle: /TNT-03 16/)*

Nach der Montage der Masten folgt die Beseilung mit den Leiterkabeln, welche an den Freileitungselementen, Armaturen und Isolatoren an den seitlichen Traversen befestigt werden. Daraufhin werden die Leiterseile mithilfe von Seilwinden zwischen den Masten gespannt. Am Ende hängen die Monteure die Leiterseile ein und spannen sie so, dass der Durchhang der Leiterseile der Norm entspricht und keine Gefahr für Mensch und Umwelt durch den Stromtransport entsteht. /TNT-03 16/ Eine Beschreibung der Normgerechten Dimensionierungen nach der Freileitungsnorm DIN EN 50341 kann Kapitel 5.6 entnommen werden. Dort wird auch auf weitere Normen und auf Abhängigkeiten der Abstandslängen eingegangen.

Erdkabel (vgl. /TNT-06 16/)
Zur Verlegung einer Erdkabelleitung wird ein Arbeitsstreifen von circa 42 m Breite benötigt. Vor dem Ausheben der Kabelgräben muss gegebenenfalls Wasser gestaut oder das Grundwasser lokal abgesenkt werden. Weitere Sondermaßnahmen fallen bei der Querung von Infrastrukturen an, welche unterbohrt werden müssen. Für die Verlegung der Kabel müssen schließlich zwei Kabelgräben mit einer Breite von circa 4,5 m ausgehoben werden.

Sobald die Gräben ausgehoben sind, können die Erdkabel mit Hilfe einer Kabeltrommel verlegt werden. Aufgrund ihrer Ausmaße erfordern Kabeltrommeln einen aufwendigen Transport: Eine Rolle misst ca. 3,65 m in der Breite, ca. 4,20 m in der Höhe und wiegt bis zu 50.000 kg. Pro Trommel stehen ca. 950 m Kabel zur Verfügung, die an einem Tag verlegt werden können. Als Verbindungsstück zwischen den Kabelstrecken werden sogenannte Muffen benutzt. Diese gelten als Schwachstelle des Erdkabelsystems, da bei Beschädigung oder vollständiger Störung der Muffe eine Störung in der Leitung auftritt. Insgesamt ist der Prozess des Kabelverlegens aufgrund des aufwändigen Transports und der langwierigen Verlegungsarbeiten sehr zeitintensiv.

Der Aufwand der Reparatur im Falle einer Störung ist mit einer Erstmontage identisch. Zuerst muss die Problemstelle sehr zeitintensiv gefunden oder durch Messungen identifiziert werden. Daraufhin muss die Störstelle ähnlich der Erstmontage ausgegraben und ersetzt werden. Somit wird bei Betrachtung der Bauphase und der Instandhaltung deutlich, dass das Erdkabel im Vergleich zur Freileitungsvariante an vielen Stellen einen Mehraufwand und Mehrkosten mit sich bringt.

5.1.1.2 Entwicklungspotenzial

Einsatz von Kompaktmasten im Übertragungs- und Verteilnetz
Kompaktmasten sind gekennzeichnet durch eine besonders schmale oder niedrige Mastbauweise, die sowohl zur Verringerung der Trassenbreite als auch der Masthöhe führen kann. In Deutschland sind Kompaktmasten in der 110 kV Ebene bereits seit 30 Jahren Stand der Technik. /STMWI-04 15/

Abbildung 5-6: *In Dänemark eingesetzter Eagle Pylon mit Betriebsspannungen bis 400 kV (Bildquelle: /BVK-02 16/)*

Sowohl in der 110 kV Ebene als auch als 380 kV-Hochspannungsleitungen (vgl. **Abbildung 5-6** und **Abbildung 5-8**) werden Kompaktmasten in vielen weiteren europäischen Ländern wie Dänemark, Italien oder den Niederlanden (vgl. **Abbildung 5-7**) eingesetzt. /EUPO-01 14/

Abbildung 5-7: *In Italien eingesetztes 400 kV-System (Bildquelle: /BVK-02 16/)*

In Deutschland ist der Netzaufbau durch gesetzliche Bestimmungen geregelt. Dabei muss beispielsweise ein Mastdesign den *„anerkannten Regeln der Technik“* entsprechen /DIN-01 10/. Der Genehmigungsprozess berücksichtigt die Betriebserfahrung mit Netzkomponenten, wodurch der Einsatz von Kompaktmasten in Deutschland nur selten forciert wird /STMWI-04 15/. Daher können auch im Ausland etablierte Standards nicht ohne Adaption auf die deutsche Normierung eingesetzt werden.

In einer vergleichenden Bewertung einer 380 kV-Leitung in Kompakt- und Standardbauweise können geringe Auswirkungen auf die Schutzgüter Flora, Fauna, Landschaftsbild und Boden festgestellt werden. Aufgrund der deutlich schmaleren Traverse eines Kompaktmastens können 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/

Als Haupthemmnisse für den zeitnahen, flächendeckenden Einsatz von Kompaktmasten in Deutschland sind neben der oben thematisierten Normierung die derzeit noch um 1,5 bis 3-fach erhöhten Investitionskosten gegenüber einem Stahlgittermasten /DENA-06 14/ festzustellen. Im internationalen Vergleich werden hingegen geringere Kosten angegeben (z. B. lediglich Mehrkosten von 30 % /STAN-01 09/), welche durch geringere Wartungskosten und Entschädigungszahlungen langfristig sogar zu geringeren Gesamtkosten für Kompaktmasten führen können. /STMWI-04 15/, /CIGRE-02 98/

Abbildung 5-8: *220 kV-Leitung in der Schweiz (Bildquelle: /BVK-02 16/)*

Durch den steigenden Flächendruck im Zuge des Netzausbaus und der zu erwartenden Kostensenkung können dem Einsatz von Kompaktmasten langfristig gute Etablierungschancen attestiert werden, da die Technologie im Hinblick auf Umweltauswirkungen und Akzeptanz Vorteile bietet. Außerdem ist der Ausbau mit dem NOVA-Prinzip vereinbar, da bereits vorhandene Trassen zu Kompaktmasten umgerüstet werden können /EUPO-01 14/.

Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen

Sogenannte Hochtemperaturleiterseile (kurz: HT – *high temperature*) sind durch eine höhere Stromtragfähigkeit charakterisiert und können daher als Option zur Verstärkung bestehender Freileitungstrassen eingesetzt werden. HT-Leiterseile werden

im deutschen Übertragungsnetz bisher nur in Pilotprojekten eingesetzt /VDE-06 13/. Weltweit werden HT-Leiterseile bereits in über 260 Projekten und mit einer Gesamtlänge von mehr als 22.000 km im Hoch- und Höchstspannungsnetz verwendet und sind in Ländern wie Polen, Portugal und England bereits etabliert /CTC-01 13/.

Derzeit werden überwiegend zwei Technologien von HT-Leiterseilen unterscheiden:

- Standard-HT-Leiter (TAL-Leitern) aus wärmebeständigem Aluminium als Kernmaterial mit einer maximal zulässigen Leitertemperatur bis ca. 150°C
- HTLS-Leiter (*high-temperature-low-sag*) mit einer Leitertemperatur bis ca. 210°C

HTLS-Leiter besitzen durch den Einsatz neuartiger Kernmaterialien, oft eine Aluminiumoxid-Metallmatrix (z.B. ACCR - *Aluminium Conductor Composite Reinforced*), mit verringerter thermischer Ausdehnung, auch bei höheren Betriebstemperaturen einen geringeren Durchhang des Leiters. Dadurch können bestehende Trassen ohne den Bedarf einer Masterhöhung mit Hochtemperaturleitern bestückt werden. /DENA-06 14/

Abbildung 5-9: *Querschnitt durch HTLS-Leiterseil der Firma 3M (Bildquelle: /DMD-01 11/)*

Durch den Einsatz von HT-Leiterseilen kann die zulässige thermische Strombelastung bei vergleichbarem Leiterquerschnitt im Vergleich zur HDÜ-Technik um das bis zu 1,9-Fache gesteigert werden. Außerdem können Hochtemperaturseile auf die alten Masten integriert werden. Die höhere Stromtragfähigkeit führt zu höheren Betriebsströmen, was in der Konsequenz bei höherer Übertragungsleistung zu höheren Verlusten und stärkeren Magnetfeldern als bei konventionellen Leiterseilen führt. Speziell die stärkeren elektro-magnetischen Emissionen müssen bei der Netzplanung mit den im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) festgelegten Grenzwerten nach /BMU-01 98/ mit berücksichtigt werden. Darüber hinaus erfordern höhere

Betriebsströme eine Prüfung der Systemstabilität als auch der Temperaturbelastbarkeit der verwendeten Systemkomponenten, wie z. B. Armaturen, Isolatoren sowie Leit- und Schutztechnik. /DENA-06 14/

Die Investitionskosten von HT-Leiterseilen sind derzeit um den Faktor sieben bis zehn höher als bei Standardleiterseilen. Durch die Integration auf bestehenden Masten kann jedoch durch HT-Leiterseile die Übertragungskapazität von bestehenden Trassen erhöht werden, was zu geringeren Gesamtkosten führen kann. Ein ACCR-Seil (219 Mio. €), das im Rahmen einer Case Study (Ertüchtigung einer bestehenden 200 km langen Leitung) untersucht wurde, zeigt zu 19 % geringere Gesamtkosten im Vergleich zum konventionellen Netzausbau mit neuen Masten und herkömmlichen Seilen (269 Mio. €) auf. /IFHT-01 11/

5.1.1.3 Case Study Drehstromübertragung: Die AC/DC-Hybridleitung Ultranet

Aufgrund der Gleichstromübertragung fallen keine Blindleistungsverluste durch den Blindleistungsbedarf der Freileitungs- bzw. der Kabelsysteme, sondern lediglich die Ohmschen Verluste an, wodurch aber insgesamt weniger Verluste als bei der Drehstromtechnologie erzeugt werden. Andererseits sind flächen- und kostenintensive Umrichteranlagen notwendig. /DENA 06 14/

Gleichstromübertragung

Bei einer Hybridleitung wird ein Parallelbetrieb von Wechsel- und Gleichstromsystemen auf dem gleichen Mast realisiert. Ein Beispiel hierfür ist das Projekt ULTRANET mit 380 kV-AC- und 380 kV-DC-Stromkreisen auf einer Trasse. /TNBW-01 16/

Die Strecke reicht 340 km von Osterath in Nordrhein-Westfalen bis nach Philippsburg in Baden-Württemberg mit einer Trassenkorridorbreite von ca. 1.000 m. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Leitung beträgt 2,0 GW. Nach derzeitigen Planungen wird mit einer Inbetriebnahme für das Jahr 2022 gerechnet. Außerdem soll ULTRANET bis 2025 nach Emden an die Nordseeküste weitergeführt werden. Nur an sehr wenigen Stellen ist für ULTRANET ein Ersatz- oder Parallelneubau notwendig, meist kann eine bestehende Trasse verwendet werden. Zusätzlich ist die Errichtung von zwei Konvertern von Gleich- zu Wechselstrom in Osterath und Philippsburg nötig. Eine Konverterstation weist nach den bisherigen Planungen einen Flächenbedarf von ca. 100.000 m² auf. /TNBW-02 16/

Der Parallelbetrieb von Wechsel- und Gleichstrom-Systemen auf den gleichen Masten erhöht die nutzbare Leistungsdichte der Masten. Ein etablierter Mast zur HDÜ mit 380 kV kann mit den bestehenden Abständen und Isolatorlängen unter Einhaltung der zulässigen Randfeldstärken eine HGÜ-Leitung von ± 450 kV Gleichstrom aufnehmen. Die maximal übertragbare Leistung dieses Hybridbetriebes beträgt somit 2,2 GW. Darüber hinaus ermöglichen die HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen eine bidirektionale, steuer- und regelbare Übertragung von Gleichstrom zur optimierten Lastflusssteuerung. Nachteile in der Betriebsführung ergeben sich hauptsächlich durch eine Ohmsche Querkopplung zwischen der Gleich- und Wechselstromübertragung. Es

entstehen Verschiebungsströme, die eine AC-Komponente im DC-System und eine DC-Komponente im AC-System einkoppeln. /TNBW-02 16/ /TNBW-02 12/

5.1.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) - Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Neben der Verwendung in den oben beschriebenen Hybridleitungen sind in Deutschland zusätzlich reine HGÜ-Systeme geplant. Diese Technologie wurde in MONA 2030 in einer Vorstudie (vgl. /FFE-10 15/) untersucht. Bereits in mehreren on- und offshore Projekten werden HGÜ-Freileitungen und -kabel erfolgreich eingesetzt. Dabei wird die Technologie vor allem von den drei OEMs: ABB, Siemens und Alstom bzw. die Kabel von den drei OEMs: ABB, Nexans und Prysmian zur Verfügung gestellt.

Trotz einer Vielzahl erfolgreich realisierter Projekte kommt es bei den Projektkosten zu sehr starken Schwankungen, die v. a. auf den Verlegungsort und die Übertragungsart zurückzuführen sind. In Deutschland sind drei HGÜ-Leitungen geplant /NEP-01 15/

- Ultranet vom Umspannwerk Emden über Osterath nach Philippsburg
- SuedLink von Brunsbüttel nach Großgartach und von Wilster nach Bergrheinfeld/West
- SüdOst-Link von Wolmirstedt nach Gundremmingen oder Isar

Abbildung 5-10 zeigt darüber hinaus eine Auswahl an geplanten/realisierten internationalen HGÜ-Projekten.

Projektdetails			Verlegungsort		Übertragungsart		Technische Details			Wirt. Details	
Bezeichnung	**Land**	**OEM**	**Onshore**	**Offshore**	**Kabel**	**Freileitung**	**Leistung**	**Spannung**	**Länge**	**Kosten**	**Laufzeit**
VSC HGÜ-Link Caithness - Moray	Schott-land	ABB	✓	✓	✓		1.200 MW	320 kV	160 km	622 Mio. €	~ 4 a
HGÜ Kabel Muskrat Falls	Kanada	Nexans	✓	✓	✓		1.000 MW	n/a	1.100 km (~100 m offshore)	80 Mio. € (nur Kabel)	n/a
HGÜ-Kabel Italien-Montenegro	Italien, Monte-negro	Nexans	✓	✓	✓		1.000 MW	n/a	418 km (~ 393 km offshore)	340 Mio. € (nur Kabel)	n/a
Western HVDC Link	UK	Siemens Prysmian		✓	✓		2.200 MW	600 kV	420 km	1,1 Mrd. €	n/a
EstLink2 (Brownfield)	Estland Finnland	Siemens	✓	✓	✓	✓	650 MW	450 kV	171 km (~ 145 km offshore)	320 Mio. €	n/a
Supergrid Link Indien	Indien	Alstom	✓			✓	3.000 MW	800 kV	1.365 km	400 Mio. €	n/a
South-West Link	Schwe-den	Alstom ABB	✓		✓	✓	1.440 MW	400 kV	~ 750 km	~ 846 Mio. €	~ 3 a

Abbildung 5-10: *Beispiele für internationale HGÜ-Projekte (realisiert bzw. beauftragt)*

Im Juli 2015 wurde von der Koalition ein allgemeiner Erdkabelvorrang bei Gleichstromprojekten beschlossen:

„Erdkabel werden bei neuen Gleichstromtrassen in der Bundesfachplanung Vorrang erhalten. Bisher hatten Freileitungen den Vorrang und Erdkabel waren die Ausnahme. Die Mehrkosten sind gerechtfertigt, da die Maßnahme zu mehr Akzeptanz und zu einem schnelleren Ausbau führt.“ /BMWI-19 15/

Anmerkung: Differenzierung zur NoM Gleichspannungsverteilnetze
Gleichspannungsverteilnetze (vgl. Definition in **Abbildung 5-11**, Detailanalysen in Kapitel 5.15) werden in MONA 2030 als eigenständige NoM betrachtet.

Abbildung 5-11: *Definition der NoM Gleichspannungsverteilnetze*

5.1.2.1 Systembeschreibung von HGÜ

HGÜ-Leitungen werden in erster Linie zur Punkt-zu-Punkt-Übertragung von hohen Leistungen verwendet. HGÜ wird überwiegend aufgrund der geringen Verluste für den Transport von elektrischer Energie über lange Distanzen und als Verkabelung eingesetzt, sofern aufgrund der Entfernung eine Drehstromübertragung auszuschließen ist. Bei der Umrichtung zwischen Wechsel- und Gleichstrom kann zwischen zwei Technologien unterschieden werden /DENA-06 14/, /ABB-01 07/:

- Netzgeführte HGÜ (LCC – *Line Commutated Converter*) ist eine bereits seit Jahren etablierte Technologie. Hierbei sind Gleich- und Wechselrichter aus Leistungsthyristoren aufgebaut, die gezielt gezündet werden, wofür ein starres Spannungssignal aus dem Drehstromnetz benötigt wird. Dadurch sind hohe Übertragungsleistungen möglich. Jedoch kann eine LCC-HGÜ keinen Beitrag zur Stabilität des Drehstromnetzes (z. B. durch aktives Blindleistungsmanagement) leisten.
- Selbstgeführte HGÜ (VSC - *Voltage-Source Converter*) bietet durch moderne IGBT-Halbleitertechnologie die Möglichkeit zur aktiven Zündung und damit erweiterte Regel- und Steuermöglichkeiten. Hier werden Gleichrichter mit Gleichspannungszwischenkreis verwendet. Dadurch ist eine entkoppelte Steuerung des Wirk- und Blindleistungsflusses möglich.

5.1.2.2 Entwicklungspotenzial

Weitreichende Möglichkeiten zur Weiterentwicklung bieten vor allem die technische Verbesserung der Konverterstationen und der Aufbau eines vermaschten Gleichstromnetzes. Grundlage hierfür können z. B. Multilevel-Konverter sein. Wie VSC-HGÜ nutzt die in /TR-01 13/ beschriebene „Modulare Multilevel-Technik“ die weitgehend ausgereiften IGBT-Transistoren in den Konverteranlagen. Der Unterschied ist jedoch, dass die Gleichspannung von derzeit bis zu 320 kV nicht in zwei bis drei großen Schritten, sondern in vielen kleinen Spannungsstufen geregelt werden kann. Dadurch sind Steuerungsprozesse in jeder Konverterstation möglich. Elektronisch geregelt lassen sich so mehrere Gleichstromtrassen an einem Punkt miteinander verknüpfen. Beispielsweise existiert ein lokal begrenztes HGÜ-System auf Basis der „Multilevel-Technologie“ bereits als Verbindungsstrecke zwischen San Francisco und Pittsburgh. Über ein 85 km langes Seekabel wird bis zu 40 % des Bedarfs von San

Francisco gedeckt. Für ein vermaschtes, stabiles Gleichstromnetz in der Freileitungsausführung sind zusätzlich DC-Leistungsschalter notwendig, um beispielsweise nach einem Blitzschlag die Teilstrecke wegen Überspannung vom übrigen Netz abzutrennen. Jedoch hat diese Technologie bisher keine Marktreife erreicht und befindet sich noch im Entwicklungsstadium. /TR-01 13/

5.1.2.3 Case Study HGÜ: SuedLink – Die Windstromleitung

Die steigende räumliche Diskrepanz zwischen den Lastzentren in Süd-/ Westdeutschland und den regenerativen Erzeugungen, on- und offshore, im Norden führt zu einem erhöhten Transportbedarf. Nach Analysen der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. /NEP-01 13/, /NEP-02 14/, /NEP-01 15/), die mehrfach von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt wurden, stellt die Übertragung mit Hochspannungs-Gleichstrom durch die bessere Steuerbarkeit und die geringeren Verluste eine geeignete Technologie für den Langstreckentransport dar.

Hier kommt SuedLink ins Spiel, indem er das wachsende Nord-Süd-Gefälle überbrückt und den Windstrom dorthin transportiert, wo er zunehmend gebraucht wird – zu den Verbrauchern in Süddeutschland. /TNT-07 16/

Die Maßnahme wurde daher mit dem vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes im Übertragungsnetz eingestuft. Über große Entfernungen sollen sowohl Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende Wechselstromnetz zusätzlich zu überlasten. Mit einer Länge von insgesamt rund 800 km von Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg und einer Übertragungskapazität von insgesamt 4,0 GW soll die SuedLink die innerdeutsche Versorgungssicherheit gewährleisten und darüber hinaus die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW steigern /BET-01 15/. Die herausgehobene Stellung des Netzausbauprojektes zeigt sich durch Aufnahme der beiden SuedLink-Trassen in den Bundesbedarfsplan (BBPlG) 2013 als Leitungsvorhaben DC 3 und DC 4 /BRD-01 13/. Anfangs- und Endpunkte der Verbindungen sind damit vorgegeben (Stand /NEP-01 15/: DC 3: Brunsbüttel nach Großgartach; DC 4: Wilster nach Bergrheinfeld/West).

Nach Aufnahme in den BBPlG wurden die Übertragungsnetzbetreiber mit der Planung beauftragt. Gemäß den Vorgaben in /BRD-03 11/ hat TenneT als zuständiger Netzbetreiber im Februar 2014 einen ersten Trassenkorridorvorschlag für SuedLink zwischen den verbindlich festgelegten Anfangs- und Endpunkten vorgestellt. Bereits ab Beginn der Planungen wurde die Öffentlichkeit vor Ort über das Projekt informiert, um ein Verständnis für den energiewirtschaftlichen Bedarf und das Thema Versorgungssicherheit zu erreichen und frühzeitig auf die Beteiligungsmöglichkeiten aufmerksam zu machen. /TNT-07 16/

SuedLink ist Teil des BestGrid-Projekts, bei dem es Ziel ist, die Kommunikation mit der Öffentlichkeit zu optimieren und zu standardisieren (siehe *Handbuch: Verfahrensablauf eines Onshore-Stromleitungsprojektes in* /TNT-02 14/). Zur Verdeutlichung der Komplexität werden im Folgenden die bisherigen Planungsschritte und die verschiedenen Konsultationsprozesse genauer beschrieben:

Von März bis Juli 2014 wurde ein umfassender Projektdialog zur Einbindung der Öffentlichkeit und zur Entwicklung alternativer Trassenkorridorverläufe durchgeführt. Im Mittelpunkt standen Dialogveranstaltungen und Gespräche mit Bürgern, Kommunalpolitikern, Bürgerinitiativen und Vertretern von Fachbehörden und Verbänden. Diese Ergebnisse des Projektdialogs wurden auf Feedback-Infomärkten vorgestellt.

Mehr als 300 Veranstaltungen und 3.000 öffentliche Stellungnahmen alleine im Projektdialog unterstreichen das große Beteiligungsinteresse der Bevölkerung an den Planungen der ÜNB.	**Weiterführendes Wissen** +

Am 12. Dezember 2014 wurde der Antrag nach §6 NABEG für das formelle Planungsverfahren offiziell bei der Bundesnetzagentur eingereicht. In Vorbereitungen auf das formelle Planfeststellungsverfahren führte TenneT TSO GmbH von April bis Mai 2015 einen Fachdialog mit Trägern öffentlicher Belange und Vertretern von Verbänden, wobei fachliche Hinweise beispielsweise zur Bewertungssystematik und regionalen Besonderheiten entgegengenommen wurden.

Eine Änderung der Planungen resultiert aus dem Koalitionsbeschluss im Juli 2015 /BMWI-19 15/. Neben dem Erdkabelvorrang für HGÜ fordert der Gesetzgeber eine Bündelung der beiden Leitungen und eine Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld. Die Planungen von SuedLink werden daher auf Basis der im April 2016 veröffentlichten Planungsgrundsätze der *Bundesfachplanung für Gleichstrom-Vorhaben mit gesetzlichem Erdkabelvorrang* modifiziert und ausgestaltet /BNETZA-05 16/.

5.1.3 Rechtlich-Regulatorische Rahmenbedingungen

Im EnWG ist der Begriff „Netz“ nicht explizit definiert. Im Sinne des EnWG sind Energienetze *„alle technischen Anlagen, die die physikalisch-technische Voraussetzung für die Versorgung der Kunden mit (…) Strom bilden, einschließlich der eigentlichen Versorgungsleitungen und der Anlagen zur gewollten Beeinflussung dieser Leitungen (z. B. (…) Umspannwerke), mit Ausnahme der eigentlichen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und der Direktleitungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern.“* /EUEW-01 15/

In einem BHG-Urteil von 2014 wird deutlicher abgegrenzt, wie Netzbetriebsmittel definiert sind: „*Um die Belieferung mit Elektrizität durch jeden Anbieter zu ermöglichen, müssen grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen*“ (BGH in EnVR 10/13, Rn 35) /BGH-01 14/.

Die Abgrenzung eines einzelnen Netzes erfolgt folglich durch seine Funktion, rechtliche Herrschaft (Eigentum) und die Betreiberschaft. /EUEW-01 15/ Kundenanlagen sind hingegen im EnWG in § 3 sehr genau definiert. Diese umfassen Energieanlagen zur Abgabe von Energie (beinhaltet Verbrauch und Erzeugung), welche für die

„Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs unbedeutend sind“. /EUEW-01 15/

Für Netzbetreiber existieren allgemeine Betreiberpflichten, welche den *„Betrieb, die Wartung und den Ausbau eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes“* gewährleisten. Damit soll verhindert werden, dass Netze aus Profitgründen „heruntergewirtschaftet“ werden und sie stattdessen nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik betrieben und ausgebaut werden. Diese Regeln werden nicht gesetzlich, sondern durch Fachverbände vorgegeben. /EUEW-01 15/

Netzausbau in den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur umfasst v. a. die Erhöhung von Kabelquerschnitten, Trafoleistungen, Verkabelung von Freileitungen und Änderung der Netztopologie. /BNETZA-16 15/ Diese Maßnahmen haben allgemein gemeinsam, dass die Kapazitäten im Netz erweitert werden, nicht jedoch die vorhandenen Kapazitäten optimaler genutzt werden. Prinzipiell sollte jedoch beim Netzausbau nach dem sog. „NOVA-Prinzip“ verfahren werden. Netzausbaubedarf besteht dann, wenn der sichere und effiziente Betrieb gefährdet ist. Dies tritt vor allem dann ein, wenn die Netzkapazität nicht für die Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten ausreicht. /ENWG-01 15/ Anzeichen dafür sind Spannungsbandverletzungen oder thermische Überschreitungen als Hinweis auf Stromprobleme. *„Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.“* /EEG-02 14/

5.1.3.1 Rechtliche und regulatorische Bewertung

Netzausbau umfasst im heutigen System vor allem eine Erweiterung des Anlagenkapitals (CAPEX). Wird ein Netzausbaubedarf festgestellt und behoben, werden die kapitalkostenintensiven Investitionen regulatorisch abgeschrieben und verzinst. Die Betriebskosten konventioneller Netzkomponenten sind, im Vergleich zu den Installationskosten sehr gering. Ist ein Netzbetriebsmittel regulatorisch abgeschrieben, kann es erneuert werden, um erneut in der Regulierung berücksichtigt zu werden. Die technische Funktionalität ist jedoch in vielen Fällen auch weit über die Abschreibungsdauer gewährleistet. Jede Investition in Sachanlagenvermögen generiert Erlösrückflüsse, welche durch regulatorische Abschreibungen und Kapitalverzinsungen bedingt sind.

Optimierungspotenziale für klassische Netzausbauoptionen bestehen vor allem in der günstigeren Beschaffung zu niedrigeren Preisen und die Verwendung günstigerer Einbauverfahren bzw. die Ausschreibung an Dritte. Da der Verteilnetzbetrieb in der Regel „blind“ erfolgt, also keine Fernsteuerung möglich ist, kann in der Nutzung des Betriebsmittels keine oder nur eine sehr eingeschränkte Optimierung erfolgen. Dies wird erst durch den Einbau von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) möglich, welche den Netzbetrieb „intelligenter“ macht und eine netzoptimierende Betriebsführung ermöglicht.

Rechtlich sind die Netze zur elektrischen Energieversorgung durch von anderen Teilen der Wertschöpfungskette unabhängigen Netzbetreibern zu führen. Dabei ist

entscheidend, dass sich das Netz selbst weiterhin im Eigentum eines unabhängigen Dritten befinden darf, der keinen Einfluss auf den Netzbetrieb nehmen kann.

5.1.3.2 Bewertung und Ausblick

Die Netze gewinnen zunehmend an Bedeutung, um die steigende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen. Vor allem in der Niederspannungsebene kommen neue Herausforderungen auf die Netzbetreiber zu. Dafür soll laut EnWG das Netz nach dem „NoVA-Prinzip“ bewirtschaftet werden. **N**etz**o**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau ist hier der Leitgedanke. /ENWG-01 15/ Nach dieser Prämisse soll der konventionelle Netzausbau nur die Ultima Ratio sein, wenn sich die Netze nicht weiter optimieren lassen.

5.1.4 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Mithilfe des Morphologischen Kastens werden die verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen einheitlich beschrieben und dadurch vergleichbar gemacht. Im Folgenden werden die vier Kategorien des Morphologischen Kastens für die Netzoptimierende Maßnahme Konventioneller Netzausbau erläutert. Die Beschreibung der Ausprägungen der Kriterien erfolgt in kursiver Schrift. Nach Möglichkeit werden hierbei Drehstrom- und Gleichstromübertragung zusammengefasst beschrieben.

5.1.4.1 Technologie

Standort und Dimensionierung

Der konventionelle Netzausbau in der Option *Drehstromübertragung* kann **auf allen Netzebenen** eingesetzt werden. Auch beim Kriterium **Einsatzort** können nahezu alle möglichen Ausprägungen des Morphologischen Kastens („Umspannwerk“, „Ortsnetzstation“, „Netzstrang“, „Verteilerkasten“ und „Leitungsabschnitt“) für die NoM genannt werden. Bei HGÜ ist der **Einsatzort** auf die Komponenten „Leitungsabschnitt“ und „Umspannwerk“ (Konverterstationen) beschränkt. HGÜ ist zwar potentiell in jeder Spannungsebene möglich. Bereits realisierte, aber auch geplante Projekte werden jedoch im Regelfall mit Spannungen größer als 150 kV ausgeführt (vgl. /LUH-02 10/ und Kapitel 5.1.2.1).

Der konventionelle Netzausbau bietet darüber hinaus sowohl bei Drehstrom- als auch bei Hochspannungsgleichstromübertragung die **Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz** und ist in hohem Maß **skalierbar**. Eine exemplarische Auswahl in **Tabelle 5-2** listet für verschiedene Komponenten aller Netzebenen die zulässigen Dauerströme und die korrespondierende thermische Grenzleistung auf (vgl. **Formel (1)** für die Drehstromübertragung):

$$S_{th} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_D \quad (1)$$

S_{th} [kVA]:	thermische Scheinleistung
I_d [A]:	Bemessungsstrom
U_n [V]:	Nennspannung

Dabei lässt sich feststellen, dass der konventionelle Netzausbau Ausprägungen von einigen kVA bis zu mehreren GVA aufweisen kann.

Tabelle 5-2: *Thermische Grenzleistung bzw. zulässige Dauerströme von Komponenten des konventionellen Netzausbaus*

Betriebsmittel	Beschreibung	Thermische Grenzleistung S_{th} bzw. zulässiger Dauerstrom I_D	Quelle
Erdkabel in der Niederspannung	NAYY 4x120	170 kVA bei einem zulässigen Strom von 0,24 kA	/SPVG-01 11/
	NAYY 4x150	191 kVA bei einem zulässigen Strom von 0,28 kA	/SPVG-01 11/
Erdkabel in der Mittelspannung	Standardkabel, z.B. NA2XS2y 3x1x185	12,5 MVA bei einem zulässigen Strom von 0,36 kA	/TUM-01 13/
Freileitung in der Hochspannung	Einfachseil Al/St 265/35	129,6 MVA bei einem zulässigen Strom von 0,68 kA	/TUM-01 13/
	Einfachseil Al/St 380/50	160,0 MVA bei einem zulässigen Strom von 0,84 kA	/TUM-01 13/
	Zweierbündel Al/St 265/35	259,1 MVA bei einem zulässigen Strom von 1,36 kA	/TUM-01 13/
	Zweierbündel Al/St 380/50	320,1 MVA bei einem zulässigen Strom von 1,68 kA	/TUM-01 13/
Erdkabel in der Hochspannung	z.B. NA2XS(FL)2Y 3x1x800 RM50 (AL800)	135,7 MVA bei einem zulässigen Strom von 0,712 kA	/TUM-01 13/
Freileitung in der Höchstspannung	Doppelleitung mit Dreierbündeln und einem Querschnitt 635/117	Zwei Systeme á 2.300 MVA	/IEHUH-01 07/
	Doppelleitung mit Viererbündeln und einem Querschnitt 264/34	Zwei Systeme á 1.790 MVA	/DENA-06 14/
	Doppelleitung mit Viererbündeln und einem Querschnitt 562/49	Zwei Systeme á 2.740 MVA	/DENA-06 14/
	Verwendung von HTLS-Leitern, z.B. Typ ACCR	1,9-fach höher als konventionelle Leiter durch Erhöhung der zulässigen Dauerbetriebstemperatur auf 150 °C	/DENA-06 14/
	HDÜ mit mehr als 380 kV	Bis zu 6.800 MW	/DENA-06 14/
Kabel in der Höchstspannung	2 erdverlegte, parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen (Leiterquerschnitt 2.500 mm²)	Ohne aktive Kühlung bis zu 1.250 MVA bei einem zulässigen Strom von 1,90 kA	/DENA-06 14/
	155 kV-Drehstrom-Seekabel	62 MW - 900 MW (Kapazität bereits geplanter/beauftragter Projekte von TenneT in der Nordsee)	/TNT-01 16/, /ONEP-01 15/
	220 kV-Drehstrom-Seekabel	100 MW - 500 MW (Kapazität bereits geplanter/beauftragter Projekte des ONEP 2025)	/ONEP-01 15/
HGÜ	VSC-Freileitung	Bis zu 300 MW bei ±350 kV	/DENA-06 14/
	VSC-Erdkabel	Bis zu 1.000 MW bei ±500 kV	/DENA-06 14/
	LCC-Freileitung	Bis zu 7.200 MW bei ±800 kV	/DENA-06 14/
	LCC-Erdkabel	Bis zu 2.000 MW bei ±550 kV	/DENA-06 14/

Neben den Belastbarkeiten der Kabelsysteme und Freileitungen kommt bei der Abschätzung der Skalierbarkeit der NoM auch den Stationen und Transformatoren eine wichtige Rolle zu. **Tabelle 5-3** führt die Bemessungsscheinleistung von Standard-Transformatoren und Stationen auf.

Tabelle 5-3: *Gängige Dimensionierung von Transformatoren und Stationen*

Betriebsmittel	Bemessungsscheinleistung	Quelle
Transformator MS/NS	250, 400, 630 kVA	/FFE-23 15/
Transformator HS/MS	31,5 oder 40 MVA	/EBR-01 14/
Transformator HöS/HS z.B. 380/110 kV	300 MVA	/NEP-01 15/
Transformator HöS/HöS, z.B. 380/220 kV	600 MVA	/NEP-01 15/
HGÜ	In bereits beauftragten Projekten zwischen 500 MW und mehreren GW	/DENA-06 14/

Flexibilität der NoM

Die NoM ist bei Drehstromübertragung durch einen starren Einsatz charakterisiert und weist keinerlei Möglichkeit zur Steuerung auf. Dies spiegelt sich in den Kriterien **Regelbarkeit** (Ausprägung im Morphologischen Kasten „starrer Einsatz“**,** **Leistungsgradient** (Ausprägung „keine Regelung“*)* wieder. Auch das Kriterium **Regelgenauigkeit** wird mit „nicht quantifizierbar“ angegeben.

Zeitliche Verfügbarkeit, Ansprechzeit und Abrufbarkeit

Durch den starren Einsatz ist darüber hinaus eine dauerhafte **zeitliche Verfügbarkeit** anzunehmen. Analog sind demnach die Kriterien **Ansprechzeit** (Ausprägung „Sofort/dauerhaft, da präventive Maßnahme“) und **Abrufdauer** (Ausprägung „dauerhaft“) zu bewerten. Bei HGÜ sind die Konverter bei Verwendung von VSC-Technologie regelbar. Selbstgeführte VSC-HGÜ Technik basiert auf den Einsatz von Leistungshalbleitern als Schaltelement mit Spannungszwischenkreis. Aufgrund der Abschaltmöglichkeit und der Realisierbarkeit hoher Pulsfrequenzen ergeben sich deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten. Im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ lassen sich Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen. /NEP-01 12/

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung und IKT-Bedarf

Durch das Fehlen der Möglichkeit zur Flexibilisierung sind auch keine **nachgelagerten Verluste** zu quantifizieren. Aufgrund der fehlenden Regelbarkeit ist bei Drehstromübertragung kein zusätzlicher **IKT-Bedarf** festzustellen.

Wirkungsgrad

Eine pauschale Quantifizierung des Kriteriums **Wirkungsgrad** ist ohne begleitende Netzberechnungen nicht möglich. Der Wirkungsgrad einer Übertragung wird durch die Übertragungsverluste bestimmt, die sich in Leerlauf- (vgl. **Formel (2)**) und Lastverluste (vgl. **Formel (3))** aufteilen /LUH-01 07/:

$$P_{V,LL} = n \cdot G' \cdot l \cdot U_N \qquad (2)$$

$P_{V,LL}$ [kW]: Wirkleistung der Leerlaufverluste
n: Anzahl der parallelen Leitungssysteme
l [km]: Leitungslänge
G’ [nS/km]: Ableitungsbelag

$$P_{V,Last} = \frac{1}{n} \cdot R' \cdot l \cdot (\frac{S}{U_N})^2 \quad (3)$$

$P_{V,Last}$ [kW]: Wirkleistung der Lastverluste
R' [Ω/km]: Widerstandsbelag
S [MVA]: übertragene Scheinleistung

Die konkrete Ausweisung der Verluste erfolgt automatisiert in den Netzberechnungen und wird für die finale Bewertung verwendet.

Überlastfähigkeit

Auch das Kriterium **Überlastfähigkeit** fällt in den verschiedenen Varianten der NoM sehr heterogen aus. **Tabelle 5-4** erläutert dies für Transformatoren, Freileitungen, Kabelsysteme und HGÜ im Allgemeinen.

Tabelle 5-4: *Überlastfähigkeit von Komponenten des konventionellen Netzausbaus*

Betriebsmittel	Beschreibung	Überlastbarkeit	Kommentar	Quelle
Wechselstrom-transformatoren	Alle Leistungsklassen	Bei entsprechender Kühlung Überlastung (in Ausnahmefällen bis 50 % möglich) unter Einhaltung der IEC 354-Bestimmung zulässig	Richtlinien in DIN IEC 60076-7 „Belastbarkeit von Öltransformatoren“ und IEC 60076-12 „Belastbarkeit von Trockentransformatoren“	/SIE-03 15/
Freileitungen	Alle Betriebs-spannungen	Begrenzt durch maximalen Durchhang und Entfestigung der Materialien bei Überschreiten der Dauerbetriebstemperatur	Unter Normbedingungen max. Leitertemperatur 80 °C Zusätzlich Spannungswinkel und Systemstabilität beachten	/DENA-06 14/, /BWE-01 04/
	Verwendung von HTLS-Leitern	Kurzfristig zulässig, z.B. ACCR +30 °C über 1.000 h	Zulässige Leitertemperatur je nach Leitertyp 150 °C - 210 °C	/DENA-06 14/
Kabelsysteme	Alle Betriebs-spannungen	Kurzzeitige Überlastung zulässig Überlastung führt zu vorzeitiger Alterung der Isolation	Begrenzt durch zulässigen Dauerbetriebsstrom	/DENA-06 14/, /FOR-01 05/
HGÜ	VSC-Technologie	Keine Überlastbarkeit	Begrenzung durch Betriebsstrom in Umrichterstation, daher kein Unterschied zwischen Freileitung und Erdkabel	/DENA-06 14/
	LCC- Technologie	Ohne geplante Reserve nur ca. 5 - 10 %		

Es lässt sich feststellen, dass Drehstromübertragung im Regelfall „überlastfähig“ ist, HGÜ allerdings „keine Überlastfähigkeit“ aufweist.

Störungsanfälligkeit und Aufwand für Störungsbeseitigung

Bei der Analyse des Kriteriums **Störungsanfälligkeit** kann auf die Zuverlässigkeitskenndaten der FNN-Störungsstatistik zurückgegriffen (Beschreibung der Methodik in /FFN-01 11/) werden. Eine Zusammenfassung der Daten findet sich u. a. in /FGH-01 13/, welche auch für die folgenden Analysen verwendet werden.

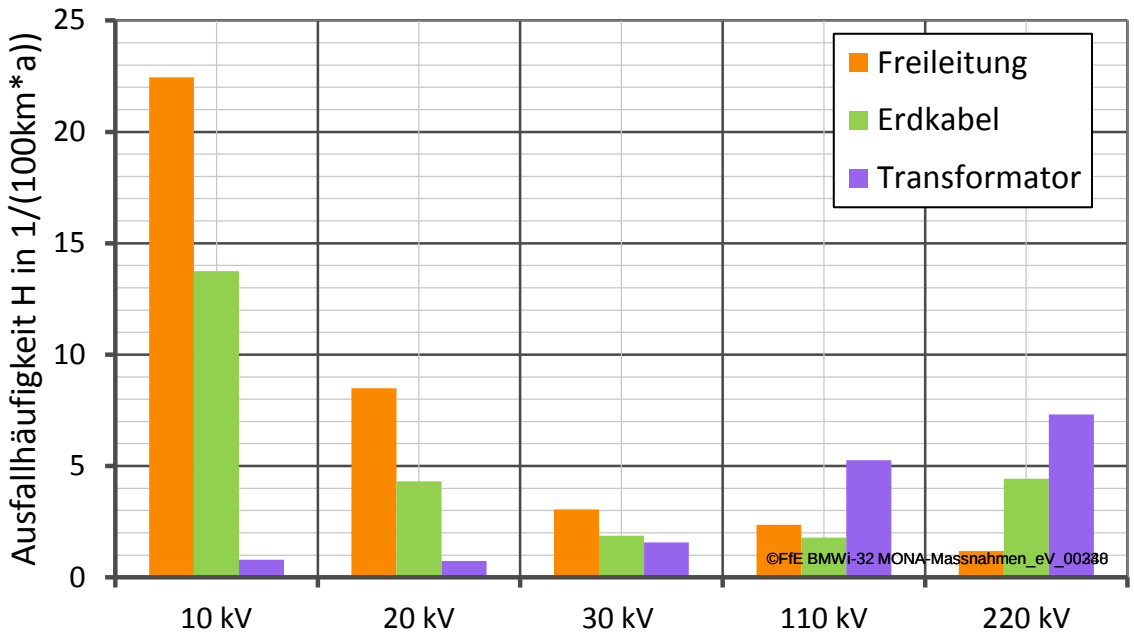


Abbildung 5-12: *Ausfallhäufigkeit von Freileitungen, Erdkabeln und Transformatoren in den verschiedenen Spannungsebenen (Eigene Darstellung, Daten aus /FGH-01 13/)*

Im Vergleich mit anderen NoM kann die Störanfälligkeit somit als „niedrig“ im Übertragungsnetz und als „mittel“ im Verteilnetz eingestuft werden.

Der **Aufwand für Störungsbeseitigung** unterscheidet sich stark bei Freileitungen und Erdkabeln. Während bei Freileitungen im Schadensfall die Reparaturdauer meist wenige Stunden beträgt (Ausprägung im Morphologischen Kasten „Mittel“), muss bei Erdkabeln, aufgrund aufwendiger Grabungsarbeiten, von Wochen für die Reparatur ausgegangen werden (Ausprägung im Morphologischen Kasten „Hoch“). /LUH-03 10/

Als vergleichende Kenngröße für die Bewertungen der NoM wird daher die Nichtverfügbarkeit verwendet, die aus der Ausfallhäufigkeit und dem Aufwand für Störungsbeseitigung resultiert. **Tabelle 5-5** führt die jeweiligen Werte in den verschiedenen Spannungsebenen und für eine VSC-HGÜ auf.

Tabelle 5-5: *Nichtverfügbarkeiten von Freileitungen und Erdkabeln*

Spannung	Betriebsmittel	Nichtverfügbarkeit	Quelle
Niederspannung	Freileitung/Kabel	Keine Werte verfügbar	-
Mittelspannung 10 kV, 20 kV, 30 kV	Freileitung	57,7 - 84,5 h/a für 100 km	Eigene Berechnungen nach /FGH-01 13/
	Erdkabel	217,6 - 647,5 h/a für 100 km	Eigene Berechnungen nach /FGH-01 13/
Hochspannung 110 kV	Freileitung	39,73 h/a für 100 km	Eigene Berechnungen nach /FGH-01 13/
	Erdkabel	416,3 h/a für 100 km	Eigene Berechnungen nach /FGH-01 13/
Höchstspannung	Freileitung	2,1 h/a für 200 km	/LUH-02 10/
	Erdkabel	89,6 h/a für 200 km	/LUH-02 10/
HGÜ	VSC	Ca. 130 h/a	/LUH-02 10/

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Erdverkabelung in allen Spannungsebenen eine um ein Vielfaches erhöhte Nichtverfügbarkeit im Vergleich zu Freileitungen aufweist (je nach Spannungsebene und Betriebsmittel vier bis 40-fach höher). Durch die aufwendigen Wartungsarbeiten bei den Stromrichterventilen kann auch bei HGÜ eine hohe Nichtverfügbarkeit festgesetzt werden.

Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung

Durch Einsatz von konventionellem Netzausbau, z. B. mittels Parallelverkabelung oder einem stärker dimensionierten Kabel, verringert sich die Netzimpedanz, wodurch sich auch **Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung** ergeben (vgl. **Formel (4)**) /FNN-01 12/:

$$S_k = \frac{{U_N}^2}{Z} \tag{4}$$

S_k [kVA]: Kurzschlussscheinleistung
Z [Ω]: Netzimpedanz
U_n [V]: Nennspannung

Es lässt sich somit festhalten, dass durch die NoM die Kurzschlussleistung erhöht wird (Ausprägung „Erhöhung der verfügbaren Kurzschlussleistung“).

Die Verlustbilanz eines Netzgebietes ist von der Impedanz der Leitungen abhängig. Durch konventionellen Netzausbau erfolgt im Regelfall eine Verringerung der Netzimpedanz und damit auch der Netzverluste.

Auswirkungen auf die Einhaltung der thermischen Limits und Spannungshaltung

Durch die NoM wird zum einen die **maximale Stromtragfähigkeit** im Netzgebiet erhöht und die **Einhaltung der thermischen Limits** von Betriebsmitteln verbessert. Über die verringerte Netzimpedanz kommt es darüber hinaus zu einer vereinfachten **Spannungshaltung**. Die NoM kann somit positiv in Bezug auf die technische Eignung zur Netzoptimierung bezeichnet werden.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt

Die Bereitstellung von Blindleistung durch die NoM hängt sowohl von der anliegenden Nennspannung als auch vom fließenden Strom ab. Durch die Leiterinduktivitäten (Kapazitäts- und Induktivitätsbelag durch die Leiteranordnung) kann so für jeden Netzbelastungsfall ein spezifischer Blindleistungsbedarf angegeben werden. Dabei hängt der kapazitive Anteil der Blindleistung nicht vom Belastungszustand, sondern nur vom Kapazitätsbelag, der Leitungslänge und Nennspannung ab (vgl. **Formel (5)**):

$$Q_C = \omega * C' * l * U_n^2 \quad (5)$$

Q_C	[kVar]:	Kapazitive Blindleistung
ω	[1/s]:	Kreisfrequenz
C'	[F/km]:	Kapazitätsbelag
l	[km]:	Länge des Leitungsabschnitts
U_n	[V]:	Nennspannung

Der induktive Anteil hingegen steigt mit steigender Belastung bzw. steigendem Leiterstrom (vgl. **Formel (6)**):

$$Q_L = 3 * \omega * L' * l * I^2 \quad (6)$$

Q_L	[kvar]:	Induktive Blindleistung
L'	[H/km]:	Induktivitätsbelag
I	[A]:	Strom

Der gesamte Blindleistungsbedarf berechnet sich aus diesen beiden Komponenten (vgl. **Formel (7)**):

$$Q = Q_L - Q_C \quad (7)$$

Die Bereitstellung von Blindleistung durch die NoM ist somit abhängig vom anliegenden Belastungsfall und kann nicht dynamisch an die Gegebenheiten im Netzgebiet angepasst werden. Vereinfachend lässt sich zusammenfassen, dass bei Freileitungen im Schwachlastfall kapazitive und im Starklastfall induktive Blindleistung bezogen wird. Bei Erdkabeln ist der Kapazitätsbelag mehr als 20-fach erhöht, wodurch in jedem Belastungsfall in hohem Maß kapazitive Blindleistung benötigt wird. /LUH-03 10/

Bei LCC-HGÜ-Konverterstationen entsteht durch die Umrichtung ein erheblicher Blindleistungsbedarf, der jedoch meist durch lokale Kompensationsanlagen ausgeglichen wird, wodurch die HGÜ im System nahezu blindleistungsneutral agiert (Ausprägung „keine Blindleistungsbereitstellung“). Die Verwendung von VSC-HGÜ ermöglicht die entkoppelte Steuerung des Wirk- und Blindleistungsflusses durch aktives Zünden und Löschen der Ventile. Betriebskonzepte wie das *HVDC light* von ABB ermöglichen damit eine Blindleistungsabgabe von bis zu ± 125 MVar /ABB-01 07/. **Tabelle 5-6** führt die Ausprägungen des Morphologischen Kastens auf.

Tabelle 5-6: *Blindleistungsbereitstellung durch konventionellen Netzausbau*

Technologie	Betriebszustand	Steuer- und Regelbarkeit	Blindleistungsbereitstellung
AC-Freileitung	Im Schwachlastfall	Nein	Überwiegend kapazitiv, Höhe abhängig vom Belastungszustand
AC-Freileitung	Im Starklastfall	Nein	Überwiegend induktiv, Höhe abhängig vom Belastungszustand
AC-Erdkabel	Alle Betriebszustände	Nein	Überwiegend kapazitiv
LCC-HGÜ	Alle Betriebszustände	Nein	Blindleistungsneutral durch lokale Kompensation
VSC-HGÜ	Alle Betriebszustände	Ja	Dynamisch regelbar bis zu ± 125 MVar

Technology Readiness Level
Als seit langem etablierte Technologie weist der konventionelle Netzausbau mit der Ausprägung „TRL 9 (Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes“) ein sehr hohes **Technology Readiness Level** auf (Freileitung seit 1912, Erdkabel seit den 1970er /LUH-03 10/)).

5.1.4.2 Wirtschaft

Akteur, Einnahmepotenzial, regulatorische Praktikabilität und Kostenwälzung
Wird konventioneller Netzausbau zur Netzoptimierung verwendet, so ist immer der „Netzbetreiber“ der zuständige **Akteur**, der für den sicheren und zuverlässigen Betrieb haftet und den Ausbau der Maßnahme initiiert. Wie in Kapitel 5.1.3.1 beschrieben, können die beim konventionellen Netzausbau überwiegend entstehenden CAPEX (*capital expenditure* – Investitionskosten) regulatorisch abgeschrieben werden und generieren dadurch Kapitalrückflüsse an den Netzbetreiber, wodurch bereits heute die **Regulatorische Praktikabilität** sichergestellt ist. Daher bieten die NoM kein **zusätzliches Einnahmepotenzial für den Akteur.** Die **Kostenwälzung** erfolgt über die Netznutzungsentgelte an den „Letztverbraucher“.

Einordnung der NoM
Da es sich bei konventionellem Netzausbau um klassische Betriebsmittel handelt, ist die netzoptimierende Nutzung Teil des Clusters „Netzoptimierende Betriebsmittel“.

Durchdringungspotenzial und regionale Verfügbarkeit
Aufgrund ihrer Vielfältigkeit, der sehr großen Skalierbarkeit und den unterschiedlichen Ausprägungen bietet die NoM nahezu unbeschränktes **Einsatzpotenzial** ohne Unterschiede in der **regionalen Verfügbarkeit.** Konventioneller Netzausbau kann auf alle Spannungsebenen in frei wählbarer Dimensionierung eingesetzt werden.

Investitionen, fixe und variable Betriebskosten
Die Ausgaben für die Erstinvestition und mögliche Ersatzinvestitionen sind je nach geforderten Komponenten sehr unterschiedlich und bewegen sich zwischen wenigen Tausend Euro für den Ausbau in der Niederspannung und mehreren Milliarden für ein komplettes HGÜ-System, z. B. von Xinjiang nach Anhui in China über 3.300 km mit Gesamtkosten von 46,1 Milliarden Yuan (ca. 6,2 Mill. €) /HENAN-01 15/.

Für die Komponenten der Niederspannung wurden im Zuge des Projektes „Smart Grid Controller“ die Kosten von Standard-Betriebsmitteln in der Niederspannung analysiert. Hierzu wurden sowohl Literaturangaben ausgewertet als auch Herstellerbefragungen durchführt. /FFE-23 15/, /FFE-08 16/

Tabelle 5-7: *Spezifische Investitionen von Standard-Leitertypen*

Betriebsmittel	Beschreibung	Kosten	Quelle
Erdkabel in der Niederspannung	NAYY 4x120 SE	Kabelpreis: 8.500 €/km	/FFE-23 15/
	NAYY 4x150 SE	Kabelpreis: 10.500 €/km	/FFE-23 15/
Erdkabel in der Mittelspannung	Standardkabel, z. B. NA2X52y 3x1x186	99.000 - 112.000 €/km, Basiswert 105.000 €/km	/EBR-01 14/
Freileitung in der Hochspannung	Pauschalwert inkl. Verlegung	395.000 - 450.000 €/km, Basiswert 420.000 €/km	/EBR-01 14/
	Neubau eines Einfachsystems mit Einfachseil Al/St 265/35	0,30 Mio. €/km	/TUM-01 13/
	Freileitungserweiterung Zweifachsystem mit Einfachseil Al/St 265/35	0,45 Mio. €/km	/TUM-01 13/
	Freileitungserweiterung Zweifachsystem mit Zweierbündel Al/St 265/35	0,58 Mio. €/km	/TUM-01 13/
	Freileitungserweiterung Zweifachsystem mit Zweierbündel Al/St 380/50	0,63 Mio. €/km	/TUM-01 13/
Erdkabel in der Hochspannung	Pauschalwert für Standardkabel (z.B. AL800) inkl. Verlegung und Erdschlusskompensation	0,94 - 1,07 Mio. €/km, Basiswert 1,0 Mio. €/km	/EBR-01 14/
Freileitung in der Höchstspannung	Doppelleitung mit Viererbündeln (z. B. Querschnitt 264/34) inkl. Installation	1,0 - 1,5 Mio. €/km	/DENA-06 14/, /NEP-01 15/
	Doppelleitung mit Dreierbündeln und einem Querschnitt 635/117	0,93 Mio. €/km	/DENA-06 14/
	Doppelleitung mit Viererbündeln und einem Querschnitt 564/72	1,0 Mio. €/km	/DENA-06 14/
	Verwendung von HTLS-Leitern, Typ ACCC	7-fache der Kosten von Standard-HDÜ	/DENA-06 14/
	Verwendung von HTLS-Leitern, Typ ACCR	9 - 10-fache der Kosten von Standard-HDÜ	/DENA-06 14/
	Zusätzliche Stromkreisauflage	150.000 €/km bei 220 kV, 200.000 €/km bei 380 kV	/NEP-01 12/
	HDÜ mit mehr als 380 kV	3,7 Mio. €/km	/DENA-06 14/
Kabel in der Höchstspannung	2 erdverlegte, parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen (Leiterquerschnitt 2.500mm²)	3 - 10-fache der Kosten von HDÜ-Freileitung	/DENA-06 14/
	155 kV-Drehstrom-Seekabel	1,5 Mio.€ pauschal inkl. Kosten für Lieferung und Verlegung	/ONEP-01 14/
	220 kV-Drehstrom-Seekabel	2 Mio.€ pauschal inkl. Kosten für Lieferung und Verlegung	/ONEP-01 14/
HGÜ	VSC-Freileitung (2 GW Übertragungsleistung)	Kosten bestehender Projekte 1,4 - 2,8 Mio. €/km Basiswert für 2015 und 2030: 2,0 Mio. €/km	Daten für 2015: /FFE-10 15/ mit Daten aus /DENA-17 10/, /HERTZ-01 12/, /UENB-01 13/
	LCC-Freileitung	1,2 - 1,3 Mrd. € für 750 km (Kosten eines bestehenden LCC-HGÜ-Systems ohne Konverter €)	/ABB-02 10/
	VSC-Erdkabel (2 GW Übertragungsleistung)	Kosten bestehender Projekte: 2,4 - 32,0 Mio.€/km Basiswert für 2015 und 2030: 4,0 Mio.€/km	/FFE-10 15/ mit Daten aus /DENA-17 10/, /HERTZ-01 12/, /UENB-01 13/; /NEP-01 15/

Die in **Tabelle 5-7** aufgeführten Kostenwerte repräsentieren bei nahezu allen Komponenten die Investitionen für bereits etablierte Technologie, weswegen keine weiteren Kostensenkungen bis 2030 angenommen werden können. Eine Ausnahme stellt hierbei der Einsatz von HGÜ-Technologie dar: Diese Technologie wird derzeit in Mitteleuropa noch nicht flächendeckend eingesetzt, daher kann bei entsprechendem Markthochlauf und dem Einsatz von effizienteren Betriebsmitteln (vgl. Einsatz von Gleichstromkabeln mit 525 kV Nennspannung /ABB-03 15/) von einer Senkung der Kosten ausgegangen werden. Eine genaue Quantifizierung der Kostendegression ist jedoch nur schwer möglich. Eine Analyse bestehender HGÜ-Projekte zeigt eine große Bandbreite z. B. für VSC-Freileitungen zwischen 1,4 Mio. €/km und 2,8 Mio. €/km (vgl. /FFE-10 15/). Für das Jahr 2030 wird angenommen, dass sich die durchschnittlichen Kosten am unteren Ende der Bandbreite einordnen werden. Hier wird auf die im Netzentwicklungsplan 2014 angesetzten Kosten zurückgegriffen /NEP-01 15/. Für HGÜ-Freileitungen mit LCC-Technologie konnten aufgrund nur wenig verfügbarer Referenzdaten keine spezifischen Kosten angegeben werden. Daher wird für die Wirtschaftlichkeitsrechnung auf die Kostenangaben in /ABB-02 10/ zurückgegriffen, in dem 1,3 Mrd. € für eine 750 km lange LCC-Freileitung angegeben werden.

Für eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf der Niederspannungsebene wird auf eine Verwendung von pauschalierten Werten verzichtet, sondern zusätzlich zum Kabelpreis die Verlegung mit berücksichtigt. Für die Spannungsebene oberhalb der Niederspannung wird mit den spezifischen Investitionen nach **Tabelle 5-7** gerechnet. Diese enthalten bereits anteilig die Baukosten. **Tabelle 5-8** führt die Verlegungskosten in Abhängigkeit von Untergrund oder Netzgebiet auf.

Tabelle 5-8: *Verlegungskosten von Niederspannungskabeln*

Berechnungsart	Kategorie	Kosten	Quelle
Werte nach Untergrund	unbefestigt	40.000 €/km	/NEU-01 13/
	Pflaster/Platten	60.000 €/km	/NEU-01 13/
	Bitumen Gehweg	85.000 €/km	/NEU-01 13/
	Fahrbahn	100.000 €/km	/NEU-01 13/
Pauschalierte Werte nach Netzgebiet	Land	50.000 €/km	/FFE-23 15/ nach /TUM-04 11/
	Vorstadt	60.000 €/km	/FFE-23 15/ nach /TUM-04 11/
	Stadt	90.000 €/km	/FFE-23 15/ nach /TUM-04 11/

Die Investitionen bei der Verlegung sind stark von den topografischen Gegebenheiten abhängig. Diese signifikante Bandbreite ist weniger auf die Technologie an sich zurückzuführen als auf die Installation der Kabel. Die Kosten für die Verlegung von Erdkabeln variieren in Abhängigkeit vom Verlegungsort (z. B. dicht besiedeltes Gebiet, Wald, Naturschutzgebiet). Weiterhin hängen sie davon ab, ob eine bestehende Kabel-Trasse genutzt werden kann und können nur schwer generalisiert werden.

Additiv zu Investitionskosten für Leitungen können beim konventionellen Netzausbau Transformatoren und Stationen benötigt werden, diese sind in **Tabelle 5-9** dargestellt.

Tabelle 5-9: *Spezifische Investitionen von Transformatoren und Stationen*

Betriebsmittel	Beschreibung	Kosten	Quelle
MS/NS-Ortsnetzstation	Transformator, MS-Schaltanlage, NS-Verteilung, Sekundärtechnik, Gebäude	35.000 - 40.000 €	/TUM-01 13/
Transformator MS/NS inkl. Sekundärtechnik	250 kVA	7.000 €	/FFE-23 15/
	400 kVA	8.500 €	/FFE-23 15/
	630 kVA	12.000 €	/FFE-23 15/
weitere Komponenten in der Niederspannung	Niederspannungsverteilung 6-10 Abgänge	2.900 - 3.500 €	/KEMA-02 13/
	Abzweigmuffe	200 €	/TUM-04 11/
Umspannwerk mit zwei Transformatoren	Transformatoren, Transformatorfelder, Sekundärtechnik, Gebäude	2,5 - 3,0 Mio. €	/TUM-01 13/
Transformator HS/MS	31,5 MVA	0,85 - 0,96 Mio. €, Basiswert 0,9 Mio. €	/EBR-01 14/
	40 MVA	0,94 - 1,07 Mio. €, Basiswert 1,0 Mio. €	/EBR-01 14/
Mittelspannungs-Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leitungsfeld, Sekundärtechnik	70.000 €	/TUM-01 13/
Hochspannungs-Abgangsfeld Doppelsammelschiene	Kosten für Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leitungsfeld und Sekundärtechnik	0,6 - 0,7 Mio. €	/TUM-01 13/
Transformator 380/110 kV	Pauschalwert für 300 MVA inkl. Kosten für Nebenanlagen sowie mit HS-Schaltfeld (ohne HöS-Schaltfeld)	5,2 Mio. €	/NEP-01 15/
Transformator 380/220 kV	Pauschalwert für 600 MVA inkl. Kosten für Nebenanlagen ohne Schaltfeld	8,5 Mio. €	/NEP-01 15/
Schaltfeld für HöS-Leitung	Pauschalwert inkl. Kosten für Anlagenanpassung/-erweiterung, etc.	4,0 Mio. €	/NEP-01 15/
HGÜ	VSC-Umrichterstation	0,2 Mio. €/MW	/NEP-01 15/
	LCC-Umrichterstation	Werte basierend auf bereits beauftragten Projekten: Für 500 MW 40 - 70 Mio. € Für 1.500 MW 140 Mio. € Für 3.000 MW 200 Mio. €	/DENA-06 14/
Offshore-DC-Station	Pauschalwert für See- und Laststation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen	1,0 Mio. €	/ONEP-01 14/

Bei einer Teilverkabelung wird zwischen der Freileitung und dem Kabelsystem eine Kabelübergangsstation (KÜS) errichtet, in der die Freileitung mit den Stromkreisen der Kabel verbunden wird. Hierzu sind in der Literatur keine Kosten angegeben. Es wird daher angenommen, dass die Kosten einer KÜS in den Pauschalwerten für die Erdverkabelung enthalten sind. Bei Transformatoren entfallen mehr als 50 % der Herstellungskosten auf Materialkosten von Kupfer und Elektrostahl. Der Gesamtpreis eines Transformators schwankt daher stark mit fluktuierenden Rohstoffpreisen. /USDE-02 12/

Die fixen Kosten für den Betrieb und die Wartung des Netzes sind in **Tabelle 5-10** dargestellt.

Tabelle 5-10: *Feste Betriebs- und Wartungskosten der Komponenten des konventionellen Netzausbaus*

Betriebsmittel	Beschreibung	Jährliche Betriebskosten	Quelle
Komponenten im Verteilnetz	Kabel	1,0 % der Investition	/EBR-01 14/
	Sonstige Anlagen	2,0 % der Investition	/EBR-01 14/
Freileitung in der Höchstspannung	Pauschalwerte für eine Einzelleitung (ein Stromkreis)	2.300 €/km	/DENA-06 14/
	Pauschalwerte für eine Doppelleitung (zwei Stromkreise)	3.000 €/km	/DENA-06 14/
	Verwendung von HTLS-Leitern	Keine Werte bekannt	/DENA-06 14/
Kabel in der Höchstspannung	2 erdverlegte, parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen (Leiterquerschnitt 2.500 mm²)	1/3 - 1/2 der Kosten von HDÜ-Freileitung durch geringere Kosten für Trassenfreihaltung	/DENA-06 14/
	155 kV- und 220 kV Drehstrom-Seekabel	kA.	-
HGÜ	LCC-Umrichter	0,37 % - 2,0 % der Investition	/DENA-06 14/
	VSC-Umrichter	0,5 % der Investition	/DENA-06 14/
	HGÜ-Trasse	3.000 €/km	/DENA-06 14/

Darüber hinaus sind für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen die **variablen Betriebskosten** relevant. Diese setzen sich überwiegend aus den Verlusten zusammen, welche im AP „Einsatzreihenfolge“ quantifiziert und auch monetär bewertet werden.

Lebensdauer, regulatorische Abschreibungsdauer

Die **Regulatorische Abschreibungsdauer** von Komponenten des konventionellen Netzausbaus kann durchweg als „hoch“ angegeben werden. Die betriebsgewöhnlichen Nutzungs- und damit auch regulatorischen Abschreibungsdauern sind der StromNEV Anlage 1 zu entnehmen (vgl. **Tabelle 5-11**). Bei Freileitungen und Erdkabeln liegen diese zwischen 30 und 50 Jahren, bei Ortsnetzstationen bei ca. 30 bis 40 Jahren. /BMWI-07 15/

Tabelle 5-11: *Regulatorische Abschreibungsdauer von Komponenten des konventionellen Netzausbaus*

Betriebsmittel	Beschreibung	Dauer	Quelle
Komponenten im Verteilnetz	Kabel	40 a	/EBR-01 14/
	Ortsnetztransformatoren, Kabelverteilerschränke	30 – 35 a	StromNEV Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1)
Freileitung in der Höchstspannung	Stahlgittermasten	80 a	/DENA-06 14/
	Stahlbetonmasten, Kompaktmasten	50 a	/DENA-06 14/
	Leiterseile und Isolatoren bei Freileitungssystemen	40 a	/DENA-06 14/
	HTLS-Leiter, Typ ACCR	40 a	/DENA-06 14/
Kabel in der Höchstspannung	VPE-Kabel bei Erdkabel	40 a	/DENA-06 14/
HGÜ	LCC-Umrichter	40 – 50 a	/DENA-06 14/
	VSC-Umrichter	40 - 60 a	/DENA-06 14/
	Steuerung der LCC-Umrichter	10 – 20 a	/DENA-06 14/
	Leiterseile und Isolatoren bei Freileitungssystemen	40 a	/DENA-06 14/

Die **reale Lebensdauer** ist in vielen Fällen deutlich höher, so sind viele Freileitungskabel ohne unzulässige Überlastungen bis zu 80 Jahre nutzbar. Bei Erdkabeln wird eine reale Lebensdauer in der Nähe der regulatorischen Abschreibungsdauer erwartet. /HERTZ-01 12/

5.1.4.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung

Der konventionelle Netzausbau fügt im Standardfall dem bestehenden System ähnliche Komponenten mit vergleichbarem Betriebsverhalten hinzu, welche keine Änderungen in den Abläufen des operativen Netzbetriebes verursachen. Bei häufigem Wechsel zwischen Erdkabeln und Freileitungen nimmt hingegen durch die verschiedenen Kapazitätsbeläge die Komplexität des Blindleistungsmanagements zu. Der Einsatz von HGÜ im Übertragungsnetz hingegen führt zu einer Entlastung des Wechselstromnetzes, da bei HGÜ der Lastfluss steuerbar ist und zusätzlich keine großräumigen, nicht steuerbaren Leistungsflüsse im Drehstromnetz verursacht /ABB-01 12/. Die **Auswirkung auf die Betriebsführung** kann dadurch nicht pauschaliert angegeben werden, sondern ist stark von der gewählten Ausbauoption abhängig und kann daher grundsätzlich mit allen im Morphologischen Kasten aufgeführten Ausprägungen beschrieben werden. Im Vergleich mit den anderen NoM kann jedoch festgestellt werden, dass der konventionelle Netzausbau „keine negativen Auswirkungen auf die Betriebsführung“ verursacht und durch die zusätzlichen Leitungen die thermische Stromtragfähigkeit des Systems erhöht, wodurch die „**Betriebsreserven** erhöht“ werden.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren

Die Steigerung der Übertragungskapazität durch die NoM stellt für die fortschreitende Elektrifizierung des Energiesystems im Prinzip eine *„No-Regret-Option“* dar, weil durch die zunehmende räumliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch und die

Sektorkopplung der Transportbedarf steigt, wobei in allen Spannungsebenen Leitungen benötigt werden. Dennoch sind der Bedarf und die Relevanz des konventionellen Netzausbaus deutlich stärker von externen Faktoren abhängig als bei andere NoM. Unvorhersehbare Entwicklungen können dabei einen wesentlichen Einfluss haben. Hierzu zählen sowohl strukturelle, gesellschaftliche also auch techno-ökonomische Veränderungen. Prinzipiell hat jede Entwicklung, die Einfluss auf den Stromverbrauch, die Verlagerung von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten und somit den Bedarf an Stromaustausch hat einen wesentlichen Einfluss auf den Einsatz und die Entwicklung des konventionellen Netzausbaus. Die **Robustheit und Resilienz gegenüber Störfaktoren** kann daher als „niedrig“ bezeichnet werden.

Bereitstellung von Regelleistung, Frequenzhaltung
Die NoM kann keinerlei Systemdienstleistungen bereitstellen. Daher ist keine Einflussnahme auf die **Frequenzhaltung** und keine **Bereitstellung von Regelleistung** möglich.

Erhöhung der Autarkie und Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen sowie zum Versorgungswiederaufbau
Darüber hinaus kann weder eine **Erhöhung der Autarkie eines** Netzgebietes oder eine Erhöhung **der Schwarzstartfähigkeit des Versorgungssystems** erzielt noch ein **Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen** geleistet werden. Eine Ausnahme davon sind VSC-HGÜ, die ohne Kurzschlussleistung gestartet werden können und schwarzstartfähig sind /ABB-01 07/.

5.1.4.4 Gesellschaft und Umwelt

Strukturveränderung
In Bezug auf die **Strukturveränderung** lässt sich der konventionelle Netzausbau in den meisten Varianten der Ausprägung „Neubau“ und damit letzten Option des NOVA-Prinzips (vgl. /NEP-02 14/) zuordnen. D. h. im Rahmen des Bundesbedarfsplans muss vor einer Neubau-Genehmigung die Eignung potenzieller NoM zur Netzverstärkung und Ergänzung zunächst geprüft werden. Es ist jedoch in vielen Fällen möglich, bestehende Trassen und Leitungen zu ertüchtigen, z. B. durch eine zusätzliche Leiterseilauflage oder eine Erhöhung der Betriebsspannung. Dies entspricht im Morphologischen Kasten der Ausprägung „Netzverstärkung“.

Vorerfahrung
Konventioneller Netzausbau wird in allen Ausprägungen bereits seit mehreren Jahrzehnten in Europa eingesetzt (siehe Kriterium Technology Readiness Level). Dadurch kann der **Etabliertheitsgrad** bzw. die **Vorerfahrung** als sehr hoch eingestuft werden, da die NoM „sehr hohe Vorerfahrung“ aufweist. Dies deckt sich auch mit der Bewertung des Kriteriums **Technology Readiness Level**.

Gesellschaftliche Solidarität
Das Kriterium ist „eher negativ“ zu bewerten, da die NoM eine zusätzliche Belastung für eine Vielzahl von Betroffenen, z.B. durch Landschaftseingriff und möglichen Wertverlust von Immobilien, darstellt. Daher sind bestimmte Bevölkerungsgruppen stärker als die Allgemeinheit betroffen.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung

Die **Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung** bei der Umsetzung von konventionellem Netzausbau wird „sehr hoch“ bewertet, da ein Netzausbauprojekt v. a. in den höheren Spannungsebenen sehr viele Betroffene aufweist und im Standardfall mit der Implementierung von Großtechnik einhergeht.

Transparenz des Verfahrens und Handlungsspielraum

Die **Transparenz des Verfahrens** und der **Handlungsspielraum** hängen stark von der betrachteten Netzebene ab: Während im Übertragungsnetz die Bevölkerung in einem öffentlichen, umfangreichen Konsultationsprozess bei der Wahl der Technologie und der Trassenkorridore mehrfach eingebunden wird. Jedoch kann die tatsächliche Umsetzung der NoM aufgrund der Komplexität nur in geringem Maß beeinflusst werden („eher geringe Transparenz“ bei „mittlerer Handlungsspielraum“, vgl. Beschreibung in /FFE-03 15/), wird bei Projekten im Verteilnetz die Bevölkerung zu keinem Zeitpunkt involviert, was zu einem „sehr geringem Handlungsspielraum“ und „sehr geringer Transparenz“ bei der Umsetzung führt.

Mediale Berichterstattung

Vor allem große Zeitungen berichten über den konventionellen Netzausbau. Hierbei muss jedoch angemerkt werden, dass dieser meistens nicht in Verbindung mit Netzoptimierung gebracht wird. Die mediale Berichterstattung fokussiert sich überwiegend auf geplante Stromtrassen die den Transport von Windenergie nach Süddeutschland ermöglichen sollen. Die Notwendigkeit dieser Trassen wird ausdrücklich betont. Daher kann in diesem spezifischen Kontext von einer „positiven Bewertung“ durch die Medien gesprochen werden. In vielen Artikeln wird thematisiert, dass durch Verzögerungen im konventionellen Netzausbau der geplante Ausbau von Windparks behindert wird und hierdurch das Erreichen des Ziels einer erfolgreichen Energiewende gefährdet wird. „*Es fehlen Stromleitungen, um die saubere Energie sinnvoll im Land zu verteilen. (…) Wenn sie ihre klimapolitischen Versprechen halten will, müsste die Bundesregierung am Netzausbau arbeiten und daran, dass die konventionellen Kraftwerke den Erneuerbaren tatsächlich den Vortritt lassen und das auch technisch können*“ /END-01 16/.

Die NoM wird von den Medien jedoch nicht isoliert im Rahmen der Netzoptimierung der Verteilnetze aufgegriffen, sondern die mediale Berichterstattung findet vor allem in Kombination mit anderen NoM statt. Hier wird überwiegend über die hohen Kosten und aufwändige Baumaßnahmen berichtet. Zusammenfassend kann daher konstatiert werden, dass diese NoM im Kontext des Übertragungsnetzes positiv und „im Verteilnetz eher negativ“ berichtet wird.

Technisches Risiko

Bei der Eintrittswahrscheinlichkeit eines **technischen Risikos** wird bei dem konventionellen Netzausbau zwischen menschlichen Einwirkungen und Umwelteinwirkungen während der Betriebszeit unterschieden (/TUI-01 12/). In /WAN-01 16/ wurden basierend auf Pressemeldungen Gründe für längere Versorgungsunterbrechungen analysiert und das entstandene Schadensmaß erfasst (vgl. **Abbildung 5-13**).

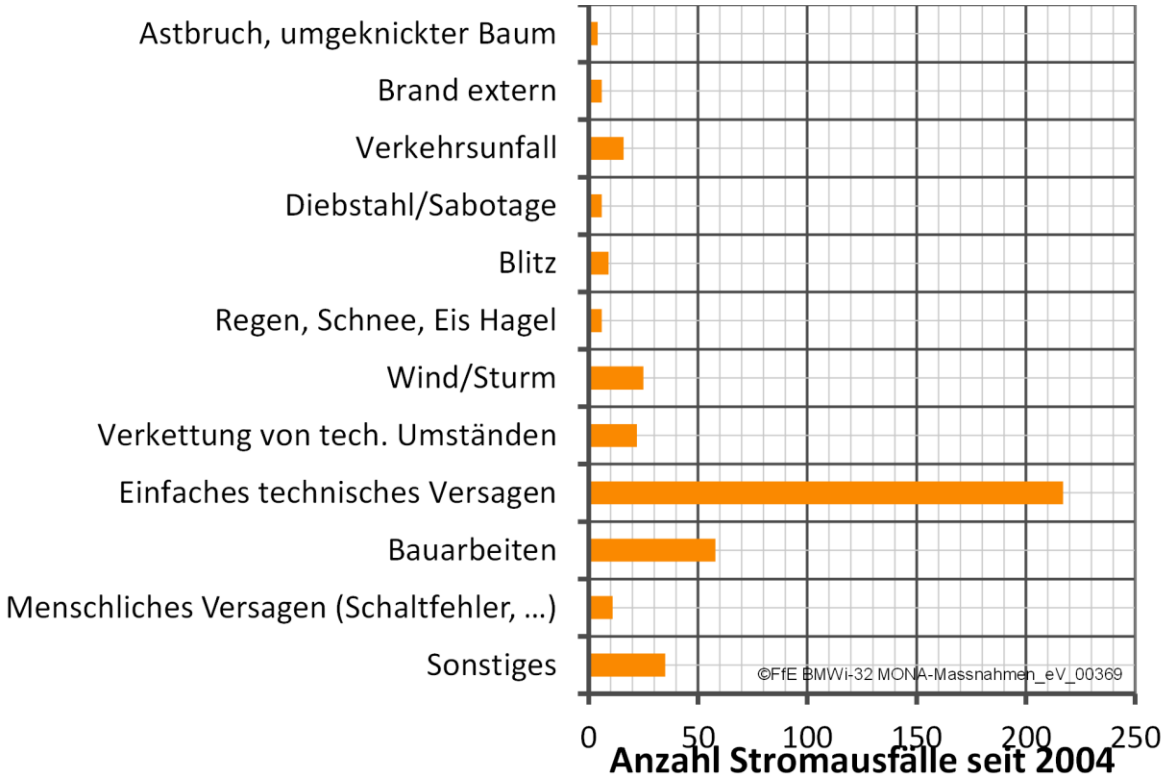


Abbildung 5-13: *Statistische Auswertung von veröffentlichten Stromausfällen nach /WAN-01 16/*

Die Klassifizierung der veröffentlichten Stromausfälle zeigt, dass der überwiegende Teil der Störungen im Mittel- und Niederspannungsnetz auftritt. Baumbruch oder Bauarbeiten sind bei Hoch- und Höchstspannungsnetzen durch die Masthöhen nur sehr selten Grund für Ausfälle. Bei nur wenigen Ursachen der Versorgungsunterbrechungen ist dabei ein Schadensmaß für das Umfeld zu beobachten. Eine Bewertung des Kriteriums findet über die betroffenen Komponenten statt. Diese sind bei der NoM Masten, Freileitungen und Erdkabeln. Hier ist das Gefährdungspotenzial durch herabfallende Komponenten oder das Kurzschlussrisiko durch eine Verletzung der Isolation zu nennen. Außer bei Extremwetterlagen und Blitzschlag in unmittelbarer Mastumgebung ist daher kein nennenswertes technisches Risiko zu erwarten (Ausprägung „gering“).

Flächenbedarf

Bei der Beurteilung des Landschaftseingriffs und Flächenverbrauchs nimmt der konventionelle Netzausbau im Vergleich zu anderen NoM aufgrund seines „hohen **Flächenbedarfs**“ eine besondere Stellung ein. Obwohl Energieübertragungssysteme fest in unser Landschaftsbild integriert sind, wird der visuelle Eingriff von neu entstehenden Überlandtrassen als von besonders hoher Relevanz für Akzeptanz und Umwelt eingestuft. Es besteht hier ein akuter Bedarf an konkreter Forschungsarbeit (vgl. /NATURA-01 12/). Dabei muss zwischen dem Flächenbedarf von Leitungen (vgl. **Tabelle 5-12**) und den notwendigen Stationen/Transformatoren (vgl. **Tabelle 5-13**) unterschieden werden.

Tabelle 5-12: *Flächenbedarf von Leitungen des konventionellen Netzausbau*

Betriebsmittel	Beschreibung	Trassenbreite	Quelle
Freileitung in der Mittelspannung	Donaumast	21 m	/NOHL-01 93/
Freileitung in der Hochspannung	Tannenmast	38 m	/NOHL-01 93/
Freileitung in der Höchstspannung	Verwendung von Donaumasten	Ca. 30 m (Schutzstreifenbreite 70 m)	/DENA-06 14/
	Verwendung von Kompaktmasten	Ca. 50 % der Trassenbreite von Donaumasten	/DENA-06 14/
Kabel in der Höchstspannung	2 erdverlegte, parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen	Kabeltrasse 20 - 25 m	/DENA-06 14/
HGÜ	VSC-/LCC-Freileitung	Vgl. Donaumast bei Drehstrom	/DENA-06 14/
	VSC-/LCC-Erdkabel	4 - 7 m bei einem bipolaren System	/DENA-06 14/

Tabelle 5-13: *Flächenbedarf von Transformatoren und Stationen des konventionellen Netzausbaus*

Betriebsmittel	Zusätzliche Beschreibung	Flächenbedarf	Quelle
Komponenten/Bauwerke in der Niederspannung	z. B. Ortsnetzstation, Niederspannungsverteilung	Wenige m²	-
Umspannwerk	Bis ca. 500 MW	20.000 m² (100 x 200 m)	/BNETZA-21 14/
Höchstspannungs-Kabelübergangsstation	z. B. von vier 380 kV-Freileitungssystemen auf acht Kabelsysteme	4.800 m² (ca. 60 x 80 m)	/DENA-06 14/
HGÜ	1200 MW-VSC-Umrichterstation	15.000 m² (100 x 150 x 20 m)	/DENA-06 14/
	600 MW-LCC-Umrichterstation	2,5 - 3,5 ha	/DENA-06 14/

Die hier aufgezeigten Trassen müssen im Regelfall von jeglicher Bebauung freigehalten werden. Bei Erdkabeltrassen sind darüber hinaus tief wurzelnde Pflanzen kritisch. Bei Freileitungen hingegen ist mit Ausnahme der direkten Umgebung der Masten im Regelfall landwirtschaftliche Nutzung möglich. /DENA-01 06/

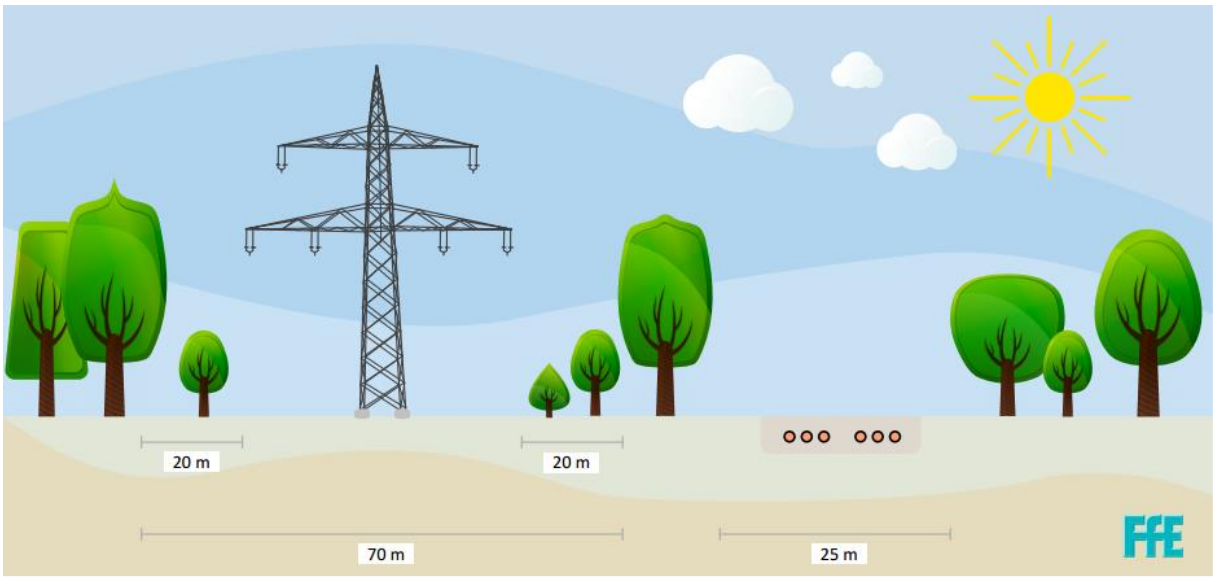


Abbildung 5-14: *Typische Abstände zur Umgebung bei Freileitungen und Kabeln in der Höchstspannung; Darstellung aus /FFE-11 14/*

Für eine genaue Untersuchung der Flächenwirksamkeit von konventionellem Netzausbau muss neben der Trassen- und Schutzstreifenbreite auch die Höhe der Masten betrachtet werden. Diese variiert je nach Spannungsebene und verwendetem Mastbild zwischen 19 und 80 m. /NOHL-01 93/

Tabelle 5-14: *Höhe von Freileitungen in Mittel-, Hoch- und Höchstspannung*

Spannungsebene	Mastbild	Höhe	Quelle
Mittelspannung	Donaumast	19 m	/NOHL-01 93/
Hochspannung	Tannenmast	35 m	/NOHL-01 93/
Höchstspannung	Vierfüßiger Gittermast	Bis zu 80 m	/NOHL-01 93/
Höchstspannung	Donaumast	Ca. 55 m	/NOHL-01 93/

Für die Bewertung im Morphologischen Kasten ergibt sich daher die Ausprägung „hoher Flächenbedarf“

Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate

Die **Auswirkungen auf Flora/Fauna und Habitate** durch den Neubau von Leitungen als Erdkabel oder Freileitung werden im Übertragungsnetz im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) untersucht. Diese reichen vom Schneisenschlag von Gehölzen über die Störung von Vogelflugrouten bis hin zur Scheuchwirkung und Tötung von geschützten Pflanzen- und Tierarten. Innerhalb der Konstruktionsphase wird die gesamte Trassenlänge und Schutzstreifenbreite infolge der Trassenanlage von hohem Bewuchs befreit. Dieser Vegetationsverlust zieht entsprechende Folgewirkungen auf die Fauna mit sich, wie z. B. Tötung, Verletzung und Scheuchwirkung von Tieren oder die Zerstörung von Fortpflanzungsstätten und Habitaten. Bei Betrachtung der Betriebsphase lässt sich tendenziell eine Abnahme der Auswirkungen auf Flora und Fauna vermerken. Eine umfangreiche Beschreibung der Umweltauswirkungen ist in /BNETZA-21 14/ zu finden. Darüber hinaus besteht zwar ein generelles Kollisionsrisiko

bei Vögeln mit Freileitungen, jedoch gilt dieses nur für bestimmte Vogelarten und ist räumlich eng begrenzt (vgl. /DENA-01 06/). In Vogelschutzgebieten und Forstnähe gilt ein erhöhtes Risiko. Mögliche Arten- und Naturschutzkonflikte lassen sich jedoch durch eine Auswahl an Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen sowohl in der Konstruktions- als auch in der Betriebsphase eindämmen. Hierzu muss eine frühzeitige naturschutzfachliche Vorhabenoptimierung mit den ÜNB zusätzlich zu dem standardisierten UVP-Verfahren verfolgt und in die Trassenplanung sowie Bauausführung mit einbezogen werden. So kann z. B. eine ökologische Baubegleitung und die Anbringung von Markierungen an Leiter- und Erdseilen die Auswirkungen auf die Schutzgüter Flora und Fauna erheblich reduzieren, jedoch nicht vollständig ausschließen, (vgl. /BMU-10 11/, /ERM-01 13/) Die hier beschriebenen Auswirkungen sind auch für Netzausbauprojekte im Verteilnetz ausschlaggebend.

Neben der baubedingten Lebensraumbeeinträchtigung von Freileitungen sind durch die Beseitigung der Vegetation häufig Bodenverdichtungen und eine Änderung des Mikroklimas zu beobachten, die zu einer Veränderung der vorher etablierten Flora und Fauna führen können. Zusätzlich nimmt dadurch die Invasibilität des Habitats zu, d. h. der Bauprozess erhöht die Anfälligkeit des Habitats gegenüber invasiven Pflanzen- und Tierarten. Langfristig kann es zu einer Habitatentwertung durch Zerschneidung der Landschaft kommen. Gerade Natura 2000-Gebiete, unter denen ausgewiesene FFH-Schutzgebiete und Vogelschutzgebiete verstanden werden, sind durch ihre Lebensraumfunktion sehr empfindlich gegenüber Freileitungen.

Bei Erdkabel sind ähnliche Effekte zu beobachten: Die benötigte Trasse ist zwar weniger großräumig, allerdings bedingen die umfangreicheren Tiefbauarbeiten großflächigere Grundwasserabsenkungen. Die Trasse eines Erdkabels selbst verändert das direkte Umfeld, da hier keine tiefwurzelnden Gehölzer zulässig sind. Eine Biotopveränderung durch die Veränderung des Wasserhaushaltes kann nur schwer abgeschätzt werden. Bei Ackerflächen ist eine Regeneration meist gut möglich. /BNETZA-21 14/

Für den Morphologischen Kasten wird daher die Ausprägung „Große Auswirkungen auf Vegetation und Habitate in Freilandflächen“ gewählt.

Veränderung von Boden/Grundwasser

Die **Veränderung von Boden/Grundwasser** in der Konstruktions- und Betriebsphase von Freileitungen wurde bisher nur in wenigen Fällen dokumentiert. Daher lassen sich für dieses Kriterium auch nur Annahmen auf der Basis von Ergebnissen kleiner Fallzahlen tätigen. Durch die Bauphase und die Errichtung der Mastfundamente sind kleinräumige Grundwasserabsenkungen möglich. Bei der Errichtung neuer Trassen führt die Befestigung der Masten und Nebenanlagen unvermeidlich zu kleinräumigen Bodenveränderungen. An Maststandorten kommt es zu einer überwiegend punktuellen, aber dauerhaften Bodenverdichtung, die je nach Bodengüte durch die Maststandortwahl vermieden werden sollte. Zudem ist mit der dauerhaften Vegetationsbefreiung des Schutzstreifens von einem Eingriff in den Bodenwasserhaushalt auszugehen. Daher wird hier die Ausprägung „Punktuelle, dauerhafte Bodenveränderung durch Komponenten der NoM mit großflächiger, temporärer Bodenveränderung (z.B. durch Transportwege in der Bauphase)“ gewählt.

Bei Erdkabeln kann durch umfangreichere Tiefbauarbeiten von deutlich höheren Wirkungen auf den Boden und den Grundwasserhaushalt ausgegangen werden (Ausprägung „großflächige, dauerhafte Bodenveränderung durch Komponenten der NoM“). /BNETZA-21 14/

Durch die NoM und die dort verwendeten Materialien tritt keine **Verunreinigung von Boden/Grundwasser** auf.

EMV für das Umfeld

Durch die Drehstrom-Übertragung mittels Freileitungen entstehen niederfrequente elektrische und magnetische Wechselfelder, die eine Strahlenbelastung für das Umfeld darstellen können. Hierfür liegen in Deutschland Personenschutz-Grenzwerte vor, die für Freileitungen gemessen unter dem Leiterseil mit dem niedrigsten Durchhang nicht überschritten werden dürfen. In der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) ist die zulässige Strahlenbelastung durch elektromagnetische Felder festgelegt, die beim Bau von Anlagen berücksichtigt werden müssen. Bei einer 380 kV-Leitung sind ca. 20 m Abstand (zur Bodenprojektion des äußeren ruhenden Leiters) festgeschrieben, um den Grenzwert einzuhalten /BON-01 12/, /BREG-01 96/, /STMUG-03 13/. Die von Freileitungen verursachten Felder liegen unterhalb dieser Grenzwerte und sind als „Wechselfelder in der unmittelbare Umgebung“ einzustufen. Diese lösen im Nahbereich von Höchstspannungsleitungen keine spürbaren Effekte im menschlichen Körper aus.

Bei HGÜ treten technologiebedingt keine Wechselfelder, sondern „statische Felder“ auf, die mit den auftretenden Feldstärken von bis zu 30 kV/m bzw. 25 µT nicht biologisch aktiv sind. Bei Erdkabeln sind an der Oberfläche weder elektrische Felder noch Koronaentladungen zu beobachten, die maximale magnetische Induktion ist geringfügig höher als bei Freileitungen. /BNETZA-21 14/

Geräuschemission

Das Kriterium **Geräuschemission** muss sowohl die Konstruktions- als auch Betriebsphase bewerten. Es ist zu beachten, dass es während der Konstruktion zu einer temporären Lärmbelastung durch Bauarbeiten kommt, während es sich in der Betriebsphase um eine konstante Geräuschbelastung handelt, die überwiegend durch Koronaentladungen verursacht werden, welche durch ihre Charakteristik als unangenehm empfunden werden. Innerhalb der Betriebsphase hängt die Stärke der Geräuschemissionen stark von der Betriebsspannung, der Leitergeometrie sowie der Witterung ab. Geräusche durch Freileitungsanlagen mit Betriebsspannungen unter 380 kV sind im Betrieb am Rand des Schutzstreifen bei unter 30 db (A) am Rand der Wahrnehmungsschwelle („keine oder sehr geringe Geräuschentwicklung“), wohingegen Höchstspannungsfreileitungen oberhalb 380 kV infolge einer höheren Feldstärke merkbare Geräuschemissionen verursachen. Diese liegen bei trockener Witterung zwischen 28 und 30 db (A), bei Regen oder Nebel bei bis zu 59 db (A) (Ausprägung „Geräuschentwicklung witterungs- und belastungsabhängig“). Eine Reduktion der Geräuschemissionen durch Koronaentladungen lässt sich durch den Einsatz von Bündelleitern oder durch spezielle Lacke erreichen. /BNETZA-21 14/, /HTW-01 01/.

Die **Schadstoffbelastung** ist beim konventionellen Netzausbau als erheblich einzustufen. Bei der Verlegung von Erdkabeln kommt es durch Baufahrzeuge und Bauprozesse zu einem „großflächigen Bodenaushub mit Aufwirbelung von Feinstaub". Bei Freileitungen ist der Bodenaushub für das Mastfundament „punktuell", führt jedoch auch zu einer Schadstoffbelastung.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes
Eine Analyse der Klimawirkung der NoM zeigt, dass konventioneller Netzausbau grundsätzlich durch eine zusätzliche Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine indirekte „Verringerung der CO_2–Emissionen" ermöglicht.

Die konkrete Ausweisung des **Einflusses auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes** erfolgt in den Netzberechnungen und wird für die finale Bewertung verwendet.

5.1.5 Ökonomische Grundlagen

Da sich die ökonomischen Grundlagen für jede Spannungsebene unterscheiden, sind im Folgenden die verschiedenen Ebenen getrennt betrachtet.

5.1.5.1 Niederspannung

Die Kostenübersicht für die Niederspannungsebene ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 5-15: *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

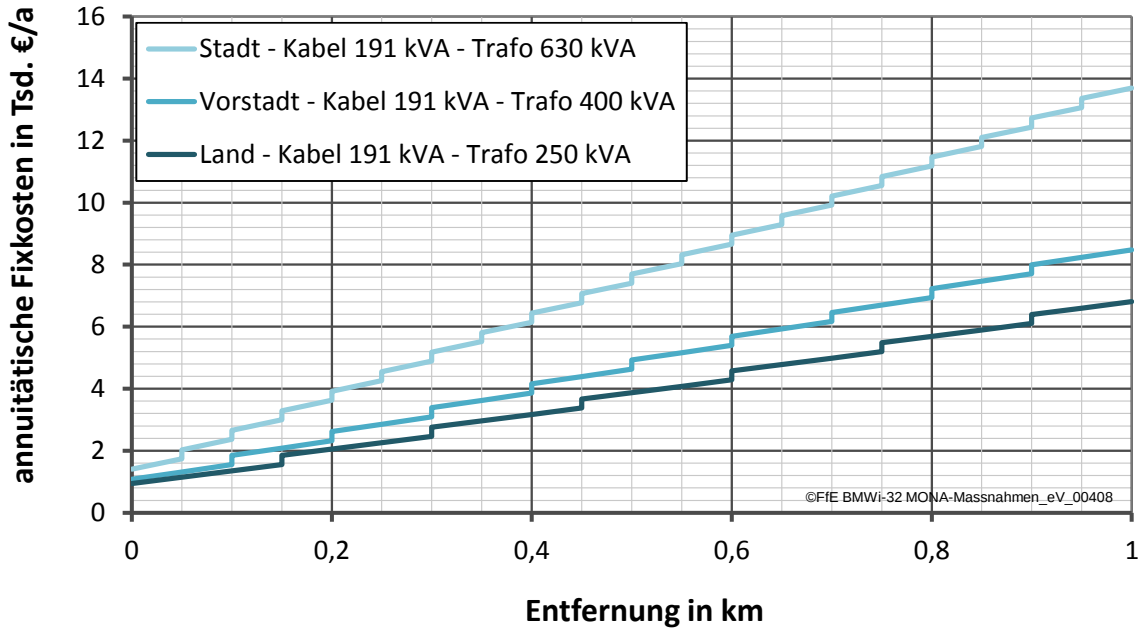


Abbildung 5-15: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Niederspannungsebene*

5.1.5.2 Mittelspannung

Die Kostenübersicht für die Mittelspannungsebene ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Der lineare Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Mittelspannungsebene ist in **Abbildung 5-16** dargestellt.

Tabelle 5-16: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Mittelspannungsebene*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Kosten 2015 und 2030
Investitionen	Erdkabel in der MS inkl. Baukosten	Standardkabel, z.B. NA2X52y 3x1x186	105.000 €/km
	Umspannwerk mit zwei Transformatoren	Transformatoren, Transformatorfelder, Sekundärtechnik, Gebäude	2.750.000 €/Stück
	Transformator HS/MS	31,5 MVA	900.000 €/Stück
		40 MVA	1.000.000 €/Stück
	Mittelspannungsabgangsfeld	Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leistungsfeld, Sekundärtechnik	70.000 €/Stück
Fixe Betriebskosten	Kabel	pauschale Betriebskostenzuschläge bezogen auf Investitionen	1 %/a
	Sonstige Anlagen		2 %/a
Nutzungsdauer	Kabel		40 a
	Umspannwerk, Transformatoren		30 a
	Ortsnetzstation, Kabelverteilerschränke, weitere Komponenten		33 a

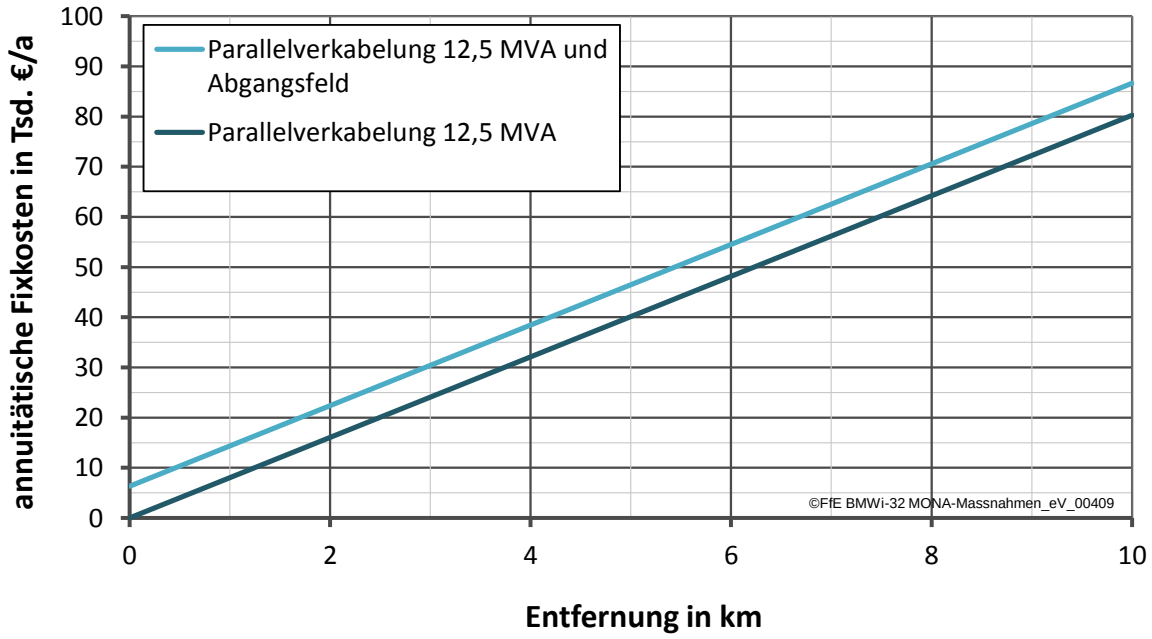


Abbildung 5-16: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Mittelspannungsebene*

5.1.5.3 Hochspannung

Die Kostenübersicht für die Hochspannungsebene ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Der lineare Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Hochspannungsebene ist in **Abbildung 5-17** dargestellt.

Tabelle 5-17: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Hochspannungsebene*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	therm. Grenzleistung	Kosten 2015 und 2030
Investitionen	Erdkabel in der HS inkl. Baukosten	Pauschalwert für Standardkabel (z.B. AL800) inkl. Verlegung und Erdschlusskompensation	135,7 MVA	1.000.000 €/km
	Freileitung in der HS	Pauschalwert inkl. Verlegung		420.000 €/km
		Ersatzneubau eines Einfachsystems mit Einfachseil Al/St 265/35	129,6 MVA	300.000 €/km
		Freileitungserweiterung Zweifachsystem mit Einfachseil Al/St 265/35	259,2 MVA	450.000 €/km
		Freileitungserweiterung Zweifachsystem mit Zweierbündel Al/St 265/35	518,2 MVA	580.000 €/km
		Freileitungserweiterung Zweifachsystem mit Zweierbündel Al/St 380/50	640,2 MVA	630.000 €/km
	Hochspannungsabgangsfeld Doppelsammelschiene	Sammelschiene (anteilig), Kupplungsfeld, Leistungsfeld, Sekundärtechnik		650.000 €/Stück
Fixe Betriebskosten	Kabel	pauschale Betriebskostenzuschläge bezogen auf Investitionen		1 %/a
	Sonstige Anlagen			2 %/a
Nutzungsdauer	Kabel, Freileitung			40 a
	Transformatoren			30 a
	Ortsnetzstation, Kabelverteilerschränke, weitere Komponenten			33 a

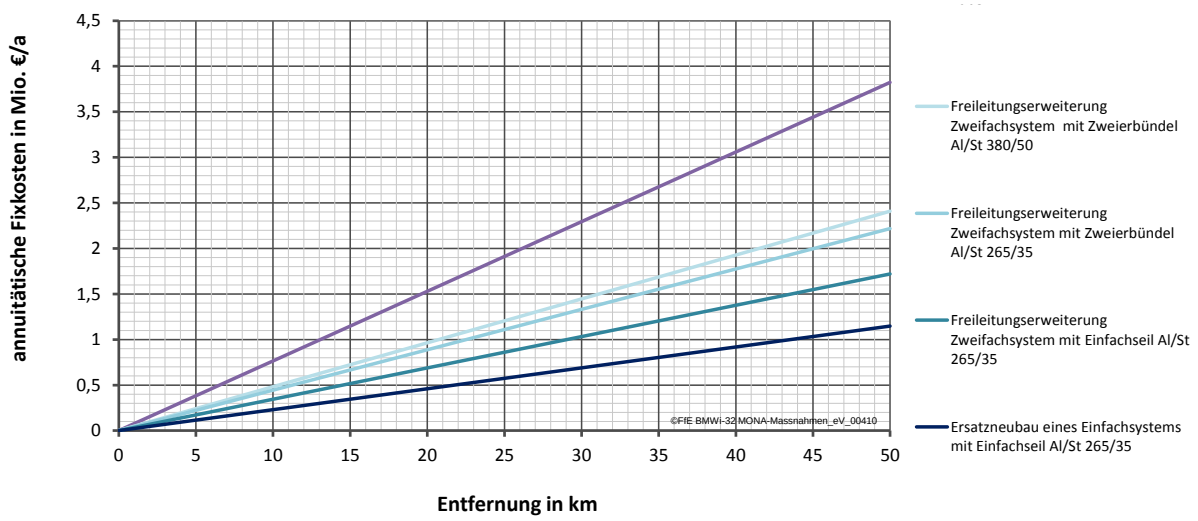


Abbildung 5-17: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Hochspannungsebene*

5.1.5.4 Höchstspannung

Die Kostenübersicht für die Höchstspannungsebene ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Der lineare Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Höchstspannungsebene ist in **Abbildung 5-18** dargestellt.

Tabelle 5-18: ***Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Höchstspannungsebene***

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Thermische Grenzleistung	Kosten 2015 und 2030
Investitionen	Kabel in der HöS inkl. Baukosten	2 erdverlegte, parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen (Leiterquerschnitt 2.500 mm²)	1250 MVA	7.800.000 €/km
		155 kV-Drehstrom-Seekabel	62 - 900 MVA	1.500.000 €/km
		220 kV-Drehstrom-Seekabel	100 – 500 MVA	2.000.000 €/km
	Freileitung in der HöS	Pauschalwerte für eine Doppelleitung mit Viererbündel (z.B. Querschnitt 264/34) inkl. Installation	3580 MVA	1.200.000 €/km
		Doppelleitung mit Dreierbündel und einem Querschnitt 635/117		930.000 €/km
		Doppelleitung mit Viererbündeln und einem Querschnitt 564/72		1.000.000 €/km
		Verwendung von HTLS-Leitern (high-temperature-low-sag), Typ ACCC		8.400.000 €/km
		Verwendung von HTLS-Leitern, Typ ACCR	6802 MVA	11.400.000 €/km
		Zusätzliche Stromkreisauflage 220 kV		150.000 €/km
		Zusätzliche Stromkreisauflage 380 kV	1790 MVA	200.000 €/km
		HDÜ mit mehr als 380 kV		3.700.000 €/km
	Transformator HöS/HS	Pauschalwert für 300 MVA inkl. Kosten für Nebenanlagen sowie HöS- u. HS-Schaltfeld		6.500.000 €/Stück
	Schaltfeld für HöS-Leitung	Pauschalwert inkl. Kosten für Anlagenanpassung/-erweiterung, etc.		4.000.000 €/Stück

Fixe Betriebskosten	Kabel in der HöS	2 erdverlegte, parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen (Leiterquerschnitt 2.500 mm²)		1.250 €/km*a
		155 kV- und 220 kV Drehstrom-Seekabel		k.A.
	Freileitung in der HöS	Pauschalwerte für eine Einzelleitung (ein Stromkreis)		2.300 €/km*a
		Pauschalwerte für eine Doppelleitung (zwei Stromkreise)		3.000 €/km
		Verwendung von HTLS-Leitern		k.A.
Nutzungsdauer	Kabel in der HöS	VPE-Kabel bei Erdkabel		40 a
	Freileitung in der HöS	Stahlgittermasten		80 a
		Stahlbetonmasten, Kompaktmasten		50 a
		Leiterseile und Isolatoren bei Freileitungssystemen		40 a
		HTLS-Leiter, Typ ACCR		40 a
	Sonstige Komponenten			33 a

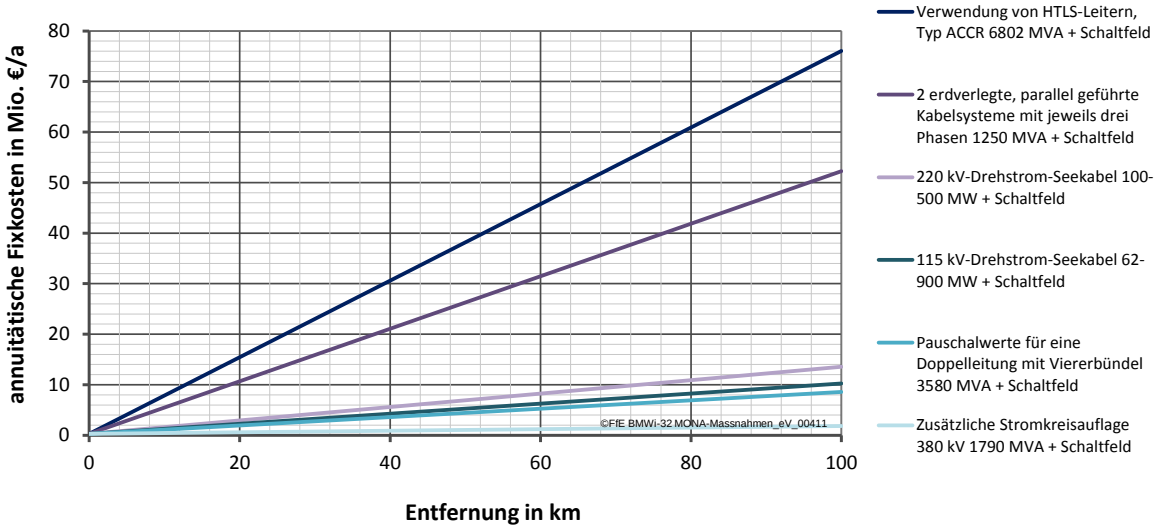


Abbildung 5-18: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Höchstspannungsebene*

5.1.5.5 Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Die Kostenübersicht für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Der lineare Fixkostenverlauf von HGÜ ist in **Abbildung 5-19** dargestellt.

Tabelle 5-19: *Technoökonomische Kennwerte für HGÜ*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Kosten 2015 und 2030
Investitionen	VSC-Freileitung	2 GW	2.000.000 €/km
	LCC-Freileitung	3 GW	1.466.667 €/km
	VSC-Erdkabel	2 GW	4.000.000 €/km
	VSC-Umrichterstation	2 GW	200.000 €/MW
	LCC-Umrichterstation	3 GW	200.000.000 €/Stück
	Offshore-DC-Station	Pauschalwert für See- und Laststation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen	1.000.000 €/Stück
Fixe Betriebskosten	LCC-Umrichter	Kostenzuschläge bezogen auf Investitionen	1,2 %/a
	VSC-Umrichter		0,5 %/a
	HGÜ-Trasse		3.000 €/km
Nutzungsdauer	LCC-Umrichter		45 a
	VSC-Umrichter		50 a
	Steuerung der LCC-Umrichter		15 a
	Leiterseile und Isolatoren bei Freileitungssystemen	gilt auch für Kabel	40 a

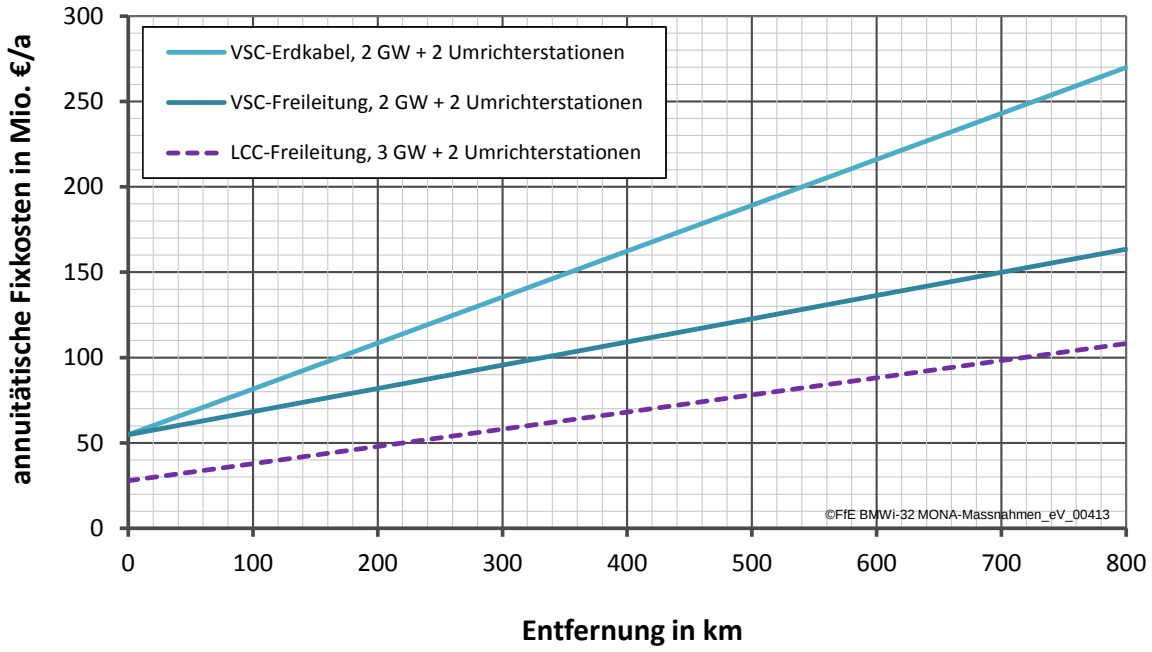


Abbildung 5-19: *Fixkostenverlauf von HGÜ*

5.1.6 Weitere Varianten des konventionellen Netzausbaus

5.1.6.1 Gasisolierte Rohrleitungen

Bei Erdleitungen sind mit gasisolierten Leitungen (GIL) Sonderlösungen für bestimmte Anwendungsfälle möglich. Sie bestehen aus einem Aluminium-Leiterrohr und einem gasdichten Aluminium-Mantelrohr, das mit einem isolierenden Gasgemisch aus 20 % SF_6-Gas (Schwefelhexafluorid) und 80 % Stickstoff gefüllt ist (vgl. **Abbildung 5-20**). /DENA-06 14/

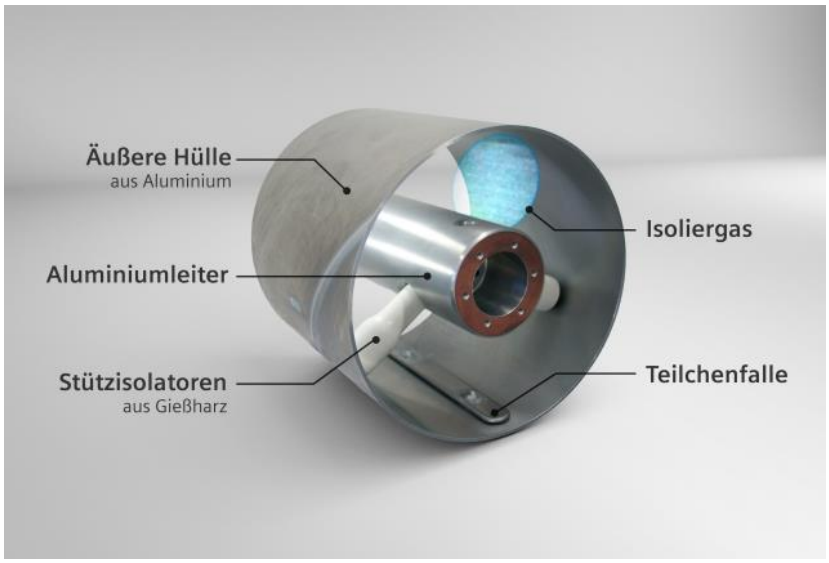


Abbildung 5-20: *Aufbau einer gasisolierten Übertragungsleitung (Bildquelle: /SIE-03 16/)*

Die GIL-Technologie ist gegenwärtig nur für die Übertragung von Drehstrom und nicht für die Übertragung von Gleichstrom kommerziell verfügbar. GIL befinden sich seit

rund 35 Jahren im Einsatz und sind aktuell weltweit auf ca. 200 bis 300 km Strecke in Gebrauch. Da GIL eine deutlich höhere Übertragungsfähigkeit gegenüber Erdkabeln auf VPE-Basis haben, wird diese Technologie speziell eingesetzt, wenn die Übertragung von hohen Leistungen in urbanen Räumen notwendig ist. (vgl. /EEP-01 15/) Ebenso werden die magnetischen Felder durch die Kapselung des Mantelrohrs sehr stark reduziert und die elektrischen Felder vollständig nach außen abgeschirmt. /DENA-06 14/

Das verwendete SF_6-Gas ist aufgrund seiner starken Klimawirkung umstritten, da es nur langsam in der Atmosphäre abgebaut wird. Die Verwendung neuer Gasmixturen, welche sich derzeit noch im Forschungsstadium befinden, soll eine Reduktion der Klimawirkung um bis zu 50 % ermöglichen. /ABB-01 14/

5.1.6.2 Supraleiter zur Energieübertragung

Supraleiter sind Werkstoffe, deren elektrischer Widerstand bei sehr niedrigen Temperaturen auf nahezu null abfällt. Der Einsatz von Supraleitern in der elektrischen Energieübertragung befindet sich noch im Forschungsstadium, wobei bereits erste Pilotprojekte realisiert wurden. Im supraleitenden Bereich besitzen diese Werkstoffe durch die höhere zulässige Stromdichte, bei geringeren Verlusten im Vergleich zu konventionellen Kupferkabeln, eine bis zu fünffache Übertragungskapazität. Heutige Hochtemperatur-Supraleiter (HTS) bestehen aus Yttrium-Barium-Kupferoxid (YBCO) und verlieren ihre supraleitenden Fähigkeiten erst bei einer Temperatur von über 92 K (-181,15 °C), wodurch die Kühlung mittels flüssigem Stickstoff realisiert werden kann. /DENA-06 14/

Pilotprojekte im Verteilungsnetzbereich in der Mittel- und Hochspannungsebene beweisen die technische Realisierbarkeit und stellen erste Betriebserfahrungen mit dieser Technologie bereit. Als Bespiel kann das Projekt AmpaCity des Netzbetreibers RWE in der Stadt Essen genannt werden. In diesem Projekt wurde statt des Einsatzes von Hochspannungs-Kabelsystemen im Verteilnetz zum Teil ein 10 kV-HTS-Kabelsystem auf einer Länge von einem Kilometer und mit einem Auslegungsstrom von 2,3 kA (40 MVA) installiert. /RWE-03 14/, /NX-01 14/

Einen weiteren Anwendungsfall für Supraleiter stellt der Einsatz als Strombegrenzer dar. Dies wird bereits in Pilotprojekten demonstriert, u. a. bei den Stadtwerken Augsburg in einem Feldtest bis 2017. Der Supraleiter weist dabei im Normalbetrieb nahezu keine ohmschen Widerstände auf und verursacht damit weder Verluste noch Beeinträchtigungen der Netzstabilität. /SWA-01 16/

5.1.6.3 Übertragungen bei höheren Betriebsspannungen

Weltweit werden in der Höchstspannung stellenweise höhere Betriebsspannungen als 380 kV eingesetzt, um hohe Leistungen über längere Strecken mit möglichst geringen Verlusten zu übertragen. So werden beispielsweise in Kanada, den USA, Brasilien und Russland Freileitungen mit Betriebsspannungen bis zu 800 kV (engl. *Ultra High Voltage – UHV*) betrieben. In Indien wird derzeit sogar eine 1200 kV-Leitung geplant. Diese 800 kV-Systeme sind üblicherweise mit einem Viererbündel und dem Leiterseil Al/St 658/35 ausgestattet. Ein Stromkreis erreicht im Normalbetrieb eine thermische Grenzleistung von 5.690 MVA und liegt damit über dem Dreifachen einer Standard-380 kV-Freileitung. Auf der anderen Seite benötigen höhere Spannungen auch breitere

Trassen und Schutzstreifen. Bei einer Nennspannung bis 800 kV ergibt sich somit eine vorgeschlagene Trassenbreite von 80 bis 120 m. Die in Indien geplante 1200 kV-Leitung benötigt eine Trassenbreite von bis zu 100 m. /DENA-06 14/

5.1.7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Metastudie der NoM *konventioneller Netzausbau* zeigt, dass die darin inbegriffenen Technologien auch in Zukunft eine wichtige Rolle bei der Netzoptimierung spielen werden. Die Gründe hierfür sind unter anderem, dass die NoM durch den Einsatz neuer Freileitungen, Erdkabel oder Transformatoren die Stromtragfähigkeit erhöht und so thermische Betriebsmittelüberlastung vermeiden kann. Darüber hinaus ist der konventionelle Netzausbau mit nahezu jeder anderen Maßnahme kombinierbar und bietet durch seine vielfältigen Ausgestaltungsoptionen eine sehr hohe Skalierbarkeit zwischen wenigen kVA und mehreren GVA in allen Spannungsebenen. Die Ausgestaltung ist in vielen Fällen vorgegeben und Teil der politischen Diskussion (z. B. Erdverkabelungsvorgang bei HGÜs, Vorgaben der Bundesnetzagentur).

Im Übertragungsnetz stellt der Einsatz von HGÜ eine vielversprechende Möglichkeit für den Stromtransport über lange Distanzen bei geringen Verlusten und gleichzeitiger Entlastung des Drehstromnetzes dar. Bis 2030 ist der Bau von mehreren HGÜ-Korridoren geplant. Technologische Innovationen bei der NoM sind zusätzlich bei neuartigen Leiterseilen und kompakten Mastbauweisen möglich. Die derzeit verwendete Technologie des konventionellen Netzausbaus hingegen ist bereits seit Jahrzehnten etabliert, wodurch bei den Stakeholdern umfangreiche Vorerfahrung vorhanden ist.

Eine Analyse der Kostenstruktur zeigt, dass die NoM vergleichsweise hohe Kosten aufweist, die überwiegend aus CAPEX bestehen, welche regulatorisch abgeschrieben werden können. Als konventionelle Maßnahme ist durch die NoM ein sekundärer Mehrwert (Bereitstellung von Regelenergie, dynamische Blindleistungsbereitstellung, zusätzliche Kenntnisse des Netzzustandes, …) nur in geringem Maß gegeben. Gleichwohl hat keine andere NoM so große Auswirkungen auf die Schutzgüter „Landschaft“, „Boden“ und „Flora/Fauna“ sowie die gesellschaftliche Akzeptanz.

5.2 Regelbare Ortsnetzstationen

Regelbare Ortsnetztransformatoren

Der Begriff „regelbarer Ortsnetztransformator“ bezeichnet unter Last **schaltbare Transformatoren mit integriertem Laststufenschalter**, die im Verteilnetz zwischen zwei unterschiedlichen Spannungsebenen eingesetzt sind und ihr Übersetzungsverhältnis dynamisch innerhalb von einer bestimmten Bandbreite durch lokale Regelungskonzepte oder durch Fernsteuerung ändern können.

5.2.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

5.2.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie)

5.2.1.1.1 Definition regelbarer Ortsnetztransformator

Unter dem allgemeineren Begriff „Regeltransformatoren“ ist zwischen Längs-, Quer- und Schrägregelung zu unterscheiden. Quer- und Schrägregler steuern durch Phasenwinkeländerungen den Wirkleistungsfluss über den Transformator, wobei Längsregler nur den Betrag der Spannung beeinflussen.

Beim Querregler (vgl. **Abbildung 5-21)** wird im Gegensatz zum Längsregler die Zusatzspannung (U_Q) mit einer Phasenverschiebung um 90° zur Spannung in der Hauptwicklung (U_W) angelegt. Die resultierende Spannung (U_{Res}) weist einen annähernd identischen Betrag auf, die Phasenlage ändert sich jedoch. Hierdurch können Wirkleistungsflüsse in vermaschten Netzen gezielt gesteuert werden. /OTH-01 16/

Ein Längsregler verändert die Knotenspannung. Dies beeinflusst die Blindstromverteilung in parallelen bzw. vermaschten Leitungen. Durch diese Regelung wird die Wirkstromverteilung nahezu nicht beeinflusst. Diese Veränderung wird erreicht, indem die Zusatzspannung in Längsrichtung zur Spannung der Hauptwicklung wirkt (vgl. Abbildung 5-21). Infolgedessen bleibt die Phasenlage des geregelten Spannungszeigers gleich. /OTH-01 16/

Im Rahmen dieser Studie werden nur Längsregler zur Spannungsbeeinflussung betrachtet.

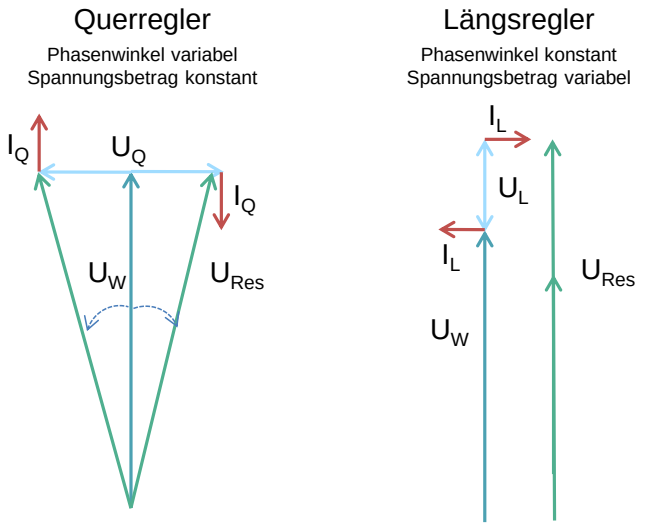


Abbildung 5-21: *Auswirkung auf die Transformatorspannung durch Anlegen einer Querspannung (links) bzw. einer Längsspannung (rechts)*

Diese Charakteristik bedingt die vermehrte Einsetzung zur Spannungsregelung. Die Funktionsweise des bereits am Markt etablierten rONTs unterscheidet sich zwischen vielen am Markt verfügbaren Modellen. Die dynamische Anpassung der unterseitigen Spannung am Transformator geschieht über einen Laststufenschalter, welcher wiederum von einem Spannungsregler intelligent gesteuert wird. Laststufenschalter dienen einer unterbrechungsfreien Schaltung zur Änderung des Übersetzungsverhältnisses während des Betriebs. /TUW-02 14/ Die erforderlichen Daten für die intelligente Steuerung liefert ein beim rONT eingebauter Sensor zur Spannungsmessung /ETZ-01 12/.

Die folgende **Abbildung 5-22** zeigt, wie die Anpassung der Spannung aufgrund verstärkter Rückspeisung durch PV-Anlagen erfolgt; zusätzliche Einspeisungen von PV-Anlagen führen zu einer Spannungserhöhung. Durch die Regulierung eines rONTs kann die Netzspannung im zulässigen Spannungsband gehalten werden. Die DIN EN 50160 regelt das Spannungsband für Letztabnehmer, es wird ein Bereich von ± 10 % Abweichung von der Nennspannung festgeschrieben /DIN-01 00/. Sollte ein ONT nicht regelbar sein, ist eine Aufteilung der ± 10 % des Spannungsbandes auf Mittel-, Nieder- und Umspannungsebene erforderlich /EBR-01 14/.

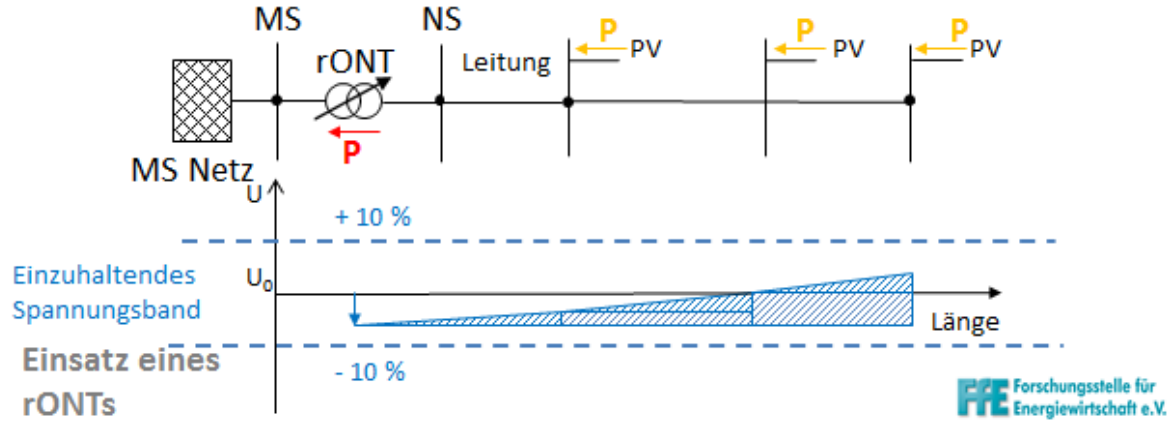


Abbildung 5-22: *Schematische Spannungsanpassung durch einen rONT*

Die Entkopplung der Mittel- von der Niederspannung durch rONTs schafft eine Nutzbarkeit des vollen Spannungsbandes in beiden Ebenen. Dies erhöht den Toleranzbereich im Niederspannungsnetz von 3 % Spannungsanhebung auf 11 %. /EBR-01 14/ (Siehe **Abbildung 5-23**)

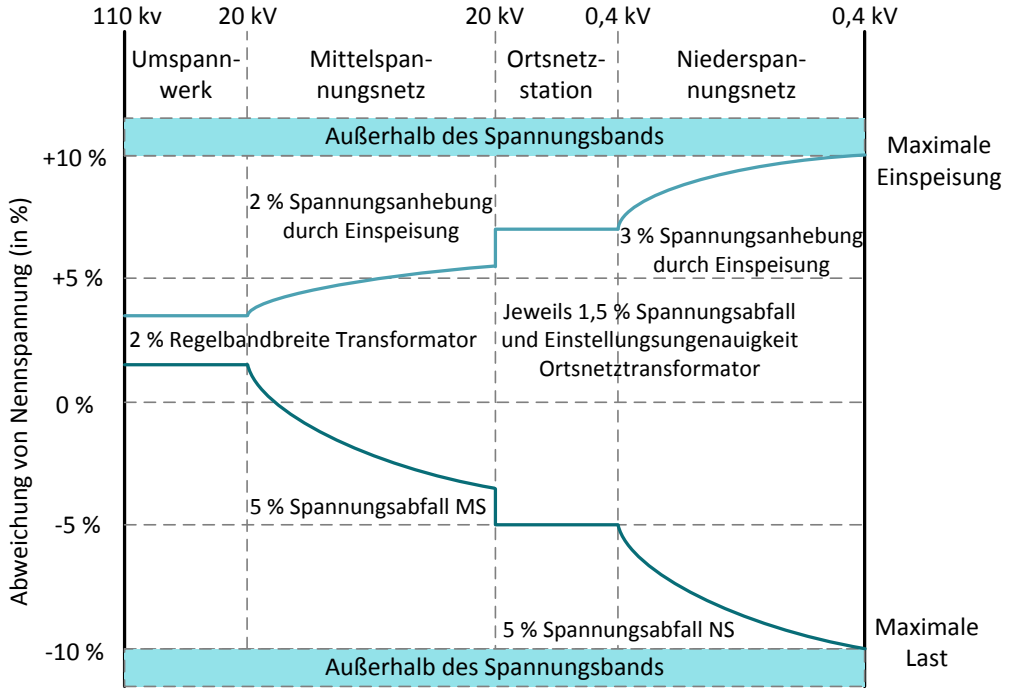


Abbildung 5-23: *Spannungsband mit regelbarem Ortsnetztransformator* /MR-01 15/

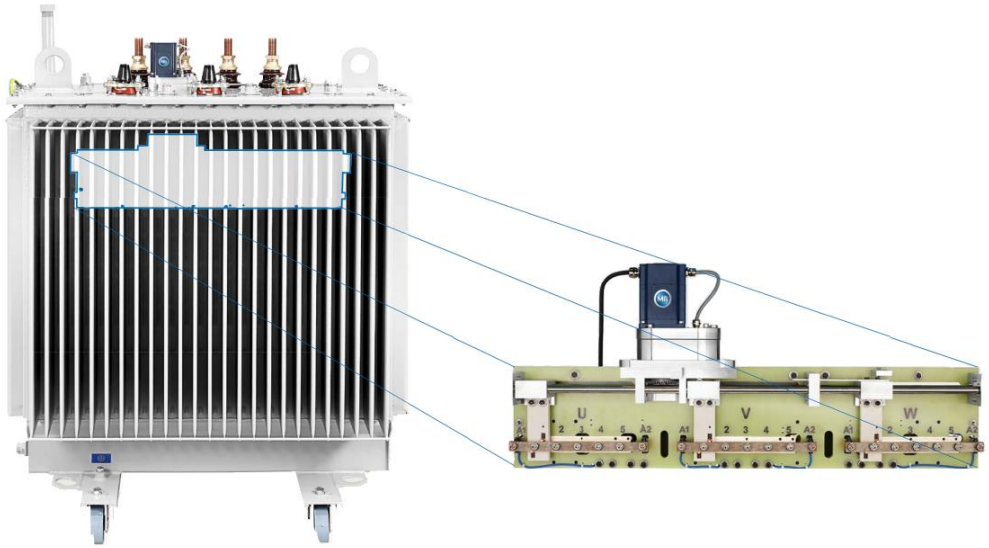


Abbildung 5-24: *rONT inclusive Regelung* /MR-01 15/

Regelbare Ortsnetztransformatoren unterscheiden sich durch eine zusätzliche Schaltungseinheit von konventionellen ONTs. Siehe hierzu **Abbildung 5-24.**

Die Wirksamkeit eines rONT hängt maßgeblich von den verwendeten Regelkonzepten ab, die im Kapitel 5.2.1.1.4 vorgestellt werden.

5.2.1.1.2 Technische Daten

Exemplarisch können die Daten von den Herstellern der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH und der J. Schneider Elektrotechnik GmbH gesehen werden. Diese sind in der folgenden **Tabelle 5-20** zusammengestellt. Prinzipiell können Dimensionierungen von rONTs auftragsabhängig gewählt werden.

Tabelle 5-20: *Exemplarische technische Daten von rONT*

Zusammengestellt aus: /MR-01 15/ /JSE-01 16/	Maschinenfabrik Reinhausen GmbH	J. Schneider Elektrotechnik
Abstand zwischen den Stufen	2,50 %	frei wählbar bis 3 %
Anzahl Stufen	5 bis 9	bis max. 9 Stufen
Bandbreite (gesamt)	± 10 %	bis max. ± 12 %
Ansprechzeit	< 2 sec	0,9 sec
Kürzester Abstand zwischen Stufenschaltungen	3 sec	3 sec
Wirkungsgrad	> 99 %	k. A.

5.2.1.1.3 Aufgaben des regelbaren Ortsnetztransformators

Das Halten der Spannung innerhalb eines definierten Spannungsbandes ist die Aufgabe von rONTs. Diese entkoppeln die Spannung im Mittelspannungsnetz von der im Niederspannungsnetz. So steht das komplette Spannungsband von ± 10 % im Niederspannungsnetz zur Nutzung zur Verfügung. Es kann für Photovoltaikanlagen oder auch für Spannungsabfälle durch Verbrauchslasten (Elektromobilität oder Wärmepumpen) genutzt werden. /ETZ-01 12/

5.2.1.1.4 Mögliche Regelungen des regelbaren Ortsnetztransformators

Die Regelung eines rONTs ist essentiell für dessen optimalen Betrieb.

Die wichtigsten Parameter der Regelung eines regelbaren Ortsnetztransformators sind:

- Stufenhöhe (ΔU_{Stufe})
- Spannungssollwert (U_{Soll})
- Bandweite des Toleranzbandes (BW)
- Eingangsspannungsprofil
- Totzeit ($t_{Verzögerung}$)

In **Abbildung 5-25** wird das Prinzip der Regelung sowie die Rolle der oberen Parameter dargestellt.

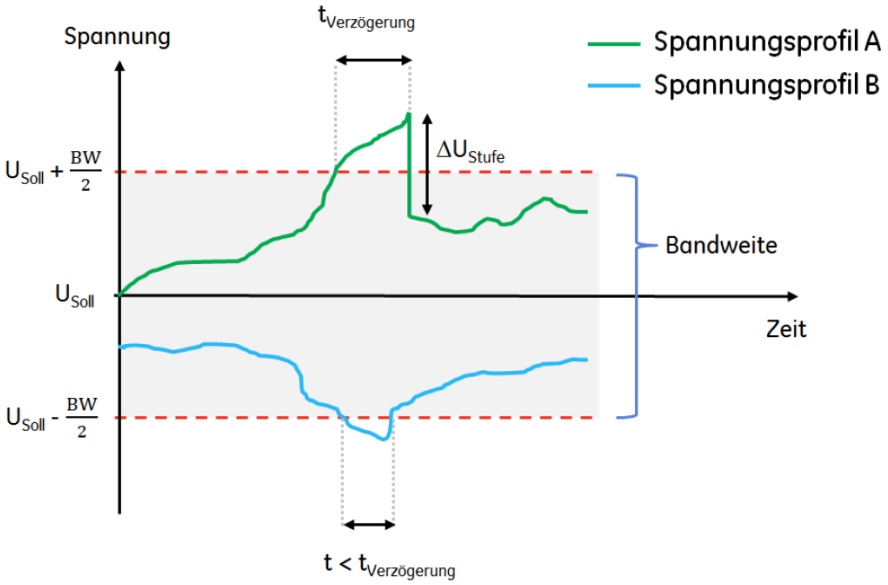


Abbildung 5-25: *Funktionsprinzip der Regelung eines rONT /TUW-02 14/*

Nach Abbildung 5-25 erfasst der rONT kontinuierlich die Spannung U_{Ein} aus dem Netzgebiet. Aufgrund der unsymmetrischen Last in einer Simulation sowie in der Realität wird die Spannungsamplitude im Mitsystem verwendet. Diese Spannung dient als Eingangsspannungsprofil für die Regelung und wird mit einem vorgegebenen Spannungssollwert verglichen. Daraus wird eine Spannungsdifferenz ΔU gebildet:

$$\Delta U = U_{Ein} - U_{Soll} \tag{4.1}$$

Um den Spannungssollwert wird ein Toleranzband eingestellt. Der Stufenschalter des rONT regelt, wenn die Spannungsdifferenz größer als die halbe Bandweite ist.

$$|\Delta U| \geq \frac{BW}{2} \tag{4.2}$$

Dabei wird eine im Regler definierte Verzögerungszeit $t_{Verzögerung}$ berücksichtigt. Ein Zeitnehmer startet, wenn die Spannung das Toleranzband über- oder unterschreitet. Falls die Bandverletzung nur kurzzeitig ist, kommt es zu keinem Stufenwechsel. Wie in Abbildung 5-25 beispielhaft gezeigt, kehrt die Spannung des Spannungsprofils B vor Ablauf der Verzögerungszeit ins Band zurück, es wird kein Stufenwechsel verursacht.

Wird die vorgegebene Verzögerungszeit überschritten und die gemessene Spannung befindet sich dauerhaft außerhalb des Toleranzbandes, wird ein Stufenwechsel hervorgerufen. Dieser senkt oder erhöht die Spannung. Durch den Stufenwechsel soll die Spannung zurück in den Toleranzbereich gebracht werden. Dies ist in Abbildung 5-25 bei Spannungsprofil A gezeigt. Insbesondere muss dabei die Bandweite größer als eine Stufe des Schalters sein.

$$BW > \Delta U_{Stufe} \quad (4,3)$$

Ansonsten ist eine Reglung der Spannung im Spannungsband nicht möglich. In /AE-01 15/ wird eine minimale Bandweite der 1,2-fachen Stufengröße empfohlen. Im Rahmen dieser Studie wird dieser Wert einheitlich für die Dimensionierung aller Längsregler und regelbaren Ortsnetztransformatoren verwendet. Die anderen vier wichtigsten Parameter werden anhand der verschiedenen Algorithmen bzw. Regelkonzepte bestimmt, diese werden im Folgenden beschrieben.

Die Regelkonzepte haben einen erheblichen Einfluss auf den Parameter Bandweite, Spannungssollwert und Eingangsspannungsprofil. Es werden drei verschiedene Regelkonzepte für den regelbaren Ortsnetztransformator berücksichtigt:

- konventionelle Regelung
- Leistungskompoundierung
- Regelung mit transformatorfernen Sensoren

Im Folgenden werden diese Regelkonzepte beschrieben.

Konventionelle Regelung

Unter diesem Regelkonzept wird die Spannung an der Sekundärseite des rONTs kontinuierlich gemessen. Die gemessene Spannung bildet dann das Spannungsprofil in der Regelung. Der Spannungssollwert sowie das Toleranzband werden vom Netzbetreiber bestimmt und bleiben während des Betriebs unverändert. In **Abbildung 5-26** ist die Spannungsregelung dieses Regelkonzepts exemplarisch anhand eines Tages dargestellt. Der Spannungssollwert bleibt immer auf 1,0 pu, wobei die Bandweite immer 0,03 pu beträgt.

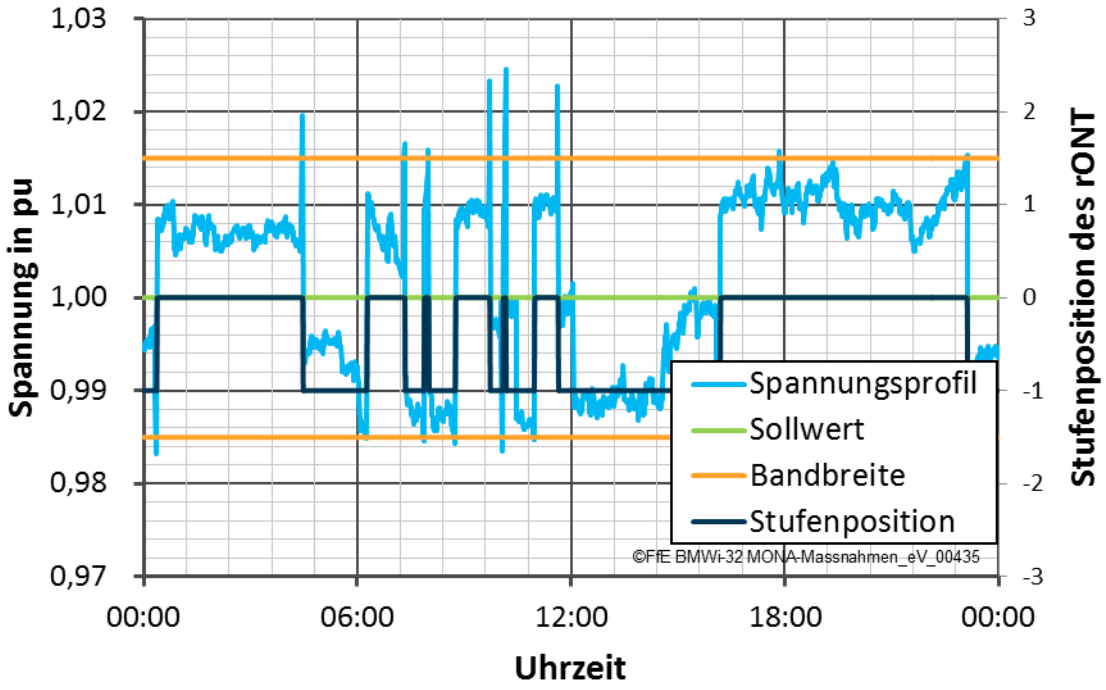


Abbildung 5-26: *Spannungsverlauf eines Tages am rONT bei konventioneller Regelung*

Mit diesem Regelkonzept reduziert sich die Spannung am kritischen Netzknoten im hohen Rückspeisefall um ca. 0,02 pu im Vergleich zur Spannung ohne rONT, wie **Abbildung 5-27** zeigt.

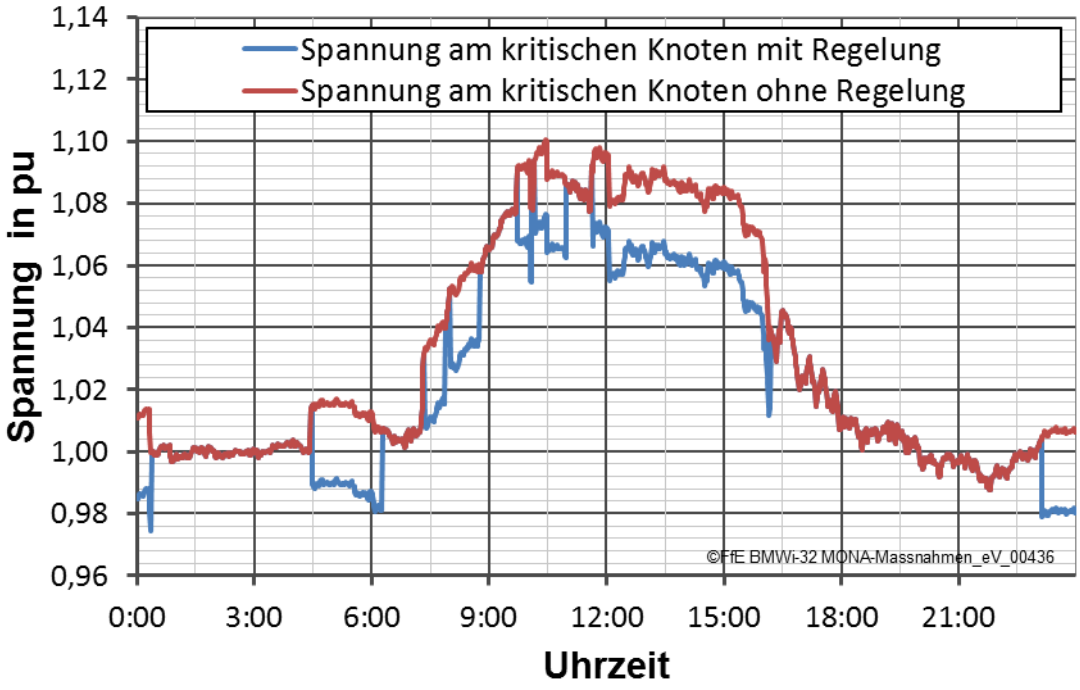


Abbildung 5-27: *Spannungsverläufe mit und ohne rONT unter konventioneller Regelung*

Leistungskompoundierung

Bei diesem Regelkonzept ist der Spannungssollwert nicht mehr konstant, sondern abhängig von der Auslastung des Transformators**. Abbildung 5-28** zeigt eine Standard-Kennlinie der Sollspannung in Abhängigkeit von der prozentualen Bemessungsscheinleistung S/S_r über den Transformator. Die anderen Parameter, z. B. das Eingangsspannungsprofil und die Bandweite des Toleranzbandes, werden analog zur konventionellen Regelung gewählt.

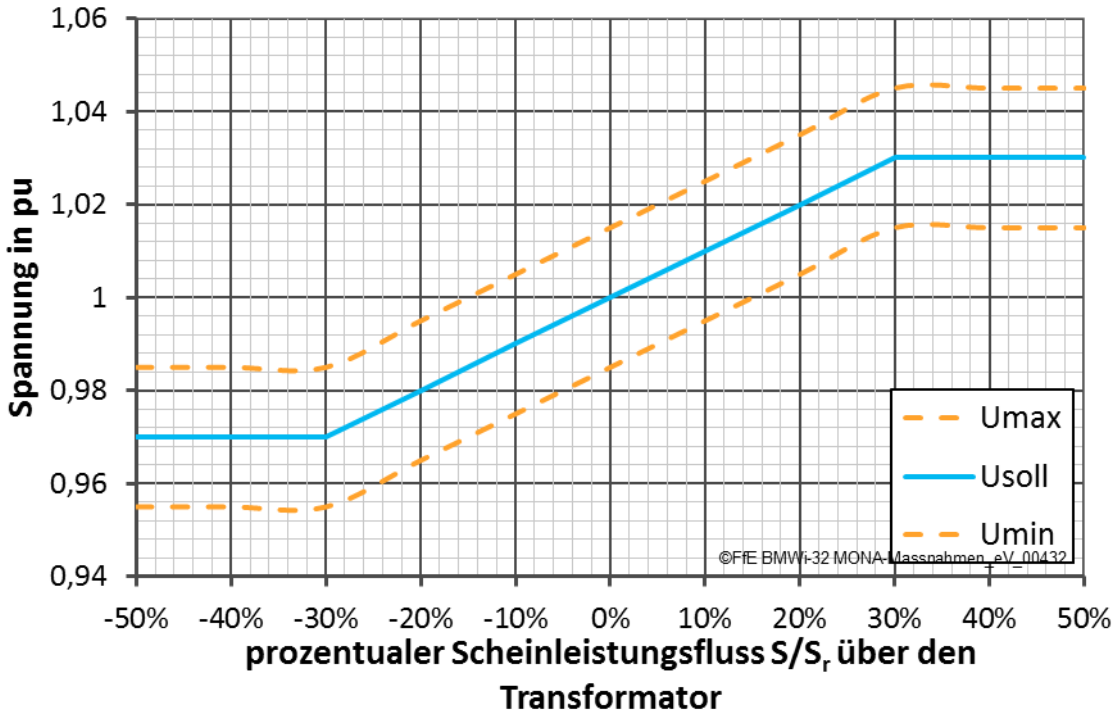


Abbildung 5-28: *Kennlinie der Leistungskompoundierung eines rONT /TAB 01 15/*

Der so variierende Spannungssollwert beeinflusst stark die Spannungsregelung am rONT (vgl. **Abbildung 5-29**).

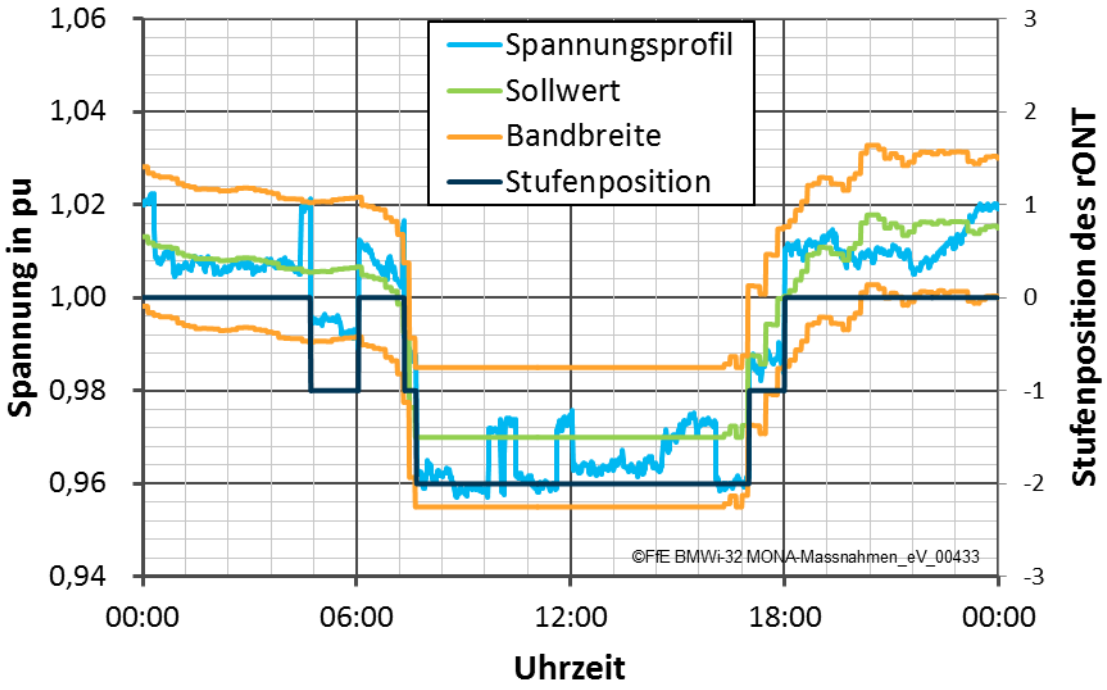


Abbildung 5-29: *Spannungsverlauf eines Tages am rONT bei Leistungskompoundierung*

Durch Wahl des Sollwertes, wie in Abbildung 5-29 dargestellt, steigt somit die Spannung am kritischen Netzknoten nur auf 1,05 pu. Dies hat ähnliche Auswirkungen wie eine Leistungskompoundierung vgl. **Abbildung 5-30**.

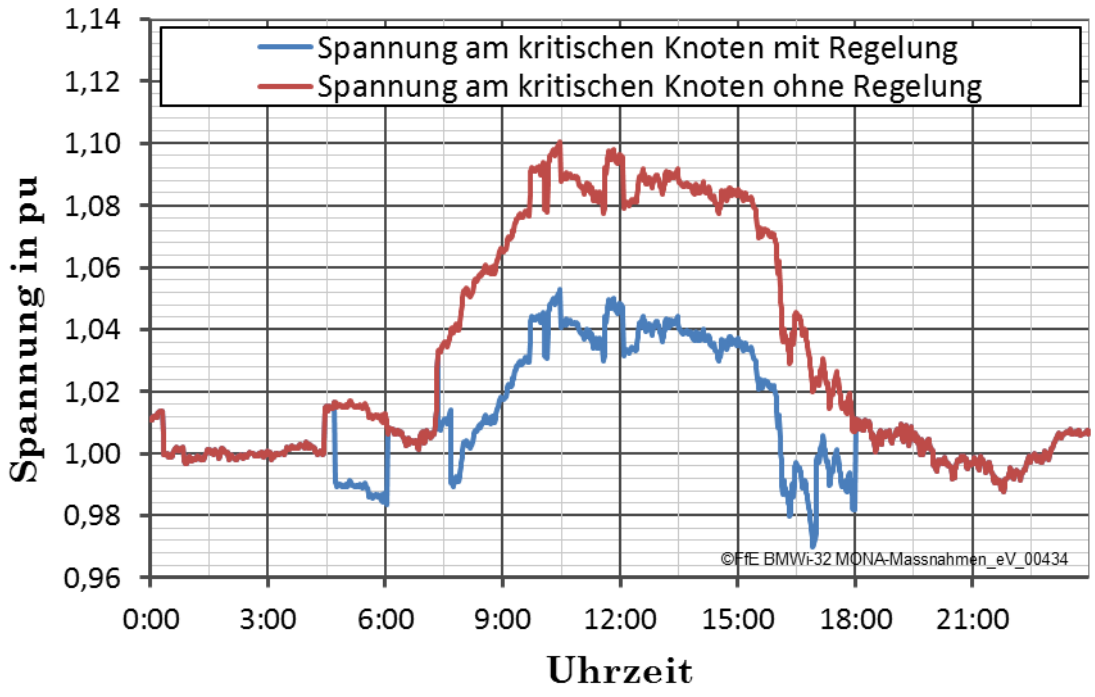


Abbildung 5-30: *Spannungsverläufe mit und ohne rONT unter Leistungskompoundierung*

Regelung mit transformatorfernen Sensoren

In Abgrenzung zu den vorherigen Punkten ist eine Regelung mit transformatorfernen Sensoren zu sehen. Bezugspunkte für die Spannungsregelung des Transformators sind in diesem Fall transformatorferne Sensoren; diese übermitteln gemessene Spannungsdaten an den Transformator. Für eine Informationsübermittlung wird auf alle gängigen Kommunikationstechniken zurückgegriffen (z. B. GPRS). /MR-01 15/ Spezielle Algorithmen bearbeiten die Eingangsdaten, welche darauffolgend als Ausgangsdaten für die Eingangsspannungsprofile in der Regelung verwendet werden.

In GridSim wird ein von /TUGR-01 12/ entwickelter Algorithmus verwendet. Dieser wählt die maximalen und minimalen gemessenen Knotenspannungen aus und verwendet ihren Mittelwert als Eingangsspannung des Reglers. /WANG-01 16/ Für eventuelle Signalstörungen und Messfehler wird ein Messfehler für alle Spannungssensoren angenommen. Sonstige Parameter sind im Vergleich zur konventionellen Regelung unverändert.

Mögliche Einbaupositionen für Sensoren sind beispielsweise Verteilerkästen oder Hausanschlüsse im Netzgebiet. Eine Darstellung von Spannungsverläufen mit Spannungssensoren an allen Hausanschlüssen ist in **Abbildung 5-31** dargestellt.

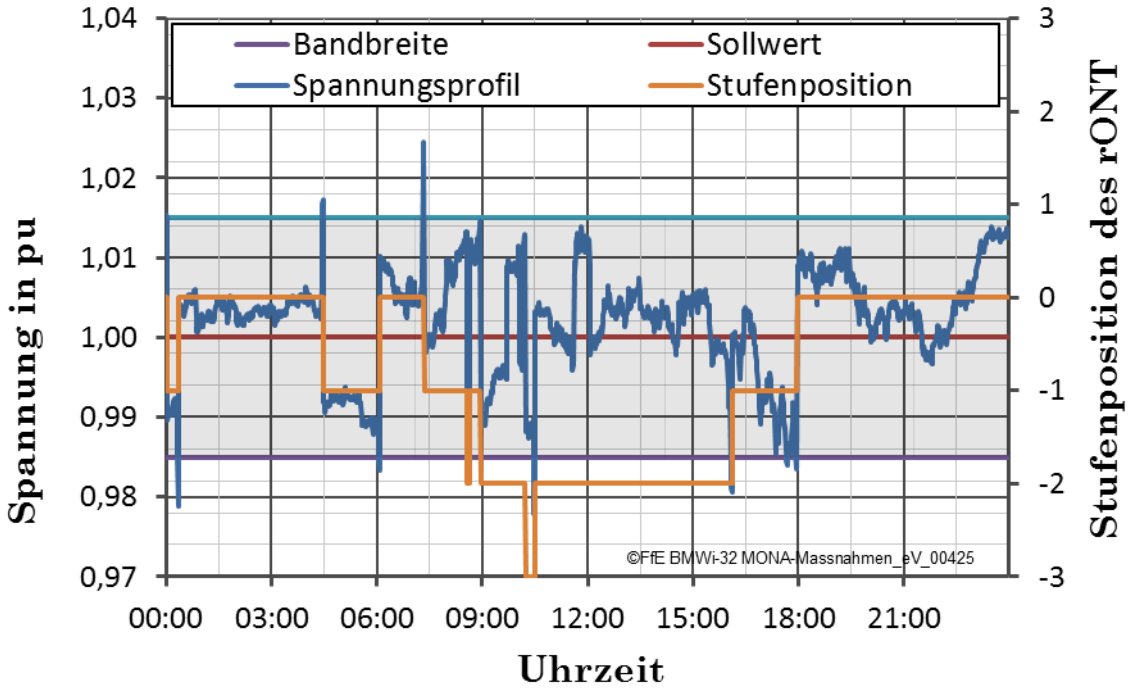


Abbildung 5-31: *Spannungsverlauf eines Tages am rONT bei transformatorfernen Sensoren*

Durch Wahl des Sollwertes wie in Abbildung 5-31 dargestellt, steigt somit die Spannung am kritischen Netzknoten nur auf 1,05 pu, dies hat ähnliche Auswirkungen wie eine Leistungskompoundierung vgl. **Abbildung 5-32**.

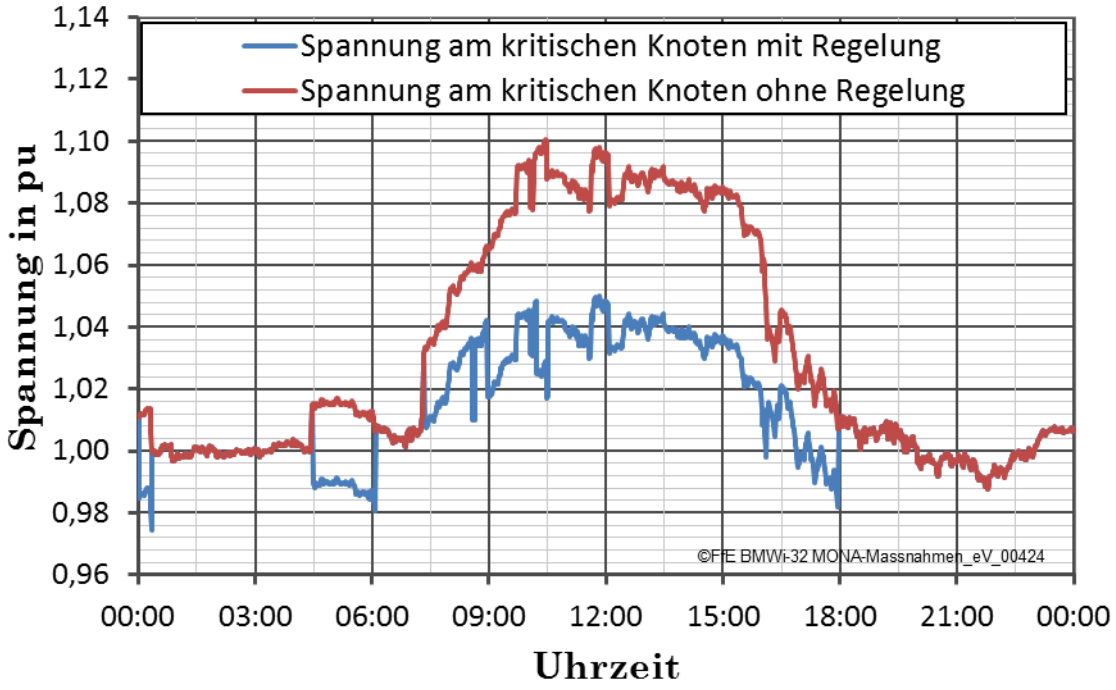


Abbildung 5-32: *Spannungsverläufe mit und ohne rONT unter Einsatz von Spannungssensoren*

5.2.1.2 Entwicklungspotenzial

Zukünftig wird, beginnend mit auszutauschenden klassischen Ortsnetztransformatoren ein Ersatz durch regelbare Ortsnetztransformatoren angestrebt. Beispielsweise die Mittelhessen Netz GmbH plant, auszutauschende Ortsnetztransformatoren wenn möglich durch rONTs zu ersetzen. /SWG-01 16/ Als Einschätzung kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig bis zu 10 % aller Netztransformatoren regelbar sein werden. Bei ungefähr 750.000 Verteiltransformatoren in Deutschland ergibt sich folglich ein Bedarf an 75.000 regelbaren Transformatoren. /SGB-01 11/

Der zusätzliche Aufwand eines rONTs ist im Vergleich zum Produktionsaufwand eines ONT als gering einzuschätzen. So kann davon ausgegangen werden, dass ein Ersatz durch rONTs erfolgt, wenn dies sinnvoll ist.

Zukünftige Entwicklungen können zu einer volumetrischen Verkleinerung des rONTs führen. Dies kann beispielsweise durch eine elektronische Schaltung im Vergleich zu einer Stufenschaltung erreicht werden. /SGB-01 11/

5.2.1.3 Case Study

Deutschlandweit wurden bereits viele Projekte mit regelbaren Ortsnetztransformatoren realisiert. **Tabelle 5-21** listet hierzu eine Auswahl auf. Im Folgenden werden zudem die beiden Projekte der Thüringen Energie AG und der Mittelhessen Netz GmbH im Detail beschrieben.

Tabelle 5-21: *Ausgewählte rONT-Projekte*

Netzbetreiber	Standort	Einsatzdatum	rONT / Hersteller	Anzahl rONT installiert (/ geplant)	angeschlossene PV-Leistung
Thüringer Energie AG /TEAG-01 13/ /HAG-01 15/	Goldbach (Thüringen)	Januar 2013	LVRsys A.Eberle	1	602 kW
	Hochdorf (Thüringen)	Oktober 2013	Maschinenfabrik Rheinhausen	1	170 kW
	Siemerode (Thüringen)	November 2013	Siemens	1	109 kW
	Liebengrün (Thüringen)	August 2015	N/A	1	N/A
Mittelhessen Netz GmbH /MH-01 16/ /SWG-01 16/	Heuchelheim-Kinzenbach (Hessen)	Herbst 2014	N/A		N/A
E.ON SE (Avacon AG, Bayernwerk AG, E.DIS AG, Hansewerk AG) /EON-02 15/	Netzgebiet von E.ON SE Netzbetreibern	2014	Maschinenfabrik Rheinhausen	180	N/A
RWE AG /RWE-02 15/	Wincheringen (Rheinland-Pfalz)	April 2015	Maschinenfabrik Rheinhausen	1	20 PV-Anlagen
EWE-Netz GmbH /KONK-01 15/ /EWE-01 16/	Netzgebiet von EWE-Netz GmbH	2015-2016	Siemens	200 (/ 300)	1.449 MW
MITNETZ GmbH /MITNETZ-01 16/	Altenburger Land	2015-2016	N/A	16 (/ 20)	N/A

Der Netzbetreiber Thüringer Energie AG stellte am 18.09.2013 in Meissen sein Projekt: „Pilotprojekte zur Spannungsregelung im NS-Netz der Thüringer Energie“ vor. /TEAG-01 13/

Die steigende Einspeisung durch Biomasse-, Photovoltaik- und Windkraftwerke überlastete das Ortsnetz Liebengrün. Um eine Stabilisierung des Netzes zu erreichen, wurde neben anderen Maßnahmen ein rONT eingesetzt. Dieser fixiert autonom die Ausgangsspannung auf 400 V an den Hausanschlüssen. /HAG-01 15/ Dies wird erreicht durch mehrere im Ortsnetz verteilte Spannungsmessstellen. Diese passen das Übersetzungsverhältnis des Transformators über eine Regelung und ein Steuerglied an. /TEAG-01 13/

Der Netzbetreiber Mittelhessen Netz GmbH betreibt seit April 2014 einen regelbaren Ortsnetztransformator in Heuchelheim-Kinzenbach. Dieser sollte einen konventionellen Netzausbau weitgehend vermeiden. Der rONT inklusive Sekundärtechnik garantiert eine Ausgangsspannung in einem voreingestellten Bereich. Dies geschieht autonom durch drei Spannungsmessungen, die in die Steuerzentrale des Transformators übertragen werden. Nach den Stadtwerken Gießen AG, das Mutterunternehmen der Mittel Netz GmbH, arbeitet der Transformator erfolgreich. Frank Hoffmann, der Geschäftsführer der Mittelhessen Netz GmbH, vertritt die Meinung, dass sie lediglich 600 m Kabel für den Mehrpreis des rONT im Verhältnis zu einem ONT verlegen können. /SWG-01 16/

5.2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Durch den Einsatz eines rONTs wird Kapital im Anlagevermögen gebunden und verzinst. Es ist mit einem vermehrten Einsatz von rONTs in Zukunft zu rechnen.

In der StromNEV ist noch keine regulatorische Abschreibungsdauer von rONTs hinterlegt. Dies sollte umgehend erfolgen. /EBR-01 14/

Die Haltung der Spannung innerhalb des zulässigen Spannungsbandes ist nach §13 ENWG Aufgabe des zuständigen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibers /ENWG-01 15/. Einbau, Wartung und Betrieb ist ebenfalls dessen Aufgabe.

Die zulässige Einspeisungsleistung durch Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz ist durch die E VDE-AR-N 4105 geregelt. Der Netzbetreiber überprüft die Übertragungsfähigkeit des Netzes. Bei unzulässigen Netzrückwirkungen, die eindeutig einer Erzeugungsanlage im Netz des Netzbetreibers zuzuordnen sind, ist die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte vom Anlagenbetreiber nachzuweisen. /VDE-05 10/

Um unzulässige Spannungsänderungen zu vermeiden, ist die Spannungsänderung von Erzeugungsanlagen reglementiert.

„Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten: $\Delta u_a \leq 3\ \%$*“* /VDE-05 10/

Unter einem Verknüpfungspunkt wird die nächstgelegene Stelle im Netz der allgemeinen Versorgung, an der weitere Kundenanlagen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können, verstanden. /VDE-05 10/

In Netzstrukturen, welche durch den Einsatz eines rONT geregelt werden, ist aufgrund der statischen Spannungshaltung die Limitierung der Spannungsänderung durch Einspeisung im begründeten Einzelfall nicht notwendig. Infolgedessen kann nach der VDE 4105 im begründeten Einzelfall davon abgewichen werden.

Durch einen rONT kann auf das in der DIN EN 50160 geregelte Spannungsband mit einen Bereich von ± 10 % zurückgegriffen werden.

5.2.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Mit Hilfe des Morphologischen Kastens werden die verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen einheitlich beschrieben und dadurch vergleichbar gemacht. Im Folgenden werden die vier Kategorien des Morphologischen Kastens: Technologie; Wirtschaft; Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung; Gesellschaft und Umwelt für die Netzoptimierende Maßnahme regelbarer Ortsnetztransformator erläutert.

5.2.3.1 Technologie

Netzebene, Einsatzort und Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz

Gemäß der Definition eines regelbaren Ortsnetztransformators im Kapitel 5.2.1.1.1 wird dieser in erster Linie in Verteilnetzen eingesetzt. Der Haupteinsatz findet an Ortsnetzstationen im Niederspannungsnetz statt, aber ein Einsatz am Umspannwerk in

der Mittelspannung ist ebenfalls möglich, wobei die Bezeichnung „Ortsnetz-“ entfällt. In den weiteren Ausführungen wird hauptsächlich der Ortsnetztransformator zwischen der Mittelspannungsebene und Niederspannungsebene betrachtet.

Unterschieden wird zwischen begehbaren und nicht begehbaren Stationen. Diese Unterteilung entsteht aufgrund der benötigten Transformatorscheinleistung und den örtlichen Gegebenheiten.

Ein Niederspannungsnetz wird in der Regel nur durch einen Ortsnetztransformator versorgt. Infolgedessen besteht keine Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz innerhalb des gleichen Niederspannungsnetzes.

Skalierbarkeit der Maßnahme

Je nach Hersteller variiert die Bandbreite der verfügbaren Bemessungsleistungen. Herstellerübergreifend sind Größen bei konventionellen Transformatoren von 160 kVA bis 4,5 MVA verfügbar /MR-01 15/. Die bisherigen Standardgrößen für konventionelle Ortsnetztransformatoren (160, 250, 400 und 630 kVA) werden meistens auch als regelbare Transformatoren angeboten. Grundsätzlich kann in zwei Scheinleistungsbereiche unterteilt werden: von 250 - 630 kVA /IEH-01 14 / und von 400 – 1.000 kVA /KEMA-02 13/.

Technology Readiness Level (TRL)

Da bereits eine Vielzahl von Anlagen installiert und technisch betrieben wird, kann von einem TRL von 9 ausgegangen werden. Die Technologie weicht nur wenig von konventionellen ONTs ab und wurde bereits in den letzten Jahren von den Netzbetreibern großflächig eingesetzt:

- Im Jahr 2014 haben die Netzbetreiber der E.ON SE (Avacon AG, Bayernwerk AG, E.DIS AG und HanseWerk AG) 180 rONT installiert /EON-01 15/.
- Bis Ende 2016 plant die EWE NETZ GmbH den Einsatz von bis zu 300 rONT im Stromnetz zwischen Ems und Elbe /EWE-01 16/.
- Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH plant 2016 rund 20 regelbare Ortsnetztransformatoren in ihrem Netzgebiet zu installieren /MITNETZ-01 16/.
- Künftig plant die Mittelhessen Netz GmbH, auszutauschende klassische Ortsnetztransformatoren wenn möglich durch rONT zu ersetzen /SWG-01 16/.

Regelbarkeit

Regelbare Ortsnetztransformatoren reagieren dynamisch und automatisch auf Spannungsänderungen im Netz und weisen somit eine hohe Flexibilität auf. Beim Stand der Technik reagieren die rONT automatisiert ohne Steuerbefehle. Eine Einbindung in ein Regelsystem ist möglich und langfristig denkbar. Durch eine Regelung mögliche Spannungsänderungen sind in **Tabelle 5-22** dargestellt.

Tabelle 5-22: Einordnung verschiedener Beispiele von rONT /TEAG-01 13/

Hersteller	Mögliche Spannungsänderung
Maschinenfabrik – Reinhausen GmbH „GRIDCON® TRANSFORMER“	+/- 2,5 % pro Stufe
Siemens AG FITFORMER® REG	+/- 3,57 % (400 kVA) u. +/- 4,5 % (630 kVA) in zwei Stufen
Magtech AS Selbstregelnder Ortsnetztransformator	Bis +/- 8 % stufenlos

Wirkungsgrad der NoM und nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Durch die Flexibilisierung werden je nach Art der Stufenschaltung keine bis geringe zusätzliche Verluste verursacht.

Bei direkt längsregelbaren Transformatoren — die aus einer Stammwicklung, einer Regelwicklung, Anzapfungsvorwähler und einem Lastschalter bestehen — sind die Verluste vernachlässigbar, da sie nur während des Schaltvorgangs — durch kurzzeitigen Windungsschluss, welcher durch Ohmsche Widerstände begrenzt ist — verursacht werden.

Bei indirekt längsregelbaren Transformatoren wird durch kleine Zusatztransformatoren eine Zusatzspannung in Reihenschaltung mit der Ausgangsspannung induziert. Bei Inanspruchnahme der Regelung entstehen somit geringe zusätzliche Verluste. Im Vergleich zu den Hysterese-Verlusten, den Wirbelstromverlusten und den Kupferverlusten eines Transformators sind diese zusätzlichen Verluste in den meisten Fällen vernachlässigbar.

Der resultierende **Wirkungsgrad** von regelbaren Ortsnetztransformatoren ist vergleichbar mit dem von konventionellen Transformatoren und liegt je nach Auslegung und Auslastung zwischen 99 % und 99,7 % /TEAG-01 13/.

Spannungsgradient
Ein Schaltvorgang wird im Normalfall in weniger als einer Sekunde durchgeführt. Der Spannungsgradient ist gekennzeichnet durch die Spannungsänderungsgeschwindigkeit. Im Vergleich zu anderen Regelungen ist dieser Gradient als „hoch“ einzustufen.

Regelgenauigkeit
Die NoM kann die Ausgangsspannung an der sekundären Seite des Transformators genau regeln. Für rONT mit Stufen ist die Anzahl und Höhe der Stufen oft vom Kunden frei wählbar. Je nach Hersteller werden 5 bis 9 Stufen angeboten. Der Abstand zwischen den Stufen beträgt zwischen 1 % und 3 % der Nennspannung. /SCHN-01 12/ /MR-01 15/ /JSE-01 16/ Für rONT mit stufenloser Spannungsregelung wird die Spannung in der Regel innerhalb von 1 % des Sollwerts eingehalten.

Zeitliche Verfügbarkeit, Ansprechzeit und Abrufbarkeit
Die Maßnahme ist immer verfügbar, da sie sich im laufenden Betrieb befindet. Die Ansprechzeit von regelbaren Ortsnetztransformatoren ist in der Regel kleiner als eine

Sekunde mit einer Rekuperationszeit von circa 2 bis 3 Sekunden und kann somit als schnell bezeichnet werden. /MR-03 12/

IKT-Bedarf
Je nach Regelungsstrategie variiert der IKT-Bedarf eines regelbaren Ortsnetztransformators. Wenn die Regelung lediglich auf lokale Messungen der Spannung an der Ortsnetzstation zurückgreift, besteht grundsätzlich kein Bedarf an zusätzlicher IKT. Wenn transformatorferne Messungen für die ausgewählte Regelungsstrategie nötig sind, kommen unterschiedliche IKT-Lösungen zum Einsatz. Die Datenübertragung kann je nach Hersteller und Kundenanforderung über Powerline /RWE-02 15/, Funkübertragung (GPRS, UMTS) /MR-01 15/, Ethernet oder RS232 /JSE-01 16/ /MR-03 12/ erfolgen.

Falls der Netzbetreiber die Spannungsmessung zusätzlich in seinem Netzleitsystem integrieren will, muss eine weitere Datenübertragung eingerichtet werden mit entsprechenden Zusatzkosten.

Überlastfähigkeit
Regelbare Ortsnetztransformatoren weisen die gleiche Überlastfähigkeit wie normale Transformatoren auf. Beispielsweise weisen Transformatoren der Firma Schneider Electric eine Überlastfähigkeit von 150 % für 15 min und 120 % für 90 min auf. Diesen Messungen sind eine maximale Umgebungstemperatur von 40 °C, eine tagesmaximale Durchschnittstemperatur von 30 °C und eine Jahresdurchschnitts-temperatur von 20 °C zu Grunde gelegt. Entscheidende Determinanten eines möglichen Überlastbetriebes sind: die vorherige Last oder die Öltemperatur. /SCHN-01 15/ Durch eine erhöhte Überlastfähigkeit können Kosten für einen Netzausbau reduziert werden.

Störungsanfälligkeit
Regelbare Ortsnetztransformatoren gelten generell als störungsfrei. Sie sind für einen wartungsfreien Betrieb über ihre gesamte Lebensdauer ausgelegt. Mit beispielsweise 700.000 garantierten Schaltzyklen sowie einer Lebenszeit von 40 – 50 a, sind rONT mit konventionellen Ortsnetztransformatoren vergleichbar /MR-01 16/. Zur Sicherstellung des autarken Arbeitens, der Fernüberwachung sowie aller sonstigen Überwachungs-funktionen wird ein Netzausfall durch eine Pufferbatterie mit Ladeeinheit kompensiert. /SCHN-01 12/ Hinzu kommt die stabile Abschirmung gegenüber der Umwelt – üblicherweise in Form einer Einhausung. Durch den Einsatz bewährter und automatisierter Technik ist auch das Risiko für technisches oder menschliches Versagen als gering zu bewerten.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Der zeitliche Aufwand für die Beseitigung von Betriebsstörungen ist als hoch einzuschätzen. Grund hierfür ist der Aufwand eines Mitarbeiters, um den rONT zu erreichen.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Die Kurzschlussleistung des Netzgebiets wird durch die Regelung nicht beeinflusst, da regelbare Ortsnetztransformatoren gewöhnlich die gleichen Eigenschaften wie konventionelle Transformatoren aufweisen.

Spannungshaltung
Die primäre Aufgabe der NoM ist die Spannungshaltung: RONT sind in der Lage, die Spannung im gesamten versorgten Netzgebiet regelnd zu beeinflussen. Durch diese Maßnahme kann sichergestellt werden, dass selbst bei einer erhöhten Einspeisung – beispielsweise durch Photovoltaik – die Netzspannung in der zulässigen Bandbreite gehalten wird.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Aufgrund des Aufbaus sowie der Komponenten eines rONT, hat dieser einen lastabhängigen Einfluss auf die Blindleistung. Dies ist jedoch nicht aktiv beeinflussbar und unterscheidet sich im Wesentlichen nicht von einem herkömmlichen ONT.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Ein regelbarer Ortsnetztransformator hat im Vergleich zu einem konventionellen Ortsnetztransformator keine Auswirkung auf die maximale Stromtragfähigkeit bzw. die thermischen Limits der Leitungen, da die Flexibilität und Regelbarkeit dieser Maßnahme lediglich über die Spannung Einfluss nimmt. Auch die Stromtragfähigkeit der regelbaren Transformatoren wird durch die zusätzliche Regelung nicht beeinflusst.

5.2.3.2 Wirtschaft

Akteur
Der rONT wird vom lokalen Netzbetreiber betrieben.

Investitionen
Investitionen sind die langfristige Bindung von finanziellen Mitteln in Vermögenswerten in Form einer Sachinvestition, die mit der Erstanschaffung und möglichen Ersatzanschaffung der NoM verbunden ist. /Beck-01 16/ Wesentliche Bestandteile dieser sind Anschaffungskosten bzw. Herstellungskosten und Kosten für IKT. Eine mögliche Aufschlüsselung des Investitionsbetrages in einzelne Komponenten erleichtert die Nachvollziehbarkeit. In der folgenden **Tabelle 5-23** sind einzelne regelbare Ortsnetztransformatorleistungen ihrem Investitionsbetrag gegenübergestellt. Der Trafoaustausch kreiert zusätzlich Kosten zwischen 3.000 € und 3.500 €. Die Anschaffungskosten eines rONTs sind um das 1,8-fache höher als die konventioneller ONT. /BOG-01 16/

Tabelle 5-23: *Gegenüberstellung Kosten für unterschiedliche rONT* /FFE-23 15/

Scheinleistung	Wert
250 kVA	18.000 €/Stück
400 kVA	20.000 €/Stück
630 kVA	22.000 €/Stück

Fixe Betriebskosten
Hierunter wird Aufwand, der unabhängig vom Einsatz der NoM durch ihren Betrieb anfällt, verstanden. Zum Beispiel sind dies Wartung, Instandhaltung und IKT.

Abhängig vom Regelungskonzept variieren die fixen Betriebskosten. Durchschnittlich betragen sie 450 €/a. /FFE-23 15/

Variable Betriebskosten
rONT sind im Normalfall wartungsfrei und ermöglichen eine ausreichend hohe mögliche Anzahl von Schaltvorgängen. Damit sind die variablen Betriebskosten vernachlässigbar.

Lebensdauer
Laut Herstellerangaben unterscheidet sich die Lebensdauer der Primärtechnik eines regelbaren Ortsnetztransformators nicht von dem ungeregelten Transformator. Damit entspricht sie üblicherweise 40 Jahren. Für die Sekundärtechnik ist von einer Lebensdauer von 20 Jahren auszugehen. /FFE-23 15/ Die Sekundärtechnik kann bei Bedarf getauscht werden. Der rONT ist während seiner Lebensdauer grundsätzlich wartungsfrei. /MR-01 15/, /SCHN-01 12/

Regulatorische Abschreibungsdauer
rONT werden in der StromNEV nicht explizit aufgeführt, fallen jedoch unter die Kategorie „Ortsnetz-Transformatoren“ und sind daher 30 - 35 Jahre regulatorisch abzuschreiben. /BMWI-07 15/ Die Sekundärtechnik ist nicht gesondert aufgeführt.

Einnahmepotenzial für Akteur
Für Netzbetreiber ist es mit rONT nicht möglich, Einnahmen, welche über den normalen Netzbetrieb hinausgehen, zu generieren.

Kostenwälzung
Bei netzoptimierendem Einsatz können die Kosten nach aktuellem Stand der Anreizregulierungsverordnung vom Netzbetreiber auf den Stromkunden umgelegt werden. /BMWI-07 15/

Regulatorische Praktikabilität
Der rechtliche Rahmen für eine Anwendung der NoM ist bereits geschaffen. Regulatorische Hürden sind nicht zu erwarten, da die Maßnahme bereits etabliert ist.

Einordnung der NoM
RONT sind aufgrund ihrer Eigenschaft als Netzbetriebsmittel Teil des Clusters „Netzoptimierende Betriebsmittel“.

Durchdringungspotenzial und regionale Verfügbarkeit
Regelbare Ortsnetztransformatoren sind potenziell in allen Niederspannungsnetzen einsetzbar und bieten somit ein flächendeckendes Potenzial zur Behebung von spannungsbedingten Problemen in der Niederspannung. Bei einem flächendeckenden Einsatz in einem Mittelspannungsnetz ist eine Optimierung dieser Netzebene ebenfalls möglich.

Das deutsche Stromnetz beinhaltet derzeit 750.000 Verteiltransformatoren. Nach Expertenmeinung werden in Zukunft bis zu zehn Prozent der Netztransformatoren regelbar sein. Dies impliziert einen zukünftigen Bedarf an 75.000 regelbaren Transformatoren. /SGB-01 11/

Ein sinnvoller Einsatz wird charakterisiert durch eine hohe Einspeiseleistung im NS-Netz. Diese kann insbesondere durch kleine PV-Anlagen erzeugt werden. Eine Folge dessen ist der Einsatz in solargeprägten Regionen. In MS-Netzen dient der Einsatz von rONT dem Ausgleich der fluktuierenden Einspeisungen von beispielsweise Windenergieanlagen. /TUC-02 14/, /EBR-01 14/

5.2.3.3 Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Die Regelung eines regelbaren Ortsnetztransformators erfolgt in der Regel autonom und automatisch. Sie bedingt somit keine Veränderung der Betriebsführung des Netzes. Der Betrieb ist gekennzeichnet durch eine wartungsfreie, autonome und bei Bedarf aus der Ferne steuerbare Regelung, welche auch eine schnelle Fehlersuche bzw. ein koordiniertes Management des gesamten Verteilnetzes ermöglicht. In der Betriebsführung kann von der flexiblen Anpassung der Netzspannung profitiert werden. /SCHN-01 12/ Infolgedessen wird die Betriebsführung erleichtert.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Regelbare Ortsnetztransformatoren verbessern die Einhaltung der Spannung innerhalb der Spannungsgrenzen und erhöhen somit die Spannungsbandreserven im Netzbetrieb. Insgesamt wird hierdurch eine Erhöhung der Betriebsreserven erreicht.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die Resilienz gegenüber gravierenden, zukünftigen strukturellen Änderungen auf die Relevanz der Technologie rONT ist mit „hoch“ zu bewerten. Durch die Charakterisierung als einfach austauschbares sowie modular erweiterbares Betriebsmittel ist eine Reaktion auf verschiedenste Störfaktoren möglich.

Frequenzhaltung
Der Betrieb eines regelbaren Ortsnetztransformators auf Niederspannungsebene hat lediglich Auswirkungen auf die Spannungshaltung und kann infolgedessen keinen Einfluss auf die Frequenz nehmen.

Bereitstellung von Regelleistung
Regelbare Ortsnetztransformatoren können keine Regelleistung bereitstellen, da sie lediglich die Spannung regeln. Dies gilt für Primärregelleistung, Sekundärregeleistung, sowie Minutenreserveleistung.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators hat keinen Einfluss auf die Schwarzstartfähigkeit oder den Versorgungswiederaufbau eines Netzgebietes.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators hat keine Auswirkung auf den Autarkiegrad eines Netzgebietes.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene
Die Regelung der Spannung durch einen regelbaren Ortsnetztransformator führt zu einer besseren Entkopplung der Spannung zwischen mehreren Spannungsebenen. Der Einsatz eines rONT entkoppelt die Spannungshaltung des Mittel- und Niederspannungsnetzes. Dies stellt in beiden Netzen einen Bereich von plus/minus zehn Prozent der Netzspannung für die Regelung zur Verfügung. /SCHN-01 12/ Deshalb kann die Netzoptimierende Funktionalität über den direkten Einsatzort hinausreichen.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Die Spannungsmessung im Verteilnetz informiert über den Netzzustand. Dies erhöht den Spielraum für die Blindleistungsregelung. /MR-01 15/ Ein optionaler Anschluss am zentralen IKT-System wird derzeit i. d. R. nicht gemacht.

5.2.3.4 Umweltauswirkungen

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes?
Prinzipiell ist durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren im Verteilnetz eine Erhöhung der Integration Erneuerbarer Energien möglich. Eine Quantifizierung ist aber nur bedingt möglich, da die tatsächliche Höhe von der Regelstrategie und der Zusammensetzung des betrachteten Netzes abhängt.

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) für das Umfeld
Beim Betrieb von Transformatoren oder Leistungselektronik treten elektromagnetische Strahlungsfelder auf. Diese müssen sich nach den Vorgaben in DIN EN 61000-6-1 und DIN EN 61000-6-3 jeder Zeit unter den gesetzlichen Grenzwerten bewegen. Durch die zusätzliche Komponente der Regelbarkeit wird die elektromagnetische Strahlung jedoch nicht wesentlich beeinflusst.

Geräuschemissionen
Die Lärmbelastung eines regelbaren Ortsnetztransformators unterscheidet sich nicht von der eines normalen Transformators. Die in **Tabelle 5-24** dargestellten Grenzwerte müssen unterschritten werden. Falls die Geräuschentwicklung jedoch zu hoch ist, können Schalldämpfungsmaßnahmen, an der Ortsnetzstation, ergriffen werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass während des Betriebes keine zusätzlichen Schallemissionen durch die Regelbarkeit auftreten. Es kann von einer konstanten Geräuschentwicklung durch einzelne Komponenten ausgegangen werden.

Tabelle 5-24: *Immissionsrichtwerte für zulässigen Schalldruckpegel /BMU-01 98/*

Immissionsort	Zulässiger Schalldruckpegel tagsüber	Zulässiger Schalldruckpegel nachts
Industriegebiet	70 db(A)	70 db(A)
Gewerbegebiet	65 db(A)	50 db(A)
reine Wohngebiete	50 db(A)	35 db(A)
einzelne Geräuschspitzen	Kurzzeitig + 30 db(A) zulässig	Kurzzeitig + 20 db(A) zulässig
innerhalb von Gebäuden	35 db(A)	25 db(A)
seltene Ereignisse	70 db(A)	55 db(A)

Schadstoffbelastung der Luft
Die zusätzliche regelbare Komponente des rONT verursacht abgesehen von dem zusätzlichen zu transportierenden Gewicht keine Schadstoffbelastung der Luft. Für den Bau des Ortsnetztransformators kann aufgrund des punktuellen Bodenaushubs durch Baufahrzeuge und den Bauprozess mit der Aufwirbelung von Feinstaub gerechnet werden.

Landschaftseingriff und Flächenverbrauch
Beim Ersatz eines alten Transformators kann der rONT in der Regel in der gleichen Ortsnetzstation installiert werden. Die Planung eines neuen Netzgebiets schließt den Bau einer neuen Ortsnetzstation mit ein. Der zusätzliche Platzbedarf der Maßnahme ist im Vergleich zu einem ungeregelten Transformator als gering zu bewerten und Nutzungskonflikte sind nicht zu befürchten. Der Flächenbedarf eines rONT beträgt etwa 20 m². /IFHT-01 13/

Verunreinigung von Boden/Grundwasser, Veränderung von Boden/Grundwasser, Auswirkungen auf die Flora/Fauna und Habitate
Da es sich bei dem regelbaren Ortsnetztransformator um ein Standard-Bauwerk in bereits erschlossenen Umgebungen handelt, besteht keine wesentliche Beeinträchtigung von Tieren und Vegetation. Neben der geringflächigen Bodenversiegelung durch das Bauwerk besteht kein Einfluss auf den Wasserhaushalt. Es ist zudem weder von einem Habitatverlust noch von anderer Beeinträchtigung von Biozönosen oder Biotopen auszugehen. Der Ersatz der bestehenden konventionellen ONT durch rONT impliziert keine zusätzlichen Auswirkungen.

Eintrittswahrscheinlichkeit eines technischen Risikos und Schadensmaß eines technischen Risikos
Die Eintrittswahrscheinlichkeit eines technischen Risikos kann als „gering“ eingeschätzt werden. Da es sich um eine erprobte und zuverlässige Technologie handelt, treten technische Ausfälle selten auf. Dennoch kann durch einen Kurzschluss der Brand des als Kühlflüssigkeit eingesetzten Öls entstehen. Dieser führt zum Gesamtausfall eines rONT. Das Risiko eines Brandes besteht bei konventionellen ONTs im nahezu gleichen Maße. Bei Ausfall oder Fehlfunktion der Regelung wird die Versorgung des gesamten Netzgebiets gefährdet. Dies kann ebenfalls den Brand des Transformators hervorrufen. Das Brandrisiko beim Eintreten eines technischen Risikos ist als „mittel“ einzustufen.

Strukturveränderung
Ein regelbarer Ortsnetztransformator wird in der Regel als Ersatz für einen alten, konventionellen Transformator in Betrieb genommen. Der überwiegende Anteil der regelbaren Ortsnetztransformatoren ist so ausgelegt, dass sie mit ähnlichen Abmessungen in den gleichen Ortsnetzstationen wie normale Transformatoren eingebaut werden können. Die Inbetriebnahme unterscheidet sich kaum von der eines ungeregelten Transformators und kann vom gleichen Personal durchgeführt werden. Somit verursacht die Maßnahme keine signifikante Strukturveränderung. /SCHN-01 12/, /MR-01 15/

Vorerfahrung
Regelbare Ortsnetztransformatoren stellen durch den geringen Unterschied des neuen zum bestehenden Bauwerk im Vergleich zu konventionellen ONT eine geringe Veränderung für die Bevölkerung dar. Dies rechtfertigt die Einstufung des Etablierungsgrades als „mittel“.

Gesellschaftliche Solidarität
Es ist davon auszugehen, dass über alle Gesellschaftsschichten hinweg eine gleichmäßige Belastung durch die NoM erfolgt. Auch ist davon auszugehen, dass alle gleichmäßig von den Vorteilen profitieren können.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung und Transparenz des Verfahrens
Es erfolgt kein Eingriff in den Handlungsspielraum des Endverbrauchers. Der Eingriff in die Landschaft, der Flächenverbrauch sowie die Lärmbelastung sind gering und nicht größer als bei konventionellen ONT, so dass wenig Widerstand zu erwarten ist. Der Netzbetreiber kann regelbare Ortsnetztransformatoren als Standard-Betriebsmittel selbstständig installieren und betreiben, deshalb ist eine aktive Informationspolitik bzw. Konsultation der Bevölkerung nicht notwendig. Aufgrund einer geringen Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligungen ist die Transparenz des Verfahrens unerheblich.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Der netzoptimierende Betrieb von regelbaren Ortsnetztransformatoren greift nicht in das Nutzerverhalten von Endverbrauchern ein.

Mediale Berichterstattung
Vor allem kleinere regionale Zeitungen berichten über rONT. Dabei werden meistens konkrete Projekte vorgestellt und deren Nutzen hervorgehoben. Die Medien liefern umfangreiche Erklärungen über die Funktionsweise von rONT und unterstreichen deren Wichtigkeit für die Energiewende. Außerdem wird meistens darauf hingewiesen, dass durch rONT konventioneller Netzausbau vermieden oder zumindest zeitlich verschoben werden kann. *„Die Alternative (…) heißt regelbarer Ortsnetztransformator. Sie kann eingesetzt werden, ohne dass Straßen aufgerissen werden müssen und ist in vielen Fällen wirtschaftlicher als die Verlegung von zusätzlichen Kabeln. Die Kosten des Netzausbaus können durch sie um einen Milliardenbetrag reduziert werden“* /KLE-01 14/. Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass rONT durch mediale Berichterstattung in den Fokus der Bevölkerung gerückt und durchweg deren Vorteile erläutert werden.

5.2.4 Ökonomische Grundlagen

Im Folgenden werden die relevanten technoökonomischen Kennwerte zusammenfassend dargestellt. Diese dienen als Eingangsgrößen für die Berechnung der Einsatzreihenfolge.

Tabelle 5-25: *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

Auf Basis der technoökonomischen Kennwerte lässt sich der in **Abbildung 5-33** dargestellte Kostenverlauf für die Fixkosten (Investitionen und fixe Betriebskosten) ableiten. Die Struktur einer Treppenfunktion mit geringer Steigung verdeutlicht die im Vergleich zur Investition geringe Preissteigerung durch eine Leistungserhöhung.

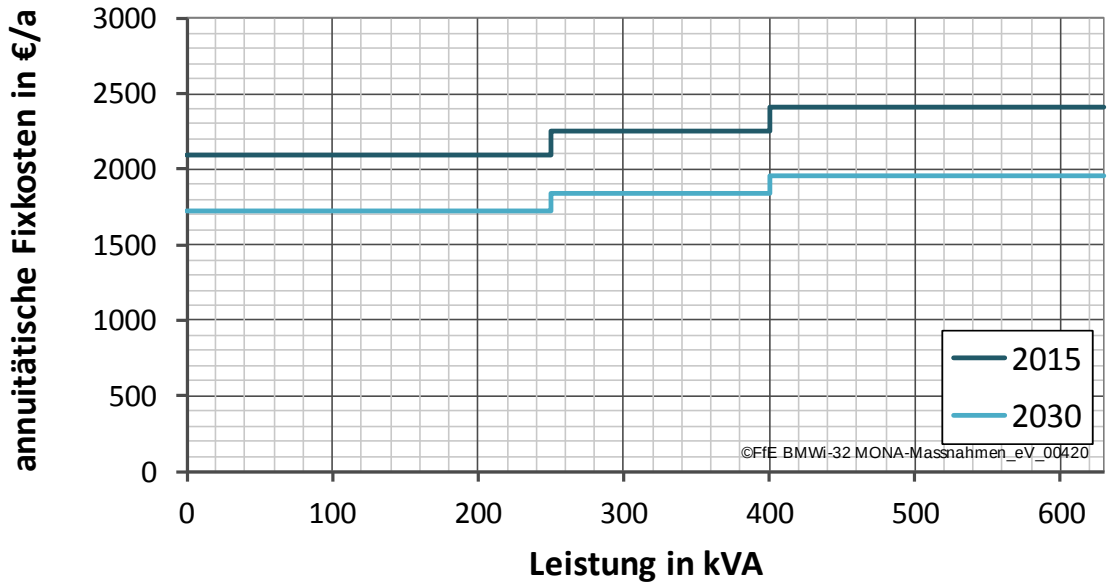


Abbildung 5-33: *Fixkostenverlauf von rONT*

5.2.5 Zusammenfassung und Ausblick

Regelbare Ortsnetztransformatoren werden vor allem in Verteilnetzen eingesetzt. Bisherige Standardgrößen von ONTs sind meistens auch als rONTs verfügbar. Sie sind potenziell in allen Niederspannungsnetzen einsetzbar und bieten somit ein flächendeckendes Potenzial zur Behebung von spannungsbedingten Problemen in der Niederspannung. Durch Regelung der Ausgangsspannung des ONTs kann die NoM die Integration von erneuerbaren Energien oder zusätzlichen Lasten ohne aufwändigen Netzausbau unterstützen (unter der Voraussetzung, dass das Verteilnetz seine thermischen Grenzen nicht erreicht hat).

Die zugrundeliegende Technik eines rONTs ist erprobt und wird bereits eingesetzt. Aufgrund der zusätzlichen Regelungskomponente eines rONT im Vergleich zu einem ONT ist nicht von einem wesentlich höheren Wartungs- und Reparaturbedarf auszugehen. Regelbare Ortsnetztransformatoren gelten generell als störungsfrei. Sie sind für einen wartungsfreien Betrieb über ihre gesamte Lebensdauer ausgelegt. Laut Herstellerangaben unterscheidet sich die Lebensdauer der Primärtechnik eines regelbaren Ortsnetztransformators nicht von der ungeregelter Transformatoren. Die Anpassung der Ausgangsspannung erfolgt automatisch.

Der resultierende Wirkungsgrad von regelbaren Ortsnetztransformatoren ist vergleichbar mit dem von konventionellen Transformatoren und liegt je nach Auslegung und Auslastung zwischen 99 % und 99,7 %. /TEAG-01 13/

Für rONT mit Stufen ist die Anzahl und Höhe der Stufen oft vom Kunden frei wählbar. Je nach Hersteller werden in der Regel 5 bis 9 Stufen angeboten. Der Abstand zwischen den Stufen beträgt zwischen 1 % und 3 % der Nennspannung /SCHN-01 12/ /MR-01 15/ /JSE-01 16/. Für rONT mit stufenloser Spannungsregelung wird die Spannung in der Regel innerhalb von 1 % des Sollwerts eingehalten. Regelbare Ortsnetztransformatoren weisen die gleiche Überlastfähigkeit wie normale Transformatoren auf.

Die primäre Aufgabe der Spannungshaltung wird von regelbaren Ortsnetztransformationen gut erfüllt.

In Folge ihres Potenzials hat die NoM ein Durchdringungspotenzial von 10 % /SGB-01 11/. Deshalb ist davon auszugehen, dass durch steigende Stückzahlen Skaleneffekte auftreten und es zu einer Preisreduktion kommt. Aufgrund der Tatsache, dass der zusätzliche Aufwand eines rONTs im Vergleich zum Produktionsaufwand des ONTs als gering eingeschätzt werden kann, ist davon auszugehen, dass, wenn sinnvoll, ein Austausch durch rONTs erfolgt.

Da es keinen Eingriff in den Handlungsspielraum des Endverbrauchers, des geringen Flächenbedarfs und der geringen Lärmemissionen gibt, ist mit keinem Widerstand der Bevölkerung zu rechnen. Dies wird von Seiten der medialen Berichterstattung unterstützt, indem der rONT in den Fokus der Bevölkerung gerückt wird und durchweg dessen Vorteile erläutert werden.

5.3 Spannungslängsregler

Längsregler

Als (Spannungs-) **Längsregler** werden Spannungsregler mit **integriertem Laststufenschalter**, die **in einem Strang des Verteilnetzes** eingesetzt sind und ihre **Ausgangsspannung** innerhalb von einer bestimmten Bandbreite durch lokale Regelungskonzepten oder durch Fernsteuerung **dynamisch regeln** bezeichnet.

5.3.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

5.3.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie)

5.3.1.1.1 Definition Längsregler

Der Einbau eines Spannungslängsreglers (line voltage regulator – LVR) erfolgt seriell in einem Strang des Netzgebietes, das Regelsystem lässt sich je nach Ort der auftretenden Spannungsprobleme variabel im Netzstrang installieren. Die genaue Funktionsweise unterscheidet sich beim Längsregler je nach Hersteller: Prinzipiell erfasst eine Reglereinheit die primärseitig anliegende Spannung und verändert bei einer Abweichung der Nennspannung das Übersetzungsverhältnis. Durch die veränderte Ausgangsspannung des Längsreglers werden mögliche Spannungsbandverletzungen verhindert /ENRY-01 12/. Je nach Hersteller wird zwischen Regelsystemen mit und ohne Stufenregelung unterschieden. Bei einer Stufenregelung erfolgt die Spannungsanpassung innerhalb eines Regelbereichs, gängige Ausprägungen sind ein Bereich von ± 6 % oder ± 10 %. Innerhalb dieses Bereichs kann die Spannung in Stufen verändert werden. Beispiele für die Stufenweite sind 1,5 % oder 2,5 %. Bei stufenlosen Varianten von Längsreglern liegen keine mechanischen Schaltelemente vor. Die errechnete Korrekturspannung wird beispielsweise über Boost-Transformatoren stufenlos eingeprägt beziehungsweise entnommen /ENRY-01 12/. Die Regelhäufigkeit ist dabei nahezu unbegrenzt.

In **Abbildung 5-34** ist die Spannungsanpassung an einem Strang des Niederspannungsnetzes zur Veranschaulichung grafisch dargestellt. Dabei entspricht das Regelungsprinzip im Wesentlichen dem des rONT.

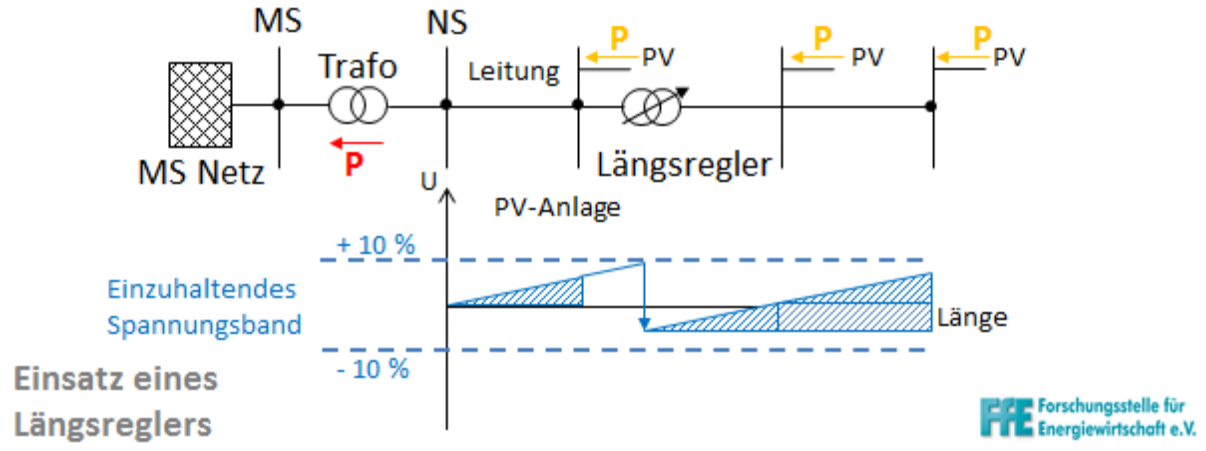


Abbildung 5-34: *Schematische Spannungsanpassung durch LVR*

Wie an diesem Beispiel ersichtlich, korrigiert der Längsregler die Spannung am Ort der auftretenden Spannungsbandverletzung.

5.3.1.1.2 Technische Daten

Längsregler sind in verschiedenen Dimensionierungen verfügbar. Exemplarisch können Produkte von ABB und Ruhstrat gesehen werden, diese sind in **Tabelle 5-26** dargestellt.

Tabelle 5-26: *Technische Daten ABB und Ruhstrat*

Quellen: /ABB-02 15/ /RUH-01 15/	ABB (Resibloc)	Ruhstrat (NESSY)
Durchgangsleistung	63, 125, 250 kVA	50 bis 630 kVA
Abstand zwischen den Stufen	2,50 %	1,5 %, 2 %, 2,50 %
Anzahl der Stufen	11	4 bis 6
Regelbereich (gesamt)	± 15 %	± 6 % bis ± 15 %
Ansprechzeit	2 s	150 ms
Kürzester Abstand zwischen Stufenschaltungen	3 s	< 2 s
Wirkungsgrad	> 99 %	> 99 %

5.3.1.1.3 Aufgaben des Längsreglers

Das Halten der Spannung innerhalb eines definierten Spannungsbandes, ist die Aufgabe von Längsreglern. In Folge der anpassbaren Spannung können – durch ein größeres nutzbares Spannungsband – mehr dezentrale Erzeugungsanlagen in einen Strang integriert werden. Auch ist es möglich, höhere Lasten in einen Strang zu integrieren. Die Nutzung von Längsreglern kann optional zum konventionellen Netzausbau gesehen werden.

5.3.1.1.4 Bestimmung der optimalen Position des Längsreglers

Die Positionierung des LVR hat großen Einfluss auf die Güte der Spannungsregelung und die Spannungshaltung im gesamten Strang.

Die optimale Position wird nach einem komplexen Verfahren ermittelt. Zur besseren Verständlichkeit wird dies an einem Beispiel erläutert. **Abbildung 5-35** zeigt den Netzschemaplan mit den enthaltenen Verteilerkästen.

Der Einsatz von Längsreglern ändert deutlich den Spannungsverlauf am jeweiligen Strang. Infolgedessen soll der Längsregler immer an dem Strang mit größter Spannungsabweichung eingebaut werden. Im weiteren Verlauf wird erläutert, wie eine optimale Position bestimmt werden kann.

Das Kriterium zur Bestimmung der optimalen Position ist die Spannungsqualität des Strangs. Zur Bestimmung der Position nach diesem Kriterium wird das folgende Verfahren verwendet:

1. Simulationen mit homogener Last an allen Hausanschlüssen

2. Auswahl des Hausanschlusses mit größtem Spannungsabfall
3. Festlegung des kürzesten Pfades von diesem Hausanschluss zur Sammelschiene
4. Aufdeckung aller möglichen Positionen für Längsregler in diesem Pfad
5. Simulationen jeweils mit einem Längsregler in einer der möglichen Positionen
6. Vergleich der Spannungsverläufe mit unterschiedlichen Positionen des Längsreglers

Im ersten Schritt wird eine Simulation mit homogen verteilten Lasten durchgeführt. Die Lasten sollen eine plausible Spitzenlast in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte darstellen. Das Ergebnis zeigt den Hausanschluss mit dem größten Spannungsabfall, welcher in Abbildung 5-35 markiert ist. Der kürzeste Pfad von diesem Hausanschluss zur Sammelschiene wird als kritischer Strang festgelegt.

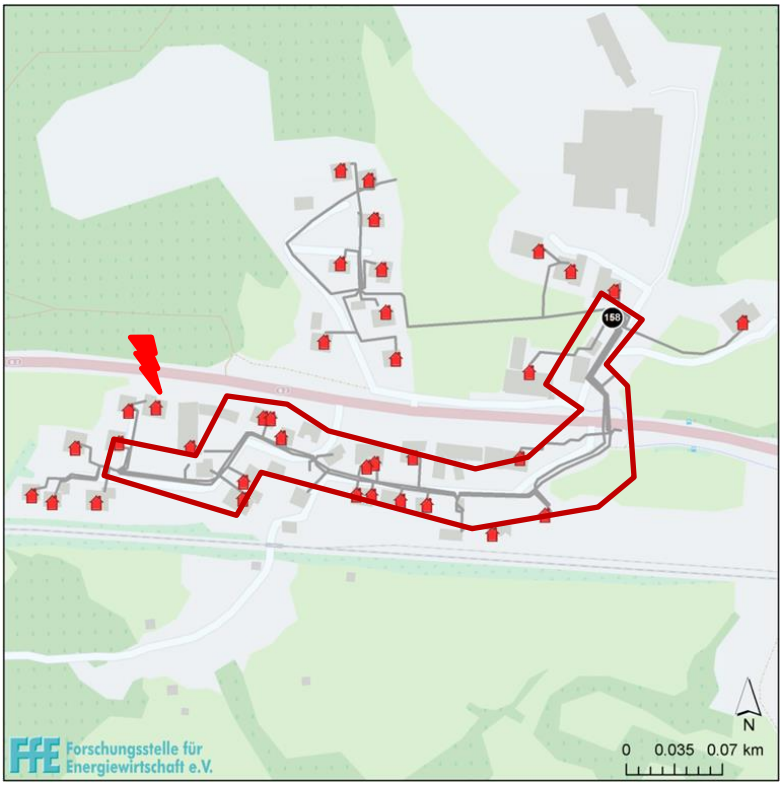


Abbildung 5-35: *Netzschemaplan mit kritischem Hausanschluss und kritischem Strang*

Nach Feststellung des kritischen Stranges werden alle möglichen Positionen für Längsregler entlang dieses Stranges identifiziert. Prinzipiell sind Verteilerkästen in Niederspannungsnetzen für Längsregler gut geeignet. Sollte die Position aller Verteilerkästen in den Netzdaten gespeichert sein, werden nur diese für mögliche Positionen berücksichtigt. Sollten keine Verteilerkästen in den Netzdaten definiert sein, werden alle Netzknoten am kritischen Strang bei der Festlegung der optimalen Position für den Längsregler berücksichtigt /TUM-04 11/. In **Abbildung 5-36** werden alle Verteilerkästen dargestellt. Der Verteilerkasten VK 774 wird bei der Auswahl der optimalen Position nicht berücksichtigt – er liegt nicht am kritischen Strang.

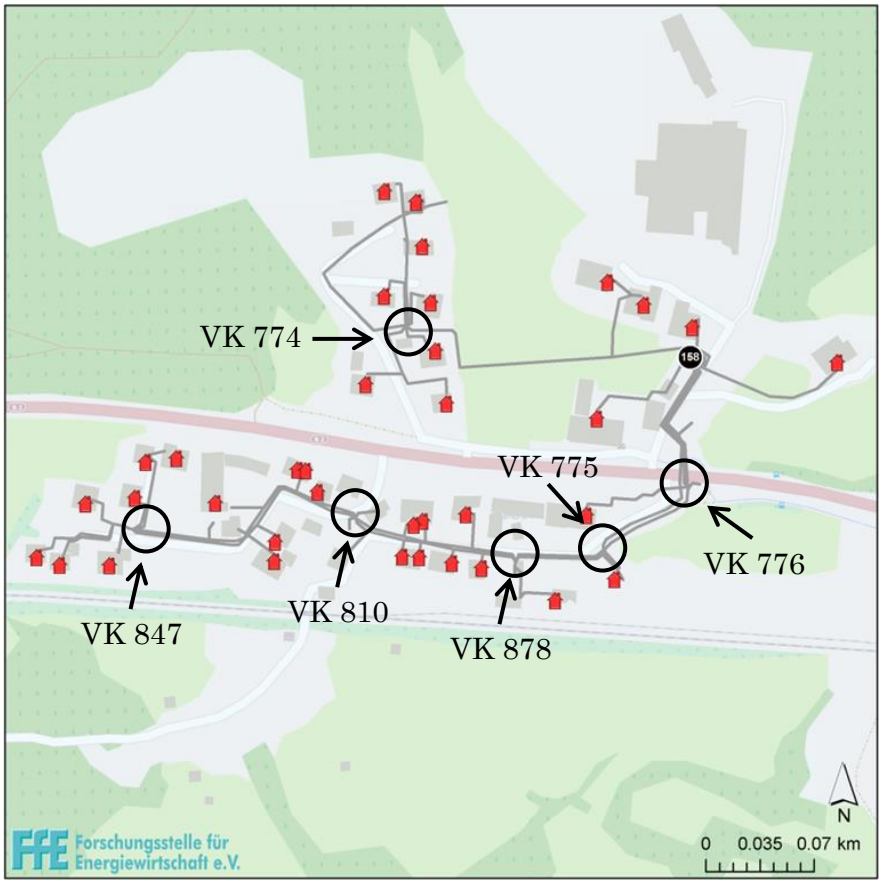


Abbildung 5-36: *Netzschemaplan mit Verteilerkästen*

Im nächsten Schritt wird der Längsregler jeweils in einer der möglichen Positionen installiert und eine Simulation durchgeführt. Dabei werden homogen verteilte Lasten im Lastfall verwendet. Analog zum Lastfall führen die homogen verteilten Einspeisungen im Einspeisefall zu einer erhöhten Spannung im kritischen Strang. In **Abbildung 5-37** werden resultierende Spannungsverläufe mit unterschiedlicher Position des Längsreglers gezeigt.

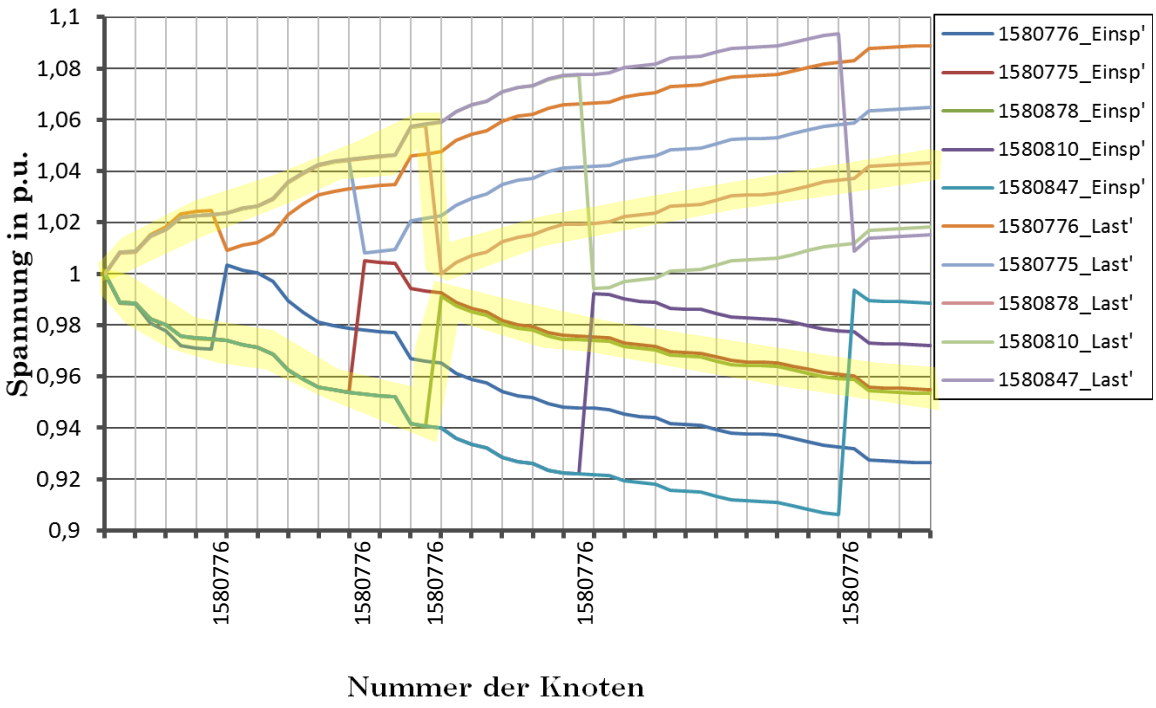


Abbildung 5-37: *Spannungsverläufe mit unterschiedlicher Position des Längsreglers*

Zur Bestimmung der optimalen Position wird die Summe der Spannungsabweichungen aller Knoten gegen die Nennspannung betrachtet. Dies ergibt sich aus **Formel (4.12.):**

$$Diff_m = \sqrt{\sum_{n=1}^{N_{Knoten}} \left(U_{Lastfall,n,m} - 1\right)^2 + \sum_{n=1}^{N_{Knoten}} \left(U_{Einsp,n,m} - 1\right)^2} \qquad (4.12)$$

$Diff_{,m}$:	Summe der Spannungsabweichung mit Längsregler in Position m
$U_{Lastfall,n,m}$ *[V]*:	Spannung am Knoten n im Lastfall mit Längsregler in Position m
$U_{Einsp,n,m}$ *[V]*:	Spannung am Knoten n im Einspeisefall mit Längsregler in Position m
N_{Knoten}:	Anzahl der Netzknoten am kritischen Strang

Nach dieser Gleichung wird die Spannungsqualität des Stranges mit unterschiedlicher Position des Längsreglers bewertet. In **Tabelle 5-27** wird ein exemplarisches Ergebnis dargestellt. Demnach ergibt sich eine optimale Position des Längsreglers am Verteilerkasten VK 878. Dieses Verfahren wird analog hierzu für alle untersuchten Netzgebiete durchgeführt.

Tabelle 5-27: *Spannungsabweichung aller Knoten im kritischen Strang mit unterschiedlicher Position des Längsreglers*

Position des Längsreglers	Spannungsabweichung aller Knoten in pu
VK 776	0,479
VK 775	0,302
VK 878	0,291
VK 810	0,386
VK 847	0,584

Der eigentliche LVR kann anschließend mit verschiedenen Regelkonzepten betrieben werden, die im Folgenden erläutert werden.

5.3.1.1.5 Mögliche Regelungen des Längsreglers

Grundlagen der Regelung
Die wichtigsten Parameter der Regelung eines Längsreglers sind:

- Stufenhöhe (ΔU_{Stufe})
- Spannungssollwert (U_{Soll})
- Bandweite des Toleranzbandes (BW)
- Eingangsspannungsprofil
- Totzeit ($t_{Verzögerung}$)
- Position des Längsreglers

Dabei entspricht das Regelungsprinzip dem des regelbaren Ortsnetztransformators und kann durch die **Abbildung 5-38** erklärt werden. Außerdem wird angenommen, dass der Längsregler den gleichen Mechanismus wie ein regelbarer Ortsnetztransformator verwendet. Deshalb hat der Längsregler die gleiche Totzeit und gleiche Reset-Option.

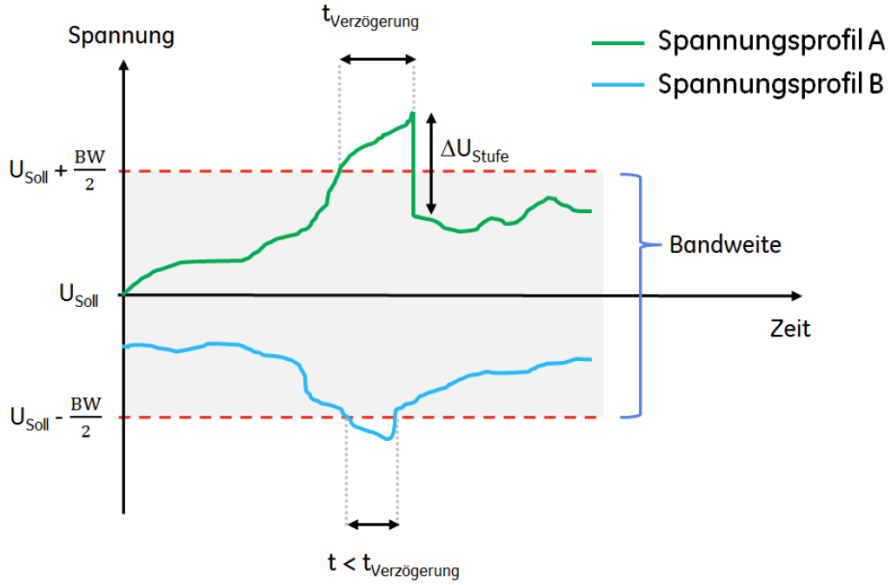


Abbildung 5-38: *Funktionsprinzip der Regelung eines Längsreglers /TUW-02 14/*

Integrierte Regelkonzepte in GridSim
Es werden drei Regelkonzepte für Längsregler in dieser Studie berücksichtigt:

- konventionelle Regelung
- Leistungskompoundierung
- Regelung mit Sensoren am Strangende

Konventionelle Regelung
Dieses Regelkonzept misst die Spannung an der Sekundärseite des Längsreglers kontinuierlich. Die gemessene Spannung bildet dann das Spannungsprofil in der Regelung. Der Spannungssollwert sowie das Toleranzband werden vom Hersteller bestimmt und bleiben während des Betriebs unverändert.

In **Abbildung 5-39** ist die Spannungsregelung dieses Regelkonzeptes exemplarisch anhand eines Tages dargestellt. Der Spannungssollwert bleibt immer auf 1,0 pu, wobei die Bandweite immer 0,03 pu beträgt.

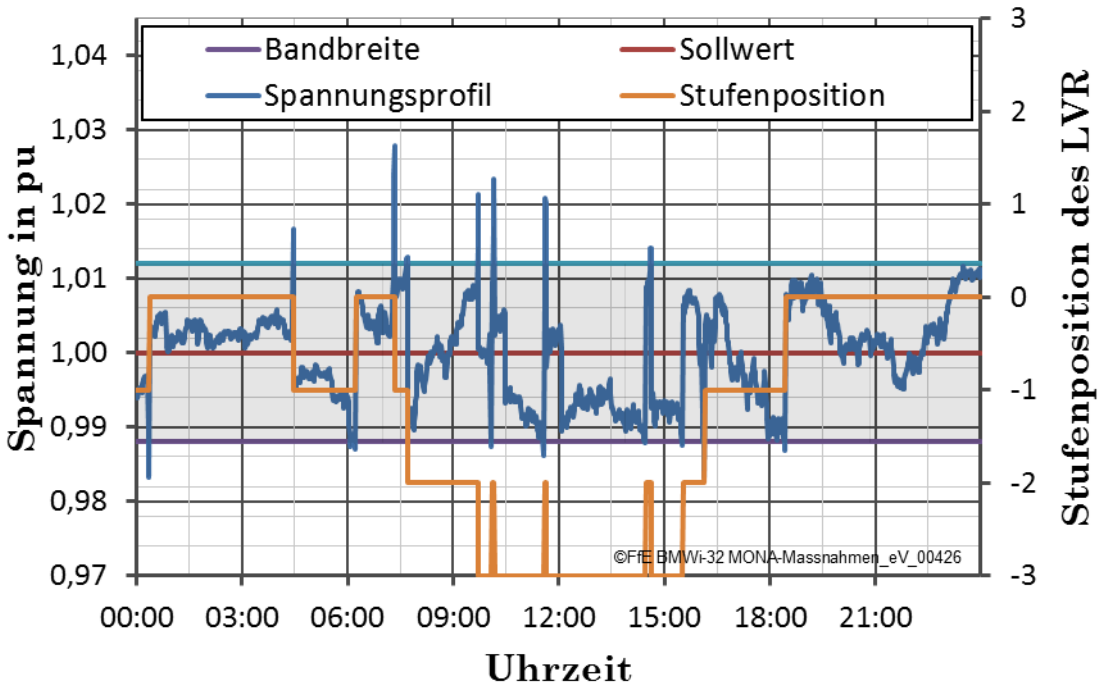


Abbildung 5-39: *Spannungsregelung des Längsreglers mit konventioneller Regelung im Tagesverlauf*

Mit der resultierenden Stufenposition bleibt die Spannung am kritischen Netzknoten im hohen Einspeisefall dauerhaft unter 1,05 pu, wie **Abbildung 5-40** zeigt.

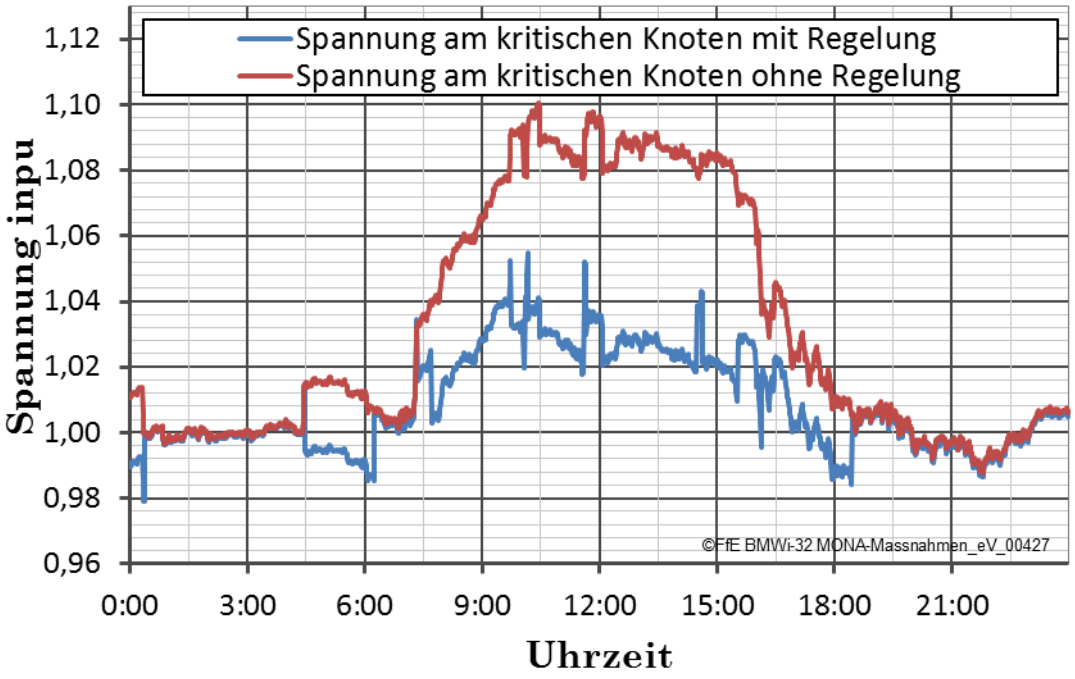


Abbildung 5-40: *Spannungsverläufe am kritischen Knoten mit und ohne Längsregler mit konventioneller Regelung*

Leistungskompoundierung

Bei diesem Regelkonzept ist der Spannungssollwert nicht mehr konstant, sondern abhängig von der Auslastung des Transformators. **Abbildung 5-41** zeigt eine Standard-Kennlinie der Sollspannung in Abhängigkeit von dem auf die Bemessungsscheinleistung S_r normierten Scheinleistungsfluss über den Transformator. Die anderen Parameter, z. B. das Eingangsspannungsprofil und die Bandweite des Toleranzbandes, werden analog zur konventionellen Regelung gewählt.

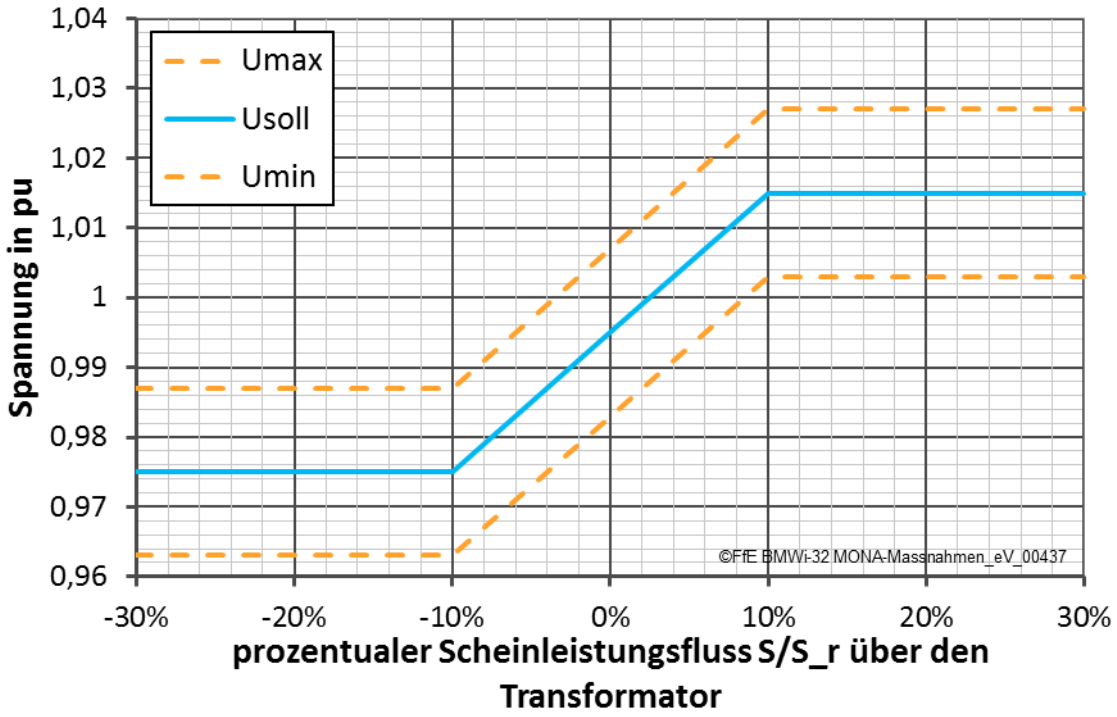


Abbildung 5-41: *Kennlinie der Leistungskompoundierung von LVR*

Abbildung 5-42 zeigt den Spannungsverlauf am LVR bei Verwendung von Leistungskompoundierung. Im Vergleich zur konventionellen Regelung weist dieses Regelungskonzept Vorteile bei der Spannungshaltung auf, während die Anzahl der Stufenwechsel deutlich steigt.

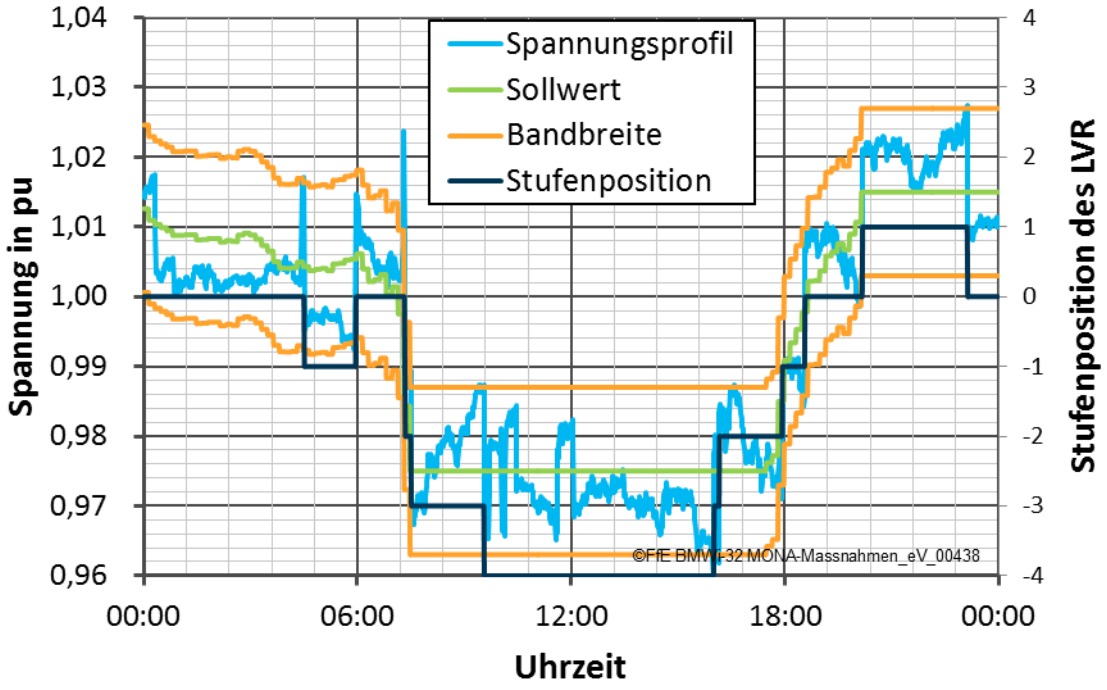


Abbildung 5-42: *Spannungsverlauf eines Tages am LVR mit Leistungskompoundierung*

Mit der resultierenden Stufenposition bleibt die Spannung am kritischen Netzknoten im hohen Einspeisefall dauerhaft unter 1,02 pu, wie **Abbildung 5-43** zeigt.

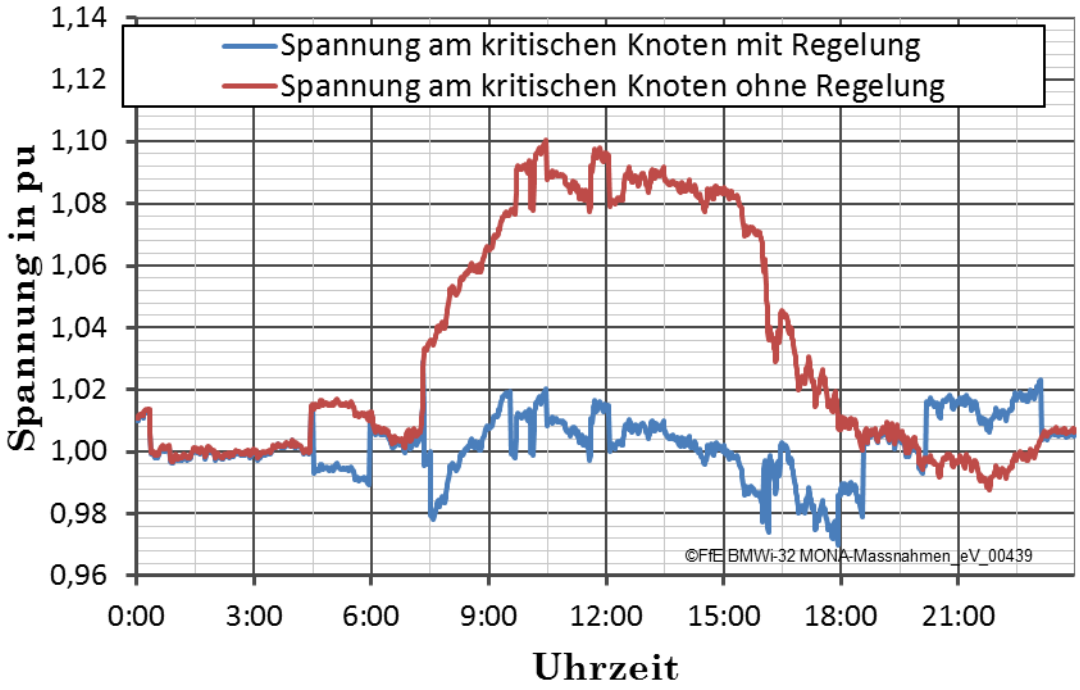


Abbildung 5-43: *Spannungsverläufe am kritischen Knoten mit und ohne Längsregler mit Leistungskompoundierung*

Regelung mit Sensoren am Strangende

Dieses Regelkonzept wurde von Hersteller ABB /ABB-02 15/ entwickelt. Mit diesem Regelkonzept wird am Ende des Stranges des Längsreglers ein zusätzlicher Spannungssensor eingesetzt. Bei Verletzung der Spannungsgrenzen am Strangende erfolgt eine automatische Anpassung des Toleranzbandes und des Spannungssollwertes. Anstatt des Spannungsbandes der Normen werden die Spannungsgrenzen im Rahmen dieser Studie auf ±0,05 pu gesetzt, welche im Vergleich zu anderen Spannungsgrenzen die beste Auswirkung auf die Spannungsregelung liefern.

Zur Bestimmung des Toleranzbandes und des Spannungssollwerts ist eine Messung der Spannung an der Sekundärseite des Längsreglers erforderlich. Das Toleranzband T_{ober} und T_{unter} sowie der Spannungssollwert U_{soll} lassen sich durch folgende Gleichungen ausdrücken:

$$T_{ober} = \begin{cases} U_{sec}, & U_{mess} > 1{,}05\ pu \\ 1{,}05\ pu, & U_{mess} < U_{sec} \\ U_{sec} - U_{mess} + 1{,}05pu, & sonst \end{cases} \quad (4{,}9)$$

$$T_{unter} = \begin{cases} U_{sec}, & U_{mess} < 0{,}95\ pu \\ 0{,}95\ pu, & U_{mess} > U_{sec} \\ U_{sec} - U_{mess} + 0{,}95pu, & sonst \end{cases} \quad (4.10)$$

$$U_{soll} = (T_{ober} + T_{unter})/2 \quad (4.11)$$

U_{sec} *[V]*: Spannung an der Sekundärseite des regelbaren Ortsnetztransformators
U_{mess} *[V]*: Spannung am Leitungsende

In **Abbildung 5-44** ist die Spannungsregelung dieses Regelkonzepts dargestellt. Es ist das dynamische Toleranzband und der dynamische Sollwert zu sehen. Bei der Verletzung des Toleranzbandes am Leitungsende tritt ein Stufenwechsel auf.

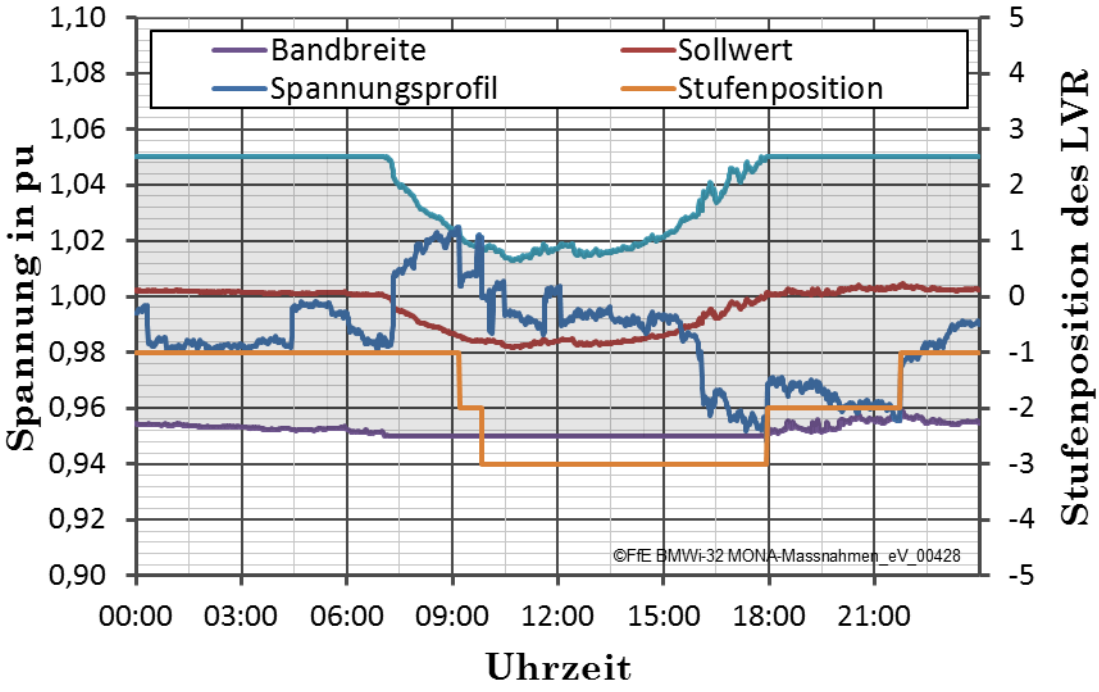


Abbildung 5-44: *Spannungsregelung von Längsregler mit Spannungssensoren im Tagesverlauf*

Die Spannung am kritischen Netzknoten steigt dann nur bis auf 1,05 pu, wie **Abbildung 5-45** zeigt. Im Vergleich zu den anderen Regelkonzepten hat dieses Regelkonzept eine geringe Anzahl an Stufenwechseln, dies stimmt mit den Ergebnissen aus /ABB-02 15/ überein.

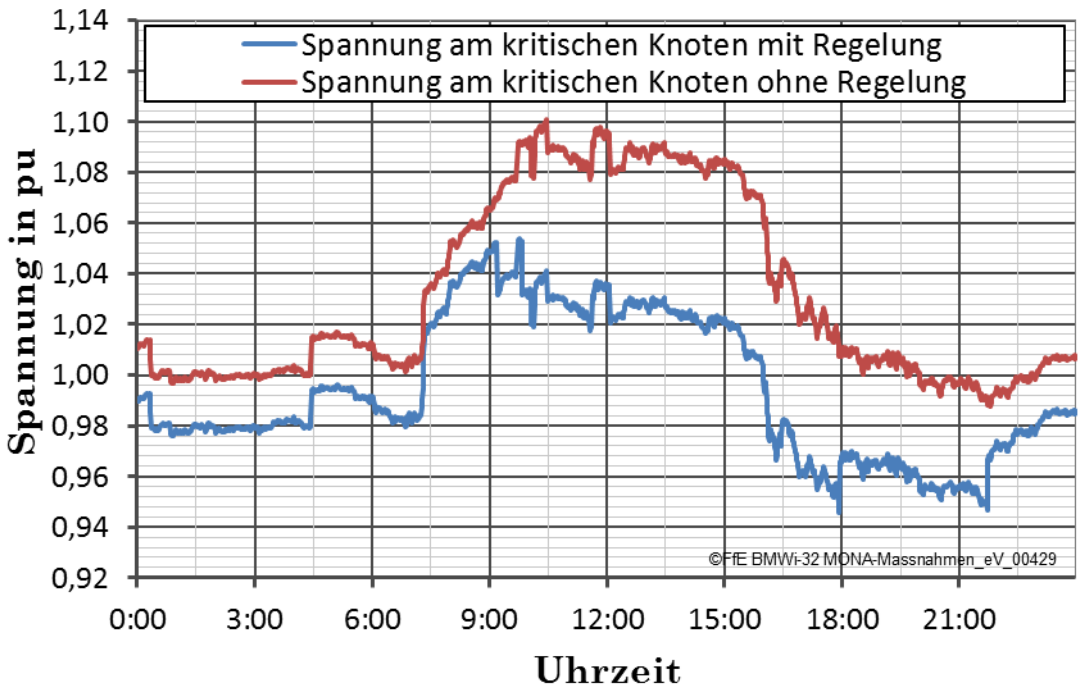


Abbildung 5-45: *Spannungsverläufe mit und ohne Längsregler unter Einsatz von Spannungssensoren*

5.3.1.2 Entwicklungspotenzial

Die steigende, teilweise inhomogen verteilte installierte Leistung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen erhöht die Einspeiseleistung in NS-Netzen. Dies führt zu einer Erhöhung der Spannung in einzelnen Strängen. Sollte diese außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen, ist eine Korrektur Aufgabe des zuständigen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibers. Hierfür stellen Längsregler aufgrund der kostengünstigen und technisch wirksamen Technik ein geeignetes Mittel dar.

Analog hierzu ist im Fall erhöhter Lasten in einem Strang ein Längsregler in der Lage, die Spannung im zulässigen Bereich zu halten.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Verbreitung von Längsreglern steigen wird.

5.3.1.3 Case Study

Es wurden bereits mehrere Projekte mit Längsreglern realisiert. **Tabelle** 5-69 listet hierzu eine Auswahl auf. Im Folgenden werden zudem die beiden Projekte von Energiedienst Netze GmbH und BKW Energie AG im Detail beschrieben.

Tabelle 5-28: *Ausgewählte LVR-Projekte*

Netzbetreiber	Standort	Einsatzdatum	LVR / Hersteller	Anzahl LVR installiert (/ geplant)	Angeschlossene PV-Leistung
Energiedienst Netze GmbH /VDE-03 14/	Görwihl (Bade-Württemberg)	2012	LVRsys A.Eberle	1	150 kVA
BKW Energie AG /ABB-02 15/ /ABB-06 15/	Schwarzenburg (Schweiz)	Mai 2014	ABB	1	134 kWp
Mittelhessen Netz GmbH /SWG-02 16/	Ebsdorfergrund-Wermertshausen (Hessen)	Juli 2016	A.Eberle	1	N/A

Der Netzbetreiber Energiedienst Netze GmbH realisierte 2012 in einem Teilort von Görwihl einen Längsregler mit 150 kVA. Hauptgründe hierfür waren die große Anzahl an bereits installierten PV-Anlagen mit ca. 150 kVA Einspeiseleistung. Der Entscheidung für einen Längsregler waren zahlreiche Untersuchungen vorangestellt. Aufgrund von umfangreichen Ausbaumaßnahmen in der Vergangenheit wurde im betreffenden Netzgebiet ein Leitungsausbau in Folge einer Leitungsüberlastung als nicht ökonomisch betrachtet. Eine mögliche Blindleistungseinspeisung durch im Netzgebiet installierte Wechselrichter ist nicht ausreichend, um die Spannung in den vorgeschriebenen Grenzen zu halten. Aufgrund eines neuen Ortsnetztransformators war der Einsatz eines rONT nicht ökonomisch sinnvoll. Die Installation eines zentral platzierten, die Sammelschienenspannung der Ortsnetzstation anpassenden, Längsreglers wurde durchgeführt. Dieser wird durch eine Power Quality Messeinrichtung, die über GPRS-Modems ihre Daten überträgt, durch einen zentralen Server gesteuert. Die Einstellungsparameter sind: Sollwert 230 V; Totbandbereich 225 V bis 235 V; phasenunabhängige Regelung und die Regelbezugsspannung bezieht sich auf die Sammelschienenspannung. /VDE-03 14/

Die BKW Energie AG realisierte in Schwarzenburg einen Längsregler mit 134 kWp im NS-Netz. Dieser regelt die Spannungsschwankungen, die durch das Einspeisen aus einer großflächigen Solaranlage entstehen. Ein GPRS-Modem macht einen Fernzugriff möglich. /ABB-06 15/ Die Anwendung ist durch einen automatischen Betrieb auf Spannungssollwert mit 11 Schaltstufen gekennzeichnet. In diesem Projekt wurde durch den Längsregler eine Reduzierung der Spannungsbandbreite auf 4 % erreicht.

5.3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Obwohl es sich bei Spannungslängsreglern um eine etablierte Technologie handelt, sind auch weiterhin keine betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in der StromNEV hinterlegt. Da vor allem die Sekundärtechnik (Regeleinheit) durch verringerte Lebensdauern gekennzeichnet ist, sollte dieser Eigenschaft Rechnung getragen werden. Da Längsregler wie andere Strom- und Spannungswandler in 25 - 30 Jahren abgeschrieben werden, die Sekundärtechnik in dieser Zeit jedoch mindestens einmal erneuert werden muss, ist dies für Netzbetreiber suboptimal. /BMWI-07 15/

Aufgrund der technischen Analogie zum rONT können weitere Informationen

Kapitel 5.2.2 entnommen werden.

5.3.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Mithilfe des Morphologischen Kastens werden die verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen einheitlich beschrieben und dadurch vergleichbar gemacht. Im Folgenden werden die vier Kategorien des Morphologischen Kastens für die Netzoptimierende Maßnahme Längsregler erläutert.

5.3.3.1 Technologie

Netzebene, Einsatzort und Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Gemäß der Definition eines Längsreglers im Kapitel 5.3.1.1.1, wird dieser in erster Linie in Verteilnetzen eingesetzt. Der Haupteinsatz findet in der Niederspannung statt, aber ein Einsatz in der Mittelspannung ist ebenfalls möglich. In dieser Studie wird ein Einsatz in der Niederspannung betrachtet.

In der Regel wird ein Längsregler bei einer kritischen Spannung (große Erzeugungsanlage oder großer Verbraucher mit stark fluktuierendem Lastprofil) im Verteilnetz in einem Leitungsabschnitt eines Netzstrangs bei einem Verteilerkasten eingesetzt. Alternativ kann er auch dem Ortsnetztransformator nachgeschaltet werden. Sofern mehr als ein Strang des Netzgebiets kritisch ist, ist der Mehrfacheinsatz in diskreten Abstufungen möglich. Dahingehend ist zu prüfen, ob die Spannungshaltung in einem Netzgebiet mit mehreren Längsreglern nicht durch andere Maßnahmen (zum Beispiel durch einen regelbaren Ortsnetztransformator) effektiver und kostengünstiger gewährleistet werden kann. Im Vergleich zu einem Mehrfacheinsatz von Längsreglern sind in der Regel andere NoM effizienter. Die weiteren Betrachtungen dieser Studie gehen davon aus, dass maximal ein Längsregler pro Netzgebiet eingesetzt werden kann.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Die Dimensionierung der Maßnahme hängt in der Regel von den Kundenanforderungen ab. Abhängig vom Hersteller variiert die Bandbreite der verfügbaren Bemessungsleistungen. Zusammenfassend sind Größen von 34 kVA bis 630 kVA in der Niederspannung /WAL-01 15/, /RUH-01 15/ und bis zu 8 MVA in der Mittelspannung /ABB-05 15/ herstellerübergreifend verfügbar.

Technology Readiness Level
Die Technik der Längsregler kann in ein TRL zwischen 7 und 8 eingeordnet werden. Es befinden sich bereits einzelne Prototypen im Einsatz. Des Weiteren sind schon einzelne qualifizierte Systeme mit einem Nachweis der Funktionstüchtigkeit entstanden. /UBA-03 14/, /APG-02 13/, /IFHT-01 13/.

Regelbarkeit
Längsregler reagieren dynamisch und automatisch innerhalb von wenigen Sekunden auf Spannungsänderungen im Netz. Somit weisen sie eine hohe Flexibilität im Vergleich zu anderen NoM auf.

Wirkungsgrad der NoM
Der Wirkungsgrad von Längsreglern ist hoch und liegt auslegungs- und auslastungsabhängig zwischen 99 % und 99,8 % /RUH-01 15/, /ABB-02 15/.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Durch die Flexibilisierung entsteht eine geringfügige Erhöhung von nachgelagerten Verlusten. Diese sind auf den Eigenverbrauch der Elektronik und auf Zusatztransformatoren zurückzuführen und können zwischen 0,2 % und 1 % quantifiziert werden (siehe Berichtsteil Einsatzreihenfolge).

Leistungsgradient
Die NoM dient der Beeinflussung von Spannungen, deshalb wird auf den Spannungsgradienten eingegangen. Der Spannungsgradient ist gekennzeichnet durch die Spannungsänderungsgeschwindigkeit. Ein Schaltvorgang wird im Normalfall in einer Sekunde durchgeführt. Dieser bedingt eine Anpassung der Spannung um bis zu ±2 %. In kurzer Zeit kann somit eine Spannungsänderung von 10 % erreicht werden. Im Vergleich zu anderen Regelungen ist dieser Gradient als „hoch“ einzustufen.

Regelgenauigkeit
Die Maßnahme kann die Ausgangsspannung sehr genau regeln. Für die Varianten mit Stufen sind die Anzahl und Höhe häufig vom Kunden frei wählbar. Je nach Hersteller werden 9 /RUH-01 15/ bis 13 /WAL-01 15/ Stufen angeboten. Der Abstand zwischen den Stufen beträgt auftragsspezifisch zwischen 1 % und 3 % der Nennspannung. Es gibt auch Varianten von Längsreglern, die die Spannung durch Leistungselektronik stufenlos regeln können. Für diese Varianten kann die Regelgenauigkeit höher sein. Summarisch kann die Regelgenauigkeit als hoch bezeichnet werden.

Ansprechzeit und Abrufbarkeit
Die Ansprechzeit von Längsreglern – für die Varianten mit Stufen – liegt in der Regel zwischen 150 ms /RUH-01 15/ und 700 ms /WAL-01 15/. Einschränkend muss mit einer Rekuperationszeit von 2 s gerechnet werden. Für die stufenlosen Varianten liegt die Ansprechzeit bei circa 200 ms. Die Ansprechzeit kann im Verhältnis zu anderen Regelungen als schnell bezeichnet werden.

Es gibt grundsätzlich keine maximale Abrufdauer, da die Maßnahme die Spannung im kontinuierlichen Betrieb regelt.

Zeitliche Verfügbarkeit
Die Maßnahme ist immer verfügbar, da sie sich im laufenden Betrieb befindet. Beschränkt wird die Zulässigkeit der Regelung durch die maximale Bandbreite der Spannung.

IKT-Bedarf einer NoM
In Abhängigkeit von der Regelungsstrategie variiert der IKT-Bedarf der Maßnahme. Bei einer Bezugnahme auf lokale Messung der Spannung am Längsregler besteht grundsätzlich kein Bedarf an zusätzlicher IKT. Wenn transformatorferne Messungen für die ausgewählte Regelungsstrategie nötig sind, kommen unterschiedliche IKT-Lösungen zum Einsatz. Die Datenübertragung kann je nach Hersteller und Kundenanforderung

über Powerline /RWE-02 15/, Funkübertragung (GPRS, UMTS) /MR-01 15/, Ethernet oder RS232 /JSE-01 16/ /MR-03 12/ erfolgen.

Falls der Netzbetreiber die Spannungsmessung zusätzlich in seinem Netzleitsystem integrieren will, muss eine weitere Datenübertragung eingerichtet werden mit entsprechenden Zusatzkosten.

Überlastfähigkeit
Die Überlastfähigkeit eines Längsreglers ist vergleichbar mit der eines regelbaren Ortsnetztransformators. Der Überlastbetrieb ist sehr selten, dennoch sind diese Produkte mit Leistungsreserven ausgestattet. Längsregler können mit einem Blitzschutz ausgestattet werden, der Überspannungen entgegenwirkt /VDE-03 14/.

Störungsanfälligkeit
Längsregler gelten generell als störungsfrei. Sie sind für einen wartungsfreien Betrieb über ihre gesamte Lebensdauer ausgelegt. Infolgedessen ist die Störungsanfälligkeit als „gering“ zu bewerten. Hinzu kommt die stabile Abschirmung gegenüber der Umwelt – üblicherweise in Form eines Schaltschranks. Durch den Einsatz bewährter Technik ist auch das Risiko für technisches oder menschliches Versagen als gering zu bewerten. Die Technik des Längsreglers ist im Vergleich zu regelbaren Ortsnetztransformatoren noch jünger, jedoch können viele Hersteller auf langjährige Erfahrungen zurückgreifen.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Der zeitliche Aufwand für die Beseitigung von Betriebsstörungen ist, aufgrund der Einsatzstruktur der Längsregler im ländlichen Gebiet und dem Bedarf einer Reparatur vor Ort durch einen Mitarbeiter als „hoch“ einzuschätzen. Durch diese Struktur ist eine direkte Anfahrt notwendig.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Die Implementierung eines zusätzlichen Längsreglers hat zur Folge, dass sich die Impedanz des Netzes erhöht und somit die Kurzschlussleistung im Netzgebiet sinkt. Diese Reduktion ist jedoch geringfügig.

Spannungshaltung
Die Spannungshaltung ist der primäre Nutzen der Maßnahme: Längsregler sind in der Lage, die Spannung im nachgelagerten Strang des Netzgebiets zu regeln. Die Regelung ist in einem Bereich von ±8 % bis ±15 % der Nennspannung möglich /ABB-02 15/, /RUH-01 15/, /WAL-01 15/.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Längsregler haben keinen aktiven Einfluss auf den Blindleistungshaushalt.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Ein Längsregler hat grundsätzlich keine Auswirkungen auf die maximale Stromtragfähigkeit bzw. thermischen Limits der Leitungen, da die Flexibilität und Regelbarkeit dieser Maßnahme lediglich die Spannung beeinflusst. Der Längsregler hat eine thermische Überlastungsgrenze, die bei der Netzplanung so gewählt ist, dass keine zusätzliche thermische Einschränkung durch den Einsatz der Maßnahme entsteht.

5.3.3.2 Wirtschaft

Akteur
Der Längsregler wird vom lokalen Netzbetreiber betrieben.

Investitionen
Bestandteile der Investitionen sind Anschaffungskosten, bzw. Herstellungskosten und Kosten für IKT. In der folgenden **Tabelle 5-29** sind einzelne Längsregler ihrem Investitionsbetrag gegenübergestellt. Die Kosten für den Tausch eines Längsreglers belaufen sich auf 1.000 €.

Tabelle 5-29: *Gegenüberstellung der Kosten für unterschiedliche Längsregler /FFE-23 15/*

Scheinleistung	Wert
55 kVA	12.500 €/Stück
110 kVA	15.000 €/Stück
175 kVA	17.000 €/Stück
250 kVA	18.000 €/Stück

Fixe Betriebskosten
Aufwand der — unabhängig vom Einsatz — mit dem Betrieb der NoM anfällt. Beispielsweise Wartung, Instandhaltung und IKT. Abhängig vom Regelungskonzept variieren die fixen Betriebskosten zwischen 0 €/a und 210 €/a. Durchschnittlich betragen diese 10 €/a. /EBR-01 14/

Variable Betriebskosten
Da Längsregler im Normalfall wartungsfrei sind und eine ausreichend hohe mögliche Anzahl an Schaltvorgängen ermöglichen, sind variable Betriebskosten zu vernachlässigen.

Lebensdauer
Die Lebensdauer eines Längsreglers beträgt i. d. R. 40 Jahre für die Primärtechnik und 15 - 20 Jahre für die Sekundärtechnik. /FFE-23 15/ Des Weiteren wird die Lebensdauer durch die maximale Anzahl an Schaltvorgängen begrenzt. Beispielsweise hat ein Längsregler von der ABB AG für das Niederspannungsnetz eine maximale Anzahl an mechanischen Stufenschaltungen von über 1.000.000 /ABB-04 15/. Dies kann als Richtwert gesehen werden.

Einnahmepotenzial für Akteur
Diese Maßnahme bietet für den Netzbetreiber kein Einnahmepotenzial, das über den Netzbetrieb hinausgeht.

Kostenwälzung
Bei netzoptimierendem Einsatz können die Kosten nach aktuellem Stand der Anreizregulierungsverordnung vom Netzbetreiber auf den Stromkunden umgelegt werden.

Regulatorische Praktikabilität
Der rechtliche Rahmen für eine Anwendung der NoM ist bereits geschaffen. Regulatorische Hürden sind nicht zu erwarten, da die Maßnahme bereits etabliert ist.

Einordnung der NoM
Da es sich bei Längsreglern um etablierte Betriebsmittel handelt, sind diese in das Cluster „Netzoptimierende Betriebsmittel“ einzuordnen.

Regulatorische Abschreibungsdauer
Obwohl es sich bei Längsreglern um eine etablierte Technologie handelt, ist in die StromNEV noch keine separate Abschreibungsdauer aufgenommen worden. Analog zu rONT ist die Lebensdauer der Sekundärtechnik (Regeleinheit) deutlich geringer als die der übrigen Bestandteile und muss demnach häufiger gewechselt werden. Separate Abschreibungsdauern sollten daher in die StromNEV aufgenommen werden.

Durchdringungspotenzial und Regionale Verfügbarkeit
Längsregler sind potenziell in allen Niederspannungsnetzen einsetzbar und bieten somit ein flächendeckendes Potenzial. Für einen Regionen übergreifenden Einsatz sind keine wesentlichen regionalen Unterschiede zu beachten. Der Einsatz in Mittelspannungsnetzen ist ebenfalls möglich.

Tendenziell ergibt sich ein sinnvoller Einsatz bei hoher Einspeiseleistung im NS-Netz. Diese kann durch kleine PV-Anlagen verursacht sein. Der Fokus liegt demnach auf solargeprägten Regionen (z. B. im Süden Deutschlands). Ein Einsatz in MS-Netzen dient hingegen dem Ausgleich der fluktuierenden Einspeisungen von Windenergieanlagen, somit kann ein Einsatz in windreichen Regionen sinnvoll sein (z. B. im Norden Deutschlands). /TUC-02 14/, /EBR-01 14/

5.3.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Die Regelung eines Längsreglers erfolgt autonom und automatisch und erfordert somit keine Veränderung der Betriebsführung des Netzes. Infolge der höheren Anzahl an Komponenten im Netz ist eine höhere Anzahl an möglichen Fehlerquellen vorhanden. Andererseits besteht die Möglichkeit des selbst heilenden Netzes.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Längsregler verbessern die Einhaltung der Spannung innerhalb der Spannungsgrenzen und erhöhen somit die Sicherheitsreserven im Netzbetrieb.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die Resilienz eines Längsreglers kann als „hoch“ bewertet werden. Die modulare Struktur und die Austauschfähigkeit schaffen eine hohe Anpassungsfähigkeit gegenüber

möglichen Veränderungen. Längsregler sind gegenüber strukturellen Veränderungen eher robust und gegenüber technologischen Veränderungen eher anfällig.

Frequenzhaltung
Der Betrieb eines Längsreglers hat nur Auswirkungen auf die Spannungshaltung und schlussfolgernd keinen Einfluss auf die Frequenz.

Bereitstellung von Regelleistung
Längsregler nach der Definition im Kapitel 5.3.1.1.1 können keine Regelleistung bereitstellen, da sie lediglich die Spannung regeln.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Der Einsatz eines Längsreglers hat keine Auswirkung auf die Schwarzstartfähigkeit eines Netzgebietes.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Der Einsatz eines Längsreglers hat keine Auswirkung auf den Autarkiegrad eines Netzgebietes.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene
Die Regelung der Spannung durch einen Längsregler kann zu einer besseren Entkopplung der Spannung zwischen mehreren Spannungsebenen führen. Dies kann durch den Einbau eines Längsreglers an der Sammelschiene nach dem Ortsnetztransformator erzielt werden. Bei einem Einbau in einen Strang des NS-Netzes kann keine Spannungstrennung erreicht werden.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Des Weiteren ist es möglich, durch zusätzliche Messwerte eine bessere Kenntnis des Netzzustands zu erreichen, womit eine Funktionskontrolle geschaffen wird. Ein optionaler Anschluss am zentralen IKT-System wird derzeit i. d. R. nicht durchgeführt.

5.3.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes?
Prinzipiell ist durch den Einsatz von Längsreglern im Verteilnetz eine Erhöhung der Integration erneuerbarer Energien möglich. Eine Quantifizierung kann aber nur bedingt erfolgen, da die tatsächliche Höhe von der Regelstrategie und der Zusammensetzung des betrachteten Netzes abhängt.

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) für das Umfeld
Beim Betrieb von Längsreglern treten elektromagnetische Wechselfelder auf. Diese müssen nach den Vorgaben in DIN EN 61000-6-1 und DIN EN 61000-6-3 unter den gesetzlichen Grenzwerten bleiben.

Geräuschemissionen
Die Lärmbelastung eines Längsreglers ist als „gering“ einzustufen, es treten konstante Geräusche durch die Komponenten auf. Die Schalteinheit emittiert bei Schaltung ein Schaltgeräusch. Durch verbaute Transformatoren kann ein Geräusch hervorgerufen

werden. Als Richtwert kann von unter 45 db, teilweise von unter 40 db ausgegangen werden /AEG-01 13/, /ABB-05 15/.

Schadstoffbelastung der Luft
Die Schadstoffbelastungen sind von den örtlichen Begebenheiten abhängig. Infolgedessen kann zwischen zwei Ausprägungen unterschieden werden. Ist eine Installation des Längsreglers in einem bestehenden Verteilerkasten möglich, entstehen Schadstoffemissionen nur durch den Transport der Komponenten. Sollte ein Neubau eines Verteilerkastens notwendig sein, entstehen durch punktuellen Bodenaushub durch Baufahrzeuge und Bauprozesse Aufwirbelungen von Feinstaub.

Flächenbedarf
Der Flächenbedarf eines Längsreglers kann als gering bewertet werden. Wesentliche Nutzungskonflikte sind aufgrund der relativ kleinen Dimensionen nicht zu befürchten. Die Dimensionen eines Längsreglers im NS-Netz haben ungefähr Verteilerkastengröße. Zum Beispiel können Produkte der Firma ABB AG genannt werden. Längsregler im Niederspannungsnetz sind 1,1 m lang, 0,5 m breit und 1,1 m hoch /ABB-04 15/. Im Mittelspannungsnetz ist bei der ABB AG von einer Länge von 6 m, einer Breite von 2,5 m und einer Höhe von 3,3 m auszugehen /ABB-02 15/.

Auswirkung auf Flora / Fauna und Habitate, Verunreinigung/Veränderung von Boden / Grundwasser
Da es sich bei dem Längsregler um ein Standard-Bauwerk in bereits erschlossenen Umgebungen handelt, besteht keine wesentliche Beeinträchtigung von Tieren und Vegetation. Neben der geringflächigen, punktuellen, dauerhaften Bodenveränderung durch Komponenten der NoM besteht kein Einfluss auf den Wasserhaushalt. Es ist zudem weder von einem Habitatverlust noch von anderer Beeinträchtigung von Biozönosen oder Biotopen auszugehen.

Technisches Risiko
Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines technischen Fehlers kann als gering bewertet werden. Aufgrund der erprobten und zuverlässigen Technologie treten technische Ausfälle selten auf. Das Risiko eines Brandes infolge eines Kurzschlusses ist aufgrund des Kühlsystems ohne Öl nicht gegeben. /ABB-04 15/ Bei Ausfall oder Fehlfunktion des Betriebsmittels wird die Regeleinrichtung automatisch außer Betrieb genommen. Das Netz bleibt weiterhin betriebsfähig und es findet keine Versorgungsunterbrechung statt. /RUH-01 15/ Der Schaden aufgrund eines technischen Risikos ist als „gering“ einzuschätzen. Das technische Risiko ist somit in Summe gering.

Strukturveränderung
Die meisten Längsregler für die Niederspannungsebene sind so ausgelegt, dass sie mit standardisierten Abmessungen vergleichbar mit einem Schaltschrank auf einem Betonsockel eingebaut werden können und somit keine signifikante Strukturveränderung verursachen. Durch eine Einbettung in ein bereits bestehendes System, als Netzverstärkung oder Ergänzung wird die bestehende Struktur beibehalten.

Etabliertheitsgrad / Vorerfahrung
Durch die Errichtung neuer Bauwerke – auch wenn diese nur geringe Unterschiede zu bestehenden aufweisen – können Irritationen auftreten. Diese sind dabei von der Ausführung des Längsreglers abhängig. Die Errichtung von Längsreglern stellt aufgrund der geringen Ausmaße eine geringe Veränderung für die Bevölkerung dar. In Folge der neuen Errichtung von zusätzlichen Bauwerken wird der Etablierungsgrad als „gering“ eingestuft. Im Falle einer Integration in bestehende Strukturen bzw. Gebäude ist von einer relativ hohen Vorerfahrung auszugehen. Aufgrund der Installation vorrangig in Niederspannungsnetzen, also auch in Wohngebieten, lässt sich ein gewisses Konfliktpotenzial nicht ausschließen.

Gesellschaftliche Solidarität
Das lokale Image kann durch den Einsatz von Längsreglern als innovative Technologie hin zu einem zukunftsfähigen Ort geändert werden. Die gesellschaftliche Solidarität ist deshalb als hoch einzustufen. Anwohner werden somit in die Energiewende miteinbezogen. Somit kann der gesellschaftliche Zusammenhalt gestärkt werden.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung und Transparenz des Verfahrens
Aufgrund der geringen Einwirkung in den öffentlichen Raum werden keine oder einfache Bewilligungsverfahren zur Bürgerbeteiligung benötigt. /ABB-04 15/ Da der Netzbetreiber Längsregler als Standard-Betriebsmittel selbstständig installieren und betreiben kann, ist eine aktive Informationspolitik bzw. Konsultation der Bevölkerung nicht notwendig. Die Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligungen kann deshalb als „gering“ eingestuft werden. Infolge einer geringen Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligungen ist die Transparenz des Verfahrens irrelevant.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Der netzoptimierende Betrieb von Längsreglern greift nicht in das Nutzerverhalten von Endverbrauchern ein, infolgedessen gibt es keine Beeinträchtigungen und keine Notwendigkeit für einen Handlungsspielraum.

Mediale Berichterstattung
Die Medien berichten über die NoM in Form von regionalen Projekten. Hierbei wird der konkrete Nutzen der NoM erläutert und durch anschauliche Metaphern die Funktionsweise erläutert: „*Vereinfacht gesagt arbeitet das Gerät wie eine Art Wellenbrecher im Meer. Es fängt Stromschwankungen auf und sorgt dafür, dass stets eine gleichbleibende Menge an Energie abgegeben wird und zu Hause in der Steckdose ankommt*“ /WIN-01 14/. Vielfach wird betont, dass sich durch Längsregler der Bedarf an konventionellem Netzausbau verringern lässt und sie eine wichtige Rolle bei der Energiewende einnehmen. Dennoch soll angemerkt werden, dass die Medien tendenziell eher über regelbare Ortsnetztransformatoren im Rahmen der Spannungsregelung berichten.

5.3.4 Ökonomische Grundlagen

Im Folgenden werden die relevanten technoökonomischen Kennwerte zusammenfassend dargestellt. Diese dienen als Eingangsgrößen für die Berechnung der Einsatzreihenfolge.

Tabelle 5-30: *Technoökonomische Kennwerte für Längsregler*

Spannungslängsregler						
Kostenart	**Betriebsmittel / Bereich**	**Beschreibung**	**Leistung in kVA**	**Einheit**	**2015**	**2030**
Investition	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
Betriebskosten	Spannungslängsregler			€/a	100	100
		Wartungsintervall		a	5	5
Wirkungsgrad				%	99,5	99,5
Nutzungsdauer	Primärtechnik			a	40	40
	Sekundärtechnik			a	18	18

Auf Basis der technoökonomischen Kennwerte lässt sich der in **Abbildung 5-46** dargestellte Kostenverlauf für die Fixkosten (Investitionen und fixe Betriebskosten) ableiten. Hierzu wurde ein Zinssatz von 6 % zugrunde gelegt. Dies bildet die Grundlage für eine Berechnung des Annuitätenfaktors auf 7 % für die Primärtechnik und 9 % für die Sekundärtechnik. Die Struktur einer Treppenfunktion mit geringer Steigung verdeutlicht die im Vergleich zur Investition geringe Preissteigerung durch eine Leistungserhöhung.

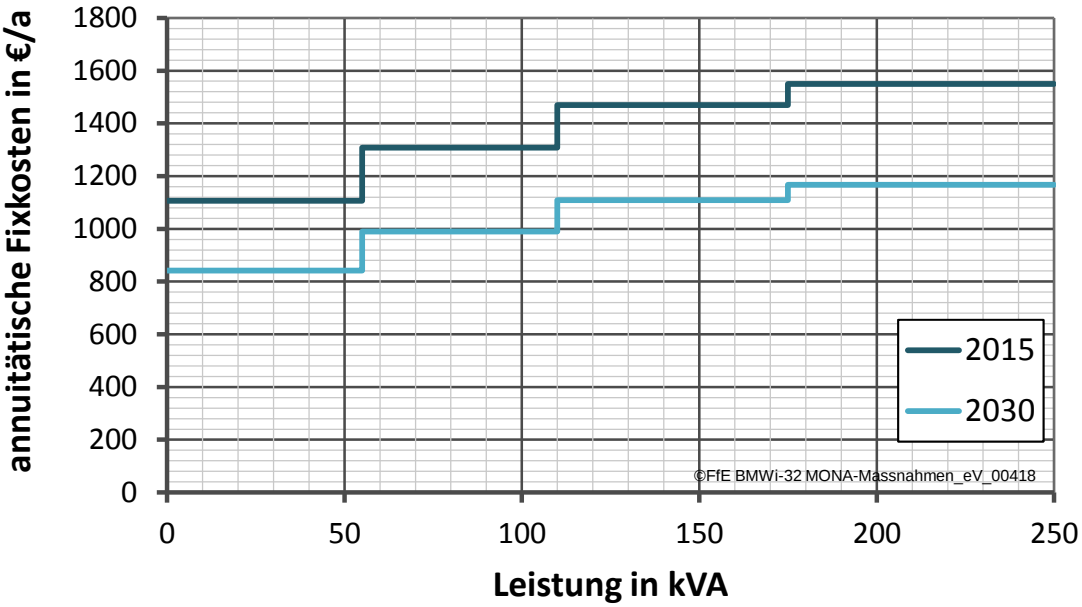


Abbildung 5-46: *Fixkostenverlauf von Längsreglern*

5.3.5 Zusammenfassung und Ausblick

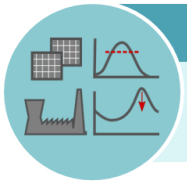
In der Regel wird ein Längsregler bei einer kritischen Spannung (große Erzeugungsanlage oder großer Verbraucher mit stark fluktuierendem Lastprofil) im Verteilnetz in einem Leitungsabschnitt eines Netzstrangs in einem Verteilerkasten eingesetzt. Sofern mehr als ein Strang des Netzgebiets kritisch ist, ist der Mehrfacheinsatz in diskreten Abstufungen möglich. Durch Regelung der Ausgangsspannung kann unter der Voraussetzung, dass das Verteilnetz seine thermischen Grenzen nicht erreicht hat, die NoM die Integration von Erneuerbaren Energien und zusätzlichen Lasten ohne aufwändigen konventionellen Netzausbau mit einem hohen Wirkungsgrad unterstützen. Durch zusätzliche Messstellen ist es möglich, zusätzliche Informationen über den Netzzustand zu erhalten. Die NoM hat ein gutes Entwicklungspotenzial in den nächsten Jahren.

Derzeit existieren bereits Projekte, in denen Längsregler erfolgreich eingesetzt werden. Die Grundstruktur von Längsreglern ist bewährt und deshalb wartungsarm und zuverlässig. Die Positionsbestimmung von Längsreglern erfolgt nach einem optimierenden Algorithmus und kann bei einer bestehenden Datengrundlage umgesetzt werden.

Projektabhängig ist zu prüfen, ob die Spannungshaltung in einem Netzgebiet mit mehreren Längsreglern nicht durch andere Maßnahmen (zum Beispiel durch einen regelbaren Ortsnetztransformator) effektiver und kostengünstiger gewährleistet werden kann. Die NoM Längsregler kann in Sonderfällen die wirtschaftlichste Alternative zum Netzausbau – z. B. Netze mit langen Ausläufern – sein. Aufgrund der unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten erfolgt die Spezifikation nach Dimensionierung und Regelungsstufen des Längsreglers auftragsabhängig. Scheinleistungsabhängig ist ein Längsregler ab 12.500 € preislich einzuordnen. Bis zum Jahre 2030 ist mit einer Kostenreduktion zu rechnen.

Von Seiten der Gesellschaft ist mit geringem Widerstand gegen die NoM zu rechnen, denn sie wird als innovative Technik angesehen und greift nicht in den Handlungsspielraum des Endverbrauchers ein.

5.4 Engpassmanagement



Engpassmanagement

Einspeisemanagement beschreibt die **temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen** zur Gewährleistung der Netzstabilität. Es wird ein Vergleich mit der statischen Spitzenkappung von EE-Anlagen vorgenommen.

Früher bestand die Aufgabe der Netzbetreiber hauptsächlich darin, die „Fehler“, die in der kostenorientierten Allokation der konventionellen Stromerzeugung durch das Kupferplattenprinzip am Strommarkt entstehen, auszugleichen und Systemausfälle zu beheben. Mit dem zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Energien und der Entwicklung eines gesamteuropäischen Strommarkts kommen heute viele neue Herausforderungen hinzu /BFE-02 04/, /EURL-01 96/. Für das Jahr 2030 hat sich die deutsche Bundesregierung das Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 50 % zu erhöhen und gleichzeitig den vollständigen Ausstieg aus der Atomenergie zu erreichen /EEG-02 14/. Somit steht in Zukunft eine zunehmende, stark fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien einer immer weniger planbaren, flexibel einsetzbaren Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken gegenüber. Hinzu kommen die starke öffentliche Ablehnung des Baus neuer Stromtrassen im Übertragungsnetz und die hohen Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes. Beide aber sind für den weiträumigen Transport und die kosteneffiziente Integration von dezentral erzeugter Energie dringend notwendig /NEP-01 15/. Aufgrund dieser Entwicklungen hat das Engpassmanagement in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Das folgende Kapitel widmet sich der Frage, ob es Sinn machen könnte, die Werkzeuge des Engpassmanagements nicht nur als „ultima ratio-Maßnahme“ im Netzbetrieb, sondern auch als Alternative zum Netzausbau, im Sinne einer NoM in Betracht zu ziehen.

5.4.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Dieses Kapitel untersucht die drei Werkzeuge des Engpassmanagements Redispatch Peak-Shaving und Einspeisemanagement (EinsMan). Redispatch und Einspeisemanagement sind dabei als ein aktiver Eingriff der Netzbetreiber in den Betrieb von konventionellen bzw. erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu verstehen. Grundsätzlich könnten diese Werkzeuge nicht nur als betriebliche Maßnahmen im Netzbetrieb eingesetzt, sondern auch bei weitreichenden Einsatz Netzausbau vermeiden. Im Zuge der deutschen Energiewende kann es jedoch nicht Sinn und Zweck sein, den für die Integration erneuerbaren Stroms notwendigen Netzausbau durch einen Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke im Zuge des Redispatch zu ersetzen. Aus diesem Grund wird im Projekt MONA nur das dynamische EinsMan sowie die statische Begrenzung der Einspeiseleistung, das sog. Peak-Shaving als NoM betrachtet.

5.4.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme – Aktueller regulatorischer Rahmen

Beim EinsMan wird die Wirkleistungseinspeisung von EE-Anlagen gezielt durch den Netzbetreiber reduziert, um eine Überlastung des Netzes zu verhindern. Dabei ist zwischen EinsMan-Maßnahmen durch den ÜNB und durch den VNB zu unterscheiden. Während der ÜNB nach dem letzten verbleibenden Redispatch-Kraftwerk die Möglichkeit hat, EE-Anlagen abzuregeln, um Engpässe im Übertragungsnetz zu verhindern, nutzt der VNB eben diese Maßnahme, um gleiches im Nieder- und Mittelspannungsnetz zu erreichen. Bei durch den VNB angeordneter Abregelung wird die abgeregelte Energiemenge typischerweise nicht durch das Hochfahren konventioneller Kraftwerke substituiert, so dass der Einsatz zu einem Systemungleichgewicht führt, welches durch Regelenergie ausgeglichen werden muss.

„Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen (§ 13 Abs. 2, 2a S. 3 EnWG i. V. m. §§ 14 EEG, für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 6 Abs. 1 S. 5 KWK-G). Der verantwortliche Netzbetreiber kann unter besonderen Voraussetzungen die bevorrechtigte Einspeisung aus diesen Anlagen vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren. Der für den Netzengpass verantwortliche Netzbetreiber ist zu einer Entschädigung des Betreibers der abgeregelten Anlage verpflichtet. Der Anlagenbetreiber haftet gemäß § 13 Abs. 1 EEG gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist. Er kann die Entschädigungszahlungen über seine Netzentgelte sozialisieren, soweit das EinsMan erforderlich war und er die Maßnahme nicht – beispielsweise durch mangelnden Netzausbau – zu vertreten hat.“ /BNETZA-03 14/

Definition

Der Ablauf eines EinsMan-Einsatzes erfolgt in sieben Schritten (vergleiche **Abbildung 5-47**).

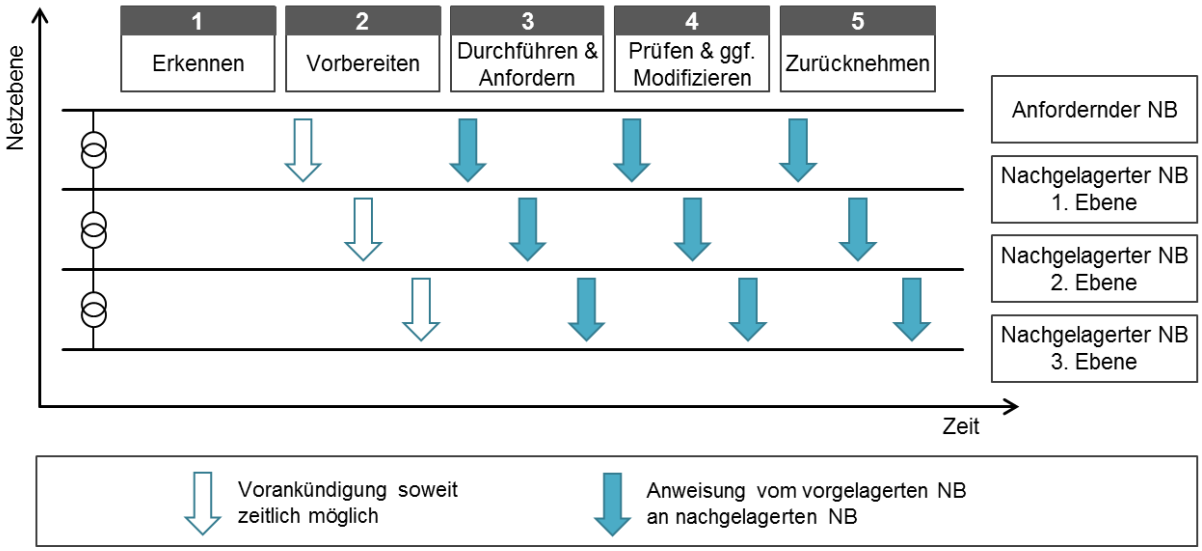


Abbildung 5-47: *Zeitlicher und organisatorischer Verlauf der Handlungsabfolge im Rahmen der operativen Kaskade nach /BDEW-10 14/*

Neben dem zeitlichen Ablauf der operativen Kaskade stellt die Abbildung weiterhin die Einbeziehung der nachgelagerten Netzbetreiber dar. Es ist ersichtlich, dass bis auf die Problemerkennung im ersten Schritt immer mehrere Netzbetreiber in die Kaskade mit eingebunden sind und eine entsprechende koordinierte Vorgehensweise zur Anwendung kommt. Dabei wird versucht, bereits präventiv einzugreifen, falls ein zukünftiger Engpass zu erwarten ist. In Schritt zwei ermittelt der vorgelagerte Netzbetreiber, welcher den Netzengpass erkennt hat, zunächst die Höhe und ggf. die Dauer der erforderlichen Einspeisereduzierung in seinem und dann im nachgelagerten Netzgebiet. Die so ermittelten Anpassungsmaßnahmen führt er in Schritt vier in seinem Netzgebiet durch und fordert die erforderliche Reduzierung der Einspeiseleistung vom nachgelagerten Netzbetreiber.

„Zur Realisierung der informatorischen Kaskade wird als bevorzugtes Kommunikationsmittel eine Kombination aus einer E-Mail / Telefonlösung empfohlen, wobei die Weitergabe von Informationen per E-Mail als primäres Mittel und die Vorhaltung von schwarzfallfesten Telefonanlagen als Back-Up-Lösung angeraten wird. Sofern möglich, können auch alternativ fernwirktechnische Kommunikationsmittel, wie TASE oder IEC [= allgemeinen, offenen Kommunikationsstandard], eingesetzt werden.“ /KIST-01 15/

Für die Vorbereitung des EinsMan (Schritte eins und zwei in **Abbildung 5-47**) ist mit mindestens fünf bis zehn Minuten zu rechnen. Zusätzlich wird den betroffenen Anlagen eine Reaktionszeit von ca. einer Minute zugestanden /BUSS-01 13/ + /BDEW-05 08/.

Aufgrund dieser Trägheit ist das EinsMan nicht dafür geeignet, kurzfristige Netzprobleme im Sekundenbereich zu beheben. Diese Funktion muss von Schutzschaltern direkt an den jeweiligen Anlagen übernommen werden, da diese keinen externen Eingriff benötigen /VDE-01 15/ + /BDEW-05 08/.

Anlagenreihenfolge innerhalb des Einspeisemanagements

„Der Gesetzgeber sieht im EnWG, EEG sowie KWK-G einen Vorrang für die Einspeisung und Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus KWK vor. Der Vorrang wird durch § 11 Abs. 1 EEG und § 3 Abs. 1 und 2 KWK-G gemäß § 13 Abs. 2a EnWG definiert." Grundsätzlich ergibt sich daraus ein Einspeiseranking, wie es in **Tabelle 5-31** dargestellt ist /BDEW—10 14/.

Tabelle 5-31: *Einspeiseranking von Erzeugungstechnologien /BDEW-10 14/*

Erzeugungsanlage	Gruppierung
Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	Gruppe 1
Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
Spitzenstromerzeugungsanlagen	
konventionelle Kraftwerke (ohne KWK)	
Wasser ohne Schwallbildung	Gruppe 2
Windenergie	
Geothermie	
Bio-/Deponiegas	
Biomasse ohne KWK	
Photovoltaik	
BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
KWK-Anlagen	
Wasser mit Schwallbildung	
Biomasse mit KWK	
IKW - Prozesswärme	
Kleine Photovoltaik (unter 100 kWp)	Gruppe 3

Die Gruppen sind in absteigender Reihenfolge geordnet, daher wird die Wirkleistung von Erzeugungsanlagen der Gruppe 1 zuerst reduziert. In die erste Kategorie fallen alle konventionellen Anlagen, die nicht nach § 11 EEG privilegiert werden. Das eigentliche EinsMan beginnt erst ab der zweiten Gruppe. Hierzu zählen alle EE-Anlagen über 100 kWp, die gesetzlich verpflichtet sind, am EinsMan teilzunehmen. In die letzte Kategorie fallen PV-Anlagen mit einer Größe zwischen 30 und 100 kWp. Aufgrund ihrer geringen Größe werden diese Anlagen „gemäß [§ 14] Abs. 1 S. 2 EEG im Bedarfsfall nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen abgeregelt" /BDEW-10 14/.

In den ersten Versionen des EEG war aufgrund des geringen Anteils von EE-Anlagen am Strommix noch kein EinsMan vorgesehen. Somit wurden auch Anlagen zwischen 30 und 100 kWp, die vor dem 01.01.2009 am Netz angeschlossen wurden, von der Pflicht zur Nachrüstung ausgeschlossen. Anlagen über 100 kWp mussten hingegen nachgerüstet werden, da hier der Gesetzgeber von einem übergeordneten öffentlichen Interesse (= Sicherung der Netzstabilität) und einer vertretbaren Spürbarkeit (= finanzielle Belastung) ausgeht. Es handelt sich deshalb in diesem Fall um eine „unechte Rückwirkung" /BNETZA-24 12/, /DUE-01 12/. Auf gleiche Weise wurde bei den Anforderungen an das „Peak-Shaving" vorgegangen, welches ebenfalls im Rahmen des Projekts MONA 2030 als NoM betrachtet wird.

Beim sogenannten „**Peak-Shaving**“ müssen „Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie […] mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt […] am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen. Die dadurch verminderte eingespeiste Energie wird dem Anlagenbetreiber nicht erstattet (§ 9 Abs.2 S. 2 EEG) /EEG-02 14/.

Definition

Insgesamt lassen sich die technischen Anforderungen des EinsMan nach **Tabelle 5-32** in drei Kategorien unterteilen.

Tabelle 5-32: *Technische Anforderungen an EE-Anlagen gemäß /EEG-04 12/*

Anforderungen nach EEG § 9 an EEG-Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen		
EEG-/KWK-Anlagen §9 Abs. 1	PV-Anlagen §9 Abs. 2	
$P_{inst} > 100\ kW$	$P_{inst} \leq 30$ kW	30 kW $< P_{inst} \leq 100$ kW
Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und Abruf Ist-Einspeisung	Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung oder Begrenzung $P_{Wirk,max} = 0{,}7 \cdot P_{inst}$ (hart, weich)	Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung

Wenn eine Anlage unter 30 kWp mit Peak-Shaving betrieben wird, kann zusätzlich eine „weiche“ Regelung berücksichtigt werden, bei der die obersten 30 Prozent der Leistung zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet werden. Bei „harter“ Spitzenkappung wird immer nur 70 % der Wirkleistung eingespeist. Ähnlich gibt es auch beim EinsMan verschiedene Varianten. Der große Unterschied zwischen den Anforderungen an Anlagen über und Anlagen unter 100 kWp besteht in der fehlenden Ist-Einspeiseüberwachung bei den kleineren Erzeugungseinheiten. Außerdem kann, wenn der Netzbetreiber es zulässt, eine Einspeiseregelung mit zwei Stufen (100 % oder 0 %) oder vier Stufen (100 %, 60 %, 30 %, 0 %) realisiert werden. Ein monetärer Vergleich von EinsMan und Peak-Shaving erfolgt in Kapitel 5.4.1.4.6.

5.4.1.2 Vergütung von Einspeisemanagement

Die folgende Erläuterung zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für EinsMan ist im Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement /BNETZA-10 13/ dargestellt. Deren Beschreibung wurde in /FFE-04 16/ erarbeitet und wird hier der Vollständigkeit halber noch einmal aufgeführt.

Gemäß EEG § 12 Abs. 1 S. 1 sind betroffene Anlagenbetreiber, deren Einspeisung aufgrund eines Netzengpasses nach EEG § 11 Abs. 1 reduziert wird, zu entschädigen. Zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen muss sich der Anlagenbetreiber je Anlage

und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festlegen. Im Falle der Windkraft stellt die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar. Die Bundesnetzagentur sieht für die Ermittlung der Ausfallarbeit von Windenergieanlagen (WEA) zwei Verfahren als sachgerecht an. Ein „pauschales Verfahren“, mit dem sich die Ausfallarbeit anhand weniger Werte einfach ermitteln lässt, oder alternativ ein „Spitzabrechnungsverfahren“, bei dem mit Hilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine möglichst genaue Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt.

Beim pauschalen Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit für Windkraft wird der Leistungsmittelwert der letzten vollständig gemessenen Viertelstunde vor der EinsMan-Maßnahme herangezogen. Die Ausfallarbeit berechnet sich demnach wie folgt:

$$W_{A,i} = \left(P_0 - MAX\left(P_{i,ist}, P_{red}\right)\right) \cdot 0{,}25\ h \qquad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \qquad (5\text{-}8)$$

$$W_{A,i} = 0 \qquad \text{mit } P_{i,ist} > P_0$$

$W_{A,i}[kWh]$: Ausfallarbeit in einer Viertelstunden während der EinsMan-Maßnahme
$P_0[kW]$: letzter gemessener Leitungsmittelwert
$P_{i,ist}[kW]$: tatsächlich gemessene Leistung im Leistungsintervall
$P_{red}[kW]$: vorgegebener reduzierter Leistungswert

Im Gegensatz zum pauschalen Verfahren ist es beim sogenannten Spitzabrechnungsverfahren möglich, das gegebenenfalls schwankende Winddargebot während der EinsMan-Maßnahme abzubilden. Hierbei wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Die Leistungskennlinie von WEA wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt. Für jede WEA ist daher zunächst ein Korrekturfaktor der Leistungskennlinie zu ermitteln, um die spezifischen Gegebenheiten der WEA (z. B. örtliche Vegetation) zu berücksichtigen. Die Berechnung im Spitzabrechnungsverfahren erfolgt in Zeitintervallen von 15 Minuten. Da im Rahmen dieser Studie keine Informationen über die spezifischen Gegebenheiten und damit über die korrigierten Leistungskennlinien der einzelnen WEA vorliegen, werden lediglich Referenz-Kennlinien herangezogen.

Die Berechnung der Ausfallarbeit über das pauschale Verfahren für PV-Anlagen mit registrierender Leistungsmessung erfolgt analog zur Windkraft, wobei jedoch zusätzlich berücksichtigt wird, dass PV-Anlagen lediglich in Tageslichtzeiten Strom produzieren. Folglich sind pauschale, entschädigungsberechtigte Zeitfenster festgelegt (siehe **Tabelle 5-33**).

Tabelle 5-33: *Entschädigungsberechtigte Zeitfenster für PV-Anlagen je Jahreszeit /BNETZA-10 13/*

Jahreszeit	Zeitraum	Entschädigungsberechtigte Zeitfenster
Sommer	1. März – 31. Oktober	6:00 - 19:00 Uhr (7:00 - 20:00 Uhr Mitteleuropäische Sommerzeit)
Winter	01. Januar – 28.(bzw. 29.) Februar 01. November – 31. Dezember	9:00 - 16:45 Uhr

Für Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der EinsMan-Maßnahme vereinfacht über die Multiplikation pauschaler Anlagenfaktoren mit der installierten Leistung berechnet. Dabei wird zwischen der Tageskernzeit mit starker Sonneneinstrahlung und der Tagesrandzeit (vor und hinter der Tageskernzeit) unterschieden. Zudem wird vereinfacht unterstellt, dass Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung nicht in Stufen geregelt werden.

Für das Spitzabrechnungsverfahren bei PV-Anlagen ist neben einer registrierenden Leistungsmessung eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich.

Da Biogas-/Biomasseanlagen in der Regel auf den Volllastbetrieb ausgelegt sind und die Stromerzeugung nur sehr geringen Schwankungen unterliegt, wird beim pauschalen Verfahren vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der EinsMan-Maßnahme ausgegangen. Dabei wird Ausfallwärme nicht entschädigt. Im pauschalen Verfahren wird zudem unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils zweieinviertel Stunden andauern.

Um die Ausfallarbeit der kompletten EinsMan-Maßnahme zu ermitteln, werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundenwerte addiert. Zur Berechnung der Entschädigungszahlung muss die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden. Hierfür ist der je Anlagentyp festgeschriebene Vergütungssatz anhand der aktuellen gesetzlichen Grundlage heranzuziehen und anzusetzen. Sollten unterjährige Vergütungsbestandteile (z. B. Boni) noch nicht feststehen, so ist auf die Durchschnittsvergütungssätze der Abrechnung des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abzustellen. In einer Jahresendabrechnung sind angefallene Abweichungen auszugleichen.

Für Neuanlagen mit der Inbetriebnahme ab 01.01.2012 sind die errechneten entgangenen Einnahmen gemäß §12 Abs. 1 EEG mit 0,95 zu multiplizieren, da lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen berücksichtigt werden dürfen. Gemäß § 12 Abs. 1 S. 2 EEG sind Betreiber ab dem Zeitpunkt, in dem die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, für die weiteren entgangenen Einnahmen zu 100 % zu entschädigen. Altanlagen mit der Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 (i. S. v. § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG) sind gemäß EEG § 66 Abs. 1 Nr. 5a mit 100 % zu entschädigen.

Im Falle einer Wärmeauskopplung werden zusätzlich die Wärmeerlöse aus Ausfallwärme entschädigt. Ersparte Aufwendungen wie beispielsweise die ersparten Brennstoffkosten sind von den entgangenen Einnahmen abzuziehen.

Analog zur überschüssig gesetzten Einspeisung fallen durch die Regelung der EE-Anlagen zwar keine direkten Kosten an, jedoch ist die Abregelung mit Opportunitätskosten verbunden. Die Referenzkosten ergeben sich daher aus den Kosten der in Abhängigkeit des Versorgungsbereichs alternativ eingesetzten Technologie.

5.4.1.3 Aktuelle Anpassungen in der Gesetzgebung

Im folgenden Kapitel werden zunächst die zu gesetzlichen Änderungen in Bezug auf Engpassmanagement dargelegt, die im Rahmen des Weißbuchprozesses des Bundeswirtschaftsministeriums in öffentlicher Konsultation vorbreitet /BMWI-03 15/

und mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts (Strommarktgesetz) /BR-01 16/ am 29.07.2017 zur Umsetzung gebracht wurden. Außerdem relevant sind in diesem Zusammenhang die Neuregelungen im Zuge des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW), dessen wichtigster Bestandteil das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) ist. Der deutsche Bundestag hat dieses am 6.Juli 2016 final beschlossen. Die für das EinsMan relevanten Neuerungen werden im letzten Teil dieses Abschnitts zusammenfassend vorgestellt.

Änderungen im Zuge des Strommarktgesetzes

Eine der grundlegendsten Änderungen in Bezug auf die gesetzliche Definition ist die eigentliche Funktion des Engpassmanagements. Wurde die Abregelung EE traditionell nur verwendet, um die Stabilität der Übertragung sicherzustellen, wird nun in § 11 Abs. 2 des EnWG insofern angepasst als das Engpassmanagement auch als aktive Maßnahme – ganz im Sinne der NoM in MONA - in die Netzplanung mit einbezogen werden kann /BMWI-03 15/, /ÜNB-07 12/ und /BR-01 16/. Das bedeutet eine Abkehr von der bisher üblichen Herangehensweise, die Netze bis zur „letzten Kilowattstunde“ auszulegen. Die bisherige Vorgehensweise wurde durch die Abnahmepflicht nach § 11 Abs. 1 EEG und § 4 KWK-G bedingt, und sollte gewährleisten, dass jeder Engpass vermieden wird /AGORA-05 13/, /EEG-02 14/ und /KWKG-01 08/.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht erscheint diese Änderung durchaus sinnvoll, wenn die Kosten für den Ausbau der Netze die Aufwendungen für Vergütung von Engpassmanagementeinsätzen übersteigen. In diesem Zusammenhang wird die Abregelung von Einspeisespitzen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen für bis zu 3 % der produzierten Jahresenergie zugelassen. Somit wird Engpassmanagement auch bisherige Aufgaben von Netzausbau/Netzkapazität übernehmen, um die Auslastung aus wirtschaftlicher Sicht zu optimieren /BMWI-03 15/.

Keine Änderungen wurden beim Anspruch auf die Abregelungsvergütung umgesetzt. Um eine diskriminierungsfreie, transparente Regelung aufrecht zu erhalten und somit keine Anreize zu schaffen, unnötig Engpässe zu erhalten, ist dies auch dringend notwendig. Sollte keinerlei Entschädigung erfolgen, würden sich die Investitionsanreize für neue EE-Anlagen verringern, da es den Anlagenbetreibern vor der Investition nicht möglich wäre, zu erkennen, wie oft ihre Anlage tatsächlich abgeregelt wird und welche Einbußen sie durch die reduzierte Einspeisung zu tragen haben. Umgekehrt verlieren auch die Netzbetreiber ihre Anreize, wirkliche, „günstige“ Engpässe zu beheben, wenn eine entschädigungsfreie Abregelung immer kostengünstiger ist als ein Ausbau. Da es aber durchaus zu Situationen kommen kann, in denen die Kapazitätserweiterung (z. B. Ausbau, rONT …) und die Behebung des Engpasses günstiger ist, als 3 % der Energie abzuregeln, sind flexible Lösungen einem starren Grenzwert vorzuziehen. Dabei sollte aber gerade für ein Gelingen der Energiewende immer die Maßnahme herangezogen werden, die die Integration der erneuerbaren Energien am wirtschaftlich sinnvollsten vollzieht. Dieses Vorgehen ist auch mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vereinbar, da Vergütungspflichten, genauso wie Investitionen (i. S. v. § 23 ARegV), bereits nach § 11 ARegV in der Bestimmung der Erlösobergrenze als Anteil der nicht beeinflussbaren Kosten mit eingerechnet werden /AREGV-01 15/. Darüber hinaus müssten sich Netzbetreiber im Falle einer entschädigungsfreien Abregelung immer auch hinsichtlich der Einhaltung der Diskriminierungsfreiheit (i. S. v. § 11 EnWG)

rechtfertigen. Sie müssten darlegen, „in welcher Einzelreihenfolge abgeregelt wurde und beweisen, dass die Anlagen, die sie ohne Entschädigung abgeregelt haben, dadurch nicht diskriminiert wurden“ /BMWI-03 15/. Dies wäre für die Netzbetreiber eine große operative Belastung und würde ein schnelles Eingreifen in die Netze zur Erhaltung der Systemstabilität deutlich erschweren. Außerdem könnten die von Maßnahmen betroffenen Anlagenbetreiber jede Handlung der Netzbetreiber in Frage stellen. Das Risiko eines Rechtsstreits für die Netzbetreiber wäre somit ein Grund, auf EinsMan so weit wie möglich zu verzichten. Durch eine Vergütung der ausgefallenen Einspeisung erübrigen sich all diese rechtlichen Bedenken.

Als Folge dieser Einspeiseregelung ist aber auch ein Anstieg der zukünftigen Eingriffe zu erwarten. Vor diesem Hintergrund sollte deshalb die Berechnung der Vergütungszahlungen, wie sie in Kapitel 5.4.1.2 vorgestellt wurden, überdacht werden. Die bisherige Bagatellgrenze liegt bei 1 % der Jahreseinspeisung /BNETZA-03 14/. Eine Anhebung auf die 3 %-Grenze oder ein kompletter Verzicht scheint schon aus operativer Sicht sinnvoll, da die Abrechnung der Entschädigungszahlungen pauschal nach der Energiemenge erfolgen kann und nicht noch zusätzlich die Bagatellgrenze berücksichtigt werden muss. Darüber hinaus sollte auch die Signalwirkung von Marktpreisen für Energien nicht vollkommen unberücksichtigt bleiben /MANK-01 12/. So ist es bereits für Neuanlagen in der Direktvermarktung vorgeschrieben, dass im Falle von Negativpreisen an der Börse über mehr als sechs Stunden auch der Vergütungsanspruch auf null fällt (§ 24 EEG). Über eine Kopplung der Entschädigungszahlungen mit den Marktpreisen könnten Investitionsanreize für den Netzbetreiber geschaffen werden, da Marktpreise immer ein Verhältnis von Angebot und Nachfrage darstellen. Sollten z. B. die Einspeisemaßnahmen zu Zeiten erfolgen, in denen der Markt zusätzliche Energie (durch die Behebung des Engpasses) gering bepreist, ist ein Ausbau nicht zielführend, da der Wohlfahrtsgewinn nur gering ist. Andererseits müssen hohe Marktpreise auch einen starken Anreiz für eine Erweiterung der Netzkapazität haben. Durch die pauschale Vergütung der Ausgleichszahlungen nach den derzeit gültigen Regeln entfällt diese Signalwirkung der Märkte vollkommen und die Investitionsanreize werden erheblich verzerrt /LÖWER-01 08/ und /MANK-01 12/.

Reformbedarf besteht auch weiterhin in den Regelungen für die Ausgleichsenergien in einzelnen Bilanzkreisen. „Jenseits der gesetzlichen Rahmenbedingungen über die Reihenfolge von markt-, netzbezogenen Maßnahmen, sowie Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und § 11 EEG fehlen zur bilanziellen und energetischen Abwicklung der abgeregelten Energiemengen derzeit klare Regelungen. Insbesondere ist nicht festgelegt, ob die im Rahmen des EinsMan abgeregelten Mengen aus EEG-Anlagen anderweitig beschafft werden (sollen) […] oder als Bilanzkreisabweichung des jeweils Bilanzkreisverantwortlichen über die Regelenergie ausgeglichen werden sollen. Ungeregelt ist auch, ob und wie die ggf. in den Bilanzkreisen auflaufenden Differenzen aufgrund einer EinsMan-Maßnahme energetisch oder finanziell ausgeglichen werden“ /BNETZA-29 13/. „Dies gilt in gleichem Maße für Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG. Ungeklärt ist ferner, wie mit von Verteilnetzbetreibern (VNB) durchgeführten EinsMan-Maßnahmen umzugehen ist. Hier haben derzeit weder die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Systemführer noch die für die Vermarktung zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) ausreichende Informationen über die Maßnahmen, noch existieren etablierte Strukturen um geordnete energetische oder

bilanzielle Maßnahmen durchführen zu können. Insgesamt bedarf es klarer Festlegungen zu den Informationspflichten von ÜNB, VNB und BKV zur Realisierung einer sachgemäßen Abwicklung von EinsMan-Maßnahmen“ /BNETZA-29 13/.

Das Hauptproblem liegt darin, dass zwar die Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen für ihre Abregelungen entschädigt werden, aber eben nur für die verlorenen Strommengen und nicht für die entstehenden Ausgleichsenergiekosten in den Bilanzkreisen. Die finanzielle Belastung wird somit auf die Direktvermarkter abgewälzt, obwohl diese nicht für die Abregelung verantwortlich sind. Aufgrund der Kurzfristigkeit des EinsMan können diese Kosten kaum im Vorhinein für den Ausgleich der Energieflüsse in einem Bilanzkreis berechnet werden. Auch die begrenzte Informationspflicht der Netzbetreiber über die Einspeisemaßnahmen nach §14 EEG verschärft diese Unsicherheiten, da bisher nur die Betreiber von Anlagen informiert werden müssen. Bislang wurde diese unrechtmäßige zusätzliche finanzielle Belastung von den Bilanzkreisverantwortlichen geduldet. Im Hinblick auf die deutliche Zunahme der abgeregelten Energiemengen in den letzten Jahren ist jedoch damit zu rechnen, dass hier eine Anpassung des regulatorischen Rahmens vorgenommen werden wird. Eine Lösung dieses Problems wäre ein zentrales Register ähnlich wie bei Redispatchmaßnahmen. (siehe http://www.netztransparenz.de/) /ÜNB-01 14/.

Änderungen im Zuge des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende
Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende /BRG-01 15/ stellt die rechtliche Umsetzung des von der Bundesregierung beschlossenen Smart-Meter-Rollouts dar. In Bezug auf das EinsMan gibt es dabei vor allem eine Neuerung. Im Vergleich zur bisherigen rechtlichen Regelung im EEG 2012 /EEG-04 12/ ist der Messstellenbetreiber nun dazu verpflichtet, Neu-angeschlossene PV-Anlagen mit mehr als 7 kW mit einem Smart-Meters inklusive Smart-Meter-Gateway auszustatten und einen Teil der Kosten auf diesen umzulegen. Dies gilt grundsätzlich für alle neu installierten Anlagen, eine Umrüstung von Bestandsanlagen findet jedoch explizite Erwähnung. Bei der Umrüstung von Messstellen soll die „technische Möglichkeit“ sowie die „wirtschaftliche Vertretbarkeit“ gewahrt werden. Der wirtschaftliche Aspekt wird dabei von der Preisobergrenze für die jeweilige Messstelle abgedeckt, wohingegen die technische Möglichkeit beim Vorhandsein von drei Anbietern von intelligenten Messsystemen erfüllt ist. Die Preisobergrenze richtet sich dabei nach der Größe der installierten Anlage und stellt eine Begrenzung der maximal im Jahr auf den Anlagenbetreiber wälzbaren Kosten dar. Für eine genauere Darstellung der im Zuge des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende zu erwartenden Neuerungen sei hier auf die entsprechenden Ausführungen im **Kapitel 4** verwiesen.

5.4.1.4 Case Study – Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse zum EinsMan in Deutschland

In diesem Kapitel werden zunächst einige Auswertungen der verfügbaren Daten zum EinsMan in Deutschland vorgestellt. Dabei wird die Entwicklung der letzten Jahre skizziert sowie der Frage nachgegangen, wo und in welchem Umfang Engpässe auftreten und welche Anlagen hauptsächlich betroffen sind. Abschließend werden EinsMan und Peak-Shaving energetisch wie monetär verglichen.

Anmerkung zur Datengrundlage

Im Gegensatz zum Redispatch existiert zum EinsMan bisher kein zentrales Register, über das alle Einsätze anlagenscharf veröffentlicht werden. In den jährlich erscheinenden Monitoringberichten der Bundesnetzagentur werden lediglich die jährlichen Werte zu Umfang und Kosten des EinsMan veröffentlicht. Diese werden im ersten Teil der Auswertungen zur Entwicklung des EinsMan im Verlauf der letzten Jahre verwendet.

Für die darauf folgenden Auswertungen zum zeitlichen Verlauf von EinsMan-Einsätzen, zur Zuordnung zu Netzebenen und zur geographischen Lokalisierung bedarf es einer höheren Detailtiefe der Daten. Nach § 11 Abs. 3 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Betreiber der betroffenen Anlagen „unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung“ zu unterrichten. Einige Netzbetreiber kommen dieser Verpflichtung nach, indem sie die durchgeführten Einsätze auf ihren Websites veröffentlichen. Jedoch sind damit nicht alle Einsätze und Netzbetreiber abgedeckt. Für eine Einordnung der Vollständigkeit der der Analyse zugrundeliegenden Daten wurde versucht, die relevanten Unternehmen aus dem Pool von über 800 Netzbetreibern zu ermitteln. Als Indikator für die Relevanz für Auswertungen in Bezug auf EinsMan wird die installierte EE-Leistung als maßgeblich betrachtet. Deshalb wurden mit Hilfe des Anlagenstammregisters die installierten Leistungen aus erneuerbaren Energien in den relevanten Netzgebieten aggregiert. **Abbildung 5-48** zeigt die nach der installierten EE-Leistung größten 15 deutschen Netzbetreiber.

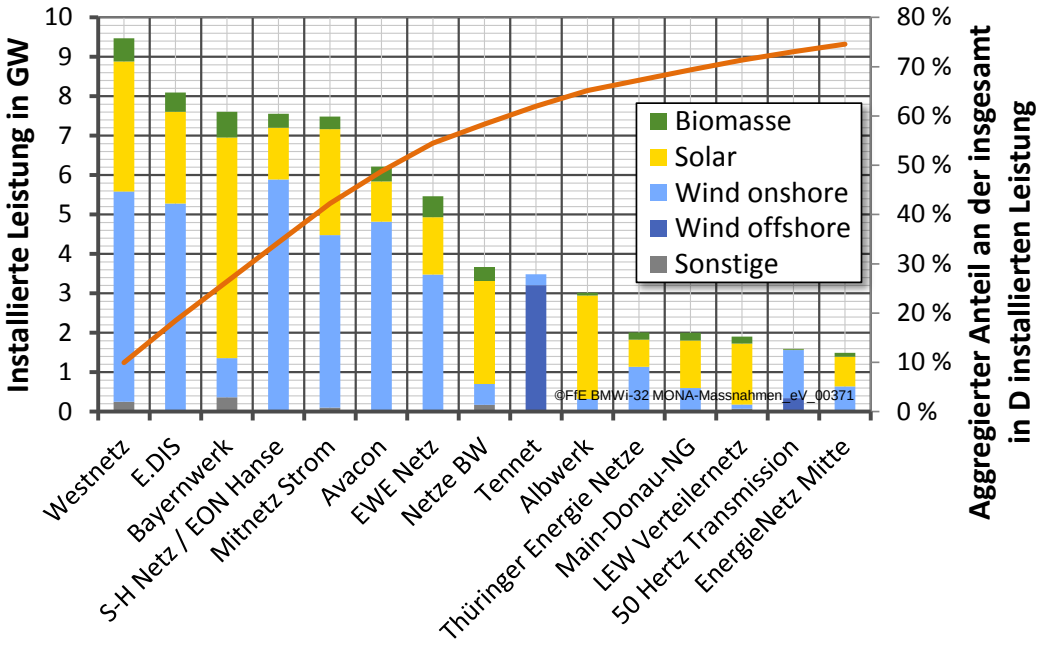


Abbildung 5-48: *Rangfolge der Netzgebiete mit der höchsten installierten Leistung aus erneuerbaren Energien, Datengrundlage: /BNETZA-09 15/*

Bei der Verteilung der Anlagen zeigt sich eine starke Konzentration auf wenige Netzbetreiber. Allein die in Abbildung 5-48 dargestellten Firmen repräsentieren rund 75 % der Gesamtleistung an in Deutschland installierten erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Bis auf die Gebiete von EWE Netz GmbH (im Umland von Bremen)

und ENSO-Netz (Südostsachsen) konnten von allen relevanten Netzbetreibern (Anteil an kumulierter EE-Leistung > 1%) Einsatzdaten beschafft werden. Damit werden 80 % der in Deutschland installierten EE-Anlagen erfasst. Die veröffentlichten Daten haben dabei je nach Netzbetreiber unterschiedliche Qualität. So werden teilweise anlagenscharfe Daten mit exakten Zeitangaben und abgeregelten Leistungswerten angegeben, teilweise aber auch nur die abgeregelte Energiemenge und die Postleitzahl. Bei den Auswertungen zur geographischen Lage, den betroffenen Netzebenen und den zeitlichen Zusammenhängen können entsprechend nicht immer alle verfügbaren Daten verwendet werden. Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der in Abbildung 5-48 aufgeführten VNB und der Qualität der veröffentlichten Daten.

Tabelle 5-34: *Installierte EE-Leistung und Datenqualität der EinsMan-Einsätze nach Verteilnetzbetreibern*

Netzbetreiber	Installierte EE-Leistung in GW	Aggregierungsebene	Angaben zum Umfang der Maßnahme	Ausfallarbeit 2015 in GWh**	Anteil
Westnetz	9,5	Postleitzahl	Gesamte Ausfallarbeit	41	1 %
E.DIS	**8,1**	**Anlage**	**Dauer, Stufe**	**1661**	**26 %**
Bayernwerk	**7,6**	**Anlage**	**Dauer, Stufe**	**0,85**	**0 %**
S-H Netz / EON Hanse	**7,6**	**Anlage**	**Dauer, Stufe**	**40867**	**64 %**
Mitnetz Strom	7,5	Postleitzahl	Dauer, Stufe	418	7 %
Avacon	**6,2**	**Anlage**	**Dauer, Stufe**	**141**	**2 %**
EWE Netz	5,5	/	/	/	
Netze BW	3,7	Postleitzahl	Ausfallarbeit, Leistung	3	0 %
Tennet	3,5	/	Dauer, Stufe	/	
Albwerk	3,0	Keine Maßnahme	Keine Maßnahme	/	
Thüringer Energie Netze	2,0	Keine Angaben	Gesamte Ausfallarbeit	0,73	0 %
Main-Donau-NG	2,0	Postleitzahl	Dauer, Stufe, Leistung	22	0,3 %
LEW Verteilernetz	1,9	Keine Maßnahme	Keine Maßnahme	/	
50 Hertz Transmission	1,6	Keine Maßnahmen	Keine Maßnahmen	/	
EnergieNetz Mitte	1,5	Postleitzahl	Dauer, Stufe	0,004	0 %

* nur 2015, KW 28-35, ** ungefähre Abschätzung auf Basis der installierten Leistung der von EinsMan-Einsätzen betroffenen Anlagen

Die Auflistung zeigt zunächst, dass die Qualität der Daten sehr inkonsistent ist und eine direkte Vergleichbarkeit nur bedingt gegeben ist. Aus Konsistenzgründen werden für die Auswertungen zu zeitlichem Verlauf, Korrelation zur Einspeisung Erneuerbarer Energien, geographischer Zuordnung, Dauer und abgeregelter Leistung und der Einordnung nach Netzebene, Energieträger und Ursache (**Abschnitt 5.4.1.4.2 - 5.4.1.4.5**) daher nur die Daten der VNB E.DIS, Bayernwerk, S-H Netz und Avacon verwendet. Damit werden immer noch 92,4 % der Ausfallarbeit der im Rahmen von MONA akquirierten Daten abgedeckt (80 % der installierten Leistung EE in Deutschland befindet sich in den Netzgebieten der VNB, von denen Daten akquiriert wurden).

5.4.1.4.1 Ausfallarbeit und Kosten

Der Ausbau Erneuerbarer Energien bei gleichzeitig nur langsam fortschreitendem Netzausbau wirkt sich zunehmend auch auf die Häufigkeit von EinsMan-Einsätzen aus. Im folgenden Kapitel werden Untersuchungen zur Häufigkeit und Charakteristik der durchgeführten EinsMan-Maßnahmen vorgestellt.

Abbildung 5-49 zeigt links die absolute Höhe der durch EinsMan verursachten Ausfallarbeit nach Energieträger und rechts den jeweiligen Anteil an der gesamten Stromerzeugung.

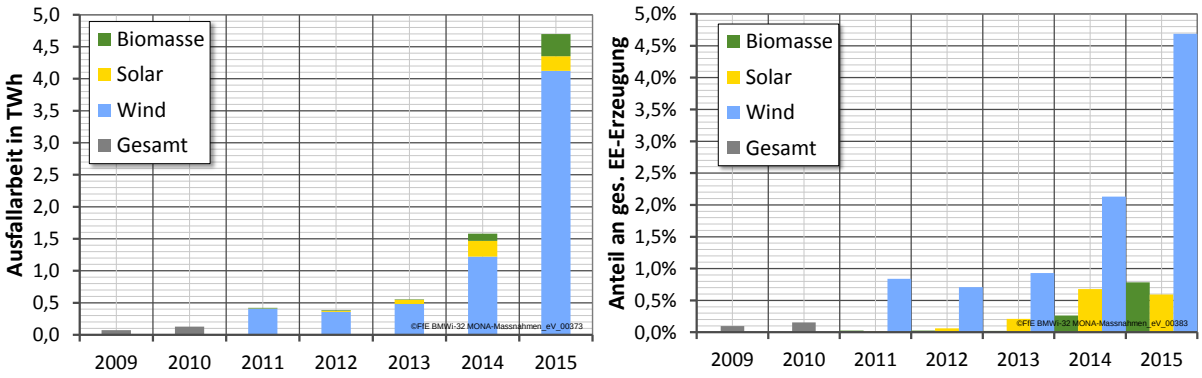


Abbildung 5-49: *Ausfallarbeit durch Engpassmanagement links und deren Anteil an der gesamten EE-Erzeugung nach Energieträger rechts (Daten nach Monitoringberichten 2010-2015, den Quartalsberichten 2016[11], sowie /BMWi-05 16/ und /BNETZA-15 16/)*

Deutlich zu erkennen ist in beiden Abbildungen zunächst eine deutliche Zunahme seit dem Jahr 2009. So ist die Ausfallarbeit im Jahres 2015 mit 4,699 TWh bereits rund 64-mal so hoch wie im gesamten Jahr 2009. Der größte Teil entfällt dabei auf die Abregelung von Windkraftanlagen. Es kann angenommen werden, dass dies unter anderem mit dem verzögerten Netzausbau und so weiterhin bestehenden Nord-Südengpass im Übertragungsnetz in Zusammenhang steht. Insgesamt steigen nicht nur die absoluten Mengen abgeregelter Energie, sondern auch der relative Anteil an der gesamten Stromerzeugung aus dem jeweiligen Energieträger. So wurden im Jahr 2015 0,59 % der Solar-, 0,78 % der Biomasse- und 4,69 % der Windeinspeisung aufgrund von EinsMan-Maßnahmen abgeregelt.

Mit der Zunahme der Ausfallarbeit steigt auch die Summe der Entschädigungszahlungen. Die Entwicklung der mit dem EinsMan in Verbindung stehenden jährlichen Kosten im Verlauf der letzten Jahre ist in **Abbildung 5-50**, links dargestellt.

[11] Nach /BNETZA-02 09/, /BNETZA-24 11/, /BNETZA-20 12/, /BNETZA-27 13/, /BNETZA-18 14/, /BNETZA-16 15/, /BNETZA-05 16/ und /BNETZA-31 15/

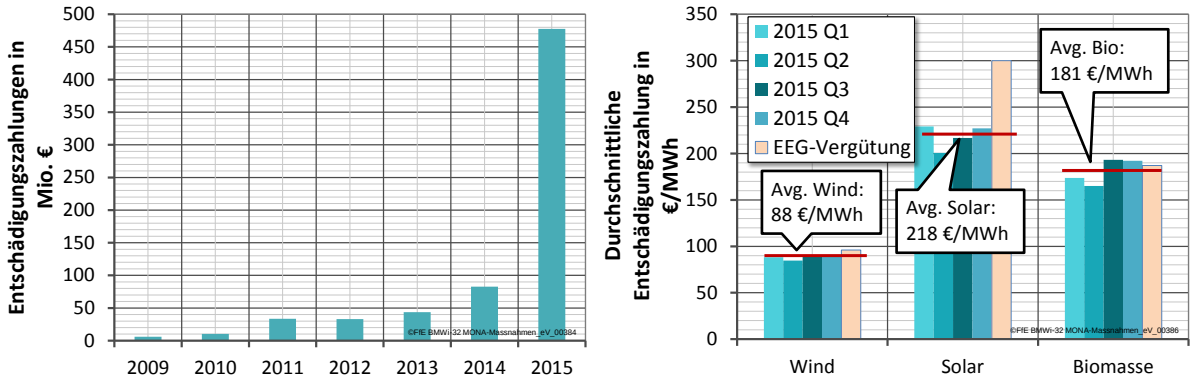


Abbildung 5-50: *Absolute Entschädigungszahlungen links und spezifische Entschädigungszahlungen nach Energieträger rechts (Daten nach Monitoringberichten 2010-2015 und den Quartalsberichten 2016[1])*

Im Jahr 2015 wurden 478 Mio € für die Entschädigung von EinsMan-Einsätzen aufgewendet. Dies entspricht einer Steigerung um das 80-fache gegenüber dem ersten betrachteten Jahr 2009. Für die Bewertung des EinsMan im Sinne einer MONA-NoM sind neben den festen Investitionskosten für die IKT-Anbindung der Anlage eben auch diese zu leistenden Entschädigungszahlungen von Bedeutung. Die durchschnittlichen Entschädigungszahlungen nach Energieträger sind in Abbildung 5-50, rechts aufgeführt. Im Durchschnitt der vier Quartale des Jahres 2015 wurde **Wind mit 88 €/MWh, PV mit 218 €/MWh** und **Biomasse mit 181 €/MWh** vergütet. Diese Werte werden auch für den ökonomischen Vergleich der NoM im Basisjahr 2015 herangezogen. Nach Kapitel 5.4.1.2 werden die abgeregelten Energiemengen nach verschiedenen Methoden für jede Anlage individuell berechnet und richten sich nach den jeweiligen Opportunitätskosten. Je nach Art der Vermarktung variieren diese Opportunitätskosten leicht, orientieren sich aber grundsätzlich an der durchschnittlichen EEG-Einspeisevergütung (siehe auch Abbildung 5-50, rechts). Nur im Falle der Solarenergie scheint dieser Zusammenhang auf den ersten Blick nicht zu stimmen, die durchschnittliche EEG-Vergütung liegt mit 300 €/MWh rund 40 % über der durchschnittlichen spezifischen Entschädigungszahlung. Das lässt sich vor allem dadurch erklären, dass hauptsächlich größere Anlagen vom EinsMan betroffen sind (siehe **Abbildung 5-58**, rechts). Diese größeren, meist Freiflächenanlagen, erhalten eine geringere Vergütung als die kleineren Dachanlagen und bekommen deswegen auch geringere Entschädigungszahlungen im Falle einer Abregelung.

Abschätzung der zukünftigen Vergütungszahlungen

Eine zuverlässige Abschätzung der im Zieljahr 2030 relevanten Entschädigungszahlungen für EinsMan-Einsätze ist aus verschiedenen Gründen mit großen Unsicherheiten behaftet. Grundsätzlich ist auch 2030 davon auszugehen, dass sich die EinsMan-Entschädigungszahlungen nach den Opportunitätskosten der individuellen EE-Anlagen richten (siehe **Tabelle 5-35**). Für das Referenzjahr 2015 werden die Entschädigungszahlungen den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Quartalsberichten entnommen, entsprechen aber ungefähr, wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, den durchschnittlichen EEG-Vergütungszahlungen. Diese durchschnittlichen EEG-Vergütungszahlungen werden auf der Basis der historischen Daten der insgesamt im Jahr eingepeisten Energiemenge nach Energieträger sowie der

Summe aller gezahlten Einspeisevergütungen berechnet. Für eine Abschätzung der zukünftigen Vergütungszahlungen wäre also zunächst die eingespeiste EE-Menge im Jahr 2030 relevant. Diese hängt vom Zubau ab. **Abbildung 5-51** zeigt die Entwicklung der installierten Leistung nach Energieträger bis zum Jahr 2016 und des nach dem MONA Referenz-Szenario prognostizierten Zubaus bis 2030.

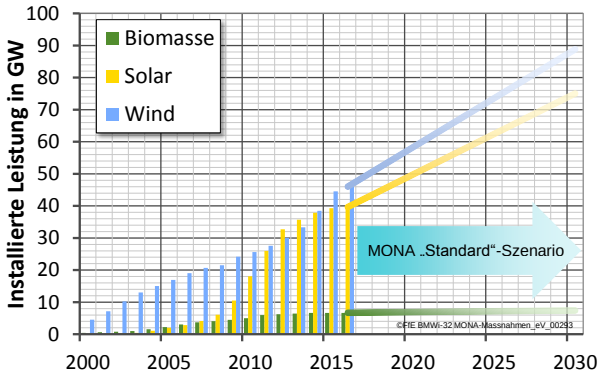


Abbildung 5-51: *Entwicklung der installierten Leistung nach Energieträger nach /BMWi-21 15/*

Demnach ist bei der Windenergie (hier on- und offshore) mit einer Steigerung von 193 % und bei PV von 189 % im betrachteten Zeitraum zu rechnen, während Biomasse nur einen geringfügigen Zubau erfährt. Während der tatsächliche Zubau so zumindest abschätzbar ist, hängen die individuellen EEG-Vergütungen einzelner zugebauter Anlagen stark von der Entwicklung der entsprechenden Gesetze und Regularien ab. **Abbildung 5-52** zeigt links die Entwicklung der durchschnittlichen Vergütungszahlungen der Energieträger Biomasse, Solar und Wind on- und offshore im Verlauf der letzten 15 Jahre.

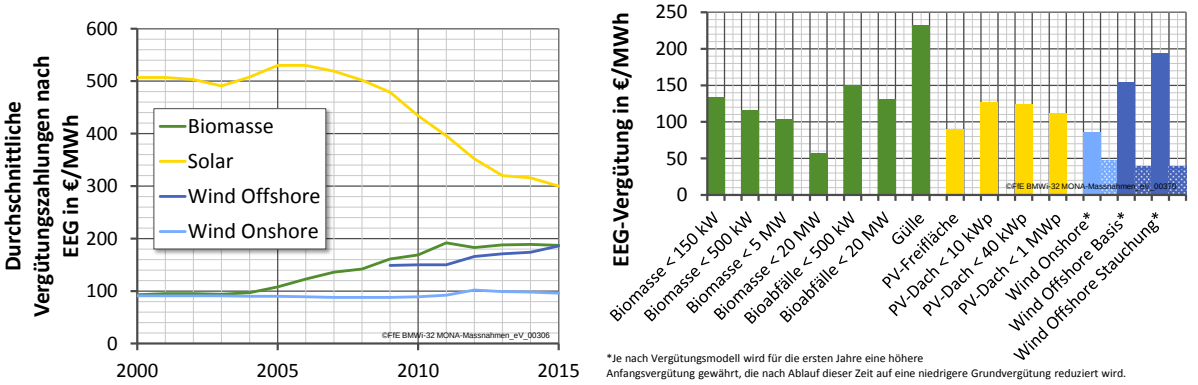


Abbildung 5-52: *Durchschnittliche EEG-Vergütungszahlungen nach Energieträger und Jahren links (nach /BMWI-21 15/), EEG-Vergütung nach Energieträger bei Inbetriebnahme Okt. 2016 rechts (nach /BNETZA-08 16/, /BNETZA-07 16/ und /BMWI-18 14/)*

Insbesondere die durchschnittlichen Vergütungszahlungen der PV zeigen einen deutlichen Rückgang, während die von Biomasse und Wind offshore sogar zugenommen haben. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass sich die durchschnittlichen Werte aus den individuellen EEG-Vergütungen aller einspeisenden EE-Anlagen berechnen, wobei sich diese, je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage, zum Teil stark unterscheiden. So erhält der Anlagenbetreiber einer Anlage, die vor 15 Jahren in Betrieb genommen

wurde, eine deutlich höhere Einspeisevergütung als der einer neuen Anlage, die zum gleichen Zeitpunkt einspeist. Entsprechend werden auch im Zieljahr 2030 noch Anlagen Energie einspeisen und vergütet werden, die im Jahr 2015 mit den dort gültigen Einspeisevergütungen installiert wurden und solche, die im Zeitraum bis 2030 noch installiert werden. Gerade dieser Zusammenhang macht die Abschätzung der durchschnittlichen Zahlungen in der Zukunft nur bedingt möglich. Zusätzlich dazu unterscheiden sich auch die Einspeisevergütungen von zum gleichen Zeitpunkt installierten Anlagen des gleichen Energieträgers je nach Größe und Standort der Anlage zum Teil beträchtlich. Abbildung 5-52 zeigt rechts die EEG-Vergütung verschiedener EE-Anlagen, die im September bzw. Oktober 2016 in Betrieb genommen werden */BNETZA-08 16/, /BNETZA-07 16/* und */BMWI-18 14/***.** Neben der Größe der Anlage kommt es bspw. bei Biomasse zusätzlich noch auf den verwendeten Energieträger und bei Windkraft auf das gewählte Vergütungsmodell an. Ist der gesamte Zubau Erneuerbarer Energien noch über Szenarien abschätzbar, kann zur Anlagengröße einzelner Anlagen und zur Wahl von individuellen Vergütungsmodellen keine zuverlässige Aussage getroffen werden. Um dennoch eine Bewertung des EinsMan als NoM in MONA zu ermöglichen, wird für das Jahr 2030 der aktuelle niedrigste Wert der Einspeisevergütung je Energieträger als **maximale Entschädigungszahlung** angesetzt. Daraus ergibt sich bei Biomasse nach Abbildung 5-52, rechts ein Wert von **57 €/MWh**. Bei Wind wird die Grundvergütung von Wind onshore von **47 €/MWh** herangezogen. Bei PV werden hier nicht die EEG-Vergütungszahlungen herangezogen, sondern der jeweils geringste Wert, der sich aus der letzten Ausschreibungsrunde ergeben hat. Dieser muss nach § 32 FFAV zum letzten Kalendertag des auf die öffentliche Bekanntgabe des letzten Zuschlags einer Ausschreibung folgenden Kalendermonats veröffentlicht werden. Demnach ergibt sich bezüglich der PV bei der Ausschreibung zum 1.April 2016 ein minimaler Wert von **69 €/MWh** /BNETZA-09 16/.

Grundsätzlich ist zudem fraglich, ob die bisherige EEG-Vergütung im Zeitraum bis 2030 überhaupt noch in ihrer bisherigen Form Bestand haben wird. Insbesondere mit der Verabschiedung der aktuellsten EEG-Novelle durch Bundestag und Bundesrat am 08.07.2016 wurde eine grundlegende Neuausrichtung der Förderung Erneuerbarer Energien in die Wege geleitet. So soll die bisher festgelegte EEG-Einspeisevergütung „ab spätestens 2017 wettbewerblich durch Ausschreibungen“ ermittelt werden /EEG-01 16/. Eine Abschätzung der sich ergebenden EEG-Vergütung ist nicht möglich. Grundsätzlich wäre obendrein denkbar, dass EE bis zum Jahr 2030 durch weitere Kostenreduktionen gar keine zusätzliche Förderung mehr erhalten und sich die zu vergütenden Opportunitätskosten der Anlagen dem Markpreis annähern.

Eben dieser Marktpreis soll für alle betrachteten Energieträger als **minimaler Wert** angesetzt werden. Nach Simulationen des Energiesystems im Zieljahr 2030 stellt sich ein mittlerer Day-Ahead-Preis von **41 €/MWh** ein. **Tabelle 5-35** zeigt die Minimal- und Maximalabschätzung der Entschädigungszahlungen der Energieträger Biomasse, Solar und Wind für das Jahr 2030, die für die weitere Bewertung der NoM EinsMan in MONA verwendet werden.

Tabelle 5-35: *Abschätzung der EinsMan-Entschädigungszahlungen für 2030*

Energieträger	Minimaler Wert in €/MWh	Maximaler Wert in €/MWh
Biomasse	41	57
Solar	41	47
Wind	41	69

5.4.1.4.2 Zeitlicher Verlauf und Korrelation zur Einspeisung Erneuerbarer Energien

Die folgenden Auswertungen basieren auf den von Avacon, E.DIS, Bayernwerk und Schleswig-Holstein Netz veröffentlichten Meldungen von EinsMan-Einsätzen. Diese vier veröffentlichen die EinsMan-Einsätze anlagenscharf mit dem jeweiligen EEG-Anlagenschlüssel, welcher über das EEG-Anlagenregister sowohl eine geographische Zuordnung der Einsätze als auch eine Zuordnung der installierten Leistung der Anlagen ermöglicht. Zusätzlich dazu werden jedoch nur die Ursache, die Dauer und die Abregelungsstufe veröffentlicht, nicht aber die tatsächliche Ausfallarbeit (die Berechnungsgrundlagen der Ausfallarbeit sind in Kapitel 5.4.1.2 dargestellt). Um diese dennoch abzuschätzen, wird die installierte Leistung der betroffenen Anlage aus dem EEG-Anlagenregister mit der Abregelungsstufe multipliziert. Der berechnete Wert ist somit in jedem Fall höher als die tatsächlich abgeregelte Leistung, erlaubt aber dennoch eine Bewertung der untersuchten Zusammenhänge. In **Abbildung 5-53** ist deshalb der Verlauf der relativen abgeregelten Leistung, sowie der relativen Einspeisleistung von Solar und Wind im Jahr 2015 dargestellt. Beide wurden der besseren Vergleichbarkeit wegen auf ihren jeweiligen maximalen Wert normiert.

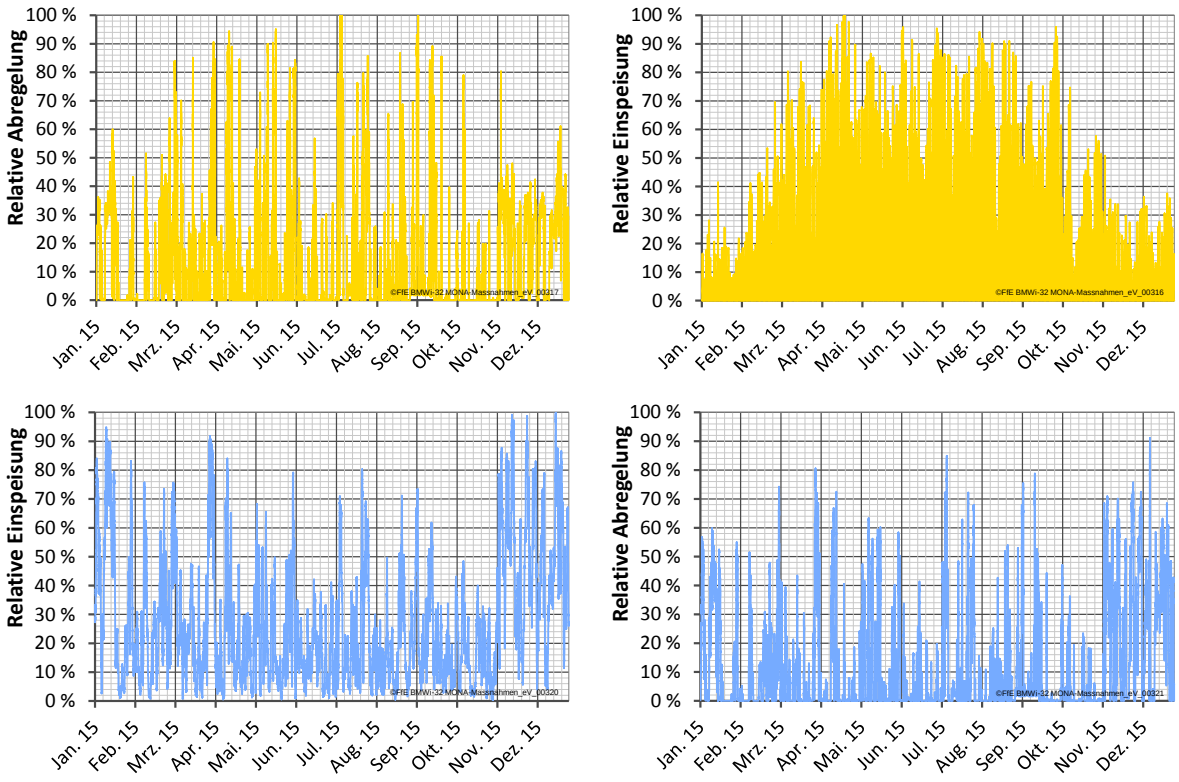


Abbildung 5-53: *Zeitlicher Verlauf von Einspeiseleistung und durch EinsMan abgeregelte Leistung von Solar (oben) und Wind (unten) (Daten nach*

/EEX-01 15/, /AVACON-01 16/, /BAYAG-02 16/, /EDIS-01 16/, /SHN-01 16/)

Sowohl PV-Einspeisung als auch die PV-EinsMan-Einsätze zeigen zwar eine gewisse saisonale Charakteristik, eine eindeutige Korrelation zwischen den beiden Größen ist aber auf den ersten Blick nicht zu erkennen. Bei der Betrachtung von Wind-Einspeisung und Wind-EinsMan-Einsätzen ist keine saisonale Charakteristik zu erkennen. Der direkte Vergleich der beiden Verläufe lässt jedoch einen gewissen Zusammenhang zwischen den beiden Größen vermuten. In Zeiten hoher Einspeisung sind tendenziell auch mehr Anlagen von einer Abregelung betroffen. Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang in einem Streudiagram ersichtlich. **Abbildung 5-54** zeigt ein solches links für PV und rechts für Wind, jeweils wieder für die auf die Maxima normierten Werte von Einspeisung und Abregelung.

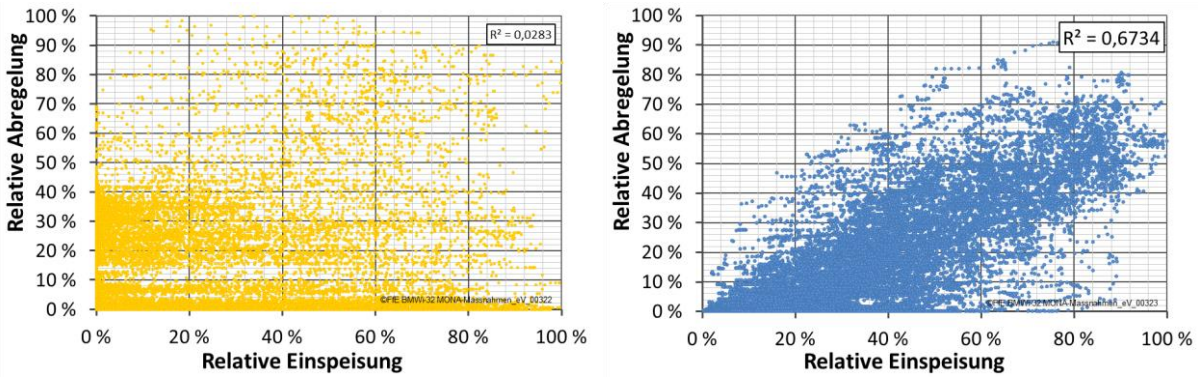


Abbildung 5-54: *Streudiagramm: Abgeregelte Leistung vs. Einspeiseleistung PV (links) und Wind (rechts) (Daten nach /EEX-01 15/, /AVACON-01 16/, /BAYAG-02 16/, /EDIS-01 16/, /SHN-01 16/)*

Wie im Streudiagram deutlich zu erkennen, besteht kein klarer linearer Zusammenhang zwischen der relativen PV-Einspeisung und der relativen Abregelung. Dies lässt sich zunächst dadurch erklären, dass PV-Anlagen grundsätzlich deutlich seltener von EinsMan-Einsätzen betroffen sind als Windenergieanlagen. So wurden nach den Zahlen der Bundesnetzagentur im Jahr 2015 nur 0,68 % der solaren Einspeisung aufgrund von EinsMan abgeregelt, während 3,42 % der Windeinspeisung davon betroffen war. Außerdem gilt zu beachten, dass drei der vier Netzgebiete, auf deren Daten diese Auswertungen beruhen, typische „Wind-Gebiete“ sind, jedoch nur eins – das der Bayernwerke – eine höhere Durchdringung mit PV-Anlagen hat. Entsprechend ist der Vergleich der abgeregelten PV-Leistung in einem einzigen Netzgebiet mit der gesamten PV-Einspeisung in ganz Deutschland nur bedingt aussagekräftig.

5.4.1.4.3 Geographische Auswertung

Wie in der Anmerkung zur Datengrundlage am Anfang dieses Kapitels bereits ausgeführt, beruhen die Auswertungen in diesem Kapitel auf den EinsMan-Daten der vier VNB Avacon, Bayernwerk, E.DIS und SH-Netz. Zur geographischen Einordnung sind deren Netzgebiete in Abbildung 5-55 links dargestellt.

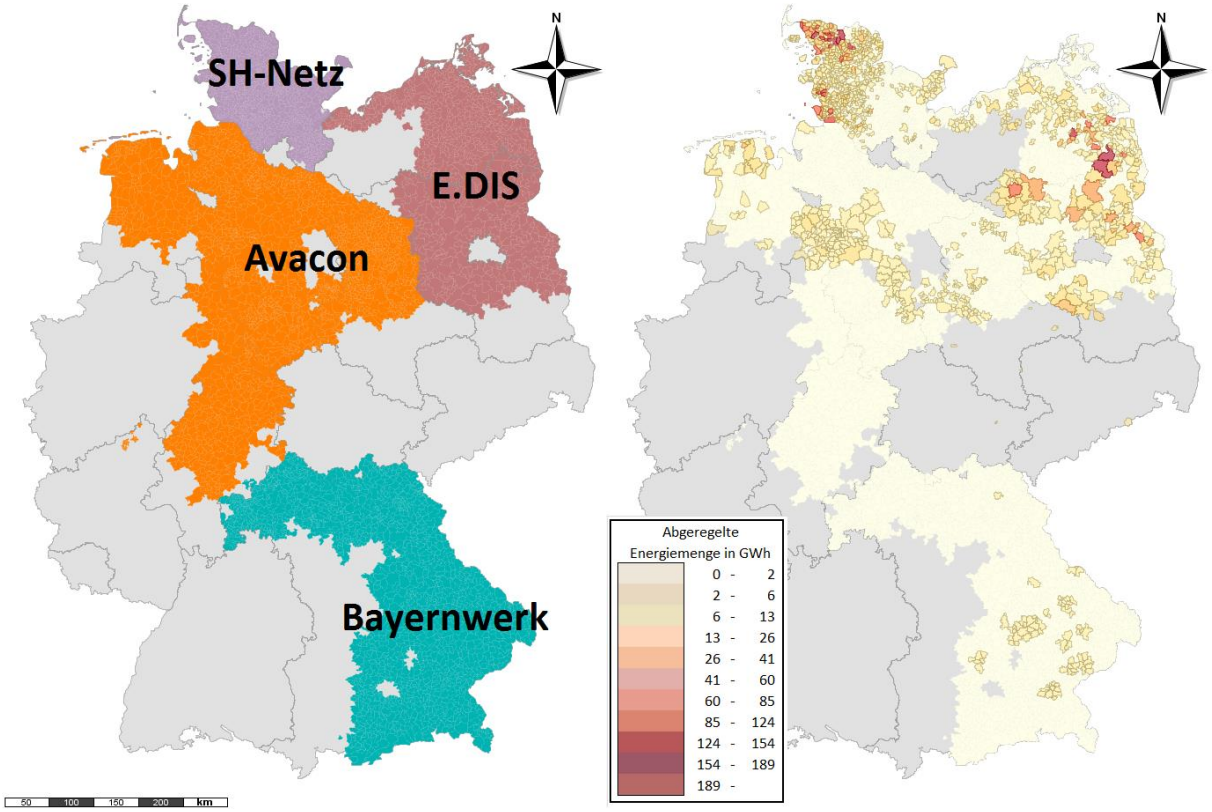


Abbildung 5-55: *links: Netzgebiete von Avacon, Bayernwerk, E.DIS und SH-Netz, rechts: Ausfallarbeit[12] durch EinsMan der vier VNB im Jahr 2015 (eigene Darstellung, Daten nach /FFE-39 14/)*

Für die Darstellung der Einsätze auf der Karte in Abbildung 5-55, rechts wurden die Daten über die EEG-Anlagenschlüssel geographisch zugeordnet und auf Gemeindeebene aggregiert. Dargestellt ist die Summe der im Jahr 2015 abgeregelten Energiemengen, jedoch wieder bezogen auf die installierte Anlagenleistung, nicht auf die tatsächlich nach EEG vergütete Ausfallarbeit. Die meisten EinsMan-Einsätze wurden demnach in den Netzgebieten von E.DIS und SH-Netz durchgeführt – Gebiete mit einer hohen Durchdringung von Windenergie. Zwar wurden auch im Süden Deutschlands im Netzgebiet der Bayernwerke Anlagen abgeregelt, offensichtlich gelingt hier die Integration des (hauptsächlich) PV-Stroms aber deutlich besser.

5.4.1.4.4 Dauer und abgeregelte Leistung

Die von Avacon, E.DIS, Bayernwerk und Schleswig-Holstein Netz veröffentlichten Meldungen von EinsMan-Einsätzen werden in einem nächsten Schritt auf ihre Charakteristik hin untersucht. **Abbildung 5-56** zeigt oben die Häufigkeitsverteilung der Dauer der EinsMan-Einsätze und unten die Verteilung der abgeregelten Leistung im Jahr 2015.

[12] Die hier dargestellten Werte beziehen sich auf die installierte Leistung der Anlagen nach dem EEG-Anlagenregister der Bundesnetzagentur /BNETZA-09 15/ und dienen nur dem qualitativen Vergleich der abgeregelten Energiemengen. Die tatsächlich abgerechneten Energiemengen sind aufgrund des angewendeten Abrechnungsverfahrens auf Basis der zum Abregelungszeitpunkt eingespeisten Energiemenge deutlich geringer.

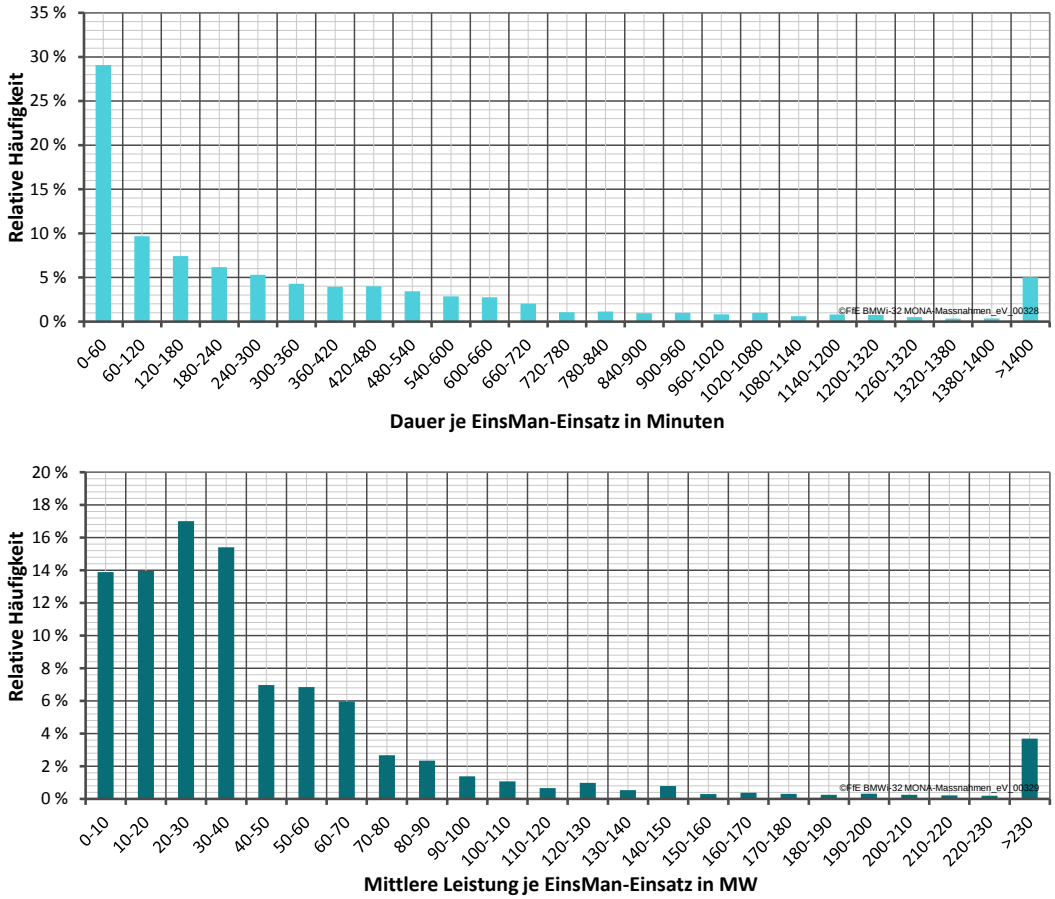


Abbildung 5-56: *Häufigkeitsverteilung der Dauer und mittleren Leistung je EinsMan-Einsatz im Jahr 2015 (Daten nach /AVACON-01 16/, /BAYAG-02 16/, /EDIS-01 16/, /SHN-01 16/)*

Die beiden Verteilungen zeigen eine deutliche Häufung im Bereich niedriger Werte. Insbesondere bezüglich der Dauer sind 29 % der gemeldeten Einsätze kürzer als eine Stunde, 76 % sind nach maximal zehn Stunden abgeschlossen. Damit kann bestätigt werden, dass das EinsMan weiterhin als kurzfristige Maßnahme und nicht für die Behebung längerfristiger Engpässe verwendet wird. In Abbildung 5-56, unten wurden die Leistungen aller an einem Einsatz beteiligten Einzelanlagen aufaddiert und die Verteilung der EinsMan-Einsätze innerhalb der definierten Kategorien berechnet. Bei rund 80 % der Einsätze wurden weniger als 100 MW abgeregelt.

In einem nächsten Schritt soll zusätzlich gezeigt werden, welche Typen von Anlagen von EinsMan betroffen sind. Die resultierenden Häufigkeitsverteilungen sind, aufgeteilt nach Energieträger, in **Abbildung 5-57** dargestellt.

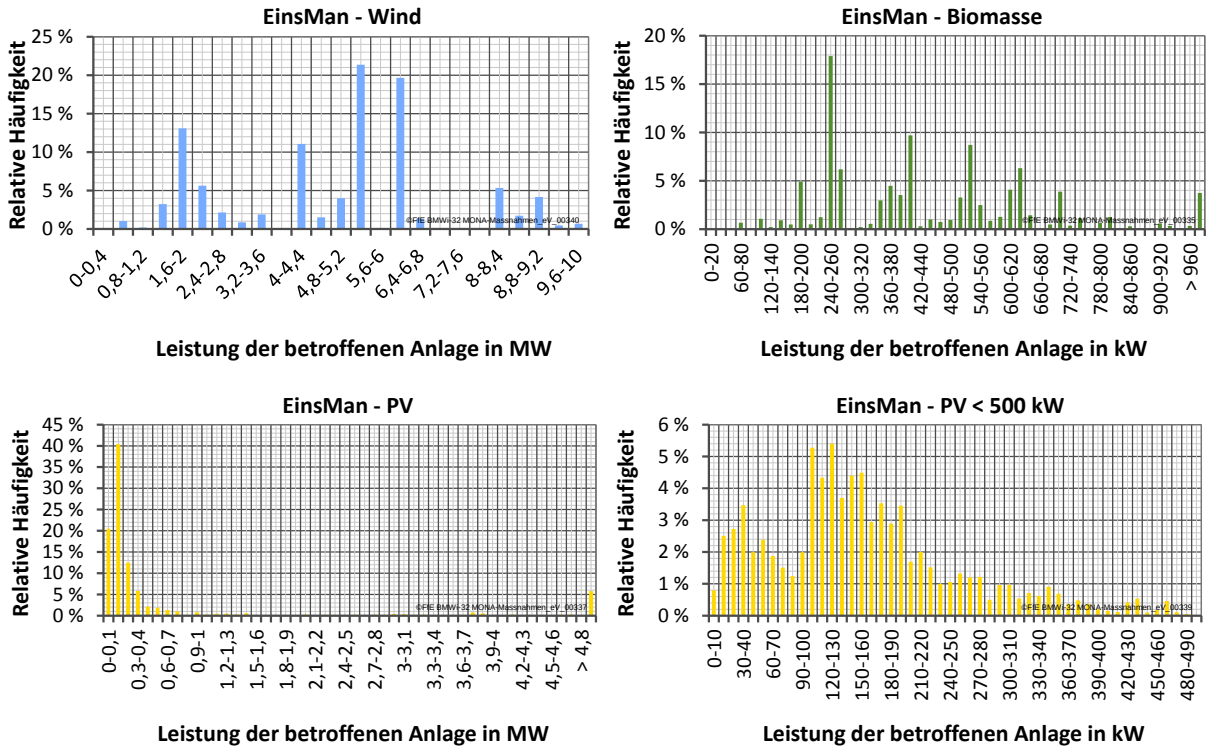


Abbildung 5-57: *Häufigkeitsverteilungen der Anlagenleistung der von EinsMan betroffenen EE-Anlagen nach Energieträger*

Bei Wind und Biomasse zeigt sich eine breite Streuung über die gesamte Bandbreite der installierten Leistungen, wobei anzumerken ist, dass zum Teil mehrere Windanlagen gemeinsam abgeregelt und die Leistung der Anlagen bei der Veröffentlichung aufsummiert wurden.

Bei PV betreffen 81 % der Einsätze Anlagen kleiner 500 kW, wobei dies hauptsächlich der Tatsache geschuldet ist, dass nur wenige PV-Anlagen überhaupt diese Leistungsklasse übersteigen. Nach /ISE-01 15/ sind nur 29 % aller in Deutschland installierten Anlagen größer 500 kW. Zudem ist davon auszugehen, dass solche großen Anlagen auch über einen entsprechend dimensionierten Netzanschluss verfügen, so dass ein Netzengpass hier unwahrscheinlich ist. Dennoch werden auch 6 % der Einsätze an Freiflächenanlagen der Kategorie > 5 MW durchgeführt.

Insgesamt kann angenommen werden, dass die meisten der betroffenen Anlagen im ländlichen Bereich installiert sind. So sind 80 % der Einsätze bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW durchgeführt worden. Bei etwa 10 qm Flächenbedarf pro kWp beansprucht eine solche Anlage bereits eine Fläche von 100 qm – zu viel für die meisten Dachflächen im urbanen Bereich.

5.4.1.4.5 EinsMan nach Netzebene, Energieträger und Ursache

In einem weiteren Schritt wurden außerdem die Netzebenen untersucht, in denen die Maßnahmen zum Einsatz kommen. Ist der Redispatch per Definition eine Maßnahme im Übertragungsnetz, so findet ein Großteil der EinsMan-Einsätze im Hoch- und Mittelspannungsnetz statt (siehe **Abbildung 5-58**).

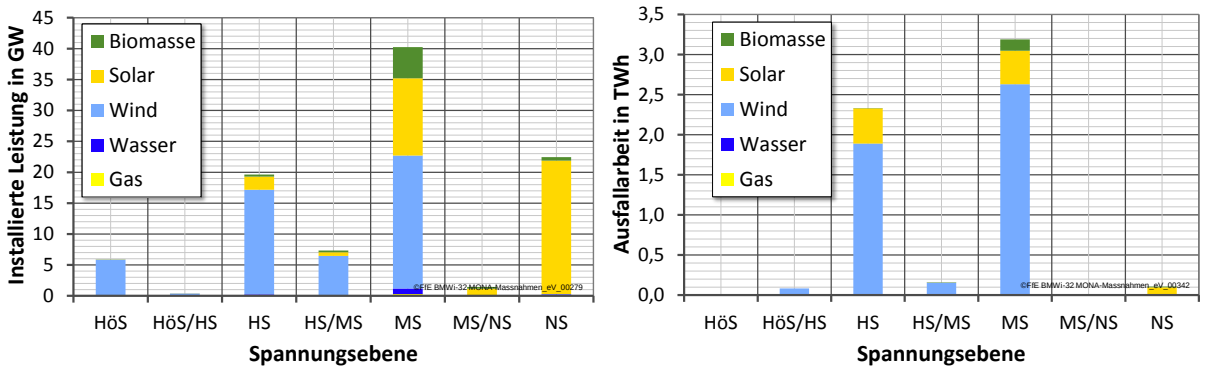


Abbildung 5-58: *Installierte EE-Leistung nach Spannungsebene (links) und Ausfallarbeit nach Spannungsebene (rechts) (eigene Darstellung, Daten nach /FFE-39 14/)*

Die fehlenden Einsätze in der Höchstspannungsebene lassen sich mit den Anschlussspannungen der einzelnen EE-Anlagen erklären. In der höchsten Netzebene sind bis auf Offshore-Windparks und einige große Windkraftanlagen schlicht keine weiteren erneuerbaren Energieträger installiert. Auffällig ist zudem, dass nur 1,6 % der Einsätze im Niederspannungsnetz durchgeführt werden. Dies deckt sich mit den Ergebnissen bezüglich der Anlagengröße im vorherigen Abschnitt, aus denen hervorgeht, dass nur sehr wenige kleine Anlagen von EinsMan-Einsätzen betroffen sind. Dies ist zum einen dadurch zu begründen, dass es Besitzern kleiner Solaranlagen zwischen 30 und 100 kW nach /EEG-04 12/ freigestellt ist, am EinsMan teilzunehmen oder eine pauschale 70 %-Abregelung der Anlage in Kauf zu nehmen. Außerdem ist davon auszugehen, dass die meisten kleinen Anlagen allein aufgrund des Flächenbedarfs im urbanen Bereich installiert sind und deren Einspeisung durch den dort höheren Strombedarf leichter zu integrieren ist.

In einem letzten Schritt werden hier die Ursachen der EinsMan-Einsätze untersucht. **Abbildung 5-59** zeigt die Aufteilung der abgeschätzten Ausfallarbeit, aufgeteilt nach den zwei häufigsten Ursachen, Netzengpass und ÜNB Netzengpass, sowie dem betroffenen Energieträger.

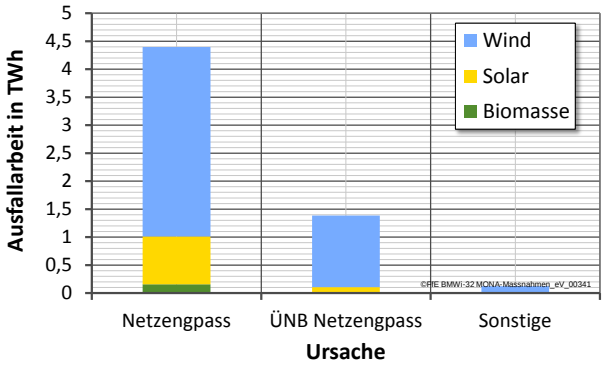


Abbildung 5-59: *EinsMan-Ausfallarbeit nach Ursache*

98 % der Einsätze hatten einen Netzengpass als Ursache, wobei davon etwa drei Viertel im Netzgebiet des VNB angesiedelt waren und ein Viertel im Höchstspannungsnetz des ÜNB. Die ÜNB-Netzengpässe werden zu 92 % durch EinsMan-Maßnahmen von Windenergieanlagen behoben.

5.4.1.4.6 EinsMan vs. Peak-Shaving

Abschließend wird in diesem Abschnitt ein betriebswirtschaftlicher Vergleich von EinsMan und Peak-Shaving aus Sicht des Anlagenbetreibers einer PV-Anlage variabler Größe unter verschiedenen gesetzlichen Rahmenbedingungen durchgeführt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung unter den aktuellen Rahmenbedingungen nach §11 EEG 2012 und §6 EEG 2009, anschließend wird der Einfluss der Neuregelungen nach §29 MsbG 2017 erörtert und abschließend ein Ausblick auf das Zieljahr 2030 skizziert.

Bisheriger gesetzlicher Rahmen nach §6 EEG 2009, §11 EEG 2012 und §9 EEG 2014

Nach den bisherigen Vorgaben in §9 EEG 2014 steht es einem Anlagenbetreiber von PV-Anlagen kleiner 30 kW frei, den Wechselrichter seiner Anlage pauschal auf 70 % der Wirkleistung zu begrenzen (Peak-Shaving) oder diese über die Installation eines Rundsteuerempfängers (RSE) für die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung durch den VNB vorzubereiten. Anlagen größer 30 kW müssen grundsätzlich mit einer entsprechenden Kommunikationsinfrastruktur ausgerüstet werden. **Abbildung 5-60** zeigt einen Vergleich der jährlichen Kosten, mit denen Betreiber einer PV-Anlage kleiner 30 kW aktuell rechnen müssen, wenn sie sich für Peak-Shaving bzw. EinsMan entscheiden.

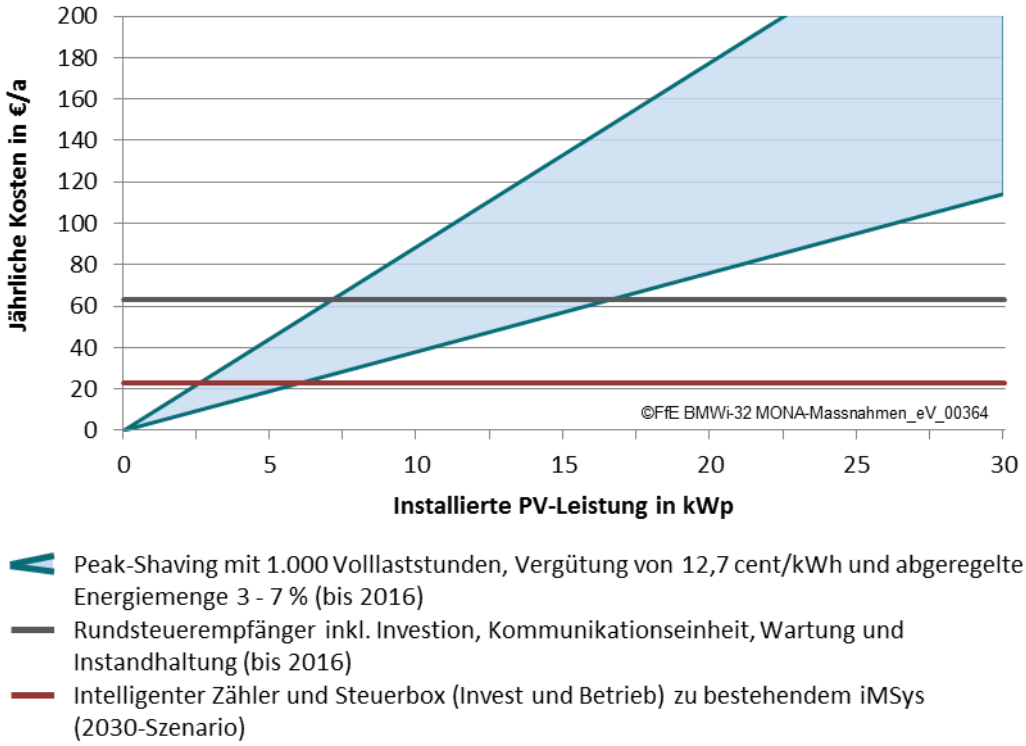


Abbildung 5-60: *Jährliche Kosten Peak-Shaving, EinsMan mit RSE nach aktuellen gesetzlichen Randbedingungen (EEG2012) bzw. iMSys (2030)*

Dabei wird davon ausgegangen, dass dem Anlagenbetreiber Ausfallarbeit, die durch die Abregelung der Anlage auf 70 % entsteht (also Peak-Shaving), nicht vergütet wird. Die in blau dargestellte Fläche stellt die resultierenden jährlichen Opportunitätskosten bei einer Variation der Ausfallarbeit zwischen 3 und 7 % dar. Entscheidet sich der Anlagenbetreiber für die Installation eines RSE und die Teilnahme am EinsMan, muss

er zwar die anfängliche Investition tätigen, die abgeregelte Energiemenge wird ihm aber entsprechend seiner Opportunitätskosten vergütet. Demzufolge bestehen seine jährlichen Kosten nur aus den annuitätischen Kosten, welche er über die Abschreibungsdauer (hier 20 Jahre) der Investition tilgen muss. Entsprechend dieser Darstellung rechnet sich die Installation eines RSE und die Teilnahme am EinsMan nach dem aktuellen gesetzlichen Rahmen je nach angesetzter prozentualer Ausfallarbeit ab einer Anlagengröße von 7 bzw.16 kW. Die rote Linie repräsentiert die jährlichen Kosten, welche für die Erweiterung eines bestehenden intelligenten Messsystems um einen zusätzlichen Zähler sowie einer Steuerbox anfallen.

Neuer gesetzlicher Rahmen nach § 29 MsbG 2017

Nach dem Anfang Juni 2016 vom Bundestag verabschiedeten und zum 01.01.2017 in Kraft tretenden Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) sind bezüglich dieser Kostenrechnung einige Neuerungen zu erwarten. So steht es dem Messstellenbetreiber nach dem Inkrafttreten des Gesetzes frei, Betreiber jeder PV-Neuanlage ab einem kW zur Installation eines iMSys zu verpflichten und ihn über eine von der Anlagenleistung abhängige, gestufte Preisobergrenze an den Kosten zu beteiligen. Das iMSys beinhaltet dabei ein SMGW sowie einen intelligenten Zähler. Die Installation einer Steuerbox und die damit verknüpfte Teilnahme am EinsMan ist nach §6 EEG 2009 bis zu einer Anlagengröße von 30 kW weiterhin freiwillig. Entsprechend andersartig gestaltet sich nach dieser Regelung nun auch der Vergleich der jährlichen Kosten. **Abbildung 5-61** zeigt die jährlichen Kosten, die Anlagenbetreiber nach der neuen Regelung im Rahmen des GDEW zu tragen haben, wenn sie sich für Peak-Shaving oder die Teilnahme am EinsMan entscheiden.

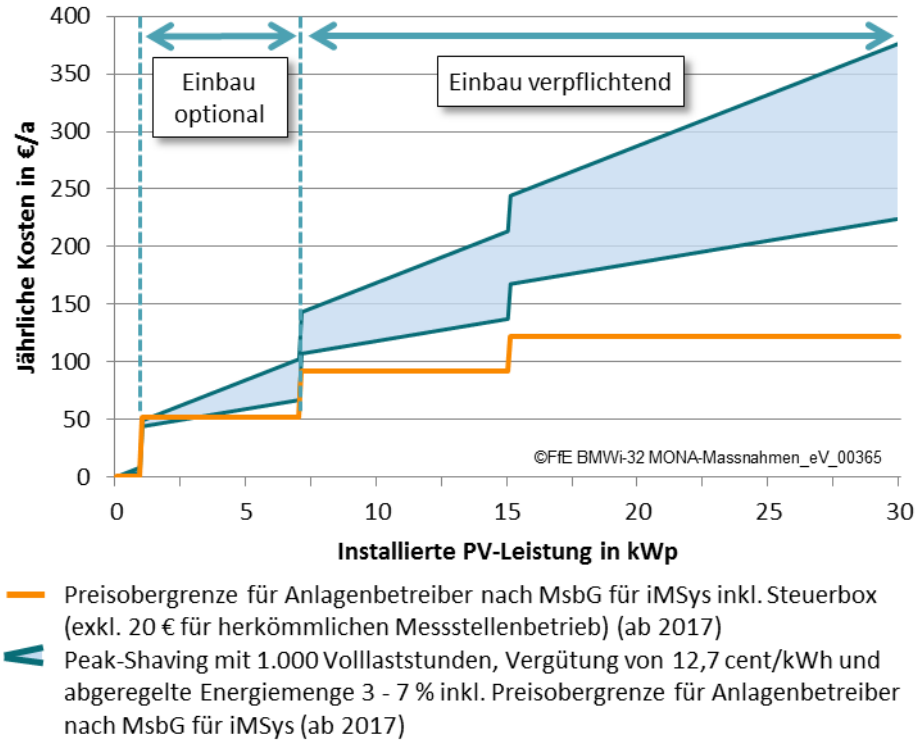


Abbildung 5-61: *Jährliche Kosten Peak-Shaving mit iMSys, EinsMan mit iMSys und zusätzlicher Steuerbox nach MsbG ab 2017*

Die blaue Fläche stellt dabei wieder die resultierenden jährlichen Opportunitätskosten dar, die bei einer Variation der Ausfallarbeit zwischen 3 und 7 % entstehen und dem Anlagenbetreiber nicht ersetzt werden. Die Stufung bei einem, sieben und 15 kW entsteht dabei durch die leistungsabhängige Preisobergrenze abzgl. der Kosten für den herkömmlichen Messstellenbetrieb (20 €), über welche jeder Anlagenbetreiber an den Kosten des iMSys beteiligt wird. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass es dem Messstellenbetreiber bis zu einer Anlagenleistung von 7 kW freisteht, eine entsprechende Ausrüstung der Anlage vorzunehmen, er bei größeren Anlagen jedoch dazu verpflichtet ist. Der besseren Vergleichbarkeit wegen wird hier davon ausgegangen, dass in jedem Fall ein iMSys installiert wird. Die orangene Linie stellt die jährlichen Kosten eines Anlagenbetreibers dar, der sich für die Teilnahme am EinsMan entscheidet und somit nur die Preisobergrenze nach MsbG zzgl. der Kosten für eine Steuerbox zu tragen hat. Die entstehende Ausfallarbeit, die dem Anlagenbetreiber durch das dynamische EinsMan entsteht, wird ihm vom anordnenden VNB vollständig gemäß seiner Opportunitätskosten vergütet, sodass ihm im Falle eines Abrufs keine zusätzlichen Kosten entstehen. Durch den verpflichtenden Einbau des iMSys und die entsprechende vom Anlagenbetreiber zu tragende Preisobergrenze sind die jährlichen Kosten in beiden Fällen höher, als die nach den Vorgaben des §6 EEG 2009. Nach § 29 MsbG 2017 müssen die meisten neu installierten PV-Anlagen (freiwillig von 1-7 kW, verpflichtend für alle ab 7 kW) mit einem iMSys ausgestattet werden, unabhängig davon ob sich der Anlagenbetreiber für eine Teilnahme am EinsMan oder die pauschale Abregelung seiner Anlage auf 70 % Wirkleistung im Rahmen des Peak-Shavings entscheidet. Entsprechend sind die zusätzlichen Kosten, die durch die Installation einer Steuerbox entstehen - und EinsMan ermöglichen - verhältnismäßig gering, sodass sich diese Variante in den meisten Fällen auch bei kleineren Anlagen rechnen wird.

Ausblick auf 2030

Unabhängig von der Entwicklung des gesetzlichen Rahmens ist zunächst nicht davon auszugehen, dass sich an der grundsätzlichen Vergütungsstruktur von EinsMan bzw. Peak-Shaving in Zukunft etwas ändern wird. Außerdem kann angenommen werden, dass der Smart-Meter-Rollout bis zum Jahr 2030 größtenteils abgeschlossen sein wird, sodass bei der Installation einer Anlage in der Größenordnung bis 30 kW die Kommunikationsinfrastruktur über den SMGW bereits vorhanden ist. Die zusätzlichen Kosten, die dem Anlagenbetreiber entstehen um am EinsMan teilnehmen zu können, beschränken sich somit auf die annuitätischen Kosten der Investition und die Betriebskosten eines zusätzlichen intelligenten Zählers und einer Steuerbox. Der Vergleich dieser Kosten mit den Kosten des klassischen Peak-Shavings ist ebenfalls in Abbildung 5-60 dargestellt. Durch die geringere Investition rechnet sich die Teilnahme am EinsMan in diesem Szenario bereits ab einer deutlich geringeren Anlagengröße von 2,7 bzw. 5,9 kW statt 7 bzw.16 kW bei aktuell gültigen Rahmenbedingungen.

Insgesamt zeigt sich, dass sich die Teilnahme am EinsMan – und damit die Hinwendung zu einer dynamischen Regelung der Erzeugungsanlagen – durch die Anpassung des gesetzlichen Rahmens zunehmend für die Anlagenbetreiber rechnen wird – auch wenn deren Kosten insgesamt durch den verpflichtenden Einbau der iMSys steigen werden.

5.4.1.5 Exkurs - Energetische und Energiewirtschaftliche Analyse zum Redispatch in Deutschland

Grundsätzlich gilt zu beachten, dass Redispatch im Projekt MONA nicht als Netzoptimierende Maßnahme im klassischen Sinne betrachtet wird. Da dem Redispatch energetisch wie monetär aber als Maßnahme des Engpassmanagements eine ebenso große Bedeutung zufällt wie dem EinsMan, widmet sich dieser Exkurs einer ausführlichen Beschreibung des Themas und der Analyse verfügbarer Daten.

Countertrading ist eine präventive oder kurative Art des Engpassmanagements. Dabei veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber gegenläufige und regelzonenübergreifende (länderübergreifende) Handelsgeschäfte mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Auf diese Weise wird der Engpass umgangen. (z. B. wird der Nord-Süd-Engpass in Deutschland durch Ausgleichsenergie aus der Tschechischen Republik entlastet.) /BNETZA-20 13/

Unter **Redispatch** sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt /BNETZA-24 15/.

Definition

Der Ablauf eines Redispatch erfolgt in mehreren Stufen. Bevor die Netzbetreiber überhaupt erkennen können, ob sich ein Engpass im Netz bildet, müssen zunächst einmal die Fahrpläne der Kraftwerke gebildet werden (engl. Dispatch). Dabei versuchen die Kraftwerksbetreiber den Betrieb von Erzeugungsanlagen so festzulegen, dass sie Energie zu den niedrigsten Kosten produzieren und dennoch zuverlässig den Bedarf befriedigen können. Die Koordination der Energieerzeuger erfolgt an der Strombörse am Day-Ahead-Markt, indem über das Meistausführungsgebot versucht wird, Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Dabei wird auch der Market-Clearing-Preis bestimmt. Diese marktbasierte Allokation von Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Bedarfs findet „auf der Kupferplatte“ statt, berücksichtigt also keine netzspezifischen Restriktionen /USCO-01 05/, /SWID-01 06 /.

Wenn die Kraftwerkseinsatzplanung abgeschlossen ist und alle Kraftwerksbetreiber ihre Fahrpläne erstellt haben, folgt im nächsten Schritt das Fahrplanmanagement. Dazu müssen täglich bis 14:30 Uhr alle Einsätze des Folgetages beim ÜNB angemeldet werden. Mit Hilfe dieser aggregierten Fahrpläne führen diese dann täglich Netzsicherheitsberechnungen und Ausfallsimulationen für ihr Netzgebiet durch

/VDN-06 07/. Für den Fall, dass es in den Berechnungen zu einem Netzengpass kommt, hat der Netzbetreiber dann das Recht, nach §13 Abs.1 S.2 „Management von Engpässen“ durchzuführen /ENWG-02 13/. Grundsätzlich muss zwischen zwei Arten des (zeitlichen) Redispatchs unterschieden werden:

Der *präventive Redispatch* ist als vorbeugende Maßnahme zu verstehen, um Leitungsüberlastungen im Netz zu unterbinden, bevor sie überhaupt auftreten. (Ergebnis Simulation Vortag).

Als *kurativer Redispatch* wird ein Eingriff bezeichnet, der einen bereits aktiven Engpass behebt. Dieser kann trotz der Netzsimulation auftreten, da die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien auf der Auswertung von Wetterprognosen und Anlagenverfügbarkeiten basiert und es somit zwangsläufig zu Abweichungen kommt. Weitere Ursachen für kurative Eingriffe stellen Betriebsstörungen im Netz und Kraftwerkspark (wie z. B. der Ausfall eines Kraftwerks oder eines Umspannwerks) oder Fehlprognosen des Verbraucherverhaltens dar. Auf diese Situationen müssen die Netzbetreiber sofort reagieren, um die Störung zu beheben /PRA-01 13/. In **Abbildung 5-62** ist schematisch der deutsche Kraftwerkspark dargestellt, mit hoher Erzeugung im Norden und großer Nachfrage im Süden.

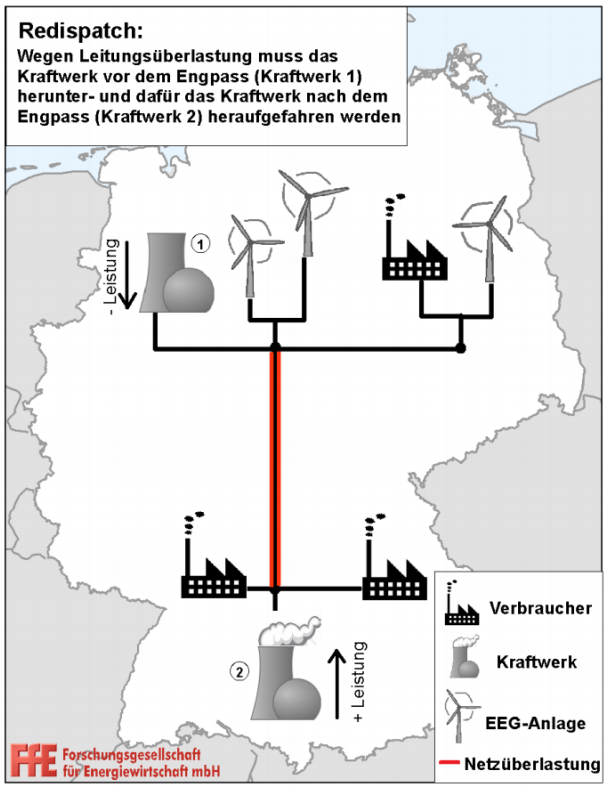


Abbildung 5-62: *Schema der Funktionsweise von Redispatch /FFE-37 13/*

Dies bedeutet zunächst, dass der Strom durch Deutschland mit Hilfe des Übertragungsnetzes (Rote/Schwarze Linien) vom Ort der Erzeugung bis zum Verbraucher über weite Strecken transportiert werden muss. Bei sehr hohen Stromflüssen reicht die Kapazität in der roten Leitung nicht mehr aus und es kommt zu einem Engpass. Um nun einen Stromausfall im südlichen Deutschland zu verhindern, muss der Übertragungsnetzbetreiber aktiv eingreifen, indem er ein Kraftwerk vor dem

Engpass (im Norden) herunterregelt und als Ausgleich dazu ein zweites Kraftwerk hinter der Engstelle (im Süden) hochregelt. Auf diese Weise kann der rote Netzabschnitt entlastet werden, die Gesamtenergiemenge im Netz bleibt jedoch konstant und die Verbraucher im Süden werden weiterhin zuverlässig mit Strom versorgt. Die hier beschriebene Vorgehensweise wird auch als strombedingter Redispatch bezeichnet. Falls eine Verletzung von Spannungsbändern ursächlich für den Netzengpass ist, spricht man von einem spannungsbedingten Redispatch. Dabei wird die Wirkleistung eines Kraftwerks neu eingestellt, um die notwendige Blindleistung zur Spannungshaltung erzeugen zu können /BNETZA-18 12/. Bei 380 kV-Kabeln sollte bereits ab etwa 20 km Leitungslänge eine Blindleistungskompensation eingesetzt werden /UHAN-01 07/. Dies ist nötig, da Leitungen eine gewisse Kapazität und Induktivität aufweisen und somit keine reinen Ohmschen Widerstände sind. Sie speisen als Impedanzen im Wechselstromfall selbst Blindleistung ein /SCHW-01 06/.

5.4.1.5.1 Regulatorischer Rahmen

Nach EnWG §13 Abs. 1a sind seit dem 28.12.2012 konventionelle Anlagen mit einer Nennleistung größer 10 MW verpflichtet, bei Anweisung durch den zuständigen ÜNB ihre Wirkleistungseinspeisung entsprechend anzupassen (/ENWG-01 15/). In der Vergangenheit bestand für die Betreiber von Erzeugungsanlagen und Energiespeichern gegenüber den Netzbetreibern keine Verpflichtung, ihre Erzeugungsleistung für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung zu stellen. Zwischen den Netzbetreibern und einzelnen Anlagenbetreibern wurden bilaterale Vereinbarungen abgeschlossen, die nicht einheitlich ausgestaltet waren. Als Ausnahme ist der Wirkleistungsbezug von Speicheranlagen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, zu sehen, da dieser nach Auffassung des Oberlandesgerichts nicht unter §13. Abs. 1a fällt. Freiwillige Verträge zwischen Speicherbetreibern und Netzbetreibern können aber weiterhin geschlossen werden.

Zudem können Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems über die Reservekraftwerks-verordnung /BMWI-06 13/ sogenannte Reservekraftwerke kontrahieren. Diese Kraftwerke sind vom Kraftwerksbetreiber nicht mehr zur Erzeugung für den Strommarkt zu nutzen, sondern stehen ausschließlich für den Einsatz durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Der Reservebedarf für die Jahre 2015/2016 liegt bei 7.515 MW.

Da Kraftwerke im Ausland nicht im Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes liegen und demnach nicht zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 1a /ENWG-01 15/ verpflichtet sind, müssen für grenzüberschreitenden Redispatch nach wie vor entsprechende bilaterale Verträge abgeschlossen werden. In Bezug auf grenzüberschreitenden Redispatch und strategische Reservekapazitäten im Ausland hat die Bundesnetzagentur im Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit /BNETZA-21 11/ Österreich eingehend untersucht, da zwischen Österreich und Deutschland aktuell keine netzseitigen Engpässe bestehen. Folglich hat die Bundesnetzagentur den Dialog mit österreichischen Erzeugungsunternehmen hinsichtlich der möglichen vertraglichen Bereitstellung von Teilen ihrer Erzeugungskapazität zugunsten des deutschen Übertragungsnetzes aufgenommen.

Hierbei kämen laut Bundesnetzagentur neben thermischen Kraftwerken vor allem hydraulische Kraftwerke, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, sowie Tages- und Saisonspeicher in Betracht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des relativ weiten Übertragungsweges und der damit verbundenen Übertragungsverluste nur Erzeugungseinheiten mit einer Mindestleistung von 100 MW und einem Anschluss an die Hoch- oder Höchstspannungsübertragung geeignet sind /BNETZA-21 11/. Eine Verlängerung der 2017 auslaufenden Reservekraftwerksverordnung und eine damit verbundene Verlängerung von Laufzeit aufgrund des Ausstiegs aus der Atomkraft werden derzeit von der Bundesregierung diskutiert.

In Bezug auf den erforderlichen Leistungsgradienten bei der Erhöhung bzw. Reduktion werden keine konkreten Anforderungen genannt. Folglich kann als Anhaltswert der mittlere Leistungsgradient von heutigen Kohlekraftwerken herangezogen werden, dieser beträgt in etwa 100 % von P_{nenn} in 30 Minuten /FHAA-01 10/.

5.4.1.5.2 Vergütung von Redispatch-Einsätzen

Durch den Beschluss des OLG Düsseldorf zu BK8-12-019 am 18.04.2015 haben sich bezüglich der Berechnung der angemessenen Vergütung einige Änderungen ergeben. Das Gericht sieht es als nicht zulässig an, als „angemessene Vergütung“ eine reine Aufwandsentschädigung zu leisten. Auch entgangene Gewinnmöglichkeiten auf Grund eines Redispatch-Einsatzes seien zu ersetzen. Dieser Gesetzesauslegung folgte die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur. Demnach beschränkt sich die zukünftige angemessene Vergütung nicht mehr nur auf die folgenden Aufwandsentschädigungen:

- Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung: Vergütung der tatsächlich verursachten, zusätzlichen Aufwendungen (Übertragungsnetzbetreiber → Anlagenbetreiber)
- Reduktion der Wirkleistungseinspeisung: Vergütung der ersparten Aufwendungen (Anlagenbetreiber → Übertragungsnetzbetreiber)

Sondern auch:

„Folgende Positionen sind im Grundsatz zu vergüten:

- entgangene Gewinne aus Intraday-Geschäften
- entgangene Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten
- zusätzliche Kosten aus der Wärmeersatzbeschaffung bei KWK-Anlagen
- zusätzliche Kosten durch Strombezug über Dritte
- Zinsnachteile bei KWK-Zulagen
- Gemeinkosten, die in direktem Zusammenhang mit der Redispatch-Maßnahme stehen, jedoch nur solche, die nicht schon aufgrund der typischen Funktionsweise des Kraftwerks sowieso angefallen wären“ /BNETZA-08 15/

Darüber hinaus ist eine zusätzliche Vergütung eines Leistungsanteils, wie es im Beschluss BK8-12 019 angedacht war, durchaus zulässig, aber der bisher dafür angesetzte Grenzwert von „jährlichen 10 % der Einspeisemenge“ ist zu unbestimmt und deutlich zu hoch angesetzt. Des Weiteren darf sich die Höhe der Vergütung nicht nach den Einsatzentscheidungen für das Kraftwerk richten. Im konkreten Fall für die Kraftwerke Irsching 4 und 5 wurde das Entgelt umso höher, je weniger die Blöcke am regulären Erzeugungsbetrieb beteiligt waren. Aus dieser Regelung ergab sich, dass es

negative Anreize für den Betrieb der Kraftwerksblöcke gab und sie somit im Jahr 2014 keinen Strom für den regulären Markt produzierten, obwohl das 2013 noch der Fall war. Dies ist ein eindeutiger Verstoß gegen das Kartellrecht nach Art. 101 AEUV, da solche Regelungen eine „Verfälschung des Wettbewerbs innerhalb des Binnenmarkts bezwecken“ /BKARTELL-01 15/.

Aus Systemsicht fallen für Redispatch-Maßnahmen insofern Kosten an, als dass ein teureres Kraftwerk seine Wirkleistungseinspeisung erhöhen muss, während ein günstigeres Kraftwerk die Wirkleistung reduziert. Die Systemkosten können also über die Differenz der zuvor bestimmten Referenzkosten bestimmt werden, welche sich gut mit den spezifischen Redispatch-Kosten aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur decken (vgl. **Tabelle 5-36**). Die Relevanz dieser Einsatzoption wird daher über die historischen Redispatch-Kosten aus **Tabelle 5-36** abgeschätzt, welche sich im Jahr 2014 auf 186,7 Mio. € beliefen.

5.4.1.5.3 Ausfallarbeit und Kosten

Im Rahmen der Ausarbeitung wurden zum einen die Zahlen zum Redispatch aus den jährlich erscheinenden Monitoringberichten der Bundesnetzagentur[13] der letzten sechs Jahre und zum anderen die öffentlich gemeldeten Redispatch-Einsätze der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland aufbereitet und analysiert. Einleitend zeigt **Abbildung 5-63** die Entwicklung der jährlichen Summen von Dauer und Energiemenge der Redispatcheinsätze der vergangenen Jahre.

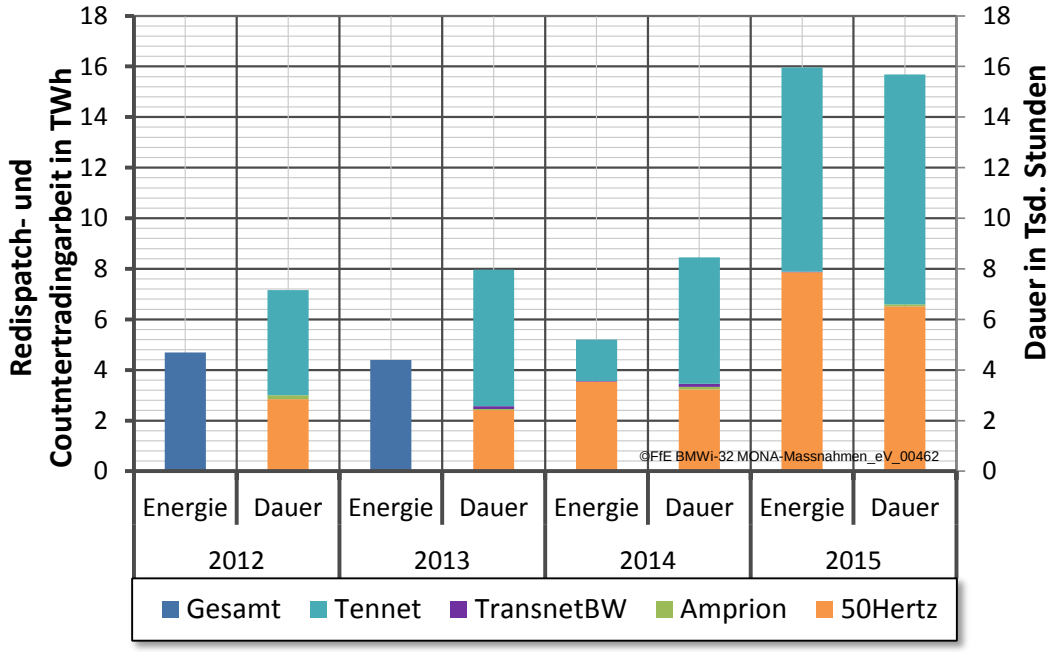


Abbildung 5-63: *Ausfallarbeit und Dauer von Redispatch-Einsätzen nach Jahren rechts (Daten nach Monitoringberichten 2012-2016, den Quartalsberichten 2016²)*

[13] Nach /BNETZA-19 14/, /BNETZA-18 14/, /BNETZA-16 15/, /BNETZA-20 16/

Deutlich zu erkennen ist zunächst eine deutliche Zunahme seit dem Jahr 2012. So ist die Ausfallarbeit des Jahres 2015 mit 16 TWh bereits 3,4-mal so hoch wie im Jahr 2012. Der größte Teil entfällt dabei auf die Netzgebiete der ÜNB Tennet und 50Hertz. Es kann angenommen werden, dass dies unter anderem mit dem verzögerten Netzausbau und so weiterhin bestehenden Nord-Südengpass im Übertragungsnetz in Zusammenhang steht. Entsprechend sind auch die mit den Redispatcheinsätzen in Verbindung stehenden Kosten in den letzten Jahren deutlich gestiegen (siehe **Abbildung 5-64**).

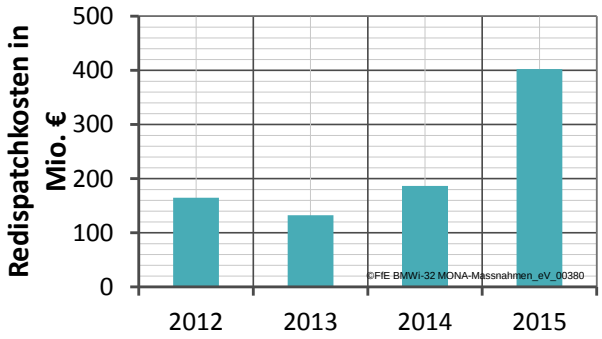


Abbildung 5-64: *Kosten für Redispatch-Einsätze (Daten nach Monitoringberichten 2012-2015, den Quartalsberichten 2016[14], sowie /BMWi-21 15/)*

Lagen diese im Jahr 2012 noch bei 164 Mio. €, wurden für das Jahr 2015 bereits Entschädigungszahlungen von 403 Mio € abgerechnet, was einer Steigerung um das 2,5-fache entspricht.

5.4.1.5.4 Zeitlicher Verlauf und Korrelation zur Einspeisung Erneuerbarer Energien

Neben den jährlichen Veröffentlichungen der Redispatch-Daten in den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur werden außerdem die Daten zu jedem individuellen Redispatch-Einsatz auf der Informationsplattform der vier deutschen ÜNB www.netztransparenz.de veröffentlicht. **Abbildung 5-65** zeigt den daraus abgeleiteten zeitlichen Verlauf der durchgeführten Einsätze über den Verlauf des Jahres 2015.

[14] Nach /BNETZA-02 09/, /BNETZA-24 11/, /BNETZA-20 12/, /BNETZA-27 13/, /BNETZA-18 14/, /BNETZA-16 15/, /BNETZA-05 16/ und /BNETZA-31 15/

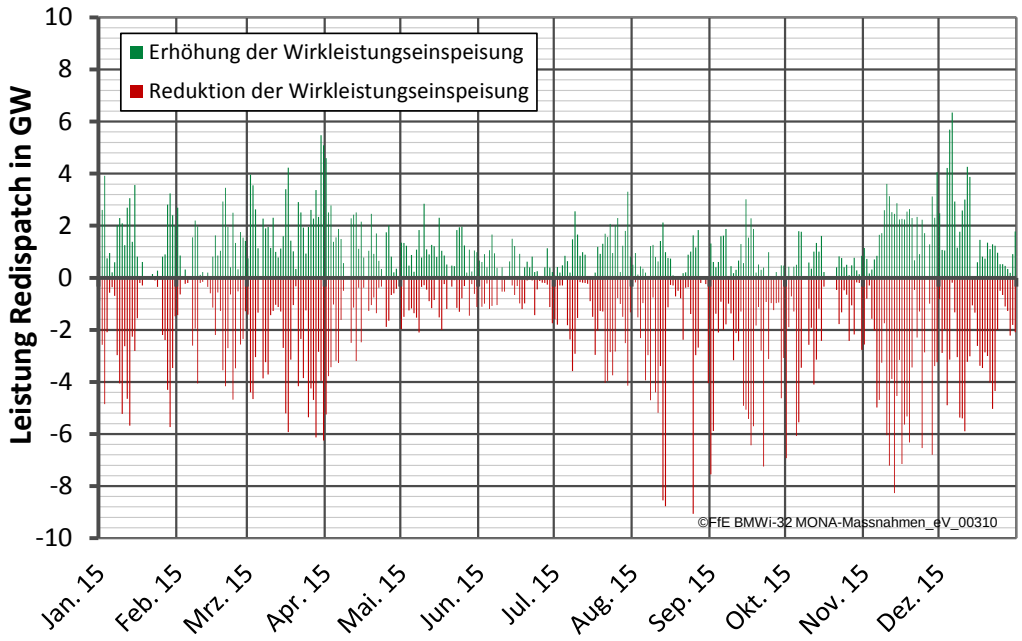


Abbildung 5-65: *Gemeldete Redispatch-Einsätze der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass bei grenzüberschreitenden Redispatch-Maßnahmen mit Nachbarländern nur der Teil veröffentlicht wird, der sich auf Kraftwerke innerhalb Deutschlands bezieht. Folglich kann die Asymmetrie der Erhöhung und Reduktion der Wirkleistungseinspeisung erklärt werden. Nach der Abbildung der Einsätze ist ersichtlich, dass es im Jahr 2015 fast täglich zum Einsatz von Redispatch-Maßnahmen kommt, um die Sicherheit des Übertragungsnetzes zu garantieren.

Um zu prüfen, inwiefern die Erzeugungsleistung aus Windkraft mit der gemeldeten Redispatch-Leistung korreliert wurden beide Größen im Streudiagramm in **Abbildung 5-66** gegenübergestellt.

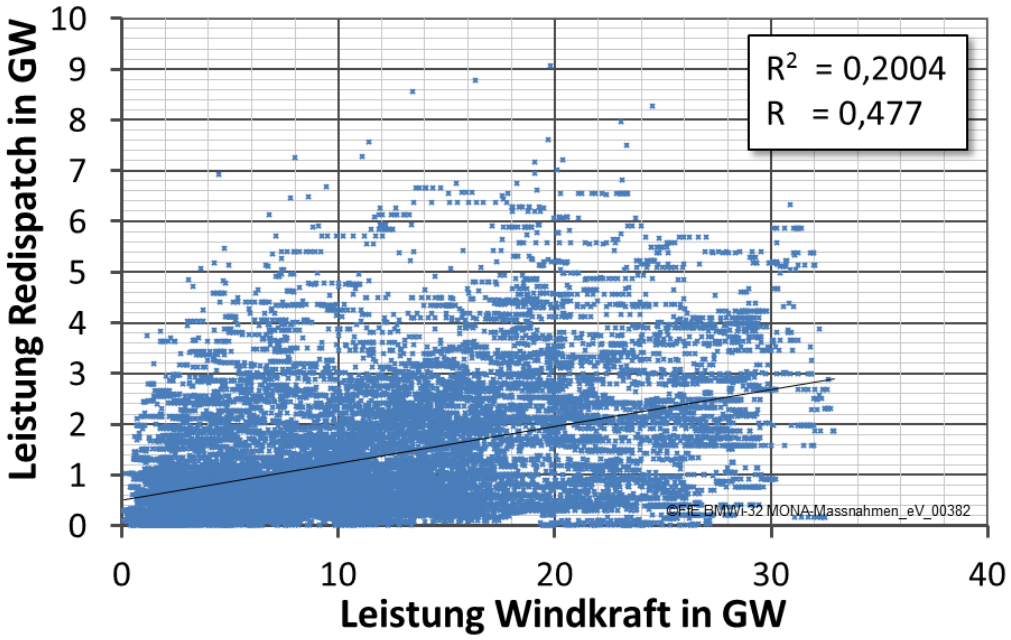


Abbildung 5-66: *Leistung Windkraft und Leistungsreduktion durch Redispatch im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Wie aus dem Streudiagramm deutlich ersichtlich wird, besteht kein klarer linearer Zusammenhang zwischen der Windleistung und dem Bedarf an Redispatch. Zur weiteren Analyse der Korrelationen zwischen diesen beiden Werten soll der Rangkorrelationskoeffizient nach **Formel (5-9)** berechnet werden.

$$r_s = \frac{\sum_i (rg(x_i) - \overline{rg}_x)(rg(y_i) - (\overline{rg}_y)}{\sqrt{\sum_i (rg(x_i) - \overline{rg}_x)^2}\sqrt{\sum_i (rg(y_i) - \overline{rg}_y)^2}} = \frac{Cov(rg_x, rg_y)}{s_{rg_x} s_{rg_y}} \qquad (5\text{-}9)$$

$rg(x_i)$:	Rang von x_i
$\overline{rg}_x$:	Mittelwert der Ränge von x
s_{rg_x}:	Standartabweichung der Ränge von x
$cov(rg_x, rg_y)$:	Kovarianz von rg_x und rg_y

Dieser Rangkorrelationskoeffizient berechnet sich zu 0,48, so dass davon auszugehen ist, dass eine schwache bis mittlere Korrelation besteht. Mit Hilfe von Korrelationen wird versucht, Beziehungen zwischen verschiedenen Größen zu erkennen, wobei klar darauf hingewiesen werden muss, dass durch Korrelation noch keine Kausalität (Ursache-Wirkungs-Beziehung) bewiesen ist (aber auch nicht ausgeschlossen werden kann). Da die betrachteten Winddaten keiner Normalverteilung (Test auf Normalverteilung $p < 0,05$) folgen und auch nicht in befriedigendem Maße transformierbar sind, wurde für diese Auswertung auf den „Spearmans Rangkorrelationskoeffizient“ zurückgegriffen. Dieser ist parameterfrei und nicht auf eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der zugrundeliegenden Daten angewiesen. Die Nullhypothese H_0 lautet: „Es besteht **keine** Korrelation zwischen den Daten.“ Der Test ergab einen p-Wert < 0,0001. Deshalb muss die Nullhypothese verworfen werden und die Aussage „Es besteht **eine** Korrelation zwischen den Daten“ ist statistisch belegt. Der Korrelationskoeffizient kann Werte von -1 (perfekte negative Korrelation) bis 1 (perfekte positive Korrelation) annehmen, Werte von nahe 0 zeigen, dass keine Korrelation vorhanden ist. Da Wind allein nicht

vollständig alle Redispatch-Einsätze erklären kann, sollten für zukünftige Auswertungen weitere Einflussgrößen untersucht werden. So wird zumindest zu einem gewissen Anteil auch die Einspeisung aus PV-Anlagen einen Einfluss auf den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen haben. Außerdem kommt Redispatch grundsätzlich auch ganz unabhängig von der Einspeisung EE zum Einsatz um die am Strommarkt „auf der Kupferplatte“ gehandelten Strommengen dem durch das Netz beschränkten, realen Energiesystem anzugleichen.

5.4.1.5.5 Geographische Auswertung

Im Rahmen der Auswertung der gemeldeten Redispatch-Einsätze konnte die Redispatch-Arbeit den beteiligten Kraftwerken zugeordnet und georeferenziert abgebildet werden. Die resultierende aggregierte Redispatch-Arbeit der einzelnen Kraftwerke ist für das Jahr 2015 in **Abbildung 5-67** dargestellt.

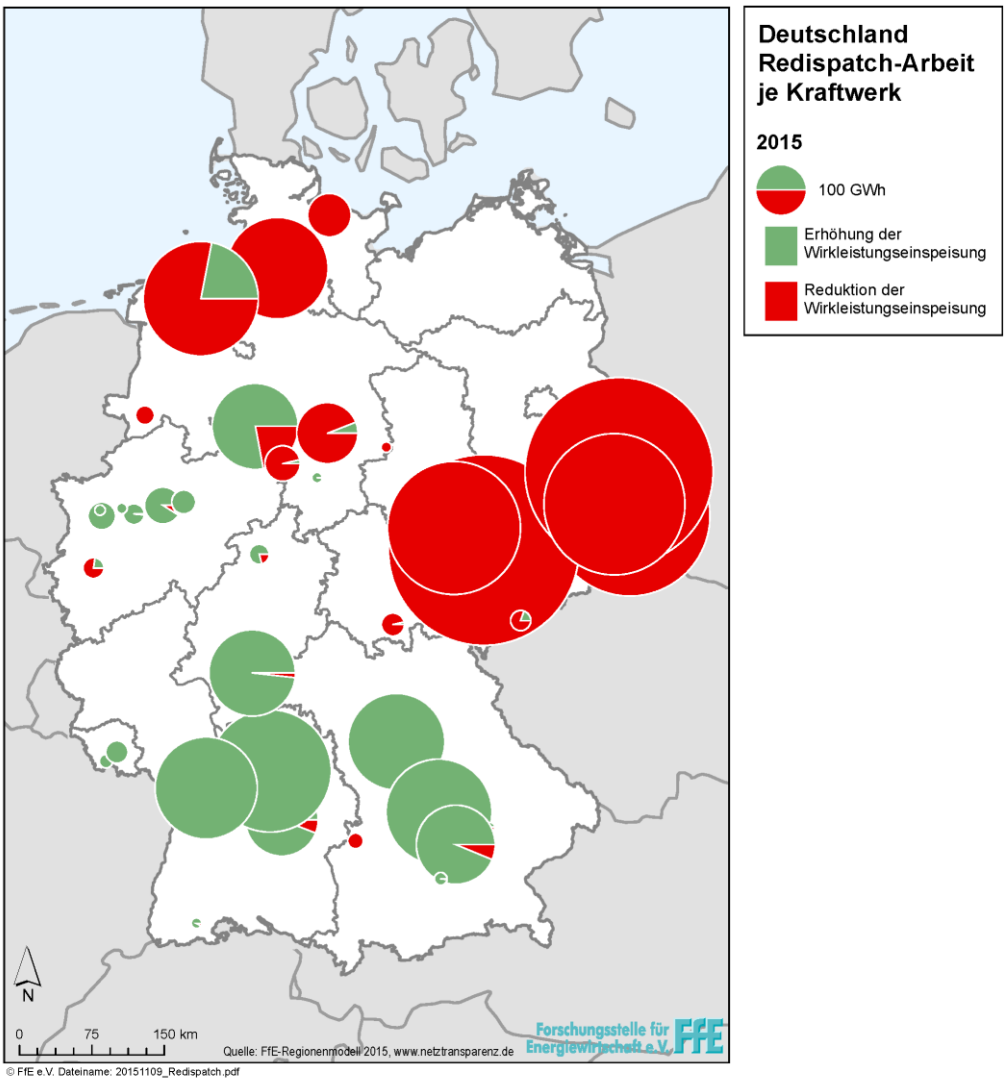


Abbildung 5-67: *Redispatch-Arbeit in Deutschland je Kraftwerk für das Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Es ist ersichtlich, dass die Redispatch-Maßnahmen räumlich begrenzt sind. Im Süden und im Ruhrgebiet überwiegt die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung, während im

Norden Kraftwerke hauptsächlich abgeregelt werden. Dies lässt sich hauptsächlich dadurch erklären, dass im Süden und im Ruhrgebiet die hohe Dichte an Industrie und Wohnbevölkerung eine vergleichsweise hohe Nachfrage bedingt, während das Gros der installierten Windleistung im Norden Deutschlands angesiedelt ist (siehe **Abbildung 5-68**).

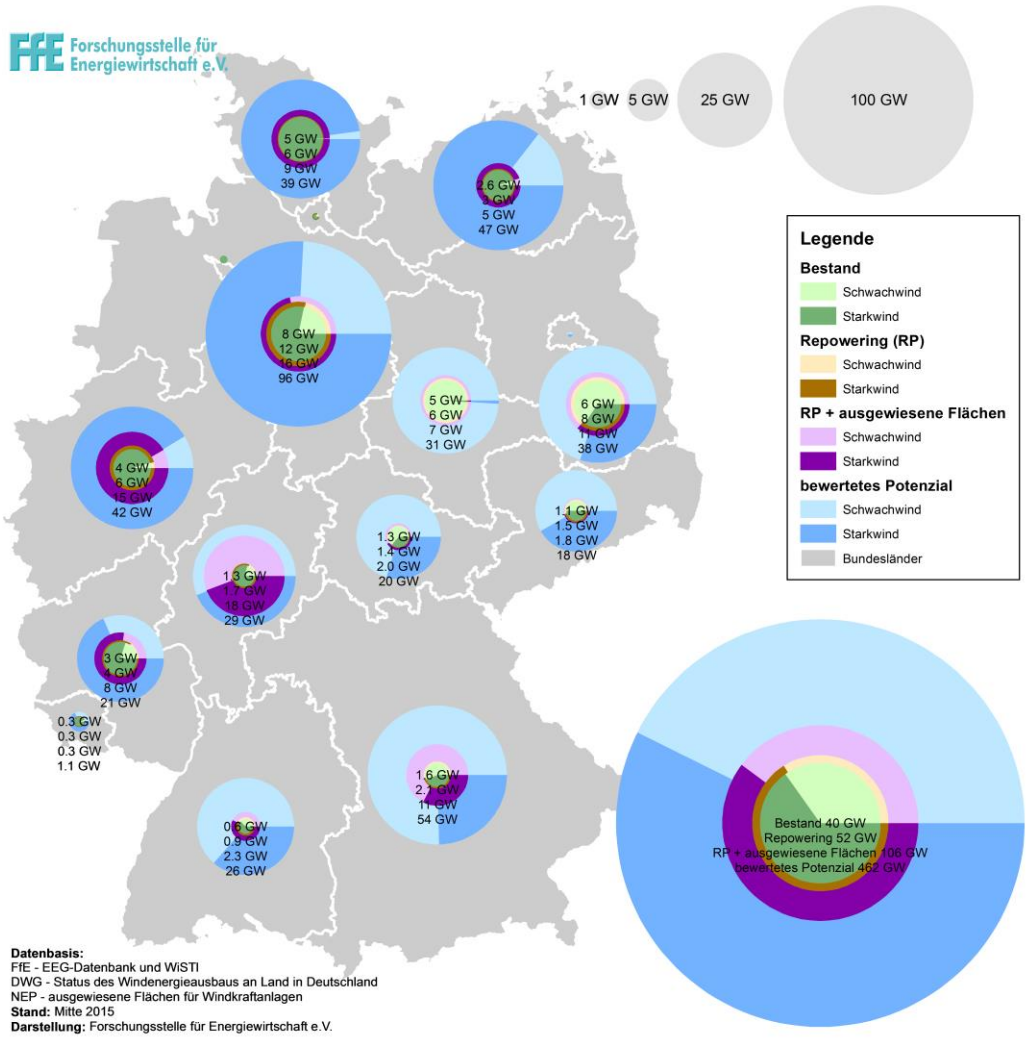


Abbildung 5-68: *Windenergie in Deutschland - Bestand 2015 und Potenzial (Darstellung basierend auf /FFE-39 14/)*

Nach den Windpotenzialauswertungen der FfE wird sich dieses Nord-Süd-Gefälle zwischen Stromerzeugung und Verbrauch, insbesondere auch durch die kürzlich von der bayrischen Staatsregierung eingeführten 10H-Abstandsregelung (die dadurch bedingte Einschränkung des Potenzials in Bayern ist in der Abbildung noch nicht berücksichtigt!), in Zukunft noch verstärken. Immer häufiger wird deshalb in letzter Zeit die Aufteilung Deutschlands in zwei Preiszonen diskutiert. Dieses Marketsplitting hätte vor allem im Süden einen deutlichen volkswirtschaftlichen Wohlstandsverlust zur Folge, da sich die Energiepreise dort dem nun verringerten Angebot anpassen und damit steigen würden. Aus wirtschaftspolitischer Sicht wäre dieser Schritt sicher mit noch weiteren Einbußen verbunden. Gerade diejenigen Regionen in Deutschland, die die höchste Industriedichte aufweisen und somit auch den Großteil der deutschen Bevölkerung beschäftigen, würden nämlich zusätzlich belastet. Der Wohlfahrtsverlust

im Süden Deutschlands dürfte deshalb größer sein als der Wohlfahrtsgewinn für den Norden Deutschlands, der nach bisherigen Schätzungen wohl unter 60 Mio. € betragen dürfte /MOSC-01 15/. Allein aufgrund dieser Tatsache scheint eine Aufteilung des deutschen Strommarktes aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Die finanziellen Schäden, die eine geringere Wirtschaftsleistung in den in Süddeutschland starken Sekundär- und Tertiärsektoren verursachen würde, überstiegen die Vorteile einer Vergünstigung der Energiepreise im Norden deutlich. Zu diesem Schluss kommen auch /DIW-01 15/: „Die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen den Zonen würde mit 1,70 Euro/MWh weniger als fünf Prozent des Großhandelsstrompreises betragen, und die Notwendigkeit von Anpassungen des Marktergebnisses aufgrund von Netzengpässen (Redispatch) würde sich nicht wesentlich verringern. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist daher von der Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland abzuraten“.

5.4.1.5.6 Dauer und abgeregelte Leistung

In **Abbildung 5-69** sind die Häufigkeitsverteilungen der Dauer und mittleren Leistung je Redispatch-Einsatz im betrachteten Zeitraum dargestellt.

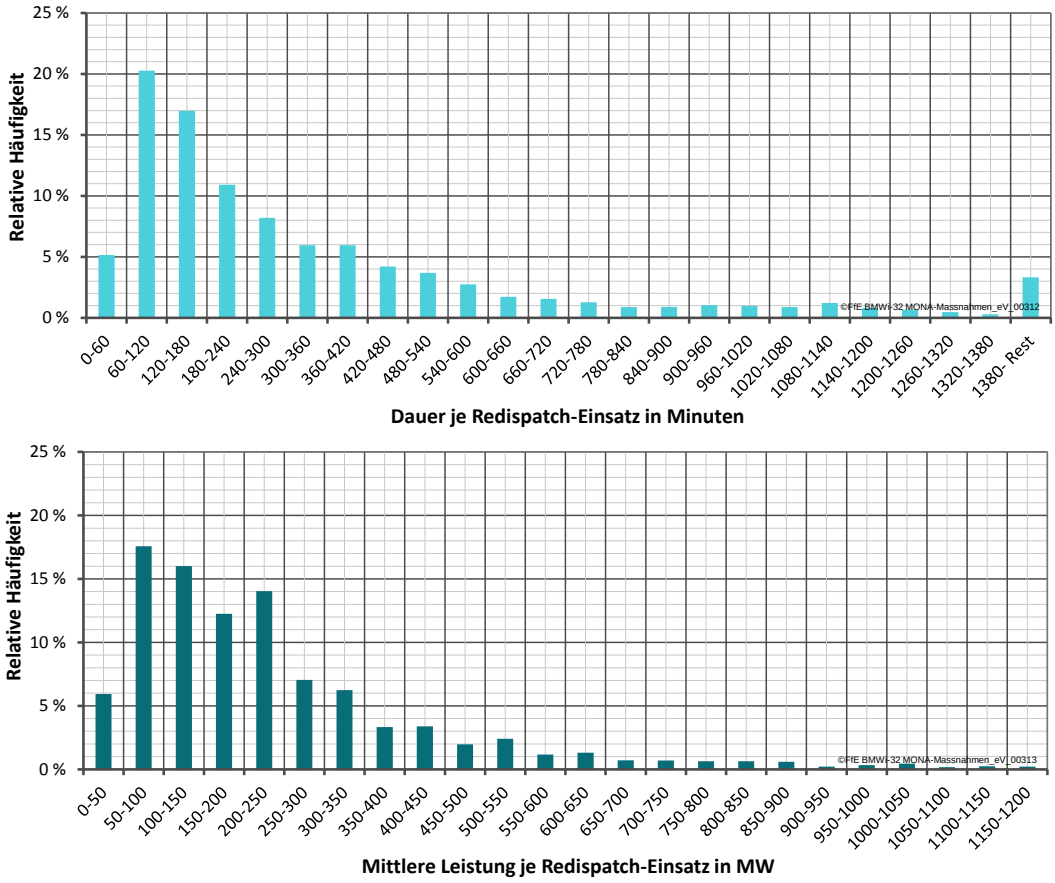


Abbildung 5-69: *Häufigkeitsverteilung der Dauer und mittleren Leistung je Redispatch-Einsatz im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

In der Klassifizierung der Engpassmanagementmaßnahmen wurde Redispatch zu den kurzfristigen Maßnahmen gezählt. Deshalb wurden, um diese Aussage zu belegen, in Abbildung 5-69 alle Redispatcheinsätze des Jahres 2015 hinsichtlich ihrer Dauer und Leistung untersucht. 67 % der Redispatch-Einsätze weisen eine Dauer von bis zu drei Stunden auf, wobei die Einsätze mit ein bis zwei Stunden einen vergleichsweise hohen

Anteil ausmachen. Für ca. 88 % der Redispatch-Einsätze beträgt die mittlere Leistung bis zu 500 MW, wobei der Anteil der Redispatch-Einsätze mit einer mittleren Leistung von 50 bis 100 MW vergleichsweise hoch ist.

5.4.1.5.7 Redispatch nach Netzebene, Energieträger und Ursache

Der überwiegende Teil der Redispatch-Maßnahmen betrifft Kraftwerke, die in der Höchstspannungsebene angeschlossen sind. **Abbildung 5-70** zeigt, dass 41 % der zuordenbaren Redispatch-Einsätze zur Erhöhung und 90 % der zuordenbaren Einsätze zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung in Kraftwerken der 380 kV-Ebene durchgeführt werden.

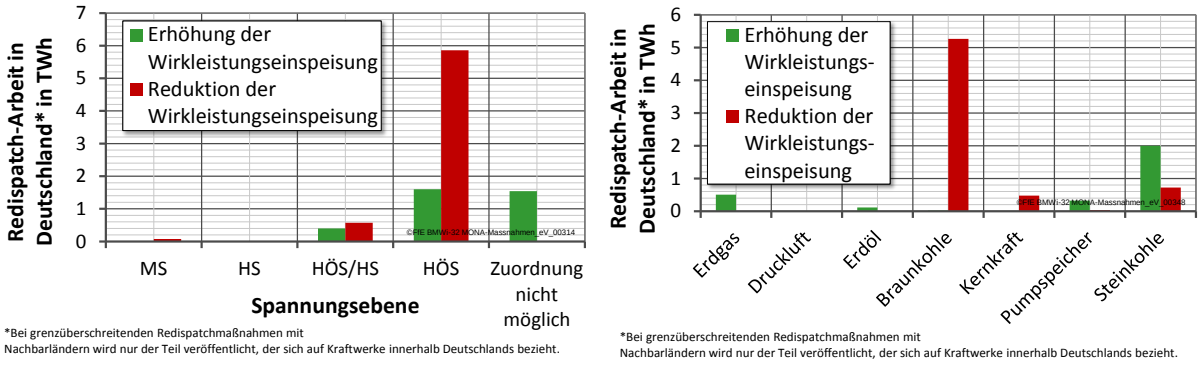


Abbildung 5-70: *Redispatch-Arbeit in Deutschland nach Spannungsebene und Energieträger, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/*

Wie in **Abbildung 5-61** veranschaulicht, machten Kohlekraftwerke den größten Anteil an der Bereitstellung von Redispatch aus, wobei Braunkohlekraftwerke in erster Linie zur Reduktion der Wirkleistungseinspeisung eingesetzt wurden (primär im Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH). Pumpspeicherkraftwerke wurden ebenfalls zum Redispatch eingesetzt, jedoch in vergleichsweise geringem Umfang und oftmals in Kombination mit anderen Kraftwerken.

In **Tabelle 5-36** sind die Ursachen für Redispatch zusammen mit der damit verbundenen Redispatch-Arbeit für das Jahr 2015 dargestellt.

Tabelle 5-36: *Gründe für Redispatch-Maßnahmen, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2015 (Daten von /ÜNB-01 14/)*

Ursache	Erhöhung in GWh	Reduktion in GWh
strombedingter Redispatch	3.746	6.933
spannungsbedingter Redispatch	431	9
gezielter Leistungsausgleich bei EinsMan	7	/
strom- und spannungsbedingter Redispatch	4	1

Sowohl für die Erhöhung als auch die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung macht der strombedingte Redispatch den größten Anteil aus. Der spannungsbedingte Redispatch und die damit einhergehende Bereitstellung von Blindleistung machen einen

vergleichsweise geringen Anteil aus. Jedoch ist laut der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ /DENA-02 14/ davon auszugehen, dass aufgrund zunehmender Transportentfernungen und Leistungstransite der Bedarf an Blindleistung im Übertragungsnetz in Zukunft steigen wird.

Während der derzeitige Bedarf an Blindleistungsbereitstellung hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke, Stufung von Transformatoren, Kompensationsanlagen und Spannungsregler bereitgestellt wird, muss der zukünftig steigende Bedarf durch alternative Maßnahmen kompensiert werden. Zwar können manche Speichertechnologien einen positiven Beitrag zur Spannungshaltung leisten, für die alternative Blindleistungsbereitstellung im Jahr 2030 werden laut /DENA-02 14/ jedoch folgende Maßnahmen genannt:

- spannungsbedingter Redispatch;
- HGÜ-Umrichterstationen;
- zusätzliche Kompensationsanlagen;
- dezentrale Erzeugungsanlagen in den Stromverteilnetzen;
- Umrüstung stillgelegter Kraftwerke und die Ausrüstung neuer Kraftwerke für einen Phasenschieberbetrieb;
- alleinstehende Phasenschieber.

5.4.2 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Die Bewertung der Maßnahme Einspeisemanagement und der Vergleich mit den anderen im Projekt MONA betrachteten Maßnahmen wird mithilfe eines Morphologischen Kastens vorgenommen. Dabei werden eine Vielzahl von Kriterien in den drei Kategorien „Technologie“, „Gesellschaft und Umwelt“, „Wirtschaft“ und „Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung“ behandelt. Im Folgenden werden diese ausführlich vorgestellt und hergeleitet.

5.4.2.1 Technologie

Netzebene und Einsatzort
EinsMan wird nach den Ausführungen in Kapitel 5.4.1.4.5 netzebenen-übergreifend auf alle EE-Anlagen angewendet. Das Signal zum Einsatz und die gewünschte Abregelungsstufe wird dabei von dem anfordernden VNB direkt über einen Funkrundsteuerempfänger an die betroffene Anlage gesendet.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Je nach Durchdringungsgrad von EE-Anlagen ergibt sich die Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz in einem Netzgebiet, es kann also an verschiedenen Punkten eine Abregelung durchgeführt werden.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Genau wie die Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz hängt auch die Skalierbarkeit der Maßnahme unter anderem vom Durchdringungsgrad von EE im Netzgebiet ab. Eine weitere Variabilität entsteht außerdem durch die installierte Leistung der Anlagen und die vom Netzbetreiber vorgegebene Abregelungsstufe (siehe /BNETZA-03 14/).

Technology Readiness Level
EinsMan ist seit seiner Einführung in §6 EEG 2009 etablierter Bestandteil der aktiven Betriebsführung des deutschen Stromnetzes und gilt dementsprechend als ausgereift. Die geplante Umstellung von Funkrundsteuerempfängern auf Smart-Meter-Gateways wird technologisch gesehen einen gewissen Umbruch bedeuten.

Regelbarkeit
Grundsätzlich ist die NoM Einspeisemanagement sehr flexibel. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen sehen zwar feste Abregelungsstufen vor, grundsätzlich wäre jedoch eine stufenlose, dynamische Regelung zumindest technisch, insbesondere nach der Umstellung von Funkrundsteuerempfängern auf Smart-Meter-Gateways, sehr leicht umsetzbar.

Wirkungsgrad der NoM
Der Wirkungsgrad von EinsMan als NoM ist als sehr hoch einzustufen. In Situationen, in denen Netzüberlastungen durch eine zu hohe Einspeisung hervorgerufen werden, ist eine Begrenzung dieser Einspeisung neben der Erhöhung des Verbrauchs die direkteste Maßnahme, um diese zu beseitigen.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Die gezielte Begrenzung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen hat zur Folge, dass diese Ausfallenergie dem System fehlt. Die nachgelagerten Verluste sind also sehr hoch. Wird diese Ausfallarbeit bei von den ÜNB angeforderten EinsMan-Maßnahmen zumindest teilweise durch das Hochfahren kontrahierter Kraftwerke kompensiert, muss diese bei von den VNB angeforderten Einsätzen komplett durch Regelenergie substituiert werden, um die Systemstabilität nicht zu gefährden.

Leistungsgradient
Durch eine gezielte Ansteuerung der Wechselrichter über Rundsteuerempfänger (2015) oder Smart-Meter-Gateways (2030) ist eine direkte Ansteuerung und entsprechende Ansteuerung des Wechselrichters der betroffenen Anlage möglich. Über diesen sind sehr hohe Leistungsgradienten möglich.

Regelgenauigkeit
Die Regelgenauigkeit ist hingegen zumindest bei Wind und PV durch den volatilen Charakter der Energieträger nicht quantifizierbar. Zwar kann die Leistung des Wechselrichters genau eingestellt werden, die tatsächliche Einspeisung ist jedoch nicht regelbar und abhängig von meteorologischen Randbedingungen.

Ansprechzeit
Die Ansprechzeit der Maßnahme ist allein durch die Datenübertragungsrate der informationstechnischen Anbindung der Anlagen (2015: Funkrundsteuerempfänger, 2030: Smart-Meter-Gateways) beschränkt und als sehr hoch einzuschätzen.

Abrufbarkeit
Eine EinsMan-Maßnahme kann grundsätzlich beliebig lang durchgeführt werden, gilt aber nach aktuellen regulatorischem Rahmen als kurzfristige Maßnahme, so dass 29 % der gemeldeten Einsätze in weniger als einer Stunde, 76 % nach zehn Stunden

abgeschlossen sind (siehe auch Kapitel 5.4.1.4.4). Aktuell ist nicht davon auszugehen, dass sich die diesbezügliche Gesetzeslage anderweitig entwickelt.

Zeitliche Verfügbarkeit
Grundsätzlich hängt die zeitliche Verfügbarkeit von der Einspeisezeitreihe der betroffenen Anlage ab. Speist diese nicht ein, kann sie auch nicht abgeregelt werden. Da aber davon ausgegangen werden kann, dass EinsMan nur dann genutzt wird, wenn das Netz durch zu viel Einspeisung überlastet wird, kann eine durchgehende Verfügbarkeit angenommen werden.

IKT-Bedarf der NoM
Zum aktuellen Zeitpunkt sind alle zu EinsMan verpflichteten Anlagen bereits mit einer entsprechenden IKT-Infrastruktur ausgerüstet. Zukünftig sind Erzeugungsanlagen ab einer Größe von 7 kW mit einem intelligenten Messsystem auszustatten, wodurch die Möglichkeit besteht, die Kommunikation über den Rollout von iMSys anstatt Rundsteuertechnik umzusetzen /BSW-04 14/. Für weitere Ausführungen zum IKT-Bedarf der MONA-NoM sei auf den IKT-Bericht verwiesen. Grundsätzlich ist aber zu beachten, dass die notwendige Anbindung bei jeder einzelnen Anlage installiert werden muss, so dass der IKT-Bedarf gerade im Vergleich zu den meisten anderen NoM als hoch anzusehen ist.

Überlastfähigkeit
Eine Überlastfähigkeit liegt nicht vor, da nur maximal die installierte Leistung der Anlage abgeregelt werden kann.

Störungsanfälligkeit
Aktuell ist die Störungsanfälligkeit der verwendeten Rundsteuerempfänger sehr hoch. Ein im letzten Jahr von der Bayernwerk AG durchgeführter Test von ca. 1.900 PV-Anlagen ergab, dass 51 % aller Empfänger nicht richtig funktionierten /BEHN-01 16/. Tritt eine entsprechende Störung der informationstechnischen Anbindung auf, kann die betroffene Anlage nicht angesteuert werden und steht somit nicht zur Behebung der Netzüberlastung zur Verfügung. In Hinblick auf das Zieljahr 2030 bleibt abzuwarten, wie die Störungsanfälligkeit der bis dahin verwendeten Smart-Meter-Gateways einzuschätzen ist. Der Ausfall einer einzelnen Anlage kann jedoch grundsätzlich sehr gut durch die große Gesamtzahl von Anlagen im Netzgebiet kompensiert werden, so dass die Störungsanfälligkeit insgesamt nur als „mittel“ angesehen wird.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Entsprechend hoch ist jedoch auch der Aufwand für die Störungsbeseitigung anzusehen. Der Aufwand für eine individuelle Störfallbeseitigung an einer Anlage dürfte gering ausfallen. Die insgesamt hohe Zahl an Anlagen führt zu einer hohen Zahl potenzieller Störstellen, so dass der gesamte Aufwand für die Beseitigung aller Störfälle entsprechend hoch ausfällt.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Die Durchführung von Einspeisemanagement-Maßnahmen hat zur Folge, dass Erneuerbare Energieanlagen reduziert bzw. abgeschaltet werden. Einspeisemanagement-Maßnahmen die von einem VNB angeordnet werden, werden je

nach aktueller Situation in der Energieversorgung durch den Einsatz von Regelenergie kompensiert. Diese wird aktuell in den meisten Fällen durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Einspeisemanagement-Maßnahmen, die zur Vermeidung von Netzengpässe im Übertragungsnetz vom ÜNB angeordnet werden, werden von diesem durch die gezielte Ansteuerung von Kraftwerken bilanziell ebenfalls durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen. Über Synchrongeneratoren angeschlossenen konventionellen Kraftwerken haben im Vergleich zu Umrichter gekoppelten Anlagen einen wesentliche höhere Fähigkeit zur Bereitstellung von Kurzschlussstrom, wodurch in den meisten Fällen eine erhöhte oder zumindest gleichbleibende Bereitstellung von Kurzschlussleistung durch Einspeisemanagement-Maßnahmen hervorgerufen werden.

Spannungshaltung
EinsMan-Maßnahmen werden explizit zur Spannungshaltung eingesetzt. Durch die Verteilung der EE-Anlagen über alle Spannungsebenen und Netzgebiete ist es möglich, durch deren Abregelung sowohl lokal als auch in übergeordneten Spannungsebenen auftretende Spannungshaltungsprobleme zu lösen.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Durch EinsMan können weder die thermischen Limits noch die maximale Stromtragfähigkeit beeinflusst werden.

5.4.2.2 Wirtschaft

Akteur
EinsMan wird durch die Netzbetreiber angeordnet und liegt entsprechend in deren Verantwortungsbereich. Indirekt betroffen sind natürlich auch die Anlagenbetreiber, welche entsprechend der in /BNETZA-10 13/ definierten Regularien von den jeweiligen Netzbetreibern zu entschädigen sind.

Kosten und Lebensdauer
Grundsätzlich werden hier nur die IKT-Kosten angesetzt, die anfallen um eine Ansteuerung der EE-Anlage zu ermöglichen. Um einen Vergleich zu den in 2030 anfallenden Kosten zu ermöglichen, werden im Projekt MONA für das Basisjahr 2015 als zusätzliche **Investitionskosten** nur die Kosten für einen Smart-Meter Gateway angesetzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass diese Kosten in 2030 nicht mehr getätigt werden müssen, da der Smart-Meter-Rollout bis zu diesem Zeitpunkt bereits abgeschlossen sein wird. Zusätzlich entstehen außerdem in beiden Stützjahren noch Kosten für einen zusätzlichen intelligenten Zähler und eine Steuerbox. Die annuitätischen Kosten, die durch die notwendige IKT-Anbindung somit entstehen, sind für die Stützjahre 2015 und 2030 in Kapitel 4 dargestellt. Die Werte richten sich dabei nach dem aktuellen rechtlichen Rahmen nach §6 EEG 2009, §11 EEG 2012 und §9 EEG 2014. Für eine genauere Darstellung der Kostenseite, auch im Vergleich zu den anderen NoM, und eine ausführliche Diskussion der im Rahmen der aktuellen Gesetzesanpassungen zu erwartenden Änderungen sei auf das entsprechende Kapitel zur IKT und die Auswertungen in Kapitel 5.4.1.4.6 verwiesen.

Variable Betriebskosten
Für die Abbildung der variablen Betriebskosten werden in MONA die durchschnittlichen Entschädigungszahlungen nach Energieträger des Jahres 2015 verwendet (siehe Abbildung 5-50, rechts). Diese ergeben sich wie folgt:

- *Wind:* *88 €/MWh*
- *Solar:* *218 €/MWh*
- *Biomasse:* *181 €/MWh*

Einnahmepotenzial für Akteur
Da dem Anlagenbetreiber nach /BNETZA-10 13/ nur die durch den Einsatz entgangenen Erlöse vergütet werden, stellen diese Zahlungen kein zusätzliches Einnahmepotenzial dar.

Kostenwälzung
Die von den Netzbetreibern zu zahlenden Entschädigungen werden über die Netzentgelte auf den Stromkunden umgelegt.

Regulatorische Praktikabilität
EinsMan ist bereits in §14 EEG /EEG-02 14/ definiert und seit 2009 in der Praxis etabliert.

Einordnung der NoM

Einspeisemanagement und Redispatch fallen unter die Systemverantwortung von Netzbetreibern und sind vornehmlich durch Betriebskosten geprägt. Diese Fallen für die Entschädigungszahlungen sowie den Personalaufwand und die Verwaltung an. EinsMan, Redispatch und Spitzenkappung sind demnach im Cluster Netzoptimierende Betriebsführung anzusiedeln.

Durchdringungspotenzial und regionale Verfügbarkeit
Die Maßnahme EinsMan verfügt über ein flächendeckendes Potenzial, da sie hauptsächlich überall dort zum Einsatz kommt, wo durch eine hohe Einspeisung von EE Netzüberlastungen auftreten. Satt eines Netzausbaus „bis zur letzten kWh“ können diese Netzüberlastungen durch eine gezielte Abregelung behoben werden, was bis zu einem gewissen Grad als sinnvoll angesehen wird.

5.4.2.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Im Gegensatz zum konventionellen Netzausbau erschwert die NoM EinsMan die Betriebsführung deutlich. Für einen präventiven Abruf müssen Prognosen der Einspeisung ausgewertet und entsprechende Netzflussberechnungen durchgeführt werden. Zudem bedarf es neben netzebenenübergreifenden Einsätzen zusätzlicher Abstimmung zwischen den jeweils verantwortlichen Netzbetreibern. Nach dem Einsatz muss dieser dem Anlagenbetreiber vergolten werden, was einen nicht unerheblichen bürokratischen Aufwand verursacht. Gerade in Hinblick auf eine starke Zunahme an Einsätzen in den letzten Jahren ist dies ein nicht unerheblicher Faktor, den es zu berücksichtigen gilt.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene
EinsMan hat naturgemäß auch Auswirkungen auf andere Spannungsebenen über den direkten Einsatzort hinaus. Dieser Zusammenhang wird in der Praxis von den ÜNB genutzt, um Netzengpässe im Übertragungsnetz durch die gezielte Abregelung von EE-Anlagen im Mittelspannungsnetz zu beheben. Gleichermaßen hat auch jeder durch die VNB zur Behebung von Netzüberlastungen im Verteil- und Mittelspannungsnetz angeforderte EinsMan-Einsatz entsprechende (hier ungewollte) Rückwirkung auf die darüber liegenden Netzebenen.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die NoM EinsMan ist bezüglich ihrer zukünftigen Relevanz im Netzbetrieb als sehr robust gegenüber jeglichen Störfaktoren zu betrachten. Insbesondere durch den zunehmenden Ausbau EE wird dem EinsMan eine noch stärkere Bedeutung zukommen. So wurde im Entstehungsprozess des EEG 2017 im Rahmen des Grün- und Weißbuchs gefordert, Engpassmanagement aktiv in die Auslegung der Netzplanung mit einzubeziehen und nicht wie bisher als „Notmaßnahme“ zu betrachten /BMWI-03 15/, /ÜNB-07 12/.

Frequenzhaltung
EinsMan-Maßnahmen die nicht durch das gezielte Hochfahren von Kraftwerken kompensiert werden stören das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dies führt zu Abweichungen der Netzfrequenz von der Nennfrequenz von 50 Hertz, so dass Regelenergie eingesetzt werden muss, um die Systemstabilität zu garantieren.

Kriterien ohne Zusammenhang mit NoM EinsMan
Die folgenden Kriterien stehen in keinem Zusammenhang mit der NoM EinsMan und werden der Übersicht halber hier zusammen aufgeführt:

- Bereitstellung von Betriebsreserven
- Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
- Bereitstellung von Regelleistung
- Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
- Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
- zusätzlicher Mehrwert der NoM
- Regulatorische Abschreibungsdauer

5.4.2.4 Gesellschaft und Umwelt

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes
Die durch EinsMan bedingte Ausfallarbeit muss bei Anordnung durch den VNB durch Regelenergie ausgeglichen werden. Da diese hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wird, erhöht sich insgesamt die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebiets.

Kriterien ohne Zusammenhang mit NoM EinsMan
Da EinsMan lediglich eine Optimierung von bestehenden Anlagen ist, welche durch die informationstechnische Anbindung der Anlagen realisiert wird, sind in den folgenden Kriterien keine zusätzlichen Belastungen zu erwarten:

- Flächenbedarf
- EMV für das Umfeld
- Geräuschemissionen
- Schadstoffbelastung der Luft
- Verunreinigung von Boden/Grundwasser
- Veränderung von Boden/Grundwasser
- Auswirkung auf Schutzgut Flora/Fauna und Habitate
- Auswirkungen auf Biodiversität/Ökosystem

Strukturveränderung
Da EinsMan lediglich eine Optimierung von bestehenden Anlagen ist, welche durch die informationstechnische Anbindung der Anlagen realisiert wird, sind keine Änderungen der Infrastruktur notwendig.

Technisches Risiko
Bei allen von EinsMan-Einsätzen betroffenen EE-Anlagen ist grundsätzlich ein technisches Risiko mit hohem Schadensmaß vorhanden. In /ISE-03 15/ wurde eine ausführliche Bewertung des Brandrisikos von PV-Anlagen und dem resultierenden Schadensmaß durchgeführt. Dabei wurden mehrere Schadensszenarien theoretisch und praktisch beleuchtet und deren Schadensmaß- und Risiko bewertet. Dabei wurden die eingangs aufgestellten Vermutungen bestätigt. Zwar kann das Risiko eines Schadens als sehr gering eingestuft werden, das Schadensmaß ist im Schadensfall durch Lichtbogenbildung, hochbrennbare Materialen und bei der Verbrennung entstehende Schadstoff- und Atemgiftfreisetzung sehr hoch. Ähnlich sieht es auch im Bereich der Biogasanlagen aus, belastbare Zahlen gibt es hier jedoch nicht. Das Risiko liegt hier zum einen in der Leckage der Fermenter, bei denen Substrat in die Umwelt gelangt und dort zu großen Umweltschäden durch die Vergiftung von Gewässern führen kann. Ein weiteres potenzielles Risiko liegt im Austritt von Vergärungsgasen wie Methan oder Schwefelwasserstoff. Ersteres ist zum einen hochentzündlich und kann im schlimmsten Fall zur Explosion des Fermenterbehälters führen. Zudem hat Methan mit die höchste Klimawirkung aller in diesem Zusammenhang häufig genannten Gase. Der außerdem bei der Vergärung als Nebenprodukt entstehende hochgiftige Schwefelwasserstoff stellt bei einem Austritt aus dem Bioreaktor ein sehr hohes Gefahrenpotenzial durch Vergiftung dar. Auch in Bezug auf das Gefahrenpotenzial von Windenergieanlagen existieren bisher noch keine belastbaren Statistiken. Mögliche Risiken sind hier nach /TUV-01 15/ „Eisabwurf/Eisabfall, Rotorblattbruch, Turmversagen und Brand“. Das technische Risiko ist daher mit „hoch“ zu bewerten.

Vorerfahrung
EinsMan ist seit seiner Einführung im EEG 2009 (§6 EEG 2009) etabliert als Maßnahme im aktiven Netzbetrieb und gilt demnach als ausgereift.

Gesellschaftliche Solidarität
Die Gesellschaftliche Solidarität für Einspeisemanagement ist „gering“, da zwar einerseits aus Sicht der Anlagenbetreiber keine finanziellen Verluste entstehen, die „Bürger“ jedoch nicht wissen warum die Anlage still steht. Ein Verständnis für die Vergütung einer Anlage, die keine Leistung erbringt ist nicht vorhanden.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung
Da die NoM EinsMan bereits seit 2009 gesetzlich festgelegt und in der Praxis des Netzbetriebs etabliert ist, wird die Sinnhaftigkeit einer Bürgerbeteiligung im weiteren Entscheidungsprozess als gering angesehen.

Transparenz des Verfahrens
Die gesetzlichen Grundlagen des EinsMan sind über das EEG öffentlich einsehbar. Eine Konsultationsmöglichkeit seitens der Bevölkerung existiert nicht.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Je nach Größe der installierten Anlage kann der Anlagenbesitzer einer PV-Anlage zwischen Peak-Shaving und dem aktiven EinsMan wählen. Ab einer Größe von 100 kW (bei PV) entfällt jedoch diese Wahlmöglichkeit. Diese Anlagen müssen nach §14 EEG /EEG-02 14/ mit einer entsprechenden informationstechnischen Anbindung ausgestattet werden und können im Rahmen des EinsMan abgeregelt werden. Zweiteres gilt ebenfalls für alle Wind- und Biomasseanlagen (für eine genauere Ausführung zu den gesetzlichen Grundlagen siehe Kapitel 0).

Mediale Berichterstattung
Informationen zu Einspeisemanagement werden vorrangig in Fachjournalen/Infotheken veröffentlicht. Lediglich in zwei online Magazinen wurde Einspeisemanagement thematisiert. Hier wurde insbesondere auf die Tendenz der steigenden Zahl von Einspeisemanagement-Maßnahmen als Folge der Spitzenkappung erneuerbarer Einspeisung und auf die Prognosen des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur 2014 Bezug genommen. Laut der Welt könnten sich die Kosten des sogenannten Einspeisemanagements für ganz Deutschland verdreifachen, von 82 Millionen Euro im Jahr 2014 auf rund eine viertel Milliarde Euro in 2015. Aufgrund der hohen Kosten für EinsMan ist die Berichterstattung grundsätzlich negativ. Dies bezieht sich aber in der Regel auf mangelnden Fortschritt beim konventionellen Netzausbau, weswegen EinsMan in der Regel notwendige Sicherheitsmaßnahme und nicht als Netzoptimierende Maßnahme gesehen wird.

Die Berichterstattung zu Redispatch ist insgesamt hoch und mehrheitlich als negativ wahrgenommen einzustufen. Redispatch wird überwiegend mit der Problematik der Verzögerungen im Leitungsausbau in Verbindung gebracht. Das Verfahren wird in den meisten Artikeln in ein bis zwei Sätzen kurz erläutert. Mehrheitlich wird auf die verbundenen Mehrkosten, die sich durch Redispatch-Maßnahmen für die Stromkunden ergeben hingewiesen: „Fehlende Leitungen zwängen die Netzbetreiber immer häufiger zu Abschaltungen von Kraftwerken. Das verursache die Kosten, die am Ende der Stromverbraucher tragen müsse.“ /ZEIT-01 15/, „Im vergangenen Jahr mussten die Verbraucher über ihre Stromrechnungen bereits mehr als eine Milliarde Euro für sogenannte „Redispatch“-Maßnahmen bezahlen.“/SZ-01 16/. Zudem wird immer wieder betont, dass die Netzbetreiber davor warnen, dass sich der Trend dieser Netzeingriffe nicht fortsetzen sollte. So schreibt die WELT online (2016): „schon bald könnten es nach internen Schätzungen der Bundesnetzagentur vier Milliarden Euro sein.“ /WELT-01 16/

5.4.3 Ökonomische Grundlagen

Um Engpassmanagement vornehmen zu können, müssen die jeweiligen Erzeugungsanlagen mit der notwendigen Steuerungstechnik ausgestattet sein. Daher ist es notwendig, entweder die bereits vorhandenen Rundsteuergeräte zu nutzen, oder bei kleinen Anlagen die derzeit noch nicht mit dieser Technik ausgestattet sind, Smart Meter Gateways und Messeinrichtungen zu installieren. Die Herleitung der Kosten ist dem übergeordneten IKT-Kapitel zu entnehmen.

Tabelle 5-37: *Technoökonomische Kennwerte für die IKT von Engpassmanagement*

Parameter	Beschreibung	2015	2030
Investitionen	Investitionskosten iMSys	470 €	-
	Betriebskosten iMSys	117 €	-
	Steuerbox	102 €	-
Nutzungsdauer	Abschreibungsdauer	13 a	
	Eichprüfung	8 a	

Die Entschädigungszahlungen für die entgangenen Erlöse (durch EEG) sind nachfolgend dargestellt:

Tabelle 5-38: *Entschädigungszahlungen nach Energieträgern*

Energieträger	Durchschnittlichen Entschädigungszahlungen
Wind	88 €/MWh
Solar	218 €/MWh
Biomasse	181 €/MWh

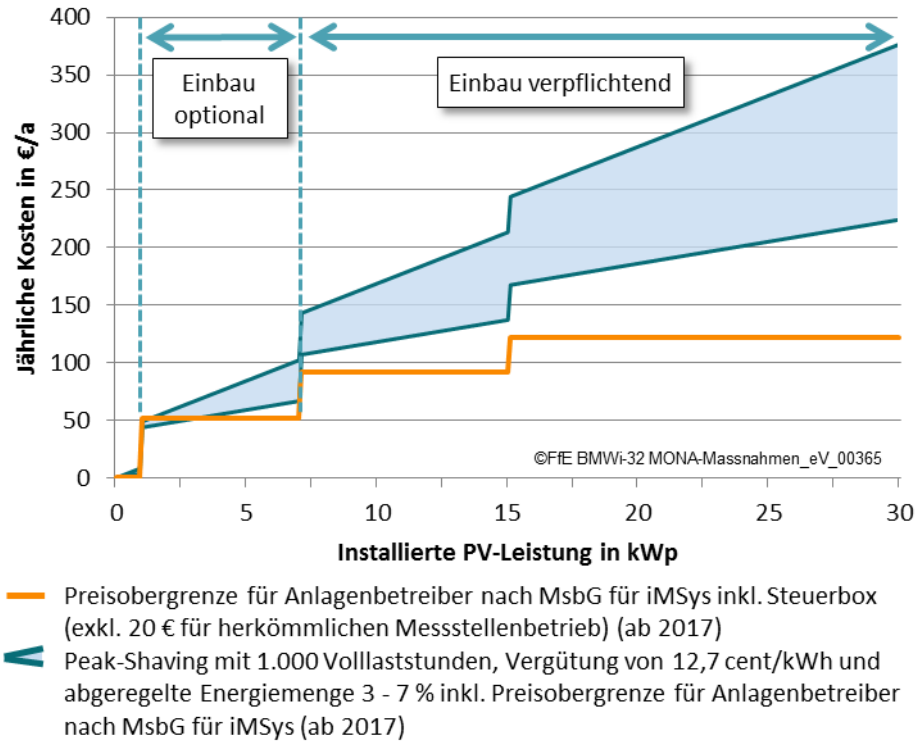


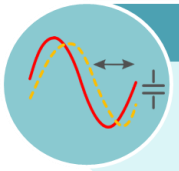
Abbildung 5-71: *Jährliche Kosten Peak-Shaving mit iMSys, EinsMan mit iMSys und zusätzlicher Steuerbox nach MsbG ab 2017*

5.4.4 Zusammenfassung und Ausblick

In der Vergangenheit bestand die Funktion des Engpassmanagements hauptsächlich darin, die „Fehler", die in der kostenorientierten Allokation der konventionellen Stromerzeugung durch das Kupferplattenprinzip am Strommarkt entstehen, auszugleichen und Netzengpässe zu beheben. Für das Jahr 2030 hat sich die deutsche Bundesregierung das Ziel gesetzt den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 50 % anzuheben und gleichzeitig den vollständigen Ausstieg aus der Atomenergie zu erreichen. Somit steht in Zukunft eine zunehmende stark fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien einer immer weniger planbaren, flexibel einsetzbaren Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken gegenüber. Hinzu kommt die starke öffentliche Ablehnung des Baus neuer Stromtrassen im Übertragungsnetz und die hohen Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes, die aber für den weiträumigen Transport von dezentral erzeugter Energie dringend notwendig sind. Aufgrund dieser Entwicklungen hat das Engpassmanagement energetisch wie monetär in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. So ist die Ausfallarbeit im Jahres 2015 mit 4,699 TWh bereits 64-mal so hoch wie im gesamten Jahr 2009. Die damit zusammenhängenden Vergütungszahlungen sind im gleichen Zeitraum sogar um das 80-fache auf 478 Mio. € gestiegen. Dabei konnte durch Auswertung der von den VNB veröffentlichten Daten ein Zusammenhang zwischen der Wind-Einspeisung und dem Einsatz von EinsMan festgestellt werden. Dies resultiert aus einem starken Anstieg von Winderzeugung im Norden und Nordosten Deutschlands bei gleichzeitig sehr niedrigen Verbraucherlasten in diesen Regionen und einem nur langsam vorankommenden Netzausbau. Dieser Berichtsteil widmet sich nun der Frage ob es Sinn machen könnte, die Werkzeuge des Engpassmanagements nicht nur als Betriebsmittel im Netzbetrieb,

sondern auch als Alternative zum Netzausbau, im Sinne einer NoM in Betracht zu ziehen. Eben diese grundsätzliche Neudefinition des Engpassmanagements wird auch von vielen Teilnehmern im Konsultationsverfahren hin zu einer neuen Auflage des EEG gefordert. So wird davon ausgegangen, dass es wirtschaftlich sinnvoll sein könnte, die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ auszubauen und eine Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem moderaten Umfang in Kauf zu nehmen. Das erscheint vor allem auch deswegen sinnvoll, da die benötigte IKT-Infrastruktur bei den meisten Anlagen bereits installiert ist oder im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts in absehbarer Zeit installiert wird. Somit fallen keine (oder nur sehr überschaubare) zusätzlichen Investitionskosten an. Die Ausfallarbeit wird den Anlagenbetreibern nach aktueller Gesetzeslage auf Basis der individuellen Opportunitätskosten vergütet, welche sich in etwa an der anlagenspezifischen EEG-Vergütung orientieren. Eine Abkehr von dieser Praxis ist nicht zu erwarten. Da die genauen Werte der zukünftigen EEG-Vergütung nicht oder nur sehr bedingt vorherzusehen sind, werden für eine monetäre Bewertung des EinsMan im Vergleich zu den anderen NoM in MONA die niedrigsten aktuellen Werte nach dem jeweiligen Energieträger als obere Abschätzung und der mittlere Börsenpreis im Jahr 2030 als untere Abschätzung herangezogen. Zusätzlich positiv hervorzuheben ist, dass das Einspeisemanagement lediglich die Optimierung bestehender Anlagen darstellt und somit keine zusätzlichen gesellschaftlichen und umweltspezifischen Komplikationen zu erwarten sind.

5.5 Blindleistungsmanagement



Blindleistungsmanagement

Unter der NoM **Blindleistungsmanagement** werden **Kompensationsanlagen** oder die **gezielte Ansteuerung von wechselrichtergekoppelten Anlagen** zu einer Reduktion oder gezielten Steuerung von Blindleistung im Stromnetz verstanden

Für den Aufbau von elektrischen bzw. magnetischen Feldern wird Blindleistung benötigt (zum Beispiel bei Drehstrommotoren). Zudem kann durch entsprechendes Blindleistungsverhalten die Spannung am Netzanschlusspunkt beeinflusst werden. Die Bereitstellung dieser fand traditionell auf den höheren Spannungsebenen mittels der dort zentral angeordneten Kraftwerke statt. Die im Zuge der Energiewende umzusetzende Neustrukturierung der Energielandschaft führt zu einem Anpassungsbedarf der Blindleistungsbetrachtung: Zentrale Kraftwerksanlagen auf der Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene werden nach und nach durch dezentral verteilte Erzeugungsanlagen v. a. auf Mittel- und Niederspannungsebene ersetzt. Diese weisen eine geographische Zugehörigkeit auf, da Windkraftanlagen im Norden und Osten, Photovoltaikanlagen hingegen vornehmlich im Süden von Deutschland installiert sind. Zudem erfordert der planmäßige Ausbau des Stromnetzes Anpassungen, da dieser den Blindleistungshaushalt nachhaltig beeinflusst. Weiterhin ergibt sich eine veränderte Struktur der Verbraucher, welche stärker im Stromsektor (Stichwort „More electric world“) und mit entsprechender Elektronik integriert werden. Hieraus leitet sich eine Neuverteilung der Blindleistungsbereitstellung ab, wobei die in großer Anzahl integrierten Anlagen zur Erzeugung von regenerativer Energie zur Systemdienstleistung hinzuzufügen sind. Für ein zukünftiges Blindleistungs-Management kommen dabei folgende Maßnahmen in Frage:

- **Dezentrale Erzeugungsanlagen** (PV-Anlagen, Windkraftanlagen, etc.)
- **Dezentrale Speicher** (Hausspeicher, Quartierspeicher, etc.)
- **Dezentrale Verbraucheranlagen** (Elektrofahrzeuge, Ladesäulen, etc.)
- Nutzung von Synchrongeneratoren in Kraftwerken zum Phasenschieberbetrieb
- Installation zusätzlicher klassischer Kompensationsanlagen (Drosselspulen, Kondensatorbänke, etc.)
- Einbindung von Umrichterstationen der geplanten Hochspannungsgleichstrom-übertragung (HGÜ)

Ausblick auf das Jahr 2030:
Aufgrund des geplanten Rollouts von intelligenten Zählern und Messsystemen ergibt sich mit Blick auf das Jahr 2030 die Möglichkeit, die in den unteren Spannungsebenen aggregierten Daten über den Netzzustand in ein koordiniertes Blindleistungsmanagement zu integrieren und somit die Aufgabe der Blindleistungsbereitstellung neu zu verteilen. Ein angepasstes und intelligentes Blindleistungsmanagement kann dabei vielfältige Vorteile generieren, wobei der Einfluss auf die Spannungshöhe am Netzanschlusspunkt zu beachten ist:

- Bessere Auslastung der vorhandenen Netzkapazität und Betriebsmittel

- Reduzierte Transportverluste im Stromnetz
- Erhöhte Spannungsqualität hinsichtlich Spannungsband und Oberwellen
- Verstärkte Integration von erneuerbaren Energiequellen.

Auch in Bezug auf die Blindleistung ist vorab festzuhalten, dass die Tendenz zur vermehrten Übernahme von Systemverantwortung der Erneuerbaren Energieanlagen in gleichem Maße wichtig wie richtig ist. /FNN-02 14/

5.5.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Der Stand der Technik sowie das Entwicklungspotenzial in Bezug auf die Netzoptimierende Maßnahme Blindleistungsmanagement ist in den Abschnitten „Systembeschreibung“, „Entwicklungspotenzial“ und „Case Study“ dargestellt.

Übersicht Blindleistung:
Blindleistung entsteht, sobald in einem auf wechsel- bzw. drehstrombasierenden Energiesystem Strom und Spannung phasenverschoben sind (vgl. **Abbildung 5-72**). Der Winkel zwischen diesen beiden elektrischen Größen wird als Phasenwinkel „φ“ bezeichnet. Diese Verschiebung resultiert aus den im System vorhandenen induktiven und kapazitiven Komponenten, wie z.B. Drehstrom-Motoren und Leistungselektronik, aber auch Energieübertragungselementen wie Leitungen und Transformatoren.

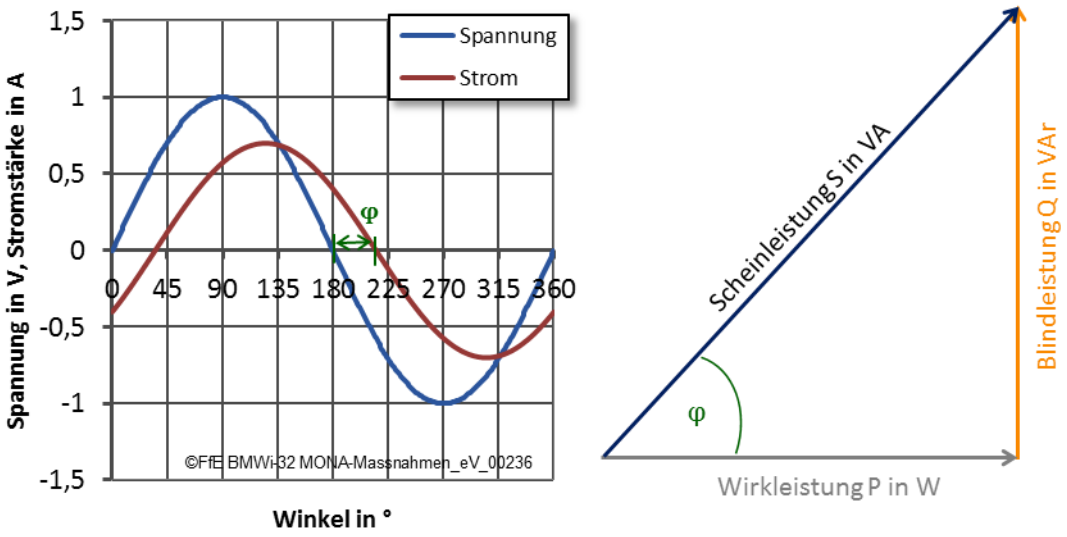


Abbildung 5-72: *Verlauf von sinusförmiger Spannung und Stromstärke mit Phasenverschiebung aufgrund von Induktivitäten (links) sowie Leistungsdreieck zur Bestimmung der einzelnen Leistungsbestandteile (rechts)*

Links in Abbildung 5-72 ist exemplarisch der sinusförmige Verlauf von Strom und Spannung für den induktiven Fall dargestellt. Hierbei tritt der Nulldurchgang des Stromes zeitverzögert zu dem der Spannung auf. Der Phasenwinkel findet sich nicht nur zwischen Spannung und Stromstärke, sondern ist ebenso in der Leistungsbetrachtung enthalten (rechts in Abbildung 5-72).

Neben der Wirkleistung, welche beispielsweise in Motoren in mechanische Antriebsleistung umgewandelt wird, sind zwei weitere Leistungsarten relevant: Die

Blindleistung ist für den Auf- und Abbau von elektrischen bzw. magnetischen Feldern verantwortlich und pendelt im Netz hin und her, wodurch ein Teil der vorhandenen Übertragungskapazität beansprucht wird. Die geometrische Addition von Wirk- und Blindleistung ergibt in Summe die Scheinleistung, welche die maßgebliche Dimensionierungsgröße für die Infrastrukturelemente (Leitungen, Transformatoren, etc.) darstellt.

In der Praxis und auf Typenschilden von Verbrauchern ist meist nicht direkt der Verschiebungswinkel φ, sondern dessen Cosinus-Wert angegeben. Ein cos φ von 0,9 bedeutet beispielsweise, dass das 0,9-fache der Scheinleistung als Wirkleistung auftritt. Die trigonometrischen Zusammenhänge ermöglichen die Bestimmung der Blindleistung durch die Multiplikation des sin φ mit der Scheinleistung.

Häufig bestehen rund um die Thematik „Blindleistung“ Unklarheiten in Bezug auf die Begrifflichkeiten. Daher ist vorab eine Einordnung, wie in **Abbildung 5-73** dargestellt, hilfreich.

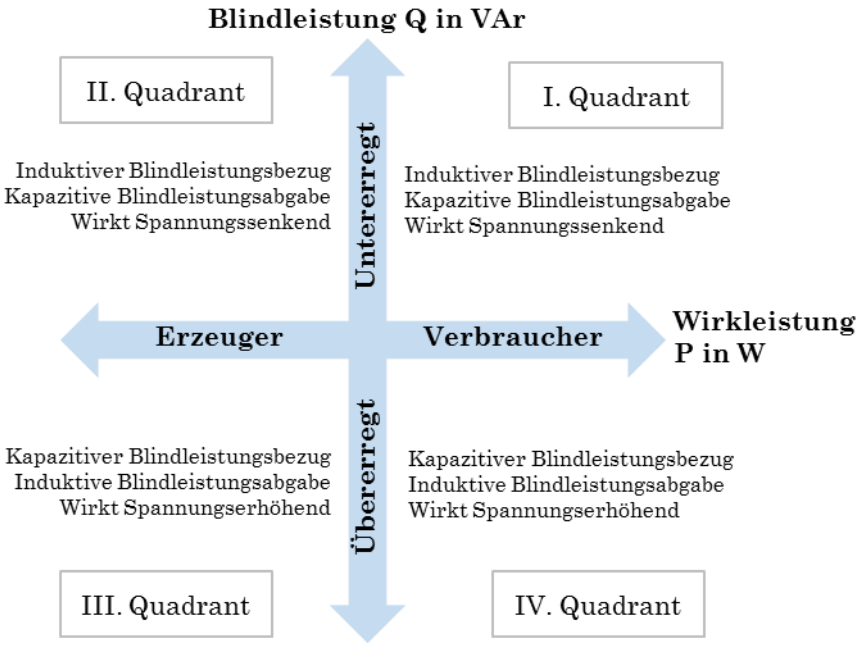


Abbildung 5-73: *Einteilung der Elemente bzgl. deren Blindleistungsverhaltens auf der Basis des Verbraucher-Zählpfeilsystems, nach /FNN-02 14/*

Definitionsgemäß ist der induktive Blindleistungsbezug äquivalent zur kapazitiven Blindleistungsabgabe. Dies entspricht dem sogenannten „untererregten Betriebspunkt“, welcher sich spannungssenkend auf den jeweiligen Netzpunkt auswirkt (I. & II. Quadrant). Gegenläufig stellt sich der übererregte Betriebspunkt dar (III: & IV. Quadrant).

Definition

?

5.5.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme

Die Bereitstellung von Blindleistung wird in /DENA-05 14/ als Produkt zur Erbringung der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ eingeordnet. Hierfür ist die Betrachtung von Netzbetriebsmitteln, Erzeugern, Verbrauchern und klassischen Kompensationsanlagen durchzuführen, wobei die zugehörigen regulatorischen Rahmenbedingungen in Abschnitt 5.5.2 aufgeführt sind.

Netzbetriebsmittel:
Transformatoren, Kabel und Freileitungen weisen ein Blindleistungsverhalten auf, welches in Abhängigkeit der Auslastung (Strom) und Netzebene (Spannung) variiert. Bei Transformatoren ergibt sich ein durchweg induktives Verhalten (Aufnahme von induktiver Blindleistung), wobei dies überproportional mit der Belastung zunimmt (vgl. **Abbildung 5-74**).

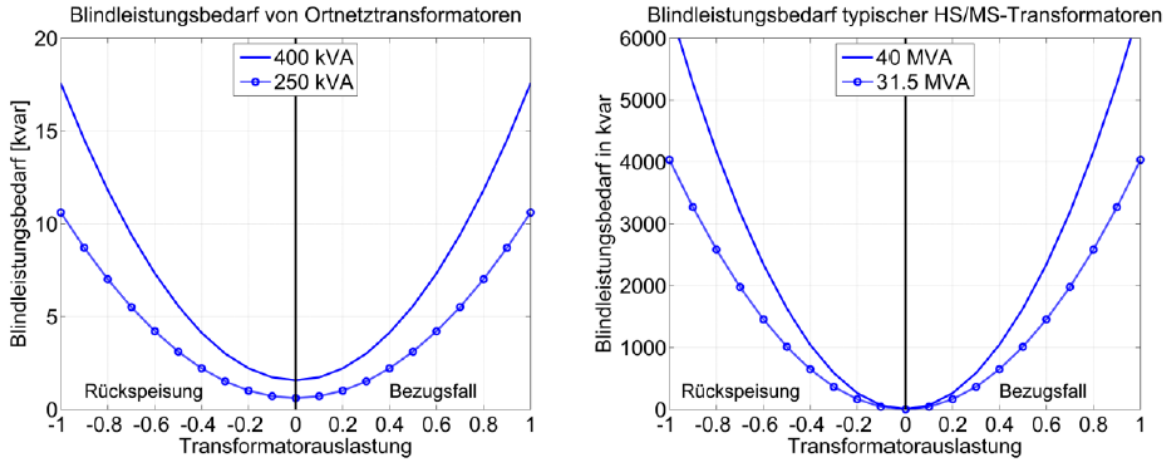


Abbildung 5-74: *Blindleistungsverhalten von Transformatoren in Abhängigkeit von der Auslastung /FNN-02 14/*[15]

Bei Freileitungen und Kabeln ergibt sich im Vergleich zu den Transformatoren ein differenziertes Verhalten: Auf Niederspannungsebene weisen Kabel wie Freileitungen aufgrund der niedrigen Spannung schon bei geringer Auslastung ein induktives Verhalten auf. Bei Betrachtungen in der Mittelspannungsebene steigt die Einflussnahme des kapazitiven Anteils, wobei dieser bei Kabeln im Gegensatz zu Freileitungen wesentlich stärker Einfluss nimmt. Auf Übertragungsnetzebene sind regionale Unterschiede zu beachten, da es im Norden aufgrund der Transportflüsse in Richtung Süddeutschland zu stärkeren Auslastungen und somit zu einem vermehrt induktiven Verhalten kommt. Die geringere Übertragungsleistung in Süddeutschland führt zu einem zunehmend kapazitiven Verhalten. /FNN-02 14/, /ZVEI-01 13/

[15] Bild 12 aus dem FNN-Hinweis „Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen“, November 2014, zu beziehen über VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (https://shop.vde.com/en/fnn-hinweis-blindleistungsmanagement-in-verteilungsnetzen);
Wiedergegeben mit freundlicher Erlaubnis des VDE e.V. – Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN).

Ein höherer Verkabelungsgrad sorgt für einen stärkeren Einfluss des kapazitiven Verhaltens. Dieser Effekt wird vor allem in Zeiten mit geringer Last noch weiter verstärkt. Aufgrund des Paradigmenwechsels in der Energiewirtschaft ändert sich auch das Blindleistungsverhalten des Netzes, wobei regionale Unterschiede insbesondere zu beachten sind. /FNN-02 14/, /ZVEI-01 13/

Weiterführendes Wissen

Erzeuger:
Bisher erfolgte die Bereitstellung des Blindleistungsbedarfes von Netz und Verbrauchern größtenteils durch konventionelle, zentral angeordnete Kraftwerke mit Synchrongeneratoren. Über die Spannungs-/Blindleistungsregelung ist damit je nach Bedarf die Bereitstellung von induktiver wie kapazitiver Blindleistung möglich (übererregte bzw. untererregte Betriebsweise). Im Zuge der Umstrukturierung des Erzeugungsparks werden zunehmend die konventionellen Kapazitäten durch dezentrale, regenerative Erzeugungseinheiten (DEA) substituiert. Dadurch reduziert sich auch die Anzahl und Größe der bisherigen Blindleistungsquellen. Überlagert wird dieser Effekt, da regenerative Erzeugungseinheit – v. a. auf den niedrigeren Spannungsebenen – induktive Blindleistung benötigen, um den durch die Einspeisung von Energie hervorgerufenen Spannungsanstieg zu reduzieren. Theoretisch sind die Umrichter gekoppelten Erzeuger, wie Photovoltaik-Anlagen, in der Lage, flexibel kapazitive wie induktive Blindleistung bereitzustellen. Die Erschließung dieses Potenzials ist jedoch der Einhaltung der Spannungsbandtoleranzen nachgelagert, wodurch DEA meist ohne Berücksichtigung des aktuellen Blindleistungshaushaltes sowie der Netzspannung induktive Blindleistung beziehen. */FNN-02 14/, /ZVEI-01 13/*

Bei der Implementierung eines regelbaren Ortsnetz-transformators bzw. eines Längsreglers erfolgt eine Entkopplung der Spannung, wodurch DEA auf der NS-Seite ihr Blindleistungsverhalten dem aktuellen Blindleistungsbedarf des Netzes anstatt der Einhaltung der Spannungstoleranzen anpassen können. Ähnlich stellt sich dieser Sachverhalt bei DEA dar, welche „nahe" am Transformator und somit einen geringen Einfluss auf die Spannungshaltung haben. /FNN-02 14/

Weiterführendes Wissen

Neben umrichtergekoppelten Anlagen sind weitere Erzeuger fähig, am Blindleistungs-management teilzunehmen. So sind neben Synchrongeneratoren auch doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren in der Lage, das Blindleistungsverhalten zu steuern. Diese Generatoren finden beispielsweise in vielen Windkraftanlagen Anwendung.

Für die Auswirkung von Blindleistungsmaßnahmen in Bezug auf die Spannungshaltung sind Aufbau und Verhalten der Infrastrukturelemente in Kombination mit Erzeugern

bzw. Verbrauchern wichtig. Exemplarisch wird im Folgenden der Last- bzw. Einspeisefall auf der 0,4 kV-Ebene dargestellt. Vereinfachend kann hierbei, wie in **Abbildung 5-75** dargestellt, das NS-Kabel als Reihenschaltung eines Widerstands- und Reaktanzbelags behandelt werden.

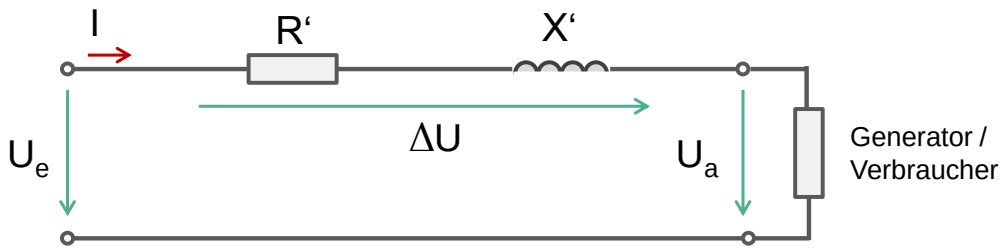


Abbildung 5-75: *Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Niederspannungskabels zur Bestimmung des Spannungsfalls*

An das Netz angeschlossene (Wirkleistungs-) Verbraucher wirken i. d. R. spannungssenkend, wohingegen die Einspeisung von Energie sich spannungserhöhend auswirkt. Zudem hat das Blindleistungsverhalten des angeschlossenen Betriebsmittels Einfluss auf den Spannungsverlauf. In **Tabelle 5-39** sind exemplarisch die Auswirkungen auf den relativen Spannungsfall in Abhängigkeit von verschiedenen Leistungsfaktoren dargestellt.

Tabelle 5-39: *Relativer Spannungsfall in Abhängigkeit vom Wirkleistungsverhalten bei verschiedenen Leistungsfaktoren für ein Niederspannungskabel (NAYY-J 4x150) mit einer Länge von 400 m*

Wirkleistung in kW	Leistungsfaktor cos φ	Blindleistung in kVAr	Relativer Spannungsfall in %
50 (Verbraucher)	0,9 (ind.)	24,22	3,06
	1 (keine Blindleistung)	0	2,58
	0,9 (kap.)	-24,22	2,09
-50 (Erzeuger)	0,9 (ind.)	24,22	-2,09
	1 (keine Blindleistung)	0	-2,58
	0,9 (kap.)	-24,22	-3,06

Der durch die Einspeisung von Energie resultierende negative Spannungsfall (entspricht Spannungsanstieg) kann durch ein induktives Verhalten des Erzeugers in diesem Beispiel um ca. 0,5 % (relativ) reduziert werden. Die Auslastung der Netzbetriebsmittel steigt jedoch von 50 kVA (cos φ=1) auf 55,56 kVA an, was einer Steigerung von ca. 11 % entspricht. Weiterhin ist zu beachten, dass sich das induktive Verhalten des Erzeugers mit der Aufnahme von induktiver Blindleistung durch das Kabel überlagert.

Neben den Erzeugern auf den unteren Spannungsebenen sind die Kraftwerke auf der Übertragungsnetzebene eine Möglichkeit, auch weiterhin am Blindleistungsmanagement teilzunehmen. In den kommenden Jahrzehnten erfolgt planmäßig die vermehrte Stilllegung von zentralen Kraftwerksanlagen. Um auch künftig den Blindleistungsbedarf zu decken und die Spannung in den gegebenen Toleranzen zu

halten, besteht auf der Übertragungsnetzebene die Möglichkeit des Einsatzes von rotierenden Phasenschiebern. Dabei werden vorhandene Synchrongeneratoren von zentralen Kraftwerksanlagen ohne Wirkleistungsabgabe betrieben, so dass diese als reine Blindleistungslieferanten bzw. -verbraucher agieren. Vorteil ist hier u. a. die bereits vorhandene Netzkapazität am Anschlusspunkt (vgl. Case Study in Abschnitt 5.5.1.3).

Klassische Kompensationsanlagen:
Die Inanspruchnahme von Blindleistung durch Verbraucher ist bis zu einer gewissen Grenze kostenfrei. Die Schwelle, ab der die Blindenergie in Rechnung gestellt wird, hängt dabei von dem jeweiligen Versorger ab. So ergibt sich nach /BBS-01 13/ für Zählpunkte mit Leistungsmessung ein Blindarbeitspreis (netto) von 1,30 cent/kVArh. Dieser wird für diejenige Energie fällig, die im Abrechnungszeitraum einen cos φ von 0,93 übersteigt, was einem Anteil der Blindenergie von mehr als 40 % in Bezug auf die Wirkenergie entspricht. Dies ist der wirtschaftliche Treiber, Kompensationsanlagen direkt am Endverbraucher zu errichten. Hierzu zählen v. a. Kondensatorbänke und Kompensationsdrosseln, welche den Blindleistungsbedarf von Industrieanlagen aber auch von Netzbetriebsmitteln ausgleichen. Dabei gilt die Prämisse, dass die Blindleistung möglichst nahe am Entstehungsort kompensiert wird, um den größtmöglichen positiven Effekt zu generieren. Somit werden derartige Anlagen direkt beim Endkunden (Industrie) installiert, um das Netz und die zugehörigen Betriebsmittel zu entlasten, da der Blindstrom nicht mehr zwischen Verbraucher und Kraftwerk, sondern nur noch zwischen dem Verbraucher und der Kompensationsanlage pendelt. Hierdurch werden die Netzbetriebsmittel entlastet. Bezüglich der Kompensationsvariante ist eine Unterscheidung in Einzel-, Gruppen- und Zentralkompensation möglich (vgl. **Abbildung 5-76**). Perspektivisch besteht die Möglichkeit, die in den Industriebetrieben vorhanden Kompensationsanlagen in das Blindleistungsmanagement des Stromnetzes zu integrieren. /ZVEI-01 13/

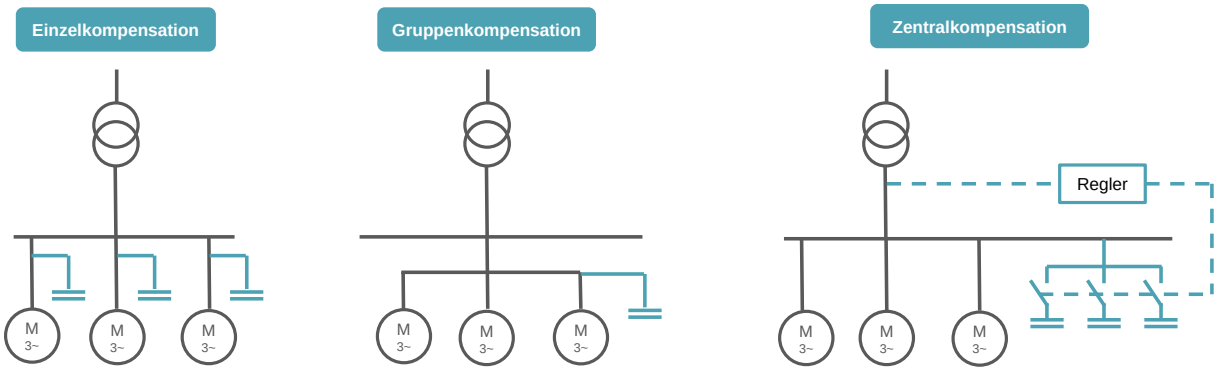


Abbildung 5-76: *Verschiedene Varianten zur verursachernahen Blindleistungskompensation am Beispiel von induktiven Verbrauchern (Motor) und Kondensatoren, eigene Darstellung nach /FRAKO-01 02/*

Kompensationseinrichtung können je nach Bedarf fest, schaltbar oder variabel ausgeführt werden. Welche Kompensationsvariante verwendet wird, hängt neben der Dimensionierung der jeweiligen Anschlussleitung auch von der Betriebsweise der zu

kompensierenden Einheit ab. **Tabelle 5-40** stellt dabei einige Vor- und Nachteile sowie Einsatzmöglichkeiten der verschiedenen Kompensationsmöglichkeiten dar.

Tabelle 5-40: *Vor- und Nachteile der verschiedenen Kompensationsvarianten nach /FRAKO-01 02/, /LEW-01 07/*

Variante	Vorteile	Nachteile	Anwendung
Einzelkompensation	• Geringe spezifische Kosten (€ pro kVAr) • Blindleistungskompensation in der Zuleitung zum Verbraucher • Keine Regelungseinheit notwendig	• Verteilung der Kompensationsanlagen auf den ganzen Betrieb • Hoher Installationsaufwand • Keine Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren • Einzelne Kondensator nur bei Betrieb des jeweiligen Verbrauchers im Einsatz	• Antriebe im Dauerbetrieb • Antriebe mit langen bzw. knapp dimensionierten Zuleitungen
Gruppenkompensation	• Vollständige Kompensation im innerbetrieblichen Netz möglich • Keine Regelungseinheit notwendig	• Nur für Verbraucher mit gemeinsamen konstanten Betriebsprofil • Leitung zwischen Verbrauchergruppe und Kompensationseinheit bleibt belastet	• Mehrere Verbraucher bei gleichzeitigem Betrieb
Zentralkompensation	• Geringere Kondensatorleistung, da Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt werden kann • Gute Auslastung installierter Kondensatorkapazität	• Innerbetriebliche Netz wird nicht entlastet • Zusätzlicher Aufwand für die Regelung	• Einsatz ist immer möglich, außer das innerbetriebliche Netz ist unterdimensioniert

Neben dem Einsatz zur verbrauchernahen Kompensation werden Kondensatoren wie Spulen für die Blindleistungskompensation der Netzbetriebsmittel integriert. Dabei sind im Rahmen der Auslegung und Dimensionierung von Kompensationselementen u. a. die Effekte von Oberschwingungen zu berücksichtigen. Diese entstehen aufgrund von Netzverzerrungen, welche auf dem Einfluss von nicht-linearen Verbrauchern, wie beispielsweise Gleich- und Wechselrichtern basieren. Sie weisen einen nicht-linearen Strombezug auf, welcher die Netzspannung in Form und Höhe beeinflusst. Die verzerrte Spannungsform kann in eine Grundschwingung (mit der Netzfrequenz 50 Hz) sowie in verschiedene Oberschwingungen bzw. Harmonische zerlegt werden. Oberschwingungen weisen eine Frequenz auf, welche dem ganzzahligen Vielfachen der Nennfrequenz entspricht. /LEW-01 07/

Nicht-lineare Verbraucher erzeugen somit Stromoberschwingungen, welche Spannungsoberschwingungen hervorrufen. Aufgrund von Kondensatoren zur Blindleistungskompensation ergeben sich Schwingkreise im Netz, welche eine Resonanzfrequenz aufweisen. Entspricht die Frequenz im Resonanzfall der einer Harmonischen, führt diese zu einer Anhebung des Scheitelwertes der Oberschwingungsspannung, wobei deren Effektivwert nahezu unverändert bleibt. Zudem erhöht sich der Oberschwingungsstrom, wodurch sich eine Vergrößerung des Effektivwertes des Kondensatorstromes ergibt. Hierdurch kann es zu Überbelastungen des Kompensationskondensators bzw. des Transformators kommen, wodurch dessen Lebensdauer eingeschränkt werden kann. Zur Behebung der beschriebenen

Resonanzproblematik kann eine Verdrosselung der Kondensatoren diese vor Überlastung schützen. Dabei werden den Kondensatoren Drosseln zugeschaltet, wodurch sich die Resonanzfrequenz festlegen lässt. Dabei ist zu beachten, dass die Resonanzfrequenz unterhalb der niedrigsten vorkommenden Harmonischen liegt. /LEW-01 07/

5.5.1.2 Entwicklungspotenzial

Die Bereitstellung von Blindleistung liefert einen wichtigen Beitrag für die Spannungshaltung, welche im Gegensatz zur Frequenzhaltung regional zu erbringen ist. In den nächsten Jahren und Jahrzehnten erfolgt planmäßig eine grundlegende Veränderung des Kraftwerksparks in Deutschland. Dies hat auch Auswirkungen auf die Blindleistungsbereitstellung im Energienetz. Stillgelegte konventionelle Kraftwerke, welche nicht für den Phasenschieberbetrieb genutzt werden, reduzieren das theoretische Potenzial an Blindleistungsbereitstellung. Dies kann durch den Zubau von blindleistungsfähigen, regenerativen Erzeugungsanlagen teilweise kompensiert werden, falls die Anlagen in ein Blindleistungsmanagement integriert werden. **Tabelle 5-41** enthält die Entwicklung der installierten Leistung von konventionellen sowie regenerativen Erzeugungsanlagen für das Projektzieljahr 2030 anhand der MONA-Szenarien. /FFE-22 16/

Tabelle 5-41: *Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten in Deutschland nach den Mantelzahlen der MONA-Szenarien /FFE-22 16/*

Erzeugungsart in GW_{el}	**2015**	**2030**		
Kernenergie	12,1	0,0		
Braunkohle	20,8	9,1		
Steinkohle	27,4	12,1		
Erdgas	8,3	22,6		
Erdgas – GuD	15,8	6,8		
Sonstige	2,6	2,2		
Summe konventionelle Kraftwerke	**87,0**	**52,8**		
		Szenario in 2030		
		Konservativ	**Standard**	**Klimaschutz**
Wind (onshore)	40,5	73,8		
Wind (offshore)	1,2	12,6	15,0	
Photovoltaik	37,5	56,3	75,0	115,0
Biomasse	6,8	6,9	7,4	8,3
Wasserkraft	4,3	4,3	4,3	
Sonstige	0,6	0,6	0,6	
Summe Erneuerbare Energien	**91,2**	**154,4**	**176,1**	**217,0**
Gesamte installierte Erzeugungskapazität	**178,2**	**207,2**	**228,9**	**269,8**

Gemäß den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen (siehe Abschnitt 5.5.2) haben Erzeugungsanlagen eine gewisse Blindleistungsfähigkeit aufzuweisen, welche je nach

Erzeugungsart und integrierter Spannungsebene unterscheidet. Die Annahme eines durchschnittlichen Leistungsfaktors von 0,95 ergibt für das „Standard-Szenario“ in 2030 eine potenzielle Blindleistung von 57,86 GVAr der Erneuerbaren Energien. Um die Verfügbarkeit dieses Potenzials zu steigern, besteht beispielsweise die Möglichkeit, Wechselrichter für eine wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung einzusetzen (vgl. „Q at Night“ /SMA-01 02/). Hierbei kann der Wechselrichter bis zu 30 % der Nennleistung an Blindleistung bereitstellen, wobei zwischen verschiedenen Regelarten (fester cos φ, cos φ(P) etc.) gewählt werden kann.

Eine Anpassung der geltenden Richtlinien hin zu einer wirkleistungsunabhängigen Blindleistungseinspeisung kann dazu führen, dass PV- bzw. Windkraftanlagen noch stärker in die Netzplanung zur Spannungshaltung eingebunden werden. Hierdurch können PV-Anlagen in der Nacht bzw. Windkraftanlagen bei Flaut Blindleistung bereitstellen, welche zur Kompensation bzw. Spannungshaltung eingesetzt wird. /DENA-02 14/

Weiterführendes Wissen

Neben dem Kraftwerkspark ergeben sich gemäß den Szenarien in MONA 2030 Entwicklungen in Bereich des Verkehrs- bzw. Speichersektors, welche neben den Erneuerbaren Energien potenziell in ein Blindleistungsmanagement integrierbar sind. Exemplarisch sind hierbei die Werte für Hausspeichersysteme und Elektrofahrzeuge dargestellt, wobei die jeweilige technische Ausführung zu berücksichtigen ist (vgl. **Tabelle 5-42**).

Tabelle 5-42: *Entwicklung der installierten Hausspeichersysteme und zugelassenen Elektrofahrzeuge in Deutschland gemäß den Mantelzahlen der MONA-Szenarien /FFE-22 16/*

Komponenten in Mio. Stück	2015	Szenario in 2030		
		Konservativ	Referenz bzw. Zentral	Verteilnetz bzw. Prosument
Hausspeichersystem	0,025	0,85	0,85	1,5
Elektrofahrzeuge	0,084	1,0	6,0	6,0

Der Ausgleich des Blindleistungshaushaltes – unter Berücksichtigung der Spannungshaltung – könnte bereits auf dezentraler Ebene durchgeführt werden. Ein Management auf dezentraler Ebene könnte Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Netzbetriebsmittel aggregieren und gemäß einer Blindleistungsstrategie koordinieren. Als Zielfunktion könnte neben der Realisierung von blindleistungsautarken Netzebenen auch die Bereitstellung von Q für die anderen Spannungsebenen dienen. Hierdurch könnten zum einen die bisherigen zentral angeordneten Blindleistungserzeuger durch dezentrale Komponenten ersetzt werden, wodurch sich positive Auswirkungen auf die Übertragungsverluste sowie Auslastung der Netzbetriebsmittel ergeben können. Neben einer Kommunikationsschnittstelle zwischen VNB und ÜNB ist die Einführung eines

Blindleistungsmarktes – wie beispielsweise in /ZVEI-01 13/ und /BWE-03 15/ angedacht – für die monetäre Bewertung von Blindarbeit bzw. –leistung zu prüfen. Weiterhin ist eine Anpassung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens möglich, um beispielsweise eine Blindleistungsbereitstellung unabhängig vom Wirkleistungsverhalten umzusetzen. Eine Voraussetzung, die für die Implementierung eines Blindleistungsmanagements auf dezentraler Ebene nötig ist, wird durch den Rollout von intelligenten Zählern bzw. Messsystemen geschaffen (siehe Kapitel 4). Hierdurch werden in Zukunft auch in den niedrigen Spannungsebenen detaillierte Informationen über den aktuellen Netzzustand an mehreren Punkten (Spannung, Leistungsfaktor) aggregiert (vgl. **Abbildung 5-80**).

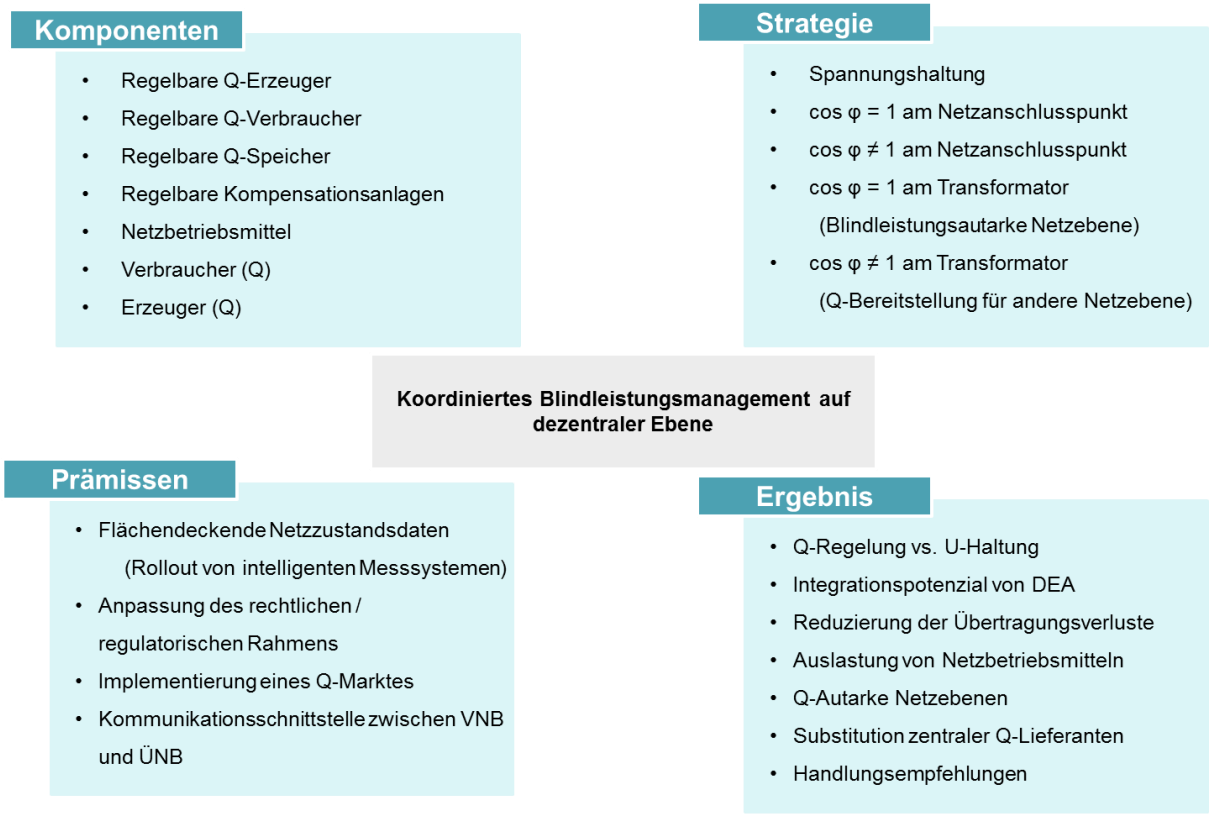


Abbildung 5-77: *Aspekte eines koordinierten Blindleistungsmanagements auf dezentraler Ebene*

Variationen und Beschreibungen einer Blindleistungsbereitstellung auf dezentraler Ebene werden in den Studien der dena: „Systemdienstleistungen 2030“ und „Verteilnetzstudie“ diskutiert, wohingegen die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz im Netzentwicklungsplan 2012 (zweiter Entwurf) als Alternative genannt, jedoch nicht berücksichtigt wird. /DENA-14 12/, /DENA-02 14/

Der gesamte Blindleistungsbedarf auf Übertragungsnetzebene im Jahr 2033 wurde in */DENA-02 14/* untersucht, wobei sich für jeden Netzknoten ein unterschiedliches Verhalten ergibt. Der maximale kapazitive Blindleistungsbedarf beträgt 2.859 MVAr, wohingegen der induktive Q-Bedarf bei 1.467 MVAr liegt. Aufgrund der steigenden Transportentfernungen wird der Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz deutlich gegenüber dem aktuellen Niveau ansteigen. */DENA-02 14/*

5.5.1.3 Case Study

Die Umsetzung von Blindleistungsmanagement-Maßnahmen zur Netzoptimierung findet auf der Verteilnetz- wie auch auf der Übertragungsnetzebene statt. Dabei steht die Erbringung der Systemdienstleistung „Spannungshaltung" im Vordergrund, wobei die Anforderungen aufgrund der lokalen Gegebenheiten (Auslastung der Leitung, Durchdringungsgrad DEA, Verkabelungsgrad etc.) variieren.

Verteilnetz: Q-Verhalten von Photovoltaikanlagen
Für die Darstellung des Potenzials von dezentralem Blindleistungsmanagement ist in dem folgenden Anwendungsfall ein Niederspannungsnetz dargestellt, in welchem neben Wohneinheiten (WE) als Verbraucher auch PV-Anlagen implementiert sind. In **Abbildung 5-78** ist der Aufbau des generischen Netzes dargestellt, welches über 39 Haushalte mit 26 Netzanschlusspunkten sowie 26 Photovoltaikanlagen mit einer mittleren installierten Peak-Leistung von 4,67 kW verfügt.

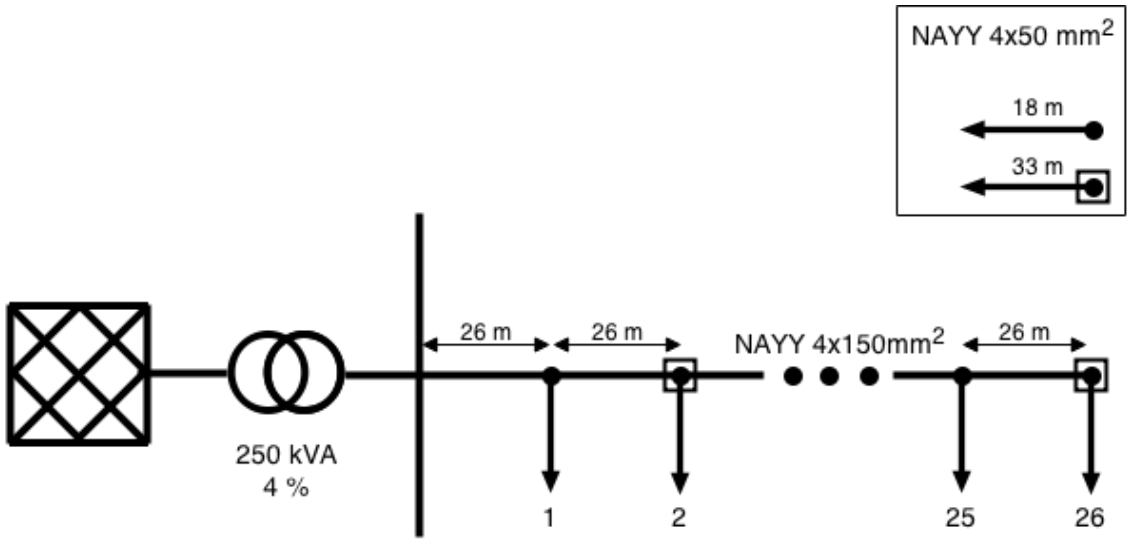


Abbildung 5-78: *Aufbau des in der Simulation verwendeten Niederspannungsnetzes*

Um die Auswirkungen und Möglichkeiten eines koordinierten Blindleistungsmanagements zu analysieren, enthält die durchgeführte Simulation die folgenden Betrachtungsfälle (vgl. **Abbildung 5-79**):

- **HH und PV nur Wirkleistung:** Die Haushalte als Verbraucher wie auch die PV-Anlage als Erzeuger weisen kein Blindleistungsverhalten auf. Daher haben lediglich die Netzbetriebsmittel Einfluss auf die Blindleistungsbilanz.
- **HH real, PV nur Wirkleistung:** Dieser Betrachtungsfall berücksichtig für die Haushalte einen mittleren Leistungsfaktor von $\cos \varphi$=0,9, wobei je nach Gerätetyp in den HH der Leistungsfaktor zwischen 0,75 und 0,95 variiert. Die PV-Anlagen speisen reine Wirkleistung in das Netz ein.
- **HH real, PV Q(P)-Regelung:** Die Haushalte weisen wiederum ein variables Q-Verhalten auf. Die PV-Anlagen beziehen induktive Blindleistung, welche in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung variiert. Der Leistungsfaktor bleibt

über den Lastbereich unverändert (cos φ=0,9). Dieser Fall ist aktuell in den Verteilnetzen weit verbreitet, da durch den Bezug von induktiver Blindleistung die Spannung gesenkt werden kann.

- **HH real, PV Q(U)-Regelung:** Wiederum weisen die Haushalte einen konstanten cos φ auf. Die PV-Anlagen hingegen beziehen nur dann induktive Blindleistung, wenn sich die aktuelle Spannung den Grenzen des Toleranzbandes nähert.

Im Rahmen einer ersten Analyse ist die Auslastung der Ortsnetzstation (ONT) sowie die Höhe der Netzverluste Gegenstand der Betrachtung.

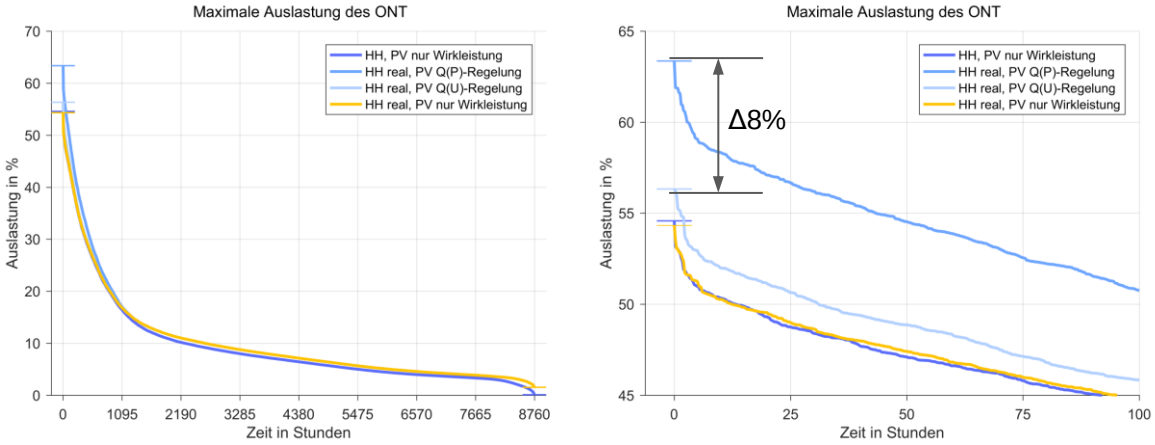


Abbildung 5-79: *Vergleich der verschiedenen Blindleistungsverhalten von Haushalten und PV-Anlagen in Bezug auf die Auslastung der Ortsnetzstation. Linke Abbildung über ein komplettes Jahr, rechts die Stunden mit der höchsten Auslastung*

In dem aufgezeigten Anwendungsfall ergibt sich durch die Umstellung von einer Q(P)-Regelung auf eine Q(U)-Regelung eine Reduzierung der maximalen Auslastung an der Ortsnetzstation von ca. 8 %. Dabei gilt die Prämisse, dass die Spannung sich über den Simulationszeitraum durchweg in den vorgegebenen Toleranzen bewegt.

Neben der reduzierten, maximalen Auslastung von Netzbetriebsmitteln ergeben sich durch ein integriertes Blindleistungsmanagement positive Auswirkungen auf die Netzverluste, welche der Netzbetreiber über Ausschreibungen zu besorgen hat (vgl. **Tabelle 5-43**).

Tabelle 5-43: *Netzverluste und Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit von den Betrachtungsfällen*

Betrachtungsfall	HH, PV nur Wirkleistung	HH real, PV nur Wirkleistung	HH real, PV Q(P)-Regelung	HH real, PV Q(U)-Regelung
Energieverbrauch in MWh	124,45	124,62	125,17	124,70
Netzverluste in MWh	6,76	6,94	7,48	7,01
Anteil der Verluste in %	5,43	5,57	5,98	5,62
Blindenergie in MVArh (kap.)	5,16	0,01	0,00	0,00
Blindenergie in MVArh (ind.)	6,74	58,01	85,76	62,53

Der Vergleich der beiden Regelungsvarianten Q(P) und Q(U) in diesem Anwendungsfall zeigt, dass die Netzverluste um 0,47 MWh reduziert werden können. Dies entspricht einer Einsparung von 6,3 % auf der Niederspannungsebene (ohne Ortsnetztransformator). Das gesamte Einsparpotenzial könnte sich noch vergrößern, da die benötigte Blindleistung derzeit überwiegend von zentralen Kraftwerken auf den höheren Spannungsebenen bereitgestellt wird und diese über sämtliche Netzebenen bis zum dezentralen Verbraucher zu transportieren ist. Der Verlauf des Blindleistungsflusses am Ortsnetztransformator ist für die Betrachtungsfälle in **Abbildung 5-85** dargestellt.

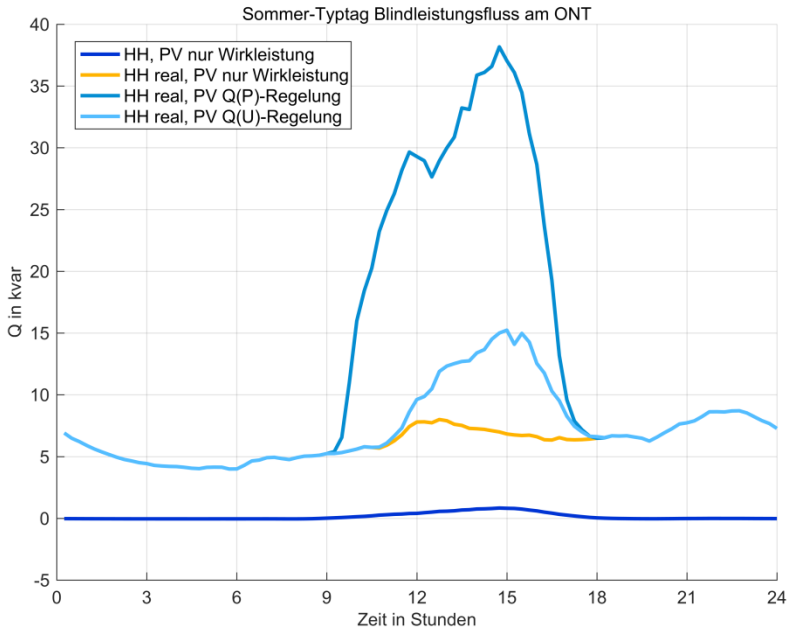


Abbildung 5-80: *Blindleistungsfluss an der Ortsnetzstation für die Betrachtungsfälle*

Die Darstellung zeigt, dass sich durch die Q(P)-Regelung von PV-Anlagen eine Blindleistungsspitze zur Mittagszeit ergibt, welche durch eine Q(U)-Regelung deutlich reduziert werden könnte.

Eine Erweiterung des Blindleistungsmanagements auf dezentraler Ebene stellt die Kompensation der Blindleistungsflüsse im Verteilnetz bzw. die koordinierte Blindleistungsbereitstellung für übergeordnete Spannungsebenen dar (vgl. koordiniertes Blindleistungsmanagement auf dezentraler Ebene in **Abbildung 5-77**).

Übertragungsnetz: Phasenschieberbetrieb von Synchrongeneratoren in Kraftwerken

Auf der Übertragungsnetzebene werden konventionelle Kraftwerke für die Blindleistungsbereitstellung eingesetzt, wodurch die Spannung im Toleranzband gehalten werden kann. Die Abschaltung der Kernkraftwerke in Kombination mit einer hohen Auslastung der Übertragungsnetzebene hat dazu geführt, dass der Synchrongenerator des stillgelegten Kernkraftwerkes „Biblis A“ für den Phasenschieberbetrieb umgerüstet wurde. Die Aufwendungen belaufen sich hierbei auf 7 Millionen €, welche vom Netzbetreiber Amprion getragen werden. Der Phasenschieber ist dabei in der Lage, Blindleistung zwischen +900 MVAr und -400 MVAr am Netzknoten Bürstadt in Abhängigkeit von der Netzspannung einzuspeisen (vgl. **Abbildung 5-81**). /AMP-01 12/, /BNETZA-05 12/

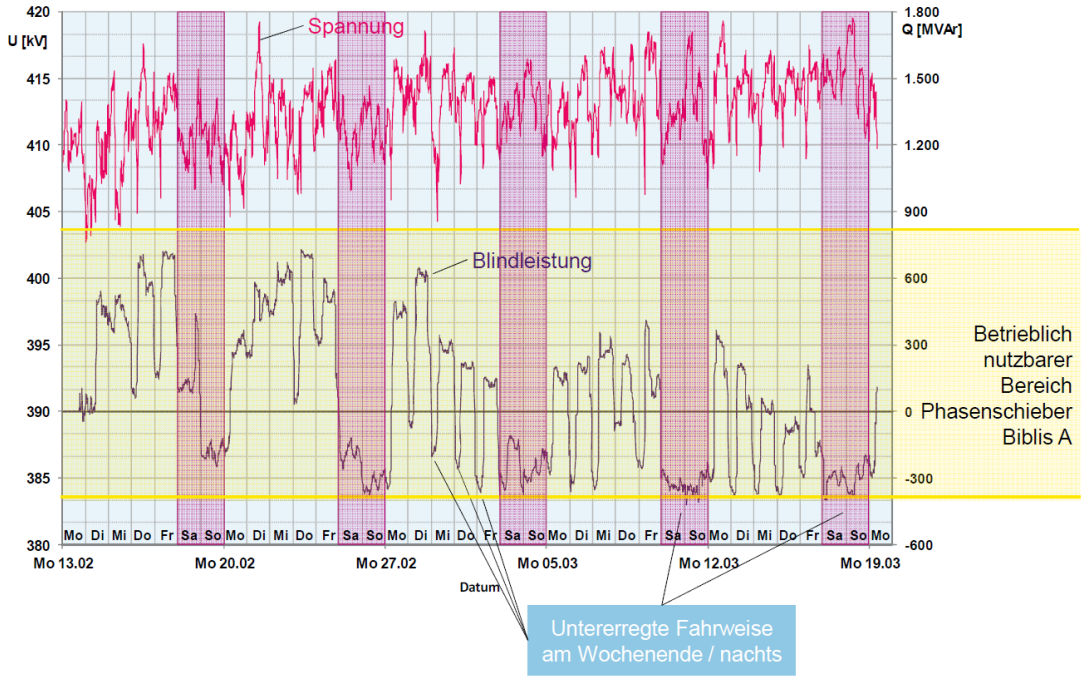


Abbildung 5-81: *Blindleistungsverhalten des Phasenschiebers Bibils A in Korrelation mit der Netzspannung am Knoten Bürstadt. /BNETZA-05 12/*

Bei dem Betrieb des Phasenschiebers treten Wirkverluste auf, welche sich auf ca. 8 MW (Betriebspunkt: 600 MVAr) summieren. Für den Anfahrvorgang sowie die Synchronisation mit dem Netz sind ca. 10 Minuten erforderlich. /AMP-01 12/

5.5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Vorgaben hinsichtlich des Blindleistungsverhaltens regeln gewisse regulatorische Rahmenbedingungen (vgl. **Abbildung 5-82**). Dabei erfolgt die Aufteilung von Erzeugungsanlagen in die verschiedenen Spannungsebenen nicht ausschließlich hinsichtlich deren Anschlussleistung. Es sind ebenso die lokal gegebenen Netzsituationen und -strukturen zu berücksichtigen.

	Regularien	Blindleistungsvorgabe
Niederspannung	**VDE-AR-N 4105** „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“	Scheinleistung ≤ 3,68 kVA: $0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$ 3,68 kVA < Scheinleistung ≤ 13,8 kVA: $0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$ Scheinleistung > 13,8 kVA: $0{,}90_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}90_{\text{übererregt}}$
Mittelspannung	**BDEW** „Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“	$0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$
Hoch- bzw. Höchstspannung	**VDN** • „TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ • „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes“	Variante 1 bis 3 (siehe Unterkapitel) Einspeiseanlagen < 100 MW: $0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$

Abbildung 5-82: *Regularien hinsichtlich des Blindleistungsverhaltens von Erzeugungsanlagen je Spannungsebene*

Niederspannungsebene nach /VDE-05 10/:
Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen oder Blockheizkraftwerke an der Niederspannungsebene unterliegen der VDE-AR-N 4105. Analog zur Mittelspannungsrichtlinie ist die Wahl der Spannungsebene der Erzeugungsanlage neben der maximalen Anschlussleistung auch von den lokalen Netzverhältnissen sowie der Betriebsweise der Erzeugungsanlage abhängig.

Auf der Niederspannungsebene liegt der Grenzwert der relativen Spannungsänderung, welche durch die Einspeiseanlagen hervorgerufen wird, bei 3 %. Dieser Wert bezieht sich auf den ungestörten Betriebsfall und kann ggf. vom Netzbetreiber verändert werden.

Im Gegensatz zur Mittelspannungsrichtlinie variiert das geforderte Blindleistungsverhalten von Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene mit der maximalen Scheinleistung. Dabei haben die Erzeugungsanlagen ab einer Wirkleistungsabgabe von 20 % das geforderte Blindleistungsverhalten einzuhalten. Dabei ergeben sich für den Verschiebungsfaktor cos φ folgende leistungsabhängige Grenzwerte:

- Scheinleistung ≤ 3,68 kVA: Keine Vorgabe des Netzbetreibers

$$0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$$

- 3,68 kVA < Scheinleistung ≤ 13,8 kVA: Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber

$$0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$$

- Scheinleistung > 13,8 kVA: Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber

$$0{,}90_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}90_{\text{übererregt}}$$

In **Abbildung 5-83** sind die regulatorischen Vorgaben in Bezug auf das leistungsabhängige Blindleistungsverhalten grafisch dargestellt. Da es sich um Erzeugungsanlagen handelt, sind die jeweiligen Betriebspunkte im zweiten bzw. dritten Quadranten der **Abbildung 5-73** zu finden.

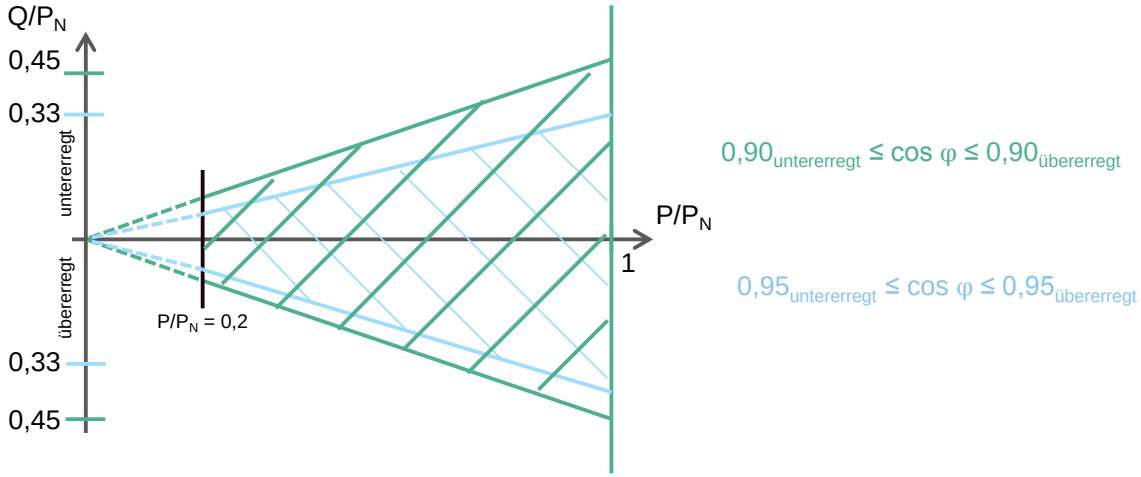


Abbildung 5-83: *Blindleistungspotenzial einer Erzeugungsanlage am Niederspannungsnetz für verschiedenen Leistungsklassen*

Die schraffierte Fläche stellt dabei den Bereich dar, in welchem der Betriebspunkt der Erzeugungsanlage in Bezug auf das Blindleistungsverhalten liegt. Dies gilt ab einer Wirkleistungseinspeisung von 20 % in Bezug auf die installierte Nennleistung.

Die Niederspannungsrichtlinie schlägt in Bezug auf das Blindleistungsverhalten von Erzeugungsanlagen folgende Möglichkeiten vor:

- Konstanter Leistungsfaktor
- Variabler Leistungsfaktor in Abhängigkeit von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung cos φ(P)

Ein konstanter Verschiebungsfaktor ist für Anlagen geeignet, welche mit einer gleichbleibenden Leistung einspeisen und direkt mit dem Netz gekoppelt sind. Für PV-Anlagen ist aufgrund der variierenden Leistungseinspeisung ein variables Blindleistungsverhalten vorzusehen (vgl. **Abbildung 5-84**).

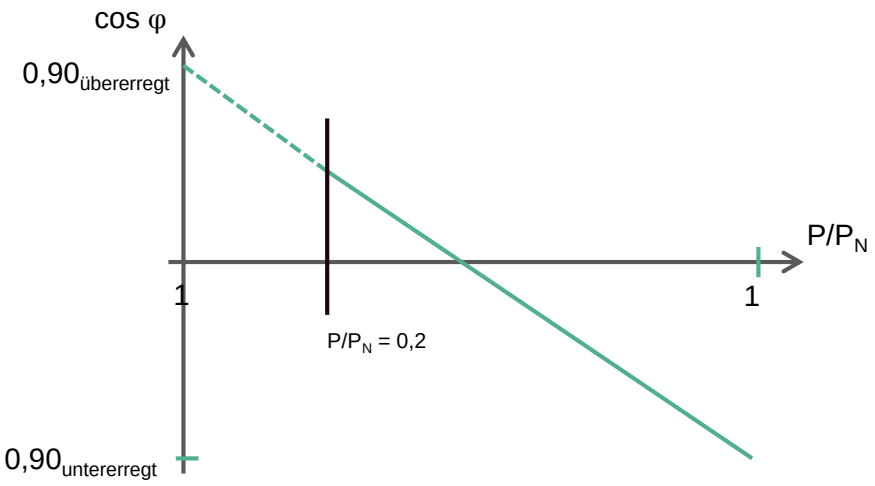


Abbildung 5-84: *Exemplarische Darstellung einer Blindleistungskennlinie mit variablen cos φ in Abhängigkeit der Wirkleistung*

Ist durch den Netzbetreiber eine Kennlinie vorgegeben, hat die Einstellung des geforderten Betriebspunktes innerhalb von 10 Sekunden zu erfolgen, wobei für das Hochfahren eine Übergangsfrist von 10 Minuten gewährt wird.

Mittelspannung nach /BDEW-05 08/:
Erzeugungsanlagen an der Mittelspannungsebene unterliegen der entsprechenden technischen Richtlinie des BDEW. Anlagen in diesem Sinne sind bspw. neue Windkraft- oder Wasserkraftanlagen, aber auch wesentlich veränderte Anlagen wie das Repowering von bereits bestehenden Windrädern. Die Entscheidung, ob eine Erzeugungseinheit am Mittelspannungsnetz oder einer anderen Netzebene anzuschießen ist, hängt nicht nur von der Anschlussleistung, sondern auch von den lokalen Netzverhältnissen ab.

Die relative Spannungsänderung, welche aufgrund der Erzeugungsanlagen hervorgerufen wird, darf maximal den Wert von 2 % annehmen. Als Referenz gilt hierbei die Spannung im ungestörten Betrieb. In Einzelfällen kann der Netzbetreiber eine Abweichung von diesem Grenzwert in Erwägung ziehen.

In Bezug auf das Blindleistungsvermögen von Erzeugungsanlagen gibt die Richtlinie einen Verschiebungsfaktor vor, welcher bei Wirkleistungsabgabe möglich zu sein hat. Die Bandbreite des cos φ bewegt sich dabei in den folgenden Grenzen:

$$0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$$

Durch diese Vorgabe gilt für eine exemplarische Wirkleistungseinspeisung durch eine Windkraftanlage von 2 MW ein maximales Blindleistungsvermögen von 0,66 MVAr. Für die Dimensionierung der Betriebsmittel ist die Scheinleistung ausschlaggebend, welche für das Rechenbespiel 2,11 MVA beträgt.

Das Blindleistungsverhalten ist entweder fest per Sollwert oder flexibel mittels einer Fernansteuerung durch den Netzbetreiber einstellbar. Die Mittelspannungsrichtlinie schlägt die folgenden vier Optionen vor:

- Konstanter Leistungsfaktor
- Konstanter Blindleistungswert

- Variabler cos φ in Abhängigkeit von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung cos φ(P)
- Variabler cos φ in Abhängigkeit von der Spannung Q(U)

Eine variable Blindleistungsabgabe in Abhängigkeit von der momentanen Wirkleistungsabgabe ist exemplarisch in **Abbildung 5-85** dargestellt.

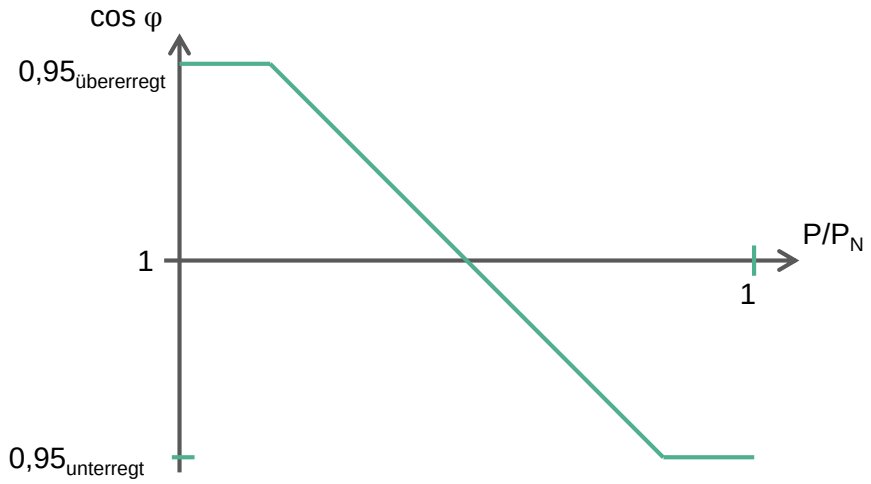


Abbildung 5-85: *Exemplarische Darstellung einer Blindleistungskennlinie mit variablen cos φ in Abhängigkeit von der Wirkleistungsabgabe*

Hierbei variiert das Blindleistungsverhalten zwischen dem induktiven Blindleistungsbezug bei hoher Leistungsabgabe (wirkt spannungssenkend) und induktiver Blindleistungsabgabe bei niedriger Leistungseinspeisung zur Spannungserhöhung (vgl. **Abbildung 5-73**). Welche Fahrweise in Bezug auf das Blindleistungsverhalten der Erzeugungsanlage gewählt wird, entscheidet der jeweilige Netzbetreiber individuell.

Hoch- bzw. Höchstspannungsebene nach /VDN-06 07/:

Der TransmissionCode 2007 repräsentiert das grundsätzliche Regelwerk für die 110 kV-, 220 kV- und 380 kV-Spannungsebene. Hierbei stellen u. a. die Aspekte Anschlussbedingungen und Netznutzung Bereiche dar, die das Blindleistungsverhalten von Anlagen auf der betrachteten Spannungsebene regeln. Die Anschlussbedingungen stellen dabei technische Mindestanforderungen dar, die die jeweiligen Erzeugungsanlagen aufzuweisen haben.

In **Abbildung 5-86** sind mögliche Varianten des Blindleistungsverhaltens von Erzeugungsanlagen dargestellt. Die Wahl der Variante trifft dabei der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber.

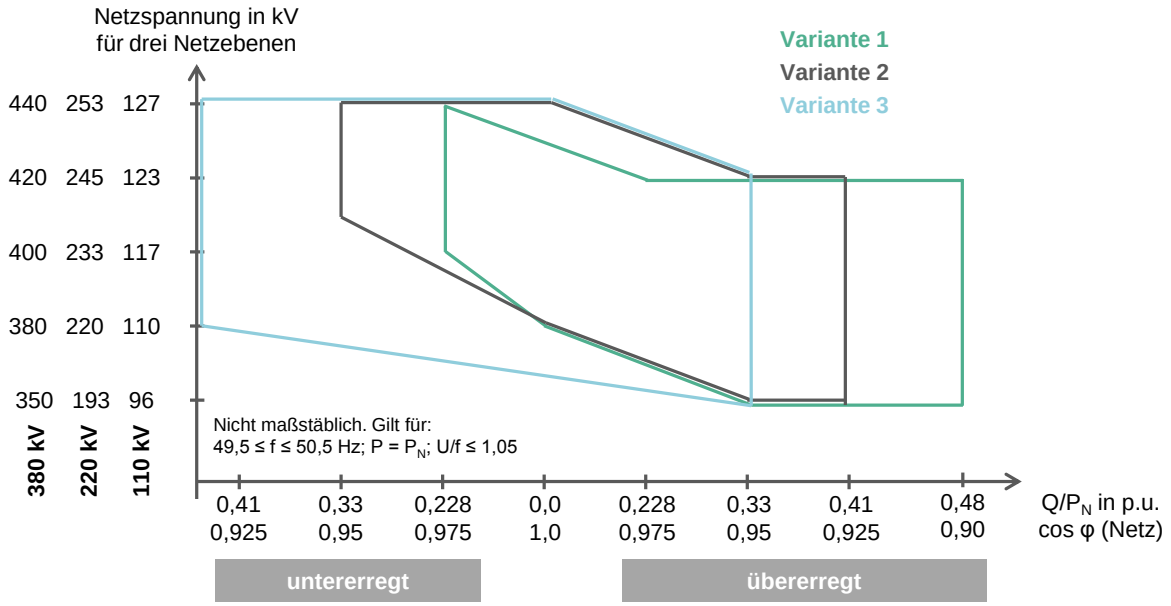


Abbildung 5-86: *Verschiedene Varianten für die Mindestanforderung von Erzeugungsanlagen bzgl. deren Blindleistungsverhaltens*

Für Erzeugungsanlagen, welche im Rahmen des EEG zu betrachten sind, werden für den stationären Blindleistungsaustausch folgende Möglichkeiten betrachtet:

- Leistungsfaktor cos φ
- Blindleistungswert in MVAr
- Spannungswert U in kV

Die Vorgabe für das Blindleistungsverhalten kann dabei über die folgenden Optionen übermittelt werden:

- Vereinbarung eines Wertes oder eines Fahrplans
- Vorgabe einer Kennlinie in Abhängigkeit von der aktuellen Leistungseinspeisung
- Online-Sollwertvorgabe

Wird das Blindleistungsverhalten mittels eines Sollwertes angepasst, hat die Anlage die Vorgabe innerhalb von einer Minute umzusetzen.

Ergänzend zum TransmissionCode 2007 beinhaltet der Leitfaden „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ des VDN weitere Richtlinien. Hierbei liegt der Fokus auf der zukünftigen Spannungs- und Frequenzhaltungsbeteiligung von EEG-Erzeugungsanlagen, welche an der Hoch- bzw. Höchstspannungsebene integriert sind. In Bezug auf das Blindleistungsverhalten nennt dieser Leitfaden die Varianten 1 und 2 aus Abbildung 5-86. Zusätzlich wird für Erzeugungsanlagen mit einer Einspeiseleistung kleiner 100 MW folgendes Blindleistungsverhalten vorgeschlagen: /VDN-03 04/

$$0{,}95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 0{,}95_{\text{übererregt}}$$

Perspektivisch ist laut /VDN-03 04/ der Einsatz von Windkraftanlagen für die flexible Blindleistungsbereitstellung möglich. Dabei soll bei Betriebspunkten, die kleiner als der

Nennbetriebspunkt sind, der technische verfügbare Blindleistungsbereich im Vergleich zu der in den aktuellen Regularien geforderten Maßgabe erweitert werden.

Ausblick:
Die derzeitige Ausgestaltung der regulatorischen Richtlinien fordert überwiegend eine Blindleistungsbereitstellung bei zeitgleicher Wirkleistungseinspeisung. Im Hinblick auf das Jahr 2030 kann eine regulatorische Anpassung hinsichtlich einer Blindleistungsbereitstellung unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung förderlich sein, wodurch das Potenzial von Blindleistungsmanagement hinsichtlich Spannungshaltung und Kompensationsmaßnahmen gesteigert werden kann (vgl. **Abbildung 5-77**).

5.5.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

„Unter der NoM Blindleistungsmanagement werden Kompensationsanlagen oder die gezielte Ansteuerung von wechselrichtergekoppelten Anlagen zu einer Reduktion oder gezielten Steuerung von Blindleistung im Stromnetz verstanden.“ Gemäß dieser Definition von Blindleistungsmanagement in MONA 2030 liegt der Fokus des Morphologischen Kastens auf dem Blindleistungsmanagement von dezentralen Komponenten wie (Speicher, dezentrale Erzeuger etc.) da diese in großer Zahl und Leistung im Jahr 2030 planmäßig installiert sind (vgl. **Tabelle 5-41** und **Tabelle 5-42**). In einzelnen Kriterien der nachfolgenden Einordnung erfolgt bei Bedarf die Unterscheidung zwischen klassischen Kompensationsanlagen wie Drosselspulen bzw. Kondensatoren und umrichtergekoppelten Anlagen sowie zum Phasenschieberbetrieb umgerüstete konventionelle Kraftwerke.

5.5.3.1 Technologie

Nachfolgend ist die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahme „Blindleistungskompensation“ bzgl. der im Morphologischen Kasten definierten Kriterien der Kategorie „Technologie“ aufgeführt.

Netzebene:
Umrichtergekoppelte, dezentrale Erzeugungsanlagen sind grundsätzlich auf mehreren Spannungsebenen integriert. Dabei finden sich PV-Anlagen vermehrt auf der **Niederspannungs-** und **Mittelspannungsebene,** wohingegen Windkraftanlagen eher auf der **Mittelspannungs**- bzw. **Hochspannungsebene** integriert sind.

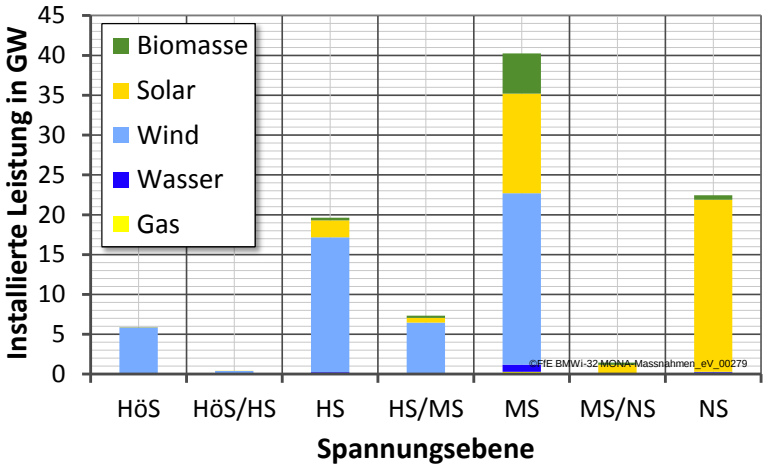


Abbildung 5-87: *Installierte Leistung von EE-Anlagen je Spannungsebene im Jahr 2015, nach /FFE-39 14/*

Weitere blindleistungsfähige Komponenten wie Ladesäulen bzw. Elektrofahrzeuge oder Haus- und Quartierspeicher sind in der Regel in der Niederspannungsebene lokalisiert, wohingegen zum Phasenschieberbetrieb umgerüstete Kraftwerke auf den höheren Spannungsebenen integriert sind. Somit ist Blindleistungsmanagement auf allen Netzebenen in unterschiedlicher Ausprägung vertreten.

Einsatzort:
Der Bezug bzw. die Einspeisung von Blindleistung wird am jeweiligen **Netzanschlusspunkt** der blindleistungsfähigen Komponente umgesetzt.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz:
Die Häufigkeit der Anwendung je Netzgebiet ist durch die Anzahl der umrichtergekoppelten Anlagen vorgegeben. Im Hinblick auf 2030 erfolgt eine tiefe Durchdringung der Spannungsebenen durch PV- und Windkraftanlagen sowie Elektromobilität und Speicher. Gemäß dem „Standardszenario“ sind im Jahr 2030 ca. 175 GW_{el} installiert (vgl. **Tabelle 5-41**). Daher ist von einem **Mehrfacheinsatz** je Netzgebiet auszugehen, wobei die **Abstufung kontinuierlich** in Abhängigkeit von der gewählten Blindleistungsregelung erfolgt (siehe Abschnitt 5.5.2).

Skalierbarkeit der Maßnahme:
Die Bandbreite für die Bereitstellung der Blindleistung hängt von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab, welche einen cos φ in Abhängigkeit von der Anschlussleistung bzw. der Spannungsebene vorgeben. Dieser Wert beschreibt die Überdimensionierung des Wechselrichters und legt die minimale Blindleistungsfähigkeit je Anlage fest. Basierend auf dem Rollout-Plan der intelligenten Zähler bzw. Messsysteme, werden Erzeugungsanlagen ab einer installierten Leistung von 1 kW berücksichtigt. Da die Integration in ein koordiniertes Blindleistungsmanagement eine IKT-Anbindung erfordert, kann unter Berücksichtigung eines Leistungsfaktors von 0,95 die untere Grenze der Bandbreite mit 0,33 kVAr festgelegt werden. Diese wird jedoch in der Praxis durch das Teillastverhalten von dezentralen Erzeugern verschoben. Die obere Grenze der Bandbreite ist durch die Leistung des Umrichters und des geforderten Leistungsfaktors vorgegeben und kann daher nicht eindeutig quantifiziert werden.

Technology Readiness Level:
Die Bereitstellung von Blindleistung (in Abhängigkeit von der Wirkleistung bzw. der Spannung) mittels PV-Anlagen und Windkraftanlagen ist bereits heute standardmäßig im Einsatz. Für die Erschließung weiterer Blindleistungsquellen (zum Beispiel Elektrofahrzeugen, Power2Gas-Anlagen, Speichersystemen etc.) ist eine Anpassung des rechtlich-regulatorischen Rahmens notwendig, wobei die zu Grunde liegende Technik größtenteils vorhanden ist. Im Hinblick auf 2030 ist daher das **Technology Readiness Level 8 „Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich“** für die Bereitstellung von Blindleistung mittels dezentral verteilter Komponenten anzunehmen.

Regelbarkeit:
Die Fähigkeit, das Blindleistungsverhalten auf die lokale Netzsituation anzupassen, erfolgt mittels des im Umrichter hinterlegten Blindleistungsverhaltens. Dies kann, je nach Anwendungsfall, beispielsweise mit der Wirkleistung oder der Netzspannung variieren. Die Beteiligung von Anlagen am Blindleistungsmanagement auch im Falle keines Wirkleistungsverhaltens erschließt eine zusätzliche Flexibilitätsstufe, welche noch nicht in den Richtlinien für die Komponenten festgelegt ist. Grundsätzlich ermöglicht die für die Blindleistungsbereitstellung verantwortliche Leistungselektronik (Vierquadrantensteller) einen **dynamischen Einsatz** und eine **hohe Flexibilität**.

Wirkungsgrad der NoM:
Die Bereitstellung von Blindleistung mittels umrichtergekoppelten Anlagen weist einen sehr hohen Wirkungsgrad auf. Die Verluste können mit ca. 1-2 % beziffert werden, welche von der Einspeiseanlage (PV oder WKA) bzw. vom Stromnetz (kein Wirkleistungsverhalten) bereitzustellen sind. Der Phasenschieber aus Abschnitt 5.5.1.3 weist bei einer Blindleistungsbereitstellung von 600 MVAr einen Wirkleistungsbedarf von 8 MW auf. Die entstehenden Verluste können als gering eingeschätzt werden, wodurch sich im Umkehrschluss ein **hoher Wirkungsgrad** ergibt. /DENA-02 14/

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung:
Der primäre Einsatz des Blindleistungsmanagements stellt die statische Spannungshaltung dar. Dabei erfolgt in Abhängigkeit von der lokalen Spannungssituation bzw. vom Wirkleistungsverhalten der Bezug bzw. die Einspeisung von Blindleistung, wodurch sich die lokale Spannungshöhe beeinflussen lässt. Die Auswirkungen auf die Verluste im Netzstrang sind dabei von der Spannungsbeeinflussung losgelöst: Ergibt sich durch die spannungsbedingte Einspeisung von Blindleistung eine (Teil-) Kompensation der lokalen Blindleistungsbilanz, verringern sich die Übertragungsverluste vor Ort. Erhöht sich durch das Blindleistungsmanagement die Höhe der zu übertragenden Blindleistung im Netz, ergeben sich höhere Transportverluste. Meistens wirkt das Netz induktiv, wodurch der Bezug von induktiver Blindleistung (PV-Anlagen beziehen induktive Q zur Spannungssenkung) die Verluste erhöht. Die nachgelagerten Verluste von Blindleistungsmanagement zur statischen Spannungshaltung sind somit **geringfügig höher**. Alternativ könnte Blindleistungsmanagement aktiv zur lokalen Beeinflussung der Blindleistungsbilanz eingesetzt werden, wodurch sich die lokalen Übertragungsverluste verringern. Zudem kann der Einsatz einer Q(U)- anstatt einer

Q(P)-Regelung die Verluste reduzieren (vgl. Case Study in Abschnitt 5.5.1.3). Dabei ist die Einhaltung der Spannungstoleranzen zu beachten.

Leistungsgradient und Ansprechzeit:
Die in den Umrichtern integrierte Leistungselektronik kann sehr schnell auf sich verändernde Gegebenheiten reagieren. Wie schnell einzelne Anlagen ihr Blindleistungsverhalten anpassen, regeln – zumindest teilweise – die jeweiligen Normen und Regularien. So haben Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz 10 Sekunden Zeit, die Sollwerte aus der Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber einzustellen. Für den Anfahrvorgang wird eine Übergangszeit von 10 min gewährt. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz müssen die sich aus der Kennlinienvorgabe ergebenden Blindleistungswerte innerhalb von 10 Sekunden bei $\cos\varphi(P)$ und innerhalb von 10 Sekunden bis 1 Minute für die Q(U) einstellen. Bei der Vorgabe durch einen Online-Sollwert ist der neue Arbeitspunkt innerhalb einer Minute zu realisieren. Aufgrund der Zeit von bis zu 10 Minuten kann von einer **mittleren** Ansprechzeit gesprochen werden (vgl. Regulatorische Rahmenbedingungen in Abschnitt 5.5.2).

Regelgenauigkeit:
Blindleistungsmanagement zur statischen Spannungshaltung bedeutet, dass in Abhängigkeit von der lokalen Spannungssituation (bzw. des Wirkleistungsverhaltens der Anlage) Blindleistung bezogen bzw. abgegeben wird, wodurch die Spannungshöhe lediglich indirekt beeinflussbar ist, da das Leistungsverhältnis zwischen der Blindleistungskomponente und dem Netz zu beachten ist. Limitierend wirkt zudem die maximale Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel. Daher ist die **Regelgenauigkeit nicht quantifizierbar**.

Abrufbarkeit:
Die aktuellen Regularien sehen eine Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen lediglich bei gleichzeitigem Wirkleistungsverhalten vor. Dadurch ergibt sich eine zeitlich begrenzte Abrufbarkeit (beispielsweise bei Photovoltaik nur tagsüber). Aus technischer Sicht ist es jedoch möglich, die in den Umrichtern enthaltene Leistungselektronik für die Bereitstellung von Blindleistung einzusetzen, wenn aktuell kein Wirkleistungsaustausch stattfindet (bspw. PV-Anlagen in der Nacht). Dennoch erscheint es im Hinblick auf das Jahr 2030 sinnvoll, die entsprechenden Regularien anzupassen und die Umrichter zu einer wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung zu verpflichten. Dies deckt sich mit den Handlungsempfehlungen der dena-Verteilnetzstudie. /DENA-14 12/ Bei klassischen Kompensationsanlagen und Phasenschiebern ist ebenso eine dauerhafte Abrufbarkeit vorhanden.

Zeitliche Verfügbarkeit:
Die zeitliche Verfügbarkeit in Bezug auf Blindleistungsmanagement als NoM deckt sich zumindest teilweise mit der vorherigen Kategorie „Abrufbarkeit“. Nach derzeitigen Regularien basiert das Blindleistungsverhalten auf dem Wirkleistungsbezug bzw. der -einspeisung. Eine Anpassung der Regularien hinsichtlich eines wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsverhaltens ist in Hinblick auf 2030 als wahrscheinlich zu betrachten. Daher kann die Verfügbarkeit als **immer verfügbar**

bezeichnet werden. Analog gilt dies für klassische Kompensationsanlagen und konventionelle Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb.

IKT-Bedarf einer NoM:
Die intelligente Anbindung von umrichtergekoppelten Anlagen hängt von der Betriebsweise der jeweiligen Anlage ab: Kein IKT-Bedarf ist notwendig, wenn im Umrichter eine Blindleistungs-Kennlinie hinterlegt ist, welche bspw. lediglich auf das Wirkleistungsverhalten der Anlage reagiert. Erfolgt eine Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber, stellt diese einen unidirektionalen Informationsfluss dar. Im Hinblick auf eine verbesserte Netzführung erscheint jedoch eine **Datenerfassung und Steuerung an wenigen Stellen** sinnvoll, um das Potenzial von Blindleistungsmanagement zur Netzoptimierung zu erschließen. Hierfür kann der geplante Rollout von intelligenten Zählern bzw. Messsystemen genutzt werden, wodurch der zusätzliche Bedarf an IKT reduziert wird. Konventionelle Kraftwerke, welche zum Phasenschieberbetrieb umgerüstet werden, sind in der Regel bereits in eine Leitwarte integriert, wodurch keine zusätzliche IKT-Anbindung notwendig ist.

Überlastfähigkeit:
Die Dimensionierung der Umrichterleistung erfolgt auf Basis der Nenn-Wirkleistung sowie der geforderten Blindleistungsfähigkeit. Im Teillastbetrieb oder in Zeiten ohne Wirkleistungsverhalten steht potenziell ein größerer Teil der Umrichterkapazität für die Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung, die jedoch eine hohe zeitliche Abhängigkeit enthält (v. a. PV- und Windkraftanlagen). Hierdurch ergibt sich ein temporär überhöhtes Bereitstellungspotenzial von Blindleistung.

Störungsanfälligkeit:
Blindleistungsmanagement als NoM ist im Allgemeinen gegenüber Natureinflüssen und menschlichen Versagens nicht Störanfälligkeit. Wie alle anderen technischen Elementen birgt auch die Umrichter gekoppelte Blindleistungsbereitstellung eine gewisse Störanfälligkeit aufgrund technischer Fehler. Durch entsprechende Serviceverträge kann die Verfügbarkeit auf bis zu 99 % abgesichert werden. Dadurch ist von einer **niedrigen** Störanfälligkeit auszugehen. /SMA-01 15/

Aufwand für Störungsbeseitigung:
Die Einbindung der Umrichter in ein übergeordnetes System sollte eine Fehlererkennung mittels Fernauslesung ermöglichen und ggf. beheben. Alternativ hat ein Techniker bzw. Servicemitarbeiter vor Ort eine Fehlererkennung und –behebung durchzuführen. Der **Aufwand** für eine mögliche Störungsbeseitigung ist als **gering** anzunehmen.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung:
Aus dem Blindleistungsmanagement mittels umrichtergekoppelten Anlagen ergeben sich **keine Änderungen** im Bereich der Kurzschlussleistung im Netzgebiet. Die Integration von stillgelegten konventionellen Kraftwerken im Phasenschieberbetrieb ermöglicht neben der Blindleistung auch die Bereitstellung von Kurzschlussleistung. /AMP-01 12/

Spannungshaltung:
Die Bereitstellung von Blindleistung ist eine Maßnahme, welche die Systemdienstleistung „Statische Spannungshaltung“ ermöglicht. Die Steuerung des Blindleistungsverhaltens kann über verschiedene Arten erfolgen, wie z. B. durch einen konstanten Leistungsfaktor, eine Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber oder eine im Umrichter hinterlegte Kennlinie etc. Die Fähigkeit von Blindleistung, die Spannung **lokal** zu beeinflussen, hängt von dem Leistungsverhältnis der Anlage mit der Blindleistungsbereitstellung und den restlichen am Netzstrang angeschlossenen Leistungen ab. Eine sehr große Anlage kann durch entsprechende Blindleistungsbereitstellung dominierende Auswirkungen auf die lokale Spannung erwirken, wohingegen kleine Anlagen ein nur sehr geringes Einflusspotenzial besitzen. Dabei ist die maximale Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel zu beachten, da diese auf die Scheinleistung zu dimensionieren sind. Eine generelle Quantifizierung über die Ausregelung des Spannungsbandes ist somit nicht möglich.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt des Netzgebietes

Der Primärzweck dieser NoM ist das Steuern des kapazitiven und induktiven Blindleistungshaushaltes. Je nach Netzebene und Netzgebiet ist die Art der Steuerung von den vorhandenen Erzeugern und Verbrauchern abhängig. Im Grunde ist jedoch eine nach Bedarf einstellbare Blindleistungsregelung im Netzgebiet möglich. Der Einfluss ist jedoch stark vom Durchdringungspotenzial abhängig.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit:
Die NoM Blindleistungsmanagement bewirkt **keine Änderung** bzgl. der Einhaltung thermischer Limits bzw. der maximalen Stromtragfähigkeit.

5.5.3.2 Wirtschaft

Als weitere Kategorie werden Kriterien aus dem Bereich „Wirtschaft“ betrachtet.

Investitionen, fixe und variable Betriebskosten, Lebensdauer:
Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der NoM „Blindleistungsmanagement“ wird in Abschnitt 5.5.4 eingefügt, wobei in Tabelle 5-44 die erforderlichen Parameter der verschiedenen Varianten für die Teilnahme am Blindleistungsmanagement aufgeführt sind. Die erforderlichen Aufwendungen für die IKT-Anbindung sind i. d. R. durch den Rollout von intelligenten Messsystemen bzw. von vorhandenen Anbindungen (Leitwarte von Kraftwerken) gedeckt. Die festgelegten Leistungsfaktoren von Umrichtern führen zu einer Überdimensionierung des Netzanschlusses sowie des Umrichters. Die hierfür notwendigen Aufwendungen trägt der Anlagenbetreiber.

Tabelle 5-44: *Ökonomische Parameter der verschiedenen Komponenten von Blindleistungsmanagement als NoM nach /AMP-01 12/, /DENA-02 14/, /IFHT-01 13/*

	Spezifische Investitionen in €/kVAr	Betriebskosten	Lebensdauer	Anmerkung
Drosselspule	40	2 % der Investition / Jahr	35 a	Größe: 100 MVAr inkl. Schaltfelder
Kondensator	33	2 % der Investition / Jahr	35 a	Größe: 100 MVAr inkl. Schaltfelder
Static Var Compensator (SVC)	52	2 % der Investition / Jahr	35 a	Größe: 100 MVAr inkl. Schaltfelder
Static Synchronous Compensator (STATCOM)	68	2 % der Investition / Jahr	35 a	Größe: 100 MVAr inkl. Schaltfelder
Phasenschieber	5,4	3,5 % der Investition / Jahr	30 a	Größe: 1.300 MVAr (+900 MVAr - - 400 MVAr)
Umrichter von dezentralen Anlagen (Überdimensionierung)	50,4	2 % der Investition / Jahr (Pauschal)	20 a	Größe: 22 kW, cos φ=0,9, Q=10,65 kVAr,

Bei der Betrachtung der Umrichter von dezentralen Anlagen ist zu beachten, dass die Überdimensionierung das minimale Potenzial zur Blindleistungsbereitstellung darstellt. Im Teillastbereich steht eine größere Kapazität der Umrichterleistung für die Bereitstellung von Blindleistung potenziell zur Verfügung, wodurch die spezifischen Investitionskosten des Blindleistungsmanagements sinken. Bei der Bereitstellung von Q ohne Wirkleistung fallen ca. 1-2 % der Leistung als Verluste an. /DENA-02 14/

Weiterhin ist anzumerken, dass im Falle von reduzierten Übertragungsverlusten, basierend auf dezentralem Blindleistungsmanagement, der Netzbetreiber durch die verminderte Beschaffung von Verlustenergie entlastet wird.

Akteur:
Aufgrund der vielfältigen Umsetzungsmöglichkeiten von Blindleistungsmanagement ergibt sich eine große Akteursvielfalt: Für PV- und Windkraftanlagen sind die Erzeuger zuständig, klassische Kompensationsanlagen werden von Netzbetreibern implementiert, Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb werden von EVUs betrieben und Verbraucher mit einem hohen Blindleistungsbedarf kompensieren ihre eigenen Anlagen selbst. Die Koordination des Blindleistungsmanagement sollte dabei der Netzbetreiber übernehmen, wobei eine Abstimmung zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen hat.

Einordnung der NoM:
Da es sich bei einem aktiven Blindleistungsmanagement um einen betrieblichen Vorgang des Netzbetreibers handelt, kann Blindleistungsmanagement aufgrund reiner Betriebskosten der „Netzoptimierenden Betriebsführung“ zugeordnet werden. Diese Aufgabe fällt unter die Systemverantwortung des zuständigen Netzbetreibers.

Regulatorische Abschreibungsdauer:
Während die Lebensdauern von Blindleistungskompensationsanlagen nicht dezidiert in der StromNEV aufgeführt sind, sind bei Umrichtern von dezentralen Anlagen keine Abschreibungen im regulierten Markt möglich, da diese Kosten vom Anlagenbetreiber getragen werden müssen und dementsprechend nach HGB abgeschrieben werden.

Einnahmepotenzial für Akteur und Kostenwälzung:
Gemäß den aktuellen Richtlinien hat der Anlagenbetreiber für die Überdimensionierung des Umrichters zu sorgen und trägt hierfür die Aufwendungen (vgl. Abschnitt 5.5.1.3). Unter der Prämisse einer stärkeren Einbindung von dezentralen Umrichtern in ein koordiniertes Blindleistungsmanagement ist die Implementierung eines Blindleistungsmarktes bzw. Vergütung der Bereitstellung von Blindleistungspotenzial im Hinblick auf das Jahr 2030 zu diskutieren.

Regulatorische Praktikabilität:
Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind in Abschnitt 5.5.2 aufgeführt, wobei die Ausprägung „etabliert, Anpassungen wahrscheinlich“ sich vor allem auf das Blindleistungsverhalten der Anlagen bezieht. Hier sind die wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung sowie die Ausweitung auf andere Komponenten wie Speicher und Elektrofahrzeuge zu nennen. Zudem ist die Möglichkeit der Implementierung eines Blindleistungsmarktes zu diskutieren.

Durchdringungspotenzial:
Blindleistungsmanagement weist ein flächendeckendes Potenzial auf, da vor allem im Hinblick auf das Jahr 2030 blindleistungsfähige Komponenten (PV- und Windkraftanlagen, Speicher, Elektrofahrzeuge etc.) in den meisten Netzgebieten in Deutschland vertreten sein werden. Das Durchdringungspotenzial kann sich dabei von der Art der Komponente sowie der lokalen Netzgegebenheit unterscheiden.

Regionale Verfügbarkeit:
Bezüglich der regionalen Verfügbarkeit gibt es in Bezug auf das Blindleistungsmanagement gewisse Unterschiede. So sind PV-Anlagen mit integriertem Hausspeichersystem eher im Süden von Deutschland, Windkraftanlagen vorrangig im Norden und Osten installiert.

5.5.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Als weitere Kategorie wird im Rahmen der Bewertung von Blindleistungsmanagement der „sekundäre Mehrwert und mögliche Beitrag zur Betriebsführung“ in neun Kriterien diskutiert.

Auswirkungen auf die Betriebsführung:
Eine Veränderung von wenigen zentralen Blindleistungserzeugern hin zu vielen dezentralen Blindleistungsquellen ergibt grundsätzlich einen erhöhten Koordinationsaufwand. Zudem ergibt sich ein zusätzlicher Kommunikationsbedarf für die Schnittstelle zwischen VNB und ÜNB, um das jeweilige Blindleistungspotenzial der Netzebenen abzustimmen.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene:
Ein koordiniertes Blindleistungsmanagement auf dezentraler Ebene bietet potenziell die Möglichkeit, einzelne Spannungsebenen blindleistungsautark zu führen. Eine darüber hinaus gehende Trennung der Spannungsebenen ist primär nicht möglich.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren:
Die Bereitstellung von Blindleistung sowie deren Beitrag zur statischen Spannungshaltung ist ein grundlegender Bestandteil des Energiesystems, wodurch die Robustheit gegenüber Störfaktoren als hoch anzusehen ist.

Bereitstellung von Betriebsreserven:
Blindleistungsmanagement als Netzoptimierende Maßnahme hat keinen Einfluss auf die Bereitstellung von Betriebsreserven.

Bereitstellung von Regelleistung:
Auf die Bereitstellung von Regelleistung hat Blindleistungsmanagement keinen Einfluss.

Frequenzhaltung:
Die NoM Blindleistungsmanagement hat **keinen oder nur marginalen** Einfluss auf die Frequenzhaltung.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Auf dieses Kriterium hat Blindleistungsmanagement keinen Einfluss.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes:
Die koordinierte Bereitstellung von dezentraler Blindleistung bietet das Potenzial, Netzebenen bzw. –gebiete blindleistungsneutral und somit autark zu gestalteten.

5.5.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Nachfolgend erfolgt abschließend die Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahme „Blindleistungsmanagement“ bzgl. der im Morphologischen Kasten definierten Kriterien der Kategorie „Gesellschaft und Umwelt“.

Strukturveränderung:
Die Einbindung von bestehenden Umrichtern in ein koordiniertes Blindleistungsmanagement fällt ebenso unter die Ausprägung „Optimierung von bestehenden Anlagen“ wie die Umrüstung von stillgelegten Kraftwerken zu Phasenschiebern. Die Implementierung von zusätzlichen Kompensationsmitteln wie Drosselspulen oder Kondensatoren stellen Neubaumaßnahmen dar.

Technisches Risiko:
Durch die Einhaltung von Wartungs- und Instandhaltungsintervallen ist die Eintrittswahrscheinlichkeit von technischen Fehlern zu minimieren. Zudem besteht bei größeren Anlagen die Möglichkeit, über eine Ferndiagnose Fehler zu analysieren und ggf. zu beheben. In Bezug auf das potenzielle Schadensmaß ist zu unterscheiden, ob es sich um eine kleine dezentrale Anlage oder ein zentrales Element handelt: Fällt ein dezentraler Umrichter aus, hat dies aufgrund der geringen Leistung unwesentliche

Auswirkungen auf das Blindleistungsmanagement. Ein ungeplanter Ausfall eines Phasenschiebers mit mehreren hundert MVAr kann jedoch erhebliche Auswirkungen auf die statische Spannungshaltung sowie den Blindleistungshaushalt generieren. Das technische Risiko ist daher als „sehr gering“ zu bewerten.

Flächenbedarf:
Für die Bereitstellung von Blindleistung werden die bereits vorhanden Umrichter eingesetzt. Diese sind je nach Vorgabe entsprechend zu überdimensionieren, wodurch von einer etwas größeren jedoch vernachlässigbaren Baugröße auszugehen ist. Die Umrüstung von bestehenden konventionellen Kraftwerken zu Phasenschiebern hat im Grunde keinen zusätzlichen Flächenverbrauch zur Folge.

Vorerfahrung:
Bereits heute ist eine Vielzahl der installierten Wechselrichter für die Anbindung von PV-Anlagen blindleistungsfähig, wodurch v. a. im Hinblick auf das Jahr 2030 ein hoher Etabliertheitsgrad und hoher Vorerfahrung vorhanden ist. Die Integration von weiteren Komponenten in ein koordiniertes Blindleistungsmanagement ist dabei Gegenstand aktueller Untersuchungen.

Geräuschemissionen
Die Bereitstellung von Blindleistung durch vorhandene Umrichter hat keine zusätzlichen Geräuschemissionen zur Folge. Es ist jedoch zu beachten, dass durch ein wirkleistungsunabhängiges Blindleistungsverhalten (bspw. PV-Umrichter stellen Q in der Nacht bereit) der Umrichter öfter aktiv ist. Dabei stellen sich ähnliche Geräuschemissionen wie im Normalbetrieb ein.

Schadstoffbelastung und Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Durch Blindleistungsmanagement entstehen keine zusätzlichen Schadstoffbelastungen – weder in der Atmosphäre noch im Schutzgut Boden/Grundwasser.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher und Einflussmöglichkeit des „Betroffenen“:
Blindleistungsmanagement mit umrichtergekoppelten Anlagen stellt **keinen Eingriff** in den Handlungsspielraum für Endverbraucher dar. Weiterhin hat der „Betroffene“ keine Einflussmöglichkeit, da das Blindleistungsverhalten der Umrichter von den geltenden Richtlinien festgelegt wird (vgl. Abschnitt 5.5.2).

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes:
Eine explizite Aussage über die Höhe der CO_2-Bilanz-Veränderung eines Versorgungsgebietes ist nur bedingt zu treffen. Aktuell wird Blindleistungsmanagement auf den unteren Spannungsebenen zur statischen Spannungshaltung eingesetzt, wodurch sich die Spannungsbandverletzungen verringern und mehr EE-Anlagen integriert werden können. Alternativ zur reinen Spannungsbandbetrachtung ist der Einsatz von Blindleistung zur lokalen Kompensation des Blindleistungsbedarfes möglich, wodurch der jeweilige Netzabschnitt blindleistungsneutral gestaltet bzw. Blindleistung für die übergeordnete Spannungsebene bereitgestellt werden kann. Somit ist von einer **Verringerung der Emissionen** eines Versorgungsgebietes durch die Anwendung von Blindleistungsmanagement zu erwarten. Zudem können die

Übertragungsverluste durch ein koordiniertes Blindleistungsmanagement auf dezentraler Ebene minimiert werden (vgl. Case Study in Abschnitt 5.5.1.3).

Elektromagnetische Verträglichkeit für das Umfeld:
Die Strahlenbelastung, welche durch Wechselrichter hervorgerufen wird, liegt in Bezug auf die EU-Ratsempfehlung im einstelligen Prozentbereich. Damit ist die Belastung deutlich niedriger als durch andere Quellen im Haushalt, wie beispielsweise Mikrowelle oder TV/Radio. /SMA-01 14/ Aufgrund der geringen Strahlungswerte wird daher das Kriterium „keine EM-Strahlung nachweisbar“ gewählt.

Die Netzoptimierende Maßnahme „Blindleistungsmanagement“ hat zudem keinerlei zusätzliche Auswirkungen auf die Schutzgüter **Flora/Fauna, Habitate, Boden/Grundwasser** sowie **Biodiversität/Ökosystem**.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligungen
Es besteht „keine Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung, da keine direkte Betroffenheit der Bevölkerung“ vorliegt. Hierdurch sind ebenso die Transparenz des Verfahrens sowie der Handlungsspielraum nicht von Belang. Ebenso ist die Gesellschaftliche Solidarität nicht weiter auszuführen.

Mediale Berichterstattung
Die NoM Blindleistungsmanagement wird durch die mediale Berichterstattung wenig abgedeckt. Es wird betont, dass durch die Energiewende zunehmend die Systemverantwortung auf DEA übergeht. Durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke seien Kompensationsanlagen notwendig. „Damit nach der Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen und weiterer Großkraftwerke in Bayern die erforderliche Spannung und Frequenz (…) gehalten werden kann, baut das Unternehmen in Oberottmarshausen den „rotierenden Phasenschieber“ ein. Das ist ein Generator, der mit dem Stromnetz verbunden wird und die für die Spannungshaltung erforderliche Blindleistung erzeugt. Blindleistung ist eine Grundvoraussetzung dafür, dass in einem Wechselstromkreis Strom fließen kann und wurde bislang von den großen Kraftwerken wie Gundremmingen bereitgestellt“ /SCH-01 16/. Konkrete Aussagen zu Kosten/Nutzen werden durch die mediale Berichterstattung jedoch kaum geliefert

5.5.4 Ökonomische Grundlagen

Analog zu anderen Netzoptimierenden Maßnahmen kann es bei Blindleistungsmanagement notwendig sein, bestehende Anlagen mit der notwendigen IKT auszurüsten, um auf etwaige Blindleistungspotenziale zugreifen zu können bzw. Vorgaben für die Regelung von außen zu übertragen. Zusätzlich fallen noch weitere Aufwendungen für die übergeordnete Steuerung an, welche in **Tabelle 5-45** nicht erfasst sind. Die Herleitung der Kosten für IKT ist dem übergeordneten Kapitel zu entnehmen.

Tabelle 5-45: *Technoökonomische Kennwerte für die IKT bei Blindleistungsmanagement*

Parameter	Beschreibung	2015	2030
Investitionen	Investition iMSys	470 €	-
	Betriebskosten iMSys	117 €/a	-
	Investition Steuerbox	102 €	102 €
Nutzungsdauer	Abschreibungsdauer	13 a	
	Eichprüfung	8 a	

Opportunitätskosten

Wird Blindleistung von Erzeugungseinheiten bereitgestellt, ohne dass die Wirkleistungserzeugung eingeschränkt wird, ist es nicht notwendig den Anlagenbetreiber zu entschädigen. Sollte in Zukunft jedoch das System umgestellt werden und auch die Wirkleistung durch erhöhten Blindleistungsabruf durch den Netzbetreiber eingeschränkt werden, sind Entschädigungszahlungen notwendig. Dieser Fall würde die Berechnung von Opportunitäten erfordern. Dieser Fall ist in dieser Studie jedoch nicht angedacht.

5.5.5 Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es sehr vielfältige Möglichkeiten gibt, zukünftig Blindleistung bereitzustellen: Auf Übertragungsnetzebene können neben den Umrichterstationen der HGÜ-Trassen die konventionellen Kraftwerke zum Phasenschieberbetrieb umgerüstet werden. Die niedrigeren Spannungsebenen verfügen im Jahr 2030 potenziell über eine große Anzahl an Erzeugern, Verbrauchern und Speichern, welche theoretisch die Fähigkeit besitzen, an einem koordinierten Blindleistungsmanagement teilzunehmen. Hierbei sind vor allem die blindleistungsfähigen Umrichter von PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Hausspeichern, Quartierspeichern, Elektrofahrzeugen, DC-Ladesäulen, Elektrolyseuren etc. zu nennen. Die Regelung der einzelnen Komponenten und die Implementierung in eine übergeordnete Steuerung stellen dabei noch Herausforderungen dar, welche künftig zu klären sind. Dabei gilt vor allem die Vorgabe, dass die Spannung innerhalb der gegebenen Toleranzen zu halten ist. Zudem ergibt sich ein zusätzlicher Kommunikationsbedarf zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern, um den Blindleistungsbedarf an den Schnittstellen zu definieren. Die Implementierung eines koordinierten Blindleistungsmanagements bietet zusammengefasst folgende Potenziale:

- Beitrag zur lokalen Spannungshaltung
- Reduzierung der Übertragungsverluste durch Blindleistungskompensation
- Erhöhung der Übertragungskapazität der Netzbetriebsmittel durch Blindleistungskompensation
- „blindleistungsautarke“ Spannungsebenen möglich

- Kombination anderer NoM mit Blindleistungsmanagement als weitere Option (rONT, Längsregler)

5.6 Freileitungsmonitoring

Freileitungsmonitoring

Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet den **witterungsabhängigen, dynamischen Betrieb** von Freileitungen und stellt eine Betriebsführungsoption dar, um bestehende Übertragungskapazitäten von Freileitungen effizienter nutzen zu können.

Freileitungen müssen ihren Betriebszweck erfüllen und dürfen gleichzeitig kein Risiko für ihre Umgebung darstellen. Um dies sicherzustellen, ist die Übertragungskapazität von Freileitungen im Wesentlichen durch ihre thermische Belastbarkeit begrenzt. Neben dem Stromfluss wirken sich die lokalen Wetterverhältnisse auf die thermischen Zustände an einem Leiterseil aus. Im konventionellen Betrieb sind Freileitungen nach einer statischen Dauerstrombelastbarkeit ausgelegt, die unter konservativ angenommenen Wetterbedingungen ermittelt wird. Freileitungsmonitoring hingegen stellt eine alternative Betriebsweise dar, mit der die Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung der aktuellen Wetterverhältnisse dynamisch angepasst und im Regelfall über die festgelegte Dauerstrombelastbarkeit hinaus erhöht werden kann.

5.6.1 Stand der Technik

Im folgenden Kapitel wird die Technologie des Freileitungsmonitorings vorgestellt sowie Nutzen und Vorteile herausgearbeitet.

5.6.1.1 Prinzip des Freileitungsmonitorings

Die Übertragungskapazität von Freileitungen wird begrenzt durch die maximal zulässige Leitertemperatur sowie durch die in Normen festgelegten Mindestabstände der Leitungen zum Boden, die aus Sicherheitsgründen eingehalten werden müssen /CIGRE-01 12/. Mit zunehmender Leitertemperatur dehnt sich das Leitermaterial aus. Dies hat zur Folge, dass der Durchhang der Freileitung größer bzw. der Abstand zum Boden geringer wird. Freileitungen sind daher im Wesentlichen durch ihre thermische Belastbarkeit begrenzt. Einfluss auf die Temperatur der Leitung haben zum einen die Höhe des Betriebsstroms und zum anderen lokale Wetterbedingungen, die sich je nach Ausprägung und Art entweder erwärmend, in der Regel aber kühlend auf ein Leiterseil auswirken. Jeder Leitertyp besitzt eine individuelle statische Dauerstrombelastbarkeit, die nicht überschritten werden darf. Diese ist so bemessen, dass die Leitung auch unter sehr ungünstigen Wetterbedingungen die maximal zulässige Betriebstemperatur, die für konventionelle Leitertypen 80 °C beträgt, nicht überschreitet /DIN-03 01/. Sind die Witterungsverhältnisse vorteilhafter als die zur Auslegung zugrunde liegenden, kann der Betriebsstrom über die Dauerstrombelastbarkeit hinaus erhöht werden, ohne dass die maximal zulässige Temperatur überschritten wird (vgl. **Abbildung 5-88**). Dadurch ergibt sich die Gelegenheit, den Betriebsstrom nach den vorherrschenden Wetterverhältnissen anzupassen.

Freileitungsmonitoring (FLM) *bezeichnet den witterungsabhängigen, dynamischen Betrieb von Freileitungen und stellt eine Betriebsführungsoption dar, um bestehende Übertragungskapazitäten von Freileitungen effizienter nutzen zu können.*

Definition

Beim Betrieb einer Freileitung gibt es zwei dynamische Modelle, die einen witterungsabhängigen Einsatz ermöglichen:

1. Saisonale Anpassung der Übertragungskapazität auf der Grundlage jahreszeitabhängiger, statistisch gesicherter Witterungsverhältnisse.
2. Echtzeit-Anpassung der Übertragungskapazität mit Messung von aktuellen Wetterdaten oder Leiterzuständen (z. B. Leitertemperatur, Durchhang, etc.).

Das erste Modell wird seit vielen Jahren in mehreren Ländern von Netzbetreibern eingesetzt. Modell zwei – das Echtzeit-Monitoring – ist nach zahlreichen Pilotprojekten inzwischen auch Stand der Technik und wird bereits von Netzbetreibern im täglichen Betrieb umgesetzt. /DENA-17 10/

Das Monitoring der Leiterseile kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Grundsätzlich werden verschieden Daten entlang der Leitung aufgezeichnet und an die Netzleittechnik übermittelt. Dort wird die dynamische Strombelastbarkeit der Leitung in Abhängigkeit der gemessenen Daten in Echtzeit ermittelt. Die Netzführung kann dann bei Bedarf vorhandene Übertragungsreserven nutzen. /TEN-01 10/

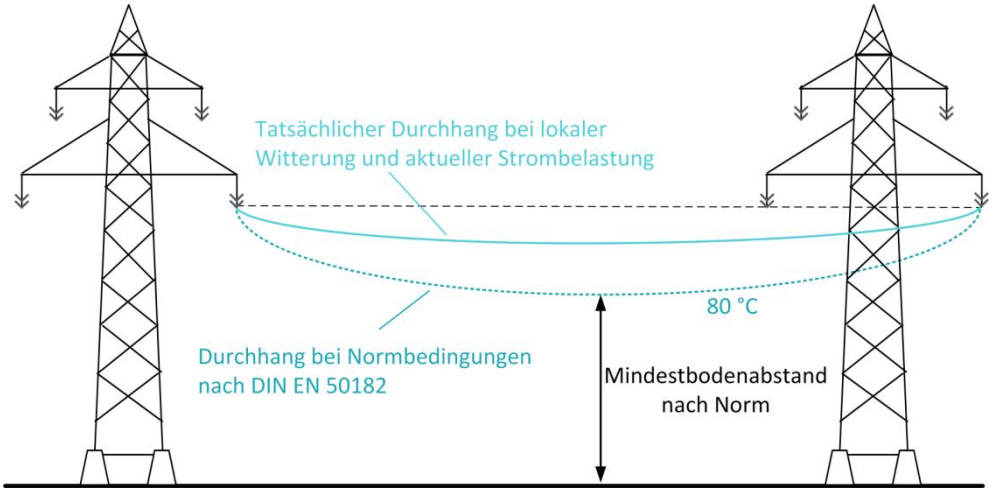


Abbildung 5-88: *Vergleich des tatsächlichen Leiterseildurchhangs unter lokalen Witterungsbedingungen und aktueller Strombelastung zur Auslegung unter Normbedingungen nach DIN EN 50182*

5.6.1.2 Technischer Hintergrund

In diesem Kapitel wird erläutert, wie Freileitungen ausgelegt werden, welche Überlastungspotenziale bestehen und welche Faktoren sich dabei begrenzend auswirken.

Auslegung und Bemessung von Freileitungen

Freileitungen müssen so ausgelegt und installiert werden, dass sie ihren Betriebszweck erfüllen und gleichzeitig kein Risiko für die Umgebung darstellen. Um dies sicherzustellen, ist die Übertragungskapazität bzw. die Strombelastbarkeit von Leiterseilen durch eine maximal zulässige Leitertemperatur und einzuhaltende Mindestabstände der Leiter zu externen Objekten beschränkt. Dabei müssen stets beide Bedingungen eingehalten werden. /CIGRE-01 12/ Die beiden Normen DIN EN 50341 und DIN EN 50182 geben dazu jeweils Vorgaben:

DIN EN 50341 - Freileitungen über AC 45 kV /DIN-01 10/

Diese Norm legt die Abstände fest, die zwischen Leitung und den sich darunter oder daneben befindenden Objekten eingehalten werden müssen. Die Einhaltung der Norm stellt unter anderem die Personensicherheit und den technischen Betrieb einer Freileitung sicher.

DIN EN 50182 - Leiter für Freileitungen /DIN-03 01/

Die elektrischen und mechanischen Eigenschaften von blanken Leitern, die aus in wechselnden Richtungen konzentrisch verseilten runden Drähten bestehen, werden in dieser Norm beschrieben. Die Norm wird auf Leiter angewandt, die aus einem Werkstoff oder einer Kombination von Werkstoffen wie folgt hergestellt sind:

- Hartgezogenes Aluminium nach EN 60889, bezeichnet mit AL1
- Aluminiumlegierungen nach EN 50183, bezeichnet mit AL2 bis AL7
- Verzinkte Stahldrähte nach EN 50189, bezeichnet nach Festigkeits- und Verzinkungsklassen: ST1A, ST2B, ST3D, ST4A, ST5E und ST6C
- Aluminiumummantelte Stahldrähte nach EN 61232, bezeichnet nach Klassen: 20SA (Klassen A und B), 27SA, 30SA und 40SA

Da das Material bei zu hohen Leitertemperaturen rekristallisieren und seine mechanische Festigkeit verlieren würde, ist die maximal zulässig Temperatur dieser Leiter auf 80 °C beschränkt. Die Leitertemperatur wird neben der Höhe des Stromflusses von den meteorologischen Umgebungsbedingungen maßgeblich beeinflusst. Die in der Norm angegebenen höchstzulässigen Dauerstrombelastbarkeiten der Leiter sind so berechnet, dass sie unter Norm-Wetterbedingungen die maximal zulässige Leitertemperatur nicht überschreiten. Die Norm-Wetterbedingungen sind entsprechend konservativ gewählt und spiegeln eine Hochsommerwetterlage wieder, die in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5 definiert ist (vgl. **Tabelle 5-46**).

Tabelle 5-46: *Norm-Wetterbedingungen nach Hochsommerwetterlage /VDE-02 11/*

Umgebungstemperatur	Windgeschwindigkeit senkrecht zum Leiter	Sonneneinstrahlung
35 °C	0,6 m/s	900 W/m²

Tatsächlich treten die drei Norm-Wetterparameter im Verlauf des Jahres nur sehr selten auf. So kann durch Freileitungsmonitoring die Übertragungskapazität in der meisten Zeit des Jahres erhöht werden.

Begrenzende Faktoren der Übertragungskapazität

Neben der thermischen Begrenzung des Leiterseils und der einzuhaltenden Mindestabstände sind weitere Faktoren bei einer Belastung eines Stromkreises, über die Dauerstrombelastbarkeit hinaus, zu berücksichtigen. Diese können sich zusätzlich auf die Begrenzung der Übertragungskapazität auswirken. Bevor die bei günstigeren Wetterbedingungen entstehenden Potenziale genutzt werden können, müssen umfangreiche Prüfungen, beispielsweise im Rahmen von Sonderbegehungen des betrachteten Freileitungssystems, vorgenommen werden /DENA-17 10/. Dabei müssen alle stromführenden Elemente mit geeigneten Verfahren (z. B. Infrarotthermographie) auf Tüchtigkeit untersucht werden. Bei nicht stromführenden Verbindungselementen (z. B. Isolatorketten) genügt eine stichprobenartige Untersuchung. /VDE-02 11/ Es muss sichergestellt sein, dass neben den Leiterseilen auch alle anderen Strukturen, Betriebsmittel und Armaturen der Übertragungskette für eine höhere Auslastung geeignet sind und keinen Engpass darstellen. Ist dies nicht der Fall, müssen diese Elemente neu ausgelegt, angepasst oder ersetzt werden. In /BWE-01 04/ werden Netzschutz, Stromwandler, Transformatoren und Stromtrenner als zu inspizierende Elemente genannt. Der Netzschutz muss an die höheren Betriebsströme adaptiert werden, um vorzeitiges Auslösen zu verhindern. Es muss auch darauf geachtet werden, dass die Nennströme der Stromwandler nicht überschritten werden. Vor- und nachgeschaltete Transformatoren müssen an die erhöhte Leistung angepasst werden. Dies ist allerdings oftmals nicht nötig, da bereits verbaute Transformatoren beträchtliche Reserven aufweisen und über begrenzte Zeit erheblich überlastet werden können. Leistungsschalter und Stromtrenner sind meist für verhältnismäßig hohe Nennströme dimensioniert und müssen lediglich auf Funktionalität überprüft werden. Weiter stellen vor allem Klemmenverbindungen eine potenzielle Schwachstelle bei überhöhter Strombelastung dar. Klemmen sind Bauteile, die Leiterseile miteinander verbinden. Sie müssen sowohl der thermischen Belastung, als auch den Leiterzugkräften standhalten. /FISC-01 89/ Neben der technisch funktionalen Überprüfung der Betriebsmittel ist die Übertragungskapazität auch deshalb beschränkt, da mit zunehmender Übertragungsleistung die Spannungsdifferenz zwischen zwei Netzknoten größer wird. Übersteigt dieser Spannungshub die festgelegte Grenze von ±10 %, hat dies Auswirkungen auf die Systemstabilität /BWE-01 04/. So ist festzuhalten, dass Übertragungsstrecken vor dem Einsatz von Freileitungsmonitoring auf Eignung überprüft und gegebenenfalls ertüchtigt werden müssen.

5.6.1.3 Nutzen und Herausforderungen

Sinn und Zweck von Freileitungsmonitoring ist die Ausnutzung von Übertragungsreserven. Unter günstigen Wetterbedingungen ist eine Steigerung der übertragenen Leistung im Bereich von 40 % bis 200 % erreichbar /ABFT-01 15/. Da in einem Verbundnetz netzplanerische und netztechnische Anforderungen berücksichtigt werden müssen und die Systemstabilität sichergestellt werden muss, ergeben sich in der Praxis geringere Steigerungen des Übertragungspotenzials.

Im Rahmen der dena Netzstudie II wurde eine Potenzialidentifikationskarte erstellt, in der überregionale Überlastungspotenziale ausgewiesen werden. Die angegebenen Werte reichen dabei von 150 % in den Küstenregionen Nordeutschlands, über 130 % nördlich der Mittelgebirgsregionen und 115 % in Mittel- und Süddeutschland bei

Starkwindsituationen. Diese ist durch eine mittlere Einspeisung aller Windenergieanlagen in Nord- und Ostdeutschland von mindestens 80 % ihrer Nennleistung charakterisiert sind. /DENA-17 10/

Neben der Erhöhung der Übertragungskapazität entstehen dem Netzbetreiber durch FLM weitere sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile. Durch die Aggregation vieler Messdaten entlang der Leitung kann der **Netzzustand** verbessert abgebildet werden. Daraus lassen sich Betriebsführungsmaßnahmen passend ableiten. Außerdem wird die Betriebssicherheit erhöht, weil durch das Monitoring kritische Situationen rechtzeitig erkannt werden können. An besonders sicherheitskritischen Stellen, sogenannten Hotspots, kann eine kontinuierliche Überwachung des Durchhangs realisiert werden, um etwa Mindestabstände bei Kreuzungen mit Verkehrswegen zu kontrollieren.

Weiterführendes Wissen

Da durch Freileitungsmonitoring eine flexible Netzführung möglich ist, sind Änderungen der Lastverteilung seltener erforderlich. Dadurch lässt sich die Einsatzhäufigkeit von kostenverursachender Regelenergie, Redispatch oder Einspeisemanagement vermindern /SPR-02 09/. Ein weiterer Nutzen liegt darin, dass Freileitungsmonitoring auch vorübergehend eingesetzt werden kann. Stellt eine Leitung einen Engpass dar, der aufgrund von in Verzug geratenen Genehmigungsverfahren nicht kurzfristig beseitigt werden kann, kann Freileitungsmonitoring diese Phase überbrücken. Die installierten Gerätschaften können anschließend demontiert und an anderer Stelle eingesetzt werden. Erneuerbare Energien zeichnen sich dadurch aus, dass sie relativ unregelmäßig Strom in die Netzinfrastruktur einspeisen. Ein besonders hoher Transportbedarf entsteht beispielsweise in windreichen Zeiten, in denen die Einspeisung von Windenergie besonders hoch ist. Genau in diesen Zeiten steht durch Freileitungsmonitoring auch eine erhöhte Übertragungskapazität durch windgekühlte Leitungen zur Verfügung. /CIGRE-01 12/ Kommt es zu Störungen im Monitoringsystem, kann jederzeit auf eine konventionelle Betriebsführung umgestellt werden /DENA-06 14/.

Neben vielen Vorteilen muss bei der Technologie des Freileitungsmonitorings auch auf deren Nachteile hingewiesen werden. Freileitungsmonitoring erhöht grundsätzlich die Übertragungskapazität einer Leitung. Dadurch werden Betriebsreserven tendenziell reduziert. Auf plötzlich auftretende Laständerungen lässt sich gegebenenfalls nicht mehr ausreichend reagieren. Mit einer erhöhten Stromtragfähigkeit von Stromleitungen geht ein erhöhter Blindleistungsbedarf einher. Reicht die vorhandene Blindleistung nicht aus, müssen zusätzliche Blindleistungskompensationsanlagen installiert werden. Höhere Stromflüsse führen außerdem zu höheren Übertragungsverlusten. Auch die Mehrbelastung der Betriebsmittel ist zu berücksichtigen. Diese wirkt sich negativ auf die Lebensdauer der Betriebsmittel aus. Neben der Anpassung aller Übertragungskomponenten an den höheren Stromfluss entsteht ein zusätzlicher Wartungsaufwand der eingesetzten Mess- und Kommunikationstechnik. /DENA-06 14/

5.6.1.4 Case Study

Im deutschsprachigen Raum gibt es nur wenige gut dokumentierte Projekte zum Thema Freileitungsmonitoring.

Im Rahmen eines ersten Feldversuchs des Übertragungsnetzbetreibers TenneT wurde bereits im Jahr 2006 ein Monitoring-Konzept an der 110 kV Trasse zwischen Flensburg und Niebüll realisiert. Laut Aussage des Betreibers betrugen die Investitionskosten etwa 4 Mio. € für einen Abschnitt von ca. 35 km Länge. Durch die Maßnahme konnte eine Steigerung der Übertragungskapazität um bis zu 50 % erreicht werden. Zudem wurde die jährliche Dauer von Erzeugungsmanagementmaßnahmen um über 80 % reduziert. /TEN-01 10/

In der Region zwischen Hamburg und Gießen wurde im Folgenden der Feldversuch erweitert und Freileitungsmonitoring auf einer Länge von 900 km und über 20 Umspannwerke umgesetzt. Die Investitionskosten beliefen sich auf ca. 55 Mio €. Auswertungen zeigten, dass durch die Berücksichtigung der Witterungsverhältnisse einer der Stromkreise in ca. 80 % der Zeit mit mehr als 120 % Betriebsstrom betrieben werden kann. /TEN-01 10/

Die Ergebnisse des TenneT-Feldversuchs wurden schließlich in der „Strombelastbarkeitskarte“ in **Abbildung 5-89** zusammengefasst. In dieser ist die minimale Strombelastbarkeit bei > 80 % Windeinspeisung dargestellt. Demzufolge wurde eine Einteilung in meteorologische Regionen vorgenommen und die Strombelastbarkeit für die jeweilige Region dargestellt. Die Strombelastbarkeit bezieht sich generell auf Leitungen mit 80 °C Auslegung. /TEN-03 12/

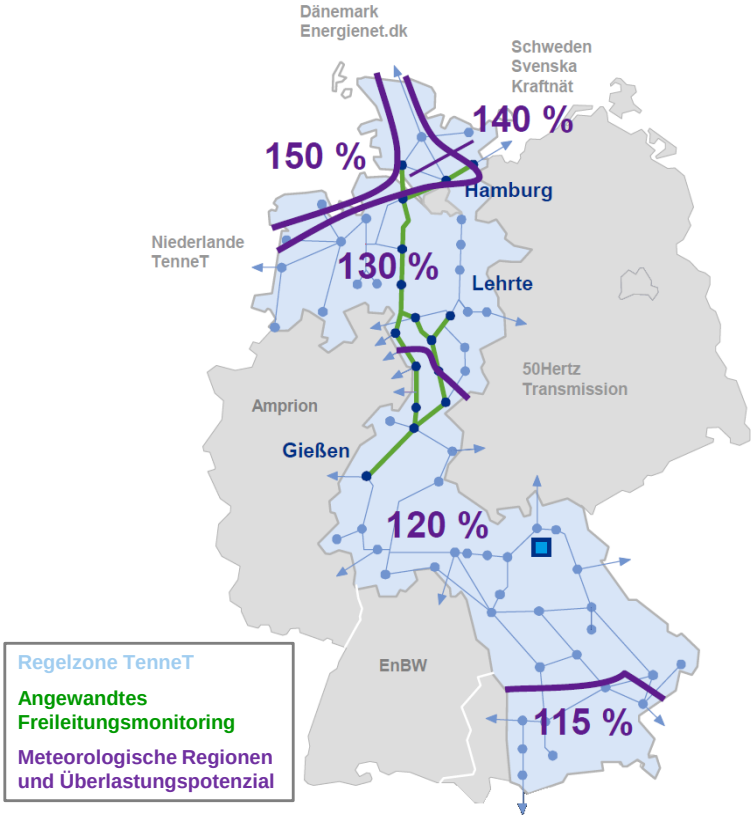


Abbildung 5-89: *„Strombelastbarkeitskarte" nach Ergebnissen des TenneT Feldversuchs /TEN-03 12/*

5.6.2 Methoden des Freileitungsmonitorings

Die folgenden Kapitel geben eine Übersicht über verschiedene Methoden der Überwachung von Freileitungen. Außerdem wird beschrieben, wie der Datentransfer von den Messpunkten zur Leittechnik abgewickelt wird.

Ziel des Monitorings ist es, Echtzeitdaten zu erheben, um eine Stromleitung unter Einhaltung der Mindestabstände und der maximal zulässigen Leitertemperatur dynamisch betreiben zu können. Um einen Abgleich mit den einzuhaltenden Werten durchführen zu können, müssen aktueller Durchhang und/oder Leitertemperatur bekannt sein. Ist die Trassierungstemperatur[16] bekannt, genügt eine Überwachung der Leitertemperatur. Um Durchhang oder Leitertemperatur zu bestimmen, werden diese Größen entweder unmittelbar gemessen, oder es werden andere Daten erhoben, aus denen sie sich ableiten lassen. Durchhang und Seilzugkraft variieren mit der Leitertemperatur. So lässt sich beispielsweise bei bekanntem Durchhang die Zugkraft berechnen und hieraus wiederum die Leiterseiltemperatur ableiten. Voraussetzung dafür ist die Kenntnis über den Zusammenhang zwischen Leiterseiltemperatur und Zugkraft. /DENA-17 10/ Um die erforderlichen Daten entlang einer Leitung zu erheben,

[16] Die Trassierungstemperatur ist nach VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5 die höchstzulässige Temperatur der Leiter, bei deren Erreichen die Mindestabstände zum Boden oder zu Objekten nicht unterschritten werden.

gibt es unterschiedliche Praktiken. *Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE)* unterteilt dies in direkte und indirekte Methoden /CIGRE-01 12/. Methoden werden als direkte bezeichnet, wenn die Messsysteme direkt am Leiterseil angebracht sind. Indirekte Methoden hingegen messen Wetterdaten und berechnen daraus mit Hilfe physikalischer Modelle die Leitertemperatur oder den Durchhang. Die Messinstrumente sind meist nicht auf die Messung einer einzelnen Größe beschränkt. So können beispielsweise Apparaturen, die die Seilneigung messen, gleichzeitig auch Stromfluss und Temperatur erheben.

Erste Versuche beim Monitoring von Freileitungen wurden schon vor mehr als 50 Jahren in den Vereinigten Staaten durchgeführt. Seit mehr als zwei Jahrzehnten wird die Technologie nun auch im Tagesgeschäft der Betriebsführung eingesetzt. /FAZ-01 11/ Inzwischen wurden viele Erfahrungen mit unterschiedlichen Systemen gesammelt und der witterungsbedingte Freileitungsbetrieb als Stand der Technik anerkannt. /DENA-06 14/

5.6.2.1 Direkte Methoden

Direkte technische Umsetzungsvarianten des FLM sind: Messung der Leitertemperatur, PMU-Messungen, optische Überwachung, Vibrationsfrequenz-Messung, Zugkraft-Messung sowie die satellitengestützte Durchhangmessung.

Messung der Leitertemperatur
Die Temperatur eines Leiters kann sowohl mit Thermoelementen als auch mit speziellen Messdosen ermittelt werden, die direkt am Leiterseil angebracht werden (siehe **Abbildung 5-90**) /BIE-01 12/. Diese Methode hat jedoch zwei entscheidende Nachteile:

1. Es wird nur die Oberflächentemperatur gemessen: Der Durchhang eines Leiterseils lässt sich jedoch nur aus der mittleren Leitertemperatur ableiten. Dazu muss neben der Oberflächentemperatur auch die Kerntemperatur bekannt sein. Die Kerntemperatur ist abhängig von dem radialen Temperaturgradienten. Dieser kann bis zu 25 °C[17] betragen /IEEE-06 12/. Erreicht die Oberflächentemperatur des Leiters die zulässige Leitertemperatur, ist diese im Leiterkern im Zweifelsfall schon überschritten.
2. Es wird nur ein spezieller Punkt entlang des Leiters betrachtet: CIGRE weist daraufhin, dass die lokale Leitertemperatur entlang eines Leitungsabschnitts um bis zu 15 % oder gar 25 % von der mittleren Seiltemperatur abweichen kann. Hauptursachen dafür sind unterschiedliche Windgeschwindigkeiten und -richtungen entlang der Leitung.

Je mehr Sensoren innerhalb einer Spannweite installiert sind, desto genauer kann die Durchschnittstemperatur geschätzt werden. Eine ausreichende Anzahl an Sensoren ist schwierig zu bestimmen und muss für jede individuelle Leitung speziell angepasst werden. CIGRE nennt in /CIGRE-01 12/ eine Mindestanzahl von vier Temperaturmessungen innerhalb einer Spannweite. Um die Anzahl der Sensoren zu

[17] Temperaturgradient, gemessen unter Laborbedingungen bei sehr dicken Leitern und hohen Stromdichten.

reduzieren, ist es sinnvoll, kritische Leitungsabschnitte auszumachen und nur dort Messungen durchzuführen. /BIE-01 12/

Abbildung 5-90: *Temperaturmessdose /ENAS-01 16/*

Eine weitere Alternative zur Bestimmung des Temperaturverlaufs entlang eines Leiters ist der Einsatz von faseroptischen Temperaturmessungen. Bei der als *Distributed Temperature Sensing (DTS)* bezeichneten Technologie werden Glasfasern als Sensoren in die Leitungen eingewoben. Diese linearen Sensoren können Temperaturverteilungen in einer Länge von bis zu 65 km erfassen. /ENTSOE-03 15/, /NOVA-01 16/

PMU-Messungen

Phasor Measurement Units (PMU) sind Messeinheiten, die zeitsynchrone Phasenzeigermessungen von Strom und Spannung am Anfang und Ende einer Leitung durchführen. Aus Strom- und Spannungsvektor lassen sich viele andere elektrische Leitungsparameter, wie beispielsweise der Leitungswiderstand ermitteln. Der temperaturabhängige Widerstand bzw. die Widerstandsänderung kann mit einem Referenzwiderstand bei z. B. 20 °C verglichen werden, woraus sich die durchschnittliche Temperatur des Leiters ableiten lässt. /ABB-03 10/

Optische Überwachung eines Punktes am Leiterseil

Diese Vorrichtung besteht aus einer Kamera, installiert am Mast und einem Zielpunkt, der direkt am Leiterseil angebracht ist. Die Kamera ist ca. 45 m vom Zielpunkt entfernt und wird auf der Höhe des Zielpunktes befestigt. Die Kamera ermittelt die Position des Zielpunktes. Daraus wird der Durchhang des Leiterseils berechnet. /CIGRE-01 12/ Das System ist in **Abbildung 5-91** dargestellt.

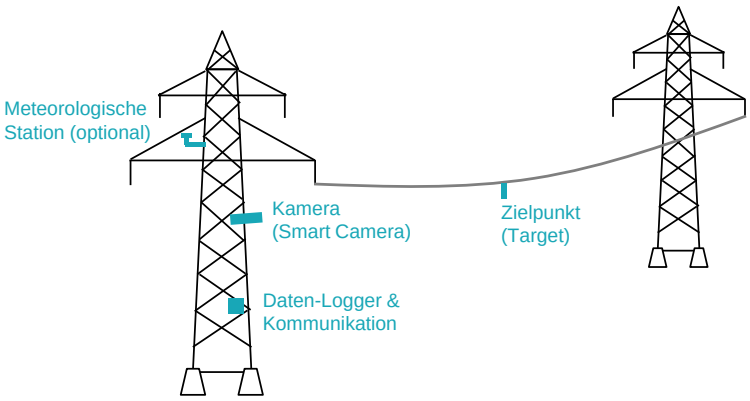


Abbildung 5-91: *Vorrichtung zur Durchhangbestimmung mit Kamera (Smart Camera) und Zielpunkt (Target), nach /CIGRE-01 12/*

Vibrationsfrequenz-Messung am Leiter

Stromleitungen sind stets in Bewegung, da sie dem Wind ausgesetzt sind. Dadurch werden im Leiter Frequenzen induziert. Diese Frequenzen sind ausschließlich von der Länge bzw. dem Durchhang abhängig. So hat jedes Leiterseil für eine bestimmte Länge eine typische Frequenz. Je niedriger die Frequenz, desto größer der Durchhang und umgekehrt. Das Frequenzmessgerät wird direkt am Leiter angebracht, wobei die genaue Position beliebig ist, da ein Leiter auf der gesamten Länge die gleiche Frequenz besitzt. In einer Fallstudie setzten der belgische und französische Übertragungsnetzbetreiber Elia und RTE diese Technologie ein. Der Fehler betrug dabei nur ca. 20 cm (bei Durchhängen zwischen 5 und 25 m). Dies ist ausreichend, um die Strombelastbarkeit zu ermitteln. /CIGRE-01 12/

Zugkraft-Messung an den Leiterseilen

Die Seilzugkraft ist das Resultat aller Einwirkungsfaktoren auf einen Leitungsabschnitt. Erwärmt sich ein Leiter, dehnt er sich aus und die Seilzugkraft sinkt. Bei einer Abkühlung steigt die Seilzugkraft. Die Zugkraft verhält sich dabei proportional zu der mittleren Leitertemperatur. Der messtechnische Zusammenhang muss für jeden individuellen Abschnitt ermittelt werden und in einer Kalibrierkurve hinterlegt sein. Aus der mittleren Leitertemperatur und der Zugkraft kann dann wiederum der Durchhang berechnet werden. /BIE-01 12/ Die Beziehung zwischen Seilzugkraft und Durchhang ist komplex und nichtlinear, besonders bei Leitern, die aus mehreren Materialien bestehen. Bei hohen Windgeschwindigkeiten kann die mittlere Seiltemperatur nicht mehr zuverlässig ermittelt werden, da die Zugkraft durch die auftretenden Windkräfte beeinflusst wird. Die Kraftmesszellen werden zwischen den Leiterseilenden und den Aufhängepunkten der Leiterseile am Mast angebracht. Beispielsysteme erreichen eine Präzision von 3 bis 6 cm /TVA-01 10/. In **Abbildung 5-92** ist die Installation der Kraftmesszellen abgebildet.

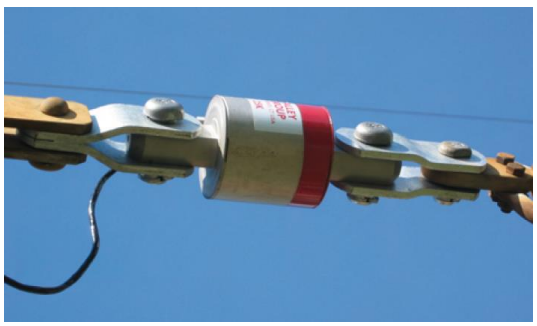


Abbildung 5-92: *Kraftmesszellen zwischen Leiterseil und Mast /NEX-01 09/*

Satellitenbasierte Durchhangmessung

Eine unlängst entwickelte Methode zur Bestimmung des Durchhangs basiert auf dem *Differential Global Positioning System (DGPS)*. Die Technik beruht auf der von konventionellen satellitenbasierten Ortungssystemen. Die Genauigkeit von konventionellen Ortungssystemen wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. So können Störungen im Übertragungssignal, hervorgerufen durch unterschiedliche Einflüsse der Atmosphäre, zu fehlerhaften Signallaufzeiten und dadurch zu Abweichungen von bis zu 30 m führen. Um diese Fehler zu korrigieren, verwendet das DGPS System einen zusätzlichen Referenzpunkt, dessen exakte Position mit klassischen

Vermessungsmethoden bestimmt wird (vgl. **Abbildung 5-93**). Die mit GPS berechnete Position des Referenzpunktes wird mit der tatsächlichen, exakten Lage verglichen. Daraus lässt sich ein Korrekturfaktor ermitteln, der die aktuellen Störsingale berücksichtigt und für alle Empfänger in naher Umgebung und somit auch für den am Leiterseil installierten, gleich ist. Dadurch lässt sich ein Durchhang mit einer Genauigkeit von näherungsweise 25 mm berechnen. /CIGRE-01 12/

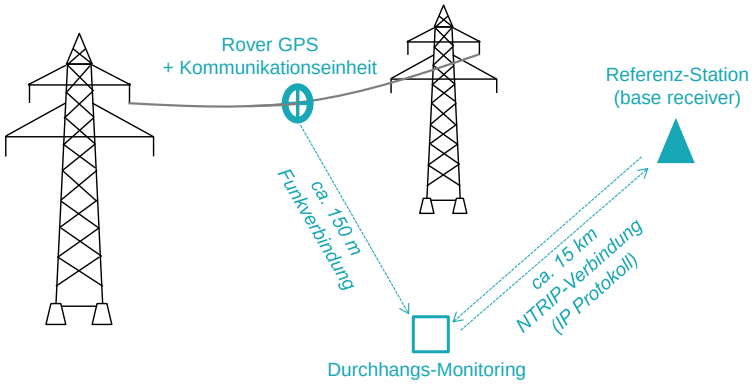


Abbildung 5-93: *Funktionsprinzip des DGPS Monitorings mit zusätzlicher Referenz-Station (base receiver), nach /CIGRE-01 12/*

5.6.2.2 Indirekte Methode

Als indirekte Methode bezeichnet man die Messung von Wetterdaten und die Verwendung der daraus berechneten aktuellen Leitertemperatur. Sie ergibt sich aus der Wärmebilanz des Leiterseils. Wärmeeintrag durch Stromwärmeverluste und Sonnenstrahlung stehen im Gleichgewicht mit Wärmeverlusten, die durch Konvektion und Wärmestrahlung entstehen. Die Wärmebilanz lässt sich aufstellen, wenn man die Leiterparameter und die Umgebungsbedingungen kennt (vgl. Kapitel 5.6.4.3.1). So kann bei bekanntem Leiterstrom die Leitertemperatur ermittelt werden. Im Gegenzug kann auch der Leiterstrom kalkuliert werden, indem eine Leitertemperatur vorgegeben wird, die nicht überschritten werden darf. Folgende Wetterparameter haben einen erkennbaren Einfluss auf die Wärmebilanz und müssen gemessen werden:

- Umgebungstemperatur
- Sonneneinstrahlung
- Windgeschwindigkeit und Windrichtung

Der Einfluss der einzelnen Parameter ist dabei unterschiedlich stark ausgeprägt und wird in /FRO-01 16/ detailliert diskutiert. Zu erwähnen ist, dass der Parameter Wind den größten Einfluss auf die Strombelastbarkeit hat. Die Wetterdaten können von in Leiterseilnähe stationierten Wetterstationen erfasst werden. Eine alternative Möglichkeit besteht darin, Wetterdaten von meteorologischen Diensten zu nutzen. /DENA-17 10/ Da Stromleitungen viele Kilometer lang sein können, variieren die Wetterbedingungen entlang einer Leitung. Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung schwanken zwar entlang einer Leitung, bleiben aber mehr oder weniger konstant. Dies gilt nicht für Windgeschwindigkeit und Windrichtung, da diese vor allem von Topologie und Abschattungsstrukturen, wie beispielsweise Waldschneisen abhängig sind /CIGRE-01 12/. Deshalb ist die Standortwahl der Messstationen von wesentlicher Bedeutung. Die Anzahl der Klimastationen muss den geographischen

Gegebenheiten angepasst werden. Vornehmlich sollen sie an den kritischsten Stellen der gesamten Leitung installiert werden /ENTSOE-03 15/. Werden Wetterdaten von Wetterstationen genutzt, die weiter von der betrachteten Stromtrasse entfernt liegen, müssen die einzelnen Parameter mit Sicherheitsfaktoren bedacht werden, da die unmittelbaren Einflüsse der Leitungsumgebung unberücksichtigt bleiben. Diese Sicherheitsfaktoren können bisher nur pauschal abgeschätzt werden. In /DENA-17 10/ wird beispielsweise eine Reduzierung der Windgeschwindigkeit von 50 % angenommen, um Abschattungseffekte einzuschließen. Grundsätzlich sind die Wetterparameter so zu wählen, dass sie zu einer möglichst konservativen Beurteilung der Strombelastbarkeit führen. Diese sind wie folgt: hohe Umgebungstemperaturen, hohe Sonneneinstrahlung, niedrige Windgeschwindigkeiten und steile Anströmwinkel zur Leitung.

5.6.2.3 Datenübertragung

Für die Umsetzung des Freileitungsmonitorings ist die Echtzeit-Bestimmung der Daten entlang der Leitung notwendig. Eine Erfassung erfolgt in der Regel alle 15 Minuten. Sind die Daten erfasst, müssen sie an die Leittechnik übermittelt werden. Dort fließen alle aggregierten Daten zusammen, damit sie ausgewertet werden können. Auf deren Grundlage ist eine Berechnung der dynamischen Strombelastbarkeit möglich (vgl. **Abbildung 5-94**). /RWTH-01 10/

Abbildung 5-94: *Unidirektionaler Übertragungsweg der Messdaten*

Aufgrund der Sicherheitsrelevanz ist eine zuverlässige Kommunikationstechnologie mit geringer Störanfälligkeit essentiell. Die unidirektionale Datenübertragung erfolgt über Richtfunk (standortgebundener Sender und Empfänger) oder Glasfaserkommunikation. Ein Messdatentransfer über Funk kommt insbesondere dann zum Einsatz, wenn viele Messsensoren entlang einer Leitung installiert sind. Die Übermittlung der Daten erfolgt in diesem Fall über eine Kettenstruktur, die in der Leittechnik endet: Der erste Sensor sendet seine Daten zu einem nächsten, der dem empfangenen Datensatz weitere Messwerte hinzufügt, an den dritten Funksensor übergibt und so weiter – bis er in die Netzleittechnik gelangt. Die Funksensoren, die im Regelfall direkt in die Messeinrichtung eingebunden sind, können sich autark mit Energie versorgen. Sind die Sensoren am Leiterseil montiert, lassen sie sich direkt über das elektrostatische Randfeld der Hochspannung betreiben. Systeme, die nicht direkt an das Leiterseil angebracht sind, wie beispielsweise Wetterstationen, lassen sich autark über PV-Module betreiben. Zusätzlich haben die meisten Systeme Pufferbatterien, um Versorgungsausfälle zu überbrücken. /BIE-01 12/, /IIT-01 12/, /IVAM-01 15/

5.6.3 Einsatz und Entwicklungspotenzial von Freileitungsmonitoring

Um für die Berechnung der dynamischen Strombelastbarkeit eine ausreichende, gute Datenbasis für einen gesamten Stromkreis zu erlangen, müssen bei der Anwendung von direkten Methoden relativ viele Messgeräte entlang der Leitung angebracht werden. Dies ist aus wirtschaftlicher Sicht und in Bezug auf Installations- und Wartungsaufwand nachteilig. /CIRED-01 11/ Ein weiteres stichhaltiges Argument für

den betrieblichen Einsatz der indirekten Methode ist die Möglichkeit der Vorhersage der Strombelastbarkeit. So lassen sich mit prognostizierten Wetterdaten kurzfristige, aber auch längerfristige zukünftige Strombelastbarkeiten präventiv bestimmen. Eine Befragung von 15 Übertragungsnetzbetreibern in Europa zeigt auf, dass in der Praxis vor allem die indirekte Methode über Messung von Wetterdaten angewandt wird. /ENTSOE-03 15/ Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT verwendet im operativen Betrieb ebenso die indirekte Methode. Direkte Methoden setzt TenneT lediglich punktuell an kritischen Leitungsabschnitten und als Instrument der Validierung der indirekten Methode ein. /TEN-01 16/ Auch in drei Pilotprojekten in England wurde so verfahren. Mit Hilfe der gemessenen Wetterparameter wurden dabei die Strombelastbarkeiten mit mathematischen Modellen berechnet. Um die Ergebnisse abzugleichen und zu verifizieren, wurden an den Leitungen zusätzliche Temperatur- oder Durchhangmessungen durchgeführt. /CIRED-01 11/

Entwicklungspotenzial

Freileitungsmonitoring wird primär in der Übertragungsnetzebene eingesetzt. Einige wenige Verteilnetzbetreiber wenden diese Technologie aber auch in den unteren Spannungsebenen an. Bei einer Befragung von 807 deutschen Verteilnetzbetreibern gaben lediglich 18 Betreiber an, Leiterseilmonitoring als Netzoptimierung einzusetzen (Stand: 1. April 2015) /BNETZA-16 15/. Da alle Freileitungen unter konservativen Bedingungen ausgelegt sind, besteht theoretisch bei jeder Leitung die Möglichkeit, das Übertragungspotenzial mit Hilfe von Freileitungsmonitoring zu erhöhen. Aus Gründen der Sicherheit wird die Technik aber nur bei Leitungen angewandt, die für eine Leiterseiltemperatur von mindestens 80 °C trassiert sind /ÜNB-07 12/. Historisch bedingt sind die Trassierungstemperaturen für alte Leitungen teilweise niedriger. So ist der langfristige Plan des Übertragungsnetzbetreibers TenneT, der schon jetzt 43 % seiner Leitungen witterungsabhängig betreibt, solche Leitungen sukzessive umzurüsten, um in Zukunft das gesamte Netz dynamisch betreiben zu können /TEN-01 16/.

Im Rahmen des Netzausbaus wird der Einsatz von Freileitungsmonitoring im Netzentwicklungsplan (NEP) berücksichtigt. Besteht bei einer konkreten Trasse in Zukunft ein höherer Transportkapazitätsbedarf, wird gemäß dem NOVA-Prinzip zunächst geprüft, ob der Bedarf in diesem Abschnitt durch Optimierungsmaßnahmen (z. B. Freileitungsmonitoring) gedeckt werden kann, bevor ein Neubau einer Trasse in Frage kommt. Freileitungsmonitoring scheidet allerdings bei vielen Projekten aus, da die geforderte Übertragungskapazität nicht dauerhaft, sondern z. B. nur bei Starkwindsituationen, erreicht werden kann, oder die Freileitungen aufgrund ihrer Spannungsebene sowie ihrer Bauweise schlichtweg nicht geeignet sind /NEP-01 15/. So führt auch /DENA-06 14/ an, dass Freileitungsmonitoring zwar eine höhere Flexibilität im Betrieb mit sich bringt, vor allem in Hinsicht auf die dynamische Einspeisung erneuerbarer Energien, eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs aber nur bedingt ermöglicht. In der dena Netzstudie II wird für das Jahr 2020 davon ausgegangen, dass Freileitungsmonitoring den Ausbaubedarf um 100 km (bei verbleibenden 3500 km) reduzieren kann. Dazu müssten insgesamt bestehende Trassen mit einer Länge von 3100 km an den Freileitungsbetrieb angepasst werden. Begründet wird die niedrige Reduzierung des Ausbaubedarfs mit der nur zeitweise erhöhten Übertragungsleistung durch Freileitungsmonitoring. Des Weiteren wird klargestellt, dass

Freileitungsmonitoring nur in nördlichen Regionen einen wesentlichen Beitrag hinsichtlich der Ausnutzung vorhandener Übertragungsreserven aufweist, da dort eine windbedingte Kühlung der Leiterseile zu Zeiten hohen Transportbedarfs gewährleistet ist. /DENA-17 10/

5.6.4 Potenzialanalyse

Die folgende Potenzialanalyse basiert auf den zwei thermischen Freileitungsmodellen von *CIGRE* und IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers)*. Aus dem Vergleich beider Methoden wird ein möglichst konservatives Rechenverfahren abgeleitet, um eine Überschätzung des Überlastungspotenzials und damit möglicherweise kritische Betriebszustände zu vermeiden. Grundlage sind Daten des *Deutschen Wetterdienstes* und georeferenzierte Trassenverläufe des Kartendienstes *OpenStreetMap*. Anhand des Berechnungsprozesses wird untersucht, in welchem Maße sich die unterschiedlichen Wetterparameter auf die Strombelastbarkeit auswirken. Die entwickelte Potenzialanalyse wird an einer exemplarischen Stromtrasse angewandt und deren stündliches Überlastungspotenzial ausgewiesen.

5.6.4.1 Berechnungsmethode zur Abschätzung des Monitoring-Potenzials

Freileitungen erstrecken sich über viele Kilometer und sind daher unterschiedlichen Witterungsbedingungen ausgesetzt. Deswegen müssen bei der Berechnung der Strombelastbarkeit einer Freileitung verschiedene Abschnitte individuell betrachtet werden. Die kleinsten Abschnitte mit geraden Leiterabschnitten entsprechen dabei dem Abstand zwischen zwei Freileitungsmasten. Um das Überlastungspotenzial einer Freileitung zu berechnen, wird zunächst die dynamische Strombelastbarkeit jedes einzelnen Leitungsabschnitts individuell unter Berücksichtigung der dort jeweils vorherrschenden Witterungsbedingungen ermittelt. Um eine Überlastung einzelner Abschnitte zu vermeiden, wird die Strombelastbarkeit der gesamten Leitung durch den Leitungsabschnitt begrenzt, der die niedrigste Strombelastbarkeit zulässt. Um den Mehrwert eines witterungsabhängigen Betriebs darzulegen, wird die statische Strombelastbarkeit, nach der Stromkreise ausgelegt sind, mit der dynamischen Strombelastbarkeit verglichen. Die Methodik ist in **Abbildung 5-95** dargestellt. Eine ausführliche Darstellung des gesamten Berechnungsprozesses ist in /FRO-01 16/ enthalten.

5.6.4.2 Datenbasis

Um die Temperaturverhältnisse an einem Leiter zu bestimmen, werden verschiedene Eingangsdaten benötigt. Neben lokalen Wetterverhältnissen entlang der Leitung sind Kenntnisse über den geographischen Verlauf der Leitung erforderlich. Weiter fließen die spezifischen Parameter des Leiterseils in die Berechnungen mit ein (siehe **Abbildung 5-95**).

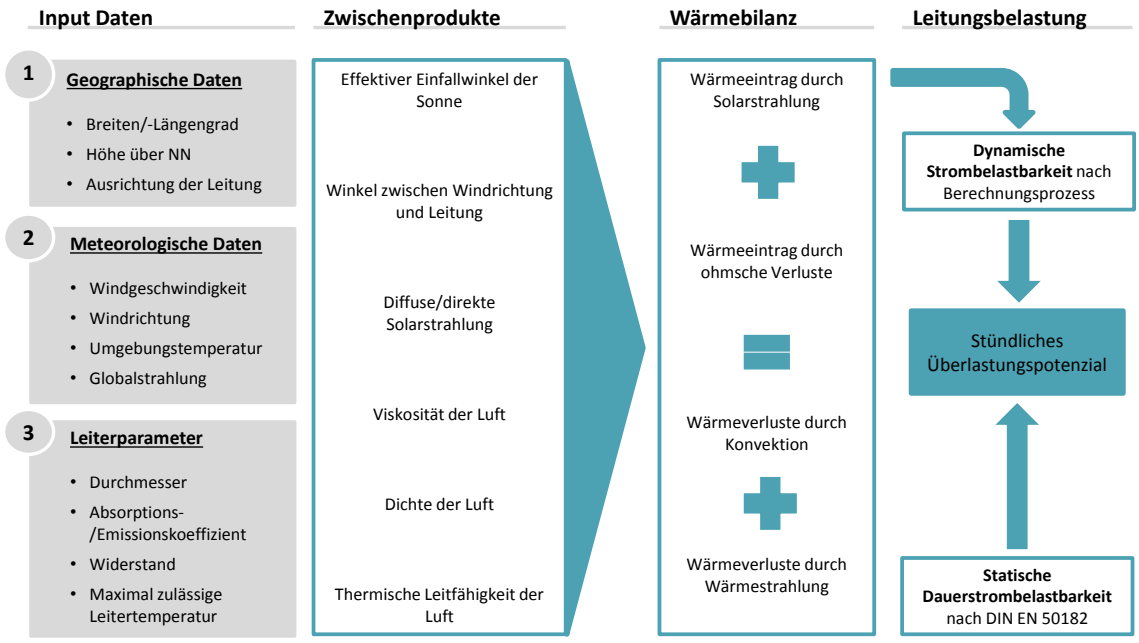


Abbildung 5-95: *Berechnungsmethodik der Potenzialanalyse und deren Input-Daten*

5.6.4.2.1 Verlaufsscharfe Leitungsdaten

Das Wissen über Ausrichtung und Verlauf einer Stromleitung sind für die Berechnungen unerlässlich. Zum einen kann anhand dieser Informationen der Winkel zwischen Windgeschwindigkeit und Leitung und zum anderen der effektive Einfallwinkel der Sonnenstrahlen berechnet werden. Für die Studie werden die geographischen Daten der Leitungen aus *OpenStreetMap* (OSM) verwendet.

OpenStreetMap (OSM) *ist eine offene Geo-Datenbank, die weltweit Daten über Infrastruktur, Gebäude, Landnutzung und viele andere Informationen sammelt und in Karten visualisiert. Darunter sind auch lagegenaue und verlaufsscharfe Daten zu Stromleitungen, wie beispielsweise Koordinaten von Strommasten und Spannungsebene der Leitung. Im Unterschied zu anderen Kartenanbietern, sind die Geoinformationen von OSM in roher Form frei verfügbar und dürfen beliebig weiterverarbeitet werden. /OSM-02 16/*

Weiterführendes Wissen

Die Trassenverläufe der 110 kV, 220 kV und 380 kV Spannungsebenen sind in OSM bereits vollständig verfügbar (siehe **Abbildung 5-96**). Eine Leitung lässt sich durch eine eindeutige OSM-ID identifizieren. Sie führt von einem Umspannwerk zu einem nächsten Umspannwerk und besteht aus mehreren Leitungsabschnitten. Jeder Abschnitt stellt eine gerade Linie dar, deren Start- und Endpunkt gegeben ist. In der Regel stellen die Start- und Endpunkte Strommasten oder Umspannwerke dar.

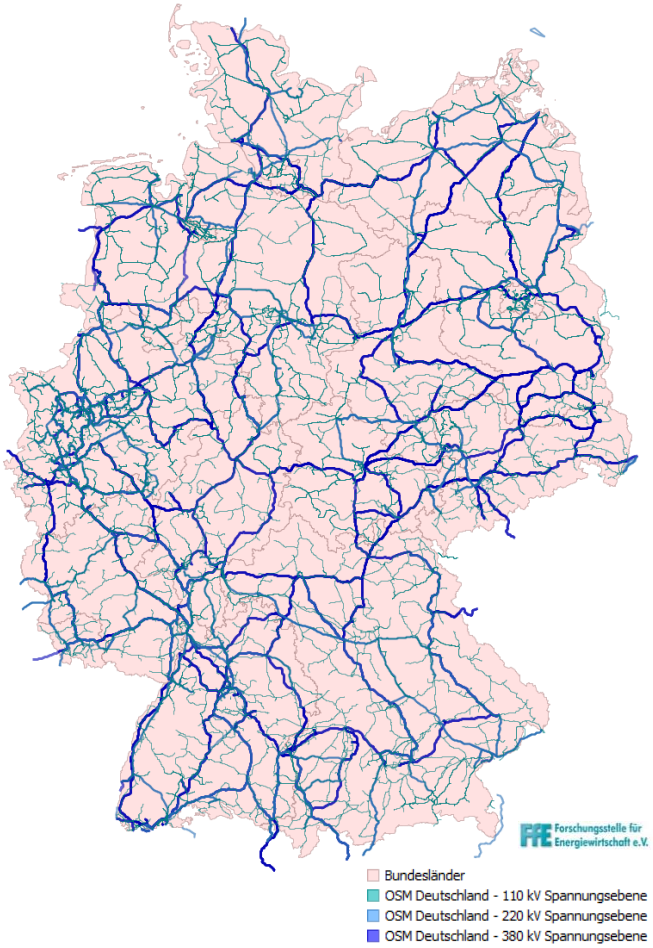


Abbildung 5-96: *Lagegenaue und verlaufsscharfe Leitungsdaten (110 kV, 220 kV, 380 kV) aus OpenStreetMap*

5.6.4.2.2 Meteorologische Daten

Die meteorologischen Eingangsdaten stammen vom *Deutschen Wetterdienst* (DWD). Der DWD betreibt in Kooperation mit dem internationalen *Consortium for Small-Scale Modelling* (COSMO) das numerische Wettermodell COSMO-DE. Das Modellgebiet deckt neben Deutschland auch den Alpenraum mit den Ländern Österreich und Schweiz mit einer Gitterauflösung von (2,8 km)² ab. In der Vertikalen gibt es 50 Modellschichten. Mit Hilfe dieses Wettermodels lassen sich Wettervorhersagen treffen und verschiedene Daten ermitteln. /DWD-02 14/ Für diese Potenzialanalyse werden Globalstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Windrichtung benötigt. Die Wetterparameter variieren sowohl entlang einer Leitung als auch in der Höhe. Daher besteht die Notwenigkeit, horizontale und vertikale Referenzpunkte zu bestimmen, um Wetterdaten zuordnen zu können.

Aus dem Wettermodell COSMO-DE können jedem beliebigen Punkt, der durch Breitengrad und Längengrad beschrieben wird, Wetterdaten zugeordnet werden.

Für die Windgeschwindigkeit und die Umgebungstemperatur existiert im DWD Datensatz eine vertikale Auflösung. Als Referenzhöhe dieser Daten soll die Höhe genommen werden, in der die Leiterseile hängen. Der OSM-Datensatz beinhaltet jedoch keine Angaben über die Leitungshöhe.

Abschätzung der mittleren Leiterseilhöhe

Die Leiterseile von Stromleitungen hängen an Isolatorenketten, die an den Traversen der Strommasten befestigt sind. Die Traversenebenen liegen bei 110 kV bis 380 kV Leitungen exemplarisch in Höhen zwischen 18 und 70 m. /AMP-03 11/ Die Länge der Isolatorenketten ist von der Spannungsebene der stromführenden Leitung abhängig. Bei 110 kV Leitungen beträgt die Länge ca. 2 m. Bei Spannungen von 220 kV und 380 kV sind die Isolatorenketten ca. 4 m bzw. ca. 5 m lang. /SWISS-01 13/ Um die Höhe der Leiterseile zu bestimmen, muss außerdem der Seildurchhang berücksichtigt werden. Den maximalen Seildurchhang bei einem Al/St 300/50 Seil mit einem Spannfeld von 500 m und einer Leitertemperatur von 60 °C berechnet sich nach /FISC-01 89/ zu 24,39 m. Wird der Gedankengang weiter ausgeführt und eine mittlere Traversenhöhe von 44 m (Mittelwert der oben genannten Traversenhöhen) und eine Isolatorenkettenlänge von 5 m angenommen, ergibt sich nach **Formel (10)** eine Leiterseilhöhe h von 14,61 m. Auch /DENA-17 10/ gibt an, dass der durchschnittliche Bodenabstand bei Höchstspannungsleitungen in Feldmitte ca. 10 bis 15 m beträgt.

$$h = h_T - l_I - f_l \tag{10}$$

h [m]: Leiterseilhöhe
f_l [m]: Seildurchhang
h_T [m]: Höhe der Traversenebene
l_I [m]: Länge der Isolatorenkette

Grundlage dieser Potenzialberechnung ist die nach DIN EN 50182 angegebene maximal zulässige Leiterseiltemperatur von 80 °C. Bei dieser Temperatur erreichen die Leiterseile ihren maximal zulässigen Durchhang, bzw. den Mindestabstand zum Boden, der in der Freileitungsnorm DIN EN 50341 festgelegt ist. Daher entspricht in der Bewertung die Referenzhöhe dem Mindestbodenabstand, der im folgendem quantifiziert wird.

Abstandsbemessung nach Freileitungsnorm DIN EN 50341 /DIN-01 10/

Die europäische Norm legt die allgemeinen Anforderungen fest, die bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen erfüllt werden müssen. Unter anderem beinhaltet sie Vorgaben zu Abstandbemessungen bei Freileitungen. Die Norm unterscheidet zwischen inneren und äußeren Abständen. Der Zweck von inneren Abständen ist die Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Netzes. Dadurch werden Überschläge zwischen stromführenden Komponenten vermieden. Äußere Abstände hingegen dienen dem Schutz der allgemeinen Öffentlichkeit. Die geforderten äußeren Abstände setzen sich aus einem elektrischem Grundabstand D_{el} und einem Sicherheitsabstand D_s zusammen. Der elektrische Abstand D_{el} entspricht der Mindestluftstrecke, die erforderlich ist, um einen Überschlag zwischen Außenleitern und Objekten mit Erdpotenzial zu verhindern. **Tabelle 5-47** enthält die spannungsabhängigen elektrischen Abstände. Bei diesen Werten ist nachgewiesen, dass sie ausreichen, um die öffentliche Personensicherheit zu gewährleisten.

Tabelle 5-47: *Elektrische Abstände Del in Abhängigkeit von der Spannung nach /DIN-01 10/ Tab. 5.1 und Tab. 5.5*

Nennspannung in kV	Maximale Betriebsspannung in kV	Elektrische Abstände D_{el} in m
45	52	0,60
60	72,5	0,70
90	100	0,90
110	123	1,00
220	245	1,70
275	300	2,10
380	420	2,80
700	765	4,90

Mit dem zusätzlichen Sicherheitsabstand D_s soll sichergestellt werden, dass keine Person oder Objekt den Abstand D_{el} verletzt. In zahlreichen Tabellen gibt die Norm, abhängig von der darunterliegenden Umgebung, äußere Mindestabstände an. Die Mindestabstände, die der Summe aus D_{el} und D_s entsprechen, werden in die drei Lastfälle „Eislast", „Windlast" und „höchste Leitertemperatur" kategorisiert. Für die Referenzhöhe der Wetterdaten soll ein Mindestabstand herangezogen werden, der möglichst konservativ ist, aber realistisch genug, um den Großteil der Leitungsabschnitte zu repräsentieren. Da die Umgebungstemperatur einen negativen Temperaturgradienten besitzt, also mit zunehmender Höhe niedriger wird und die Windgeschwindigkeit mit der Höhe zunimmt, ist für eine konservative Interpretation eine möglichst geringe Referenzhöhe anzusetzen. Für die Referenzhöhe wird der Mindestabstand eines üblichen Bodenprofils unter dem Lastfall „höchste Leitertemperatur" aus **Tabelle 5-48** herangezogen. Daraus und aus **Tabelle 5-47** ergeben sich für Stromkreise mit einer Nennspannung von 110 kV eine Referenzhöhe von 6 m und für 380 kV Leitungen eine Referenzhöhe von 7,8 m.

Tabelle 5-48: *Mindestabstände zum Boden abseits von Gebäuden, Straßen, Eisenbahnen und schiffbaren Wasserstraßen /DIN-01 10/ Tab. 5.4.4*

Lastfall	Abstand zum Boden im Gelände ohne Hindernisse	
	Übliches Bodenprofil	Felsen oder Steilhänge
Eislast	5 m + D_{el}	2 m + D_{el} (min. 3 m)
Windlast	5 m + D_{el}	2 m + D_{el} (min. 3 m)
Höchste Leitertemperatur	5 m + D_{el}	2 m + D_{el} (min. 3 m)

Aus dem COMSO-DE Modell des DWD stehen Windgeschwindigkeiten in 10 m, 35 m und 74 m zur Verfügung. Temperaturen sind in 2 m und 10 m Höhe gegeben. Letztendlich werden die Windgeschwindigkeiten in 10 m und die Temperaturen in 2 m Höhe gewählt.

5.6.4.2.3 Annahmen zu Leiterparametern

Der OSM-Datensatz beinhaltet neben den georeferenzierten Leitungsverläufen auch Informationen zu Spannungsebene, Netzfrequenz und zum Betreiber der Leitungen. Der Leitertyp, der an den Masten angebracht ist, ist nicht hinterlegt. Daher müssen typische Leiter und deren Parameter aus einschlägiger Literatur entnommen werden. Hierfür bieten sich die Norm DIN EN 501827[18], das *Aluminum Electrical Conductor Handbook* /TAA-01 89/ oder Datenblätter der Leiterhersteller an. Für den Berechnungsprozess müssen Informationen zu folgenden Leiterparametern vorhanden sein:

- Durchmesser
- AC-Widerstand
- Absorptions- und Emissionskoeffizient

Widerstand und Durchmesser können aus den oben benannten Quellen bezogen werden. Absorptions- und Emissionskoeffizient werden nicht angegeben. Der Emissionskoeffizient hat Einfluss auf die Strahlungswärmeverluste. Der Absorptionskoeffizient beeinflusst hingegen den Wärmeeintrag durch Solarstrahlung. Neue Leiter haben Absorptions- bzw. Emissionskoeffizienten in einem Wertebereich zwischen 0,2 und 0,3. Beide Koeffizienten steigen mit zunehmendem Alter und der einhergehenden Verwitterung des Leiterseils. Alte, stark verwitterte Leiter können einen Absorptions- bzw. Emissionskoeffizienten von bis zu 0,9 aufweisen. /IEEE-06 12/ In einigen Literaturquellen wird ein Wert von 0,5 sowohl für Absorptions- als auch für Emissionskoeffizienten als guter Durchschnittswert für Berechnungen empfohlen. /WUT-01 10/, /TAA-01 89/, /KIES-01 03/

5.6.4.3 Berechnung der dynamischen Strombelastbarkeit eines Leitungsabschnittes

Es gibt unterschiedliche Methoden, die Temperaturverhältnisse an einer Freileitung zu bestimmen und sich daraus den maximal möglichen Leiterstrom zu berechnen. Für die folgende Analyse werden die beiden in der Industrie meist genutzten Berechnungsweisen von CIGRE und IEEE untersucht. Die Methoden haben grundsätzlich die gleiche Vorgehensweise, unterscheiden sich aber hinsichtlich mehrerer Faktoren. Daher wird eine Kombination aus beiden Berechnungsweisen verwendet, die im Sinne einer konservativen Betrachtung jeweils zur niedrigeren maximalen Strombelastbarkeit führen.

Basis sind der „IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors", Stand 2012 /IEEE-06 12/ sowie die CIGRE-Methodik nach „Thermal Behaviour of Overhead Conductors: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Steady State (Normal Operation), WG 22.12", Stand 2002 /CIGRE-01 02/.

5.6.4.3.1 Wärmebilanz an einem Leiterseil

Wie bereits erläutert, wird die Übertragungskapazität von Freileitungen im Wesentlichen durch die thermischen Verhältnisse an einem Leiterseil bestimmt. Dazu

[18] In der DIN EN 50182 sind nur DC-Widerstände angegeben.

tragen die lokalen Wetterbedingungen und der aktuelle Stromfluss durch den Leiter bei. Sowohl der Algorithmus von IEEE, wie auch der von CIGRE zur Berechnung der Temperaturverhältnisse an einem Leiter basiert auf einer Wärmebilanz (vgl. **Abbildung 5-97**).

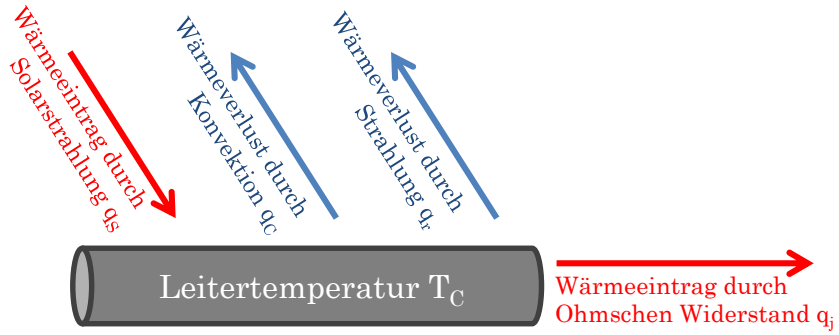


Abbildung 5-97: *Wärmebilanz an einem stromdurchflossenen Leiter*

Die Wärmebilanzen unterscheiden sich hinsichtlich der berücksichtigten Einflussfaktoren und hinsichtlich der Berechnung dieser Faktoren. **Formel (11)** zeigt die Wärmebilanz nach IEEE, **Formel (12)** die nach CIGRE.

$$q_c + q_r = q_s + q_j \tag{11}$$

$$q_c + q_r + q_w = q_s + q_j + q_m + q_i \tag{12}$$

q_c [W/m]:	Wärmeverluste durch Konvektion (convective heat loss)
q_r [W/m]:	Wärmeverluste durch Wärmestrahlung (radiated heat loss)
q_w [W/m]:	Wärmeverluste durch Verdunstung (water evaporative cooling)
q_i [W/m]:	Wärmeeintrag durch Corona Effekt (corona heating)
q_m [W/m]:	Magnetischer Wärmeeintrag (magnetic heating)
q_s [W/m]:	Wärmeeintrag durch Sonnenstrahlung (solar heating)
q_j [W/m]:	Wärmeeintrag durch ohmsche Verluste (joule heating)

Beide Gleichungen berücksichtigen auf der linken Seite der Wärmebilanz Wärmeverluste, die durch Konvektion (q_c) und Wärmestrahlung (q_r) entstehen. Auf der rechten Seite der Bilanz stehen der Wärmeeintrag, der sich durch Sonnenstrahlung (q_s) entwickelt, sowie der Wärmeeintrag, der durch die ohmschen Verluste bei stromdurchflossenen Leitern auftritt (q_j). Werden beide Gleichungen verglichen, fällt auf, dass CIGRE in **Gleichung (12)** zusätzlich die Erwärmung durch den magnetischen Fluss q_m, die Erwärmung durch den Korona-Effekt q_i und die Verdunstungskühlung q_w, die bei nassen Leiterseilen auftritt, berücksichtigt. Die Wärmezufuhr durch den magnetischen Fluss q_m wird durch Wirbelströme hervorgerufen, die bei wechselstromdurchflossenen Leitern entstehen und in Wärme resultieren. Bei der Erwärmung durch den Korona-Effekt q_i, trägt die ionisierte Luft zur Erwärmung des Leiters bei. In /TUD-01 10/ wird weiter festgehalten, dass q_m, q_i und q_w aufgrund ihres geringen Beitrags zur Wärmebilanz in der Regel vernachlässigt werden. Außerdem wird angemerkt, dass bei nassen Leitern zwar die Verdunstungskühlung eine Rolle spielt, gleichzeitig aber die Erwärmung durch den Korona-Effekt größer wird. Folglich ist der Einfluss der Summe beider Effekte gering. Auch /WUT-01 10/ bzw. /DENA-17 10/

schließen sich einer Vernachlässigung der drei Faktoren an. Für die Potenzialanalyse werden deshalb die drei Parameter außer Acht gelassen und mit **Formel (11)** gerechnet. Die Wärmeentwicklung im Leiter, die durch den Stromfluss entsteht, ist in **Formel (13)** dargestellt.

$$q_j = I^2 \cdot R(T_c) \tag{13}$$

Um die Strombelastbarkeit I bei gegebenen Umgebungsbedingungen und Leiterparametern zu berechnen, wird q_j in Formel (11) eingesetzt. Aufgelöst nach I, ergibt sich Formel (14):

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \tag{14}$$

I [A]:	Strombelastbarkeit bei gegebenen Wetterbedingungen
T_c [°C]:	Temperatur des Leiters (conductor temperature)
$R(T_c)$ [Ω/m]:	AC-Widerstand bei T_c

Eine detaillierte Erläuterung der einzelnen Terme und deren Berechnung für die Potenzialanalyse findet sich in /FRO-01 16/.

5.6.4.3.2 Vergleich der Berechnungen nach IEEE und CIGRE

In /UOC-01 15/ und /UOWOL-01 13/ wird die gemessene Leitertemperatur einer sich in Betrieb befindenden Freileitung in Nordspanien mit den Temperaturen, die sich aus den Berechnungsprozessen von IEEE und CIGRE ergeben, verglichen. Das Projekt zeichnet Messdaten ein Jahr lang, beginnend im September 2013 auf. Der Vergleich zwischen den tatsächlich gemessenen Leitertemperaturen und den nach den Methoden von IEEE bzw. CIGRE berechneten Temperaturen ergibt, dass ca. 80 % der Messwerte eine Temperaturabweichung kleiner +5 °C zu den berechneten Werten haben. Mit dem Berechnungsprozess nach CIGRE enthalten 79,62 % der Werte eine Temperaturabweichung kleiner +5 °C. Wird der Algorithmus von IEEE angewandt, beträgt die kumulierte Häufigkeit 80,12 %. Eine Diskrepanz zwischen den gemessenen und den berechneten Werten ist demnach zu erkennen. Die Abweichungen zwischen den berechneten Temperaturen nach IEEE und CIGRE sind aber gering. So ist festzuhalten, dass die berechneten Temperaturen größer als die tatsächlich gemessenen Werte sind. Dies kommt einer konservativen Berechnungsmethode entgegen.

Die in Nordspanien an einem Sommertag im August aufgezeichneten Daten zeigen, dass es nur dann erkennbare Abweichungen zwischen den beiden Berechnungsmodellen gibt, wenn die Sonne scheint. Hier fällt die Berechnung nach CIGRE um bis zu ca. 3 °C höher aus, als die nach IEEE. Das bedeutet, dass in diesem Fall lediglich eine unterschiedliche Berechnung des solaren Wärmeeintrags einen wesentlichen Einfluss auf die Wärmebilanzen der beiden Methoden hat. Die unterschiedlichen Berechnungen der konvektiven Kühlung q_c und der Wärmeabstrahlung q_r bzw. das Vernachlässigen von q_m und q_i in der IEEE-Methode heben sich entweder in der Wärmebilanz auf oder weisen keine großen Unterschiede in den Ergebniswerten auf. Eine Beurteilung hinsichtlich der

Vernachlässigung der Verdunstungskühlung q_w kann nicht getroffen werden, da der betrachtete Sommertag keine Niederschläge aufweist.

5.6.4.3.3 Ermittlung des Leiterwiderstands

Der Widerstand von Leitern ist von seinen geometrischen Abmessungen und materialspezifischen Konstanten abhängig. Die verwendeten Leitermaterialen haben die Eigenschaft, dass der Widerstand bei steigender Temperatur zunimmt. Nach IEEE wird mittels Formel (15) der Wechselstromwiderstand (AC-Widerstand) bei einer beliebigen Leitertemperatur T_c berechnet. Diese Gleichung entspricht einer linearen Interpolation zwischen zwei bei unterschiedlichen Temperaturen angegebenen AC-Widerständen $R(T_{low})$ und $R(T_{high})$. Informationen dazu können aus dem *Aluminum Electrical Conductor Handbook* entnommen werden /TAA-01 89/. In diesem sind AC-Widerstände bei T_{low} = 25 °C und T_{high} = 75 °C von verschiedenen Leitertypen gelistet.

$$R(T_c) = \left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}}\right] \cdot (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \tag{15}$$

$R(T_{low})$ [Ω/m]	AC-Widerstand bei T_{low}
$R(T_{high})$ [Ω/m]	AC-Widerstand bei T_{high}
$R(T_c)$ [Ω/m]	AC-Widerstand bei T_c
T_c [°C]	Leitertemperatur

5.6.4.4 Anwendung der Potenzialanalyse auf eine Beispieltrasse

Für eine erste Anwendung der Potenzialanalyse wurde die 380 kV Freileitung in Norddeutschland gewählt. Die Freileitung hat im südlichen Teil eine Ost-West Ausrichtung, der Großteil verläuft allerdings von Süden Richtung Norden. Die Leitung ist in 180 geradlinige Abschnitte aufgeteilt, die zwischen 200 und 500 m lang sind. Insgesamt ist sie ca. 79 km lang.

Abbildung 5-98 zeigt den Verlauf der Leitung und das Gitternetz der Wetterdaten-Abfrage. Die Mittelpunkte der Leitungsabschnitte (gelb) sind Rasterzellen mit (2,8 km)² Fläche zugeordnet, in denen die Wetterparameter konstant sind. Jede Rasterzelle besitzt einen Abfragepunkt (rot), für den die Wetterdaten repräsentativ für die ganze Rasterzelle und den darin enthaltenen Mittelpunkten der Leitungsabschnitte abgefragt werden. Der verwendete Datensatz enthält die folgenden Wetterparameter: Temperatur, Windgeschwindigkeit/Windrichtung und Globalstrahlung in stündlicher Auflösung für das Jahr 2013.

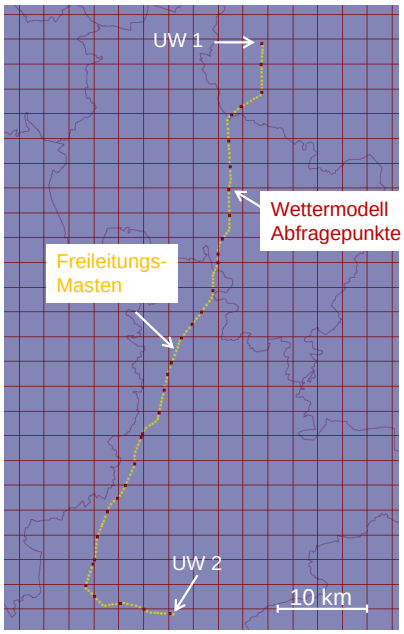


Abbildung 5-98: *Verlauf der Beispieltrasse und Abfragepunkte der Wetterparameter (Datenquelle: OpenStreetMap)*

Leitertyp und Kennwerte

Aus der Norm DIN EN 50182 (Tabelle F.19) wird der Leiter 243-AL 1/39-ST1A[19] gewählt. Es handelt sich hierbei um einen in Deutschland typischerweise verwendeten Leiter, bestehend aus einem aluminiumummantelten Stahlkern, der für 380 kV Stromkreise eingesetzt wird. Da in der Norm keine AC-Widerstände angegeben sind, werden diese aus dem *Aluminum Electrical Conductor Handbook* entnommen /TAA-01 89/. Der hierfür äquivalente ACSR[20] Leiter besitzt den Codenamen *Hawk*. Die Leiterkennwerte sind in **Tabelle 5-49** angegeben. Als Absorptions- bzw. Emissionskoeffizient wird ein Wert von 0,5 angenommen.

Tabelle 5-49: *Leiterkennwerte der Leiter 243-AL 1/39-ST1A und Hawk /TAA-01 89/*

Typ	Anzahl der Drähte Al/St	Durchmesser	AC Widerstand		DC Widerstand	Dauerstrom-belastbarkeit
			25 °C	75 °C	20 °C	
Hawk	26/7	21,78 mm	0,120625 Ω/km (0,193 Ω/mile)	0,144375 Ω/km (0,231 Ω/mile)	0,1178 Ω/km (0,1883 Ω/mile)	-
243-AL 1/39-ST1A	26/7	21,8 mm	-	-	0,1188 Ω/km	645 A[21]

[19] Alte Bezeichnung: AL/ST 240/40
[20] Aluminum Conductor Steel Reinforced
[21] Der Dauerstrombelastbarkeit liegen die Norm-Wetterbedingungen zugrunde.

Überlastungspotenzial der Freileitung

In **Abbildung 5-99** ist die dynamische Strombelastbarkeit dargestellt, die sich durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring für die gewählte 380 kV im Jahr 2013 ergibt. Außerdem ist die Dauerstrombelastbarkeit für den eingesetzten Leitertyp aus der Norm DIN EN 50182 aufgetragen. Diese ist mit 645 A nach Norm-Wetterbedingungen ausgelegt.

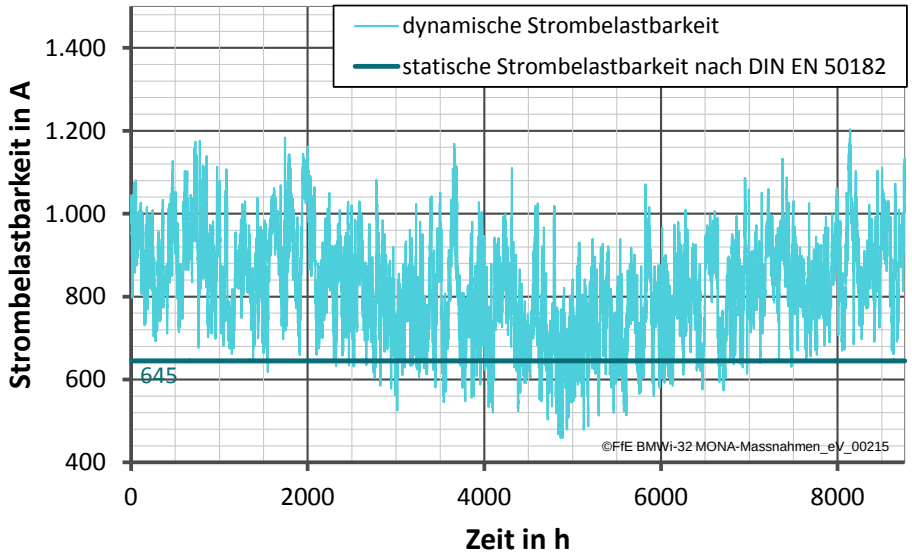


Abbildung 5-99: *380 kV Beispiel-Freileitung: Vergleich von dynamischer Strombelastbarkeit mit Freileitungsmonitoring zu statischer Auslegung im Jahr 2013*

In **Abbildung 5-100** ist die dynamische Strombelastbarkeit der Freileitung als Jahresdauerlinie dargestellt. Die Freileitung lässt sich demnach mit maximal 1204 A belasten. Dies entspricht einem Überlastungspotenzial von 87 %. An insgesamt 8071 Stunden lässt sich die Freileitung dynamisch über der Dauerstrombelastbarkeit betreiben. Dies entspricht einer Überlastungsmöglichkeit in 92 % der Zeit. In der übrigen Zeit sind die Wetterparameter in Summe ungünstiger als die Norm-Wetterparameter. Die Leitung kann nur entsprechend weniger belastet werden ohne die zulässige Leitertemperatur zu überschreiten.

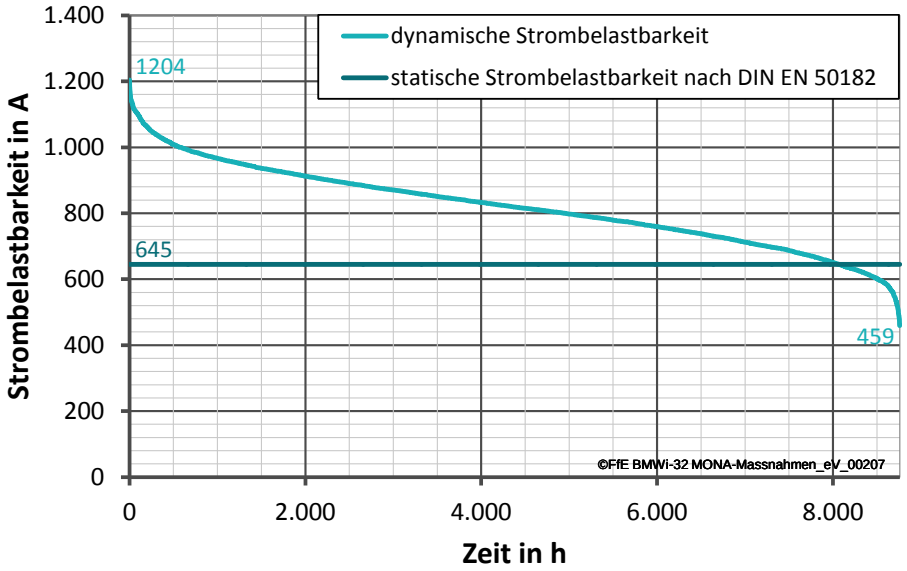


Abbildung 5-100: *380 kV Beispiel-Freileitung: Jahresdauerlinie der Strombelastbarkeit mit Freileitungsmonitoring (dynamisch) im Vergleich zu statischer Auslegung nach DIN EN 50182 für das Jahr 2013*

5.6.4.5 Analyse des Gesamtpotenzials in Deutschland

Auf Basis der entwickelten und an einer Beispielleitung demonstrierten FLM-Potenzialanalyse wird in einem nächsten Schritt die Methodik auf alle Freileitungen des deutschen Übertragungsnetzes angewandt. Das Ergebnis ist das Überlastungspotenzial für jede einzelne Trasse. /BRUCK-01 17/

Zur Visualisierung des zusätzlichen Übertragungspotenzials durch FLM sind die Leitungen des deutschen Höchstspannungsnetzes dynamisch abgebildet. Ein Bildausschnitt dieser Karte ist in **Abbildung 5-101** gezeigt. Die Dicke der dargestellten Leitungen repräsentieren die Höhe der thermischen Grenzleistungen. Die Stromtrassen werden zudem nach ihrem Potenzial einer Überlastung durch FLM eingefärbt, je heller die Farbe, desto höher kann diese Leitung ausgelastet werden. Dabei wurden 899 innerdeutsche Leitungen der 220 kV und 380 kV-Ebene auf ihr FLM-Potenzial hin untersucht. Leitungen in Berlin (Kabelleitungen) wurden nicht untersucht. Von 83 Leitungen sind keine genauen Leitungsverläufe bekannt, deshalb wurde eine Methode verwendet, welche am Start- und Endpunkt der Leitung eine Worst-Case-Abschätzung mit verfügbaren Wetterdaten vornahm. Bei 2 Leitungen davon waren nur Wetterdaten an einem Ende der Leitung bekannt. Jedoch waren die Leitungen relativ kurz, so dass keine großen Wetterunterschiede zu erwarten waren.

Abbildung 5-101 zeigt einen Zeitpunkt des Jahres, an welchem im Nordwesten Deutschlands höheres Windaufkommen war, im Süden herrschte eher Windstille und hohe Sonneneinstrahlung. Dies führte im Norden zu höheren Übertragungskapazitäten während im Süden Kapazitäten beschränkt wurden.

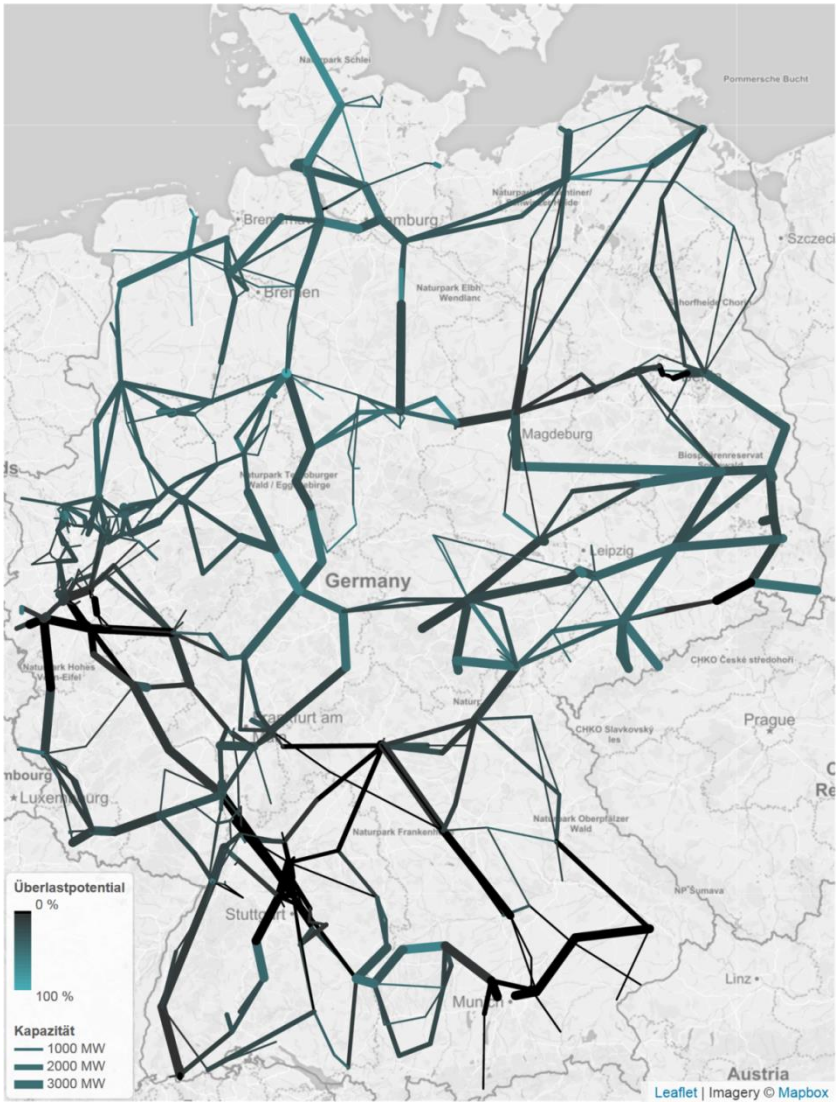


Abbildung 5-101: *Theoretisches Überlastpotenzial durch FLM am 16.03.2012, 12 Uhr /BRUCK-01 17/*

Berücksichtigung weiterer technischer Restriktionen

Diese FLM-Potenzialanalyse hat bis hierhin lediglich mögliche Überlastungen der Leiterseile bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen untersucht. In der Praxis jedoch sind technische Restriktionen von weiteren Betriebsmitteln als den Freileitungen und Beschränkungen auf Grund der Systemstabilität zu berücksichtigen. Diesen Aspekten wird bei der folgenden Potenzialanalyse Rechnung getragen.

Durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring an einer Trasse kann witterungsbedingt mehr Leistung über die Leitung übertragen werden als in der Norm-Auslegung vorgesehen. Jedoch profitieren andere Elemente des Übertragungsnetzes nicht von kühlenden Wettereinflüssen und sind nicht notwendigerweise für stärkere Belastungen ausgelegt. Während einige Elemente im Zuge der Ertüchtigung für den Einsatz von FLM kostengünstig aufgerüstet werden können, sind andere Netzelemente, zum Beispiel Leistungsschalter in Umspannwerken, nicht notwendigerweise von einer Erneuerung betroffen da eine Verstärkung zu teuer käme. Somit entsteht beim Einsatz von FLM in Umspannwerken ein Engpass an übertragbarer Leistung und das

theoretisch mögliche witterungsbedingte Übertragungspotenzial kann nicht vollends ausgeschöpft werden. /BRUCK-01 17/

Des Weiteren müssen Aspekte der Systemstabilität berücksichtigt werden: Eine stark ausgelastete Freileitung besitzt auf Grund des großen Stromflusses nach dem ohmschen Gesetz eine hohe Spannungsdifferenz entlang ihrer Strecke. Zudem benötigt eine stark ausgelastete Leitung mehr Blindleistung /IET-01 15/, welche nur im begrenzten Maße zur Verfügung gestellt werden kann. Gängige Praxis der Netzbetreiber ist eine Begrenzung der maximalen Auslastung einer Freileitung auf 150 %, erfahrungsgemäß treten bei diesen Überlastungen noch keine negativen Effekte für die Systemstabilität auf /NEP-02 12/.

Die maximale Überlastfähigkeit einer Freileitung wird einerseits durch die Beschränkungen der Systemstabilität von 50 % begrenzt. Andererseits limitieren weitere Betriebsmittel einer Freileitung deren Überlastfähigkeit. Als Begrenzung wird für die Überlastfähigkeit einer Leitung der Minimalwert der beiden Kriterien gewählt.

Daten zu maximalen Stromtragfähigkeiten der Stromsysteme sind in den vorhandenen Netzdaten nicht verfügbar, deshalb wird an dieser Stelle eine Abschätzung maximaler Übertragungsleistungen vorgenommen. Dazu konnte als generelle Betriebsmittelbelastung in Schaltfeldern von Umspannwerken in Erfahrung gebracht werden. Typische Systeme besitzen demnach maximale Stromtragfähigkeiten bei 220 kV-Systemen von 3150 A und bei 380 kV-Systemen von 3600 A. In **Tabelle 5-50** sind diese Informationen und resultierende maximale Übertragungsleistungen pro System aufgelistet. /BRUCK-01 17/

Tabelle 5-50: *Typische maximale Stromtragfähigkeit einzelner Systeme in Umspannwerken nach Angabe von Übertragungsnetzbetreibern und Daten von Referenzleitungen*

Spannungsebene	Max. Stromtragfähigkeit pro System	Max. Leistung pro System im Umspannwerk	Thermische Grenzleistung einer Referenzleitung
220 kV	3150 A	2370 MVA	1700 MVA
380 kV	3600 A	1200 MVA	400 MVA

Jedoch lässt sich aus den verwendeten Netzdaten oftmals nicht erschließen, wie viele Systeme eine Leitung trägt und somit wie viel Leistung maximal übertragen werden kann. Deshalb wird aus der thermischen Grenzleistung der Leitungen abgeschätzt, wie viele Systeme diese Leitung trägt. Es wird dazu die thermische Grenzleistung von häufig verwendeten Leitungskonfigurationen verwendet, i. e. 1700 MVA für 380 kV-Leitungen und 400 MVA für 220 kV-Leitungen (siehe Tabelle 5-50), und eine plausible Anzahl an Systemen pro Leitung nach folgendem Formalismus errechnet: Es soll der kleinste Teiler n gefunden werden, für welchen folgender Ausdruck ungefähr gleich wird:

$$\frac{P_{th,Leitung}}{n} \overset{!}{\approx} P_{th,ref} \,. \tag{16}$$

$P_{th,Leitung}$ [MW]: Thermische Grenzleistung der Trasse
n: Geschätzte Anzahl an Systemen auf der Trasse
$P_{th,ref}$ [MW]: Thermische Grenzleistung der Referenzleitung der jeweiligen Spannungsebene

Mit der nun abgeschätzten Anzahl von Systemen auf einer Leitung kann deren maximale Übertragungsleistung ermittelt werden:

$$c_{Betriebsm} = \frac{n \cdot P_{\max_BM,U}}{P_{th,Leitung}}. \quad (17)$$

$P_{max_BM,U}$ [MW]: Maximale Leistung pro System im Umspannwerk, abhängig von der Spannungsebene

Technisch verfügbares Überlastungspotenzial

Abbildung 5-102 zeigt die Jahresdauerlinie einer ausgewählten Leitung, bei welcher der Einfluss der technischen Restriktion dazu führt, dass nicht das gesamte theoretische Übertragungspotenzial durch Einsatz von FLM genutzt werden kann. Bei 37,3 % Überlastung der Leitung sind Komponenten in Umspannwerken an der Obergrenze des sicheren Betriebs. Für knapp die Hälfte der Zeit im Jahr ist somit das theoretische Überlastungspotenzial nicht komplett nutzbar.

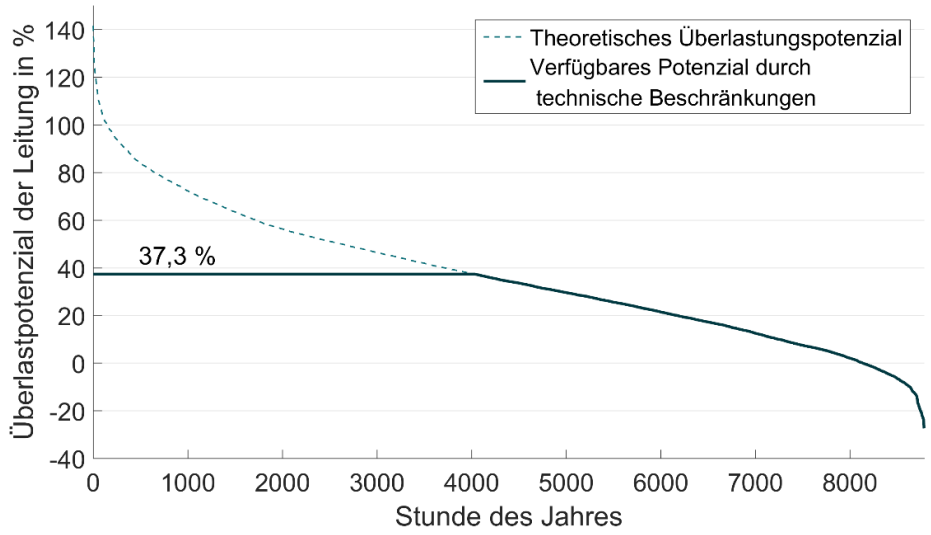


Abbildung 5-102: *Theoretisches und technisch verfügbares Überlastungspotenzial einer 380 kV-Leitung als Jahresdauerlinie /BRUCK-01 17/*

In **Abbildung 5-103** illustrieren Histogramme zum einen für die 220 kV- und die 380 kV-Spannungsebene die Häufigkeitsverteilung des theoretischen Überlastungspotenzials aller deutscher Übertragungsleitungen für jeden Zeitpunkt des Jahres. Zum anderen wird in den blauen Histogrammen für alle Leitungen der jeweiligen Spannungsebene die Häufigkeitsverteilung der technisch maximal möglichen Überlastung überlagert. In der 220 kV-Spannungsebene zeigt sich, dass für alle Leitungen keine Restriktionen durch Betriebsmittelbeschränkungen entstehen, einzig die Beschränkung auf Grund von Systemsicherheitsaspekten begrenzt alle 220 kV-Leitungen auf eine maximale Überlastung von 50 %. Bei den Leitungen der 380 kV-Spannungsebene beschränken Betriebsmittelrestriktionen bei ungefähr zwei Dritteln aller Leitungen deren Überlastungsfähigkeit weiter ein. Aus Abbildung 5-103 wird zudem das durch technische Restriktionen nicht nutzbare theoretische Überlastungspotenzial sichtbar, welches in den Histogrammen der orangen Fläche

rechts der blauen Häufigkeitsverteilungen entspricht. (Im Diagramm der 380 kV-Spannungsebene müssen dazu die Häufigkeitsverteilungen „verschnitten“ werden.)

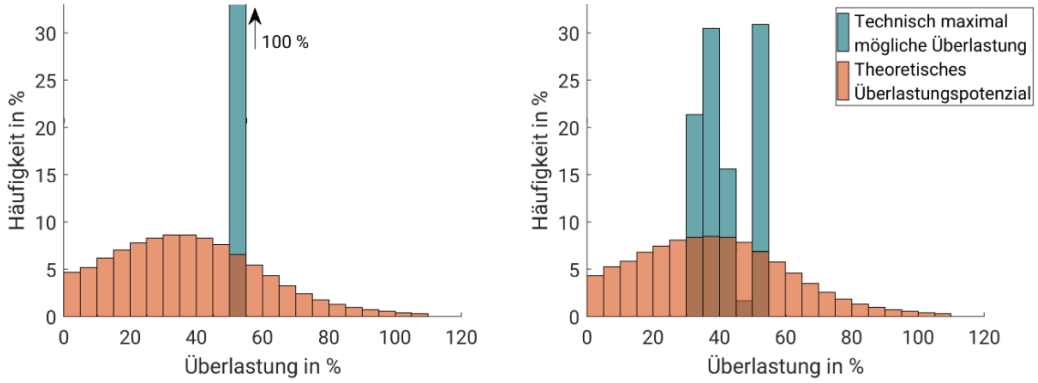


Abbildung 5-103: *Histogramme des theoretischen Überlastungspotenzial aller Freileitungen durch Einsatz von FLM zu allen Zeitpunkten des Jahres und Häufigkeitsverteilungen technisch maximaler Überlastungen aller Freileitungen /BRUCK-01 17/*

Clusteranalyse des technisch verfügbaren Überlastungspotenzials

Im Folgenden wird eine Analyse des Überlastungspotenzials von Freileitungen beim Einsatz von FLM durchgeführt, nun mit Berücksichtigung technischer Restriktionen. **Abbildung 5-104** zeigt zwei Karten mit Überlastungspotenzialen nach einer Clusteranalyse. In Abbildung 5-104 wird im linken Bild eine Darstellung bei hohem Windaufkommen gezeigt und rechts eine Karte bei niedriger Windenergieerzeugung. Auffällig ist bei hohem Windaufkommen ein deutlich niedrigeres Überlastungspotenzial der Freileitungen, vor allem im Norden Deutschlands. Hier zeigt sich am stärksten die Beschränkung der Überlastfähigkeit von Freileitungen durch technische Restriktionen. In der rechten Karte ist der Einfluss technischer Beschränkungen weniger stark sichtbar. Bei Starkwindsituationen befindet sich das gewichtete Überlastungspotenzial bei 41,6 %, für Zeiten mit schwachem Windaufkommen beträgt es 22,1 %. /BRUCK-01 17/

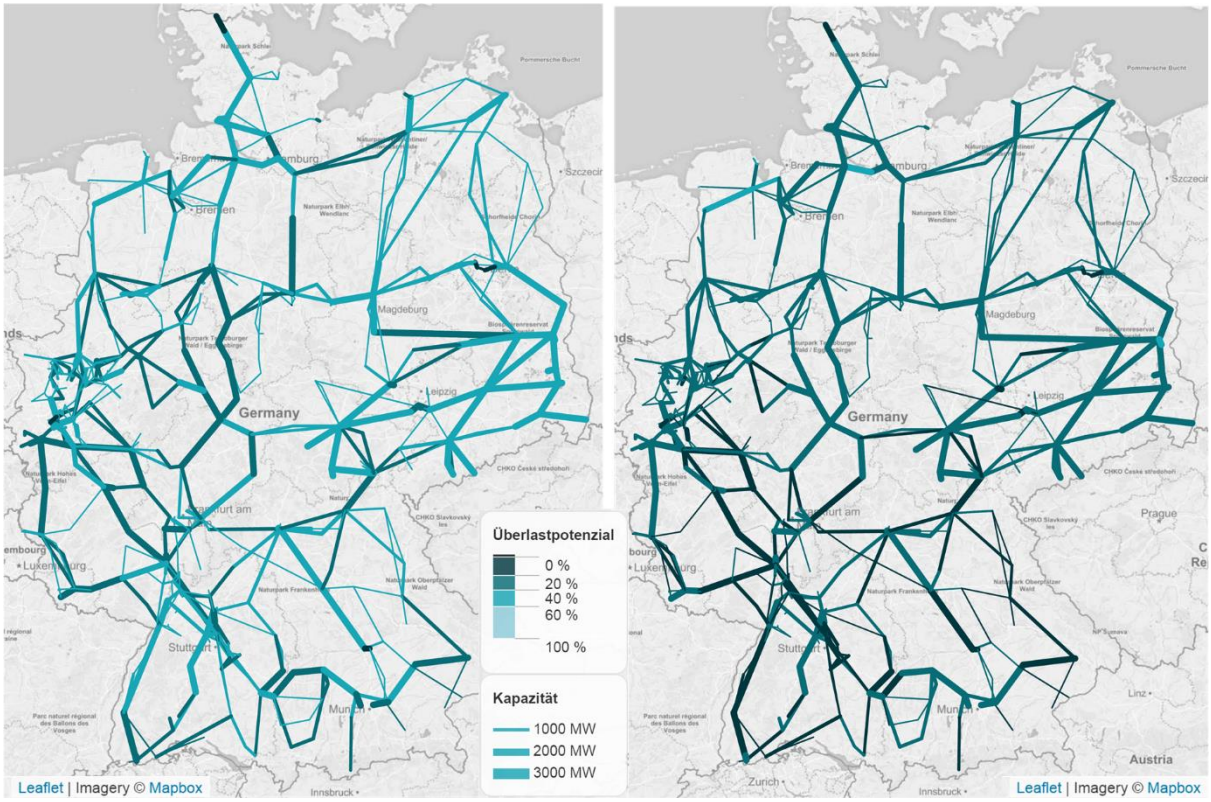


Abbildung 5-104: *Zwei Karten aus der Clusteranalyse von technisch verfügbaren Überlastungspotenzialen durch FLM. Links: Hohes Windaufkommen. Rechts: Niedriges Windaufkommen /BRUCK-01 17/*

Sehr gut zu erkennen ist das Nord-Süd-Gefälle des Überlastpotenzials, analog zum Windkraftpotenzial. Im Gegensatz zu den Ergebnissen der „Strombelastbarkeitskarte" von TenneT, die Potenziale anhand meteorologischer Regionen ausweisen, handelt es sich hierbei um eine leitungsscharfe Analyse. Die Unterschiede in den absoluten Überlastpotenzialen sind neben der Zuordnung zu konkreten Leitung zudem wohl durch der Verwendung unterschiedlicher Wetterjahre bedingt. Entscheidend ist zudem, dass aufgrund fehlender Informationen zur maximalen Stromtragfähigkeit der eingesetzten Betriebsmittel weitere vorhandene Einschränkungen bezüglich der maximalen Stromkreisbelastung nicht abgebildet werden können.

Betrachtung der windreichsten Zeitpunkte

Im Folgenden werden lediglich die Zeitpunkte des Jahres mit dem höchsten Windaufkommen untersucht. Zum einen werden die 1757 (20 %) windreichsten Stunden des Jahres zu einem Cluster gemittelt und zum anderen 117 Stunden des Jahres, in denen mehr als 80 % der maximal möglichen Windenergie erzeugt wurde. In **Tabelle 5-51** ist das gewichtete Überlastungspotenzial für diese beiden Betrachtungen eingetragen; zum einen das theoretische Überlastungspotenzial und zum anderen das Überlastungspotenzial mit technischen Restriktionen.

Tabelle 5-51: *Gewichtetes Überlastungspotenzial des deutschen Übertragungsnetzes für windreiche Zeitpunkte.*

Kriterium der gewählten Zeitpunkte	Theoretisches gewichtetes Überlastungs-potenzial	Gew. Überlastungspotenzial mit techn. Restriktionen
Die 20 % windreichsten Stunden des Jahres	53,2 %	38,7 %
Stunden, in denen Winderzeugung größer als 80 % der maximalen Erzeugung war	71,9 %	42,5 %

Bei weiterer Betrachtung der aufbereiteten zeigt sich visuell der direkte Zusammenhang zwischen höherem Windaufkommen und größerem Übertragungspotenzial, welcher stark regional auftritt. Auch wird der negative Einfluss von Solarstrahlung auf die Übertragungskapazitäten sichtbar /FRO-01 16/.

In einem nächsten Schritt werden, wie in **Abbildung 5-105** dargestellt, die resultierenden Werte mit dem FfE-Netzmodell verknüpft, um als Eingangsgröße in die Simulation mittels ISAaR verwendet zu werden.

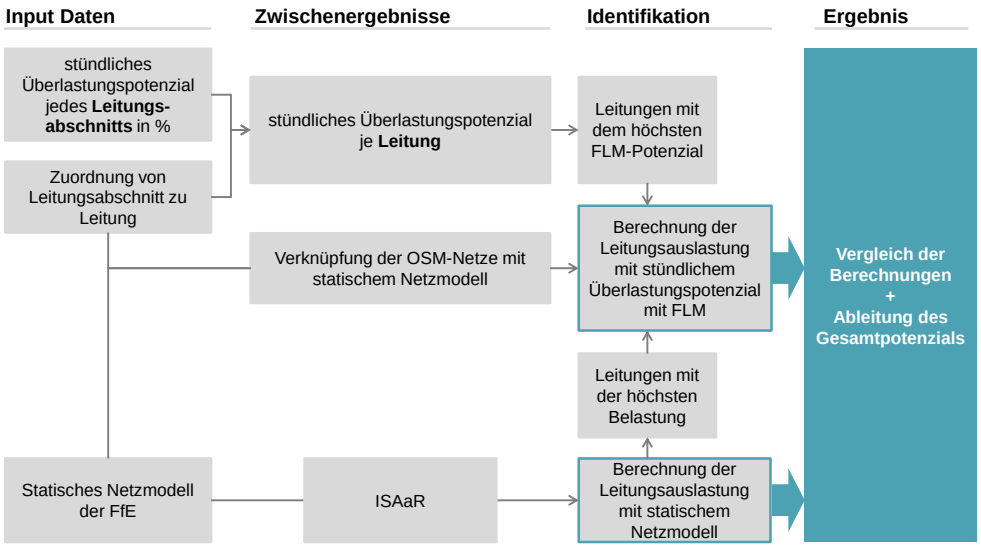


Abbildung 5-105: *Vorgehen zur Abbildung und Integration des FLM-Potenzials in das FfE-Netzmodell als Eingangsgröße für die Simulation*

Das Ziel ist schließlich, auf Basis einer stündlich aufgelösten Anpassung der Übertragungskapazitäten mit Hilfe von FLM das tatsächliche Netzoptimierungspotenzial von Freileitungsmonitoring zu bewerten.

5.6.5 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die rechtliche Grundlage für die Errichtung und den Betrieb jeglicher Energieanlagen stellt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dar. Da Freileitungsmonitoring als alternative Betriebsweise zu einem statischen, konventionellen Freileitungsbetrieb zu sehen ist, ist das EnWG auch für diese Maßnahme heranzuziehen. /DENA-17 10/ Insbesondere § 49 EnWG Absatz 1 und 2 geben hierzu Vorgaben:

„§ 49 Anforderungen an Energieanlagen

(1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von

1. Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

(…)

eingehalten worden sind.“

Weiter beschreibt das Gesetz, dass die zuständige Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), *„zu Grundsätzen und Verfahren der Einführung technischer Sicherheitsregeln (…) nähere Bestimmungen“* treffen kann. Weitere Bestimmungen von Seiten der BNetzA sind wiederum an die Grundsätze des Deutschen Instituts für Normung e. V. (DIN) gebunden /ENWG-01 05/. So ist gesetzlich festgelegt, dass beim Betrieb von Energieanlagen sowohl DIN-Normen, als auch Richtlinien des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) einzuhalten sind. An dieser Stelle sind im Besonderen die beiden Normen DIN EN 50341 und DIN EN 50182 einzubeziehen.

Rechtliche Anwendungsvorschriften

Schon vor der Jahrtausendwende war bekannt, dass Freileitungen unter Berücksichtigung der Wetterbedingungen höheren Stromstärken ausgesetzt werden können, ohne dass sie die maximal zulässige Leitertemperatur von 80 °C überschreiten. Eine Umsetzung dieser Feststellung stand aber im Widerspruch zur Norm DIN EN 50182. Nachdem im Jahr 2004 ein Antrag auf Änderung dieser Norm gestellt wurde, bestand Übereinstimmung darin, dass die Berücksichtigung von Klimabedingungen grundsätzlich durch die Norm abgedeckt ist /JAR-01 09/. Inzwischen wurde vom VDE die Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5:2011-04 zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb veröffentlicht. Diese Anwendungsregel hat den Status einer „allgemein anerkannten Regel der Technik“ und ist somit nach § 49 EnWG Absatz 1 rechtlich bindend. Sie beschreibt explizit, dass Freileitungen in Abhängigkeit von Witterungsbedingungen einen Betriebsstrom abweichend von DIN EN 50182 führen können, ohne dass die maximal zulässige Leitertemperatur und Mindestabstände verletzt werden. /VDE-02 11/

Regulatorische Bewertung

Die Einführung von Leiterseilmonitoring ist vor allem durch höhere Betriebs-, initiale Einrichtungs- und Planungskosten geprägt, da außerdem der Einbau sowie die Qualifikation von Mitarbeitern im Bereich Netzplanung und Betriebsführung Kosten verursachen, wohingegen die Technik selbst nur sehr geringe Kapitalkosten verursacht. Diese OPEX-geprägte Technologie ist daher wie alle Methoden zur Netzoptimierten Betriebsführung durch den „Averch-Johnson-Effekt“ benachteiligt.

Aufgrund der hohen Strombelastung auf Netzbetriebsmittel, welche ursprünglich nicht darauf ausgelegt waren, kann Freileitungsmonitoring überdies eine verringerte Restnutzungsdauer bewirken. Unter Umständen müssen Netzbetriebsmittel vor ihrer

regulatorischen Nutzungsdauer erneuert werden, wodurch die Assets regulatorisch nicht optimal genutzt werden. Negative Rückkopplungen auf andere Netzbetriebsmittel sind daher grundsätzlich vor einer Einführung zu beachten.

Vor allem im Übertragungsnetzbereich hat Freileitungsmonitoring den Vorteil, dass bestehende Leitungen effektiver genutzt werden können. Da ein großer Kostenanteil des Netzausbaus auf die aufwändigen Genehmigungsverfahren fällt, kann Freileitungsmonitoring diese verringern. Ein aufwendiges Genehmigungsverfahren ist für die Ertüchtigung vorhandener Leitungen nicht notwendig /TEN-03 12/.

5.6.6 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Freileitungsmonitoring zeichnet sich durch die dynamische Kapazitätserhöhung des Bestandsnetzes aus. Abhängig von lokalen und regionalen Gegebenheiten sind das verfügbare Potenzial, wie auch die spezifischen Investitionskosten sehr unterschiedlich. Nichtsdestotrotz wird es von Übertragungsnetzbetreibern als Optimierungsmaßnahme zunehmend flächendeckend eingesetzt. Im Folgenden werden die Fragestellungen anhand der Kategorien des Morphologischen Kastens im Detail analysiert.

5.6.6.1 Technologie

Netzebene
Freileitungsmonitoring wird in erster Linie in der Höchstspannung (220 kV und 380 kV) im Übertragungsnetz sowie in der Hochspannungsebene (110 kV) eingesetzt. Ein Einsatz in der Mittelspannung wurde ebenfalls getestet, aufgrund von knapp bemessenen Bodenabständen zeigt dies allerdings nur geringes wirtschaftliches Potenzial. Aufgrund spezifischer Besonderheiten (z. B. Vogelschutzhauben und Leitungshöhe) besteht nach Aussage eines Verteilnetzbetreibers häufig sogar gar keine Möglichkeit zum Einsatz.

Einsatzort
Der spezifische Einsatz findet in einzelnen Trassen bzw. Leitungsabschnitten statt. Regional zeigt sich insbesondere in windreichen Regionen großes Potenzial. Dies korreliert häufig mit Regionen, die über ein hohes Windkraft-Potenzial verfügen.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Ein Mehrfacheinsatz im Sinne von mehreren Freileitungsabschnitten ist möglich. Ein großflächiger Einsatz bietet zudem Synergieeffekte durch die Nutzung gemeinsamer Koordinationsstellen und der einmaligen Einrichtung der Datenverarbeitungs-und Steuerungsinfrastruktur.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Die Maßnahme an sich ist pauschal nur einmal pro Leitungsabschnitt einsetzbar. Eine Skalierung im Sinne unterschiedlicher Ausbaustufen zur Erhöhung der Genauigkeit (z. B. an kritischen Stellen) ist allerdings möglich.

Technology Readiness Level
Freileitungsmonitoring ist heute bereits Stand der Technik und wird im internationalen Kontext bereits großflächig eingesetzt. Nach der erfolgreichen Realisierung von

Pilotprojekten steht auch in Deutschland die Basis für einen ausgedehnten, flächendeckenden Einsatz, der von den Übertragungsnetzbetreibern bereits angestrebt wird.

Regelbarkeit
Die Funktion von Freileitungsmonitoring liegt in der dynamischen Anpassung der Leitungsbelastbarkeit.

Im Vergleich zur Standard-Auslegung (40 °C Umgebungstemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) ist in ca. 90 % des Jahres ein gewisses Flexibilitätspotenzial vorhanden. Da die absolute Erhöhung von äußeren Randbedingungen, also der Witterung, abhängig ist, ist die Flexibilität im FLM-Betrieb hierdurch begrenzt.

Wirkungsgrad der NoM
Da mit der Maßnahme lediglich das Übertragungspotenzial erhöht wird, kann nicht von einer konkreten Wirkungsgradänderung gesprochen werden.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
In Leitern auftretende Übertragungsverluste werden maßgeblich durch den anliegenden Betriebsstrom beeinflusst. Der Verlust ist dabei quadratisch von der Strombelastung abhängig. Durch eine höhere Belastung einzelner Leitungen mittels Freileitungsmonitoring entstehen somit auch höhere Verluste

Leistungsgradient
Die Veränderung der Stromtragfähigkeit ist maßgeblich von der Witterung abhängig. Eine Steuerung ist demzufolge von der zeitlichen Auflösung der Datenerhebung und den bereits bestehenden Regelmöglichkeiten (entsprechend weniger Sekunden beim Schließen eines Leistungsschalters an einer Sammelschiene) bestimmt.

Regelgenauigkeit
Die Regelgenauigkeit der Strombelastbarkeit erhöht sich insofern, dass eine deutlich bessere Kenntnis des Netzzustands gegeben ist. Ansonsten ergibt sich kein wesentlicher Unterschied zur konventionellen Regelung der Trassenbelastbarkeit.

Ansprechzeit
Wetterprognosen ermöglichen eine im Voraus geplante Potenzialerhöhung. Prinzipiell kann das System durch instantane Messdaten-Erfassung schnell auf den aktuellen Leiterzustand reagieren.

Abrufbarkeit
Per Definition ist die Maßnahme dauerhaft verfügbar.

Zeitliche Verfügbarkeit
Da die Verfügbarkeit in erster Linie von den aktuellen Witterungsbedingungen abhängt, besteht ein enger Zusammenhang zu Tages- und Jahreszeit. Dies bedeutet, dass insbesondere zu kälteren (Winter bzw. nachts) und windreichen (Winterhalbjahr) Zeiten ein erhöhtes Potenzial besteht.

IKT-Bedarf einer NoM

Für die Umsetzung eines Freileitungsmonitoringsystems ist die Bestimmung bzw. Abschätzung der mittleren Seiltemperatur notwendig. Diese kann sowohl durch direkte Methoden an der Trasse oder über indirekte Methoden auf Basis von Wetterdaten geschehen. Dementsprechend unterscheidet sich der Aufwand der Datenerfassung (direkte Methode: Datenerfassung pro Mast oder mit Temperatursensoren alle 200 – 500 m, indirekte Methode: Wetterstationen in der Nähe der Trasse oder Umspannwerken).

Die erfassten Werte sind dem Netzbetreiber für die Bestimmung der aktuellen Übertragungsleistung zu übermitteln, woraus sich ein unidirektionaler IKT-Bedarf ergibt (siehe Kapitel 5.6.2). Aufgrund der zeitlichen Sensibilität ist eine zuverlässige Kommunikationstechnologie mit geringer Störanfälligkeit essenziell, wodurch sich der Einsatz von Richtfunk (standortgebundener Sender und Empfänger) oder Glasfaserkommunikation anbietet. Die Aggregation der Messwerte kann dabei entweder entlang einer Sensorkette bis zu einem Dateneinleitungspunkt erfolgen, welcher der Netzleittechnik per Funk die gesammelten Messwerte überträgt und für die Berechnung zur Verfügung stellt. Eine andere Möglichkeit ist die direkte Übertragung zur Leitstelle. Die Leittechnik-Kommunikation ist im Regelfall bereits mittels einer IKT-Infrastruktur in Form von Glasfaserkabel oder PLC ausgebaut (vgl. Kapitel 5.6.2.3). /BIE-01 12/, /IIT-01 12/, /IVAM-01 15/, /RWTH-01 10/

Überlastfähigkeit

Das Ziel von Freileitungsmonitoring ist per se die dynamische Ausweisung des Maximalwerts der Leiterseil-Belastbarkeit. Eine Abschätzung deren Potenzial wurde in Kapitel 5.6.4 vorgenommen.

Störungsanfälligkeit

Tendenziell werden durch die dynamische Erhöhung der Tragfähigkeit vorhandene Betriebsreserven reduziert. Die Vielzahl zusätzlich erfasster Messdaten ermöglicht jedoch eine verbesserte Abbildung des Netzzustands. Dies bedeutet allerdings gleichfalls zusätzlichen Wartungsaufwand für die Sensoren und IKT.

Aufwand für Störungsbeseitigung

Bei einem Ausfall des Freileitungsmonitoring-Systems kann mit konventioneller Betriebsführung nach Norm-Standardauslegung weitergearbeitet werden. Der tatsächliche Aufwand kann bei der direkten Messmethode relativ groß sein, da die Sensoren direkt an der Leitung repariert bzw. ausgetauscht werden müssen. Bei der indirekten Methode ist eine Störung an der Wetterstation bzw. bei der Datenübertragung denkbar.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung

Freileitungsmonitoring hat keinen Einfluss auf die Kurzschlussleistung.

Spannungshaltung

Ein direkter Einfluss auf die Spannungshöhe ist durch FLM nicht gegeben.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Die höhere Stromtragfähigkeit der optimierten Leiterseile bedingt einen höheren Blindleistungsbedarf. Eine gezielte Bereitstellung von Blindleistung ist nicht möglich. Jedoch müssen häufig im Zuge einer Umstellung auch zusätzliche Blindleistungskompensationsanlagen errichtet werden.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Der Zweck von FLM besteht in der Erhöhung der Stromtragfähigkeit. Durch eine detaillierte und dynamische Abbildung des Leiterzustands geschieht dies in Abhängigkeit von lokalen Witterungsbedingungen.

5.6.6.2 Wirtschaft

Akteur
Den Einsatz verantwortet alleinig der Netzbetreiber. Im Falle des Einsatzes in der Höchstspannung ist dies der Übertragungsnetzbetreiber, beim Einsatz in den unteren Spannungsebenen (vor allem im Hochspannungsnetz) folglich der Verteilnetzbetreiber.

Investitionen
Die Investitionsspanne ist relativ groß und bedingt durch den installierten Leitertyp. So unterscheidet /DENA-17 10/ nach Errichtungsnorm der Leitungen. Bei Leitungen, die nach DIN errichtet wurden (alle Leitungen in den westlichen Bundesländern und in ganz Deutschland nach 1990) wird von mittleren Kosten von 80.000 €/km pro Doppelleitung ausgegangen. Bei Leitungen, die in Ostdeutschland vor 1990 nach den *Technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL)* errichtet wurden, ist eine Nachrüstung mit etwa 300.000 €/km beziffert.

Des Weiteren hängen die Investitionskosten insbesondere davon ab, ob die direkte oder indirekte Methode für das Monitoring der Leitung eingesetzt wird. So muss bei der direkten Methode in eine Vielzahl von Messsensoren investiert werden, wohingegen die indirekte Methode mit wenigen Wetterstationen auskommt.

Pilotprojekte in der deutschen Hoch- und Höchstspannungsebene weisen Investitionskosten im Bereich von 60.000 €/km bis 115.000 €/km auf (siehe Kapitel 5.6.1.4). /TEN-01 10/

Die Kosten beinhalten auch die bauliche Anpassung der Betriebsmittel, die an die höhere Strombelastung angepasst werden müssen. Außerdem sind Kosten enthalten, die die nötigen Leitungs-, Schalt-, Schutz- und Messeinrichtungen sowie die Anbindung der gemessenen Daten an die Leitsysteme berücksichtigen. Hinzu kommt der Aufwand für die Integration in die operative Netzbetriebsführung. Da durch eine höhere Strombelastung der Blindleistungsbedarf steigt, fallen gegebenenfalls weitere Ausgaben für Kompensationsanlagen an. /DENA-06 14/, /DENA-17 10/.

Für die wirtschaftliche Bewertung im Projekt MONA ergeben sich aus der Analyse aller verfügbaren Quellen folgende Annahmen:

- Investitionskosten 2015: 80.000 €/km
- Investitionskosten 2030: 60.000 €/km

Fixe Betriebskosten
Auch Betriebs- und Wartungskosten variieren stark mit den direkten bzw. indirekten Methoden. Die jährlichen Kosten hierfür betragen zwischen 0,1 % und 2,5 % der Investitionskosten. /DENA-06 14/, /DENA-17 10/.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden 1,3 % der Investitionskosten sowohl für 2015 als auch für 2030 angenommen.

Variable Betriebskosten
Da es sich um eine dauerhafte Maßnahme handelt, entstehen durch den Betrieb keine variablen Betriebskosten.

Lebensdauer
Die angestrebte Lebensdauer bezieht sich insbesondere auf die verwendeten Sensoren. Diese orientiert sich an den Wartungszyklen für Freileitungen (ca. 20 bis 40 Jahre) /IVAM-01 15/. Da bislang noch keine belastbaren Langzeit-Erfahrungswerte bezüglich des Einflusses der durch Freileitungsmonitoring möglichen höheren Strombelastung des Leiterseils vorhanden sind, können noch keine Rückschlüsse auf einen Einfluss auf die Lebensdauer und vorzeitige Alterung der Betriebsmittel gezogen werden. Die Einhaltung der maximalen Belastungsgrenzen ist in jedem Fall sicherzustellen. /DENA-06 14/

Für die weitere Bewertung wird eine mittlere Lebensdauer von 30 Jahren angenommen.

Einnahmepotenzial für Akteur
Durch den Einsatz der Maßnahme ergeben sich keine direkten zusätzlichen Einnahmepotenziale für den Netzbetreiber.

Kostenwälzung
Die Kosten für die Einführung von Freileitungsmonitoring liegen ausschließlich beim Netzbetreiber, können allerdings über die Netznutzungsentgelte auf den Stromkunden umgewälzt werden.

Regulatorische Praktikabilität
Die Maßnahme ist bereits etabliert und erfordert keine aufwändigen Genehmigungsverfahren, da es sich um eine Ertüchtigung vorhandener Leitungen handelt (siehe Kapitel 5.6.5). /TEN-03 12/

Einordnung der NoM
Da bei Freileitungsmonitoring primär Betriebskosten anfallen und die Aufgabe in die Systemverantwortung der Netzbetreiber fällt, ist FLM Teil der Kategorie „Netzoptimierende Betriebsführung“.

Regulatorische Abschreibung
Die Maßnahme Freileitungsmonitoring beinhaltet keine direkten Investitionen in Sachanlagevermögen außer ggf. Temperaturmessgeräte. Diese werden nicht gesondert in der StromNEV geführt, können aber unter Fernmessanlagen gefasst werden und haben somit betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von 25-30 Jahren.

Durchdringungspotenzial
Das Durchdringungspotenzial ist aufgrund von regional unterschiedlichen Witterungsverhältnissen begrenzt. Eine detaillierte Auswertung hierzu findet sich in den Kapiteln 5.6.1.4 und 5.6.4.5.

Regionale Verfügbarkeit
Das Potenzial korreliert insbesondere mit dem regional unterschiedlichen Winddargebot und ist somit besonders in Regionen mit hohem Windkraftpotenzial interessant. Demnach ist das Potenzial in Deutschland regional unterschiedlich verteilt, mit einem Fokus auf Norddeutschland (vgl. Kapitel 5.6.1.4 und 5.6.4.5).

5.6.6.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Die zusätzliche Datenerfassung, -auswertung und Regelung führt zu einer Erweiterung der Betriebsführung und somit zu einem komplexeren Steuerungsaufwand.

Rückwirkung auf andere Spannungsebenen
Durch die dynamische Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitungen mit Einsatz von Freileitungsmonitoring können sich veränderte Auslastungen für das Gesamtnetz ergeben. Ein direkter Einfluss auf andere Spannungsebenen besteht nicht.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die Anfälligkeit gegenüber Störfaktoren ist als gering zu bewerten. Freileitungsmonitoring – ähnlich dem konventionellen Netzausbau – ist möglich, solange ein flächendeckendes (Übertragungs-)Netz dem Energiesystem zugrunde liegt.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Freileitungsmonitoring führt tendenziell zu einer Reduktion der Betriebsreserven, da die vorhandenen Netze höher ausgelastet werden. Durch zusätzliche Sensorik verbessert sich allerdings die Abbildung des Netzzustands, was wiederum die Identifikation geeigneter Betriebsführungsmaßnahmen erleichtert.

Bereitstellung von Regelleistung, Beitrag zum Versorgungswiederaufbau und Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Freileitungsmonitoring kann weder Regelleistung bereitstellen, noch die Schwarzstartfähigkeit oder Autarkie eines Netzgebiets erhöhen.

Frequenzhaltung
FLM hat keinen Einfluss auf die Frequenzhaltung.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Der größte Mehrwert von Freileitungsmonitoring besteht in der besseren Abbildung des Netzzustands durch eine hohe Anzahl verfügbarer Messdaten. Die erhöhte Komplexität durch Datenerfassung und dynamische Anpassung der Stromtragfähigkeit kann allerdings die Netzsteuerung erschweren.

5.6.6.4 Gesellschaft und Umwelt

Strukturveränderung
FLM bedeutet nach dem NOVA-Prinzip lediglich eine Optimierung bzw. Erweiterung bestehender Infrastruktur. Sie bildet durch die optimierte Nutzung und Flexibilisierung des Bestandsnetzes an Stellen im Netz, an denen dies sinnvoll ist (vgl. Kapitel 5.6.1.3), eine direkte Alternative zu konventionellem Netzausbau.

Technisches Risiko
Prinzipiell ist ein Ausfall von einzelnen Sensoren durchaus denkbar. Durch die hohe Lebensdauer wird allerdings ein möglichst wartungsarmer Betrieb ermöglicht und dementsprechend ist von einer „geringen" Eintrittswahrscheinlichkeit eines technischen Risikos auszugehen. /IVAM-01 15/

Durch die Möglichkeit, auf den konventionellen Betrieb der Leitungen zurückzugehen, ist das Schadensmaß sehr begrenzt und somit als „gering" zu bewerten.

Flächenbedarf
Durch die Ergänzung der bestehenden Trassen ergibt sich kein zusätzlicher Eingriff in die Umgebung.

Vorerfahrung
Tendenziell ist die Freileitungsmonitoring außerhalb der technischen Fachwelt nur sehr wenig bekannt. Da es sich allerdings nur um betriebliche Maßnahme ohne zusätzliche Sichtbarkeit neuer Anlagen handelt, kann in Summe von einer „mittleren Vorerfahrung" ausgegangen werden.

Geräuschemissionen
Eine erhöhte Strombelastung kann prinzipiell zu einer höheren Geräuschentwicklung führen. Diese übersteigt aber nicht die maximale Belastung, wie sie auch bei konventionellem Betrieb auftreten kann. Daher wird die Ausprägung „Geräuschentwicklung witterungs- und belastungsabhängig" gewählt.

Schadstoffbelastung
Durch Freileitungsmonitoring entsteht „keine Schadstoffbelastung".

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Da sich Freileitungsmonitoring rein im Einflussbereich des Netzbetreibers befindet, besteht kein Bezug zum Endverbraucher und somit auch keine Notwendigkeit einer direkten Einflussnahme.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung
Aus vorhergehendem Punkt folgt eine geringe Relevanz für eine Einbeziehung der Öffentlichkeit (Ausprägung: „keine Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung/Relevanz, da keine direkte Betroffenheit der Bevölkerung")

Gesellschaftliche Solidarität und Transparenz des Verfahrens
Da es sich um eine reine Netz-Ergänzungsmaßnahme handelt, ist keine Konsultationsmöglichkeit von Seiten der Bevölkerung notwendig.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes?
Durch die potenziell höhere Integration der Einspeisung Erneuerbarer Energien – insbesondere aus Windkraftanlagen – ergibt sich in einigen Fällen ein CO_2-Reduktionspotenzial. In Deutschland ist dies regional unterschiedlich verteilt mit einem Fokus auf die windreichen Regionen im Norden.

EMV für das Umfeld
Durch höhere Betriebsstromstärken in den Leitungen ergeben sich höhere magnetische Feldstärken. Diese übersteigen aber nicht die maximalen Werte, wie sie auch bei konventionellem Betrieb auftreten können. Gemäß den technischen Vorgaben müssen jedoch zu jeder Zeit die Grenzwerte nach dem 26. BImschG eingehalten werden.

Auswirkung auf die Schutzgüter Flora/Fauna, Boden/Grundwsser sowie auf die Biodiversität/Ökosystem
Eine zusätzliche Beeinträchtigung der umgebenden Tier- und Pflanzenwelt sowie Auswirkungen auf Boden und Wasserhaushalt durch die Ergänzung bestehender Freileitungen mit einem Monitoringsystem ist nicht gegeben (Ausprägung: „keine Veränderung“). Mögliche Auswirkungen bestehen bereits durch die vorhandenen Trassen.

Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Bei Freileitungsmonitoring entsteht keine Verunreinigung von Boden- und Grundwasser.

Mediale Berichterstattung
Die Maßnahme hat eine geringe Präsenz in den einschlägigen online Magazinen. Insgesamt wurden drei Artikel gefunden, die auf die Funktion von Freileitungsmonitoring eingehen und es als vielversprechende Alternative zum konventionellen Netzausbau vorstellen. So berichtet die WELT online (2011) „*die Kapazität der Leitungsnetze reicht nicht aus. Um Zeit zu gewinnen, erprobt der Übertragungsnetzbetreiber TenneT in Deutschland eine vielversprechende Technik: Das Freileitungs-Monitoring. Durch den Einbau von Temperatursensoren kann die Kapazität von Stromkabeln um bis zu 50 Prozent besser ausgenutzt werden*“ /WELT-02 11/. Eine neuere Pressemeldung der Niederlausitz aktuell (2016) stellt das Freileitungsmonitoring Pilotprojekt auf der Hochspannungsleitung zwischen Harzgerode und Rieder (Landkreis Harz) vor, das Ende 2016 in seine Auswertungsphase gehen soll. /MITNETZ-02 16/

5.6.7 Ökonomische Grundlagen

Im Folgenden werden die ökonomischen Grundlagen von Freileitungsmonitoring aufgeschlüsselt:

Tabelle 5-52: *Technoökonomische Kennwerte für Freileitungsmonitoring*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	2015	2030
Investitionen	Freileitungsmonitoring (Umrüstung, Anbindung der Messdaten, Netzintegration)	Gesamtkosten	80.000 €	60.000 €
Fixe	Freileitungsmonitoring	0,1 - 2,5 % der	0,013	0,013

Betriebskosten		Investitionskosten pro Jahr		
Nutzungsdauer			30 a	30 a

Auf Basis der technoökonomischen Kennwerte lässt sich der in **Abbildung 5-106** dargestellte Kostenverlauf für die Fixkosten (Investitionen und fixe Betriebskosten) ableiten.

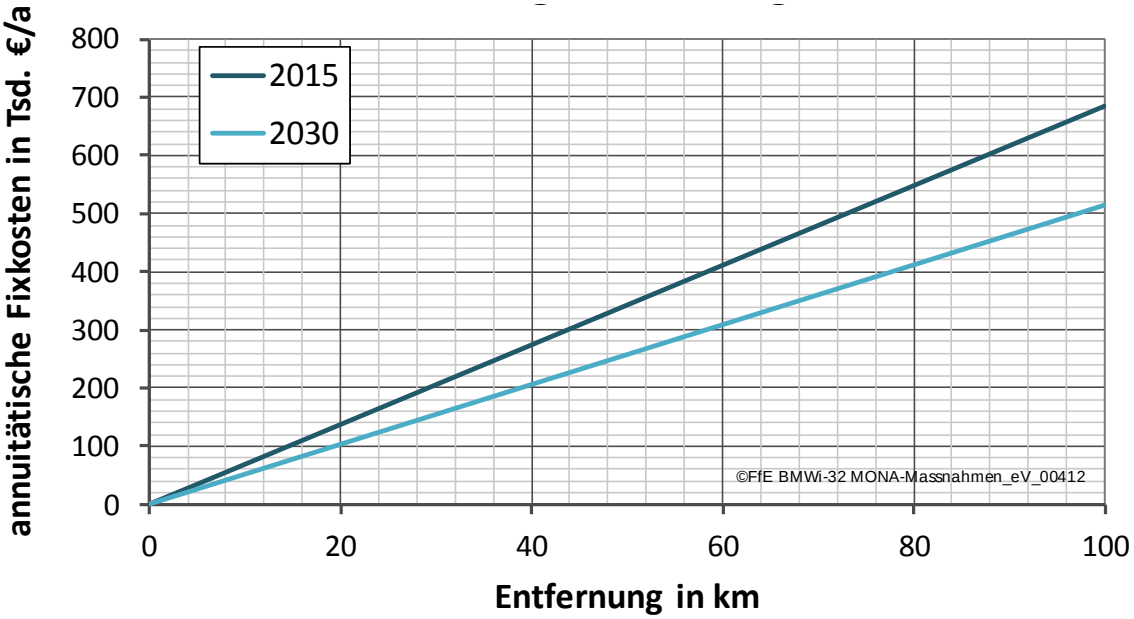


Abbildung 5-106: *Fixkostenverlauf von Freileitungsmonitoring*

5.6.8 Zusammenfassung und Ausblick

Als Fazit lässt sich festhalten, dass FLM durch eine optimierte Nutzung und Flexibilisierung des Bestandsnetzes eine direkte Alternative zum konventionellen Netzausbau bietet. Das Potenzial von FLM besteht dabei insbesondere in der Hoch- und Höchstspannungsebene. In niedrigeren Spannungsebenen sind die Einsatzmöglichkeiten aufgrund technischer Einschränkungen und hoher spezifischer Kosten deutlich geringer.

Zweck des Freileitungsmonitorings ist die dynamische witterungsabhängige Erhöhung der Übertragungskapazität. Neben der Vermeidung von Netzengpässen bietet es als weiteren Mehrwert die Möglichkeit, im Zuge der Aggregation vieler Messdaten den Netzzustand besser abzubilden. Aus diesem lassen sich geeignete Betriebsführungsmaßnahmen ableiten.

*Der Betrieb von Freileitungen ist an das **EnWG** geknüpft und unterliegt den Normen **DIN EN 50182** und **DIN EN 50341**. Im Besonderen ist für den witterungsabhängigen Betrieb die VDE Anwendungsregel **VDE-AR-N 4210-5:2011-04** zu berücksichtigen.*

Weiterführendes Wissen

Technisch bestehen sowohl mehrere direkte als auch indirekte Methoden des Monitorings. Im operativen Betrieb wird überwiegend die indirekte Methode über die Messung der Wetterparameter und anschließender Berechnung der Strombelastbarkeit angewandt. Gründe hierfür sind ein geringerer Kostenaufwand und die Möglichkeit, Strombelastbarkeiten präventiv bestimmen zu können.

FLM wird von Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des NEP als Netzoptimierung betrachtet und untersucht.

*Freileitungsmonitoring wird nach dem **NOVA-Prinzip** als Netzoptimierung vorrangig eingesetzt, wenn die Bauweise einer Trasse dies zulässt und die zukünftig nötigen Übertragungskapazitäten dauerhaft erreicht werden können. Obwohl Freileitungsmonitoring den Netzausbaubedarf aufgrund der nicht-dauerhaften Verfügbarkeit nur in bedingtem Umfang reduzieren kann, ermöglicht es eine höhere Flexibilität, vor allem in Hinsicht auf die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien.*

Handlungs-empfehlung

In einer konservativ berechneten Potenzialanalyse auf Basis physikalischer Zusammenhänge, gegebenen Wetterbedingungen und verlaufsscharfen Trassenverläufen konnten die Einsatzmöglichkeiten von FLM zunächst an einer Beispieltrasse aufgezeigt und im Anschluss auf Deutschland skaliert werden.

Die höhere Übertragungskapazität durch windgekühlte Leitungen steht insbesondere in Zeiten mit hoher Einspeisung von Windenergie und dem dadurch hohen Transportbedarf zur Verfügung. Da das Potenzial allgemein mit dem Winddargebot korreliert, bietet FLM vor allem in Regionen mit hohem Windkraftpotenzial eine interessante Optimierungsoption. Dementsprechend ist das Potenzial in Deutschland regional unterschiedlich verteilt, mit einem Fokus auf Norddeutschland.

Die durch FLM gewonnenen Messdaten verbessern allgemein die Abbildung des Netzzustands und bieten somit eine einfachere Identifikation geeigneter Betriebsführungsmaßnahmen. Durch die nur sehr geringe strukturelle Veränderung besteht eine hohe öffentliche Akzeptanz gegenüber Freileitungsmonitoring.

5.7 Topologische Schalthandlungen

Topologische Schalthandlungen

Die NoM **Topologische Schalthandlungen** (TSH) kann die Versorgungsqualität erhöhen. Eine TSH ist die dauerhafte Veränderung der Topologie eines Niederspannungsnetzgebiets durch Öffnen bzw. Schließen von Trennstellen. Grundsätzlich sind dabei zwei Varianten zu unterscheiden:

1. Vermaschung: dauerhaftes Schließen einer offenen Trennstelle
2. Trennstellenverlegung: dauerhaftes Schließen einer offenen Trennstelle und Öffnen einer anderen geschlossenen Trennstelle

Im Rahmen der Netzoptimierenden Maßnahme (NoM) „Topologische Schalthandlungen“ (TSH) werden spezifische Netzstränge durch gezielte Neuverschaltung be- oder entlastet. Dabei handelt es sich um eine bereits heute häufig genutzte Maßnahme im Verteilnetz.

Topologiemaßnahmen sind den Maßnahmen des Netzbetriebs zuzuordnen und kommen vor allem zur Behebung von Störungen zum Einsatz. In Abgrenzung zu diesen Umschaltmaßnahmen ist die Durchführung von TSH als Netzoptimierende Maßnahme dauerhaft, d. h. die geänderte Topologie bleibt bis zum Eintritt eines weiteren externen Auslösers erhalten. Durch die Optimierung der Trennstellen können sowohl Spannungsprobleme als auch thermische Probleme behoben und damit die Versorgungsqualität erhöht werden.

Dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) folgend können TSH der Kategorie Netzoptimierung zugeordnet werden und sollten demzufolge Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau vorgezogen werden.

Zum Netzengpassmanagement werden Topologiemaßnahmen automatisiert auf der Übertragungsnetzebene angewendet. Diese Maßnahmen umfassen das Ab-/Zuschalten von Leitungen/Transformatoren, das (Ent-)Kuppeln von Sammelschienenpaaren oder den Sammelschienenwechsel von Lasten/Erzeugern, einer Leitung/eines Trafos oder an beiden Schaltfeldern einer Leitung/eines Trafos. Damit kann der Einsatz von Redispatch und der Netzausbaubedarf reduziert oder die Effektivität dieser Maßnahmen erhöht werden. /BUW-02 09/ Verteilnetze der unteren Spannungsebenen werden in der Regel passiv betrieben, so dass bisher kein automatisierter Einsatz von TSH möglich ist.

Im Rahmen dieses Berichts wird der Einsatz von TSH auf der Niederspannungsebene untersucht. Es können zwei Varianten von Topologischen Schalthandlungen identifiziert werden, die sich in ihrer Durchführung und den Auswirkungen auf die Betriebsführung unterscheiden: Vermaschung und Trennstellenverlagerung (**Abbildung 5-107**). Dies führt zu folgender Definition des Begriffs „Topologische Schalthandlung“:

Definition

*Eine **Topologische Schalthandlung (TSH)** ist die dauerhafte Veränderung der Topologie eines Niederspannungsnetzgebiets durch Öffnen bzw. Schließen von Trennstellen. Grundsätzlich sind dabei zwei Varianten zu unterscheiden:*

a) Vermaschung: dauerhaftes Schließen einer offenen Trennstelle

b) Trennstellenverlagerung: dauerhaftes Schließen einer offenen Trennstelle und Öffnen einer anderen geschlossenen Trennstelle

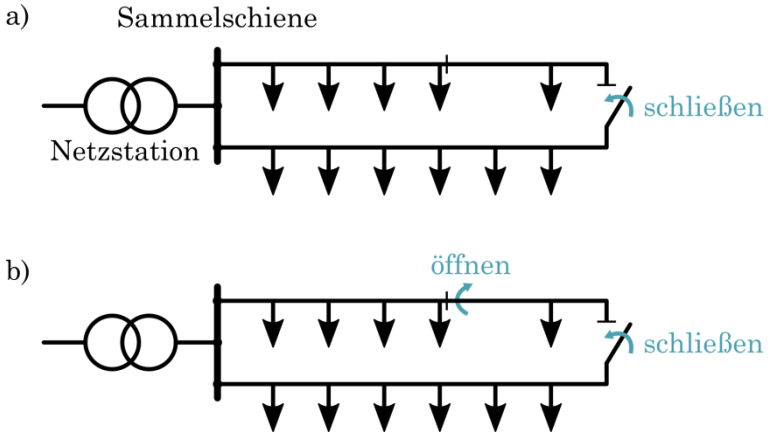


Abbildung 5-107: *Topologische Schalthandlungen. a) Vermaschung (vereinfacht), b) Trennstellenverlagerung*

Für die im Rahmen des Projekts durchgeführten Netzberechnungen wird die Verlagerung von Trennstellen aufgrund der großen Anzahl an möglichen Topologien und dem damit einhergehenden Rechenaufwand nicht betrachtet. Die Vermaschung von Niederspannungsnetzen wird durch Schließen von Trennstellen simuliert. Dazu werden Varianten der Netze 4 (**Abbildung 5-108**) und 6 (**Abbildung 5-109**) genutzt, die zusätzliche Leitungen enthalten, um die Strahlennetze in Maschennetze zu überführen. Eine Beschreibung aller Basisnetztopologien befindet sich im MONA Basisdatenbericht.

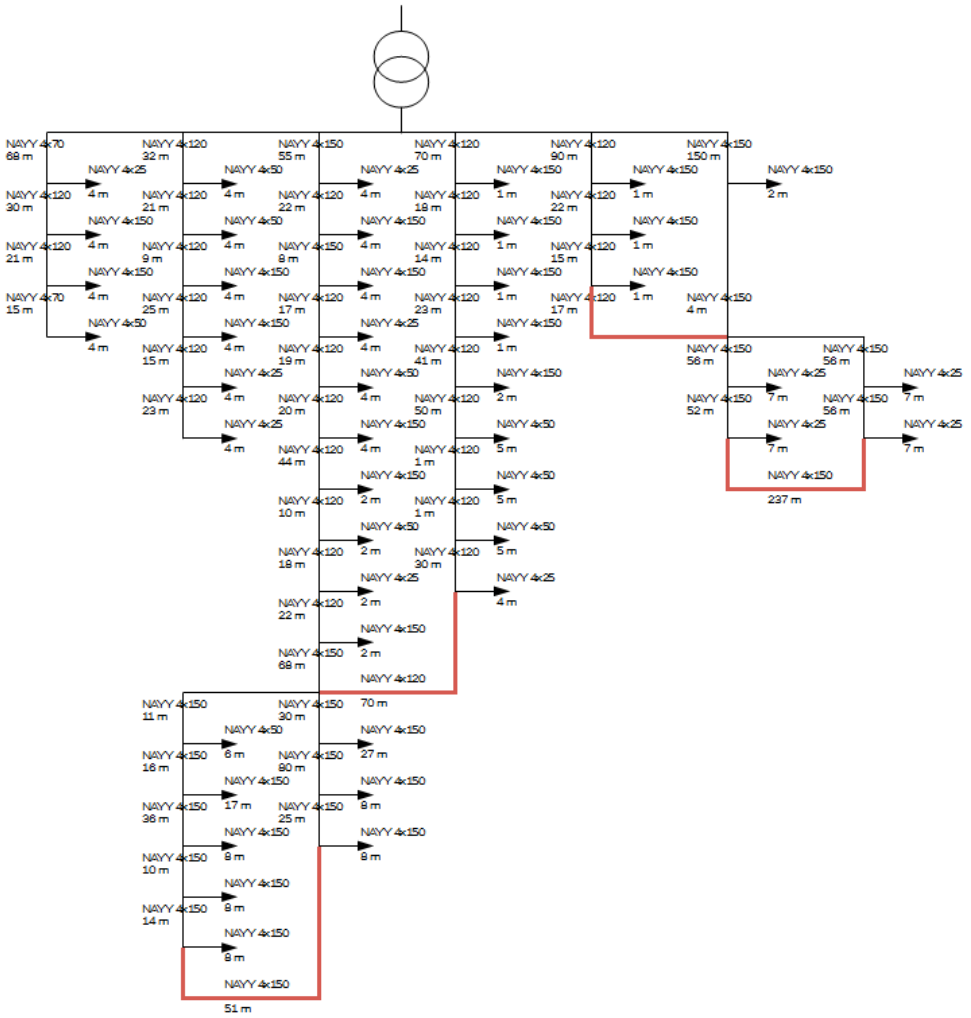


Abbildung 5-108: *NS-Netz 4 (rot: Variante mit Vermaschung)*

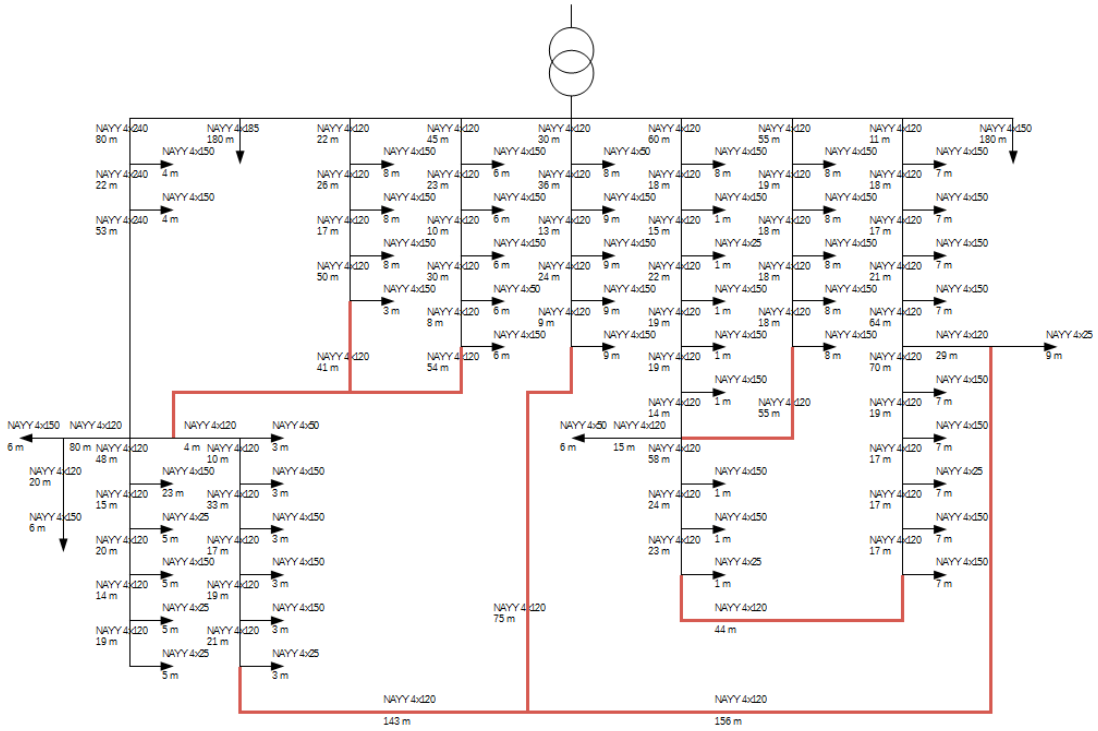


Abbildung 5-109: *NS-Netz 6 (rot: Variante mit Vermaschung)*

5.7.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

5.7.1.1 Systembeschreibung der Topologischen Schalthandlungen

Zur Einordnung von Topologischen Schalthandlungen als Netzoptimierende Maßnahme wird im Folgenden ein Überblick über Netztopologien, die Betriebsmittel zur Durchführung der Maßnahme und die Spannungsebenen, auf denen die Maßnahme eingesetzt werden kann, vermittelt.

5.7.1.1.1 Netztopologien

Die wesentlichen Betriebsmittel der Stromübertragung und -verteilung sind:

- Leitungen für die Übertragung und Verteilung, ausgeführt als Freileitung oder Erdkabel
- Transformatoren für die Kopplung verschiedener Spannungsebenen
- Schaltanlagen für den Anschluss von Erzeugern und Verbrauchern

Mit diesen Betriebsmitteln können verschiedenste Topologien erzeugt werden. Die wesentlichen Topologien für Stromnetze, die sich im Grad der Vermaschung unterscheiden, sind Stich- bzw. Strahlennetze, Ringnetze und Maschennetze.

Strahlennetz
Die einfachste Topologie wird durch Strahlennetze erzeugt. Hierbei werden mehrere verzweigte Stichleitungen von einer Netzstation versorgt (**Abbildung 5-110**). Diese Topologie bietet sich vor allem bei niedrigen Lastdichten an. /VTV-01 10/ Vorteilhaft ist die einfache Betriebsführung, die schnelle Lokalisierung von Fehlern sowie die einfache Netzüberwachung und der Netzschutz. /SIE-04 15/ Nachteilig sind der Spannungsabfall bei großen Lasten bzw. der Spannungsanstieg bei hoher Einspeisung sowie die Versorgungsunterbrechung im Fehlerfall.

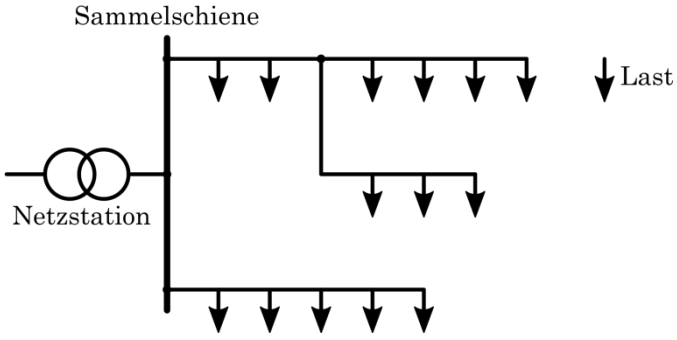


Abbildung 5-110: *Strahlennetz*

Ringnetz
Ringnetze (**Abbildung 5-111**) werden in der Regel mit geöffneter Trennstelle wie ein Strahlennetz betrieben, bieten allerdings den Vorteil einer zusätzlichen Schaltreserve im Fehlerfall. Zudem werden weitere Trennstellen in den Strängen vorgesehen, die geschlossen werden.

Gegenüber einem Strahlennetz kann die Zahl der von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Verbraucher reduziert werden. Im Fehlerfall werden die beiden angrenzenden Trennstellen geöffnet und die offene Trennstelle zwischen den beiden

Zweigen wird geschlossen. So können die zwischen der Fehlerstelle und der Trennstelle liegenden Verbraucher wieder versorgt werden. Lediglich die Verbraucher in unmittelbarer Nähe der Fehlerstelle sind von einer längeren Versorgungsunterbrechung betroffen. /VTV-01 10/

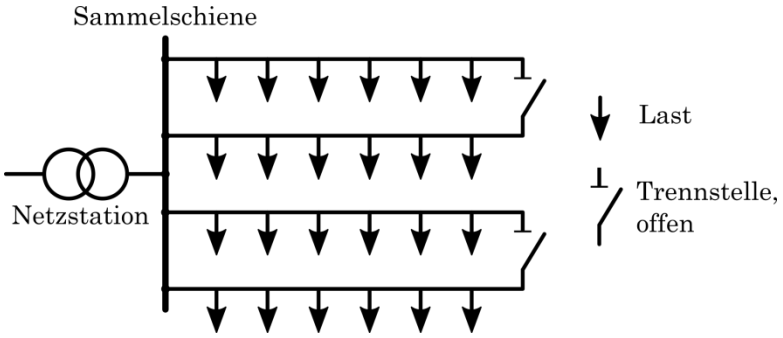


Abbildung 5-111: *Ringleitung, offen betrieben*

Maschennetz

Bei einem Maschennetz ist jeder Lastpunkt über mindestens zwei Übertragungswege mit einem oder mehreren Einspeisepunkten[22] verbunden (**Abbildung 5-112**). Hierbei sind die möglichen Trennstellen auch im Betrieb geschlossen. Vorteilhaft sind die geringen Netzverluste und die Spannungskonstanz. Im Fall von Leitungsausfällen ermöglicht die Redundanz der Betriebsmittel eine Weiterversorgung der Verbraucher. Dem gegenüber steht eine erschwerte Betriebsführung und Fehlerlokalisierung. /VTV-01 10/

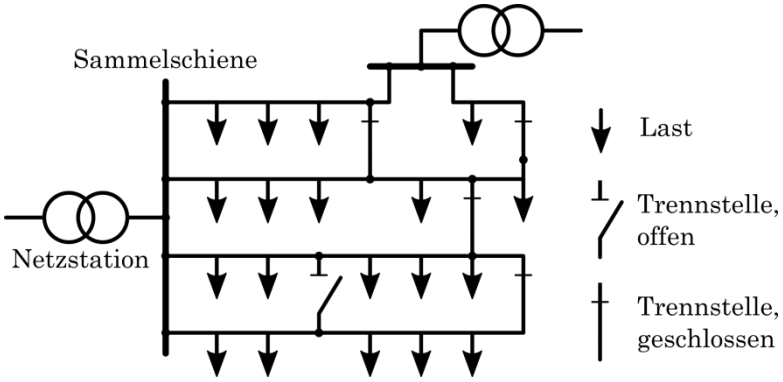


Abbildung 5-112: *Maschennetz*

5.7.1.1.2 Schaltanlagen und -geräte

Schaltanlagen bilden die Knotenpunkte des Netzes und bestehen aus Sammelschienen, Schaltgeräten, Nebenanlagen, Schutzeinrichtungen sowie Mess- und Zählgeräten. Dienen sie der Kopplung verschiedener Spannungsebenen, werden sie zusammenfassend als Umspannanlagen bzw. je nach Spannungsebene als Umspannwerk (HöS ↔ HS und HS ↔ MS) oder Transformator-/Ortsnetzstation (MS ↔ NS) bezeichnet.

[22] In den Netzberechnungen dieses Projekts werden die Niederspannungsnetze jeweils von einer Ortsnetzstation versorgt.

Schaltanlagen in Umspannwerken sind gekapselt. Als Isolationsmedium wird in der Regel SF_6 verwendet, da es wesentlich kleinere Anlagengrößen ermöglicht als die Isolation mit Luft.

Auf der Niederspannungsebene werden Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränke für die Energieverteilung genutzt (**Abbildung 5-113)**. Die Kabel in Ortnetzstationen sind über Lasttrennschalter eingeschleift. In Kabelverteilerschränken sind die Abgänge über NH-Sicherungen[23] oder sog. Messer (**Abbildung 5-114**) an die Sammelschienen angeschlossen.

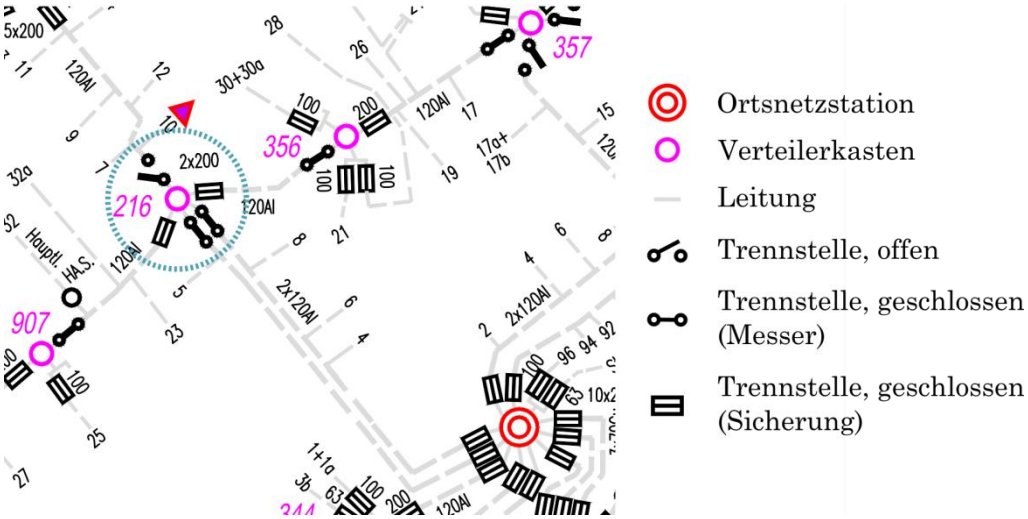


Abbildung 5-113: *Netzplan eines Niederspannungsnetzgebiets* /EGAP-01 12/

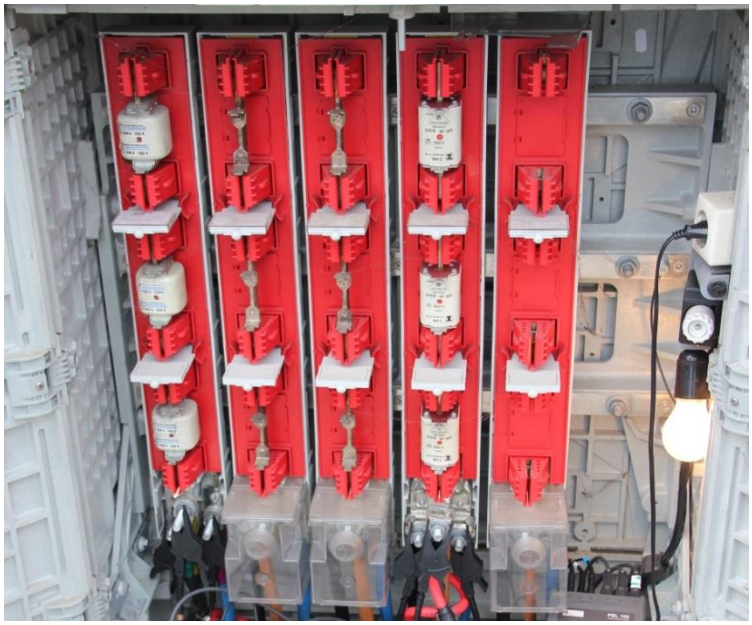


Abbildung 5-114: *NS-Verteilerkasten 216 aus* **Abbildung 5-113** *mit 5 Abgängen: 1 offene Trennstelle, 2 Trennstellen mit Sicherung, 2 Trennstellen mit Messer* /EGAP-01 12/

[23]Niederspannungs-Hochleistungssicherung

Schaltgeräte werden zum Verbinden und Unterbrechen von Stromkreisen genutzt. Sie sollen die elektrische Energie steuern, fehlerhafte Betriebsmittel bei Störungen so schnell wie möglich ausschalten und sichere Reparaturen und Wartungen ermöglichen. Schaltgeräte können elektrisch (Druckknopf) oder mechanisch (Drehantrieb, Hebel) entweder direkt am Schaltgerät, aus unmittelbarer Nähe des Schaltgeräts oder ferngesteuert aus einer Leitstelle betätigt werden.

Je nach Beanspruchung kommen verschiedene Schaltgeräte zum Einsatz. Trennschalter werden zum stromlosen Schalten verwendet und bilden eine sichtbare Trennstrecke zwischen spannungsführenden und -freien Komponenten im geöffneten Zustand. Im geschlossenen Zustand müssen Trennschalter Betriebs- und Kurzschlussströme führen können. Sie werden vor allem auf der Hoch- und Höchstspannungsebene in Kombination mit Leistungs- oder Lasttrennschaltern eingesetzt.

Betriebsströme können mit Lasttrennschaltern geschaltet werden. Sie müssen Kurzschlussströme einschalten und im eingeschalteten Zustand führen können. Beim Ausschalten entsteht ein Lichtbogen, der in einer Löschkammer durch Kühlen gelöscht wird. Im ausgeschalteten Zustand stellen Lasttrennschalter eine Trennstecke dar.

Leistungsschalter können Kurzschlussströme schalten und für einen bestimmten Zeitraum führen. Sie sind gekapselt. Zum Löschen des bei Schaltvorgängen entstehenden Lichtbogens werden verschiedene Medien bzw. Methoden genutzt, nach denen die Schalter benannt werden: Druckluftschalter, SF_6-Schalter, ölarme Leistungsschalter oder Vakuumschalter. Leistungsschalter kommen auf allen Spannungsebenen zum Einsatz. / CAS-01 05/

5.7.1.1.3 Struktur des deutschen Stromnetzes

In der öffentlichen elektrischen Energieversorgung Deutschlands existieren bedingt durch die historische Entwicklung der Technik vier Spannungsebenen, die nach ihrer Nennspannung unterschieden werden (vgl. **Abbildung 5-115**) und über Transformatoren miteinander gekoppelt sind. Grundsätzlich kann eine Aufteilung nach den Aufgaben Übertragung (Höchstspannung HöS) und Verteilung (Hochspannung HS, Mittelspannung MS und Niederspannung NS) vorgenommen werden. Merkmale der einzelnen Spannungsebenen und Einsatzmöglichkeiten von Topologischen Schalthandlungen werden im Folgenden aufgeführt.

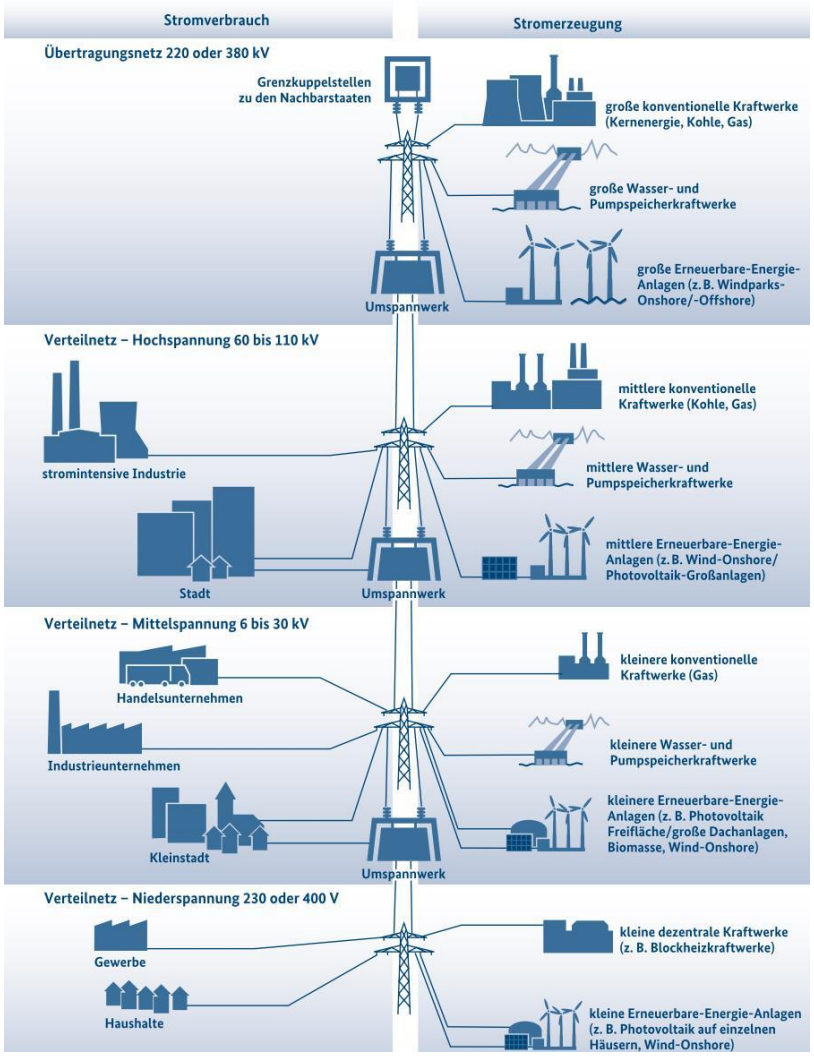


Abbildung 5-115: *Struktur des deutschen Stromnetzes (Bildquelle: /BMWI-12 12/)*

Höchstspannungsnetze werden mit 220 kV oder 380 kV Nennspannung betrieben. Da eine Störung auf dieser Ebene weitreichende Folgen hätte, gilt hier der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit, d. h. auch bei Ausfall eines Betriebsmittels muss die Netzsicherheit gewährleistet sein. Die nötige Betriebsmittelredundanz wird durch Vermaschung und Parallelschaltung mehrerer Leitungen bereitgestellt. Die Energieübertragung erfolgt hauptsächlich über Freileitungen. Auf dieser Spannungsebene speisen konventionelle Großkraftwerke und große EE-Anlagen ein. Zudem findet hier die Kopplung mit benachbarten Übertragungsnetzen statt. Der umfangreiche Einsatz von Mess- und Steuerungstechnik erlaubt eine detaillierte Abbildung des Netzzustands und eine vollständig automatisierte Steuerung der Betriebsmittel, d. h. Schaltvorgänge können ferngesteuert von der Leitwarte ausgeführt werden.

Hochspannungsnetze werden in Deutschland in der Regel mit einer Nennspannung von 110 kV betrieben, möglich sind generell Nennspannungen ab 60 kV. HS-Netze werden vom überlagerten Höchstspannungsnetz gespeist und verteilen die Energie großflächig an die unterlagerten Mittelspannungsnetze. Stromintensive Industrie wird auf dieser Spannungsebene versorgt, vereinzelte mittlere konventionelle Kraftwerke und EE-Anlagen speisen auf dieser Spannungsebene ein. Wie Höchstspannungsnetze müssen diese Netze (n-1)-sicher sein und werden ebenfalls als Maschennetze ausgeführt. Auch

auf dieser Spannungsebene wird Mess- und Regelungstechnik umfangreich eingesetzt, um schnell auf Störungen reagieren zu können. /BUW-01 16/

Mittelspannungsnetze (6 kV bis 30 kV) dienen der regionalen Energieverteilung und versorgen mehrere Niederspannungsnetze mit Energie. Sie werden in der Regel (n-1)-sicher ausgelegt und von der überlagerten Hochspannungsebene und vereinzelten kleineren konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen gespeist. Auf dieser Ebene werden vereinzelte größere Gewerbebetriebe und Industrienetze angeschlossen, deren Leistungsbedarf nicht von Niederspannungsnetzen gedeckt werden kann. Die Verteilung erfolgt überwiegend mit Erdkabeln[24].

Städtische MS-Netze werden meist mit einer Nennspannung von 10 kV betrieben. Es werden hauptsächlich Erdkabel verwendet, die dem Straßenverlauf folgend verlegt werden. Die Stationsabstände liegen typischerweise bei 100 m bis 400 m, die Länge der einzelnen Abgänge bei einigen 100 m bis zu einigen km. In ländlichen Gebieten niedriger Lastdichte wird meist eine Nennspannung von 20 kV eingestellt. Der Verkabelungsgrad ist niedriger als in städtischen MS-Netzen und liegt bei ca. 50 %. Die Stationsabstände betragen 500 m bis 2 km, die Länge der einzelnen Abgänge kann bis zu 30 km betragen. /FGH-01 08/, /VTV-01 10/

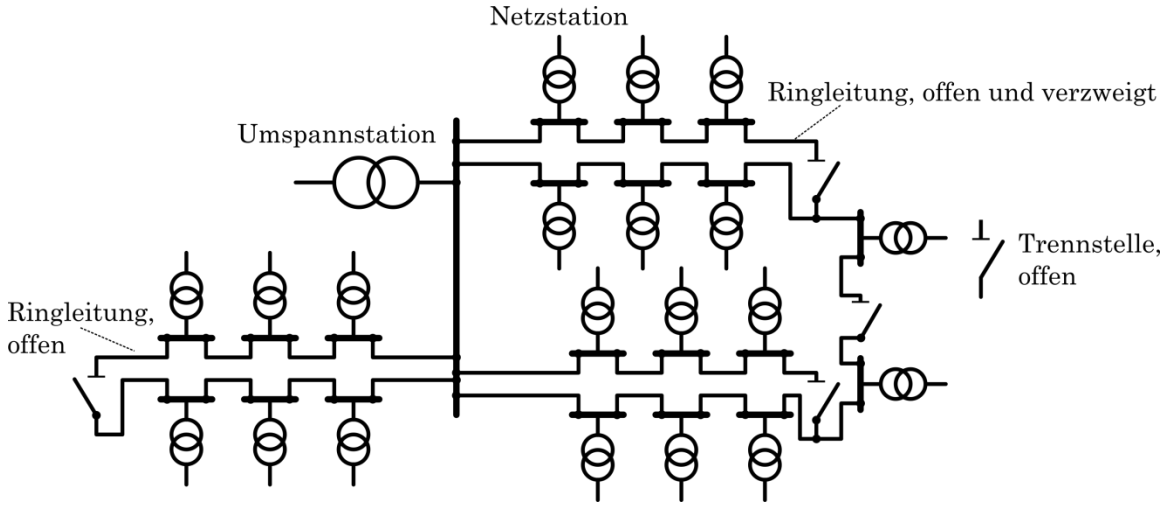


Abbildung 5-116: *Mittelspannungsnetz mit strahlenförmigen und verzweigten Ringleitungen (eigene Abbildung nach /VTV-01 10/)*

Mittelspannungsnetze werden hauptsächlich ohne Vermaschung als offene Ringe mit Strahlausläufern, an die weiter entfernte EE-Anlagen oder größere Verbraucher angeschlossen sind, betrieben (vgl. **Abbildung 5-116**). Diese Topologie vereinfacht den Betrieb und die Fehlersuche bei Störungen. Die Lage der Trennstellen wird so gewählt, dass die Netzverluste minimiert werden. Bei stark unterschiedlichen Leitungslängen der Abgänge kann eine Minimierung der Unterbrechungshäufigkeit das dominierende Auslegungskriterium sein. /FGH-01 08/

[24] 78,8 % Verkabelungsgrad im Jahr 2013 /BDEW-16 14/

Wie die HöS- und HS-Ebene ist die MS-Ebene ebenfalls vollautomatisiert. Während die Eingangsgrößen bekannt sind, ist der Zustand der Abgänge in der Regel jedoch nicht bekannt. Im Fehlerfall werden betroffene Abzweige über Leistungsschalter automatisch abgeschaltet, woran sich eine Fehlersuche vor Ort anschließt. /VTV-01 10/ Danach kann durch manuelle Schaltmaßnahmen eine Wiederversorgung eines Teils der Verbraucher erreicht werden. Ortsnetzstationen und weitere Verbraucher, die auf diese Weise nicht versorgt werden können, müssen nach einer Versorgungsunterbrechung mit Notstromaggregaten versorgt werden. /BUW-01 16/

Niederspannungsnetze weisen eine Netznennspannung von 400 V auf und sind als Strahlen-, Ring- oder Maschennetze bzw. einer Kombination dieser Typen ausgeführt. Die Verteilung erfolgt hauptsächlich über Erdkabel, z. T. aber auch über Freileitungen[25]. Auf dieser Netzebene sind Endkunden mit niedrigem Leistungsbedarf, insbesondere Haushalte und GHD, sowie kleine dezentrale Erzeuger, wie z. B. Aufdach-PV-Anlagen, angeschlossen (vgl. **Abbildung 5-115**). Diese Verbraucher stellen den Großteil der Abnehmer dar. /BUW-01 16/, /SCHW-01 06/

Generell wird auf der Niederspannungsebene eine möglichst einfache Topologie ohne Vermaschung angestrebt. Ländliche NS-Netze werden daher meist als Strahlennetze ausgeführt, während städtische NS-Netze in der Regel als offene Ringe betrieben werden. Grund für diese Ausführung sind geringe Kosten für die Betriebsmittel und ein selektiver Netzschutz, d. h. Störungen in einem Strang breiten sich nicht auf angrenzende Netzteile aus. /BUW-01 16/

Das Netz wird in der Regel passiv betrieben, d. h. der Netzzustand wird nicht erfasst. Auf Störungen kann der Verteilnetzbetreiber daher erst durch Meldungen seiner Kunden reagieren. Der Zubau von EE-Anlagen auf dieser Spannungsebene besteht hauptsächlich aus PV-Anlagen. In Zeiten hoher Einstrahlung kann es daher zu Spannungsbandverletzungen in Folge hoher Rückspeisung kommen.

5.7.1.1.4 Durchführung der Maßnahme

Auslöser für die Durchführung von Topologischen Schalthandlungen zur Netzoptimierung ist eine Veränderung der Versorgungsaufgabe. Auf der Niederspannungsebene ist dies meist der Anschluss neuer PV-Anlagen.

Bevor der Anlagenbetreiber eine PV-Anlage an das Netz anschließen kann, stellt er eine Anfrage an den zuständigen Verteilnetzbetreiber. Bei manchen Verteilnetzbetreibern wird abhängig von der Anlagennennleistung (z. B. ab 5 kW) eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Grund dafür ist, dass es in Zeiten hoher Einspeisung der PV-Anlage zu einer Überschreitung der zulässigen Spannung kommen kann.

Zeigt die Netzverträglichkeitsprüfung, dass der Anschluss der Anlage zu Leitungsüberlastungen führen kann, wird geprüft, welche Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Anlage anschließen zu können. Neben Parallelverkabelung ist dies vor

[25] 89 % Verkabelungsgrad im Jahr 2013 /BDEW-16 14/

allem die Veränderung der Netztopologie durch Verlegung von Trennstellen oder Vermaschung.

Zur Durchführung der Schalthandlung fährt ein Mitarbeiter zu dem identifizierten Verteilerkasten oder der Ortsnetzstation und schließt die Trennstelle im Fall der Vermaschung durch Einsetzen einer Sicherung. Im Fall der Trennstellenverlagerung erfolgt das Trennen von Zweigen durch Herausnehmen der Sicherung/des Messers und das Schließen analog durch Einsetzen der Sicherung/des Messers.

Der Zeitaufwand für die Durchführung der Maßnahme ist von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich. Beispielhaft hat ein befragter Netzbetreiber maximal 30 min für die Anfahrt und ca. 10 min für die Durchführung der Maßnahme veranschlagt.

5.7.1.2 Entwicklungspotenzial

Topologische Schalthandlungen sind bisher kein Gegenstand intensiver Forschung. In einigen Arbeiten wurden die Auswirkungen von Schalthandlungen im Übertragungsnetz untersucht. /BUW-02 09/, /IAEW-01 15/ Dort wird die Durchführung von Schaltmaßnahmen z. B. hinsichtlich der Vermeidung von Redispatch bewertet. Für das Verteilnetz, insbesondere die Niederspannungsebene, existieren bisher keine Untersuchungen, die die Durchführung von Schaltmaßnahmen berücksichtigen.

Daher wurden insgesamt neun Verteilnetzbetreiber zu ihrer Einschätzung der Topologischen Schalthandlungen in Interviews befragt. Die Ergebnisse dieser Interviews werden im Folgenden zusammengefasst und beziehen sich auf die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Höhere Spannungsebenen weisen einen hohen Vermaschungsgrad sowie eine hohe Durchdringung mit Fernmess- und -steuertechnik auf und werden voll automatisiert betrieben.

Auf der Verteilnetzebene sind die meisten Stationen nicht fernsteuerbar, da die Ausrüstung der Stationen mit der nötigen Sekundärtechnik nicht wirtschaftlich ist. Der betriebliche Vorteil durch Schalthandlungen wird durch die Kosten zur Wartung und Instandhaltung der dafür nötigen Sekundärtechnik aufgehoben. An vereinzelten, besonders kritischen Stellen wird Fernsteuerung eingesetzt, allerdings sind die Komponenten aufgrund der geforderten Langlebigkeit sehr teuer. Dies kann dazu führen, dass andere Maßnahmen, z. B. Querschnittserhöhung, wirtschaftlicher sind. Auf der Niederspannungsebene existieren derzeit weder Kommunikationswege, die eine ferngesteuerte Änderung der Netztopologie ermöglichen würden, noch gibt es fernsteuerbare Schaltelemente. Dies wird sich nach Einschätzung eines Verteilnetzbetreibers aus wirtschaftlichen Gründen auch zukünftig nicht ändern.

Trennstellenoptimierung ist ein Standardwerkzeug der Netzplanung, insbesondere auf der Mittelspannungsebene. Die Lage von Trennstellen wird dabei hinsichtlich der Minimierung von Netzverlusten oder der Betriebssicherheit auf Basis von Lastflussberechnungen gewählt. Es muss dabei zwischen dauerhaften und vorübergehenden Schalthandlungen unterschieden werden.

Die Mehrzahl der Interviewpartner nutzt die Möglichkeit der Vermaschung zur Netzoptimierung nicht, da die Betriebsführung dadurch erschwert wird. Im Erdschlussfall ist die Eingrenzung der Fehlerursache aufwendiger, was zur

Verlängerung von Ausfallzeiten und einer Verschlechterung der Versorgungsqualität führt. Zudem wird die Kurzschlussleistung im Netz erhöht, weshalb darauf geachtet werden muss, die Kurzschlussleistungen der angeschlossenen Anlagen nicht zu überschreiten.

Trotz dieser Schwierigkeiten führen einige Verteilnetzbetreiber eine Vermaschung auch auf der Niederspannungsebene durch und wollen diese Maßnahme auch zukünftig einsetzen, da diese Maßnahme mit vergleichsweise vernachlässigbaren Kosten verbunden ist.

Ein Verteilnetzbetreiber bestätigt den Einsatz der TSH-Variante „Vermaschung“ auf der Mittelspannungsebene (20 kV), teilweise auch auf der Niederspannungsebene, was aber auf letzterer zu nicht näher spezifizierten Problemen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) führen kann. Ein anderer Netzbetreiber verneint den Einsatz von TSH auf der MS-Ebene explizit, da er dort andere NoM, z. B. Netzausbau einsetzt.

Die Verlegung von Trennstellen wird meist nur temporär zur Behebung von Fehlern oder während der Durchführung von Wartungen und Revisionen genutzt. Nach Abschluss der Arbeiten wird die ursprüngliche Netztopologie (Normalschaltzustand[26]) durch Schaltvorgänge wiederhergestellt.

Als Maßnahme zur Netzoptimierung wird die Variante „Trennstellenverlagerung“ – meist auf der Niederspannungsebene – eingesetzt, wenn sich Lastschwerpunkte durch neue oder wegfallende Erzeuger oder Verbraucher verschieben. Damit sollen Fehler und Spannungsbandverletzungen prophylaktisch vermieden oder nach dem Auftreten behoben werden. Hierbei muss gewährleistet sein, dass Planungsgrundsätze nicht verletzt werden und Ausfall- und Reservesicherheiten vorgehalten werden.

Für die Wahl der Trennstellen spielt die Zugänglichkeit der Schaltanlagen eine entscheidende Rolle. Wenn die optimale Trennstelle eine schwer zugängliche Station ist, wird eine leichter zugängliche Nachbarstation gewählt. Dies ist in Stadtnetzen, die eine hohe Trennstellendichte aufweisen, sinnvoll.

Der bestehende Schaltzustand kann als quasi-optimal angesehen werden, da die Netzsituation durch Simulationsprogramme im Vorfeld geprüft wurde. Externe Trigger, die das fragile Gleichgewicht stören, führen meist nur zu einer temporären Topologieanpassung, so dass dauerhafte Topologieänderungen selten nötig sind.

Oftmals ist das Netzoptimierungspotenzial durch Trennstellenverlegung bereits ausgeschöpft, da das Potenzial dieser NoM bereits frühzeitig erkannt und ausgenutzt wurde. Ein Verteilnetzbetreiber nannte hierbei die Strategie, neue Schaltmöglichkeiten durch gezielten Netzausbau zu erschließen.

Das größte Potenzial für den Einsatz von Topologischen Schalthandlungen zur Netzoptimierung ist in städtischen Netzen aufgrund der großen Trennstellendichte gegeben.

[26] Schaltzustand aller Trennstellen im Normalbetrieb

Im Monitoringbericht der BNetzA wurden Verteilnetzbetreiber bzgl. der im vergangenen Jahr eingesetzten Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung befragt. /BNETZA-16 15/. In **Abbildung 5-117** sind die durchgeführten Maßnahmen, nach Häufigkeit der Nennung sortiert, aufgeführt. Trennstellenoptimierung und Topologieänderungen sind nach der Erhöhung von Kabelquerschnitten, der Erhöhung von Trafoleistungen und der Verkabelung von Freileitungen, die im Teilbericht zur NoM Konventioneller Netzausbau genauer beschrieben werden, die am häufigsten genannten Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung. Die Anzahl an VNB, die die erstgenannten Maßnahmen zur Netzoptimierung einsetzen, hat im Zeitraum der Datenerhebung stetig zugenommen und macht mit Stand 2015 41 % bzw. 37 % der Auskunft gebenden VNB aus.

Bisher erfolgt der Betrieb von Niederspannungsnetzen in der Regel passiv. Eine Fernsteuerung bzw. Erfassung des Netzzustands kann aufgrund der fehlenden Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) nicht erfolgen. Aufgrund der hohen Kosten ist auch zukünftig nicht davon auszugehen, dass Verteilerkästen mit Komponenten zur Fernsteuerung ausgerüstet werden, bei Ortsnetzstationen ist dies dagegen denkbar.

Vor dem Hintergrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen gehen die VNB vermehrt dazu über, ihre Netze intelligent zu steuern. /BNETZA-16 15/ Der Einbau von IKT ermöglicht die Schätzung[27] und Regelung des Netzzustands, womit die Durchführung von TSH gezielter erfolgen kann und die Betriebsmittel besser ausgenutzt werden bzw. geringere Sicherheitszuschläge bei der Auslegung der Betriebsmittel berücksichtigt werden müssen. Wenn der Netzzustand mittels Sensoren überwacht wird, ist es möglich, die Ursache im Fehlerfall besser einzugrenzen, als dies in passiven Netzen möglich ist. Damit könnte auch eine Vermaschung der Netze attraktiv werden. Im Rahmen der sukzessiven Zielnetzplanung kann bereits berücksichtigt werden, Schalthandlungen zu ermöglichen, um auf zukünftige Last- und Einspeiseentwicklungen reagieren zu können.

[27] Mithilfe von Algorithmen ist eine Schätzung des Zustands möglich, ohne alle Knoten und Zweige mit Sensoren ausstatten zu müssen. /BUW-01 16/

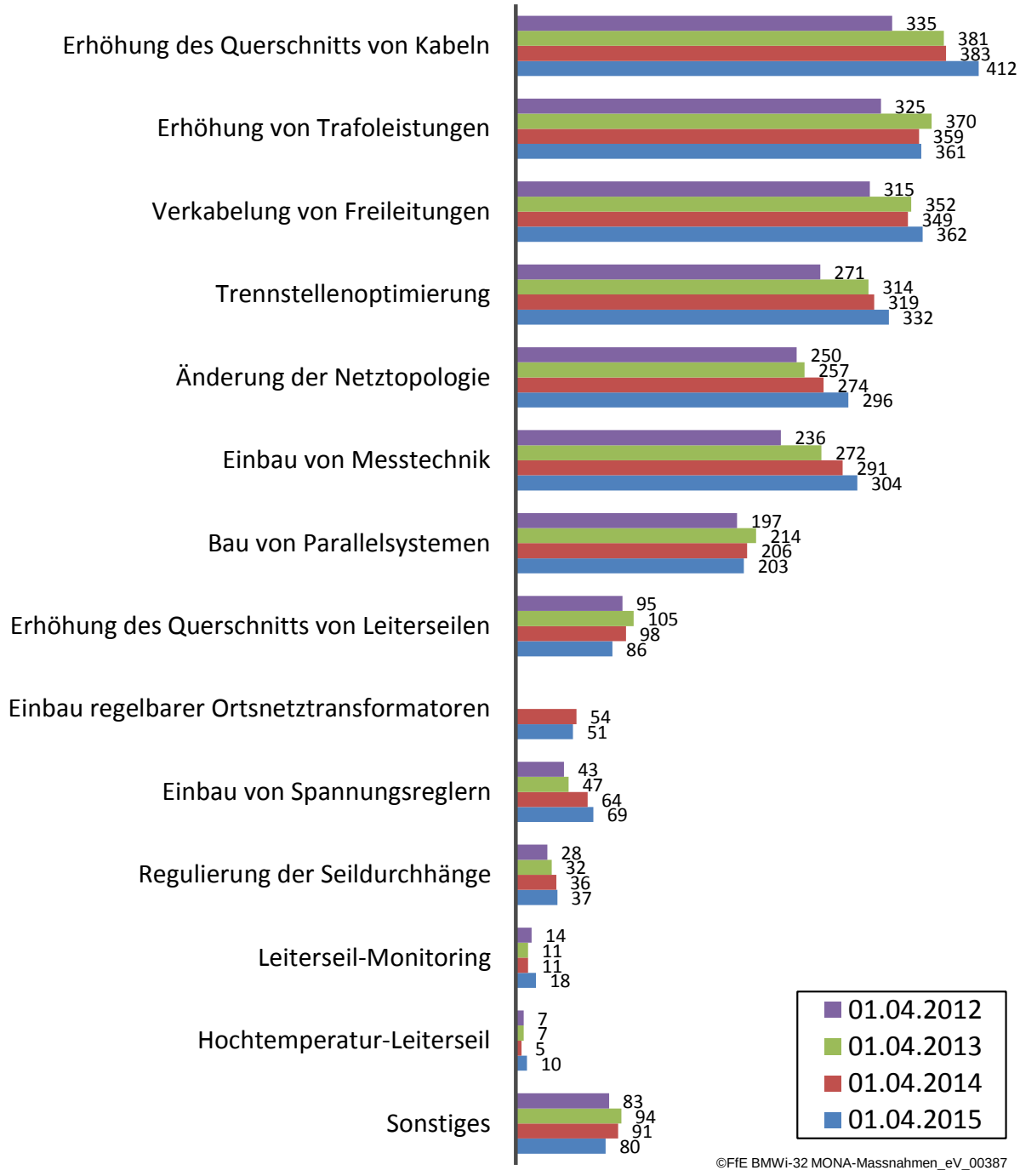


Abbildung 5-117: *Überblick angewendeter Maßnahmen (Anzahl VNB) zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (2015: Auskunft von 807 VNB), Datenquelle: /BNETZA-16 15/*

Es ist davon auszugehen, dass die Automatisierung (Stichwort „Smart Grid“) vor allem den Einsatz anderer Maßnahmen zur Netzoptimierung, wie z. B. Ansteuerung von rONT und anderen Spannungsreglern, gezielte Blindleistungsregelung dezentraler Energieerzeugungsanlagen und Demand Side Management/Demand Response ermöglicht bzw. erleichtert, so dass die Bedeutung von Topologischen Schalthandlungen, die weiterhin manuell vor Ort durchgeführt werden, in Zukunft abnehmen wird. (Siehe Kapitel 4)

5.7.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Der Umfang und die Häufigkeit des Einsatzes Topologischer Schalthandlungen sind nicht reglementiert. Auch für die Zukunft ist hier keine Änderung zu erwarten. Die Motivation zum Einsatz der NoM lässt sich dagegen aus verschiedenen Gesetzen und Normen ableiten.

Nach § 12 EEG 2014 müssen „Netzbetreiber […] auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien […] sicherzustellen". /EEG-02 14/

Zudem sind „Betreiber von Energieversorgungsnetzen" nach § 11 ENWG 2015 „verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist". Nach § 14 Abs. 1 ENWG gilt § 13 Abs. 1 auch für Verteilnetzbetreiber, die „für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind". Damit sind sie „berechtigt und verpflichtet", eine gefährdete „Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems" durch „netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen […] zu beseitigen". /ENWG-01 15/

Nach StromNZV sind Netzbetreiber in der Pflicht, das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu verhindern. /BMWI-15 14/ Netzbezogene Maßnahmen umfassen demzufolge auch TSH und sind marktbezogenen Maßnahmen (wie EinsMan und Redispatch) vorzuziehen.

5.7.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

5.7.3.1 Technologie

Netzebene, Einsatzort

Topologische Schalthandlungen können auf der Niederspannungsebene eingesetzt werden. Als Einsatzort kommen Ortsnetzstationen und Verteilerkästen in Frage. In Verteilerkästen werden dazu die NH-Sicherungen bzw. Messer des umzuschaltenden Strangs herausgenommen bzw. eingesetzt (**Abbildung 5-114**). Im Fall der Vermaschung wird die Masche durch Einsetzen einer Sicherung geschlossen.

Die Sammelschienen in Ortsnetzstationen sind in der Regel mittelspannungs- und niederspannungsseitig über Lasttrennschalter in den Leitungszug eingeschleift. /FGH-01 08/ Für den Schaltvorgang wird der niederspannungsseitige Schalter geöffnet bzw. geschlossen.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz, Skalierbarkeit der Maßnahme

Für eine topologische Schalthandlung muss in der Netztopologie ein offener Ring vorhanden sein. In der Niederspannung existiert meist eine Vielzahl an offenen Trennstellen, die potenziell für eine Trennstellenverlagerung oder Vermaschung genutzt werden können. Daher ist eine Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz in diskreten Stufen gegeben. Das Kriterium „Skalierbarkeit" kann bei dieser NoM nicht quantifiziert werden.

Technology Readiness Level
Topologische Schalthandlungen zur Behebung von Störungen sind eine etablierte Maßnahme mit der Ausprägung TRL 9 (qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes). Die Durchführung beim Einsatz als Netzoptimierende Maßnahme erfolgt analog.

Regelbarkeit, Leistungsgradient, Regelgenauigkeit
Aufgrund der dauerhaften Änderung des Schaltzustands bietet die NoM eine minimale Flexibilität und ist nicht regelbar. Die Regelgenauigkeit und der Leistungsgradient können daher nicht quantifiziert werden.

Wirkungsgrad der NoM, nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Der direkte Wirkungsgrad der Maßnahme liegt bei 1. Es ist davon auszugehen, dass sich die Netzverluste durch die Trennstellenverlagerung geringfügig erhöhen, falls der ursprüngliche Schaltzustand auf einer Trennstellenoptimierung bezüglich der Minimierung von Übertragungsverlusten basiert. Eine Vermaschung wird die Übertragungsverluste reduzieren. /VTV-01 10/

Ansprechzeit, Abrufbarkeit, zeitliche Verfügbarkeit
Anlass für die Durchführung von TSH ist in der Regel eine Änderung der Versorgungsaufgabe, z. B. durch den Wegfall von Verbrauchern oder den Anschluss neuer Verbraucher oder Erzeuger. Im Rahmen der Netzplanung kann eine Trennstellenoptimierung durchgeführt werden, die möglicherweise eine neue optimale Netztopologie mit verlagerten Trennstellen liefert. Da die Trennstellen bereits vorhanden sind, ist eine dauerhafte Nutzung möglich. Die Ansprechzeit und Abrufbarkeit hängen von der Zugänglichkeit der Schaltanlage und der Anfahrtszeit der schaltberechtigten Fachkraft ab.

IKT-Bedarf
TSH können derzeit ohne IKT eingesetzt werden. Der Einsatzort wird durch Simulationsprogramme und Zugänglichkeit der Anlagen festgelegt, die Durchführung erfolgt manuell vor Ort. Durch den Einsatz von IKT und eine Automatisierung der Schaltvorgänge auch auf der NS-Ebene kann die Reaktionszeit verkürzt werden. Allerdings ist es aufgrund der geringen Anzahl der Schaltvorgänge nicht wirtschaftlich, alleine für diese Maßnahme eine IKT-Anbindung aller Anlagen durchzuführen.

Überlastfähigkeit
Die NoM kann nicht über ihren Nennpunkt belastet werden.

Störungsanfälligkeit, Aufwand für Störungsbeseitigung
Mit der Durchführung einer TSH wird ihre netzoptimierende Funktionalität bereitgestellt. Eine Störung im Sinne der Nichtverfügbarkeit dieser Funktionalität, die eindeutig auf die Durchführung der TSH zurückzuführen ist, kann sich nur durch einen Defekt an einer der beteiligten Komponenten einstellen. Zur Beurteilung des Kriteriums „Störungsanfälligkeit“ muss daher die Störungsanfälligkeit der beteiligten Schaltgeräte quantifiziert werden. Aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Schaltgeräten kann hierzu jedoch keine allgemeingültige Aussage getroffen werden.

Auswirkung auf Kurzschlussleistung
Durch Vermaschung wird die Kurzschlussleistung erhöht, weshalb sichergestellt werden muss, dass die zulässige Kurzschlussleistung der angeschlossenen Anlagen nicht überschritten wird. Eine Trennstellenverlagerung hat keinen Einfluss auf die Kurzschlussleistung.

Spannungshaltung
Durch Vermaschung wird der Stromfluss auf die vermaschten Leitungen entsprechend den Leitungsimpedanzen aufgeteilt. Der Spannungsfall bzw. -hub in kritischen Leitungen kann so reduziert werden, womit die Spannung lokal im gesetzlich vorgegebenen Spannungsband gehalten werden kann.

Bei der Trennstellenverlagerung wird der kritische Strang auf eine weniger belastete Leitung umgeschaltet. Die Strombelastung der Leitungen kann so reduziert werden, wodurch die Spannung in dem betroffenen Netzstrang ebenfalls im zulässigen Band gehalten werden kann. /RONT-01 14/

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
TSH haben keinen Einfluss auf den Blindleistungshaushalt.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Durch den Einsatz von TSH können bestehende Leitungen anders belastet werden. Die physikalisch bedingte maximale Stromtragfähigkeit wird nicht beeinflusst.

5.7.3.2 Wirtschaft

Akteur
Topologische Schalthandlungen sind den betrieblichen Maßnahmen zuzuordnen. Ihre Durchführung obliegt dem Netzbetreiber.

Investitionen, fixe Betriebskosten, variable Betriebskosten
Für die Durchführung der Maßnahme sind keine zusätzlichen Investitionen erforderlich, da sie mit bereits vorhandenen Betriebsmitteln durchgeführt werden kann. Fixe Betriebskosten fallen nicht an, der Maßnahme sind allenfalls geringfügige einmalige variable Betriebskosten für das Fahrzeug und die Arbeitszeit des ausführenden Mitarbeiters zuzuordnen.

Eine Kostenabschätzung aus Erfahrungswerten diesbezüglich ist **Tabelle 5-53** zu entnehmen. Gängige Anforderungen sehen vor, dass jeder Punkt eines Netzgebiets innerhalb von 30 min erreicht werden kann. Die Schalthandlung wird von einem qualifizierten Facharbeiter (Monteur) durchgeführt, der für die Durchführung ca. 10 min benötigt. Die gesamte Dauer für die Durchführung entspricht daher ca. 70 min. In der Praxis können die Kosten stark variieren, unter anderem durch weitere Anfahrtswege, schlechte Zugänglichkeit, größere Anzahl der beteiligten Mitarbeiter, besser qualifizierte Mitarbeiter (Techniker/Meister) usw.

Tabelle 5-53: *Kostenschätzung TSH*

Kostenbestandteil	Wert	Einheit	Kosten
An- und Abfahrt	1	h	47,50 €
Fahrtkosten	0,95	€/km	
Geschwindigkeit	50	km/h	
Mitarbeiter	1	-	73,50 €
Lohnkosten (Monteur)	ca. 63	€/h	
Ausführen der TSH inkl. An- und Abfahrt	70	min	
Material	0	€	
Summe			121 €

Lebensdauer
Die Lebensdauer hängt von der Art der Schaltung, den geschalteten Strömen und der Schalthäufigkeit ab. Als Betriebsmittel werden Leistungsschalter, Lastschalter, Sicherungen oder Messer genutzt.

Regulatorische Lebensdauer
Leistungsschalter haben nach StromNEV Anlage 1 eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 35 bis 45 Jahren. /BMWI-07 15/

Einnahmepotenzial für Akteur, Kostenwälzung
Als Maßnahme der Betriebsführung bietet die Maßnahme kein Einnahmepotenzial für den Netzbetreiber. Die Kosten der Durchführung werden über die Netznutzungsentgelte an die SLP- und RLM-Kunden weitergegeben.

Einordnung der NoM
Da bei einer TSH nur Betriebskosten anfallen und es sich um eine betriebliche Maßnahme zur Störungsbeseitigung handelt, ist TSH ein Netzoptimierendes Betriebsführungskonzept.

Regulatorische Praktikabilität, Durchdringungspotenzial, regionale Verfügbarkeit
Die Maßnahme unterliegt keiner regulatorischen Beschränkung und ist etabliert. Auch zukünftig ist diesbezüglich keine Änderung zu erwarten. Ihr Einsatz ist überall dort möglich, wo Netze als offene Ringe bzw. Maschennetze mit offenen Trennstellen betrieben werden. Je nach Änderung der Versorgungsaufgabe kann sich eine Änderung des Normalschaltzustands als optimal in Bezug auf die Minimierung von Netzverlusten oder zur Behebung von Spannungsbandverletzungen erweisen. Es ist daher von einem flächendeckenden Potenzial auszugehen.

Regionale Unterschiede ergeben sich vor allem durch die Siedlungsdichte und die damit einhergehende Anzahl an Trennstellen. So bieten städtische Netze aufgrund der großen räumlichen Nähe von Trennstellen ein höheres Durchdringungspotenzial als ländliche Netze.

5.7.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Die Beurteilung dieses Kriteriums fällt für die beiden Varianten der TSH unterschiedlich aus. Durch die Verlagerung von Trennstellen wird die Betriebsführung nicht erschwert. Im Idealfall wird sie vereinfacht, wenn Spannungsbandverletzungen mit der Durchführung der Maßnahme behoben werden können. Vermaschung dagegen erschwert die Betriebsführung. /VTV-01 10/ Im Erdschlussfall müssen die vermaschten Zweige getrennt werden, um den Fehler zu lokalisieren. Dies führt zu einer Reduktion der Versorgungsqualität, da die Wiederversorgungszeit verlängert wird.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die NoM ist sehr robust gegenüber Störfaktoren, da Trennstellen unabhängig von der zukünftigen Entwicklung z. B. für Wartungsarbeiten und als Umschaltreserven im Fehlerfall vorgesehen werden müssen.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Trennstellenverlagerung reduziert die Betriebsreserven, da der ursprüngliche Schaltzustand nach Durchführung der Maßnahme nicht mehr zulässig ist.

Bereitstellung von Regelleistung
Durch Topologische Schalthandlungen kann keine Regelleistung bereitgestellt werden.

Frequenzhaltung
Da durch die NoM keine Regelleistung bereitgestellt werden kann, ist eine Frequenzhaltung ebenfalls nicht möglich.

Erhöhung der Autarkie des Netzgebiets, Beitrag zum Versorgungswiederaufbau und Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen
TSH verändern die Autarkie des Netzgebiets nicht. Versorgungswiederaufbau ist für die Niederspannungsebene nicht relevant, daher leistet die Maßnahme keinen Beitrag zum Versorgungswiederaufbau. Im Falle der Vermaschung wird die Wiederversorgung erschwert. Die Maßnahme hat keinen Einfluss auf andere Spannungsebenen.

Zusätzlicher Mehrwert von Topologischen Schalthandlungen
Die Verlagerung von Trennstellen bietet keinen zusätzlichen Mehrwert.

5.7.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Strukturveränderung, Landschaftseingriff und Flächenbedarf, Geräuschemissionen
Topologische Schalthandlungen werden zur Optimierung bestehender Anlagen eingesetzt. Die Maßnahme nutzt die bestehende Infrastruktur in Ortsnetzstationen oder Verteilerkästen. Der Einsatz ist daher nicht sichtbar, geräuschlos und verursacht keinen zusätzlichen Flächenverbrauch.

Technisches Risiko
Ein technisches Risiko ist nicht zu erwarten, ein Schadensmaß kann daher nicht quantifiziert werden. Die Betriebsmittel sind Leistungs- bzw. Lasttrennschalter, die manuell bedient werden. Ein Versagen der Komponenten, wenn auch aufgrund regelmäßiger Wartung sehr unwahrscheinlich, kann ebenso unabhängig von ihrem Einsatz zur Netzoptimierung auftreten und stellt daher kein zusätzliches technisches Risiko dar.

Vorerfahrung
Die verwendeten Schalter sind zur Behebung von Störungen oder zur Freischaltung von Leitungsabschnitten zur Durchführung von Wartungsarbeiten vorgesehen. Der Etabliertheitsgrad ist als „hoch“ einzustufen.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher, Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung, Verfahrensgestaltung
Der Einsatz von TSH hat keinen Einfluss auf das Nutzerverhalten. Da es sich um eine Maßnahme der Betriebsführung handelt, ist eine Bürgerbeteiligung nicht sinnvoll und die Bevölkerung muss bezüglich des Einsatzes weder informiert noch konsultiert werden.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebiets
Eine pauschale Bewertung ist zu diesem Kriterium nicht möglich, da die Ursache für die Durchführung der Maßnahme entscheidend ist. Falls eine mögliche Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes durch hohe EE-Einspeisung der Auslöser für die

Trennstellenverlagerung ist, so kann nach Durchführung der Maßnahme eine höhere EE-Energiemenge vom Netz aufgenommen werden, was zu einer Reduktion der CO_2-Emissionen führt. Ist dagegen eine Unterschreitung des Spannungsbandes aufgrund eines hohen Leistungsbezugs der angeschlossenen Verbraucher für die Durchführung der Maßnahme verantwortlich, so ist keine Änderung der CO_2-Emissionen zu erwarten. Eine endgültige Bewertung je nach Einsatzfall kann basierend auf den Ergebnissen der Netzberechnungen erfolgen.

EMV für das Umfeld, Auswirkungen auf die Schutzgüter Flora/Fauna, Boden/Wasser und Biodiversität/Ökosystem
Eine elektrische Strahlenbelastung für das Umfeld ist nicht nachweisbar. Der Einsatz der Maßnahme verursacht keine zusätzlichen Belastungen für die aufgeführten Schutzgüter.

Schadstoffbelastung und Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Durch TSH entstehen keine Schadstoffbelastungen oder Verunreinigungen von Boden und Grundwasser.

Mediale Berichterstattung
Diese NoM wird im Zusammenhang mit Netzoptimierung nicht durch die mediale Berichterstattung abgedeckt. Über Schalthandlungen wird nur im Zusammenhang mit Störungen berichtet.

5.7.4 Ökonomische Grundlagen

In Kapitel 5.7.3.2 wurden die Kosten für die Durchführung der Maßnahme auf variable Betriebskosten für die Anfahrt und die Arbeitszeit der Fachkraft zurückgeführt. Je Durchführung der Maßnahme fallen demnach Kosten in Höhe von 121 € an.

Tabelle 5-54: *Kostenschätzung TSH*

Kostenbestandteil	Kosten
An- und Abfahrt	47,50 €
Mitarbeiter (Monteur)	73,50 €
Summe	121 €

5.7.5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Befragung von neun Verteilnetzbetreibern hat gezeigt, dass Topologische Schalthandlungen meist den Maßnahmen der Betriebsführung zugeordnet werden. Zur Netzoptimierung sind sie die kostengünstigste Maßnahme, da bestehende Betriebsmittel genutzt werden und lediglich variable Betriebskosten für die Anfahrt und die Arbeitszeit der Fachkraft anfallen.

Das Potenzial als NoM wurde schon frühzeitig erkannt und ausgeschöpft. Im Rahmen der Zielnetzplanung und des Anschlusses bzw. Wegfalls von Verbrauchern und

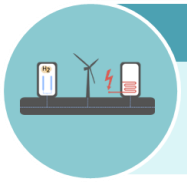
dezentralen Energieerzeugungsanlagen kann sich die Durchführung von Schalthandlungen als vorteilhaft zur Vermeidung von Netzausbau erweisen.

Daneben bietet die NoM die Möglichkeit, den Anteil an integrierbarer Energie aus dezentralen EE-Anlagen zu erhöhen und somit die CO_2-Bilanz des Netzgebiets zu verbessern. Als Maßnahme der Betriebsführung bietet die NoM keinen sekundären Mehrwert.

Bisher wird vor allem die Verlagerung von Trennstellen eingesetzt. Zukünftig kann mit dem zunehmenden Einsatz von IKT in Niederspannungsnetzen und der damit einhergehenden Überwachung des Netzzustands auch die Betriebsführung bei Vermaschung vereinfacht werden.

Da die Durchführung von Schalthandlungen auf der Niederspannungsebene auch in Zukunft manuell vor Ort erfolgen muss, wird die Relevanz der Maßnahme abnehmen, da mit anderen Maßnahmen, die ferngesteuert werden bzw. automatisch reagieren, schneller unerwünschte Änderungen des Netzzustands behoben werden können.

5.8 Hybridnetze – Teil: Power2Heat



Hybridnetze – Power 2 Heat/Gas

Unter der NoM Hybridnetze wird die **Nutzung und Erweiterung von Versorgungs-infrastrukturen unterschiedlicher Energieträger** zum Ziel der Netzoptimierung verstanden (Sektorkopplung bzw. Power-to-X).

Power2Heat bezeichnet die Umwandlung von elektrischem Strom in Wärme. Die Technologie befindet sich schon viele Jahre im Einsatz, wurde jedoch bisher nur begrenzt zur Lastflexibilisierung genutzt. Power2Heat-Systeme können einen wichtigen Beitrag zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems leisten.

Da die Anlagengrößen stark variieren und die Anlagen verschiedenen Einsatzzwecken dienen, wird nachfolgend zwischen dezentralen Anlagen in privaten Haushalten (elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen und hybride Heizsysteme) und zentralen Anlagen in Wärmenetzen (z. B. Elektrodenheizkessel) unterschieden.

Die NoM Hybridnetze umfasst Power2Heat-Anlagen in allen Verbrauchssektoren, außer der Industrie. Industrieanlagen werden gesondert in der NoM Demand Response in der Industrie untersucht.

Private Haushalte (dezentrale Anlagen)

Private Haushalte verfügen über eine Vielzahl an unterschiedlichen Geräten, die sich technisch zur Lastflexibilisierung eignen. Im vorliegenden Kapitel werden die Power2Heat-Technologien hinsichtlich ihrer Fähigkeit zur Netzoptimierung untersucht. Folgende dezentrale Heizsysteme werden betrachtet:

- Elektrische Speicherheizungen
- Elektrische Wärmepumpen
- Hybride Systeme und
- Elektrische Warmwasserbereitung

Es zeigt sich, dass durch eine entsprechende Steuerung der zum Ende des Jahres 2015 in privaten Haushalten vorhandenen elektrischen Heizsysteme Lastverschiebungen in Summe von bis zu 8,5 GW realisierbar sind. Um zum Beispiel die minimale Gebotsgröße am Regelleistungsmarkt zu erreichen, müssen viele Einzelanlagen gleichzeitig gesteuert werden. Diese Zusammenschaltung von mehreren Einzelanlagen wird als Pooling bezeichnet. Die Ansteuerung der Einzelanlagen und das Pooling werden mittels Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) realisiert.

Großtechnische Power2Heat-Anlagen (zentrale Anlagen)

Durch die Umwandlung großer Strommengen in Wärme können großtechnische Anlagen über Wärmenetze ganze Siedlungen versorgen. Gängige Technologien hierfür sind beispielsweise Elektrodenkessel oder Heizschwerte. Bezüglich der Dimensionierung von Power2Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen zeichnet sich durch die bereits installierten Anlagen eine deutliche Tendenz ab. Hinsichtlich einer möglichen Regelleistungsvermarktung erscheint es sinnvoll, die Power2Heat-Anlage auf die Minimallast des Fernwärmenetzes auszulegen. So wird sichergestellt, dass die Power2Heat-Anlage zu jeder Zeit in das Fernwärmenetz einspeisen kann. Die minimale

Tagesenergiemenge des Fernwärmebezuges liegt typischerweise bei ca. 10 % der maximalen Tagesenergiemenge.

5.8.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

In privaten Haushalten existiert eine Vielzahl verschiedener Heizsysteme. Der überwiegende Anteil (ca. 86 %) wird im Jahr 2014 mit den Energieträgern Gas und Öl betrieben /BDH-02 15/. Elektrische Heizsysteme machen mit ca. 10 % einen kleineren Anteil aus. Die wesentlichen Bestandteile eines Heizsystems für Wohngebäude sind: ein Wärmeerzeuger, ein Wärmespeicher (je nach Heizanlage optional), die Verteilung im Gebäude und die Heizkörper in den Räumen (s. **Abbildung 5-118**). Für die flexible Wärmebereitstellung kann eine (monovalenter Betrieb) oder mehrere (hybrider oder bivalenter Betrieb) Optionen der folgenden Wärmeerzeuger gewählt werden:

- Heizkessel
- KWK-Anlage
- Wärmepumpe
- Direkt elektrische Wärmebereitstellung

Zusätzlich kann über eine Solarthermieanlage ein unflexibler Wärmeerzeuger in das Heizsystem integriert werden.

Wärmespeicher können als Feststoffwärmespeicher (z. B. elektrische Speicherheizungen) oder Wasserspeicher (alle anderen betrachteten Heizsysteme) ausgeführt werden. Die Wärme wird bei Bedarf über einen Heizkörper in den gewünschten Raum abgegeben.

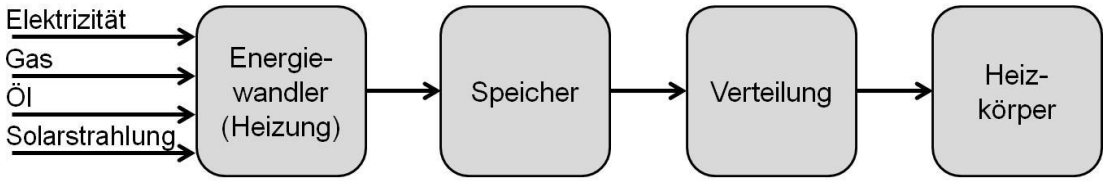


Abbildung 5-118: *Schematische Darstellung von Heizsystemen mit Wärmespeichern in privaten Haushalten*

Die verschiedenen Kombinationen der einzelnen Optionen zur Wärmebereitstellung und -Speicherung ergeben Systeme unterschiedlicher Flexibilität. Zudem existiert eine große Anzahl installierter Systeme mit geringen Anschlussleistungen. Um energiewirtschaftlich relevante Speichergrößen zu erreichen, ist demnach ein Pooling notwendig. Das Entwicklungspotenzial liegt neben Wirkungsgradsteigerungen und Kostensenkungen von Wärmepumpen- und KWK-Anlagen überwiegend in der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zur Erschließung des Flexibilisierungspotenzials.

Auch bei großtechnischen, konventionellen Stromerzeugern erhöht der Ausbau fluktuierender Stromerzeuger die Anforderungen an deren Flexibilität. Diese kann vor allem durch den Einsatz von elektrischen Zusatzheizern und Wärmespeichern vergrößert werden. So können beispielsweise KWK-Anlagen ihre Flexibilität mit Hilfe einer Power2Heat-Anlage erhöhen. Aktuell werden diese Systeme stark ausgebaut (siehe auch /BEI-01 12/, /SWFL-01 12/, /SALZAG-01 11/ und /STWROS-02 05/).

5.8.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme

Nach /ACA-03 12/ werden Hybridnetze wie folgt definiert: *„Unter einem Hybridnetz verstehen wir ein energiedomänenübergreifendes (oder auch intersektorielles) Energiesystem, in dem Energie jeweils in ihrer aktuellen Form verbraucht, gespeichert oder transportiert oder aber über eine Konversion in eine andere Energieform gewandelt werden kann, in der sie wiederum verbraucht, gespeichert oder transportiert werden kann."* Die Netzoptimierende Maßnahme „Hybridnetze – Power2Heat" wird definiert als eine intelligente Ansteuerung von Einzelanlagen. Daher fällt die aktuelle Ansteuerung von dezentralen Anlagen über Rundsteuersignal nicht unter diese Definition. Im Folgenden wird beschrieben, inwieweit sich elektrische Heizsysteme zur Netzoptimierung eignen.

5.8.1.1.1 Elektrische Speicherheizungen

In den sechziger Jahren wurden elektrische Speicherheizungen entwickelt, um den fossilen Kraftwerkspark besser auslasten zu können und dadurch deren Nutzungsgrad zu erhöhen. Elektrische Speicherheizungen werden bislang überwiegend nachts (elektrische Speicherheizungen) geladen. Die gespeicherte Wärme wird dann über den Tag verteilt abgegeben. Es wird dabei zwischen Fußbodenspeicherheizungen und Wärmespeichern für einzelne Räume unterschieden.

Bei modernen elektrischen Speicherheizungen erfolgt die Ladesteuerung in Abhängigkeit der Außentemperatur und der ermittelten Restwärme im Wärmespeicher. Dazu wird auf Basis einer Außentemperaturmessung die erforderliche Wärmemenge für den nächsten Tag berechnet und während der Freigabezeit des Verteilnetzbetreibers in Abhängigkeit der Restwärme eingespeichert. Einfachere Speicherheizungen verfügen lediglich über einen manuellen Regler, mit dem der gewünschte Speicherfüllstand in Stufen eingestellt werden kann.

Bei statischen Speicherheizungen erfolgt die Wärmeabgabe durch natürliche Konvektion. Der überwiegende Anteil der elektrischen Speicherheizungen verfügt über einen Lüfter, über welchen die Wärmeabgabe individuell gesteuert werden kann.

Die Steuerung der Beladephasen der elektrischen Speicherheizungen erfolgt zentral vom Verteilnetzbetreiber durch ein Rundsteuersignal oder durch eine Zeitschaltuhr (Vgl. Abschnitt 5.8.2). Die Freigabedauer beträgt durchschnittlich neun Stunden - i. d. R. zwischen 21:00 Uhr abends und 6:00 Uhr morgens. Zudem ist in manchen Fällen eine zusätzliche Tagnachladung möglich. Es werden drei verschiedene Lademodelle verwendet. Hierbei wird die Vorwärts-, Rückwärts- und Spreizsteuerung unterschieden. Bei einer vorwärtsgesteuerten Fahrweise erfolgt die Ladung des Speichers zu Beginn der Freigabedauer und die Heizungen schalten in Abhängigkeit von der benötigten Lademenge schrittweise ab. Beginnt die Speicherheizung die Beladung dagegen erst später, so dass zum Ende der Speicherzeit der gewünschte Füllstand erreicht ist, so wird von einer Rückwärtssteuerung gesprochen. Bei einer Spreizsteuerung wird die Lastspitze in die Mitte der Ladefreigabezeit verlagert /UNIKA-01 05/.

5.8.1.1.2 Wärmepumpen

Wärmepumpen (WP) werden in privaten Haushalten überwiegend zur Erwärmung von Wasser verwendet. Dieses kann zu Heiz- und Brauchwarmwasserzwecken eingesetzt

werden. Deshalb wird zwischen Heizungs- und Brauchwasserwärmepumpen unterschieden. Die wichtigsten Wärmequellen sind Erdwärme, Grundwasser und Außen- bzw. Abluft, weshalb weiterhin zwischen den Wärmepumpentypen Sole/Wasser-, Wasser/Wasser- und Luft/Wasser-Wärmepumpen unterschieden wird. Eine Ausnahme stellen die Luft/Luft-Wärmepumpen dar. Da diese keinen Wasserspeicher besitzen, eignen sie sich nicht zum Lastmanagement und werden hier nicht weiter betrachtet.

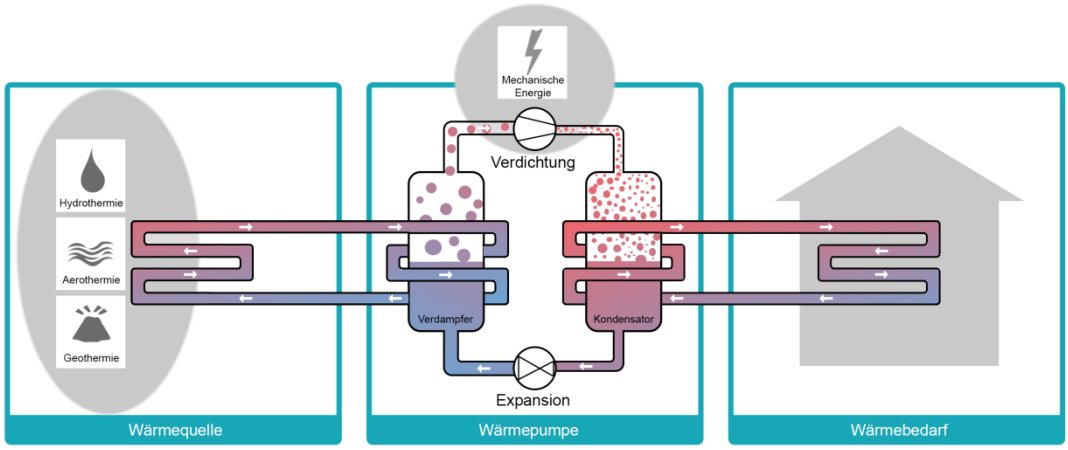


Abbildung 5-119: *Funktionsprinzip einer Wärmepumpenanlage*

Das Temperaturniveau der Wärmequelle ist entscheidend für die Effizienz der Anlage. Die verschiedenen Wärmequellen weisen unterschiedliche Temperaturniveaus von durchschnittlich 0 °C (Sole), 10 °C (Grundwasser) und der Umgebungstemperatur (Luft) auf. In **Abbildung 5-119** wird das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe schematisch dargestellt. Dieses entspricht einem linksläufigen Carnot-Prozess. Der Carnot-Wirkungsgrad wird wie folgt definiert:

$$\eta_c = \frac{T_I - T_{II}}{T_I} = 1 - \frac{T_{II}}{T_I} \qquad (5\text{-}18)$$

η_c	Carnot-Wirkungsgrad eines rechtsläufigen Kreisprozesses
T_I	Temperatur des hohen Temperaturniveaus in K (Speichertemperatur/VL-Temperatur)
T_{II}	Temperatur des niedrigen Temperaturniveaus in K (Temperatur der Wärmequelle)

In einer Wärmepumpe wird als Arbeitsmedium ein Kältemittel eingesetzt, das schon bei sehr geringen Außenluft- oder Bodentemperaturen verdampft. Bevor es den Verdampfer durchströmt, ist dieses kälter als die Umgebung. Nur so kann es Wärme aufnehmen und verdampfen. Das entstandene Gas wird mit Hilfe des elektrischen Verdichters komprimiert, wodurch es deutlich erwärmt wird. Die Temperatur ist so hoch, dass sie im Verflüssiger an das Heizsystem des Gebäudes abgegeben werden kann. Durch die Wärmeabgabe und die Expanison im Expansionsventil kühlt sich das Medium nachfolgend so weit ab, dass es im zweiten Durchgang wieder Wärme aus dem Verdampfer aufnehmen kann.

Die energetische Effizienz der Kompressionswärmepumpen wird durch die Leistungszahl (COP, engl. coefficient of performance) und die Jahresarbeitszahl (JAZ) beschrieben. Der COP-Wert ist immer kleiner als der inverse Carnot-Wirkungsgrad:

$$\mathrm{COP} = \frac{\dot{Q}_{th}}{P_{el}} < \frac{T_I}{T_I - T_{II}} \qquad (5\text{-}19)$$

$\dot{Q}_{th}$ [kW] Thermische Leistung
Pel [kW] Elektrische Leistung

Die Effizienz hängt damit von den beiden Temperaturniveaus T_I und T_{II} ab. Bei einer großen Temperaturdifferenz (z. B. Luft/Wasser-Wärmepumpe) ergibt sich eine kleinere Leistungszahl als bei einer geringen Temperaturdifferenz (z. B. Wasser/Wasser-Wärmepumpe). Wird die Speichertemperatur (T_I) als konstant angenommen, so hat lediglich die Temperatur der Wärmequelle einen Einfluss auf die maximale Leistungszahl. Die Leistungszahl wird am Prüfstand nach EN 14511 ermittelt. Bewertungsgrundlage ist daher die JAZ. Sie gibt die Effizienz über einen Zeitraum von einem Jahr an. Die JAZ gibt das Verhältnis der abgegebenen Nutzenergie zur aufgewendeten Antriebsarbeit wieder. Typische Temperaturbereiche und die zur Förderung nachzuweisenden Jahresarbeitszahlen sind **Tabelle 5-55** zu entnehmen.

Tabelle 5-55: *Typische Temperaturbereiche und Jahresarbeitszahlen der verschiedenen Wärmepumpentypen /BAFA-03 12/, /ISE-03 10/ und /ISE-02 11/*

Wärme-quelle	Typische Temperaturspanne	Nachzuweisende JAZ (von nach Marktanreizprogramm geförderten Wärmepumpen)	Wärmepumpen in Bestandsgebäuden	Wärmepumpen in effizienten Gebäuden
Sole	0 - 5 °C	3,8	2,4 – 3,7	3,1 – 5,1
Grundwasser	8 - 10 °C	3,8	Aufgrund der geringen Anzahl an untersuchten Grundwasserwärmepumpen in /ISE-03 10/ ist keine Aussage über die durchschnittlichen JAZ möglich.-	Aufgrund der geringen Anzahl an untersuchten Grundwasserwärmepumpen in /ISE-02 11/ ist keine Aussage über die durchschnittlichen JAZ möglich.-
Luft	-20 - +30 °C	3,5	1,9 – 3,0	2,3 – 3,4

5.8.1.1.3 Elektrische Warmwasseraufbereitung

Bei einer elektrischen Warmwasserbereitung wird das z. B. zum Baden, Duschen, Waschen oder Spülen verwendete Wasser durch elektrische Energie erhitzt. Dabei wird ein Durchlauferhitzer oder ein Warmwasserspeicher verwendet. Bei einem Durchlauferhitzer wird mit einer hohen Leistung zwischen 9 und 27 kW das Wasser während des Durchflusses erwärmt /UNIKA-01 05/. Aufgrund der fehlenden Speichermöglichkeit eignen sich Durchlauferhitzer nicht zum Lastmanagement und werden daher nicht weiter betrachtet. Übliche Größen von Warmwasserspeichern in privaten Haushalten liegen zwischen 5 Litern und 1.000 Litern, wobei die untere Grenze für einen Einpersonenhaushalt und die obere Grenze für ein großes Mehrfamilienhaus steht. /UNIKA-01 05/.

5.8.1.1.4 Hybride Heizsysteme

Hybride Wärmeerzeuger sind Anwendungstechniken, welche die Option bieten, flexibel fossil oder elektrisch erzeugte Wärmeenergie bereitzustellen /ETV-01 12/. Durch die Kombination verschiedener Anlagen entsteht zum einen eine hohe Ausfallsicherheit und zum anderen weisen solche Systeme ein großes Flexibilisierungspotenzial auf.

Wenn eine der Komponenten zur Wärmebereitstellung elektrisch betrieben wird, kann das System als funktionaler Speicher betrachtet werden. Mögliche Beispiele für hybride Heizsysteme in privaten Haushalten sind:

- Ölkessel und Heizstab (Vgl. /FFE-75 11/)
- Mikro-KWK-Anlage und Heizstab (Vgl. /RWE-01 13/)
- Gaskessel, Solarthermieanlage und Heizstab

Das Potenzial des funktionalen Speichers hängt stark von der jeweiligen Kombination ab. So bieten Systeme mit Solarthermieanlagen zu Zeiten hoher solarer Deckung keine Einsatzmöglichkeit für den elektrischen Wärmeerzeuger. Andererseits verfügen sie aber über einen größeren Wärmespeicher im Vergleich zu Systemen ohne Solarthermieanlage. Dies erhöht zu Zeiten geringer solarer Deckung die Einsatzmöglichkeiten für den direkt elektrischen Wärmeerzeuger.

Auch ein flexibles KWK-System kann ein hybrides Heizsystem darstellen. Diese Systeme kommen auch in größeren Maßstäben z. B. in Wärmenetzen der allgemeinen Versorgung vor. Das System besteht aus einer Kombination der folgenden Komponenten (vgl. **Abbildung 5-120**):

- KWK-Anlage
- Heizwerk bzw. Spitzenlastkessel
- Rückkühlwerk (für Kondensationsbetrieb bei zu geringer thermischer Last)
- Wärmespeicher
- Power2Heat-Anlage

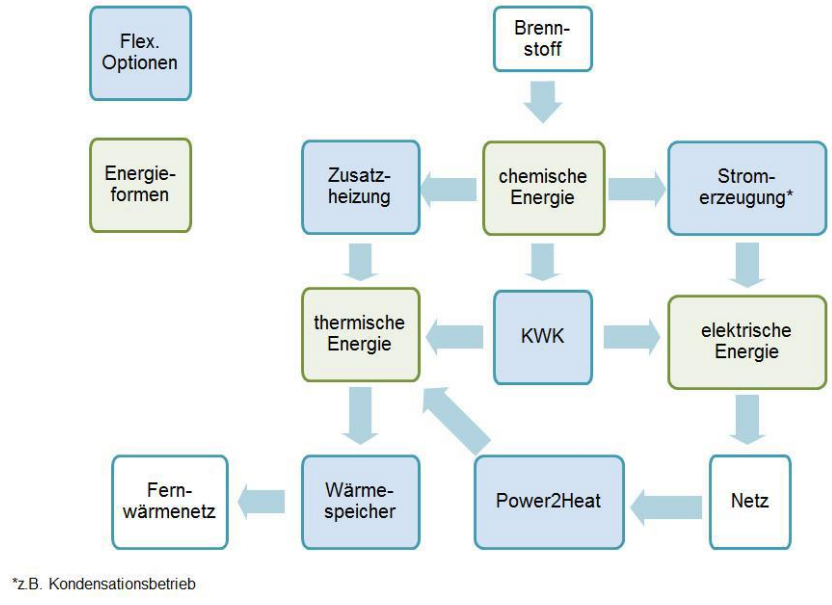


Abbildung 5-120: *Schema der Flexibilisierungsoptionen von KWK-Anlagen*

Power2Heat-Anlage in einem flexiblen KWK-System

Die Power2Heat-Anlage kann Teil eines flexiblen KWK-Systems sein und beschreibt eine zusätzliche Anlage zur Umwandlung von elektrischer in thermische Energie. Dies kann durch eine Vielzahl verschiedener Anlagen erfolgen (zum Beispiel Wärmepumpen, Heizschwerte oder Elektrodenkessel). Bei Elektrodenkesseln erzeugen mehrere Elektroden Heißwasser oder Dampf. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 99 %. Es treten vernachlässigbare Strahlungsverluste auf (vgl. /UOS-01 13/ und /JRC-01 12/). Die Startzeiten sind mit ca. 15 s äußerst gering /SWFL-02 12/ und liegen im Bereich der Präqualifikationsanforderungen von Primärregelleistung.

5.8.1.2 Entwicklungspotenzial

Nachfolgend wird aufgezeigt, welche Entwicklungen, Innovationen und mögliche Einsatzgebiete der beschriebenen Technologien in Zukunft zu erwarten sind. Hierbei werden der aktuelle Stand und mögliche Entwicklungen bis zum Jahr 2030 betrachtet.

Das Entwicklungspotenzial von Power2Heat-Anlagen liegt neben geringen Wirkungsgradsteigerungen und Kostensenkungen der Wärmepumpen- und KWK-Anlagen überwiegend in der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zur Erschließung des Flexibilisierungspotenzials. Die IKT wird in Kapitel 4 näher erläutert.

Um die Erschließung der flexiblen Wärmeerzeuger zur Netzoptimierung zu ermöglichen, ist außerdem eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig (Vgl. Kapitel 5.8.2). Nur so können Lastverschiebungen in Zukunft effizient realisiert werden.

Technisches Entwicklungspotenzial von Wärmepumpen

Die Effizienz von Wärmepumpen konnte seit der Markteinführung signifikant gesteigert werden. In der Zeit zwischen 1993 und 2005 stiegen die gemessenen Leistungszahlen von durchschnittlich 2,3 auf 3,5 an. Diese rasante Entwicklung wurde bis zum Jahr 2008 durch den wachsenden Wettbewerb der Wärmepumpenhersteller gedämpft. Nach einer Studie des Geothermiezentrums Bochum standen zunehmend die Kosten im Vordergrund der Entwicklungen /GZB-01 10/. Als technische Maßnahme zur Verbesserung der Leistungszahl könnten bei Sole-Wärmepumpen Regenschirm- oder Koaxialsonden zum Einsatz kommen, welche einen effizienteren Wärmeentzug aus dem Boden ermöglichen. Außerdem gewährleisten neue Materialien eine verbesserte Wärmeleitfähigkeit von Sondenrohr und Hinterfüllmaterial wodurch die Wärme effektiver an den Wärmeträger übergeben werden kann /FHZÜ-01 13/. Durch den Einsatz von drehzahlgeregelten (und dadurch modulationsfähig) Verdichtern, werden zudem bessere Jahresarbeitszahlen der Anlagen ermöglicht werden /BFE-01 11/. Darüber hinaus kann dies durch Wärmeübertragungssysteme, wie Flächenheizungen, in den Räumen unterstützt werden. Deshalb werden nach /BWP-01 11/ „in absehbarer Zeit“ durchschnittliche Jahresarbeitszahlen von 3,2[28] (Luft/Wasser-Wärmepumpen) bzw. 4 - - 4,5 (erdgekoppelte Systeme) erwartet. Flächenheizungen sind im Neubau bereits Standard und durch deren reduzierte Vorlauftemperatur (verglichen mit

[28] Alle Arbeitszahlen sind aus Feldtests ermittelte Durchschnittswerte für den Neu- und Altbau.

Radiatoren/Konvektoren), steigen die durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen bis 2030 auch ohne Verbesserungen an der Wärmepumpe selbst. Prognosen zufolge liegen im Jahr 2030 die Jahresarbeitszahlen deshalb zwischen 4,2 (Luft/Wasser-Wärmepumpe) und 4,8 (Sole/Wasser-Wärmepumpe) (Vgl. /BWP-01 11/).

Aktuell sind 945 Wärmepumpen (Stand 27.04.2016) mit Schnittstellen auf dem Markt, welche, eine geeignete Infrastruktur vorausgesetzt, eine einheitliche Kommunikation mit dem Netzbetreiber ermöglichen. Diese sogenannten SG-Ready Wärmepumpen (SG = SmartGrid) verfügen über ein Modul, welches abhängig vom Eingangssignal vier verschiedene Betriebszustände ermöglicht. Je nach Netzauslastung kann eine Wärmepumpe dadurch vom wärmegeführten Nennbetrieb abgeschaltet oder zu festen/variablen Zeiten zugeschaltet werden /BWP-03 13/. Der Umsetzung von flexiblen Power2Heat-Systemen wirkt das Fehlen eines geeigneten rechtlichen Rahmens entgegen (siehe Abschnitt 5.8.2), weshalb derartige Systeme noch nicht flächendeckend eingesetzt werden. Die SG-Ready zertifizierten Wärmepumpen ermöglichen außerdem eine Verschaltung mit privaten Photovoltaikanlagen. Übersteigt die Stromproduktion der PV-Anlage die Haushaltslast, kann die Energie direkt in der gekoppelten Wärmepumpe umgesetzt werden. /KOCH-01 13/

Hybride Heizsysteme

Die Umwandlung von Strom in Wärme in privaten Heizsystemen findet meist im Wärmespeicher über Heizstäbe statt, deren Technologie einfach und bereits erprobt ist. Kleinere elektrische Heizungen, wie etwa Heizschwerte, sind durch die Massenfertigung außerdem bereits sehr preiswert. Dementsprechend wäre auch ein modulares System mit vielen kleinen Wärmeerzeugern denkbar, bei dem je nach gewünschter Leistung unterschiedlich viele Wärmeerzeuger zugeschaltet werden. Um die Wärmeverluste konventioneller Wasserspeicher weiter zu verringern und damit die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen, kann dessen Dämmung verstärkt werden. Weiter kann durch Schichtspeicher die Durchmischung von Wasserschichten vermieden werden, wodurch die Speichereffizienz weiter steigt. Um Haushalte nachträglich mit größeren Speichern auszurüsten, werden aufgrund der begrenzten Dimensionierung von Hausöffnungen mehrere kleine Speicher kaskadenförmig miteinander verschaltet. Dies birgt den Nachteil, dass sich durch die resultierende große Oberfläche die Wärmeverluste des Speichers erhöhen. Neue Konzepte verhindern dieses Problem dadurch, dass der Aufbau des Speichers vor Ort möglich ist oder dieser aus verschiedenen Modulen besteht. Der Wasserspeicher kann so den verfügbaren Aufstellraum optimal ausnutzen, wodurch sich die Oberflächenverluste reduzieren (Vgl. /COS-01 16/).

Zentrale Power2Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen weisen weitere Entwicklungspotenziale auf. Hierbei sind das benötigte Temperaturniveau und die Erfüllung von Präqualifikationsbedingungen der Regelleistung wichtige Anforderungen an die Anlagentechnik. Da die Technologie bereits lange erprobt ist, zielt das technische Entwicklungspotenzial auf die Anpassung der Anlagentechnik an die neuen Anforderungen (z. B. Präqualifikationsbedingungen) ab.

Die Dimensionierung von zentralen Wärmespeichern in Wärmenetzen erfolgt heute nach keinem einheitlichen Muster. In vielen Fällen ist die Größe des Wärmespeichers bereits durch den Standort begrenzt oder exakt vorgegeben. Bei einer Umrüstung eines Öltanks

zum Wärmespeicher beispielsweise wird das Bauwerk in wesentlichen Teilen weiterverwendet. Dadurch ist die Speichergröße bereits vorgegeben. Auch bei Neubauten existiert eine große Streuung, was das Verhältnis von Speichergröße zu Wärmenetzgröße anbelangt. /FFE-05 16/

5.8.1.3 Case Study

Im Bereich der Ansteuerung von Einzelanlagen und der Vermarktung eines Verbraucher-Pools finden bereits Pilotprojekte statt. Beispielsweise erprobte der Energieversorger EnBW und der Netzbetreiber Netze BW im Projekt „flexibler Wärmestrom“ eine Flexibilisierung elektrischer Speicherheizungen. Dazu ein Auszug aus dem Projektbericht /ENBW-01 15/:

„Mit dem Modellversuch „Flexibler Wärmestrom“ konnte erstmalig gezeigt werden, wie ein massenmarkttaugliches, intelligentes und zentral gesteuertes Lastmanagement aussehen könnte. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers Netze BW konnte gezeigt werden, dass zusätzliche Flexibilitätspotenziale gehoben werden können, ohne dass die bestehenden Netze überlastet werden. Aus Vertriebssicht ist das „Produktpotenzial“ des Ansatzes zu betonen. Es lassen sich über neuartige Tarifprodukte sowohl die stark zunehmenden Strommengen aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien als auch zusätzliche Nachfrageleistungen, beispielsweise aus hybriden Heizungssystemen, Batteriespeichern oder EMobilität, in das Energiesystem effizient integrieren. Diese neuartigen Tarifprodukte könnten flexiblen Kunden entsprechende Vorteile im Vergleich zu den bisherigen Tarifangeboten bieten. Aus Kundensicht wurde das Komfortempfinden bzgl. der Wärmeversorgung weiterhin zuverlässig bedient oder sogar verbessert.“

Außerdem wurden in dem Projekt „flexibler Wärmestrom“ für die Umsetzung notwendige Anpassungen im ordnungspolitischen Rahmen identifiziert. /ENBW-01 15/

5.8.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Nach § 12 StromNZV sind die Netzbetreiber verpflichtet, Standardlastprofile und temperaturabhängige Lastprofile (TLP) für Letztverbrauch mit einer jährlichen Entnahme von < 100.000 kWh zu verwenden. Der Verteilnetzbetreiber schließt bei Netzanschluss einen Vertrag mit dem Anlagenbetreiber ab, der es ihm ermöglicht, die unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (NSH und WP) zu schalten. Der VNB kann diese Flexibilität nutzen, um Netzengpässe zu vermeiden und gewährt den Anlagenbetreibern dadurch geringere Netzentgelte. Da die Schaltungen auch zu Zeiten stattfinden, in denen üblicherweise hohe Strompreise vorkommen, werden den Anlagenbetreibern über die reduzierten Netzentgelte hinaus i. d. R. auch niedrigere Beschaffungskosten in Rechnung gestellt. Der Verteilnetzbetreiber veröffentlicht die Lastprofile und die Lieferanten beschaffen auf Basis dieser Lastprofile die notwendige Strommenge an den vorhandenen Märkten. Hierdurch ist keine flexible Anpassung der Stromlieferung an die Verhältnisse im Stromnetz und -markt möglich. Durch eine Flexibilisierung der Lastprofile könnten die Lieferanten auf den Stromarkt reagieren und zu Zeiten niedriger Preise einkaufen. Außerdem ist hierdurch das Anbieten von Regelleistung denkbar.

Das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (EnWG) nimmt sich eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und

umweltverträgliche“ Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas zum Ziel und umfasst u. a. die folgenden Punkte:

- Informationsaustausch zwischen Lieferant, Letztverbraucher, Verteilnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern (§ 12 Abs. 4 EnWG)
- ab- und zuschaltbare Lasten in der Industrie (§ 13 EnWG)
- Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung § 14a EnWG
- intelligente Messsysteme, u. a. für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch > 6.000 kWh (§ 21 EnWG)
- Lieferanten müssen, soweit möglich, Tarife anbieten, die Anreize zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen (§ 40 Abs. 5 EnWG)

Wärmepumpen werden als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen mit Sperrzeiten betrieben. Der Netzbetreiber kann also den Strombezug von Wärmepumpen unterbrechen. Dabei werden die Wärmepumpen für ein bis zwei Stunden vollständig vom Netz getrennt. In dieser Zeit übernimmt der Speicher die Wärmeversorgung. Anschließend wird der Speicher in den vertraglich zugesicherten Ladezeiten wieder gefüllt, wonach eine erneute Abschaltung erfolgen kann. Die maximal mögliche Anzahl an Abschaltungen wird vertraglich vereinbart. Gesteuert werden die Wärmepumpen vom Verteilnetzbetreiber über Zeitschaltuhren oder Rundsteuersignale. Analog dazu werden auch elektrische Speicherheizungen den Anforderungen der Netzbetreiber entsprechend geladen. Die elektrischen Speicherheizungen, werden aufgrund der geringen Netzlast meist nachts beladen. Die Stromtarife werden vertraglich geregelt und gliedern sich entsprechend § 40 Abs. 5 EnWG meist in Hoch- und Niedertarif, wobei der günstigere Niedertarif in Zeiten geringerer Netzauslastung zum Tragen kommt.

Nach § 14a EnWG wird Betreibern von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen ein reduziertes Netzentgelt gewährt, wenn der Netzbetreiber zum Zweck der Netzentlastung die Steuerung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen vornehmen kann. Da sich die Sperrzeiten üblicherweise mit denen hoher Strompreise überschneiden, kann der Lieferant dem Endkunden darüber hinaus weiter reduzierte Strompreise anbieten.

Der Strompreis setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen. Letztverbraucher bezahlen neben dem Marktpreis des Stroms auch die Stromsteuer, das Netzentgelt, die EEG-Umlage sowie weitere netzentgeltbezogene Preisbestandteile. Betreiber einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung in der Niederspannung zahlen nach § 14a EnWG ein reduziertes Netzentgelt. Wärmepumpen und elektrische Speicheröfen stellen im geltenden Rechtsrahmen also einen Sonderfall dar, da Power2Heat-Anlagen außerhalb der Niederspannungsebene von diesem Paragraphen unberücksichtigt bleiben. Als Ausnahme sind Power2Heat-Anlagen anzuführen, die zum Zwecke der Eigenversorgung (z. B. KWK-Anlagen mit Elektrodenkessel) betrieben werden. Diese können nach § 61 EEG 2014 unabhängig von der genutzten Spannungsebene als Kraftwerkseigenverbrauch von Vergünstigungen profitieren. In den nach § 60 Abs. 3 EEG 2014 und § 118 Abs. 6 EnWG vorhandenen Privilegien für Stromspeicheranlagen sind nur diejenigen Anlagen bessergestellt, welche den gespeicherten Strom auch wieder in elektrische Energie umwandeln können. Die Technologie Power2Heat ist somit als Speichertechnologie von diesen Privilegien

ausgeschlossen. Ein weiteres Hemmnis für den Ausbau der Maßnahme stellen die aktuell niedrigen Preise fossiler Brennstoffe dar.

Lösungsansätze für den zukünftigen rechtlichen Rahmen
In der Literatur werden bereits zahlreiche Anpassungen des rechtlichen Rahmens diskutiert. Nachfolgend werden diese kurz beschrieben:

In /VDE-02 15/ wird - vor dem Hintergrund stark unterschiedlicher Besteuerung von Strom und fossilen Energieträgern – vorgeschlagen, die Stromsteuer abzuschaffen und die Energiesteuer im Wärmebereich adäquat zu erhöhen. Dadurch verschiebt sich die Wirtschaftlichkeit zugunsten von elektrischen Heizsystemen.

Darüber hinaus könnten durch höhere Leistungsentgelte im Stromtarif und gleichzeitig reduzierte variable Anteile starke Anreize zur Lastflexibilisierung geschaffen werden. Nach /VDE-02 15/ könnten die variablen Strompreise dadurch von 29 ct/kWh auf 8,6 ct/kWh gesenkt werden. Wenn der Strompreis durch diese Maßnahme unter dem der fossilen Energiepreise liegt, werden hybride Heizsysteme wirtschaftlich attraktiv.

Außerdem würde die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage (Bezug zum DayAhead-Strompreis) den Anreiz zu Lastflexibilisierung weiter erhöhen (Vgl. /AGORA-09 14/).

Um Lastverschiebungen mit Hilfe von Power2Heat-Anlagen ermöglichen zu können, bedarf es also vor allem einer Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen. Den Grundstein dafür hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit dem Regierungsentwurf für ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende gelegt. Im November 2015 wurde dieser vom Bundeskabinett beschlossen. Das Regelungspaket sieht einen sicheren und kosteneffizienten Ausbau intelligenter Messysteme vor, welcher ab dem Jahr 2017 beginnen soll (siehe Kapitel 4).

5.8.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Mithilfe des Morphologischen Kastens werden die verschiedenen Netzoptimierenden Maßnahmen einheitlich beschrieben und dadurch vergleichbar gemacht. Im Folgenden werden die vier Kategorien des Morphologischen Kastens für die Netzoptimierende Maßnahme Hybridnetze – Power2Heat erläutert.

5.8.3.1 Technologie

Mithilfe der 21 Kriterien der Kategorie „Technologie“ erfolgt eine umfangreiche Beschreibung der technischen Eigenschaften der NoM Hybridnetze – Power2Heat.

Netzebene
Die verschiedenen elektrischen Heizsysteme finden aktuell in drei **Netzebenen** Anwendung. Die dezentralen Technologien wie elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen und Heizschwerte werden überwiegend in der Niederspannung betrieben. Einzelne Großwärmepumpen werden in der Mittelspannung betrieben. In Dänemark werden bereits einige Großwärmepumpen zur Fernwärmebereitstellung in der Mittelspannung verwendet. Elektrodenheizkessel der Größe >20 MW werden in der Regel an die Hochspannung angeschlossen.

Einsatzort
Der Einsatzort der Anlagen ist der Netzanschlusspunkt.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Die Maßnahme kann an ihrem Einsatzort mehrfach eingesetzt werden.

Skalierbarkeit
Die Maßnahme Hybridnetze – Power2Heat ist stark **skalierbar**. Es sind bereits viele kleine dezentrale Anlagen der Größenordnung >1 kW_{el}, aber auch große zentrale Anlagen mit bis zu 70 MW_{el} installiert.

Regelbarkeit
Die Maßnahme kann dynamisch auf verschiedene Netzbelastungssituationen reagieren.

Ansprechzeit
Die **Ansprechzeit** der Maßnahme ist schnell. In der Praxis ist der Anlagenbetrieb in allen Regelleistungsarten erprobt.

Leistungsgradient
Der **Leistungsgradient** von zentralen Anlagen kann als hoch eingestuft werden, da diese in der Lage sind, in < 15 s auf Nennleistung zu fahren /SWFL-02 12/. Die Aktivierungszeit von einem Pool an elektrischen Speicherheizungen beträgt weniger als 7,5 Minuten /RWE-02 12/.

Regelgenauigkeit
Die **Regelgenauigkeit** der Anlagen ist stark saisonal abhängig und nicht quantifizierbar.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Die **nachgelagerten Verluste durch Flexibilisierung** der Anlagen sind nicht quantifizierbar.

Abrufbarkeit
Aktuell werden zentrale Anlagen üblicherweise auf die Minimallast der Wärmenachfrage ausgelegt. In diesem Fall ist die maximale **Abrufbarkeit** zeitlich unbegrenzt. Werden die Anlagen größer ausgelegt, dann ist die Abrufdauer, wie bei dezentralen Anlagen auch, von der Speichergröße abhängig. Der in Wärmepumpen verbaute Verdichter wird i. d. R. von einem Elektromotor angetrieben. Elektromotoren zeichnen sich durch eine schnelle Anfahrzeit aus. Die Speicherkapazität einer Wärmepumpenanlage richtet sich nach der Größe des Pufferspeichers. Dieser ist meist so ausgelegt, dass die vom Netzbetreiber festgelegte Sperrzeit (ca. 2 h) überbrückt werden kann. Die gespeicherte Wärmemenge kann durch die Multiplikation der Sperrzeit mit der maximalen Beladeleistung des Speichers abgeschätzt werden. Pufferspeicher verfügen in der Regel über eine gute Dämmung, mit welcher die zeitlichen Speicherverluste auf ca. 0,3 %/h begrenzt werden können /FFE-16 15/.

Für die vollständige Beladung einer elektrischen Speicherheizung sind je nach Bauart von 30 Minuten bis zu drei Stunden anzusetzen, wobei die Wärme über Heizstäbe vorwiegend in Eisenoxidsteinen mit hoher spezifischer Wärmekapazität (z. B.

0,31 Wh/(kgK) bei Magnesit /UNIKA-01 05/) gespeichert wird. Der Speicherkern kann hierbei Temperaturen von 600 - 700 °C erreichen /ETHB-01 13/. Ist das Gebläse der elektrischen Speicherheizung nicht aktiv, geben die Speicherelemente der Heizung Konvektions- und Strahlungswärme an die Umgebung ab. Die zeitlichen Verluste belaufen sich innerhalb von 16 Stunden auf ca. 50 Prozent und gehen unter der Annahme geschlossener Fenster positiv in die Raumwärmebilanz ein. Die gespeicherte Wärmemenge der Heizung kann dabei zwischen zehn und 60 kWh je Einzelraumheizung variieren. Die technischen Parameter des einzelnen Heizkörpers, wie Heizleistung und Speicherkapazität, werden an die Eigenschaften des jeweiligen Raumes bzw. Gebäudes, wie z. B. Größe oder Dämmstandard, angepasst.

Bei hybriden Heizsystemen wird die Größe des Speichers durch die Größe der Halde für den vermiedenen Brennstoffeinsatz bestimmt. Da die Brennstoffe gut lagerfähig sind, gibt es auch bei einer saisonalen Speicherung vernachlässigbare Verluste. Ein Beispiel dafür ist die *virtuelle Methanisierung* bei gasbetriebenen Wärmeerzeugern. Die Power2Heat-Anlage übernimmt die Wärmebereitstellung, wodurch der Gaskessel oder die gasbetriebene KWK-Anlage außer Betrieb genommen wird. Der dabei zur Wärmebereitstellung vermiedene Energieträger Gas wird dem System gutgeschrieben, kann gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden.

Zeitliche Verfügbarkeit
Die **zeitliche Verfügbarkeit** von elektrischen Heizsystemen hängt im Wesentlichen von der Wärmenachfrage ab. Für dezentrale Anlagen ergibt sich deshalb eine stark jahreszeitabhängige Verfügbarkeit. In den Wintermonaten besteht die Flexibilität primär in der möglichen Abschaltung der Anlagen. In der Übergangszeit ist sowohl die Bereitstellung positiver als auch negativer Flexibilität möglich. Im Sommer sind Anlagen zur Raumwärmebereitstellung (z. B. elektrische Speicherheizungen) nicht verfügbar. Wärmepumpen zur Warmwasserbereitung können auch in den Sommermonaten flexibilisiert betrieben werden.

Wirkungsgrad
Elektrische Direktheizungen haben die Eigenschaft, Strom zu 100 Prozent in Wärme umwandeln zu können. Deshalb erreichen sowohl der **Wirkungsgrad** als auch der **Nutzungsgrad der Lastverschiebung** 100 Prozent (Speicherverluste nicht berücksichtigt). Bei Wärmepumpen variiert der COP zwischen 1,9 und 5,1 (siehe Tabelle 5-55).

Überlastfähigkeit
Eine **Überlastfähigkeit** der Anlagen ist nicht gegeben.

Störanfälligkeit
Die **Störanfälligkeit** wird als niedrig eingestuft, da bereits eine Vielzahl an zuverlässigen Anlagen in Betrieb ist.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Bezogen auf die Leistung ist der **Aufwand für Störungsbeseitigung** bei zentralen Anlagen geringer als bei dezentralen Anlagen, da im Falle einer Störung ein Servicemitarbeiter zu der dezentralen Anlage anreisen muss.

IKT Bedarf

Der **IKT Bedarf** besteht bei dezentralen Anlagen aus einem Smart Meter, einem Smart Meter Gateway und einer Steuerbox. Der Aufbau wird im Teilbericht IKT genauer erläutert (vgl. Kapitel 4).

Technology Readiness Level

Das Kriterium **Technology Readiness Level** beschreibt die technologische Reife der Maßnahme. Dabei können Werte von TRL 1 bis 9 erreicht werden, wobei höhere Werte eine fortgeschrittene technologische Reife widerspiegeln. Dezentrale Anlagen sind bereits zahlreich vorhanden und größtenteils technisch ausgereift. Aktuell werden diese, wie in Unterabschnitt 5.8.1.1, überwiegend per Rundsteuersignal gesteuert. Eine Einzelansteuerung findet hingegen nur in einzelnen Pilotprojekten statt (Vgl. /ENBW-01 15/ und /RWE-01 16/). Aus diesem Grund wird für dezentrale Anlagen ein TRL 8 „Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich“ definiert. Auch zentrale Anlagen in Wärmenetzen sind bereits stark verbreitet. Die Technologie ist ebenfalls bereits viele Jahre im Einsatz. Darüber hinaus handelt es sich hierbei um Systeme, die gezielt zur Regelleistungsvermarktung installiert werden und hierdurch bereits fernwirktechnisch an den Übertragungsnetzbetreiber angebunden sind (Beispiele siehe: /SWFL-02 12/, /SWL-01 13/ uvm.).

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung

Die NoM hat keine Auswirkung auf die **Kurzschlussleistung**.

Spannungshaltung

Power2Heat-Anlagen können aus technischen Gesichtspunkten zur lokalen **Spannungshaltung** beitragen, da sie die Spannung aller nachfolgenden Netzanschlusspunkte beeinflussen. Eine Erhöhung der Last (z. B. Wärmepumpe) hat eine Reduktion der Spannung zur Folge und umgekehrt. Die Reduktion kann gezielt zur Vermeidung von Überschreitungen des tolerierten Spannungsbandes - verursacht durch stromerzeugende Anlagen (z. B. PV-Anlagen) - eingesetzt werden. In **Abbildung 5-121** wird dieser Einsatz schematisch dargestellt. Eine genauere Quantifizierung der Spannungshaltung durch elektrische Heizsysteme muss simulativ erfolgen (siehe Berichtsteil Einsatzreihenfolge).

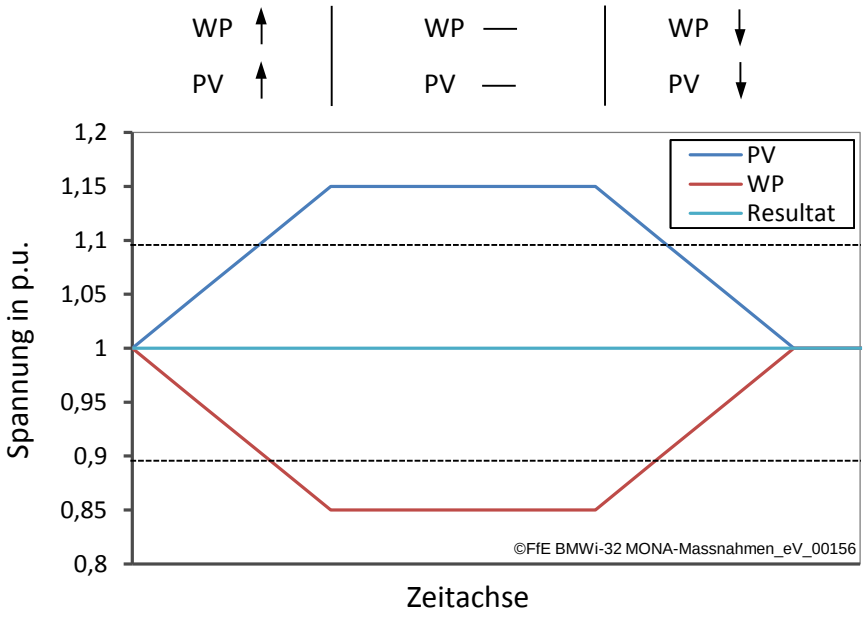


Abbildung 5-121: *Schema der Spannungshaltung von Wärmepumpen in Kombination mit PV-Anlagen*

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung wird zwischen den verschiedenen Technologien unterschieden. Widerstandsheizungen und Elektrodenheizkessel können keine Blindleistung bereitstellen. Drehzahlgeregelte Wärmepumpen mit Frequenzumrichter sind durch den Gleichstromzwischenkreis technisch in der Lage, Blindleistung bereitzustellen.

Einhaltung der thermischen Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Die **Einhaltung der thermischen Limits** und die gegebenenfalls **zusätzliche Leistungsaufnahmekapazität** werden simulativ im Berichtsteil Einsatzreihenfolge ermittelt. Die NoM nimmt keinen Einfluss auf die Stomtragfähigkeit.

5.8.3.2 Wirtschaft

In der Kategorie „Wirtschaft“ wurden Kriterien identifiziert, welche die Wirtschaftlichkeit der Netzoptimierenden Maßnahmen für alle Akteure beschreiben. An der Maßnahme Hybridnetze – Power2Heat können alle Stakeholder (**Akteure**) der Energiewirtschaft beteiligt sein. Der Letztverbraucher ist i. d. R. gleichzeitig der Anlagenbetreiber. Der Aggregator ist für die informationstechnische Bildung eines Anlagenpools aus vielen dezentralen Anlagen zuständig. Der Vertrieb definiert die Tarife gegenüber dem Letztverbraucher. Letztlich kann auch der Erzeuger beteiligt sein, wenn beispielsweise aufgrund der starken Durchdringung der Maßnahme zusätzliche Kraftwerkskapazitäten benötigt werden.

Akteur
An der NoM sind alle **Akteure** der Energiewirtschaft beteiligt.

Einordnung der NoM
Da der primäre Einsatzzweck von Power2Heat-Anlagen - die Bereitstellung von Wärme – nicht dem sicheren Netzbetrieb dient, fallen die Anlagen nicht unter die Definition von Netzbetriebsmitteln. Daher sind alle Power2Heat-Anlagen den Netzorientierten Maßnahmen zuzuordnen.

Investitionskosten
Bei der Auslegung zentraler Elektrodenheizkessel auf die Minimallast eines Wärmelastgangs ergeben sich die in **Tabelle 5-56** dargestellten **Investitionen** und Betriebskosten. Bei größerer Auslegung kommen zusätzliche Kosten in der Größenordnung von ca. 100 – 540 €/m³ für Wärmespeicher hinzu.

Tabelle 5-56: *Investition und Betriebskosten von Elektrodenheizkesseln*

Jahr	Investition (je nach Anschluss verschieden) Quelle: /ENST-02 16/	Betriebskosten (Wartung & Instandhaltung) /Expertenschätzung FfE/
2015	80 – 160 €/kW	ca. 500€/(50MW*a)
2030	80 – 160 €/kW	ca. 500€/(50MW*a)

Variable Betriebskosten
Die **variablen Betriebskosten** der NoM werden im Wesentlichen durch die Strombezugskosten definiert. Diese liegen für Betreiber dezentraler Anlagen aktuell bei durchschnittlich 21,37 ct/kWh (Wärmepumpen) bzw. 20,42 ct/kWh (elektrische Speicherheizung) /BNETZA-16 15/. Zusätzlich zu den Strombezugskosten könnten im Falle dezentraler Anlagen auch Personalkosten des Aggregators anfallen. Die Strombezugskosten von Betreibern zentraler Anlagen sind stark vom Unternehmen bzw. vom Einsatzort (z. B. Kraftwerkseigenverbrauch) abhängig.

Fixe Betriebskosten
Die fixen Betriebskosten für IKT werden im Kapitel 4 beschrieben.

Lebensdauer
Die **Lebensdauer** der Elektroden von Elektrodenheizkesseln beträgt nach /ENST-02 16/ 15 - 20 Jahre und die der Wärmepumpen nach /BINE-01 13/ ca. 15 Jahre.

Regulatorische Abschreibungsdauer
Da Power2Heat-Anlagen keine Netzbetriebsmittel sind, werden keine regulatorischen Abschreibungsdauern in der StromNEV aufgeführt.

Einnahmepotenzial
Den Betreibern von Power2Heat-Anlagen entstehen durch netz- und systemdienliche Betriebsweisen **Einnahmepotenziale**. Diese bestehen für Betreiber dezentraler Anlagen (unterbrechbare Verbrauchseinrichtung) in reduzierten Netzentgelten, welche wiederum in verminderten Strombezugskosten resultieren. Zentrale Anlagen – z. B. in Fernwärmenetzen – werden i. d. R. an den Regelleistungsmärkten vermarktet. Werden die Anlagen darüber hinaus netzdienlich betrieben, können diese Einnahmepotenziale

sinken. Die dabei herangezogene Berechnungslogik wird im Kapitel 6 „Wirtschaftliche Aspekte Netzoptimierender Maßnahmen“ im Detail erläutert.

Kostenwälzung
Zentrale Anlagen stellen Regelleistung bereit. Die **Kosten** der Regelleistungsvorhaltung werden vom Übertragungsnetzbetreiber über die Netzentgelte auf den Endverbrauch umgelegt. Die Kosten für die Regelarbeit werden über die aufgewendete Ausgleichsenergie und die entsprechenden Ausgleichsenergiepreise auf die Verursacher umgelegt. Die Kosten der Ansteuerung von dezentralen unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen werden aktuell ebenfalls vom Netzbetreiber über die Netzentgelte auf den Letztverbrauch umgelegt.

Durchdringungspotenzial
Das **Durchdringungspotenzial** der NoM wird über die Verbreitung der Technologien bestimmt. Hierfür erfolgen Bestandserhebungen der aktuell vorhandenen Technologien. Die mögliche zukünftige Entwicklung wird in Minimal- Maximal- und Business-as-usual-Szenarien beschrieben.

Regionale Verfügbarkeit - Bestandserhebung der elektrischen Speicherheizungen
Zur Bestandserhebung der elektrischen Speicherheizungen (ESH) wird zunächst die Anzahl an Haushalten mit dieser Technologie auf Bundeslandebene ermittelt. Dazu werden die Angaben des Mikrozensus 2010 /DESTATIS-01 12/ verwendet. In den erfassten Haushalten sind - in Abhängigkeit der Zahl zu beheizender Räume - meist mehrere einzelne NSH installiert. Bundesweit sind im Jahr 2015 1,44 Mio. Anlagen installiert, wobei die Anzahl im Referenzszenario rückläufig ist. Nach /HEA-01 09/ wird dabei ein Rückgang von 3 % pro Jahr angenommen. Wird dieser Trend bis zum Jahr 2030 fortgeschrieben, so beläuft sich die Anzahl der elektrischen Speicherheizungen auf 910.000. Der Stromverbrauch ist infolge des abnehmenden Raumwärmebedarfs schneller rückläufig (siehe **Tabelle 5-57**). Daraus ergibt sich ein Rückgang des Stromverbrauchs von ca. 4 % pro Jahr. Der Summenlastgang aller NSH weist heute bzw. 2030 eine Maximallast von etwa 7,4 bzw. 3,9 GW auf. Die elektrische Speicherkapazität der heute installierten elektrischen Speicherheizungen schwankt je nach Außentemperatur zwischen 0 und 32 GWh. Es wird erwartet, dass die Speicherkapazität am kältesten Tag des Jahres bis 2030 auf unter 17 GWh sinkt. Neben diesem Business-as-usual-Szenario werden auch Minimal- und Maximalszenarien ermittelt. Im Maximalszenario wird davon ausgegangen, dass die Anzahl an elektrischen Speicherheizungen – z. B. aufgrund einer Förderung – konstant bleibt (siehe **Tabelle 5-59**). Im Minimal-Szenario wird – z. B. aufgrund stark steigender Strompreise - eine verdoppelte Ausbaurate angenommen (**Tabelle 5-58**). Da es sich bei den Werten für das Jahr 2015 bereits um eine Hochrechnung handelt, unterscheiden sich diese zwischen den Szenarien.

Bestandserhebung der elektrischen Wärmepumpen
Die zukünftige Entwicklung der Anzahl an Wärmepumpen im Referenz-Szenario (BAU) wird anhand der durchschnittlichen Entwicklung der vergangenen sieben Jahre abgeschätzt. In diesem Zeitraum stieg die Anzahl an Wärmepumpen annähernd linear

um ca. 58.000 Anlagen pro Jahr. Wird der Trend bis zum Jahr 2030 fortgeschrieben, so erhöht sich die Anzahl von ca. 900.000 (2015) auf ca. 1,8 Mio. Wärmepumpen (2030) (siehe **Abbildung 5-122**). Der Summenlastgang aller Heizungswärmepumpen weist heute bzw. 2030 eine Maximallast von etwa 1,1 bzw. 2,1 GW auf. Die Kapazität der Wärmepumpensysteme beträgt beim gegenwärtigen Ausbaugrad maximal 2,2 GWh_{el} und wird unter der Annahme konstanter Speicherkapazität von 2 h bei Nennleistung bis zum Jahr 2030 auf ca. 4,2 GWh_{el} ansteigen. In den Minimal- und Maximal-Szenarien werden die jährlichen Ausbauzahlen halbiert bzw. verdoppelt (siehe **Tabelle 5-58** und **Tabelle 5-59**). Da es sich bei den Werten für das Jahr 2015 bereits um eine Hochrechnung handelt, unterscheiden sich diese zwischen den Szenarien.

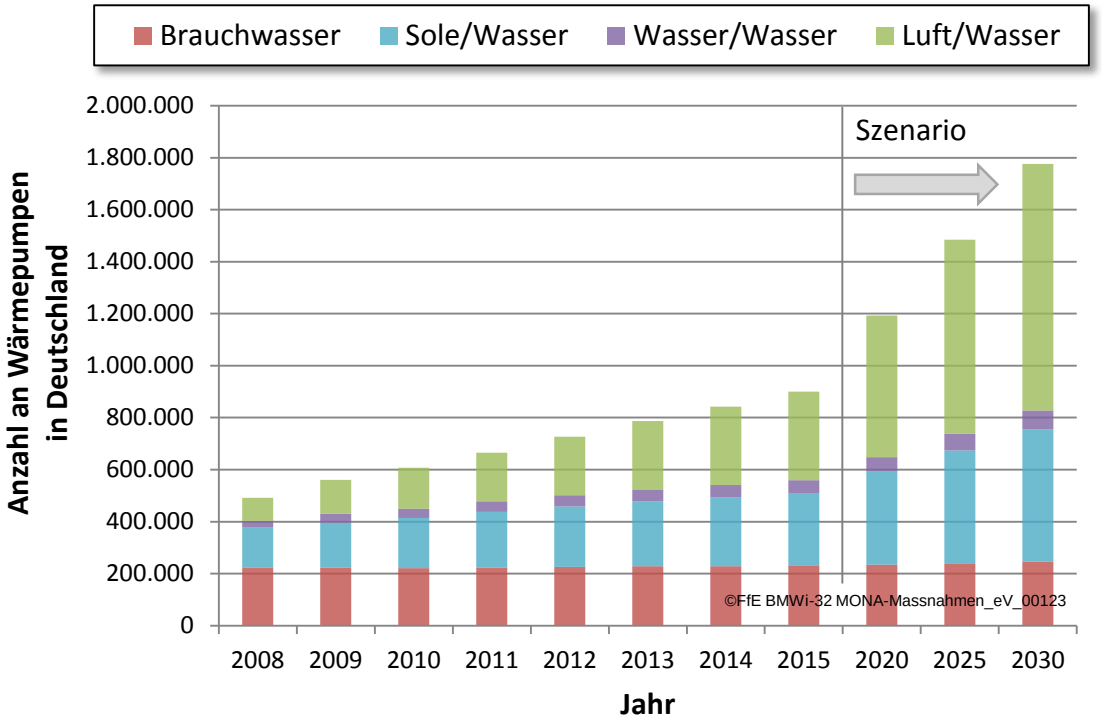


Abbildung 5-122: *Anzahl an Wärmepumpen im Business-as-usual-Szenario*

Tabelle 5-57: *Business-as-usual-Szenario (BAU) für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen*

Jahr	Anzahl an NSH	Verbrauch NSH in GWh	Anzahl an WP	Verbrauch WP in GWh
2015	1.437.000	10.200	901.000	3.800
2020	1.234.000	8.100	1.192.000	5.100
2025	1.060.000	6.500	1.484.000	6.300
2030	910.000	5.300	1.776.000	7.500

Tabelle 5-58: *Minimal Szenario für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen*

Jahr	Anzahl an NSH	Verbrauch NSH in TWh	Anzahl an WP	Verbrauch WP in GWh
2015	1.227.959	8.700	872.000	3.700
2020	901.000	5.900	1.017.000	4.300
2025	661.000	4.100	1.163.000	4.900
2030	485.000	2.800	1.309.000	5.600

Tabelle 5-59: *Maximal Szenario für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen*

Jahr	Anzahl an NSH	Verbrauch NSH in TWh	Anzahl an WP	Verbrauch WP in GWh
2015	1.670.000	11.800	959.000	4.100
2020	1.670.000	11.000	1.542.000	6.500
2025	1.670.000	10.300	2.126.000	9.000
2030	1.670.000	9.800	2.709.000	11.500

Die **regionale Verfügbarkeit** der NoM wird in Kartenform dargestellt (siehe Abbildung 5-123).

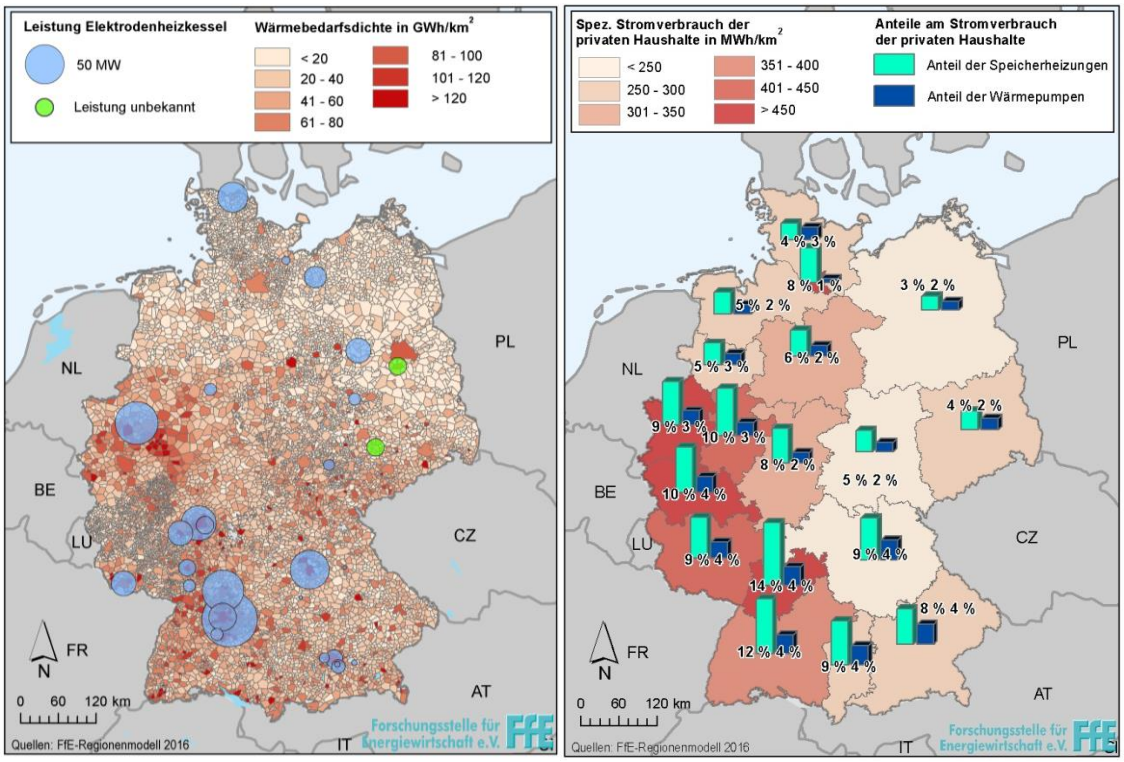


Abbildung 5-123: *Wärmebedarfsdichte der Gemeinden (bezogen auf die Siedlungsfläche) und Leistung von Elektrodenheizkesseln (links). Anteile der Stromverbräuche von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen am Stromverbrauch der privaten Haushalte (rechts).*

5.8.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkungen auf die Betriebsführung
Die **Betriebsführung** der NoM kann durch die zusätzlich notwendige Steuerung vieler Anlagen als erschwert bewertet werden.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen
Der Einsatz der NoM hat in begrenztem Ausmaß Rückwirkungen auf andere Spannungsebenen, er leistet jedoch keinen **Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen**.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die NoM weist eine hohe **Robustheit gegenüber Störfaktoren** auf, da vielfältige Einsatzoptionen möglich sind (z. B. Spannungshaltung, Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien, Frequenzhaltung etc.).

Bereitstellung von Betriebsreserven
Durch die NoM werden keine **Betriebsreserven** bereitgestellt.

Frequenzhaltung
Power2Heat-Anlagen werden bereits vielfach zur **Frequenzhaltung** eingesetzt. Aktuell sind in Deutschland mindestens 550 MW Elektrodenheizkessel in Betrieb. Weitere 230 MW sind geplant. Damit kann durch diese Technologie bereits ca. ¼ der nach Leistungspreis bezuschlagten negativen Sekundärregelleistung bereitgestellt werden. In /RWE-01 16/ wurde außerdem gezeigt, dass sich auch dezentrale elektrische Speicherheizungen zur Regelleistungsbereitstellung eignen. Aufgrund der spezifisch höheren Investionen (bei Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen), der spezifischen Kosten für die Anbindung und der gesunkenen Erlöse aus der Regelleistungsvermarktung, sind derzeit nur zentrale Anlagen im Markt.

Bereitstellung von Regelleistung
Die NoM kann zur **Bereitstellung von Regelleistung** beitragen. Zentrale Power2Heat-Anlagen stellen bereits heute überwiegend negative Sekundärregelleistung bereit. Aktuell entspricht die Gesamtleistung von zentralen Power2Heat-Anlagen ca. ¼ der nach Leistungspreis bezuschlagten negativen Sekundärregelleistung. Technisch sind die Anlagen auch in der Lage, die Startzeiten der Primäregelleistung zu erreichen /SWFL-01 12/. Die symmetrische Ausschreibung (positiv und negativ) in Deutschland verhindert jedoch die Vermarktung als Primärregelleistung. Dezentrale Anlagen können, wie in /RWE-01 16/ gezeigt, ebenfalls Regelleistung anbieten.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Die NoM hat keinen Einfluss auf die **Autarkie des Netzgebietes** und kann keinen Beitrag zum Versorgungswiederaufbau leisten, da es sich hierbei nicht um eine stromerzeugende Technologie handelt.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Mit der NoM Hybridnetze – Power2Heat kann der Eigenverbrauch von PV-Anlagen auf Gebäuden erhöht werden. Dadurch können die Netzverluste reduziert werden.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Als zusätzlichen Mehrwert bietet die NoM Hybridnetze – Power2Heat, die Möglichkeit, die nutzbare Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch die Vermeidung der Abregelung von PV-Anlagen zu steigern (siehe Kapitel 5.8.3.2).

5.8.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Strukturveränderungen
Die Auswirkungen auf Gesellschaft und Umwelt hängen stark von der Durchdringung der Maßnahme ab. Während der Zubau von elektrischen Heizsystemen aktuell minimale **Strukturveränderungen** mit sich bringt, kann eine deutlich stärkere Durchdringung der Technologie zu weitreichenden Strukturveränderungen führen (z. B. Netzverstärkung, Netzausbau und Vorhaltung von Reservekraftwerken). Da unter der Maßnahme jedoch die „Optimierung von bereits bestehenden und in Betrieb befindlichen Anlagen“ verstanden wird, sind die Auswirkungen in dieser Kategorie sehr gering.

Technisches Risiko
Das Schadensmaß eines **technischen Risikos** ist mittelgroß, da im Worst Case heißes Wasser oder Dampf aus dem Wärmeerzeuger austreten und Menschen gefährden könnte. Bei Wärmepumpen wird zusätzlich mit einem geringen kontinuierlich auftretenden Kühlmittelverlust gerechnet /BINE-01 13/, welcher bei Schadhaften Leitungen stark ansteigen kann. Die Eintrittswahrscheinlichkeit davon ist als gering einzustufen, da die Anlagen bereits überwiegend wartungsfrei betrieben werden.

Flächenbedarf
Die NoM hat im Regelfall keinen zusätzlichen Flächenbedarf, da die Anlagen aus dem Primärzweck der Wärmebereitstellung in der Regel in geschlossenen Bauwerken installiert und betrieben werden.

Vorerfahrung
Der **Etabliertheitsgrad und die Vorerfahrung** von und mit elektrischen Heizsystemen sind hoch, da bewährte Technologien zum Einsatz kommen.

Geräuschemission und Schadstoffbelastung
Die NoM verursacht keine wahrnehmbare **Geräuschentwicklung** oder zusätzliche Schadstoffbelastung.

EMV für das Umfeld
Die **elektromagnetische Belastung** für das Umfeld liegt im Betrieb unter den Grenzwerten.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung und Transparenz des Verfahrens
Eine großflächige **Bürgerbeteiligung** ist aufgrund der vernachlässigbaren Umweltauswirkungen bei Installation und Betrieb der Anlagen nicht sinnvoll. Jedoch muss für den Einsatz von netzoptimierenden Steuerungen der jeweilige Endkunde/Anlagenbesitzer miteinbezogen werden. Diese Absprachen finden bei Großanlagen meist über bilaterale Verträge statt. NSH hingegen werden über standardisierte Tarife mit entsprechend hoher Transparenz zum netzoptimierenden Betrieb angereizt.

Gesellschaftliche Solidarität
Die NoM wird durch Anreize initiiert, wodurch keine direkten Kosten für Allgemeinheit entstehen. Zusätzlich ist durch die gesteigerte Integration von Erneuerbaren Energien in die Wärmebereitstellung eine Preisreduktion für Wärme möglich. Dadurch können durch die NoM größere Teile der Bevölkerung profitieren, was sich „eher positiv“ auf die gesellschaftliche Solidarität auswirken kann.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Die dezentrale Lastflexibilisierung kann so erfolgen, dass der **Endverbraucher** nicht in seinem **Handlungsspielraum** eingeschränkt wird bzw. die NoM freiwillig umsetzt. Die Bereitstellung der Flexibilität ist aktuell über reduzierte Netzentgelte anreizgesteuert.

Mediale Berichterstattung

Mit Power2Heat haben sich in den letzten zwei Jahren viele Artikel beschäftigt. Insgesamt lassen sich die Treffer mehrheitlich jedoch Magazinen mit Fachpublikumsbezug zuordnen. Dabei zeichnet sich mehrheitlich ein neutrales bis positives Meinungsbild zu Power2Heat ab. So schreibt Spiegel online: „B*ei der Bundesregierung findet "Power2Heat" offene Ohren, das Konzept hat Eingang in den Koalitionsvertrag gefunden. Was die Politik dafür konkret tun will, ist aber noch offen*“ /RD-01 14/.

Berichte zu Wärmepumpen und Nachtspeicher haben eine auffallend hohe Medienpräsenz im Internet. Allerdings beziehen sich die Artikel mehrheitlich auf die Möglichkeiten und Grenzen zur Eigenverbrauchsoptimierung für Haushaltskunden. Auf die Option zur Netzoptimierung wird in den meisten Artikeln keine Stellung genommen. Nachspeicherheizungen werden wegen ihrer Ineffizienz und ihrer schlechten Regelbarkeit kritischer bewertet, wohingegen Wärmepumpen mit PV-Kombination mehrheitlich positiv bewertet werden.

Kritische Punkte beim Einsatz von Wärmepumpen werden jedoch auch zitiert: "*Die Energiewende muss einhergehen mit Stressabbau im Netz. Bei einer kurzfristigen Umstellung auf Wärmeerzeugung durch Strom entstehen dagegen neue Belastungsspitzen im Winter, die durch neue fossile Regelkraftwerke abgedeckt werden müssten […] eine Wärmepumpen-Schwemme könnte dem Klima also mehr schaden als nützen*“ /WELT-02 16/.

„*Die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe steht und fällt mit der professionellen Einstellung der Anlage*“ und „*Die Wärmepumpe ist übrigens deutlich ressourcenschonender als Brennwertgeräte – wer allerdings an die Umweltfreundlichkeit einer Holz– oder Pelletheizung herankommen und zudem vom Strompreis unabhängig sein möchte, für den empfiehlt sich die Kombination mit einer Fotovoltaik-Anlage*“ /SM-01 16/.

Einflussmöglichkeiten auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes

Der **Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes** bei der Ansteuerung von elektrischen Heizsystemen kann sowohl positiv, als auch negativ sein. Eine positive Bilanz kann beispielsweise durch Konzepte wie der elektrischen Warmwasserbereitung zur Vermeidung von vereinfachtem Einspeisemanagement von PV-Anlagen erreicht werden. Hierbei wird zwar die Einspeisung der PV-Anlage nach § 6 Absatz 2 Satz 2 EEG auf 70 % begrenzt, jedoch die gesamte Erzeugungsleistung genutzt (vgl. /ENERP-02 15/).

Auswirkungen auf das Schutzgut Flora/Fauna und Habitate sowie Veränderungen bzw. Verunreinigung von Boden/Grundwasser

Es sind keine zusätzlichen Auswirkungen auf die Schutzgüter Flora/Fauna und Boden/Wasser durch die NoM Hybridnetze – Power2Heat feststellbar. Durch die Maßnahme findet auch keine Bodenversiegelung statt, da die Anlagen einerseits bereits zur Erfüllung eines anderen Primärnutzens bestehen und zum anderen in geschlossenen Bauwerken betrieben werden.

5.8.4 Ökonomische Grundlagen

Das folgende Kapitel befasst sich einerseits mit den Kosten von Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen, andererseits mit Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen.

Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen

Bei Großtechnischen Anlagen dieser Art wird erwartet, dass nicht nur vorhandene Potenziale genutzt sondern auch weitere Anlagen an strategisch wichtigen Punkten eingerichtet werden können. **Tabelle 5-60** stellt Technoökonomische Kennwerte für Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen mit einem Ausblick auf das Jahr 2030 dar.

Tabelle 5-60: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen*

Kostenart	Betriebsmittel/ Bereich	Beschreibung	Größe	Wert 2015	Wert 2030
Investitionen	Elektroden-heizkessel	Leistungsinstallations-kosten		120 €/kW	120 €/kW
Fixe Betriebskosten		Betriebs- und Wartungsaufwand	bis 50 MW	500 €/a	500 €/a
			ab 50 MW	10 €/MW*a	10 €/MW*a
Wirkungsgrad		Gesamtwirkungsgrad	-	0,99	0,99
Nutzungsdauer		Kalendarisch		17,5 a	17,5 a

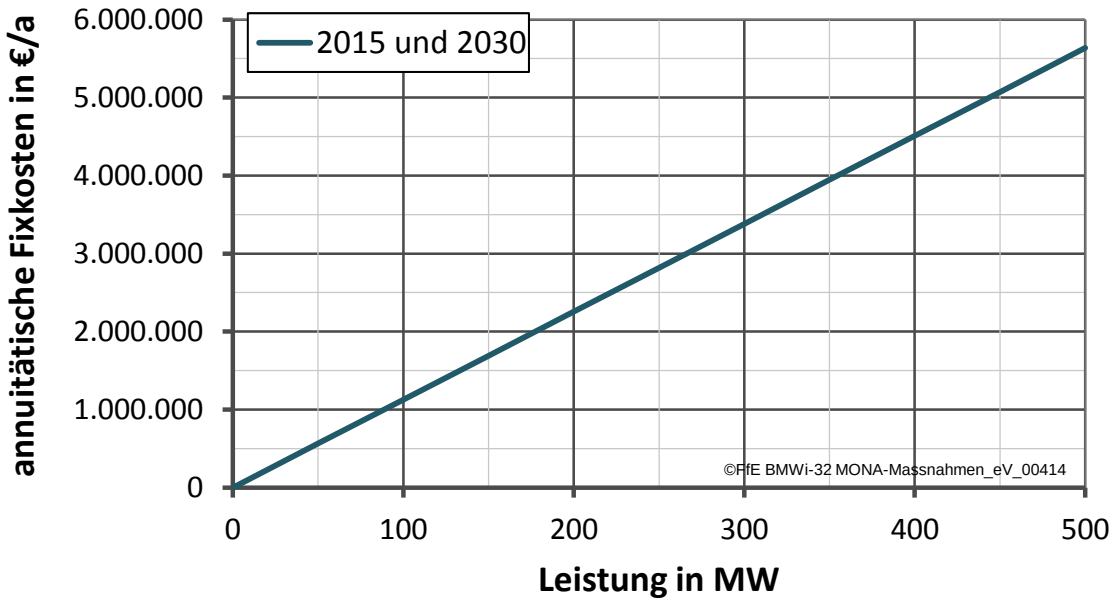


Abbildung 5-124: *Fixkostenverlauf von Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen*

Power2Heat in Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen

Bei der Nutzung kleinerer Anlagen wie Wärmepumpen und elektrischer Speicherheizungen wird angenommen, dass lediglich vorhandene technische Einheiten flexibilisiert werden und demnach ausschließlich Kosten für die Ansteuerung in Form

von IKT und Opportunitätskosten entstehen. Die Herleitung der IKT-Kosten ist dem zugehörigen übergeordneten Kapitel zu entnehmen und ist analog zu DSM. Wird demnach bereits DSM betrieben, oder soll im betroffenen Haushalt in Zukunft DSM betrieben werden, ist (evtl. bis auf die Steuerbox) keine Doppelinvestition in iMSys oder iZ notwendig. **Tabelle 5-61** zeigt die technoökonomische Kennwerte von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen.

Tabelle 5-61: *Technoökonomische Kennwerte für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen*

Parameter	Beschreibung	Wert 2015	Wert 2030
Investitionen	Investitionskosten iMSys	470 €	-
	Betriebskosten iMSys	117 €/a	-
	Investitionskosten zusätzlicher iZ	111 €	111 €
	Betriebskosten zusätzlicher iZ	4,5 €/a	4,5 €/a
	Steuerbox	102 €	102 €
Wirkungsgrad	Elektrischer Gesamtwirkungsgrad	100 %	
Nutzungsdauer	Abschreibungsdauer	13 a	
	Eichprüfung	8 a	

5.8.5 Fazit und Ausblick

Die Netzoptimierende Maßnahme Power2Heat hat vielfältige Ausprägungen. Eine Unterscheidung in zentrale (z. B. Elektrodenheizkessel in Wärmenetzen) und dezentrale Anlagen (z. B. Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen in Wohngebäuden) erscheint vor dem Hintergrund unterschiedlicher Anforderungen und Anlagengrößen bzw. - funktionen sinnvoll. Dezentrale Anlagen sind bereits heute flächendeckend verbreitet und langjährig erprobt. Die Leistungen einzelner Anlagen sind klein. Aktuell werden diese Anlagen überwiegend per Rundsteuersignal oder Zeitschaltuhr geschaltet. Die Netzoptimierende Maßnahme besteht diesbezüglich in der Ansteuerung von Einzelanlagen. Die Ansteuerung kann durch ein IKT-System, bestehend aus Smart Meter, Smart Meter-Gateway und Steuerbox erfolgen. Da vorausgesetzt wird, dass die Anlagen zur Erfüllung des Primärnutzens installiert werden, fallen unter die Kosten der NoM lediglich die der Erschließung der Anlagen. Die Ansteuerung vieler kleiner Anlagen (Anlagenpool) zur Bereitstellung von Regelleistung wurde und wird in verschiedenen Forschungsprojekten/Pilotprojekten untersucht.

Unter zentralen Anlagen werden große Power2Heat-Anlagen in Wärmenetzen verstanden. In den vergangenen drei Jahren wurden viele dieser Anlagen in bestehende KWK-Systeme zur Fernwärmebereitstellung installiert. Diese werden größtenteils als negative Sekundärregelleistung vermarktet und machen hier bereits ¼ der bezuschlagten Leistung aus. Aktuell sind viele weitere Anlagen in der Planungsphase.

Die Netzoptimierende Maßnahme Power2Heat kann durch Spannungshaltung im Verteilnetz einen lokalen Beitrag zur Netzoptimierung leisten, da der Anlagenbetrieb die Spannung aller nachgelagerten Netzanschlusspunkte beeinflusst. Darüber hinaus

kann durch die Maßnahme die nutzbare Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gesteigert werden.

5.9 Hybridnetze – Teil: Power2Gas

Die Technologie Power2Gas (P2G) ist neben Power2Heat der zweite Teil der Netzoptimierenden Maßnahme „Hybridnetze Power2Heat/Gas“ und ermöglicht eine Kopplung des Strom- und Gassektors. Gemäß der Definition von „Netzoptimierung“ im Rahmen von MONA 2030 ist es als eher unwahrscheinlich anzusehen, das P2G-Anlagen bis zum Jahr 2030 primär zur Netzoptimierung errichtet werden, wodurch sich die Netzoptimierende Maßnahme „Hybridnetze Power2Heat/Gas“ vorwiegend auf Power2Heat-Anlagen fokussiert (siehe Kapitel 5.8)

Derzeit befinden sich in Deutschland ca. 30 P2G-Projekte in Betrieb bzw. in Planung, wobei die jeweilige installierte elektrische Leistung zwischen 100 kW und 6 MW variiert (vgl. **Abbildung 5-125**). Die Umsetzung und Anwendung von Power2Gas reicht dabei von der Einspeisung in das Gasnetz, der Herstellung von Kraftstoff bis hin zu dem Anbieten von Systemdienstleistungen (Sekundärregelmarkt). /DENA-03 15/

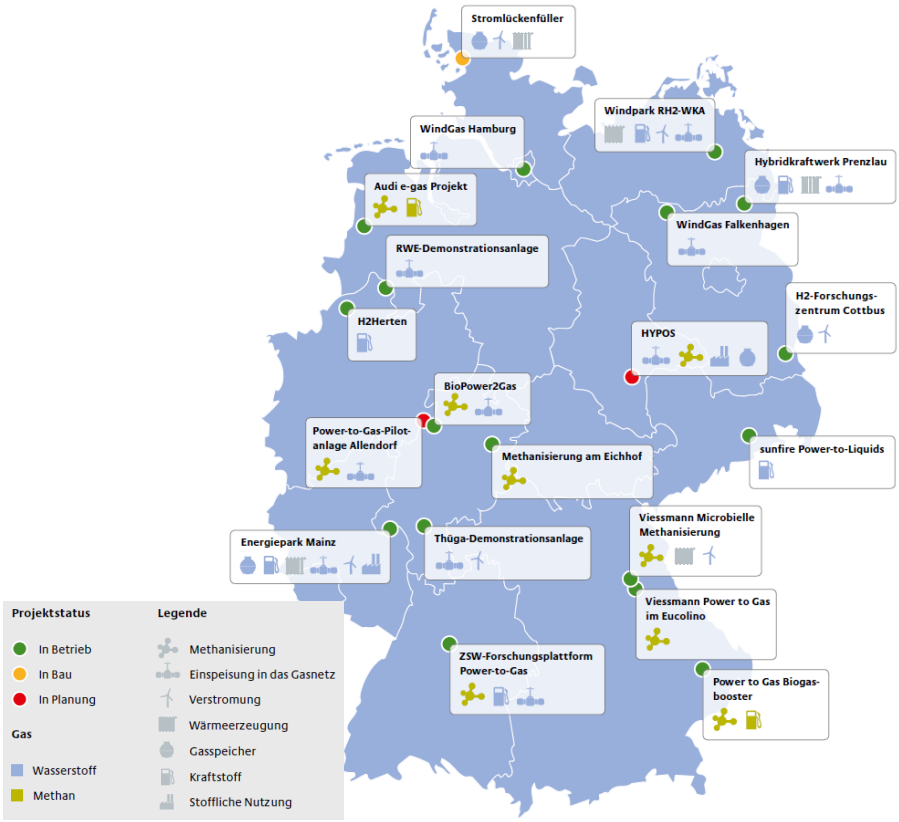


Abbildung 5-125: *Forschungs- und Pilotprojekte in Deutschland nach /DENA-03 15/*

Im Folgenden werden neben dem aktuellen Stand und dem Entwicklungspotenzial von P2G auch der zugehörige rechtliche Rahmen beschreiben sowie die einzelnen Kategorien und Ausprägungen des Morphologischen Kastens auf die Technologie Power2Gas angewandt.

5.9.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Das Konzept von Power2Gas basiert auf der Synthese von Wasser mit Strom in den chemischen Energieträger Wasserstoff (und Sauerstoff). Durch weiterführende Reaktionen mit chemischen Verbindungen wie Kohlenstoffdioxid (CO_2) kann aus dem Wasserstoff u. a. Methan erzeugt werden. Im Rahmen des Betriebes einer P2G-Anlage ergeben sich verschiedene Vermarktungspfade, welche je nach lokalen Standortgegebenheiten sowie dem gewählten Anlagenkonzept variieren. So existieren Betriebsstrategien, die elektrische Leistungsaufnahme in Abhängigkeit vom Strompreis am Spotmarkt zu variieren. Hierfür sind flexible Anlagenkomponenten notwendig, welche ebenso für das Anbieten von Regelleistung zu integrieren sind. Neben der Energieaufnahme bieten die entstehenden Produkte verschiedene Anwendungspfade. Das primäre Erzeugnis einer Power2Gas-Anlage stellt dabei Wasserstoff bzw. Methan dar, welches entweder direkt in der Industrie, im Verkehrssektor oder ins Gasnetz für die zeitlich entkoppelte Verwendung eingesetzt wird. Zusätzlich entstehen während des Betriebes einer P2G-Anlage noch die Sekundärprodukte Sauerstoff und Wärme, welche bei gegebener Infrastruktur verwendet werden können.

5.9.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme

Für die Umsetzung von Power2Gas sind verschiedene Baugruppen notwendig. Abbildung 5-126 stellt die einzelnen Komponenten sowie die Systemgrenzen verschiedener P2G-Konzepte dar. Eine der zentralen Anlagenkomponenten ist dabei die Wasserstofferzeugung mittels elektrischer Energie durch die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff. Ist keine direkte Verwendung des produzierten H_2 vorgesehen, kann optional der produzierte Wasserstoff einem Methanisierungssystem zugeführt werden, in welchem unter Einbringung von Kohlenstoffdioxid (bzw. -monoxid) synthetisches Methan erzeugt wird.

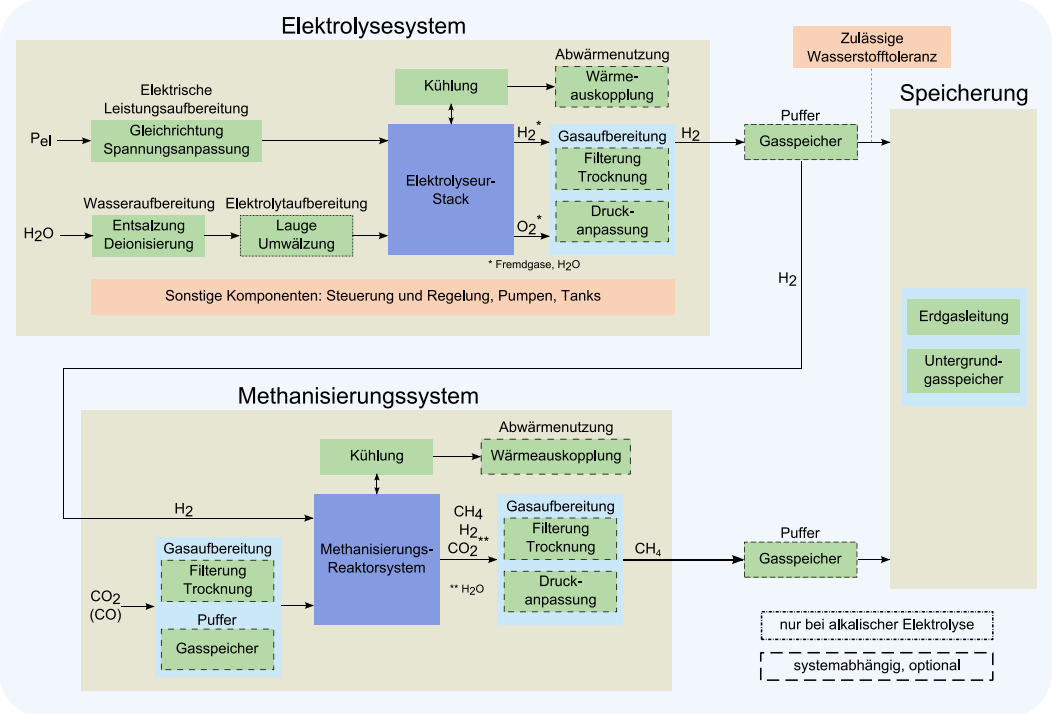


Abbildung 5-126: *Komponenten und Systemgrenzen von P2G-Systemen /FFE-04 16/*

Der in einem Elektrolysesystem erzeugte Wasserstoff ist nach entsprechender Aufbereitung für diverse Anwendungspfade einsetzbar. So ist die direkte Verwendung bspw. im Mobilitätssektor oder auch in der Industrie als Prozessgas möglich. Zusätzlich ist die Einspeisung des Wasserstoffes in das Gasnetz eine weitere Möglichkeit, wodurch die bestehende Gasinfrastruktur als Speicherbaustein erschlossen wird. Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften von Wasserstoff und dem im Gasnetz enthaltenen Erdgasgemisch unterliegt die Wasserstoffeinspeisung gewissen Restriktionen, wodurch der maximale Anteil an Wasserstoff auf einen Bruchteil des Gasdurchflusses am Anschlusspunkt begrenzt ist (vgl. Abschnitt 5.9.2 „Regulatorische Rahmenbedingungen“). In **Abbildung 5-127** ist ein exemplarischer Gasvolumenstrom in einem Verteilnetz über vier Jahre dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass der Gasdurchsatz erheblichen saisonalen Schwankungen unterliegt und im Sommer auf unter 10 Vol.-% des Maximalwertes innerhalb des visualisierten Zeitraums sinkt.

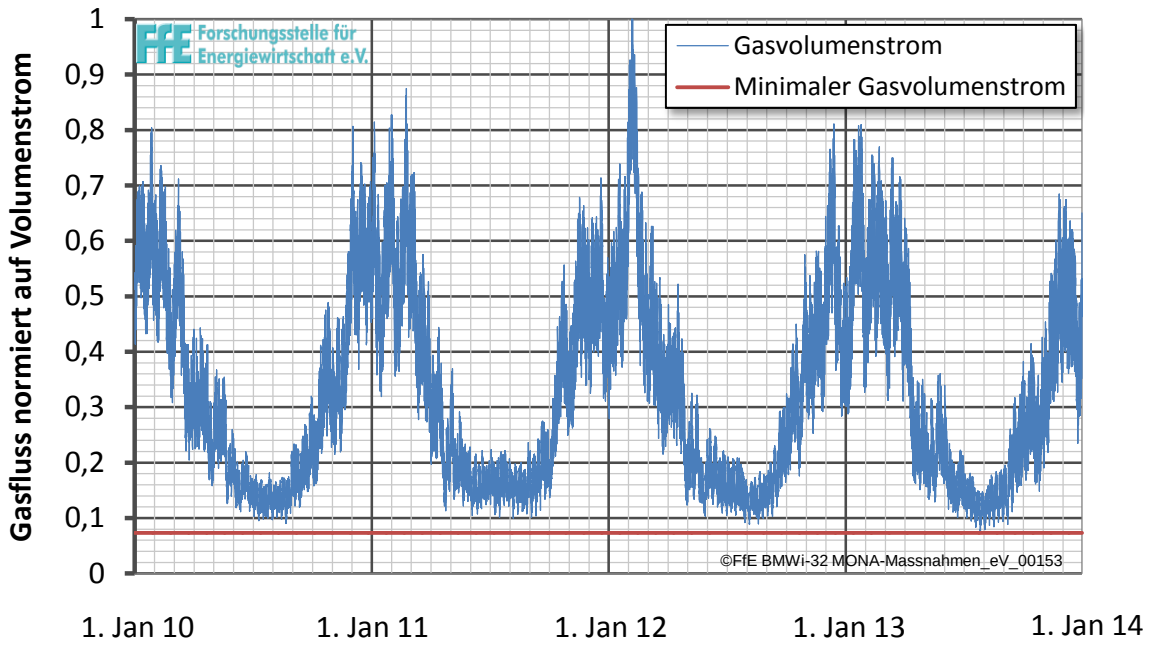


Abbildung 5-127: *Normierter Gasvolumenstrom in einem Verteilnetz über vier Jahre*

Neben den saisonalen Schwankungen variiert der Gasfluss innerhalb eines Tages, wobei die tageszeitlichen Veränderungen im Winter wesentlich deutlicher erkennbar sind (vgl. **Abbildung 5-128**). Ist keine anlageninterne Wasserstoffzwischenspeicherung vorgesehen und besteht die Prämisse einer ganzjährigen Einspeiseverfügbarkeit, ist die integrierbare Wasserstoffleistung aufgrund des maximalen Anteils an Wasserstoff im Netz in Bezug auf den minimalen Gasdurchsatz begrenzt. Enthält das Anlagenkonzept eine Wasserstoffspeicherung mit einer Kapazität von wenigen Stunden, sind zumindest die tageszeitlichen Schwankungen bzgl. des Gasdurchsatzes und somit der Wasserstoffeinspeisung kompensierbar.

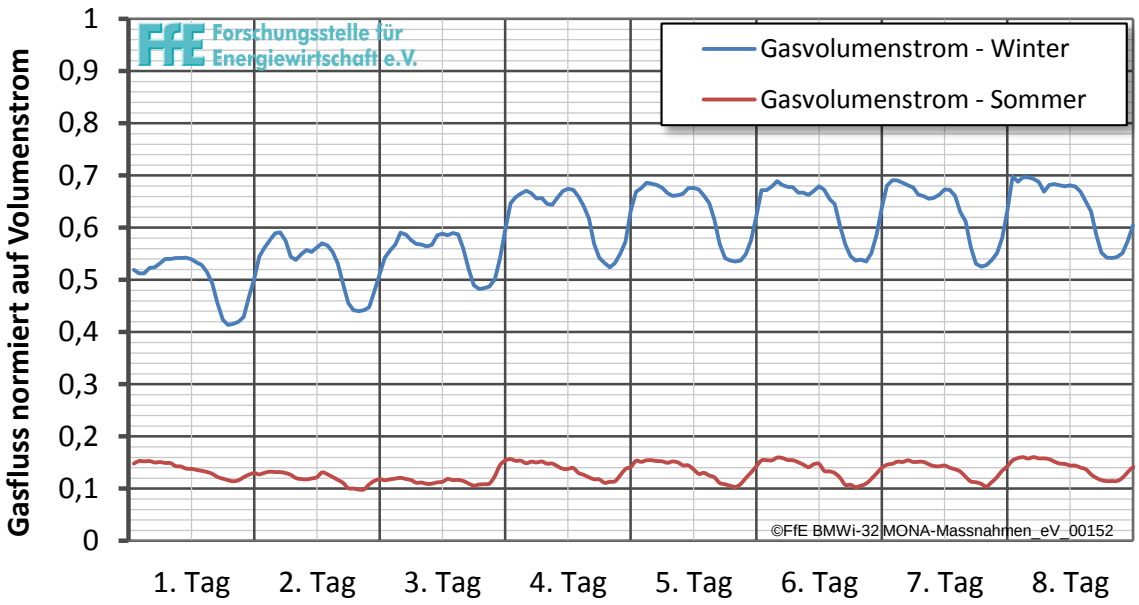


Abbildung 5-128: *Normierter Gasvolumenstrom in einem synthetischen Verteilnetz in einer Winter- und Sommerperiode*

Ist eine Wasserstoffeinspeisung nicht bzw. nur begrenzt möglich, kann der Elektrolyseur um einen zusätzlichen Komponentenblock erweitert werden (vgl. **Abbildung 5-126**). In der Methanisierung erfolgt die Umwandlung von Wasserstoff unter Zumischung von Kohlenstoffdioxid zu synthetischem Methan. Als Kohlenstoffdioxidquelle kann in Abhängigkeit von der Methanisierungsgröße nach /DVGW-03 14/ beispielsweise die Ammoniak-Synthese, Glasherstellung, Oxyfuel-Prozess, Biomassevergasung, Biogasanlagen, Kraft- und Zementwerke verwendet werden. Die Einspeisung von synthetischem Methan hat gegenüber Wasserstoff den Vorteil, dass die einspeisbare Gasmenge lediglich durch den lokalen Zustand des Erdgasnetzes limitiert ist.

*Das **Stromnetz** in Deutschland verfügt über eine Gesamtlänge von ca. **1,75 Millionen Kilometern**, wobei über 90 % im Nieder- und Mittelspannungsbereich umgesetzt sind. Das **Gasnetz** hat hingegen eine Gesamtlänge von **0,5 Millionen Kilometern**, welche sich auf die Hoch-, Mittel- und Niederdruckebene mit 114.000 km, 248.000 km und 162.000 km aufteilen. /BNETZA-30 13/*

Weiterführendes Wissen

+

5.9.1.2 Entwicklungspotenzial

Eine ausführliche Darstellung des aktuellen Standes sowie der künftigen Entwicklung der technoökonomischen Daten von Power2Gas wurde im Projekt „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft durchgeführt. An dieser Stelle sind die aus der Untersuchung resultierenden Ergebnisse in Tabelle 5-62 und Tabelle 5-63 dargestellt. /FFE-04 16/

Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz:
Die technoökonomischen Kennwerte der Einspeisung von Wassersoff in das bestehende Gasnetz sind in **Tabelle 5-62** enthalten.

Tabelle 5-62: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Gas (Wasserstoff)* /FFE-04 16/*

Kategorie	Kennwert	Wert							
		2015		2020		2025		2030	
		AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	0,58	0,61	0,58	0,61	0,6	0,67	0,6	0,67
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Selbstentladeraten der Gasspeicher							
	Lebensdauer in a	28	25	28	25	30	30	30	30
	Aktivierungszeit des Speichers	Aus Standby: 30 s Aus Stillstand: 10 min							
	Leistungsgradient in %/s	1/3	10	1/3	10	1/3	10	1/3	10
	Beladeleistung	anlagenabhängig: kW_{el}- bis zweistelliger MW_{el}-Bereich							
	Speicherkapazität	speichertypabhängig: von mobilen Wasserstofftanks im kWh-Bereich bis hin zur Erdgasinfrastruktur im TWh-Bereich							
	Be-/Entladedauer	speichertypabhängig: bis zu mehrere Tage für Untertage-Erdgasspeicher							
	Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich							
Potenzial	Verfügbares Potenzial	Elektrolyseleistung: 0,5 - 2,5 GW_{el} (Abschätzung bezogen auf die Menge an Wasserstoff, die durch das Erdgasnetz jederzeit aufgenommen werden kann) Speicherkapazität: 235 TWh_{Erdgas} (Speicherung in Untertage-Gasspeichern)							
	Räumliche Verfügbarkeit	räumlich eingeschränkt nur durch Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses bzw. eines Gasspeichers (flächendeckend verteilt)							
	Zeitliche Verfügbarkeit	steht bis auf Wartungsarbeiten prinzipiell ganzjährig zur Verfügung: 8.000 h/a							
Kosten	Investitionen in €/kW	1.000	2.000	833	1.667	667	1.333	500	1.000
		Anlieferung und Aufbau: 10 % der Investitionen							
	Betriebskosten	Variable Betriebskosten: Strombezug							
		Fixe Betriebskosten: 3 % der Investitionen/a							

*AEL = alkalische Elektrolyse oder PEMEL=Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

Es zeigt sich, dass die theoretisch verfügbare Speicherkapazität aufgrund der möglichen Nutzung der bereits bestehenden Gasinfrastruktur sehr hoch ist. Weiterhin ist die zeitliche Verfügbarkeit des Potenzials von P2G neben dem Gasdurchsatz im Netz lediglich durch notwendige Wartungsarbeiten eingeschränkt. Da die Speicherverluste aufgrund vernachlässigbarer Selbstentladeraten gering sind, ist die saisonale Speicherung möglich. Dem großen technischen Potenzial stehen relativ geringe Wirkungsgrade, hohe Investitionen sowie Wasserstoffeinspeise-Restriktionen gegenüber.

Bezüglich des Nutzungsgrads ist zu beachten, dass dieser in der Praxis sehr unterschiedlich ausfallen kann. Hier sind neben der Laststufe des Elektrolyseurs v. a. die Anlagenperipherie (Verdichtung etc.) zu berücksichtigen. Die in Abschnitt 5.9.1.3

vorgestellte Anlage weist bereits heute einen maximalen Wirkungsgrad von bis zu 77 % (bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff) auf, da u. a. auf eine zusätzliche Verdichtung des Wasserstoffes nach der Elektrolyse verzichtet werden kann.

Zusätzlich zu den Kosten für den Strombezug sind die Aufwendungen für Wasser, Entsalzung etc. weitere Bestandteile der variablen Betriebskosten. Diese sind jedoch auf Grund des geringen Einflusses auf die Gasgestehungskosten nicht weiter ausgeführt. Bei den aufgeführten Werten zur Lebensdauer ist zwischen „Anlage“ und „Stack“ zu unterscheiden. Vor allem eine dynamische Betriebsweise des Elektrolyseurs kann zu einer schnelleren Degradation des Stackes führen. /DVGW-03 14/

Umwandlung von Wasserstoff zu Methan:
Neben der Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz ist die Implementierung eines weiteren Prozessschrittes – die sogenannte Methanisierung – möglich. Die zugehörigen technoökonomischen Kennwerte sind in der nachfolgenden **Tabelle 5-63** enthalten.

Tabelle 5-63: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Gas (Methan)* /FFE-04 16/*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
Technische Kennwerte	Wirkungsgrad	0,48			
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Selbstentladeraten der Gasspeicher			
	Lebensdauer in a	23			
	Aktivierungszeit des Speichers	Aus Standby: < 15 min Aus Stillstand: h – 1 d Mit Wasserstoff-Zwischenspeicher: vgl. Elektrolyse			
	Leistungsgradient	10 %/h Mit Wasserstoff-Zwischenspeicher: vgl. Elektrolyse			
	Beladeleistung	anlagenabhängig: kW_{el}- bis zweistelliger MW_{el}-Bereich			
	Speicherkapazität	speichertypabhängig: von mobilen Wasserstofftanks im kWh-Bereich bis hin zur Erdgasinfrastruktur im TWh-Bereich			
	Be-/Entladedauer	speichertypabhängig: bis zu mehrere Tage für Untertage-Erdgasspeicher			
	Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich			
Potenzial	Verfügbares Potenzial	Speicherkapazität: 235 TWh_{Erdgas} (Speicherung in Untertage-Gasspeichern)			
	Räumliche Verfügbarkeit	räumlich eingeschränkt nur durch Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses bzw. eines Gasspeichers und einer CO_2-Quelle (flächendeckend verteilt)			
	Zeitliche Verfügbarkeit	steht bis auf Wartungsarbeiten prinzipiell ganzjährig zur Verfügung: 8.000 h/a			
Kosten	Investitionen in €/kW	1.500	1.333	1.167	1.000
		Anlieferung und Aufbau: 10 % der Investitionen Gasnetzanschluss: 225 €/kW_{Gas}			
	Betriebskosten	Variable Betriebskosten: Strombezug			
		Fixe Betriebskosten: 3 % der Investitionen/a			

*alkalische Elektrolyse und zusätzliche Methanisierung

Für den intermittierenden Betrieb eines Systems inklusive chemischer Methanisierung ist aufgrund der Trägheit des Methanisierungssystems ein Wasserstoff-

Zwischenspeicher notwendig. Dieser ermöglicht eine zeitliche Entkopplung von Wasserstofferzeugung und deren Umwandlung in Methan. Zudem ist eine geeignete CO_2-Quelle (zeitliche Verfügbarkeit, Gasqualität, etc.) erforderlich, welche die Standortwahl der Power2Gas-Anlage einschränkt. Durch den mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten verbundenen Methanisierungsschritt ist jedoch eine ständige Kompatibilität mit der Erdgasinfrastruktur gewährleistet. Die angegebene Lebensdauer bezieht sich auf das Methanisierungssystem, wobei nach /DVGW-03 14/ der Austausch des Katalysators alle 5 Jahre notwendig ist. Alternativ zu der dargestellten chemischen Methanisierung ist die Umwandlung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid durch den Einsatz eines biologischen Reaktors möglich.

Wasserstoff in der Mobilität:
Neben der Einspeisung in das Gasnetz ist die direkte Anwendung des Speichergases in diversen Sektoren möglich. Vor allem die Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Mobilitätssektor ist eine der diskutierten Optionen. Hierbei ist neben der Wasserstofferzeugung eine möglichst flächendeckende Tankstellen-Infrastruktur notwendig, um die Einführung der alternativen Antriebstechnologie zu fördern. Bis Ende des Jahres 2019 sollen in Deutschland ca. 100 Wasserstofftankstellen entstehen, wobei diese bis 2023 planmäßig auf 400 Stationen erweitert werden sollen. In **Abbildung 5-129** sind die Wasserstoffstationen dargestellt, welche sich im Jahr 2016 bzw. 2023 planmäßig bereits in Betrieb bzw. im Aufbau befinden. /ISE-07 13/, /HMY-01 16/

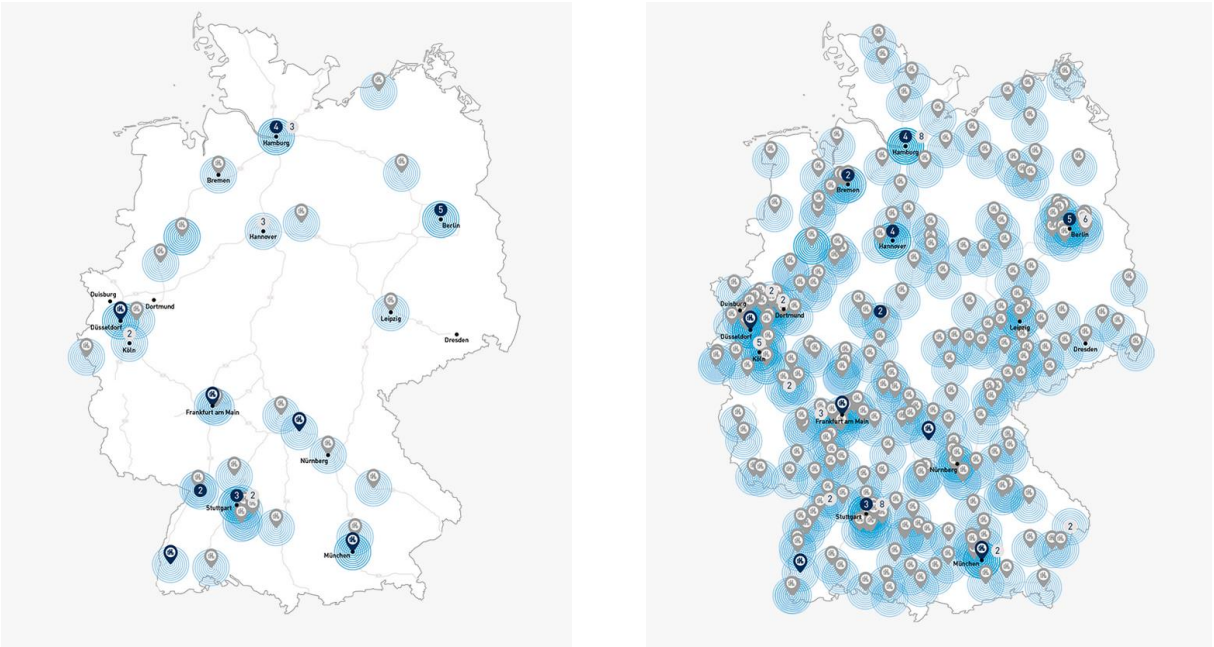


Abbildung 5-129: *Wasserstofftankstellen in Deutschland im Jahr 2016 (links) und 2023 (rechts) /HMY-01 16/*

5.9.1.3 Case Study

In Deutschland existieren derzeit mehrere Power 2 Gas-Projekte, welche neben der Demonstration und Weiterentwicklung der Technologie die Anwendung in verschiedenen Marktsegmenten erproben. Eines dieser Pilotprojekte ist die „Strom zu Gas-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe“. In einer Projektplattform bündeln 13 Unternehmen der Thüga-Gruppe Kapital, um gemeinsam in die Entwicklung der Strom zu Gas-Speichertechnologie zu investieren. Zu diesem Zweck entwickeln, bauen und betreiben die Unternehmen über mehrere Jahre (2012 – 2016) gemeinsam eine eigene Demonstrationsanlage in Frankfurt am Main. Gefördert wird das Projekt vom hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung sowie der Europäischen Union. Der Aufbau des implementieren PEM-Elektrolyseurs („polymer electrolyte membrane“) sowie eine kurze Beschreibung der wichtigsten Baugruppen ist in **Abbildung 5-130** aufgeführt.

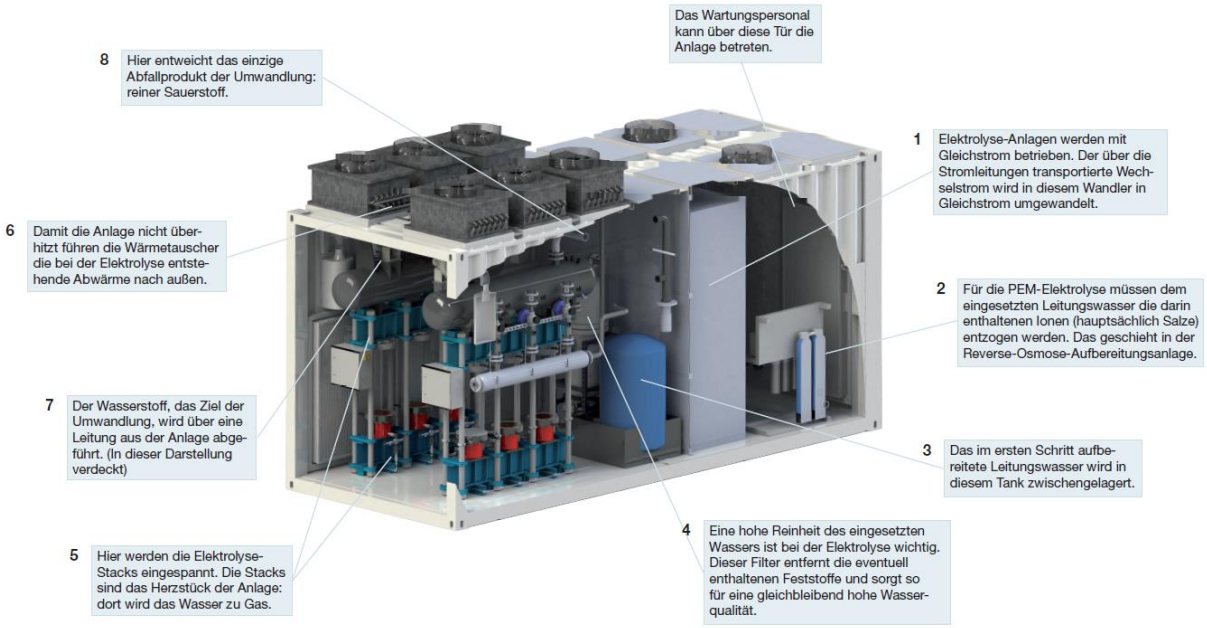


Abbildung 5-130: *Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs des Anlagenherstellers ITM Power /THUEGA-01 15/*

Die Anlage der Thüga-Gruppe und ihrer Projektpartner speist den erzeugten Wasserstoff in das städtische Gasverteilnetz in Frankfurt am Main ein. Aufgrund einer sich in der Nähe befindenden Erdgastankstelle ist der Wasserstoffanteil im Netz auf 2 Vol.-% begrenzt (vgl. **Tabelle 5-64**).

Tabelle 5-64: *Beschreibung und Kenndaten der P2G-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe /THUEGA-01 16/*

Kategorie	Ausprägung
P2G-Konzept	Wasserstofferzeugung mittels PEM-Elektrolyse; Wasserstoffeinspeisung in das Gasverteilnetz Prüfung der technischen Machbarkeit und Sammlung von Betriebserfahrungen zur Einspeisung in die kommunalen Gasverteilnetze
Anlagenstandort	Frankfurt a. Main
Inbetriebnahme	Erstmalige Einspeisung von H_2 in das Erdgasverteilnetz Nov 2013 Offizielle Inbetriebnahme Mai 2014
Elektrische Nenn-Anschlussleistung	Ca. 300 kW_{el}
Lastbereich	50 – 325 kW_{el}
Größe	Elektrolyseur: 2,45 m, 6,0 m, 3,3 m (Höhe, Länge, Breite)
Wasserstoffeinspeisung	60 Nm³/h (bei Nennlast); 3,5 bar; max. 2 Vol.-% H_2 in mit Wasserstoff angereichertes Erdgas
Anlagenwirkungsgrad	64 - 77 % (bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff, abhängig von der Laststufe)
Sekundärer Mehrwert	Präqualifikation für Regelleistungsmarkt (insbesondere Anbieten von negativer Sekundärregelleistung)
Nebenprodukte	Abwärme und Sauerstoff bleiben bisher ungenutzt

Ein Belastungstest im Jahr 2015 bescheinigt der Anlage einen Wirkungsgrad von über 70 % (vgl. **Abbildung 5-131**). Durch die Einspeisung des Wasserstoffes in das Gasverteilnetz mit niedriger Druckstufe ist die Implementierung eines zusätzlichen Verdichters vor der Gaseinspeisung nicht notwendig, wodurch die Kosten reduziert und die Effizienz erhöht wird. Die Nutzung der im Betrieb anfallenden Abwärme bietet zudem das Potenzial, den Anlagenwirkungsgrad zu erhöhen.

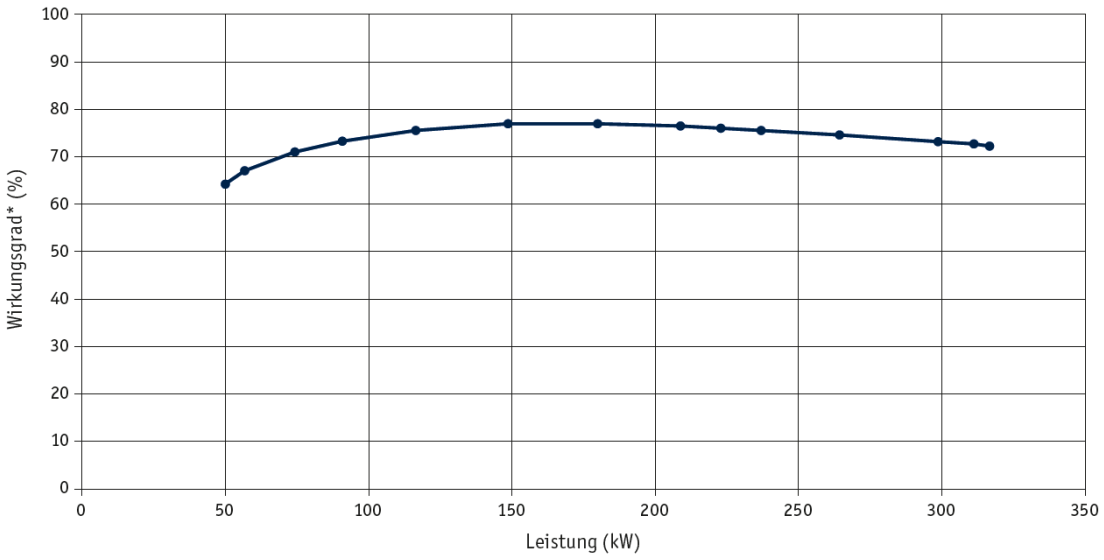


Abbildung 5-131: *Wirkungsgrad der Strom zu Gas-Anlage (*bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff) /THUEGA-01 15/*

Eine variable Betriebsweise des Elektrolyseurs ist für den Einsatz im zukünftigen Energiesystem essentiell, woraus die Anforderung an schnelle Lastwechsel sowie zügige An- und Abfahrvorgänge erfolgt. In **Abbildung 5-132** ist ein Lastprofil des PEM-Elektrolyseurs der Thüga-Gruppe dargestellt, in welchem über mehrere Stunden der Betrieb in unterschiedlichen Lastbereichen sowie Laständerungen durchgeführt wurden.

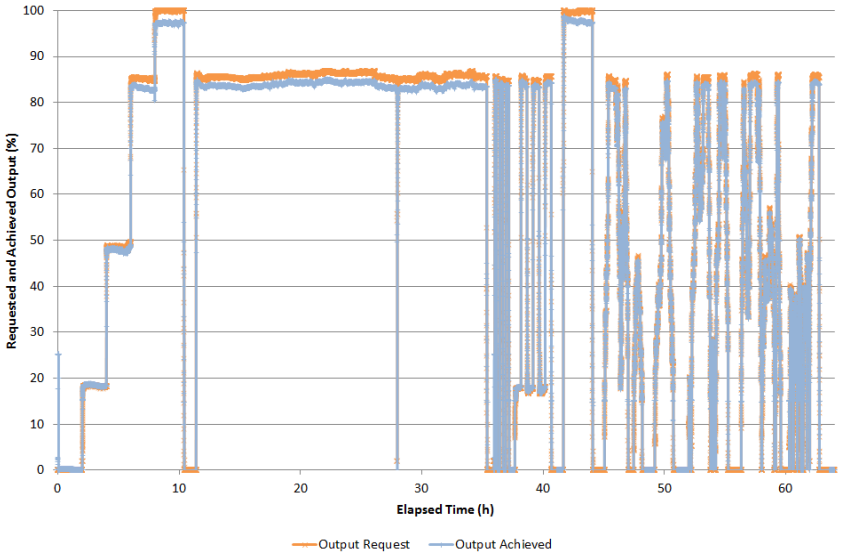


Abbildung 5-132: Erzeugungsprofil des PEM-Elektrolyseurs der Thüga-Gruppe */THUEGA-01 16/*

Für die Berechtigung zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt hat die Anlage den Anforderungen zur Präqualifikation zu entsprechen. Hierfür ist u. a. das Erreichen der zu präqualifizierenden Regelleistung innerhalb des definierten Zeitraums notwendig. Im August 2015 hatte sich die Anlage für den Markt von Sekundärregelenergie präqualifiziert. Durch das Anbieten von Sekundärregelleistung bietet die Anlage somit einen sekundären Mehrwert zur Netzoptimierung im Rahmen der Definition in MONA 2030.

In weiterführenden Untersuchungen erfolgt die Integration der Anlage in ein sogenanntes „virtuelles Smart Grid“. Durch den Zusammenschluss von regenerativen Erzeugungsanlagen, dem Stromverbrauch, einem Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie der P2G-Anlage entsteht ein virtuelles, hybrides Kraftwerk, welches die Residuallast abbildet und diese durch entsprechende Fahrweise des BHKWs bzw. der P2G-Anlage ausgleicht. „Virtuelles Smart Grid“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Anlagen real und in Echtzeit an unterschiedlichen Standorten betrieben werden, wobei die Zusammenschaltung der Anlagen nicht physikalisch innerhalb eines Netzes, sondern virtuell in einer Computersimulation erfolgt (vgl. **Abbildung 5-133**).

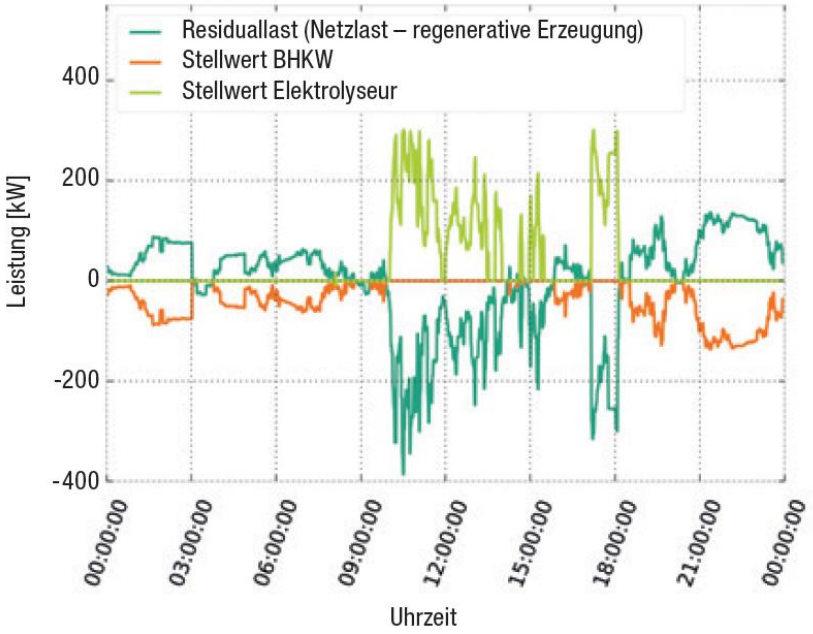


Abbildung 5-133: Lastverlauf des BHKW, Elektrolyseurs sowie der Residuallast im virtuellen Smart Grid /DVGW-01 16/

Diese Fähigkeit ist entscheidend, um die Strom zu Gas-Technologie zur Speicherung größerer Energiemengen einzusetzen, denn sie erfüllt ihren Zweck erst dann, wenn sie automatisch auf sich ständig ändernde Bedingungen in der Erzeugung und beim Verbrauch reagiert. /DVGW-01 16/

Zudem konnte mit der Anlage in Frankfurt gezeigt werden, dass die Strom zu Gas-Technologie prinzipiell auch für Primärregelenergiemarkt geeignet ist. Dazu wurde mit der Anlage das Präqualifikationsprofil - der sogenannten „Doppelhöckertest“ - für Primärregelleistung erfolgreich abgefahren. Bei dem Test wurde geprüft, ob die Anlage die Vorgaben für Regelgeschwindigkeit und -genauigkeit erfüllt. Zudem wurde der Anlage ein Lastprofil vorgegeben, das die Frequenzschwankungen in einem realen Stromverteilnetz in sekundengenauer Auflösung widerspiegelt. Damit wurde ein Einsatz der Anlage unter Praxisbedingungen zum Ausgleich von Frequenzschwankungen im Netz simuliert. /THUEGA-02 16/

5.9.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Im Rahmen der Betrachtung von Power2Gas sowie den zugehörigen rechtlichen wie regulatorischen Rahmenbedingungen sind die Aufwendungen bzw. Befreiungen für den Strombezug sowie für die Einspeisung des erzeugten Gases zu berücksichtigen.

Strombezug:
Neben den Investitionskosten sind die Betriebskosten ein entscheidender Faktor für die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Power2Gas, welche von den Aufwendungen für den Strombezug maßgeblich geprägt werden. In den Paragraphen des EEG und EnWG sind an vielen Stellen Regelungen aufgeführt, welche die Energiebezugsaufwendungen von P2G-Anlagen beeinflussen.

Für die Einordnung der einzelnen Bestandteile ist in **Abbildung 5-134** die Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises in Deutschland für das Jahr 2015

dargestellt. Es wird ersichtlich, dass mehr als 50 % der Kosten für Steuern, Umlagen und Abgaben zu entrichten sind, wohingegen Beschaffung (Vertrieb) sowie Netzentgelte jeweils ca. ein Viertel der Kosten verursachen. Bei P2G-Anlagen kann je nach installierter Größe die prozentuale Zusammensetzung sowie das Vorhandensein der Bestandteile variieren.

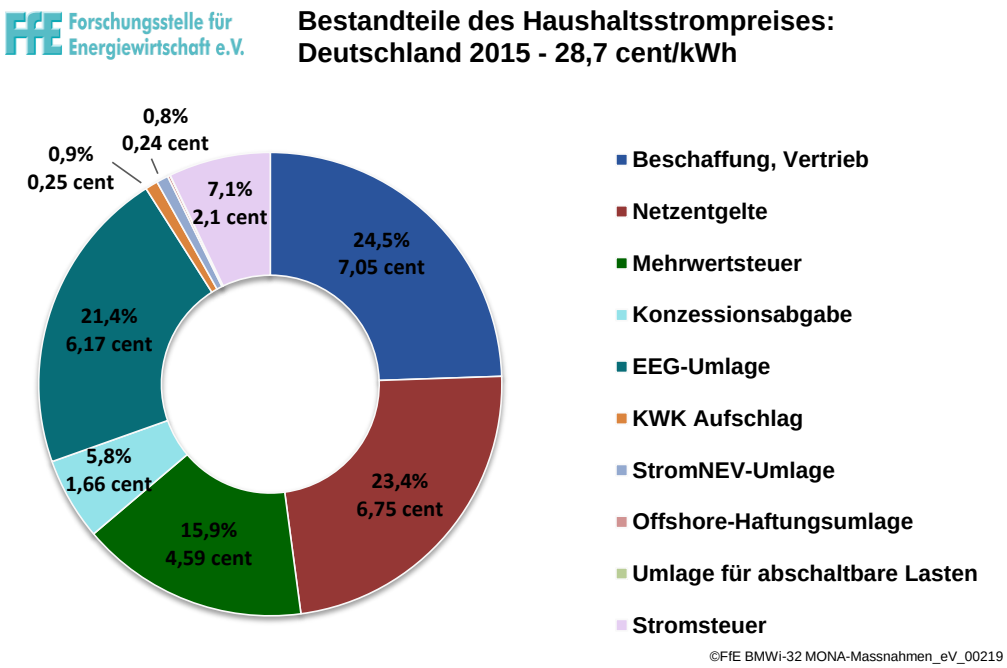


Abbildung 5-134: *Prozentuale Zusammensetzung des Strompreises in Deutschland (Umlage für abschaltbare Lasten und Offshore-Haftungsumlage nicht erkennbar), nach /BDEW-01 15/*

Eine grundsätzliche Befreiung von P2G-Anlagen in Bezug auf die Zahlung der **EEG-Umlage** ist nach derzeitiger gesetzlicher Lage nicht vorgesehen. Eine Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage ist nach § 60 Abs. 3 EEG jedoch möglich, wenn der bezogene Strom zur Erzeugung von Speichergas Verwendung findet, das in das Erdgasnetz eingespeist und zur Stromerzeugung eingesetzt wird. /ET-04 15/

*Nach § 5 Nr. 29 EEG 2014 ist **Speichergas** wie folgt definiert: "[…] jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird".*

Definition

P2G-Anlagen sind nach § 118 Abs. 6 EnWG bis zu einer Inbetriebnahme vor dem 4. August 2026 für den Betriebszeitraum von 20 Jahren von der Entrichtung der **Netzentgelte** befreit. Dabei besteht für das erzeugte Gas keine Rückverstromungsanforderung, wodurch das produzierte Gas außerhalb des

Stromsektors genutzt werden kann. Diese Regelung gilt für den Fall, dass das Gas gemäß EnWG als Biogas zu interpretieren ist. /ET-04 15/

*Nach § 3 Nr. 10c EnWG ist **Biogas** wie folgt definiert: "Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist […] und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlenstoffdioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen […] stammen".*

Definition

Der in der Definition aufgeführte Ausdruck „weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen" bedeutet, dass ein Herkunftsnachweis mit mindestens 80 % Erneuerbaren Energien vorhanden sein muss. /EEG-02 14/

Gemäß § 9a Nr. 1 StromStG sind Elektrolyseanlagen auf Antrag vollständig von der Entrichtung der **Stromsteuer** befreit. Im Gegensatz zur Stromsteuer ist die Rechtslage in Bezug auf die mögliche Befreiung von weiteren Umlagen und Abgaben noch nicht endgültig geklärt. In diesen noch zu klärenden Bereich fällt die **Konzessionsabgabe**, **KWK-Umlage**, **Offshore-Haftungsumlage** und die **StromNEV-Umlage**. /ET-04 15/

Gasanschluss

Der Betreiber einer P2G-Anlage wird bei Interpretation des erzeugten Gases als Biogas gemäß § 3 Nr. 10c EnWG von den Entgelten für die Einspeisung des Gases befreit (§ 118 Nr. 6 EnWG). Zusätzlich übernimmt der Anlagenbetreiber nach § 33 Nr. 1 GasNZV nur 25 % der Netzanschlusskosten (maximal 250.000 €) und erhält nach § 20a GasNEV eine Vergütung von 0,7 ct/kWh für vermiedene Netznutzungsentgelte. Darüber hinaus hat der Netzbetreiber die Verfügbarkeit des Netzanschlusses zu 96 % sicherzustellen. In § 37 der GasNEV ist eine jährliche Prüfung der Vergütungshöhe durch die Bundesregierung festgeschrieben. /FFE-04 16/

Die derzeit zugelassenen Wasserstofftoleranzen der Komponenten des Erdgasnetzes werden in /DVGW-01 13/ dargelegt und sind in **Abbildung 5-135** dargestellt. Demnach kann für die bestehende Erdgasinfrastruktur weitestgehend von einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% im Erdgas ausgegangen werden. Forschungsbedarf besteht insbesondere für die zugelassene Wasserstoffkonzentration in Erdgasspeichern (vor allem Porenspeichern), Gasturbinen und Erdgastanks in Fahrzeugen /DVGW-01 13/. Berücksichtigt man alle Komponenten der Erdgasinfrastruktur für den Stand der Technik, ergibt sich eine zulässige Wasserstofftoleranz von 2 Vol.-%, wie sie insbesondere für Erdgasfahrzeuge (Tank) festgelegt ist. /FFE-04 16/

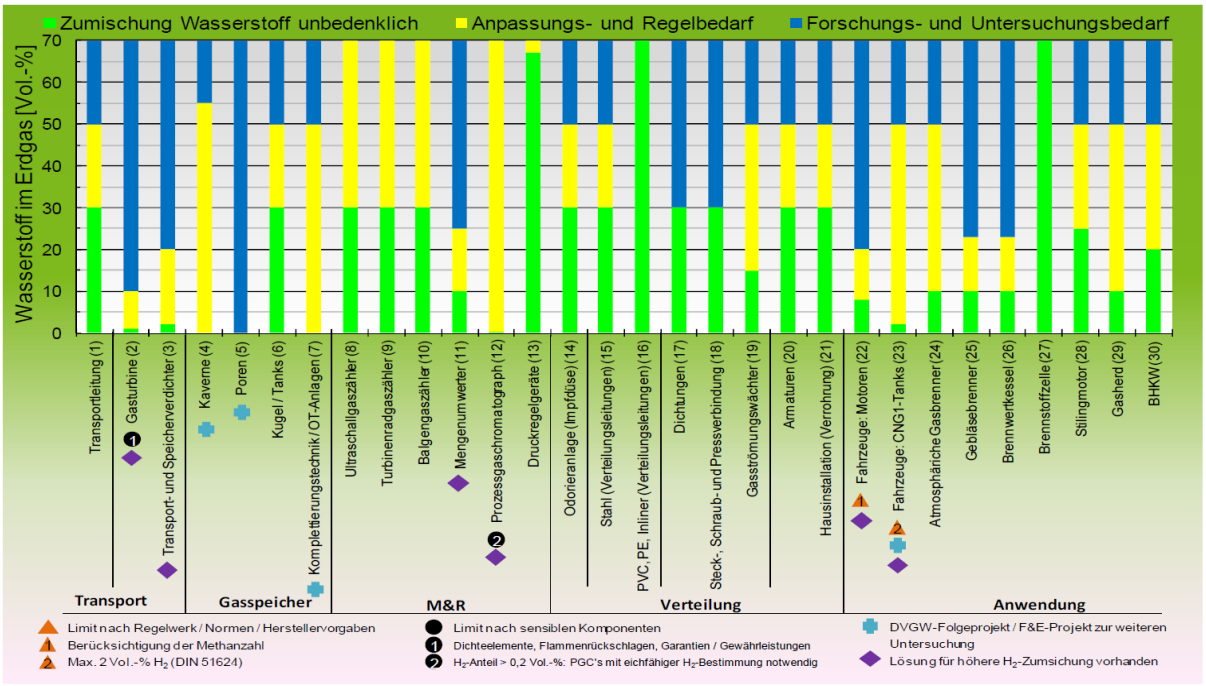


Abbildung 5-135: *Wasserstofftoleranz der einzelnen Komponenten des Erdgasnetzes (Stand der Technik), /DVGW-01 13/*

Neben der Wasserstofftoleranz der Elemente der Gasinfrastruktur sind weiterhin die brenntechnischen Eigenschaften des entstehenden Gasgemisches durch die Einspeisung von Wasserstoff in den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des DVGW zu beachten.

Ausblick – EEG 2016:
Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz, welches ab dem 1. Januar 2017 größtenteils in Kraft treten soll, hat in § 13 eine neue Regelung für Übertragungsnetzbetreiber, welche in den Netzausbaugebieten zuschaltbare Lasten mit einer Gesamtleistung von 2 GW unter Vertrag nehmen können. Vorrangig sollen P2H-Anlagen genutzt werden, wobei auch andere Technologien, sofern diese geeignet sind, berücksichtigt werden können. Welche Technologien potenziell möglich sind und wie die Umsetzung erfolgt, werden die ersten praktischen Anwendungen zeigen. /EEG-02 16/

5.9.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Um die Grundlage für eine Vergleichbarkeit der einzelnen NOM zu schaffen, erfolgt die Bewertung von Power2Gas durch die Anwendung eines Morphologischen Kastens. Dieser enthält 67 Einzelkriterien, welche in den vier Kategorien „Technologie“, „Gesellschaft und Umwelt“, „Wirtschaft“ sowie „Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung“ zusammengefasst sind. Bei Bedarf wird zudem die Erschließung von bestehenden Power2Gas-Anlagen zur Netzoptimierung betrachtet.

5.9.3.1 Technologie

Nachfolgend ist die Bewertung von Power2Gas als Netzoptimierende Maßnahme in der Kategorie „Technologie“ des Morphologischen Kastens dargestellt

Netzebene
Power2Gas-Anlagen sind grundsätzlich in verschiedene Netzebenen integrierbar, wobei der Bedarf eines Transformators zur Spannungsreduzierung entstehen kann. Je nach Anwendungsfall ist der Einsatz in der Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsebene möglich. /DVGW-02 15/

Einsatzort
Analog zu der Netzebene sind bzgl. des Einsatzortes ebenso mehrere Ausprägungen denkbar, da es aus Sicht des Stromnetzes keine grundsätzlichen Ausschlussstandorte gibt. So könnte beispielsweise der Einsatz an der Sammelschiene einer Ortsnetzstation auf Niederspannungsseite eine unverhältnismäßig hohe Rückspeisung über den Transformator verhindern. Weiterhin sind Anwendungen im Netzstrang möglich, wodurch die Power2Gas-Anlage als flexible Last die Spannung mit beeinflussen kann.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Power2Gas-Anlagen sind grundsätzlich mehrfach je Netzgebiet, jedoch nur einmal je Einsatzort einsetzbar. Zwar erscheint es prinzipiell möglich, mehrere P2G-Anlagen in einem Niederspannungsstrang zu implementieren, wobei dies im Hinblick auf das Betrachtungsjahr 2030 als unwahrscheinlich einzuschätzen ist.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Das Leistungsspektrum der in Deutschland geplanten bzw. bereits installierten P2G-Anlagen liegt nach /DENA-03 15/ zwischen 100 kW_{el} und 6 MW_{el} (Stand: August 2015). Im Hinblick auf das Jahr 2030 ist eine weitere Ausdehnung des Leistungsspektrums möglich. Limitierend auf die Anlagengröße können bei der Gaseinspeisung der Gasdurchfluss im Netz und die maximal mögliche elektrische Anschlussleistung je Netzebene sein.

Regelbarkeit
Die Flexibilität und Regelbarkeit von Power2Gas ist von mehreren Faktoren abhängig: So hat das Anlagendesign sowie die Auswahl der einzelnen Komponenten starken Einfluss auf den dynamischen Betrieb. Der Einsatz eines Elektrolyseurs auf Basis der PEM-Technologie ermöglicht einen flexibleren Betrieb als ein alkalisches System. Neben der Elektrolyse ist die Methanisierungsart zu berücksichtigen, wobei der biologischen Variante eine höhere Flexibilität als der chemischen Methanisierung zugesprochen wird. Die Implementierung einer anlageninternen Wasserstoffpufferung ermöglicht die zeitliche Entkopplung zwischen Elektrolyse und Methanisierung, wodurch die Flexibilität und Regelbarkeit erhöht wird. Neben den anlagenspezifischen Komponenten ist der Standort bzw. der Gaseinspeisepunkt weiterhin zu beachten. Vor allem bei der Einspeisung von Wasserstoff kann der aktuelle Gasdurchfluss die einspeisbare Menge und somit die elektrische Aufnahmekapazität reduzieren. Im Allgemeinen ist in Bezug auf Power2Gas-Anlagen ein dynamischer Einsatz möglich, wobei aufgrund der genannten Restriktionen eine mittlere Flexibilität erreicht wird. /STER-01 14/

Ansprechzeit
Für die Ansprechzeit einer Power2Gas-Anlage sind die Fähigkeiten des Elektrolyseurs entscheidend. Dabei können Startvorgänge aus dem Stand-By und Laständerungen während des Betriebes innerhalb von Sekunden umgesetzt werden, wohingegen das

Hochfahren aus dem Kaltstart heraus mehrere Minuten dauern kann. Im Allgemeinen sind jedoch schnelle Ansprechzeiten umsetzbar. /FFE-04 16/

Leistungsgradient
Der für das Stromnetz entscheidende Leistungsgradient einer P2G-Anlage ist die Fähigkeit des Elektrolyseurs zur Laständerung. Eine eventuell nachgeschaltete Methanisierungseinheit (auf chemischer Basis) weist zwar einen relativ niedrigen Leistungsgradienten auf, ist aber in der Regel über eine Wasserstoff-zwischenspeicherung von der Elektrolyse zeitlich entkoppelt. Bei alkalischen Wasserstofferzeugern liegt der Leistungsgradient bei ca. 20 %/Minute, wohingegen PEM-Systeme bis zu 10 %/Sekunde erreichen können (vgl. Abschnitt 5.9.1.2). Einige der aktuellen P2G-Demonstrationsprojekte in Deutschland nehmen am Sekundär-regelleistungsmarkt teil und entsprechen somit den zeitlichen Präqualifikations-anforderungen. Aus den Ausführungen ist somit ein hoher Leistungsgradient ableitbar.

Regelgenauigkeit
P2G-Anlagen regeln nicht direkt die Spannung wie beispielsweise ein Längsregler, sondern nehmen durch die Aufnahme von Energie als zusätzlicher Verbraucher indirekt Einfluss auf die Spannung am Anschlusspunkt. Eine generelle Quantifizierung der Einflussnahme ist dabei nicht möglich, da zum einen die aktuelle Leistung im Strang und zum anderen die installierte elektrische Leistung der P2G-Anlage zu berücksichtigen ist. Somit ist eine Regelgenauigkeit in Bezug auf die Spannungsbeeinflussung nicht quantifizierbar.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Ob Veränderung bzgl. der Verlustbilanz im Netzgebiet durch den Einsatz von P2G-Anlagen auftreten bzw. welche Höhe diese aufweisen ist nicht quantifizierbar.

Abrufbarkeit und zeitliche Verfügbarkeit
P2G-Anlagen können grundsätzlich dauerhaft betrieben werden, wobei die Einspeiseleistung jahreszeitabhängig ist. Als limitierender Faktor tritt hier der minimale Gasfluss im Netz auf, welcher die Einspeisung von Wasserstoff sowie synthetischem Methan limitiert (vgl. Abbildung 5-127).

Wirkungsgrad der NoM
Der Wirkungsgrad zur Netzoptimierung von P2G ist definitionsgemäß 100%, da der Elektrolyseur bei zu hoher bzw. zu niedriger Spannung/Frequenz mehr oder weniger elektrische Energie aus dem Netz aufnimmt. Der Anlagenwirkungsgrad ist jedoch deutlich geringer (vgl. Abschnitt 5.9.1.2 und 5.9.1.3), wobei das Power2Gas-Konzept (mit oder ohne Methanisierung), die Nutzung von Abwärme sowie der Gas-Einspeisepunkt (eventuell zusätzlicher Verdichter) zu berücksichtigen sind.

Überlastfähigkeit
Je nach Ausführung des Elektrolyseurs kann dieser durch Erhöhung der Stromdichte über einen kurzen Zeitraum in Überlast gehen, falls die zugehörige Anlagenperipherie für die höhere Stromaufnahme dimensioniert ist. Bei alkalischen Systemen ist eine Überlastfähigkeit von 150 %, bei PEM zwischen 200 % (Dauerbetrieb) und 300 % (Minutenbereich) zur erreichen. Zu beachten ist jedoch, dass durch die erhöhte

Stromdichte Degradierungserscheinungen auftreten und somit die Lebensdauer reduziert werden kann. /DVGW-01 13/

Störungsanfälligkeit und Aufwand für Störungsbeseitigung
Sollte die P2G-Anlage aufgrund von möglichen Störungen nicht betriebsbereit sein, hätte dies relativ geringe Auswirkungen auf den umliegenden Netzbetrieb, da durch die Anlage ein schaltbarer Verbraucher ausfällt. Da es sich aktuell um eine noch relativ neue Technologie handelt, ist von einer mittleren Störungsanfälligkeit auszugehen, wobei für die Störungsbeseitigung aufgrund der oftmals gegebenen Möglichkeit zur Ferndiagnose ein geringer Aufwand zu berücksichtigen ist. Da bisher nur einige wenige Pilot- und Demonstrationsprojekte umgesetzt wurden, sind genaue Zahlen über die Störanfälligkeit noch nicht verfügbar.

IKT-Bedarf der NoM
Power2Gas-Anlagen sind oftmals in eine Leitwarte o. ä. integriert, wodurch **kein zusätzlicher IKT-Bedarf** für die Erschließung von P2G-Anlagen als Netzoptimierende Maßnahme entsteht.

Technology Readiness Level
Die derzeitigen P2G-Projekte dienen überwiegend dem Forschungs- und Demonstrationszweck, wobei die technische, wirtschaftliche und regulatorische Etablierung im Vordergrund steht. Zudem erfolgt die Präqualifizierung von Anlagen für den Sekundärregelleistungsmarkt, wodurch aktuell in Bezug auf das Technology Readiness Level von einem „qualifizierten System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich“ zu sprechen ist. Sollte die Technologie Power2Gas weiter forciert werden, ist bis zum Jahr 2030 das Technology Readiness Level 9 „Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes“ erreichbar.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Die Erweiterung einer bestehenden P2G-Anlage zur Netzoptimierung hat erwartungsgemäß **keine Auswirkungen** in Bezug auf die Kurzschlussleistung.

Spannungshaltung
Der Einsatz von P2G-Anlagen kann die Spannung als zusätzlicher bzw. abschaltbarer Verbraucher beeinflussen. In welchen Teilen des Netzes sich die Spannungsänderung auswirkt, hängt von dem gewählten Installationsort (Sammelschiene, Strangende etc.) ab. Über die Höhe des Spannungshaltungspotenzials ist keine generelle Aussage möglich, da das Leistungsverhältnis zwischen der P2G-Anlage und der aktuellen Last im Netz ausschlaggebend ist und dies zeitlich sowie standortabhängig variiert.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Die Erzeugung von Wasserstoff mittels alkalischer- bzw. PEM-Elektrolyse erfordert die Gleichrichtung der Netzspannung. Die hierfür notwendige Leistungselektronik ist prinzipiell dafür geeignet, lastunabhängig den Winkel zwischen Spannung und Strom und somit das Blindleistungsverhalten zu verändern. Dies ist jedoch nur ein Teilaspekt der aktuellen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich Power2Gas. Dennoch gewinnt die Integration von dezentralen Blindleistungskomponenten an

Bedeutung, wodurch im Hinblick auf das Jahr 2030 die Möglichkeit des induktiven sowie kapazitiven Blindleistungsverhaltens besteht.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Durch die Implementierung von Power2Gas-Anlagen sind **keine Änderungen** der maximalen Stromtragfähigkeit von Netzbetriebsmitteln zu erwarten. Es ist jedoch zu beachten, dass durch den Einsatz von P2G-Anlagen (in Abhängigkeit vom Installationsort) die Belastung der Netzbetriebsmittel (Leitung, Transformator etc.) reduziert werden kann.

5.9.3.2 Wirtschaft

Als weitere Kategorie werden zehn Kriterien aus dem Bereich „Wirtschaft“ betrachtet.

Akteur
Da es sich bei Power2Gas um eine relativ neue Technologie handelt und bisher überwiegend Demonstrations- und Forschungsprojekte realisiert wurden, ist die Frage des Akteurs auch im Hinblick auf das Jahr 2030 nicht endgültig zu beantworten. Unterstützend wirkt zudem, dass sich die aktuellen Diskussionen im Bereich von Power2Gas mit dem Generieren von Geschäftsmodellen und somit auch den künftigen Akteuren beschäftigt.

Investitionen und fixe Betriebskosten
Für den Einsatz von bestehenden P2G-Anlagen zur Netzoptimierung sind keine zusätzlichen Investitionen vorzunehmen. Die Aufwendungen für die Anschaffung von P2G-Anlagen sind abhängig von der Wahl der Technologie sowie des Standortes (vgl. Abschnitt 5.9.1.2). Zudem ergeben sich keine zusätzlichen fixen Betriebskosten.

Variable Betriebskosten
Die variablen Betriebskosten werden geprägt durch die Aufwendungen für den Bezug von elektrischer Energie, wobei P2G-Anlagen von bestimmten Umlagen befreit sind (vgl. Kapitel 5.9.2). Neben den Kosten für Strom können weitere Ausgaben anfallen, welche hier jedoch unberücksichtigt bleiben (Wasser, Zusatzstoffe für Methanisierung etc.).

Lebensdauer
Die Lebensdauer einer Power2Gas-Anlage ist von der Wahl der Komponenten abhängig und beträgt zwischen 23 und 30 Jahren (vgl. Abschnitt 5.9.1.2).

Regulatorische Abschreibungsdauer
Da P2G kein Netzbetriebsmittel ist, sind keine Abschreibungsdauern im regulierten Markt erforderlich.

Einnahmepotenzial für Akteur
Die wirtschaftliche Darstellbarkeit von P2G – mit oder ohne NoM – ist aufgrund der hohen Investitionskosten aktuell eine der größten Herausforderungen. In **Abbildung 5-136** sind die verschiedenen Erlöspotenziale dargestellt, welche durch den Einsatz von Power2Gas-Anlagen generiert werden können.

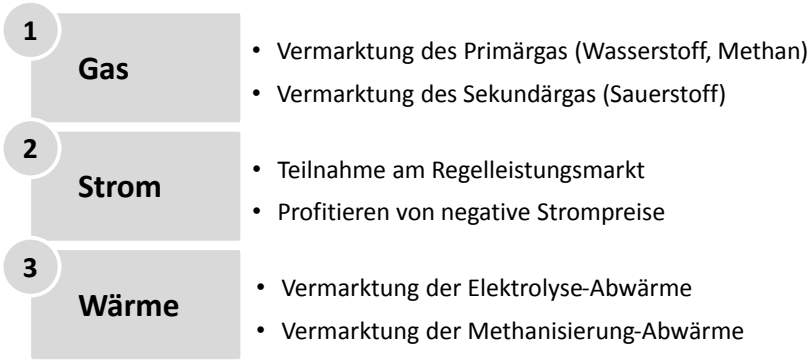


Abbildung 5-136: *Sektorenabhängiges Erlöspotenzial durch den Einsatz von Power2Gas-Anlagen*

Welche der Erlöspfade greifen, hängt zum einen vom Standort (Wärmesenke und Abnehmer für Sauerstoff vorhanden?) und zum anderen vom energiewirtschaftlichen Umfeld (Bezug von negativen Strompreisen möglich?) ab. Eine Quantifizierung in Hinblick auf 2030 ist daher nicht zu treffen.

Kostenwälzung
Die Kosten, die durch die Teilnahme von Power2Gas am Regelleistungsmarkt entstehen, werden wie bei allen aktiven Anlagen am Regelleistungsmarkt vom Übertragungsnetzbetreiber gedeckt, welcher wiederum die Kosten auf die Netzentgelte und somit die Endverbraucher umlegt.

Regulatorische Praktikabilität
Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind in Abschnitt 0 aufgeführt, wobei die Ausprägung „etabliert, Anpassungen wahrscheinlich“ vor allem im Hinblick auf das Jahr 2030 in Bezug auf Power2Gas zu sehen ist. Anpassungen können im Bereich der Wasserstofftoleranz im Gasnetz sowie die Befreiung von Umlagen und Abgaben im Bereich des Strombezuges erwartet werden.

Einordnung der NoM
Da es sich bei P2G-Anlagen nicht um klassische Netzbetriebsmittel handelt, sind sie den netzorientierten Maßnahmen zuzuordnen.

Durchdringungspotenzial
Das grundsätzliche Durchdringungspotenzial wird von der Verbreitung dieser relativ neuen Technologie bestimmt. Welche der installierten Anlagen für die Netzoptimierung eingesetzt werden können, ist beispielsweise vom Primärnutzen der Anlage abhängig. So können Wasserstofftankstallen mit Vor-Ort-Erzeugung nur dann zur Netzoptimierung eingesetzt werden, wenn die Speicherfüllstände eine alternative Betriebsstrategie erlauben. Zudem sind die Restriktionen des Gasnetzes (vgl. Abschnitt 5.9.1.1) zu beachten und können den Einsatz zur Netzoptimierung temporär einschränken.

Regionale Verfügbarkeit
Die regionale Verfügbarkeit ist primär von dem Vorhandensein einer Einrichtung für die Gasabnahme (Tankstelle, Netz, Industriebetrieb etc.) abhängig. Optional können selbst an Standorten ohne lokale Verwendung des produzierten Gases, Power2Gas-Anlagen

implementiert werden. In diesen Fällen ist ein alternativer Gastransport, beispielsweise mit einem Tube-Trailer, umzusetzen.

5.9.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Als weitere Kategorie wird im Rahmen der Bewertung von Power2Gas der „sekundäre Mehrwert und mögliche Beitrag zur Betriebsführung“ in neun Kriterien diskutiert.

Auswirkungen auf die Betriebsführung
Da der primäre Einsatz von Power2Gas-Anlagen nicht im Allgemeinen zur Netzoptimierung zu sehen ist, ergeben sich keine Änderungen der Betriebsführung. Diese Einschätzung wird durch die aktuell relativ gering zu erwartende Anlagenzahl im Jahr 2030 gestützt.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene
Power2Gas-Anlagen leisten keinen spürbaren Mehrwert für die funktionale Trennung der Spannungsebenen.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten und Erlöspotenziale ergibt sich eine gute Robustheit gegenüber Störfaktoren. Dies wird durch das Vorhandensein mehrerer Elektrolyse- sowie Methanisierungstechnologien unterstützt.

Bereitstellung von Betriebsreserven
In Bezug auf die Bereitstellung von Betriebsreserven ergeben sich keine Änderungen durch den Einsatz von Power2Gas-Anlagen als NoM.

Bereitstellung von Regelleistung
Das Anbieten von verschiedenen Systemdienstleistungen ist aktuell Teil der Forschungs- und Demonstrationsvorhaben. Derzeit sind bereits mehrere der installierten Anlagen für den Sekundärregelleistungsmarkt präqualifiziert (vgl. Abschnitt 5.9.1.3).

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau und Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Power2Gas-Anlagen bewirken keine Veränderung der Schwarzstartfähigkeit des Systems. Auch die Autarkie eines Netzgebietes bleibt aus Sicht des Stromsektors unverändert, da P2G-Anlagen elektrische Energie aufnehmen aber nicht wieder in das Netz zurückspeisen.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Als positiver Mehrwert kann die Möglichkeit zur teilweisen Dekarbonisierung des Wärme-, Verkehr- und Industriesektors gesehen werden. Ebenso die Erschließung einer für die Bevölkerung nicht sichtbaren Speicherinfrastruktur (Gasnetz) kann zusätzliche Akzeptanz generieren.

Frequenzhaltung
Bereits heute sind einige der P2G-Demonstrationsanlagen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt (negative Sekundärregelleistung) präqualifiziert (vgl.

Abschnitt 5.9.1.3) wodurch ein Beitrag zur Frequenzhaltung geleistet wird. Der Einfluss ist jedoch aufgrund der geringen Anlagenzahl aktuell als gering zu bewerten.

5.9.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Als abschließende Kategorie erfolgt die Betrachtung von „Gesellschaft und Umwelt“.

Strukturveränderung
Gemäß der Definition von „Netzoptimierung“ im Rahmen von MONA 2030 ist es als unwahrscheinlich anzusehen, das P2G-Anlagen bis zum Jahr 2030 primär zur Netzoptimierung errichtet werden. Der zusätzliche Einsatz von bestehenden Anlagen zur Netzoptimierung ist jedoch möglich und würde bestehende Anlagen sowie die umgebende Infrastruktur optimieren.

Technisches Risiko
Der Umgang mit explosionsfähigen Gasen, wie Wasserstoff und Methan, kann bei einer unsachgemäßen Handhabung zu einer Explosionsgefahr führen, welche jedoch durch die sicherheitstechnische Ausstattung der Geräte und Anlagen sowie ausreichender Schulung der Mitarbeiter auf ein Minimum zu reduzieren ist. Aufgrund der bisher geringen Anzahl von umgesetzten Projekten ist eine genaue Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines technischen Risikos aktuell nicht möglich. Bei der Errichtung sowie dem Betrieb von kommerziell genutzten P2G-Anlagen ist eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräuschen, Erschütterungen und ähnlichen Vorgänge erforderlich. /DVGW-03 14/

Flächenbedarf
Für den Einsatz von bestehenden P2G-Anlagen zur Netzoptimierung ist kein zusätzlicher Flächenbedarf notwendig. Somit ist durch die Implementierung von Power2Gas der Eingriff in die Landschaft gemäß den Ausprägungen im Morphologischen Kasten als nicht sichtbar zu bezeichnen.

Bei der generellen Betrachtung des Flächenbedarfes von P2G ist zwischen der Einspeisung von Wasserstoff und der zusätzlichen Implementierung einer Methanisierungseinheit zu unterscheiden. Der Elektrolyseur aus Abschnitt 5.9.1.3 weist bei einer installierten elektrischen Leistung von 330 kW einen Flächenbedarf von 19,8 m² auf. Der spezifische Flächenverbrauch liegt somit bei ca. 17 kW_{el} je m², wobei dieser Wert je nach Elektrolyseart und Hersteller variiert. So ist nach /DVGW-03 14/ der Platzbedarf von alkalischen Systemen um den Faktor 30 höher als bei PEM-Elektrolyseuren. Zusätzlich zum Elektrolyseur ist je nach Anlagenkonzept und -standort zusätzlicher Flächenbedarf für Wasserstoffzwischenspeicherung, Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid, Methanisierungssystem, Anlagenperipherie, Gasaufbereitung und Gaseinspeisung zu berücksichtigen.

Vorerfahrung
Bei Power2Gas handelt es sich aktuell um eine relativ neue Technologie die in einigen Pilotprojekten in Deutschland demonstriert wird (vgl. Abbildung 5-125). Somit ist der Etablierungsgrad aktuell als vergleichsweise sehr gering zu bezeichnen. Bis zum Jahr

2030 besteht die Möglichkeit, dass sich die Technologie in Abhängigkeit von der bis dahin implementierten Anlagenzahl etabliert und ein Erfahrungsaufbau stattfindet.

Geräuschemission und Schadstoffbelastungen
Aus der Erschließung von bestehenden P2G-Anlagen zur Netzoptimierung entsteht keine zusätzliche Lärm- oder Schadstoffbelastung. Generell sind P2G-Systeme nach BImSchG genehmigungsbedürftig, wodurch die in den rechtlichen Vorgaben definierten Grenzwerte für die Lärmimmissionen einzuhalten sind. /DVGW-03 14/

Transparenz des Verfahrens
Wie bereits erwähnt, sind P2G-Anlagen nach BImSchG genehmigungsbedürftig. Dabei ist zwischen dem förmlichen nach § 10 BImSchG und dem vereinfachten Genehmigungsverfahren § 19 BImSchG zu unterscheiden. Bei Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff ist dabei das förmliche Verfahren anzuwenden, wodurch den „Betroffenen" die Möglichkeit eingeräumt wird, die Antrags- und Projektunterlagen zu sichten und eventuell Einwände einzulegen. /DVGW-03 14/

Handlungsspielraum für den Endverbraucher und Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung
Die Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung ist als gering einzuschätzen. Aus dem Einsatz von P2G-Anlagen resultiert daher keine Notwendigkeit eines Handlungsspielraums für den Endverbraucher.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes
Wie bereits in dem Kriterium „Zusätzliche Leistungsaufnahme-kapazität/Netzanschlusskapazität" beschrieben, kann die Implementierung von P2G-Anlagen den Anteil von erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Versorgungsgebiet erhöhen. Hieraus kann abgeleitet werden, dass die **Emissionen** im selbigen **verringert** werden können. Eine qualitative Aussage erfolgt in der simulativen Auswertung.

EMV für das Umfeld
Für die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff wird Gleichspannung benötigt. Die Grenzwerte für das resultierende magnetische Feld sind beispielsweise für Arbeitsplätze nach /LFAS-01 03/ 200 mT und für die Allgemeinbevölkerung 40 mT. Bei exemplarisch durchgeführten Messungen sind in /LFAS-01 03/ bei Elektrolyseanlagen (1400 A, 40 V) am stromführenden Leiter 1,4 mT, am Hauptaufenthaltsort des Personals 20 µT und an der Stromschiene bis 20 mT. Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass Anlagen, die die vorhandenen Grenzwerte überschreiten, keine Zulassung in Deutschland bekommen werden.

Auswirkungen auf Schutzgut Flora/Fauna und Habitate
Die Anwendung von bestehenden P2G-Anlagen zur Netzoptimierung hat **keine** zusätzlichen **Auswirkungen** auf Flora, Fauna und auf die Biodiversität.

Veränderung von Boden/Grundwasser
Die Implementierung von P2G-Anlagen hat eine **geringe Bodenversiegelung** zur Folge (vgl. Kriterium Flächenverbrauch), wobei der Einsatz zur Netzoptimierung keinen zusätzlichen Flächenbedarf generiert.

Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Je nach Wahl der Elektrolyse- bzw. Methanisierungstechonologie finden **potenziell gefährdende Stoffe** wie beispielsweise Kalilauge oder Nickel als Katalysator Anwendung. Bei einem Austritt kann es zu Beeinträchtigungen für Mensch und Natur kommen.

Mediale Berichterstattung
Diese Maßnahme wird durch die mediale Berichterstattung umfassend abgedeckt. Dabei wird ein differenziertes Bild gezeichnet. Zwar werden die Vorteile, die eine Umwandlung von Strom in Wasserstoff mit sich bringt, unterstrichen, jedoch auch die mangelnde Wirtschaftlichkeit und der geringe Wirkungsgrad hervorgehoben. Die Technologie wird als praktikable Lösung zur Energiespeicherung in der Zukunft beschrieben, da sie im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeichern über eine deutlich höhere Speicherkapazität verfügt. Die Medien heben außerdem hervor, dass die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu Methan ein höheres Potenzial bietet als die herkömmliche Power2Gas-Technologie. Methan verfüge über vergleichbare Eigenschaften wie Erdgas und könne demnach unbegrenzt in das Gasnetz eingespeist bzw. eingespeichert werden. *„Power-to-Gas könnte den endgültigen Durchbruch bei der Energiewende bedeuten. (…) Mithilfe von Power-to-Gas könnte (…) [das Gasnetz] wie ein Schwamm jene Energie aufsaugen, die sonst ungenutzt versickern würde – und sie wieder abgeben, wenn im Stromnetz zu wenig davon da ist“* /SCH-01 15/. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die mediale Berichterstattung ein weitgehend positives Bild zeichnet. Zwar sei die Wirtschaftlichkeit von Power2Gas noch nicht gegeben, Pilotprojekte und Forschung seien jedoch elementar um den Herausforderungen der Energiewende zu begegnen.

Gesellschaftliche Solidarität
Das lokale Image eines Ortes kann durch den Einsatz von Power2Gas als innovative Technologie hin zu einem zukunftsfähigen Ort geändert werden. Die gesellschaftliche Solidarität kann deshalb als hoch eingestuft werden, da Anwohner so in die Energiewende miteinbezogen werden können, wodurch bei umfassender Öffentlichkeitsarbeit und Integration der Bevölkerung in den Planungsprozess der gesellschaftliche Zusammenhalt gestärkt werden.

5.9.4 Ökonomische Grundlagen

Aus den vorherigen Ausführungen lassen sich die in Tabelle 5-62 und Tabelle 5-63 dargestellten technoökonomischen Kennwerte zusammenfassen.

Tabelle 5-65: *Technoökonomische Kennwerte für Power-to-Gas (Wasserstoff)**

Kategorie	Kennwert	Wert							
		2015		2020		2025		2030	
		AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
(1) Technische Kennwerte	Nutzungsgrad	0,58	0,61	0,58	0,61	0,6	0,67	0,6	0,67
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Selbstentladeraten der Gasspeicher							
	Lebensdauer in a	28	25	28	25	30	30	30	30
	Aktivierungszeit des Speichers	Aus Standby: 30 s Aus Stillstand: 10 min							
	Leistungsgradient in %/s	1/3	10	1/3	10	1/3	10	1/3	10
	Beladeleistung	anlagenabhängig: kW_{el}- bis zweistelliger MW_{el}-Bereich							
	Speicherkapazität	speichertypabhängig: von mobilen Wasserstofftanks im kWh-Bereich bis hin zur Erdgasinfrastruktur im TWh-Bereich							
	Be-/Entladedauer	speichertypabhängig: bis zu mehrere Tage für Untertage-Erdgasspeicher							
	Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich							
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	Elektrolyseleistung: 0,5-2,5 GW_{el} (Abschätzung bezogen auf die Menge an Wasserstoff, die durch das Erdgasnetz jederzeit aufgenommen werden kann) Speicherkapazität: 235 TWh_{Erdgas} (Speicherung in Untertage-Gasspeichern)							
	Räumliche Verfügbarkeit	räumlich eingeschränkt nur durch Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses bzw. eines Gasspeichers (flächendeckend verteilt)							
	Zeitliche Verfügbarkeit	steht bis auf Wartungsarbeiten prinzipiell ganzjährig zur Verfügung: 8.000 h/a							
(3) Kosten	Investitionen in €/kW	1.000	2.000	833	1.667	667	1.333	500	1.000
		Anlieferung und Aufbau: 10 % der Investitionen							
	Betriebskosten	Variable Betriebskosten: Strombezug							
		Fixe Betriebskosten: 3 % der Investitionen/a							

*AEL = alkalische Elektrolyse oder PEMEL=Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

Es zeigt sich, dass die theoretisch verfügbare Speicherkapazität aufgrund der möglichen Nutzung der bereits bestehenden Gasinfrastruktur sehr hoch ist. Weiterhin ist das technische Potenzial von P2G nur durch den Zugang zu einem lokalen Gasspeicher oder zu einem Gasnetz begrenzt – und auch die zeitliche Verfügbarkeit des Potenzials ist lediglich durch notwendige Wartungsarbeiten eingeschränkt. Da die Speicherverluste aufgrund vernachlässigbarer Selbstentladeraten gering sind, ist die saisonale Speicherung über lange Zeiträume möglich. Dem großen technischen Potenzial stehen geringe Wirkungsgrade und hohe Investitionen gegenüber.

Prinzipiell können gerade für die teurere PEM-Elektrolyse hohe Leistungsgradienten erreicht werden, welches einen intermittierenden Betrieb ermöglicht. Die negative Auswirkung einer dynamischen Betriebsweise auf die Lebensdauer ist jedoch noch Gegenstand der Forschung.

Tabelle 5-66: *Technoökonomische Kennwerte für Power-to-Gas (Methan*)*

Kategorie	Kennwert	Wert			
		2015	2020	2025	2030
(1) Technische Kennwerte	Wirkungsgrad	0,48			
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbare Selbstentladeraten der Gasspeicher			
	Lebensdauer in a	23			
	Aktivierungszeit des Speichers	Aus Standby: < 15 min Aus Stillstand: h – 1 d Mit Wasserstoff-Zwischenspeicher: vgl. Elektrolyse			
	Leistungsgradient	10 %/h Mit Wasserstoff-Zwischenspeicher: vgl. Elektrolyse			
	Beladeleistung	anlagenabhängig: kW_{el}- bis zweistelliger MW_{el}-Bereich			
	Speicherkapazität	speichertypabhängig: von mobilen Wasserstofftanks im kWh-Bereich bis hin zur Erdgasinfrastruktur im TWh-Bereich			
	Be-/Entladedauer	speichertypabhängig: bis zu mehrere Tage für Untertage-Erdgasspeicher			
	Speicherdauer	aufgrund geringer Selbstentladeraten der Erdgasspeicher von 0,01 %/a auch saisonale Speicherung möglich			
(2) Potenzial	Verfügbares Potenzial	Speicherkapazität: 235 TWh_{Erdgas} (Speicherung in Untertage-Gasspeichern)			
	Räumliche Verfügbarkeit	räumlich eingeschränkt nur durch Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses bzw. eines Gasspeichers und einer CO_2-Quelle (flächendeckend verteilt)			
	Zeitliche Verfügbarkeit	steht bis auf Wartungsarbeiten prinzipiell ganzjährig zur Verfügung: 8.000 h/a			
(3) Kosten	Investitionen in €/kW	1.500	1.333	1.167	1.000
		Anlieferung und Aufbau: 10 % der Investitionen Gasnetzanschluss: 225 €/kW_{Gas}			
	Betriebskosten	Variable Betriebskosten: Strombezug			
		Fixe Betriebskosten: 3 % der Investitionen/a			

*alkalische Elektrolyse und zusätzliche Methanisierung

Für den intermittierenden Betrieb eines Systems inklusive Methanisierung ist aufgrund der Trägheit des Methanisierungssystems ein Wasserstoff-Zwischenspeicher notwendig. Zudem wird eine CO_2-Quelle erforderlich, welches die Standortwahl einschränkt. Durch den mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten verbundenen Methanisierungsschritt ist jedoch eine ständige Kompatibilität mit der Erdgasinfrastruktur gewährleistet. Im Gegensatz dazu kann für eine P2G-Anlage ohne Methanisierung die Einspeisung des Wasserstoffs bei geringem Erdgasabsatz aufgrund der erlaubten Wasserstofftoleranzen eingeschränkt sein.

5.9.5 Zusammenfassung und Ausblick

Die aktuell umgesetzten bzw. geplanten P2G-Projekte weisen überwiegend einen Forschungs- und Demonstrationscharakter auf, wobei der Fokus nicht exklusiv auf der Verbesserung des Netzoptimierungspotenzials liegt. Dennoch bietet P2G die Möglichkeit, durch die Bereitstellung von Blindleistung, das Anbieten von Regelleistung und die zur Verfügung Stellung von Lastverschiebungspotenzialen in Zukunft einen Beitrag zur Netzoptimierung zu leisten. Darüber hinaus bietet Power2Gas im Allgemeinen die Möglichkeit, Erneuerbare Energie langfristig zu speichern und dabei

eine vorhandene Infrastruktur zu nutzen. Der Bedarf eines Langzeitspeichers entsteht jedoch erst bei einem hohen Anteil an Erneuerbarem Strom im System, wodurch alternative Anwendungs- und Vermarktungspfade zu prüfen sind, um bereits heute eine wirtschaftliche Darstellbarkeit zu realisieren. Das Anbieten von Systemdienstleistungen, wie beispielsweise negative Sekundärregelleistung, kann bei niedrigen, spezifischen Investitionskosten zu einer positiven Wirtschaftlichkeitsbetrachtung führen. Dabei stehen P2G-Anlagen jedoch in Konkurrenz zu Technologien wie P2H-Anlagen, welche mit wesentlich niedrigeren Investitionskosten abbildbar sind.

5.10 Quartierspeicher zur Netzentlastung

Quartierspeicher zur Netzentlastung

Als **Quartierspeicher zur Netzentlastung** werden dezentrale Batteriespeicher bezeichnet, die in einem regional abgegrenzten Bereich (Quartier, i.d.R. entsprechend einem Netzstrang) das Zwischenspeichern von lokaler Einspeisung und die Pufferung bei Netzengpässen übernehmen.

5.10.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Im Bereich der Fahrzeug-Batteriespeichertechnologien ist in den letzten Jahren eine enorme Entwicklung zu beobachten. Getrieben durch mobile Anwendungen profitieren aber auch stationäre Batteriespeicher, wie Quartierspeicher, von dem Entwicklungsschub, der neben technischen Optimierungen nicht zuletzt auch eine signifikante Kostenreduktion mit sich gebracht hat.

5.10.1.1 Systembeschreibung der Netzoptimierenden Maßnahme Quartierspeicher

Im Folgenden wird die Anwendung moderner Batteriespeicher im Einsatz als Quartierspeicher näher beschrieben. Neben der Definition und technischen Parametern, wird dabei insbesondere auf die Einsatzmöglichkeiten und Umsetzung der Technologie zur Netzoptimierung beschrieben.

5.10.1.1.1 Definition Quartierspeicher

*Als **Quartierspeicher zur Netzentlastung** werden im Allgemeinen dezentrale Batteriespeicher bezeichnet, die in einem regional abgegrenzten Bereich (Quartier, i. d. R. entsprechend einem Netzstrang) unter anderem das Zwischenspeichern von lokaler Einspeisung und die Pufferung bei Netzengpässen übernehmen. Üblicherweise sind diese Speicher auf Niederspannungsebene direkt in einem Netzstrang angeschlossen. Ein Einsatz in der Mittelspannungsebene ist ebenso möglich.*

Definition

?

Typische Installationsgrößen von Quartierspeichern liegen im Bereich von ca. 50 kW bis 500 kW installierter Leistung und entsprechend ca. 50 kWh bis 500 kWh Kapazität.

Durch gezielte Leistungs-Aufnahme und -Abgabe können Quartierspeicher je nach Betriebsweise und Auslegung unter anderem dabei helfen, die Netzstabilität zu verbessern oder die Eigenverbrauchsdeckung im Netzgebiet zu erhöhen. Üblicherweise stammt der gespeicherte Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen vor Ort. Abbildung 5-137 zeigt schematisch einen typischen Quartierspeicher als Container-Lösung.

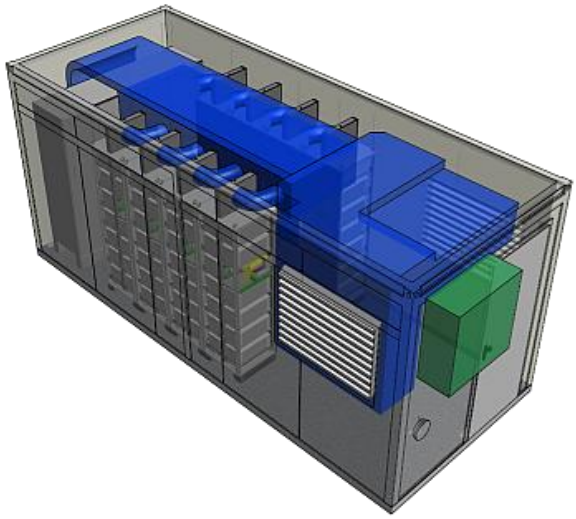


Abbildung 5-137: *Schematische Darstellung eines Quartierspeichers in Container-Ausführung /TUM-08 15/*

Wesentlich ist dabei die Abgrenzung zu anderen stationären Speicheranwendungen wie Hausspeichersystemen, die mit deutlich kleineren Speichergrößen ausgestattet und direkt einem Haushalt zugeordnet sind. Diese dienen in erster Linie dem Zweck eines erhöhten Eigenverbrauchs auf Haushaltsebene. Auf der anderen Seite sind Quartierspeicher von Groß-Batteriespeichern zu unterscheiden, die in höheren Spannungsebenen insbesondere für Regelleistungs-Bereitstellung eingesetzt werden.

Weiter zu berücksichtigen sind die verschiedenen – oftmals unklar definierten – Bezeichnungen, die in der Literatur synonym zu dem Begriff „Quartierspeicher“ zu finden sind. Diese sind unter anderem: „Ortsnetzspeicher“, „dezentraler, stationärer (Groß-)Batteriespeicher“, „Solarbatterie“ oder „Solarstromspeicher“ bzw. im englischsprachigen Raum auch „Smart Network Storage“ oder „Energy Storage Container“ /JEL-01 16/.

5.10.1.1.2 Technische Daten

Bei der Ausführung von Quartierspeichern bestehen prinzipiell mehrere Technologie-Varianten. In der Literatur finden sich typischerweise vier Batterie-Technologien, die für den Einsatz in Frage kommen. Diese sind Lithium-Ionen-, Blei-Säure-, Redox-Flow- und sogenannte Hochtemperatur-Batterien (hier insbesondere Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickel-Chlorid-Zellen) /STER-01 14/. **Tabelle 5-67** zeigt eine Übersicht der in Frage kommenden elektrochemischen Speichertechnologien.

Tabelle 5-67: *Technischer Vergleich der in Frage kommenden stationären Speichertechnologien (entsprechend der Zell-Technologien) zum aktuellen Stand /IFHT-01 13/, /ISEA-01 11/, /THEGA-01 14, /RWTH-01 15/, /VDE-03 15/, /ISI-01 10/*

		Lithium-Ionen	Blei-Säure	Redox-Flow	NaS / NaNiCl
Energiedichte	Wh/kg (gravimetrisch)	110 - 240	30 - 50	25	100
	Wh/l (volumen-spezifisch)	200 - 400	50 - 100	10	150 - 170
Leistungsdichte	W/l	700 - 3500	10 - 400	5	40 - 307
Kalendarische Lebensdauer	a	5 - 20	5 - 15	< 35	15
Zyklische Lebensdauer	Zyklenanzahl	< 5000 (bei 100 % DOD)	< 2000 (bei 80 % DOD)	< 1300 (bei 100 % DOD)	< 2500 (bei 100 % DOD)
Wirkungsgrad	%	90 - 99	80 - 90	ca. 75	ca. 75
Selbstentladung	% / Tag	< 0,2	< 1	< 1	< 1 - 15
Angebotsmarkt (aktuell)		Viele Anbieter	Sehr viele Anbieter	Wenige Anbieter	Je ein Anbieter

Bei der genannten kalendarischen Lebensdauer gilt zu beachten, dass diese neben der Anzahl an Lade- und Entladezyklen und somit der Art der Steuerung und des spezifischen Einsatzes von weiteren Faktoren abhängt. Diese sind insbesondere die Betriebstemperatur, die Entladetiefe (DOD) und die C-Rate (Quotient von maximal zulässigem Lade- und Entladestrom zur Kapazität des Akkumulators, I_{max} / C_N).

Lithium-Ionen-Batterien sind durch ihre hohe Energiedichte und ihren guten Wirkungsgrad erste Wahl beim Einsatz in mobilen Anwendungen – insbesondere auch im Bereich der Elektromobilität. Dies führt aktuell zu einem hohen Preis- und Innovationsdruck. Aber auch im Bereich der stationären Anwendungen ist davon auszugehen, dass diese Technologie aus heutiger Perspektive mittelfristig die höchsten Marktanteile einnehmen wird. Prinzipiell kann eine Li-Ionen-Zelle aus verschiedenen Elektroden- und Elektrolyt-Kombinationen aufgebaut werden. Auf der positiv geladenen Seite wird dabei aktuell Lithium-Metalloxid oder Lithium-Phosphat eingesetzt. An der negativen Elektrode findet sich je nach Ausführung Kohlenstoff, Graphit oder Lithium-Titanat. In Deutschland bestehen bereits einige Pilotprojekte, in denen der Einsatz als Quartierspeicher zur Netzentlastung erfolgreich demonstriert wird (siehe **Tabelle** 5-69). /VDE-03 15/

Blei-Säure-Zellen sind eine seit langer Zeit bekannte und vielfach eingesetzte Technologie. Durch ihre hohe Lebensdauer, Zyklenbeständigkeit, Wirkungsgrad und relativ niedrigen Herstellungs- und Materialkosten ist sie nach wie vor die am weitesten verbreitete Akkumulator-Technologie. Im Vergleich zu Li-Ionen-Zellen weisen Blei-Säure-Zellen allerdings eine deutlich niedrigere Energiedichte auf. Zudem ist die Betriebsweise durch notwendige Auffrischungsladungen (sog. „refresh charging“) komplexer und die Anfälligkeit bei tiefen Entladezyklen höher. Die spezifischen Kosten von Blei-Säure-Akkumulatoren liegen aktuell noch unter denen von Lithium-Ionen Speichern. Dies ist insbesondere durch die günstigeren Zellmaterialien bedingt.

Nichtsdestotrotz besteht noch Einsparpotenzial hinsichtlich der Herstellungsmethodik, da diese für stationäre Speicher bislang nur zum Teil vollautomatisiert ist. /VDE-03 15/

Die besondere Eigenschaft von **Redox-Flow-Batterien** sind die flüssigen Aktivmaterialien, die durch den sog. „Zellstack" (Reaktionseinheit) gepumpt werden. Durch diese Eigenschaft ist es möglich, die Dimensionierung von Leistung – entsprechend der Zellstack-Größe – und Energieinhalt – entsprechend der Tankgröße – unabhängig voneinander vorzunehmen. Die am häufigsten realisierte Zell-Ausführung ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB). Ein Blick auf die aktuellen Kosten von ca. 1.300 €/kW und 400 €/kWh sowie das begrenzte Angebot an kommerziell verfügbaren Produkten lässt auf ein – aus aktueller Perspektive – geringes Marktpotenzial für den Einsatz als Quartierspeicher schließen. /IFHT-01 13/, /VDE-03 15/

Hochtemperatur-Batterien, insbesondere **Natrium-Schwefel- (NaS) und Natrium-Nickel-Chlorid-Zellen (NaNiCl)** zeichnen sich durch ihre hohen Zell-Betriebstemperaturen von ca. 300 °C aus. Das notwendige thermische Zellmanagement erhöht dabei die Komplexität der Betriebsweise. Aktuell liegen die Speicherpreise bei ca. 175 €/kW und 500 €/kWh. Zu berücksichtigen ist allerdings das begrenzte Angebot von derzeit nur zwei Herstellern für NaNiCl-Zellen (FIAMM und General Electric) und einem Hersteller für NaS-Batterien (NGK). /IFHT-01 13/, /VDE-03 15/

Neben den vier genannten Akkumulator-Technologien existieren weitere, sich derzeit in der Entwicklung befindliche Zell-Kombinationen. Zu nennen sind hierbei Natrium-Ionen-, Lithium-Schwefel- und Lithium-Ionen-Zellen mit siliziumhaltigen Anoden, sowie verschiedene Metall-Luft-Kombinationen (insb. Lithium-Luft, Zink-Luft und Aluminium-Luft). Aufgrund der mangelnden Marktreife kann mittelfristig nicht von einem wirtschaftlichen Einsatz ausgegangen werden. /VDE-03 15/

Aus den genannten Vor- und Nachteilen der Technologie-Varianten resultiert, dass der Markt von stationären Speichersystemen aktuell und auch in absehbarer Zukunft von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren dominiert wird. Insbesondere für letztere lässt sich seit einigen Jahren ein enormer Preisverfall durch Skaleneffekte und die hohe Nachfrage in verschiedensten Sektoren beobachten. Im Bereich der Quartier-, wie auch bei Hausspeichersystemen, kommen daher heute fast ausschließlich Blei-Säure- (bzw. die weniger wartungsintensive Blei-Gel-) und besonders Li-Ionen-Batterien zum Einsatz. Aus diesem Grund werden im Folgenden nur diese beiden Batterietechnologien näher betrachtet.

Layout von Quartierspeichern

Der tatsächliche Batteriespeicher eines Quartierspeichers ist aus mehreren Batterie-Racks aufgebaut, die wiederum aus einzelnen, seriell verschalteten Batteriezellen bestehen. Hinzu kommen eine Reihe weiterer Komponenten wie Wechselrichter, Temperatur- und Batterie-Managementsystem.

Die gesamte Technik kann sowohl in (bestehenden) Gebäuden, als auch in Containern verbaut werden. Die Größe ist dabei unter anderem abhängig von der installierten Kapazität und dementsprechend von der Anzahl der benötigten Batteriezellen. Übliche Größen bei einer Container-Lösung sind Standard 20 ′ ISO-Container (20 Fuß) mit einer Grundfläche von ca. 15 m² (ca. 6 m lang, 2,50 m breit und 2,60 m hoch). Aufgrund der deutlich höheren Energie- und Leistungsdichte können Li-Ionen-Speicher deutlich

platzsparender als Blei-Säure-Speicher dimensioniert werden. /MVV-01 15/, /TUM-04 15/.

Technische Anforderungen an den Netzanschluss

Speicher sind prinzipiell wie alle Erzeugungsanlagen an die VDE-AR-N 4105 gebunden, wonach auf der Niederspannungsebene dezentrale Erzeugungsanlagen die Spannung an keinem Verknüpfungspunkt um mehr als 3 % anheben dürfen. Damit wird zudem die maximale Leistung des Quartierspeichers begrenzt. /FNN-01 13/ In Einzelfällen ist bei Berücksichtigung von Möglichkeiten zur statischen Spannungshaltung – wie beim Speichereinsatz zur Netzoptimierung – eine Abweichung hingegen möglich /VDE-05 10/, /BOG-01 16/.

Bis zu einer maximalen Leistung von 4,6 kVA dürfen Speicher einphasig angeschlossen werden. Da Quartierspeicher zur Netzentlastung die Leistung von 4,6 kVA deutlich überschreiten, sind sie symmetrisch an allen drei Phasen anzuschließen. Für eine zusätzliche Auslegung zur Inselnetzbildung muss der Speicher zudem die technischen Richtlinien „Notstromaggregate“ einhalten. /FNN-01 13/, /RWTH-01 15/

5.10.1.1.3 Aufgaben des Quartierspeichers

Im Vergleich zu anderen Netzoptimierenden Maßnahmen bieten Quartierspeicher den Vorteil, auf mehrere Arten betrieben und somit verschiedene Aufgaben und Märkte bedienen zu können. Die Einsatzmöglichkeiten resultieren entsprechend in unterschiedlichen Betriebsweisen und Ladesteuerungen und sind insbesondere von den Interessen des Speicherbetreibers abhängig. Je nach Akteur stehen dabei andere Bedürfnisse im Vordergrund. Als Anwender denkbar wären zum Beispiel Verteilnetzbetreiber (VNB), Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Bilanzkreis-verantwortliche, Stromvertriebsgesellschaften, Stromerzeuger und Stromkunden. /RWTH-01 15/, /VDE-03 15/

Netzentlastender Betrieb

Der netzentlastende Betrieb eines Quartierspeichers liegt in erster Linie im Interesse des Verteilnetzbetreibers und dient im Sinne einer Netzoptimierung der Vermeidung bzw. dem zeitlichen Aufschub von Maßnahmen zur Netzverstärkung.

Dies kann sowohl auf die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands als auch auf die Entlastung von Betriebsmitteln bezogen werden. Speziell im Niederspannungsnetz kann beispielsweise die Einspeisung durch PV-Anlagen – gerade in den Mittagsstunden –dazu führen, dass die lokale Spannung kritische Bereiche erreicht. Entsprechendes gilt für den Strombezug von größeren Lasten im Netzgebiet in die andere Richtung, hin zur unteren Grenze des Spannungsbands. Ein Quartierspeicher kann durch gezieltes Einspeichern als Last wirken und somit das Spannungsband senken. Ein Erreichen eines kritischen Spannungsniveaus wird dadurch verhindert und das Netz entlastet. Umgekehrt kann der Quartierspeicher auch durch gezieltes Ausspeichern das Spannungsniveau anheben und so einer Spannungsbandverletzung „nach unten“ entgegenwirken.

Auf der anderen Seite zählen zur Netzentlastung ebenso die Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung, eine verbesserte Netzbetriebsführung (z. B. durch

Gradientensteuerung oder Netzengpassmanagement) sowie, falls intendiert, die Möglichkeit eines stabilen Inselbetriebs. /AGORA-08 14/, /VDE-03 15/, /FENES-01 15/

Eigenverbrauchsoptimierung
Bei der Eigenverbrauchsoptimierung ist es das Ziel, die im Netzgebiet produzierte Energie möglichst für die in diesem Gebiet vorhandenen Lasten zur Verfügung zu stellen. Das Resultat ist ein möglichst geringer Austausch mit der überlagerten Netzebene. Da Erzeugung und Bedarf insbesondere bei relativ kleinräumigen Versorgungsgebieten selten im Gleichgewicht stehen, ermöglicht der Energiespeicher einen Zeitversatz und somit eine Pufferung. Ein temporärer Überschuss muss demnach nicht in das übergelagerte Netz gespeist werden. Umgekehrt wird die entnommene Energie aus diesem minimiert und das Netzgebiet autarker. Dies führt folglich zu einer geringeren Auslastung des Ortsnetztransformators.

Teilnahme an der Strombörse
Eine weitere Möglichkeit ist die Ausrichtung an Börsen-Strompreisen der European Energy Exchange (EEX). Der Speicher speichert also zu Zeiten niedriger Strompreise ein und verkauft diesen Strom zu Zeiten hoher Preise (im Sinne einer intertemporalen Arbitrage). Zu berücksichtigen ist bei der Vermarktung allerdings die zusätzliche Belastung des lokalen Netzes. Dies gilt ebenso für die folgenden Vermarktungsoptionen.

Teilnahme am Regelenergiemarkt
Regelleistung als Systemdienstleistung dient der Frequenzhaltung im Verbundnetz. Nach aktuellem Stand ist am Regelenergiemarkt tendenziell ein höheres Erlöspotenzial als am Spotmarkt erschließbar. Durch die schnelle Ansprech- und Reaktionszeit ist es technisch möglich, mit Batteriespeichern neben Sekundär- und Tertiärregelung auch Primärregelleistung (PRL) anzubieten. So existieren bereits kommerzielle Großspeicher in höheren Spannungsebenen, die gezielt für die Vermarktung am Regelenergiemarkt eingesetzt werden. /FFE-16 16/, /ABFT-01 15/ Voraussetzung zur Teilnahme ist allerdings eine Mindestleistung von 1 MW für die Primärreserve bzw. 5 MW für Sekundär- (SRL) und Minutenreserve (MRL) /NEX-02 13/. Per Definition erfüllen die hier betrachteten Quartierspeicher alleine diese Kriterien nicht. Als Teil eines virtuellen Kraftwerks, also in einem Vermarktungspool, wäre das Anbieten von Regelleistung allerdings durchaus möglich. /AGORA-08 14/

Für Stromspeicher, die sich durch eine hohe Leistungsdynamik auszeichnen, stellt Primärregelleistung (PRL) aktuell die lukrativste Vermarktungsoption dar. Das Niveau der mittleren Leistungspreise des PRL-Marktes stellt sich über die letzten Jahre als stabil dar. Die Erwartung, dass die PRL-Preise stabil bleiben, spiegelt sich in der gestiegenen Investitionsbereitschaft bzgl. Großbatteriespeichern wieder /ENER-01 16/. Eine Zunahme des Angebots kann potenziell auch zu einer relevanten Verringerung der erzielbaren Preise führen (Portfolioeffekte). Dies hat bei Produkten der SRL und MRL in den letzten Jahren zu einer deutlichen Verringerung der erzielbaren Einnahmen geführt. Es stellt sich also die Frage, wie der PRL-Markt sich mit einem derzeitigen Volumen von knapp 800 MW auf eine Zunahme des Angebots hin verhält /ENER-01 16/.

Weitere Vermarktungsoptionen
Neben den genannten existieren auch weitere Vermarktungsoptionen, die insbesondere der Systemsicherheit dienen und oftmals in bilateralen Verträgen geregelt sind. Hierzu zählt die Unterstützung der Wiederaufnahme der Versorgung nach einem Ausfall der Stromversorgung. Da Batteriespeicher schwarzstartfähig sind, stellt dies eine mögliche Vermarktungsoption dar, die von aktuellen Speicherprojekten auch bereits wahrgenommen wird. Zur Bereitstellung von gesicherter Leistung sind Batteriesysteme aufgrund der begrenzten Speicherkapazität aktuell noch ungeeignet. /AGORA-08 14/, /FENES-01 15/

Multi-Use Konzepte
Insbesondere beim Einsatz im Pool, also in einem Virtuellen Kraftwerk (VKW), besteht die Möglichkeit zur Kombination verschiedener Vermarktungsoptionen /FFE-06 12/. Der Spot- sowie Regelleistungsmarkt stellen derzeit die zwei wesentlichen Vermarktungsoptionen dar. /GREIF-01 16/

5.10.1.1.4 Mögliche Ladesteuerungen bei netzentlastendem Betrieb

Je nach Einsatzzweck, Vermarktungsstrategie, Steuermöglichkeiten und Netzrestriktionen ergeben sich unterschiedliche Optionen der Ladesteuerungen. Die Regelgröße kann im Falle einer netzoptimierenden Steuerung je nach maßgeblich begrenzender Netzkomponente die Spannung im Netz, die maximalen Last- und Erzeugungsspitzen sowie der Anteil des Eigenverbrauchs im Quartier sein. Im Falle eines Multi-Use-Einsatzes stellt die Netzoptimierung nur einen Teil des Gesamt-Einsatzzwecks dar und muss koordiniert mit anderen Vermarktungsoptionen anhand von Prognosemodellen abgestimmt werden. Im Folgenden werden die Ladesteuerungen anhand der maßgebenden Regelgrößen unterschieden.

Einhaltung des zulässigen Spannungsbands
Die Regelgröße zur Einhaltung der zulässigen Spannungen kann sowohl der aktuelle Spannungszustand am Netzanschlusspunkt als auch – bei ausreichender Erfassung des Netzzustands – der kritischste Punkt im Strang sein.

In der simulativen Umsetzung im Rahmen von MONA 2030 werden Quartierspeicher mit der Ladesteuerung in **Abbildung 5-138** betrieben. Die grün dargestellte, stückweise lineare Kennlinie, dient zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen.

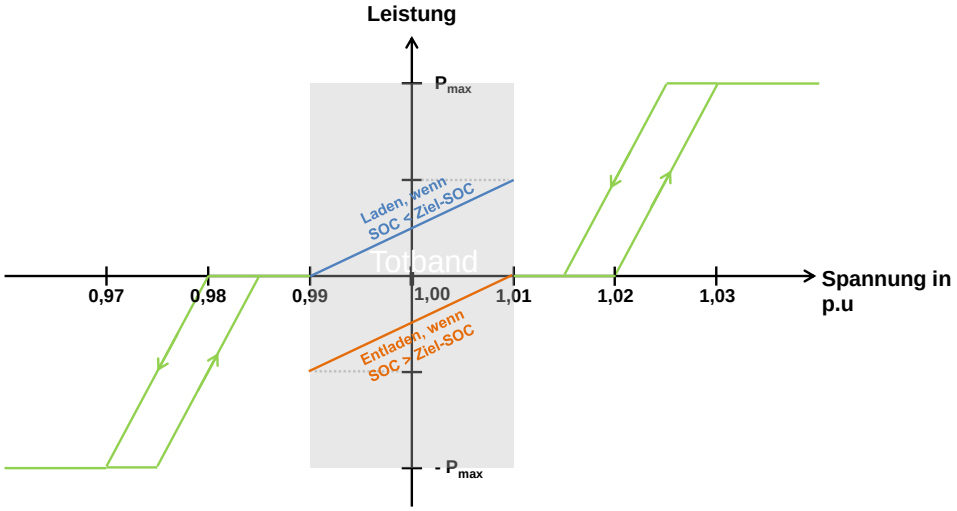


Abbildung 5-138: *Netzoptimierende Ladesteuerung (Grün: Stückweise lineare Kennlinie mit Hysterese in Abhängigkeit von Spannungszustand; Blau / Rot: Kennlinie zur Regelung hinsichtlich eines definierten Ziel-SOC in Abhängigkeit vom Spannungszustand, um zusätzliche Spannungsprobleme zu vermeiden) /GREIF-01 16/*

Steigt die Spannung über einen bestimmten Grenzwert (z. B. 1,02 pu) nimmt die Ladeleistung linear zu. Bei einer Spannung von 1,03 pu wird im dargestellten Fall die maximale Ladeleistung abgerufen. Nimmt die Spannung daraufhin wieder ab, wird die Wirkleistung bis zu einer definierten Spannungsänderung vorerst konstant gehalten. Diese sog. Hysterese dient der Vermeidung eines Hin- und Herpendelns der Ladeleistung. Die Steuerung wird durch die dargestellte Kennlinie analog für den Entladevorgang abgebildet.

Der grau gefärbte Bereich – auch Totband genannt – wird genutzt, um den Speicherfüllstand auf einen definierten Ziel-Ladezustand (Ziel-SOC) zurückzuführen. Im einfachsten Fall ist hier ein statischer Wert hinterlegt (z. B. 50 %). Von diesem Grundzustand kann der Stromspeicher 50 % seiner Kapazität für Laden oder Entladen zur Verfügung stellen. Weiter ist es möglich, einen variablen, z. B. jahres- oder tageszeitabhängigen, Ziel-SOC zu definieren.

Mit Hilfe einer komplexeren Regelung kann der Speicher auch aktiv auf den Einsatz vorbereitet werden. Anhand einer Prognose kann bestimmt werden, wie viel Reserve für die Vorbereitung des Speichers zur Verfügung stehen wird. Für diesen Zeitraum wird der Ziel-Ladezustand je nach Art der Überlastung angepasst. Dieser Ziel-Ladezustand wird in der Simulation als Sollwert verwendet, um unter Berücksichtigung der simulierten Grenzspannung die Speicherkapazität optimal auf Spannungsbandverletzungen vorbereiten zu können. /GREIF-01 16/

Begrenzung der maximalen Last- und Erzeugungsspitzen

Insbesondere bei der Zuordnung des Speichers zu einer Erzeugungseinheit bzw. Last kann es sinnvoll sein, die aktuelle Leistung der Einheit als Regelgröße zu erfassen und auf diese zu reagieren. Bei größeren Photovoltaik-Anlagen kann dies eingesetzt werden, um die Einspeisecharakteristik durch eine Pufferung im Speicher anzupassen.

Eigenverbrauchsoptimierung im Quartier

Das Ziel der Eigenverbrauchsoptimierung zur Netzoptimierung liegt insbesondere in der Entlastung des Ortsnetztransformators. Durch eine Minimierung des Leistungs- bzw. Energieaustauschs mit dem überlagerten Netz kann eine Erhöhung der Eigendeckung im Quartier erreicht werden. Der Überschuss im Netz wird somit gepuffert. Als Regelgröße dient die Auslastung des Ortsnetztransformators.

Multi-Use-Konzept

In den Zeiträumen, in denen keine aktive Netzoptimierung benötigt wird, können z. B. im Kontext eines virtuellen Kraftwerks weitere Vermarktungsoptionen genutzt werden. Wichtig ist, dass dennoch Netzrestriktionen nicht verletzt werden und durch den Einsatz keine zusätzliche Netzüberlastung verursacht wird. Diese Funktionalität kann als passive Netzoptimierung beschrieben werden.

Ein Beispiel einer – derzeit wirtschaftlich attraktiven – kombinierten Vermarktungsoption für Batteriespeicher ist die Primärregelleistung. Aufgrund der relativ gleichverteilten Abrufe sowohl in positive wie negative Richtung eignet sich diese Vermarktungsoption gut für Speicheranwendungen **/TUM-06 15/.**

Prinzipiell gilt, je weniger Zeiträume durch aktive Netzoptimierung blockiert sind, desto mehr Einnahmen können mit alternativen Vermarktungsoptionen erzielt werden. Die Ladesteuerung der PRL ist in **Abbildung 5-139** dargestellt und beschreibt eine von der Frequenz abhängige Wirkleistungs-Kennlinie. /ÜNB-04 14/

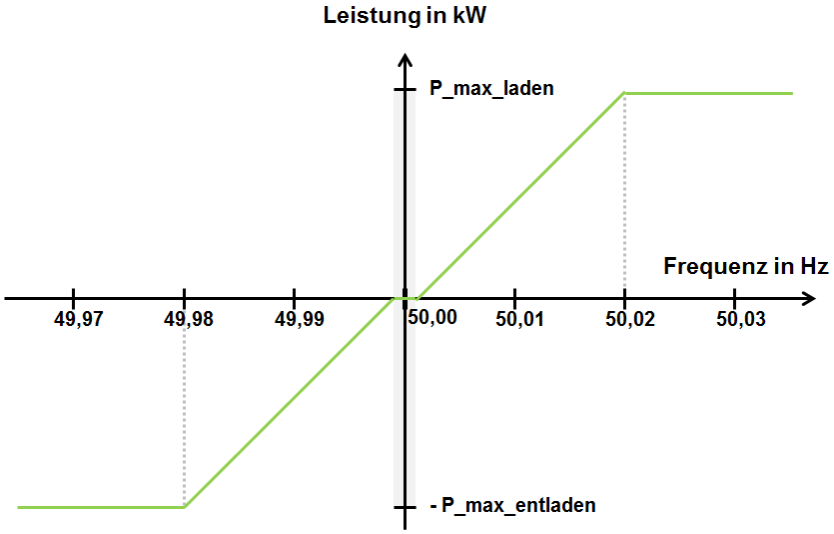


Abbildung 5-139: *Wirkleistungs-Frequenz-Kennlinie der Primärregelreserve, eigene Darstellung nach /ÜNB-04 14/*

Die stückweise-lineare Kennlinie zeigt von 49,98 Hz bis 49,99 Hz und von 50,01 Hz bis 50,02 Hz ein lineares Verhalten. Das sog. „Totband“ der zusammengesetzten Funktion erstreckt sich von 49,99 Hz bis 50,01 Hz. Bei Frequenzen unter 49,98 Hz und über 50,02 Hz muss die gesamte angebotene PRL-Leistung positiv bzw. negativ erbracht werden.

Für Stromspeicher bestehen zur Ladung bzw. Entladung des Speichers die Freiheitsgrade der optionalen Übererfüllung von bis zu 120 % der in Abbildung 5-139

dargestellten Kennlinie, der aktiven Nutzung des Totbandes und der Teilnahme an Fahrplangeschäften /ÜNB-04 14/.

Weiter stellt die Erbringung von PRL Anforderungen an das Verhältnis von nutzbarer Speicherkapazität und Leistung. Das Verhältnis von nutzbarer Speicherkapazität zu Leistung zur PRL-Erbringung muss in einem Verbund aus speicherbegrenzten Anlagen größer als 1 und in einem Pool, in dem auch Anlagen ohne Speicherbegrenzung vorhanden sind, größer 0,5 sein /ÜNB-02 15/. Ist die nutzbare Speicherkapazität größer als die Leistung, kann auch nur die maximale Leistung angeboten werden. /GREIF-01 16/

5.10.1.1.5 Sinnvolle Installationsstandorte von Quartierspeichern

Die räumliche Anordnung ist wesentlich für das technische Potenzial der Netzoptimierung. Um direkten Einfluss auf einen konkreten Netzstrang zu bewirken, muss eine Anlage in diesem angesiedelt sein. Über den Netzstrang hinaus ist zusätzlich der Netzanschlusspunkt einer Anlage maßgebend für den Einfluss auf ein Netzproblem. **Abbildung 5-140** zeigt beispielhaft eine Sensitivitätsanalyse der Effektivität von lokalisierten Wirkleistungsveränderungen auf Netzprobleme. /TUM-01 16/

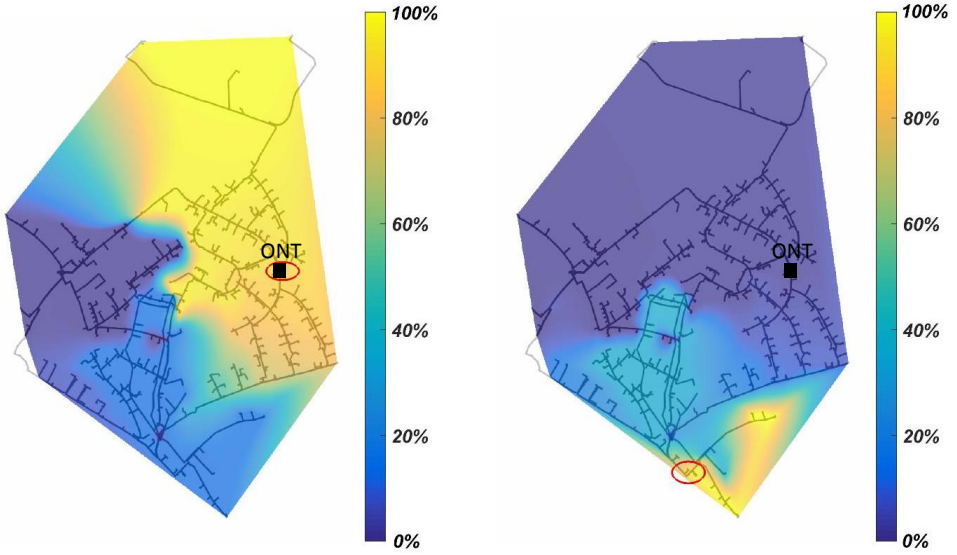


Abbildung 5-140: *Effektivität zur Netzoptimierung je Anlagenstandort (links: Belastungsfall Trafoüberlastung, rechts: Spannungsproblem) /TUM-01 16/*

In Abbildung 5-140 lässt sich erkennen, dass nicht alle Netzknoten mit den jeweils angeschlossenen Speichern zur Lösung der rot markierten Netzprobleme (links: Transformatorüberlastung; rechts: Spannungsbandverletzung) genutzt werden können. Die Skala zeigt die Effektivität der Wirkleistungsveränderung über das Netzgebiet. Der Einfluss ist insbesondere von der Netztopologie sowie den verwendeten Netzkomponenten (z. B. Kabelquerschnitte) abhängig.

Ein Quartierspeicher kann prinzipiell im gesamten Netzgebiet integriert werden. Je nach Standort unterscheidet sich allerdings der Einfluss auf das Spannungsband bzw. die Leitungsauslastung über den Strang.

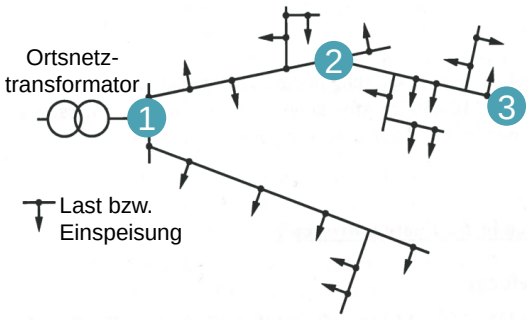


Abbildung 5-141: *Mögliche Installationsstandorte im Niederspannungsnetz (1: direkt am ONT, 2: in der Mitte des schwächsten Strangs, 3: am Ende des schwächsten Strangs)*

Bei Installation des Quartierspeichers nahe des Ortsnetztransformators ist die Auswirkung auf das lokale Spannungsband begrenzt, da die Veränderung der Spannung mit der Anzahl und Höhe der Lasten und somit mit der Entfernung zum ONT zunimmt. Für einen netzentlastenden Betrieb ist dieser Standort daher nicht die erste Wahl. Bei einem möglichst netzunabhängigen Betrieb, zum Beispiel zum Zwecke von Regelleistungs- oder EEX-Vermarktung bzw. der Entlastung des ONT kann eine Installation direkt am ONT sinnvoll sein. In diesem Fall wird versucht, die Belastung auf das Verteilnetz möglichst gering zu halten.

*Für den **netzentlastenden Betrieb** ist es sinnvoll, den Quartierspeicher an jenem Netzstrang zu integrieren, an dem die meisten (Spannungs-)Probleme auftreten. Dies kann zum einen direkt neben den verursachenden Einheiten, z. B. große PV-Anlagen oder Verbraucher, oder im kumuliert schwächsten Netzstrang sein /VDE-03 15/. Dieser **schwächste Strang**, also derjenige mit den meisten Spannungsbandverletzungen, ist von mehreren Faktoren abhängig, unter anderem der Anzahl und Höhe an Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, der Leitungslänge und den Leitungskenndaten.*

Handlungs-empfehlung

!

Die Position innerhalb des Strangs hängt weiter von der Leitungsverteilung ab, d. h. inwiefern sich die Leitungskapazität über den Strang verändert. Prinzipiell wird in den meisten Fällen eine Installation in der Mitte des Strangs empfohlen, da sich dort der mittlere Abstand von Ein- bzw. Ausspeisepunkten gleich verteilt (vgl. **Abbildung 5-142**) /BOD-01 06/. Möglich ist auch eine Installation am Ende des Strangs, da sich dort tendenziell der schwächste Strangpunkt befindet. Problematisch könnten hierbei allerdings die erhöhten Ströme Richtung Strangende sein, die durch kleinere Leitungsquerschnitte und somit geringere Übertragungskapazitäten oftmals nicht darauf ausgelegt sind. Bei eigenverbrauchsoptimiertem Einsatz kann eine Positionierung direkt am Ortsnetz-Transformator sinnvoll sein. In der Literatur findet sich zudem die Empfehlung, die Speicher möglichst nah an großen Einspeiseanlagen zu positionieren /KIT-05 13/.

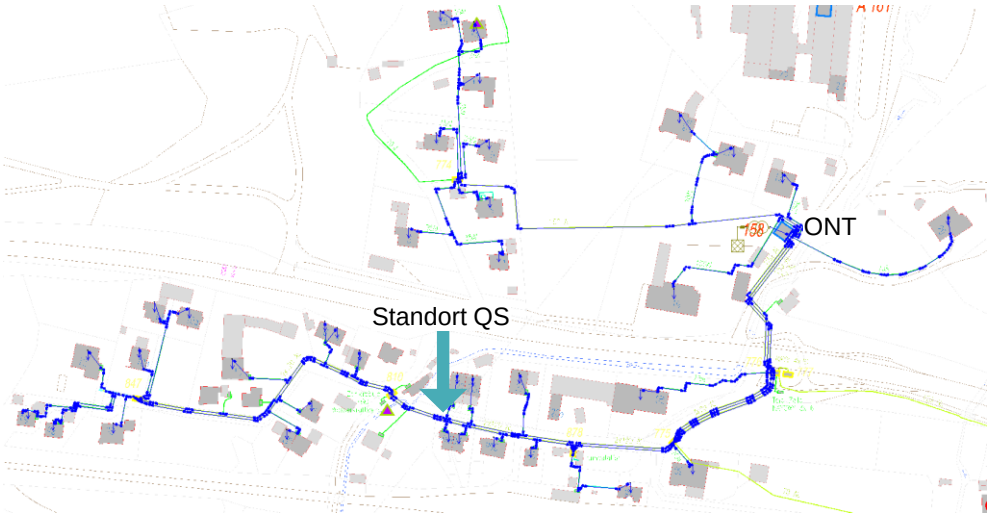


Abbildung 5-142: *In der Simulation bestimmter Installationsstandorte in der Mitte des schwächsten Strangs eines realen ländlichen Niederspannungsnetzes /EGAP-01 12/*

In **Abbildung 5-143** werden Simulationsergebnisse bei unterschiedlicher Positionierungen eines Quartierspeichers im Rahmen einer Worst-Case-Betrachtung in einem realen Niederspannungsnetz untersucht. Die Auswertung lässt folgern, dass bei gleichbleibender Speicherleistung im homogenen Belastungsfall das Potenzial zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbands zum Strangende hin zunimmt. Die Position ist demnach wesentlich für den netzoptimierenden Einsatz eines Batteriespeichers im Niederspannungsnetz.

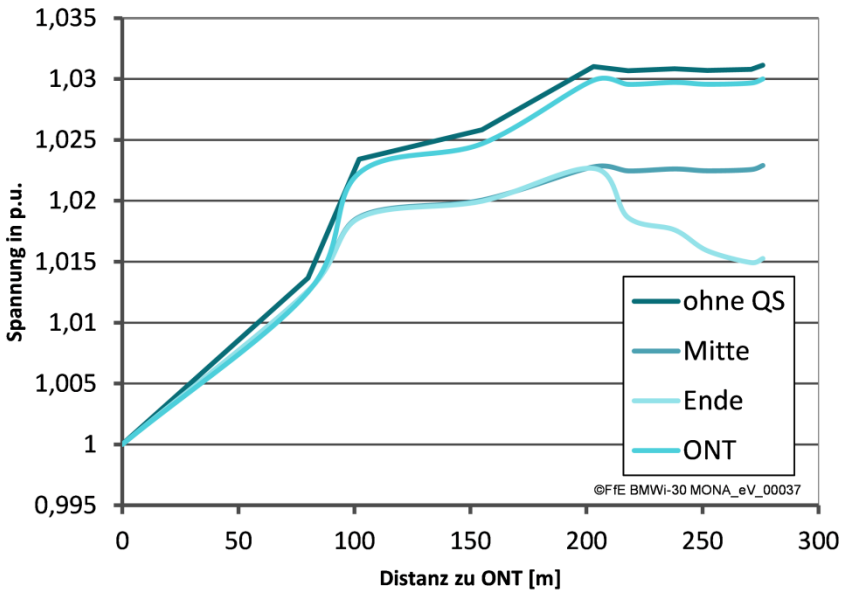


Abbildung 5-143: *Einfluss der Positionierung eines Quartierspeichers in einem Netzstrang (kein Verbrauch bei homogener Einspeisung von gleichmäßig verteilten Photovoltaik Anlagen, 600 kW PV-Leistung, QS-Größe: 80 kW, 320 kWh; MONA-Netz 8006)*

5.10.1.1.6 Dimensionierung des Quartierspeichers

Durch den modularen Aufbau ist theoretisch eine beliebige Dimensionierung der Kapazität und Leistung des Speichers möglich. Typische Leistungs-Größen aus aktuellen Projekten liegen im Bereich von 50 kW bis 500 kW bei verfügbaren Speicherkapazitäten von 50 kWh bis 500 kWh (vgl. Kapitel 5.10.1.3). Aus wirtschaftlichen Gründen ist es sinnvoll, den Quartierspeicher an das Netzgebiet anzupassen und eine netzspezifische Dimensionierung zu wählen. Entscheidende Einflussfaktoren für die Dimensionierung sind, neben der Netzcharakteristik, die gewählte Ladesteuerung bzw. Vermarktungsstrategie. In der Literatur finden sich hierzu verschiedenste Strategien, wie im Folgenden dargestellt.

Sowohl in Simulationen als auch in der Praxis hat sich eine Orientierung der Leistungsdimensionierung des Quartierspeichers an der installierten PV-Leistung im Netzgebiet als praktikabel erwiesen. In der Literatur finden sich sinnvolle Auslegungsansätze von ca. 60 % Speicherleistung im Vergleich zur Netz-PV-Leistung in vorstädtischen Gebieten und bis zu ca. 85 % in ländlichen Verteilnetzen /VDE-10 10/. Zu beachten ist die Begrenzung nach oben hin: Gerade bei vergleichsweise großen Netzgebieten mit hoher PV-Durchdringung ist die installierte Leistung üblicherweise im gesamten Netz verteilt. Eine Konzentration der resultierenden Auslegeleistung für den Quartierspeicher, der an einem einzelnen Knoten im Netz angeschlossen ist, würde den entsprechenden Knoten und zusätzlich den gesamten Strang stark überlasten. In solchen Fällen muss eine entsprechend niedrigere Dimensionierung für die Leistung des Quartierspeichers gewählt werden. Die technische Vorgabe der maximalen Spannungsanhebung um 3 % beschränkt die maximal mögliche Leistung zudem.

In /KIT-04 13/ wird alternativ aufgezeigt, dass eine Anpassung der Speicherkapazität an den Quotienten von Jahresenergieerzeugung zu Jahresenergieverbrauch im Netzgebiet sinnvoll ist. Zudem hat der verfügbare Prognosehorizont einen entscheidenden Einfluss. Es ist zu berücksichtigen, dass in der Studie insbesondere ländliche Netzgebiete untersucht wurden. /KIT-04 13/, /KIT-05 13/

Die Kapazität wird nach /VDE-10 10/ so ausgelegt, dass der Speicher mit maximaler Leistung mindestens 2,5 bis 4 Stunden geladen werden kann (vgl. auch /AGORA-08 14/). In /HSU-01 14/ wird bei Fokus auf Spannungshaltung ein Verhältnis von Kapazität zu Leistung von 3 – 5 Stunden empfohlen. Gerade während der Mittagsstunden kann der Quartierspeicher bei hoher PV-Einspeisung so seine Funktion über einen ausreichend großen Zeitraum sicherstellen.

Für die unternommene Wirtschaftlichkeitsberechnung (siehe Kapitel 5.10.3.4) wird zur besseren Vergleichbarkeit ein pauschales Verhältnis von Kapazität zu installierter Leistung von 3 Stunden angenommen.

Da für die Betrachtung in MONA der Primärzweck eines Quartierspeichers in der Netzoptimierung liegt, sollte sich die Auslegung an der Höhe der Netzüberlastung orientieren. Hierzu ist grundsätzlich ein Prognoseverfahren bzw. im Idealfall eine vorangegangene Simulationsrechnung mit Optimierung notwendig.

In der folgenden Fallstudie, die im Rahmen von /GREIF-01 16/ detailliert untersucht wurde, werden elektrische Leistung und Speicherinhalt beispielhaft so dimensioniert, dass der Einfluss auf das Spannungsband durch die PV-Erzeugung während des

Mittagspeaks eingespeichert werden kann. Die notwendige elektrische Leistung des Quartierspeichers kann aus der Differenz des Minimums der vorhergesagten Residuallast und der nach der Spannungsgrenzanalyse ermittelten minimalen Residuallast berechnet werden. Im betrachteten Fall ergibt sich eine elektrische Leistung von 80 kW. Die Dimensionierung des Speicherinhalts wird manuell durchgeführt und anhand eines sonnenreichen Tages gezeigt. In **Abbildung 5-144** wird in einem ersten Schritt ein Speicherinhalt von 160 kWh getestet.

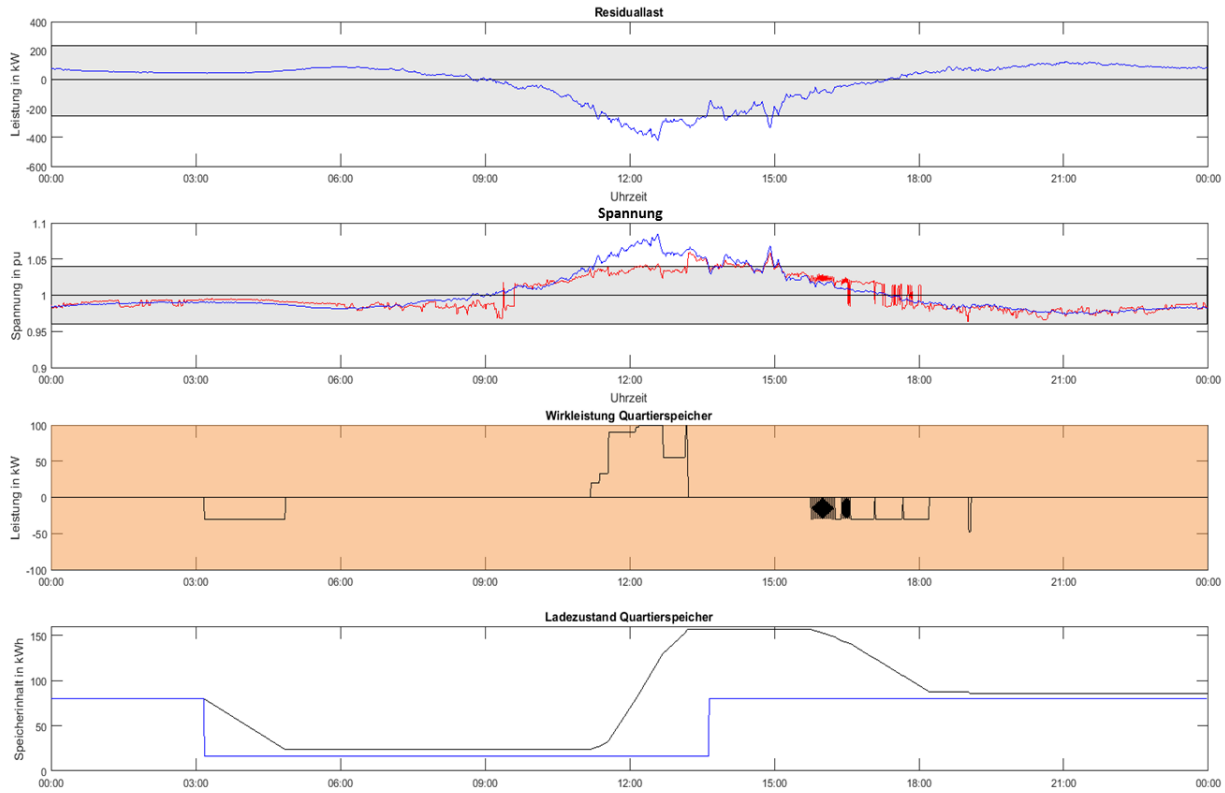


Abbildung 5-144: *Beispiel-Simulation über einen Sommertag bei folgender Dimensionierung des Quartierspeichers: 160 kWh*

Im unteren Bereich von Abbildung 5-144 ist der simulierte Ladezustand („State Of Charge“, SOC) schwarz und der Ziel-Ladezustand nach Prognoseansatz blau dargestellt. Der Ziel-Ladezustand führt bereits nachts dazu, dass der Speicherinhalt auf die Überlastungen des kommenden Tages vorbereitet wird. Der Speicher entlädt sich über mehrere Stunden mit 30 % der maximalen Ladeleistung. Der Speicher ist somit morgens leer und steht vollkommen für die Ladung in den Mittagsstunden zur Verfügung. Mit der Zunahme der PV-Erzeugung nimmt auch die Ladeleistung des Quartierspeichers am späten Vormittag zu. Es zeigt sich im weiteren Verlauf des Tages, dass der Speicherinhalt des Quartierspeichers zu klein dimensioniert ist, da dieser bereits um 14 Uhr voll geladen ist. Aus diesem Grund sollte der Speicherinhalt größer ausgelegt werden. Der Speicherinhalt wird daher entsprechend auf 320 kWh erhöht und erneut untersucht (siehe **Abbildung 5-145).**

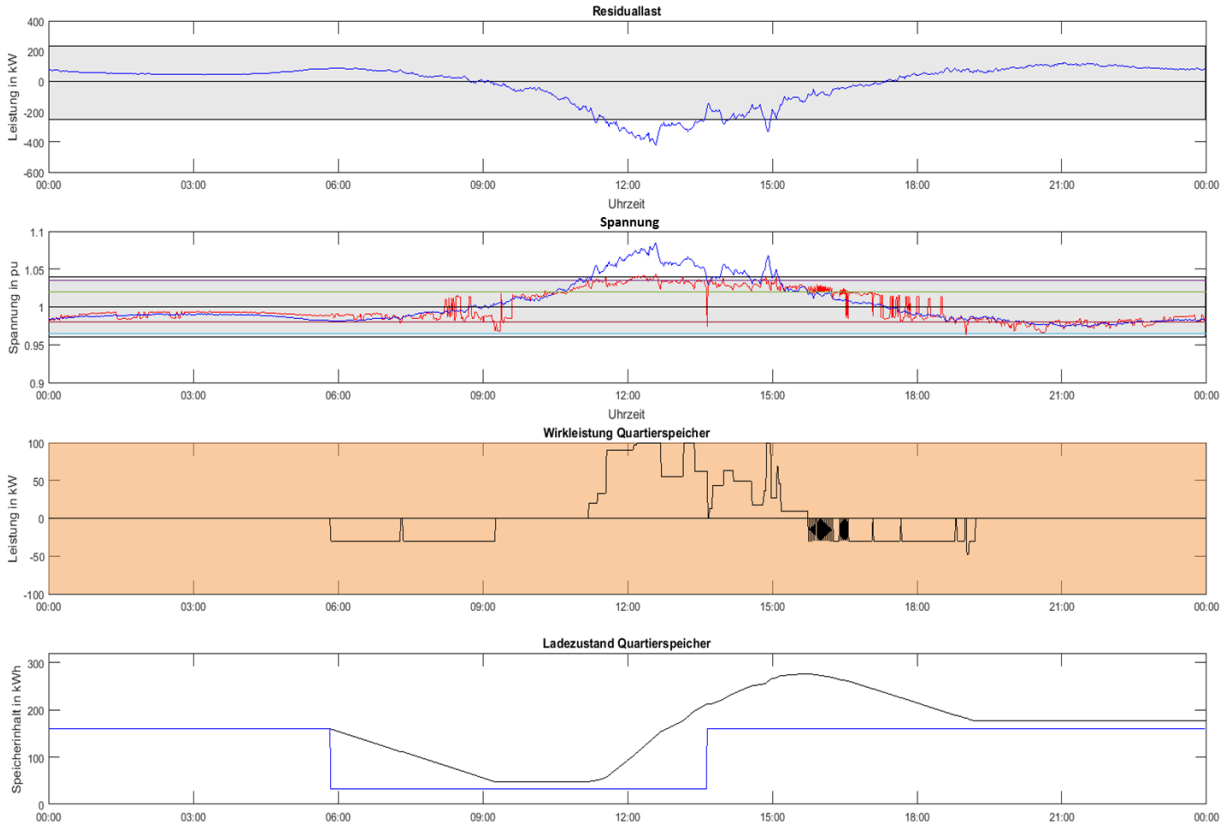


Abbildung 5-145: *Beispiel-Simulation über einen Sommertag bei folgender Dimensionierung des Quartierspeichers: 320 kWh*

Durch die gewählte Dimensionierung des Speicherinhalts kann die Ladeleistung des Quartierspeichers an die jeweils benötigte PV-Erzeugung angepasst werden, ohne dass dieser komplett voll wird. Der gewählte Speicherinhalt von 320 kWh ermöglicht demnach die Reduktion der relevanten Leistungsspitze auch an sehr sonnenreichen Tagen.

Die **Dimensionierung eines Quartierspeichers** ist im Idealfall individuell an die lokalen Anforderungen anzupassen. Entscheidende Einflussfaktoren sind dabei neben der Netztopologie und Verteilung von Last und Erzeugung insbesondere der Primär-Einsatzzweck des Speichers und die damit verbundene Ladesteuerung. Eine optimale Dimensionierung benötigt demnach idealerweise eine vorausgehende Simulation mit iterativer Anpassung.

Handlungs-empfehlung

!

5.10.1.2 Entwicklungspotenzial

Die für einen wirtschaftlichen Einsatz entscheidenden Entwicklungspotenziale befinden sich im Bereich der Kostendegression. So gab es bei Lithium-Ionen Zellen im Zeitraum zwischen 2007 und 2014 eine Kostenreduktion um ca. 14 % jährlich /NPG-01 15/. In

einer aktuellen Pressemitteilung spricht ein Branchenvertreter gar von einer Kostenreduktion von 70 % innerhalb der letzten 18 Monate (Stand Juni 2016) /GTM-01 16/. Es ist davon auszugehen, dass sich diese aus aktueller Sicht fortsetzen wird. Im Bereich der Blei-Säure-Systeme blieben die Kosten in den letzten Jahren annähernd konstant. Dies lässt sich zum einen mit dem bereits hohen Reifegrad dieser Technologie, zum anderen aber auch mit dem breiteren Anwendungsbereich und der steigenden Nachfrage für Li-Ionen-Zellen begründen – insbesondere im Bereich der Elektromobilität und für mobile Anwendungen. /FENES-01 15/

Von technischer Seite werden bereits heute alle Anforderungen für den Einsatz als stationäre Batteriespeicher erfüllt. Nicht zuletzt aufgrund des stark gestiegenen Interesses der Automobilindustrie ist zu erwarten, dass sich in absehbarer Zukunft weitere technische Weiterentwicklungen ergeben. Insbesondere bei Lithium-Ionen-Batterien sind neben einem entscheidenden Kostenrückgang auch technische Verbesserungen innerhalb der nächsten Jahre zu erwarten. Bei Bleibatterien ist davon auszugehen, dass sich durch den bereits hohen Entwicklungsgrad das Verbesserungspotenzial in Grenzen hält.

Auch die Batteriesystemtechnik wurde in den letzten Jahren insbesondere mit Blick auf die intelligente Steuerung von dezentralen Einheiten weiterentwickelt. So beinhalten moderne Steueralgorithmen mehrere Ladesteuerungen, die z. B. Wetterprognosen, Eigenverbrauchsquote und Gesamtsystemoptimierung berücksichtigen /WDP-01 15/, /FENES-01 15/. **Tabelle 5-68** zeigt Optimierungspotenziale bei Lithium-Ionen-Zellen und Blei-Säure-Zellen mit einem Zeithorizont ab 2030.

Tabelle 5-68: *Zu erwartende Verbesserungen bei Li-Ionen- und Blei-Säure-Batterien /VDE-03 15/*

	Aktueller Stand (2015)		Ausblick (2030+)	
	Lithium-Ionen-Zellen	**Blei-Säure-Zellen**	**Lithium-Ionen-Zellen**	**Blei-Säure- Zellen**
Wirkungsgrad Zelle	95 % – 99 %	80 % – 90 %	95 % – 99 %	85 % – 95 %
Gesamt-Wirkungsgrad inkl. Umrichter	80 % – 85 %	75 % – 80 %	85 % – 90 %	78 % – 85 %
Energiedichte (Zelle)	200 – 400 Wh/l	50 – 100 Wh/l	1.000 – 1.500 Wh/l	50 – 130 Wh/l
Leistungsdichte (Zelle)	100 – 3.500 W/l	10 – 500 W/l	100 – 5.000 W/l	10 – 1.000 W/l
Zyklen-Lebensdauer	1.000 – 5.000 (Vollzyklen)	500 – 2.000 (Vollzyklen)	3.000 – 10.000 (Vollzyklen)	1.500 – 5.000 (Vollzyklen)
Kalendarische Lebensdauer (abhängig von Temperatur und Ladezustand)	5 – 20 a	5 – 15 a	10 – 30 a	10 – 20 a
Entladetiefe (je nach Optimierungsziel: Kosten oder Lebensdauer)	90 – 100 %	70 %	90 – 100 %	80 %
Selbstentladung	5 % pro Monat	3 % – 12 % pro Monat	1 % pro Monat	1,5 – 6 % pro Monat

5.10.1.3 Case Studies

Deutschlandweit wurden bereits einige Pilot- und Demonstrationsprojekte mit Quartierspeichern realisiert. **Tabelle 5-69** listet hierzu eine Auswahl auf. Im Folgenden werden zudem die beiden Projekte „Energy Neighbor“ und „Strombank“ im Detail beschrieben.

Tabelle 5-69: *Ausgewählte Quartierspeicher-Pilotprojekte*

Projekt	Standort	Projekt-Zeitraum	Techno-logie	Kapazität	Leistung	(Primär-) Einsatzzweck
Energy Neighbor /TUM-04 15/, /TUM-05 15/	Moosham (Kirchdorf)	seit Oktober 2015	Li-Ionen	200 kWh	250 kW	Eigenverbrauchs-optimierung, Netzentlastung, Regelleistung
Fechheim /SWN-01 12/	Fechheim (Coburg)	seit Septem-ber 2012	Blei-Gel	240 kWh	45 kW	Netzentlastung
Smart Grid Solar /SWW-01 15/	Hof (Ober-franken)	2015 - 2017	Blei-Gel	330 kWh	70 kW	Netzentlastung
IRENE /AUEW-01 13/	Wild-poldsried (Ober-allgäu)	2011 - 2013 (IRENE)	Li-Ionen	168 kWh	300 kW	Eigenverbrauchs-optimierung des Netzes
Strombank /MVV-02 15/	Rheinau (Mannheim)	seit Dezem-ber 2014	Li-Ionen	116 kWh	100 kW	Eigenverbrauchs-optimierung der teilnehmenden Haushalte. (Bisheriges Ergebnis: Steigerung des Eigenverbrauchs von 33 % auf 62 %)
Weinsberg /KACO-01 14/ /SWW-13 13/	Weinsberg (Heilbronn),	seit Ende 2013	Li-Ionen	150 kWh	120 kW	Eigenverbrauch und *„weitestgehende Unabhängigkeit von externen Energiebezug“*

5.10.1.3.1 Energy Neighbor

Ein Beispiel für ein aktuelles Quartierspeicher-Pilotprojekt ist „Energy Neighbor“. Der Speicher ging im Oktober 2015 im oberbayerischen Moosham bei Kirchdorf ans Netz (vgl. **Abbildung 5-146**) und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit rund 30 Mio. Euro gefördert. Die Konzeption und Umsetzung wird von 13 Lehrstühlen der Technischen Universität München im Rahmen des Forschungsprojekts EEBatt durchgeführt. Anhand unterschiedlicher Betriebsweisen soll der Quartierspeicher im Laufe des Projektzeitraums auf verschiedene Funktionalitäten getestet werden.

Abbildung 5-146: *Der Quartierspeicher „Energy Neighbor" in Moosham /TUM-05 15/*

Der eingesetzte Quartierspeicher besitzt eine Leistung von 250 kW bei einem Energieinhalt von 200 kWh. Die Leistung wurde dabei so dimensioniert, dass der Speicher die gesamte Spitzenerzeugung der PV-Anlagen im Netzgebiet einspeichern kann. Er besteht aus acht Batterie-Racks mit je 13 Modulen, welche wiederum aus jeweils 192 Batteriezellen aufgebaut sind. /TUM-08 15/

Tabelle 5-70: *Energy Neighbor, Technische Daten /TUM-08 15/*

Bezeichnung des Projektes	Energy Neighbor
Forschungsprojekt	EEBatt, Technische Universität München
Anwendungsfelder	Eigenverbrauchsoptimierung, Regelleistung, Netzentlastung
Standort	Moosham bei Kirchdorf, Oberbayern
Inbetriebnahme	Oktober 2015
Leistung	250 kW
Energieinhalt	200 kWh
Zelltechnologie	Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LiFePO4)
Abmessungen	ca. 6 x 2,9 x 2,4 Meter
Temperaturmanagement	Mehrzonenklimatisierung inkl. freier Kühlung

Der Standort wurde bewusst gewählt, da im Netzgebiet bereits Probleme aufgrund hoher EE-Durchdringung auftraten. Durch einen starken Ausbau der PV-Leistung im Netzgebiet ist der ONT in den sonnenreichen Sommermonaten vor der Installation mit bis zu 119 % ausgelastet. Im Falle eines weiteren Zubaus von PV-Anlagen müsste folglich der ONT getauscht und größer dimensioniert werden oder andere Netzoptimierende Maßnahmen zum Einsatz kommen. In Simulationsergebnissen sinkt durch den eingesetzten Speicher die Auslastung des ONTs um etwa 20 %. Zudem kann das Spannungsband bei weiterem Ausbau der PV-Leistung im zulässigen Rahmen gehalten werden. Um den optimalen Standort des Speichers im Netzgebiet zu ermitteln, wurden im Vorfeld die Spannungen im Netzgebiet mittels Smart Meter an relevanten

Netzknoten gemessen. Der Quartierspeicher wurde schließlich am kritischsten Punkt angeschlossen, um dort ausgleichenden Einfluss auf das Spannungsband zu nehmen.

Durch eine transparente, öffentlichkeitswirksame Bewerbung des Projekts, z. B. durch Informationsveranstaltungen, Info-Stände des örtlichen Energieversorgers und eine eigene Online-Präsenz wurde das Projekt in der Bevölkerung sehr positiv aufgenommen. Alle beteiligten Haushalte stimmten der Installation von Smart Metern zu, wodurch eine genauere Abschätzung des Netzzustands möglich wird.

Um den ONT zu entlasten, wird der Quartierspeicher in der ersten Phase des Projekts eigenverbrauchsoptimiert gesteuert. Im weiteren Verlauf soll der „Energy Neighbor“ auch für das Anbieten von Sekundärregelleistung eingesetzt werden. Technisch ist ein Einsatz zur Primärregelleistung ebenfalls möglich. Die Bereitstellung von Blindleistung ist derzeit nicht vorgesehen.

Die verwendeten Lithium-Eisenphosphat-Zellen sind robust und mit angegebenen 10.000 Vollzyklen bzw. 20 Jahren langlebig. Es wurde ein genau auf den „Energy Neighbor“ abgestimmtes Thermomanagementsystem entwickelt, das die Zellen im optimalen Temperaturbereich hält und dadurch ihre Lebensdauer erhöht /TUM-05 15/. Da der Speicher modular aufgebaut ist, können im Fehlerfall einzelne Racks vom System getrennt und ausgetauscht werden, während die übrigen Einheiten weiter in Betrieb bleiben.

5.10.1.3.2 Strombank Mannheim

Im Mannheimer Stadtteil Rheinau-Süd wurde im Dezember 2014 im Rahmen des Forschungsprojektes „Strombank“ ein Quartierspeicher in Betrieb genommen. Der Konsortialführer der sechs Parteien des Projekts ist der Mannheimer Energieversorger MVV Energie. Bis zur Inbetriebnahme konnten 18 teilnehmende Prosumenten akquiriert werden.

Abbildung 5-147: *Die Strombank der MVV Energie in Mannheim /VKU-01 15/*

Im Projekt wird ein Betreibermodell untersucht, bei dem Speicherkapazität als Dienstleistung angeboten wird. Jeder Teilnehmer besitzt ein physisches Stromkonto auf dieser „Strombank“, das mit dem erzeugten Strom aufgeladen wird, der die jeweilige Last des Prosumers übersteigt. Somit wird die Leistung zum Laden des Speichers verwendet, die anderenfalls in das überlagerte Verteilnetz eingespeist worden wäre. Teil des Konzepts ist es zudem, dem Kunden die Möglichkeit zu geben, mithilfe einer App

einen Echtzeitüberblick über das Konto zu erhalten und Aktionsbefehle vornehmen zu können. Überschüssige Erzeugung kann von anderen Prosumenten innerhalb der Strombank zu günstigen Preisen bezogen werden. /MVV-01 15/

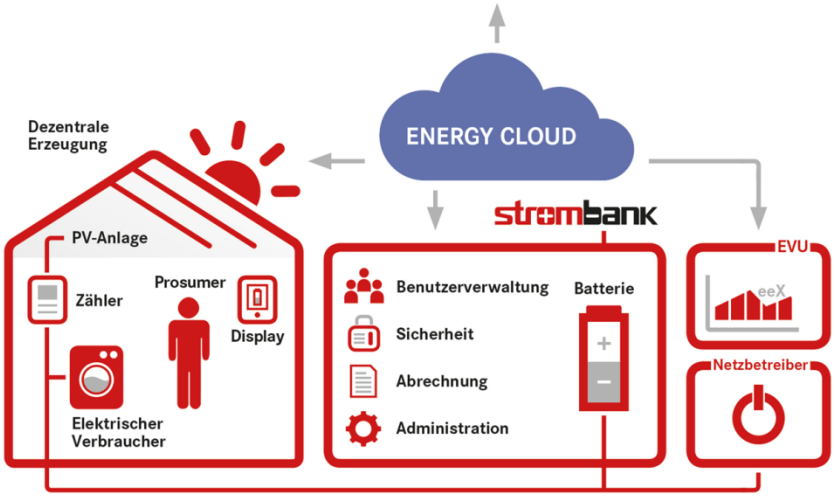


Abbildung 5-148: *Struktureller Aufbau und Messanordnung zur Teilnahme am Strombank-Konzept /MVV-02 15/*

In einer Vorsimulation, die der Projektrealisierung zugrunde liegt, konnten bereits spürbare netzoptimierende Effekte nachgewiesen werden. So stieg die Eigenverbrauchsquote der Teilnehmer von 33 % ohne Strombank-Konto auf 62 % mit Strombank-Girokonten.

Bei einer Teilnehmerbefragung wurden Motivationsanreize eruiert, welche die Prosumenten zur aktiven Teilnahme am Projekt unterstützen. Dabei wurde klar, dass sich die Teilnehmer insbesondere Energieunabhängigkeit, monetäre Einsparmöglichkeiten und positive Auswirkungen auf die Umwelt erhoffen.

Tabelle 5-71: *Strombank, Technische Daten /VKU-01 15/, /ADS-01 14/*

Bezeichnung des Projektes:	Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher
Betreiber:	MVV Energie AG, Mannheim
Hersteller Batteriespeicher:	ads-tec GmbH, Nürtingen
Standort:	Mannheim, Stadtteil Rheinau Süd
Inbetriebnahme:	Dezember 2014
Speichertechnologie:	Lithium-Ionen
Installationsgröße:	20-Fuß-Container
Anschlussleistung:	100 KW nominal, 400 V AC, 50 Hz
Brutto-Systemkapazität:	116 kWh, optionale Erweiterung inkl. Rackvorrüstung bis brutto 580 kWh möglich
Wirkungsgrad:	90 %
Zyklenfestigkeit:	4.000 Zyklen @ 80 % DOD bis 80 % Restkapazität
Blindleistungsbereitstellung:	kapazitiv und induktiv möglich
Betriebsschnittstellen:	Masterprotokoll über MODBUS TCP Anbindung Leitstelle über IEC60870-5-104"
Umgebungsbedingungen am Aufstellort:	-10 °C - +45 °C
Höhe des Projektvolumens:	0,8 Mio. € (davon 0,4 Mio. € Fördermitteln)
Weitere Anlagenbestandteile:	CO_2-Brandhemmungsanlage

5.10.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die regulatorische Einordnung und Bewertung von Quartierspeichern ist zunächst von der rechtlichen Definition eines Energiespeichers abhängig. Unter Energiespeichern werden im EnWG nur Gasspeicher geführt. Eine Definition von Elektrizitätsspeichern (im Folgenden als „Speicher“ bezeichnet) fehlt hingegen. Das EnWG führt Speicher lediglich als technische Anlagen zur Systemstabilität auf /EUEW-01 15/. Generell werden daher elektrische Energiespeicher zurzeit ähnlich bewertet wie Speicher in Gasnetzen. Diese dürfen vom Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität genutzt werden, aber nicht zu einem Markteingriff führen. /BMWI-06 13/

5.10.2.1 Abgaben und Umlagen bei Batteriespeichern

Quartierspeicher zur Netzentlastung dienen per Definition primär dazu, in räumlich begrenzten Gebieten (i. d. R. in einem Netzstrang) die lokale Erzeugung und den Verbrauch durch die Speicherung von Energie auszugleichen. Dadurch können zwar einerseits die höhergelegenen Netzebenen und die verbindenden Netzbetriebsmittel entlastet werden, andererseits wird weiterhin das allgemeine Netz lokal genutzt. Dadurch fallen für die angeschlossenen Letztverbraucher Steuern und Umlagen für Verbrauch und Erzeugung an. Dies stellt in der Praxis eine Herausforderung dar, da diese die Wirtschaftlichkeit von Quartierspeichersystemen beeinträchtigen. Zusammengefasst sind die einzigen Sonderstellungen von (Strom-)Speichern in der Netzentgeltbefreiung (§ 118 EnWG) bei der Ladung und der EEG-Umlagebefreiung (§ 37 EEG) zu finden. Dies gilt jedoch nur, wenn diese wieder in das gleiche Netz zurückspeisen. Die entstehenden Doppelbelastungen durch z. B. Konzessionsabgaben und Steuern sind eine Hürde für den Einsatz (siehe Übersicht in **Tabelle 5-72**). Diese

entstehen dadurch, dass Speicher wie Erzeuger (ausspeichern) bzw. Verbraucher (einspeichern) auftreten. Da gerade für Haushaltskunden ca. 80 % des Strompreises aus Steuern, Abgaben und Netzentgelten bestehen, können für Speicher nachteilige Doppelbelastungen entstehen.

Tabelle 5-72: *Beim Betrieb eines Quartierspeichers anfallende Steuern, Umlagen und Abgaben*

Stromsteuer	Netznutzungsentgelte	EEG-Umlage	KWK-Umlage	Konzessions-abgaben	Offshore-, AbLaV-, StromNEV-Umlage
Ja	Nein, bei Entnahme aus Verteil- oder Transportnetz und Rückspeisung in dasselbe Netz	Nein, bei Rückspeisung in dasselbe Netz	Ja	Ja	Ja

Im Folgenden sind die zu berücksichtigenden Steuern, Abgaben und Umlagen ausgeführt /VKU-01 15/, /VDE-03 15/.

Stromsteuer
Nach Urteil des BGH 27 wird die Einleitung von Strom in einen Stromspeicher grundsätzlich als Letztverbrauch im Sinne des EnWG gesehen. Somit fällt prinzipiell Stromsteuer auf den eingespeicherten Strom an. Allerdings ist die Situation für Quartierspeichersysteme nicht abschließend geklärt. Zwar existieren Präzedenzfälle des Bundesfinanzhofs, in welchen bei lokal begrenzter Erzeugung und Verbrauch in einem Umkreis von 4,5 km die Stromsteuer entfällt, dies ist jedoch nicht gesetzlich geregelt. Es handelt sich damit um eine Einzelfallentscheidung und kann zurzeit noch nicht für jedes Speichervorhaben als gesetzt angenommen werden. /ENRW-01 14/

Netznutzungsentgelte
Erzeugungsanlagen sind im Allgemeinen netzentgeltbefreit. Für neue Stromspeicher gilt nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG eine Netzentgeltbefreiung über 20 Jahre. Voraussetzungen sind hierbei:

- Neuerrichtung nach dem 31.12.2008
- Inbetriebnahme binnen 15 Jahren ab dem 04.08.2011
- Stromentnahme aus Transport- oder Verteilernetz
- Elektrische, chemische, mechanische oder physikalische Speicherung
- Zeitlich verzögerte Rückspeisung in dasselbe Netz

EEG-Umlage
Da Quartierspeicher aus dem allgemeinen Netz Strom beziehen und diesen zeitverzögert wieder in dasselbe Netz rückspeisen, müssen sie nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG keine EEG-Umlage erbringen.

KWK-Umlage
Es besteht aktuell keine besondere Befreiung oder Reduzierung der zu zahlenden KWK-Umlage bei der Stromspeicherung.

Konzessionsabgaben
Da die Konzessionsabgabe separat zu den Netzentgelten erhoben wird, herrscht aufgrund der Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher zum heutigen Zeitpunkt eine Erbringungspflicht für Speicherbetreiber.

Weitere Steuern und Abgaben
Für den Speicherbetrieb fallen zudem Offshore-, AbLaV- und StromNEV-Umlage an.

5.10.2.2 Unbundling-Vorgaben beim Speicherbetrieb

Ein Speicher, der nur zum Zwecke der Netzstabilität betrieben wird, jedoch keinen Einfluss auf den Handel hat, kann im heutigen System bereits vom Netzbetreiber gebaut und betrieben werden. Dies betrifft vor allem Kondensatoren, welche zur Blindleistungskompensation eingesetzt werden.

Speicher sind für den Handel noch nicht von großer Bedeutung, da die kurzfristigen Preisschwankungen an der Strombörse tendenziell zu gering im Vergleich zu den Speicherkosten sind. Die heutigen Großspeicher (Pumpspeicher und Großbatterien) werden daher vornehmlich für (Primär-)Regelleistung eingesetzt, da diese Systemdienstleistungen die größten Umsätze generieren. Die dafür erforderlichen technischen Anforderungen werden mittels Präqualifikation ermittelt. Regelleistung wird transparent und diskriminierungsfrei von den Übertragungsnetzbetreibern auf einem gemeinsamen Onlineportal ausgeschrieben. Der Zutritt ist für Verteilnetzbetreiber aufgrund von Unbundling und Gründen der Transparenz nicht gestattet. Der Zugang für Speicher wurde in jüngster Vergangenheit sukzessive verbessert, wodurch v. a. kleinere Speicher (min. 1 MW / 1,1 MWh) am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen können und der Markteintritt für Poolingkonzepte erleichtert wurde. /ÜNB-02 15/

Exkurs Speicher und Entflechtung

In einem Schreiben der Generaldirektion Energie der EU-Kommission vom 31.05.2013 erklärte der damalige Leiter Philip Lowe auf Nachfrage, dass Speicher weder Letztverbraucher noch Erzeuger seien und daher von allen Marktteilnehmern – inklusive Übertragungsnetzbetreibern, solange sie nicht am Erzeugungsmarkt teilnehmen – betrieben werden dürfen. Doch auch auf EU-Ebene besteht zum heutigen Zeitpunkt keine rechtliche Klarheit, wie Speicher im Bereich der Entflechtung behandelt werden sollen.

Grundsätzlich wären nach dieser Logik Ausschreibungen und Geschäftsmodelle auf Basis von Verträgen wie in der ResKV auch auf andere Bereiche ausdehnbar, solange der Netzbetreiber nur netzbezogene Maßnahmen beeinflussen kann. /LOW-01 13/, /BNETZA-20 14/

Die Bundesnetzagentur sieht dies hingegen anders und zählt Stromspeicher als Stromerzeugungsanlagen nach § 5 und § 61 EEG, da sie bei der Ausspeicherung Strom erzeugen. „Der Betreiber des Stromspeichers ist somit zugleich Betreiber einer

Erzeugungsanlage.“ Die BNetzA stützt diese Aussage auf ein Urteil des BGH aus dem Jahr 2008 /BNETZA-25 15/.

Allerdings kommentierte dies der Vizepräsident der BNetzA in einem Interview 2015: „Grundsätzlich können Netzbetreiber nach geltendem Recht Speicher als Netzbetriebsmittel führen. Dann werden auch die Kosten dafür anerkannt. Sie dürfen in diesen Fällen jedoch nicht als Wiederverkäufer des eingespeicherten Stroms auftreten. […] Mir ist ein einziger Fall bekannt, bei welchem ein Speicher von einem Verteilnetzbetreiber als besonderes netztechnisches Betriebsmittel eingesetzt wird.“ /BBH-01 15/

Abschließend ist zu erkennen, dass die Rechtslage von Speichern nicht geklärt ist. Je nach Anwendungsfall und Expertenmeinung zählen sie entweder als Erzeuger und Verbraucher oder als separates Objekt. Eine exakte Verankerung im deutschen und europäischen Recht wäre wünschenswert, um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden. /BOG-01 16/

5.10.2.3 Bewertung und Ausblick des regulatorischen Rahmens

Speicher im Allgemeinen sind in die heutigen Strukturen der Energiewirtschaft mit Erzeugung – Verteilung – Vertrieb – Verbrauch nur schwer einzuordnen, da sie entlang der gesamten Wertschöpfungskette betrieben werden können. Die Nutzungsmöglichkeiten sind mannigfaltig. Von Regelleistung, Notstrom, unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV), Spannungshaltung (statisch/dynamisch), Versorgungswiederaufbau, schaltbaren Lasten, Hedging, Handel an Spot- und Terminmärkten, Ramping bis hin zu Netzengpassmanagement und Redispatch, Verbrauchs- und Bilanzkreisoptimierung können Speicher eingesetzt werden.

Durch die breiten Einsatzmöglichkeiten ergeben sich v. a. für einen rein netzdienlichen Betrieb (wie bei Gasspeichern) Herausforderungen, da zeitliche Verschiebungen von Strommengen (wie durch Speicher für gewöhnlich erzielt) Eingriffe in den Markt bedeuten. Dies liegt darin begründet, dass die Strommengen, welche aus dem System genommen oder dem System hinzugefügt werden, gehandelt werden müssen. Daher ist es im heutigen System des Unbundlings nicht denkbar, dass Netzbetreiber Speicher (netzdienlich) betreiben. Für die Zukunft möglich sind einerseits extrinsische Motivationsmechanismen für externe Speicherbetreiber durch Rahmenverträge, Flexibilitäts- oder Speicherumlagen, andererseits auch die Ausnahme von Speichern aus dem Unbundling. Letzteres wäre denkbar, wenn die durch zeitliche Verschiebung entstehenden Gewinne durch einen Speichereinsatz direkt (positiv) auf die Netzentgelte umgerechnet würden.

Eine weitere Herausforderung für Speicherbetreiber im heutigen Rechtssystem sind die auftretenden Speicherverluste. Eine Präzisierung, wie mit ihnen bzgl. Netzentgelten und sonstigen Abgaben umgegangen werden muss, steht zum heutigen Zeitpunkt noch aus. /EWERK-01 13/

Abschließend sei zusammengefasst, dass die rechtliche Einordnung von Speichern komplex und zum heutigen Zeitpunkt noch nicht konsequent umgesetzt ist. Stattdessen handelt es sich bei der Speichergesetzgebung um ein Flickwerk mit vielen

Definitionslücken und großen Rechtsunsicherheiten. Branchenverbände fordern daher seit langem die Legislative auf, sich im Detail mit Speichern zu befassen, um die aufgeführten Mängel zu beseitigen. Doch auch im aktuellen Strommarktgesetz werden Speicher nicht extra behandelt, oder wie schon lange von verschiedenen Akteuren gefordert, definiert. /BMWI-13 15/, /BOG-01 16/

5.10.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Quartierspeicher sind durch ihre flexiblen Steuermöglichkeiten in vielen Bereichen der Netzoptimierung einsetzbar. Aufgrund der relativ geringen und lokal begrenzten Baugröße ist nur von einem geringen Konfliktpotenzial auszugehen. Entscheidend für den späteren Einsatz sind schließlich die wirtschaftliche Anwendung und die Verfügbarkeit entsprechender Geschäftsmodelle. Im Folgenden werden im Detail die Fragestellungen anhand der Kategorien des Morphologischen Kastens ausgeführt. Technologie

5.10.3.1 Technologie

Netzebene
Gemäß Definition eines Quartierspeichers (siehe Kapitel 5.10.1), wird dieser in erster Linie auf der Niederspannungsebene eingesetzt. Ein Einsatz in der Mittelspannung ist ebenfalls möglich.

Einsatzort
Prinzipiell ist der Einsatz eines Quartierspeichers nicht auf einen bestimmten Standort im Netz begrenzt. In der Literatur werden verschiedene Empfehlungen zum optimalen Installationspunkt im Netz genannt (siehe Kapitel 5.10.1.1.5). Die genaue Position ist in erster Linie vom Einsatzzweck abhängig. Literaturangaben sowie eigene Berechnungen mit einem Vergleich von mehreren Standortpositionen in einem Niederspannungsnetz zeigen im netzoptimierenden Einsatz eine sinnvolle Positionierung in der Mitte des schwächsten Strangs.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Üblicherweise kommt aus wirtschaftlichen Gründen nur ein Quartierspeicher pro Netzgebiet zum Einsatz. Ein Mehrfacheinsatz ist allerdings in Ausnahmefällen möglich.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Die Dimensionierung des Speichers ist sowohl hinsichtlich Speichergröße als auch Ein- und Ausspeicherleistung durch den modularen Aufbau stufenlos skalierbar. Die Leistung ist dabei von der Dimensionierung des Wechselrichters abhängig (siehe Kapitel 5.10.1.1.6). Übliche Speichergrößen aus aktuellen (Pilot-)Anwendungen liegen zwischen 50 kW und 500 kW Leistung mit einer Kapazität von 50 kWh bis 500 kWh (vgl. **Tabelle** 5-69).

Technology Readiness Level
Da bereits eine Vielzahl von Anlagen installiert und technisch betrieben wird, kann von einem TRL von 9 ausgegangen werden. Im Falle einer Notstromversorgung ist die Technologie der Batteriespeicher bereits seit Jahrzehnten erfolgreich im Einsatz. Demnach kann von einem qualifizierten System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit

im Einsatzbereich gesprochen werden. Der bislang ausbleibende großflächige Einsatz ist insbesondere den mangelnden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschuldet.

Regelbarkeit
Sowohl der flexible Einsatz als auch die Regelgenauigkeit von Batteriespeichern ist sehr dynamisch und reaktionsschnell durchführbar. /STER-01 14/, /FENES-01 15/

Wirkungsgrad der NoM
Der Wirkungsgrad von Batteriespeichern kann als hoch eingestuft werden. Prinzipiell ist der erreichbare Wirkungsgrad abhängig von der verwendeten Technologie. Im Falle von hier vorrangig betrachteten Lithium-Ionen-Speichern liegt der Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter aktuell bei etwa 80 - 85 %. Dieser berechnet sich zu gleichen Teilen als Produkt des Einspeise- und Ausspeise-Wirkungsgrads. Perspektivisch ist von einer geringen Steigerung des Gesamtwirkungsgrads auf etwa 85 - 90 % im Jahr 2030 auszugehen (vgl. **Tabelle 5-68** /VDE-03 15/, /STER-01 14/)

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Verluste treten bei Speichersystemen insbesondere durch Selbstentladung auf. Beim Einsatz als Tagesspeicher haben diese allerdings keinen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtbilanz. Aktuell kann von einer monatlichen Selbstentladungsrate von etwa 5 % ausgegangen werden. Bis zum Jahr 2030 kann mit einer Verbesserung auf etwa 1 % pro Monat gerechnet werden. /VDE-03 15/, /IFHT-01 13/

Leistungsgradient
Batteriespeicher weisen sehr hohe Leistungsgradienten im Bereich von bis zu 100 %/min auf. Die spezifischen Leistungseigenschaften sind unter anderem von der eingesetzten Zellchemie und dem Aufbau der Zelleinheit abhängig. /STER-01 14/

Regelgenauigkeit
Batteriespeicher können in Abhängigkeit von der Qualität des Wechselrichters präzise geregelt und auf den gewünschten Leistungswert eingestellt werden. Die Genauigkeitsklasse liegt demnach unter dem Wert von 2,5.

Ansprechzeit
Die Ansprechzeit von Batteriespeichern liegt mit < 100 ms deutlich unter denen anderer Netzoptimierender Maßnahmen und kann somit als schnell bezeichnet werden. /EFZN-01 13/

Abrufbarkeit
Je nach Auslegung des Quartierspeichers und des Speicher-Füllstands zum Zeitpunkt des Abrufs variiert die verfügbare Einsatzdauer. Ersteres bezieht sich insbesondere auf das Verhältnis von Energieinhalt zu Leistung und liegt üblicherweise im Bereich von 30 min – 240 min (vgl. Kapitel 5.10.1.1.6). Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung in MONA 2030 wird zur besseren Vergleichbarkeit pauschal ein Verhältnis von 3 h angenommen. Die Auslegung des Speichers kann speziell an die Bedürfnisse des lokalen Verteilnetzes und den angestrebten Einsatzzweck angepasst und frei gewählt werden. /VDE-10 10/, /AGORA-08 14/, /KIT-04 13/, /KIT-05 13/,

Zeitliche Verfügbarkeit
Die zeitliche Einsatzbereitschaft hängt vom Speicherfüllstand zum Zeitpunkt des Abrufs ab. Demnach ist eine Leistungsveränderung nur möglich, wenn der Speicherzustand dies erlaubt. Konkret bedeutet dies, dass ein Ausspeichern nur möglich ist, wenn genügend Energieinhalt vorhanden und ein Einspeichern, wenn der Speicher nicht voll geladen ist. Zudem ist ein Abruf abhängig von der Priorisierung des Einsatzzwecks, also insbesondere ob Netzoptimierung als Primärzweck definiert wurde.

IKT-Bedarf einer NoM
Zum Betrieb eines Quartierspeichers per Fernüberwachung ist prinzipiell eine bidirektionale Anbindung notwendig. Der weitere Bedarf an IKT-Anbindung hängt vom Einsatzzweck des Quartierspeichers ab. Im Falle eines netzoptimierenden Betriebs muss mindestens der Netzzustand am Anschlusspunkt erfasst werden; für präzisere Steuermechanismen sollte zudem an weiteren Punkten im Netz(-Strang) der Spannungszustand erfasst werden.

Überlastfähigkeit
Aus Betriebssicherheitsgründen und für eine möglichst hohe Lebensdauer sollten Batteriespeicher nicht überlastet werden.

Störungsanfälligkeit
Batteriespeicher gelten generell als äußerst störungsfrei. Prinzipiell reagieren alle Batterietechnologien sensibel auf Vibrationen, Stöße, Hitze, Kälte und Feuchtigkeit (Kurzschluss-Gefahr). Durch den lokal begrenzten Einsatz hält sich bei korrekter Installation die Anfälligkeit, z. B. aufgrund außergewöhnlicher Naturereignisse, in Grenzen. Hinzu kommt die stabile Abschirmung gegenüber der Umwelt – üblicherweise in Form einer Einhausung. Durch den Einsatz bewährter Technik ist auch das Risiko für technisches oder menschliches Versagen als gering zu bewerten.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Der zeitliche und finanzielle Aufwand für die Beseitigung von Betriebsstörungen ist als gering einzuschätzen. Je nach Speicherdesign können einzelne Zellen abgeschaltet und bei Bedarf separat getauscht werden. Die möglichen Störungen lassen sich meist auf inkorrekte Schaltvorgänge oder defekte Batteriezellen zurückführen. In beiden Fällen ist die Entstörungsdauer (ohne Anfahrt) mit unter 2 h zu bewerten. Im Falle eines Systemschadens, z. B. bei defekter Klimatisierung oder eines defekten Wechselrichters kann der Aufwand entsprechend höher sein.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Batteriespeicher können prinzipiell Kurzschlussleistung bereitstellen. Hierzu werden allerdings spezielle Umrichter benötigt, was mit höheren Kosten und entsprechendem Aufwand verbunden ist. /VDE-03 15/, /FENES-01 15/

Spannungshaltung
Quartierspeicher sind in der Lage, bei netzentlastendem Betrieb (siehe Kapitel 5.10.1.1.4) die Einhaltung des Spannungsbands im Versorgungsgebiet positiv zu beeinflussen (siehe **Abbildung** 5-149). Der Einfluss ist dabei abhängig vom Installationsstandort und von der Belastung im Strang (siehe Kapitel 5.10.1.1.5). Der

höchste Einfluss wirkt dabei auf die direkte Umgebung im angeschlossenen Netzstrang. /TUM-01 16/, /BOD-01 06/, /FENES-01 15/

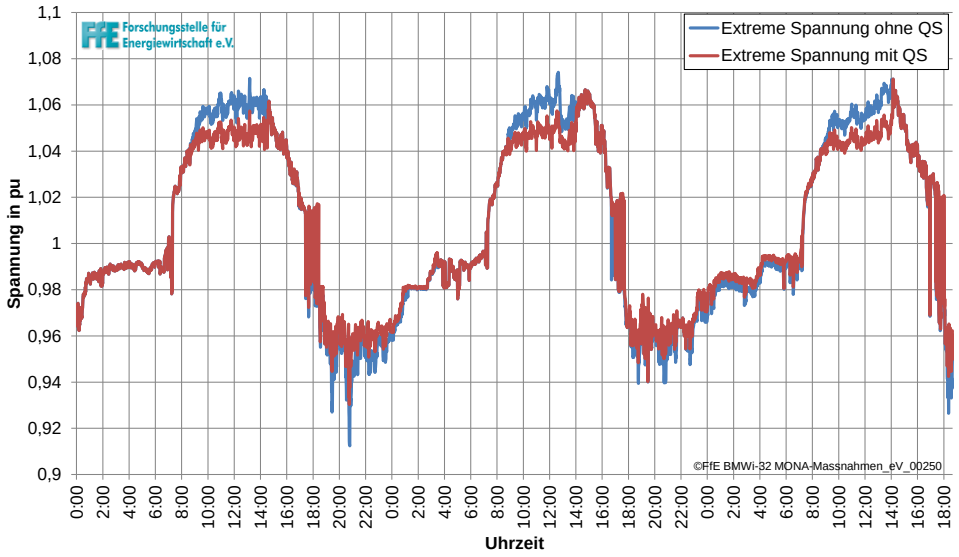


Abbildung 5-149: *Beispiel-Simulation zum positiven Einfluss eines Quartierspeichers bei netzoptimierender Ladesteuerung in einem realen, ländlichen Niederspannungs-Netz (Berechnungs-Zeitraum: 3 Tage im Sommer, zeitliche Auflösung: 60 Sekunden)*

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt

Batteriespeicher können sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung flexibel bereitstellen. /MMU-01 14/, /FENES-01 15/, /YOU-01 14/

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit

Ein Quartierspeicher hat per se keinen direkten Einfluss auf die maximale Stromtragfähigkeit bzw. thermischen Limits der Leitungen. Dennoch kann bei intelligenter Steuerung ein Beitrag zur Vergleichmäßigung der Lastflüsse und somit eine Überbrückung von Leitungsengpässen erzielt werden. Dies führt wiederum zu einer höheren Auslastbarkeit der vorhandenen Betriebsmittel /VDE-03 15/.

5.10.3.2 Wirtschaft

Akteur

Der Betrieb eines Quartierspeichers wird je nach Einsatzzweck durch regulatorische Einschränkungen beeinflusst (siehe Kapitel 5.10.2.2). Nach Unbundling-Vorgaben kann ein Netzbetreiber die Vermarktung des Speichers nicht selbst übernehmen. Dies gilt insbesondere bei Erschließung mehrerer Vermarktungsoptionen im Sinne eines Multi-Use-Ansatzes. Eine Alternative ist daher, diese Aufgaben einem externen Dienstleister bzw. Aggregator zu übertragen, wie z. B. dem Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks. /RWTH-01 15/, /VDE-03 15/, /RWTH-02 14/, /IWES-03 14/

Investitionen

Die Investitionskosten eines Quartierspeichers variieren je nach Technologie und Anbieter und gliedern sich in:

- Batteriezellen inkl. Zellverbindungen
- Batterie-Management- und Monitoring-System (BMS)
- Leistungselektronik inkl. Umrichter-Einheit, Schütze und Leistungsschalter
- Ladesteuerung
- Thermomanagement und ggf. Belüftung
- Sensorik, Steuerungs-, Kommunikations- und Überwachungssysteme
- Schaltschränke
- Gehäuse bzw. Umrüstung bestehender Gebäude
- Netzanschlusskosten
- Projektierungs- und Installationskosten (Tiefbau und Fundament)

Die Investitionen setzen sich aus kapazitäts- und leistungsspezifischen Kostenanteilen zusammen und berechnen sich nach folgender **Formel (**20 /VDE-03 15/:

$$Investitionen\ Speichersystem = Kapazität \times kapazitätsspez. Kosten + Leistung \times leistungsspez. Kosten + Installationskosten \quad (20)$$

Die kapazitätsspezifischen Kosten korrelieren mit der Anzahl der verbauten Zellen. Die leistungsspezifischen Kosten skalieren hingegen maßgeblich durch die Kosten des Umrichters. Die leistungsspezifischen Kosten nehmen tendenziell bei höheren Leistungsklassen ab, da hier auch leistungsunabhängige Komponenten mit inbegriffen sind.

Die Kosten pro installierter Leistung liegen nach /VDE-03 15/ aktuell bei 100 - 150 €/kW; für das Jahr 2025 wird eine Kostenreduktion auf 60 - 90 €/kW angenommen (vgl. auch /FFE-23 14/). Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung werden die Mittelwerte verwendet. Der Preis für 2030 wird vereinfacht den Werten für 2025 gleich gesetzt.

Im Falle von Lithium-Ionen Speichern werden in /VDE-03 15/ Systempreise von 450 - 600 €/kWh für 2015 und 150 - 250 €/kWh für 2025 angegeben. Zu berücksichtigen ist, dass sich diese allerdings auf Speicher im Megawatt-Bereich beziehen. Entsprechend der oberen Werte der Preisspanne und analog zu /FFE-23 14/ werden für die wirtschaftliche Bewertung von Quartierspeichern in MONA daher folgende Werte verwendet: 600 €/kWh für das Jahr 2015 und 250 €/kWh für 2030. Dies beinhaltet allerdings nicht die Kosten für Installation bzw. Gebäude, Projektierung, Netzanschlusskosten etc. Generell ist damit zu rechnen, dass ein Kostenreduktionspotenzial von über 50 % bis zum Jahre 2030 besteht. /THEGA-01 14/, /IFHT-01 13/, /EBR−01 14/, /ENTSOE-04 14/

Übliche Größen aus aktuellen Projekten sind in **Tabelle** 5-69 dargestellt. Als Beispiel liegt der Preis für einen Quartierspeicher mit Lithium-Ionen-Technologie (450 kWh und 150 kW) aktuell bei etwa 290.000 € + Installationskosten. Ein Ausblick auf das Jahr 2025 lässt eine deutliche Kostenreduktion erkennen, wobei ein Speicher mit gleicher Auslegung ca. 125.000 € + Installationskosten kosten würde.

In /IFHT-01 13/ werden die Kosten für Tiefbau und Fundament (als Mittelwert von drei erfragten Angeboten) pauschal mit 2.380 € angegeben.

Fixe Betriebskosten
In /RWTH-01 15/ werden bei einer Nutzungszeit von 20 Jahren in einer Sensitivitätsanalyse fixe jährliche Betriebskosten zwischen 1 % und 5 % der Investitionskosten angenommen (vgl. auch /AGORA-08 14/). In /FFE-23 14/ ist nach Einschätzung von Projektpartnern mit etwa 4 % - 6 % der Investitionskosten jährlich zu rechnen. In /UNIVL-01 13/ wird hingegen von den Investitionskosten unabhängige fixe Betriebskosten von 14 €/kW/a angenommen und wird analog zu /FFE-05 16/ für die weitere wirtschaftliche Bewertung in MONA verwendet.

Variable Betriebskosten
Während des Betriebs eines Quartierspeichers fallen in Abhängigkeit vom Speichereinsatz insbesondere Strombezugskosten und damit verbundene Abgaben und Umlagen (Stromsteuer, KWK-Umlage, Konzessionsabgaben, Offshore-, AbLaV-, StromNEV-Umlage) an. Da Speicher regulatorisch beim Einspeichern nicht von einem Verbraucher und beim Ausspeichern nicht von einem Erzeuger unterschieden werden, kommt es aktuell im Betrieb zu finanziellen Doppelbelastungen (vgl. Kapitel 5.10.2.1).

Da der Primärzweck von Quartierspeichersystemen aus entflechtungsrechtlicher Sicht (zum heutigen Zeitpunkt) außerhalb des Netzbetriebs liegt, sind für etwaige Zugriffe der Netzbetreiber auf den Einsatz von Quartierspeicher Opportunitätskosten erforderlich (Details siehe Kapitel 6).

Lebensdauer
Die aktuelle Lebensdauer eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers wird in der Literatur mit 5 – 20 Jahren angegeben. Perspektivisch ist durch technologische Entwicklungen in Zukunft von höheren Zeitspannen im Bereich von 10 – 30 Jahren im Jahr 2030 auszugehen. Die Lebensdauer ist u. a. abhängig vom Temperaturmanagement, der Anzahl der Ladezyklen, des DOD und der C-Rate. Über die Einsatzdauer kann es zudem zu einer Kapazitätsreduktion bzw. zu Verschleißerscheinungen kommen. /VDE-03 15/, /STER-01 14/, /IFHT-01 13/, /AGORA-08 14/ Größere Hersteller bieten bereits Leistungsgarantien von bis zu 20 Jahren auf Lithium-Ionen-Speicher. Daher wird diese Lebensdauer für die weitere ökonomische Bewertung (2015) herangezogen. Für 2030 besteht nach /IFHT-01 13/ eine zu erwartende Lebensdauer von 30 Jahren.

Die zyklischen Lebensdauern von Batteriespeichern sind aufgrund der sich stark entwickelnden Technologie und der fehlenden Langzeiterfahrungen schwer zu ermitteln. Während wissenschaftliche Literatur zumeist konservativere Schätzungen liefert (siehe /RWTH-01 16/) und die Herstellerangaben aus Gründen der besseren Vermarktung in der Regel sehr optimistisch sind (vgl. /CAR-01 14/), wird in MONA 2030 mit dem oberen Grenzwerten aus /RWTH-01 16/ für 2015 kalkuliert. Die zyklischen Lebensdauern für Batteriespeichertechnologien (HSS und QS) werden daher für 2015 mit 5.000 Vollzyklen angenommen und mit 10.000 Vollzyklen für das Jahr 2030.

Einnahmepotenzial für Akteur
Die Vermarktung des Speichers bietet potenziell eine Vielzahl von Einnahmequellen für den Betreiber. Diese können durch bilaterale Verträge oder der Vermarktung an weiteren Märkten geschehen, wie z. B. für Regelleistung, EEX-Vermarktung, USV, Schwarzstartfähigkeit, Blindleistungskompensation, Erzeugungsausgleich, etc. Manche

Erlösoptionen (z. B. Regelleistung) kommen dabei nur bei einer Vermarktung im Pool in Frage. Im Detail wird dies in Kapitel 5.10.1.1.3 dargestellt. /FFE-06 12/, /VDE-03 15/, /FENES-01 15/

Kostenwälzung
Bei netzoptimierendem Einsatz können die Kosten nach aktuellem Stand der Anreizregulierungsverordnung vom Netzbetreiber nicht auf den Stromkunden umgelegt werden (vgl. Kapitel 5.10.2.2). Im Falle einer Vermarktung des Speichers an mehreren Märkten übernimmt der externe Dienstleister als Betreiber sämtliche Kosten.

Regulatorische Praktikabilität
Der Einsatz von Quartierspeichersystemen ist mit regulatorischen Einschränkungen verbunden, wie z. B. Unbundling-Vorgaben im Falle eines Netzbetreibers. Dennoch ist ein Einsatz aktuell bereits möglich, aufgrund mangelnder Erlöspotenziale allerdings noch unwirtschaftlich. Es sind Anpassungen am rechtlich-regulatorischen Rahmen zu erwarten (siehe Kapitel 5.10.2.3). /VDE-03 15/, /RWTH-01 15/

Einordnung der NoM
Quartierspeicher sind zum heutigen Zeitpunkt im Energierecht nicht legal definiert. Solange sie nicht in die Märkte eingreifen, sind sie nicht von der Entflechtung betroffen, dürfen als Netzbetriebsmitel von Netzbetreiber genutzt werden und werden regulatorische anerkannt (nur ein Fall bekannt) /BBH-01 15/. In diesem Fall wären Quartierspeicher Netzoptimierende Betriebsmittel.

In der Regel ist es jedoch schwierig eine Abgrenzung vorzunehmen, inwiefern der Speicher lediglich für das Netz genutzt wird. In der Praxis werden demnach die meisten Speicher von Netzexternen Stakeholdern betrieben und i. d. R. für Regelleistung eingesetzt. Da diese Speicher nicht Teil der Netzassets sind und dieser Anwendungsfall die Regel ist, werden sie demnach als Netzorientiere Maßnahmen gelistet.

Regulatorische Abschreibungsdauer

Da Speicher noch keine klassischen Netzbetriebsmittel und damit nicht regulatorisch relevant sind, existieren zum heutigen Zeitpunkt keine regulatorischen Vorgaben für sie.

Durchdringungspotenzial
Quartierspeicher sind potenziell in allen Niederspannungsnetzen einsetzbar und bieten somit ein flächendeckendes Potenzial. Der Einsatz in Mittelspannungsnetzen ist ebenfalls möglich. Letztlich wird sich die Verbreitung allerdings an alternativen Erlöspotenzialen orientieren. Tendenziell ergibt sich ein sinnvoller Einsatz bei hoher Einspeiseleistung im NS-Netz, welches insbesondere durch kleine PV-Anlagen verursacht wird. Der Fokus liegt demnach auf solargeprägten Regionen (z. B. im Süden Deutschlands). Ein Einsatz in MS-Netzen dient hingegen dem Ausgleich der fluktuierenden Einspeisungen von Windenergieanlagen, was einen Einsatz in windreichen Regionen tendenziell sinnvoll erscheinen lässt (z. B. im Norden Deutschlands). /TUC-02 14/, /EBR-01 14/

Regionale Verfügbarkeit
Prinzipiell ist der Einsatz regional unabhängig möglich. Bezogen auf den Ausgleich von Lastspitzen ist keine wesentliche regionale Differenzierung zu erkennen.

5.10.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Je nach Einsatzzweck, Art und Automatisierungsgrad der Steuerung werden höhere Anforderungen an die Betriebsführung gestellt. Bei einer Vermarktung an mehreren Märkten wird dabei eine erhöhte Prognosegüte vorausgesetzt.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen
Der Einsatz eines Quartierspeichers führt zu einer verringerten Rückspeisung in die überlagerte Netzebene. Dies geht einher mit einer Erhöhung des Autarkiegrads des Netzgebiets. /KIT-04 13/

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Der Einfluss von gravierenden, zukünftigen strukturellen Änderungen auf die Relevanz der Technologie Quartierspeicher ist relativ hoch. Somit ist die Robustheit gegenüber Störfaktoren mit „niedrig“ zu bewerten. Der Einsatz hängt wesentlich von politischen, techno-ökonomischen und strukturellen Entwicklungen ab. Sollten zum Beispiel – wider Erwarten – keine Änderungen am aktuellen regulatorischen Rahmen zugunsten der Rentabilität von Quartierspeichern durchgeführt werden oder die Erlöspotenziale von dezentralen (Haus-)Speichersystemen deutlich besser gestellt werden, könnten Quartierspeicher nur eine Nischenlösung bleiben.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Quartierspeicher erhöhen durch ihre flexible Betriebsweise und entlastende Wirkung auf Betriebsmittel und Leitungsauslastung die Betriebsreserven im Netzbetrieb.

Frequenzhaltung
Der netzoptimierende Betrieb eines Quartierspeichers auf Niederspannungsebene hat in erster Linie nur Auswirkungen auf die Spannungshaltung. Ein frequenzstabilisierender Einsatz erfolgt demnach nicht. Im Falle einer Regelleistungsvermarktung durch einen Multi-Use Ansatz, z. B. im Rahmen eines Virtuellen Kraftwerks, ist ein Einfluss auf die Frequenzhaltung gegeben. Aufgrund der Größe eines einzelnen Quartierspeichers besteht allerdings nur ein marginaler Einfluss.

Bereitstellung von Regelleistung
Quartierspeicher sind technisch in der Lage, alle Arten von Regelleistung anzubieten. Eine wesentliche Einschränkung besteht in der Anlagen-Mindestgröße, die zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt erforderlich ist (siehe Kapitel 5.10.1.1.3). Da Quartierspeicher per Definition deutlich unter den geforderten Leistungsgrößen liegen, ist eine Marktteilnahme nur im Rahmen eines Virtuellen Kraftwerks möglich. Eine entsprechende Ladesteuerung ist in Kapitel 5.10.1.1.4 dargestellt. /FFE-16 16/, /ABFT-01 15/, /AGORA-08 14/, /FENES-01 15/

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Durch Speicher im Verteilnetz kann ein Versorgungswiederaufbau unterstützt werden. Nach /AGORA-08 14/ besteht allerdings das Problem, die hierfür nötige Kommunikationsinfrastruktur unabhängig vom Versorgungsnetz betreiben zu können. Generell wird das Potenzial in der Studie als gering eingeschätzt.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Der Einsatz eines Quartierspeichers im Niederspannungsnetz ermöglicht eine starke Erhöhung der Versorgungsautarkie im Netzgebiet. Der Autarkiegrad ist dabei wesentlich abhängig von der Auslegung und Betriebsweise des Speichers, sowie der Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur des Netzes. /KIT-04 13/, /VDE-03 15/

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Batteriespeicher werden derzeit als sehr innovativ angesehen. Durch die positive öffentliche Wahrnehmung kann der Einsatz ggf. für Marketing- oder Imagekampagnen zur Kundengewinnung bzw. Kundenbindung genutzt werden. Zudem bietet die Umsetzung von Pilotprojekten für Speicher- und Netzbetreiber eine Möglichkeit zur Entwicklung der Know-How-Führerschaft. Angesichts der zu erwartenden Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und einer zukünftig erhöhten Wirtschaftlichkeit bietet dies langfristig zusätzliche Einnahmepotenziale.

5.10.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Strukturveränderung
Die Integration eines Quartierspeichers im Netz kann entweder in bestehenden Gebäuden oder als Neubau bzw. Installation eines neuen Bauwerks (z. B. eines Speichers in einem Standard-Container) geschehen. Der Platzbedarf ist demnach nach Ausführungsvariante unterschiedlich, kann aber generell als gering bewertet werden.

Technisches Risiko
Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines technischen Fehlers kann als „mittel“ bewertet werden. Da es sich um eine erprobte und zuverlässige Technologie handelt, treten technische Ausfälle selten auf. Als kritischste Komponenten sind zum Beispiel die einzelnen Zellen zu nennen, die allerdings bei einer Fehlfunktion nicht automatisch das komplette Speichersystem zum Stillstand bringen. Weitere kritische Komponenten sind die Klimatisierung und der Wechselrichter. Bei unsachgemäßer Handhabung, starker Überhitzung durch Fehler im Batteriemanagementsystem oder falscher Steuerung besteht die sehr geringe Gefahr von Bränden und Explosionen.

Das potenzielle Schadensmaß bei Eintritt eines technischen Risikos kann als „mittel“ eingestuft werden. Bei Ausfall oder Fehlfunktion ist nicht von wesentlichen externen Schäden auszugehen.

Flächenbedarf
Der Flächenbedarf eines Quartierspeichers kann als relativ gering bewertet werden. Bei einer Integration des Speichers in ein bestehendes Gebäude besteht kein wesentlicher Eingriff. Eine weitere gängige Ausführungsvariante ist die Verwendung von Standard ISO-Containern. Mit einer Grundfläche von ca. 6 x 2,5 m, also etwa 15 m² bei einem 20 Fuß-Container ist der Flächenverbrauch nur gering (vgl. Kapitel 5.10.1). Ähnliche

Ausmaße gelten für den Bau eines (gemauerten) Gehäuses. /VKU-01 15/, /ADS-01 14/, /TUM-08 15/

Wesentliche Nutzungskonflikte sind aufgrund der relativ kleinen Dimensionen nicht zu befürchten.

Vorerfahrung
Durch die Errichtung neuer Bauwerke – auch wenn diese nur geringe Unterschiede zu bestehenden aufweisen – können Irritationen auftreten. Diese sind dabei von der Ausführung des Quartierspeichers abhängig. Im Falle einer Integration in bestehende Strukturen bzw. Gebäude ist von einer relativ hohen Vorerfahrung auszugehen. Bei Standard-Ausführung in einem Transport-Container kann dies anders sein. Da die Installation vorrangig in Niederspannungsnetzen durchgeführt wird, also auch in Wohngebieten, lässt sich ein gewisses Konfliktpotenzial nicht ausschließen. Demnach ist je nach Ausführung von einem hohen bis mittleren Etabliertheitsgrad auszugehen. Es wird folglich das Kriterium „mittlere Vorerfahrung, NoM in der Wachstumsphase“ gewählt.

Geräuschemissionen
Eine ausgeprägte Lärmbelastung durch den Einsatz eines Quartierspeichers ist nicht gegeben. Die einzige Komponente, die eine nennenswerte Geräuschentwicklung aufweisen kann, ist die Klimatisierung. Hierbei besteht allerdings kein wesentlicher Unterschied zu einer Haus-Klimaanlage. Somit kann die Lärmbelastung als „sehr gering“ bewertet werden.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Der netzoptimierende Betrieb von Quartierspeicher-Systemen greift per se nicht in das Nutzerverhalten von Endverbrauchern ein. Allerdings existieren erste Demonstrationsprojekte wie z. B. die „Strombank“ der MVV Energie AG (siehe Kapitel 5.10.1.3.2), in der eine aktive Beteiligung anreizgesteuert und freiwillig getestet wird.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung
Beispiele von Quartierspeicher-Projekten mit aktiver Bürgerbeteiligung zeigen bereits eine gesteigerte Akzeptanz und Unterstützung für das Projekt. Darüber hinaus setzen manche Geschäftsmodelle gezielt auf Bürgerbeteiligung. Ein Beispiel hierfür ist die „Strombank“ der MVV Energie AG, bei der die Anwohner mit einer Art Strom-Girokonto in den Energiehandel einbezogen werden (siehe Kapitel 5.10.1.3.2). Da die Akzeptanz von Quartierspeichern generell als hoch eingeschätzt wird, ist eine aktive Bürgerbeteiligung nicht immer notwendig. Es wird folglich das Kriterium „hohe Sinnhaftigkeit, Akteure auf Quartierebene direkt betroffen“ gewählt.

Transparenz des Verfahrens
Da der Betreiber das Speichersystem selbstständig installieren und betreiben kann, ist eine aktive Informationspolitik bzw. Konsultation der Bevölkerung nicht zwingend notwendig. Je nach Vermarktungsmodell ist der Bürger entweder kaum betroffen bis essenzieller Teil des Projekts. Für Quartierspeicher existiert bisher noch kein standardisiertes Verfahren.

Gesellschaftliche Solidarität
Das lokale Image eines Ortes kann durch den Einsatz von Quartierspeichern als innovative Technologie hin zu einem zukunftsfähigen Ort geändert werden. Die gesellschaftliche Solidarität kann deshalb als hoch eingestuft werden, da Anwohner so in die Energiewende miteinbezogen werden können, wodurch bei umfassender Öffentlichkeitsarbeit und Integration der Bevölkerung in den Planungsprozess der gesellschaftliche Zusammenhalt gestärkt werden. Die hohe Sichtbarkeit eines Quartierspeichers kann diesen Effekt verstärken.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes?
Prinzipiell ist durch den Einsatz von Speichern im Verteilnetz eine Erhöhung der Einspeisung Erneuerbarer Energien möglich. Eine Quantifizierung ist aber nur bedingt möglich, da die tatsächliche Höhe von der Ladesteuerung und der Zusammensetzung des betrachteten Netzes abhängt.

EMV für das Umfeld
Beim Betrieb von Batteriespeichern treten elektromagnetische Strahlungsfelder hauptsächlich durch den Wechselrichter auf. Diese müssen sich nach den Vorgaben in VDE-AR-E 2510 und DIN EN 62109 / VDE 0126-14 jeder Zeit unter den gesetzlichen Grenzwerten bewegen.

Schadstoffbelastung
Bei der Schadstoffbelastung ist zu differenzieren, ob Quartierspeicher in Form von ISO-Containern oder als Neubau vor Ort ausgeführt werden. Erstere bewirken „Schadstoffemissionen nur durch Transport der Komponenten“. Letztere bewirken „punktuellen Bodenaushub durch Baufahrzeuge und Bauprozesse mit Aufwirbelung von Feinstaub“.

Auswirkung auf Schutzgut Flora / Fauna, Boden / Grundwasser und Biodiversität / Ökosystem
Da es sich bei dem Speicher um ein Standard-Bauwerk in bereits erschlossenen Umgebungen handelt, besteht keine wesentliche Beeinträchtigung von Tieren und Vegetation. Neben der geringflächigen Bodenversiegelung durch das Bauwerk besteht kein Einfluss auf den Wasserhaushalt. Es ist zudem weder von einem Habitatverlust noch von anderer Beeinträchtigung von Biozönosen oder Biotopen auszugehen.

Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Je nach Form der ausgewählten Batterietechnik können bei unsachgemäßer Handhabung mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit Elektrolyten austreten und Böden und Grundwässer kontaminieren. *„Li-Ionen-Batterien enthalten nach RoHS (Restriction of Hazardous Substances, siehe EU-Richtlinie 2011/65/EU) im Gegensatz zu anderen Batteriesystemen keine gefährlichen Stoffe (…)“* /VDE-05 15/

Mediale Berichterstattung
Tauchen Quartierspeicher in den Medien auf, wird hauptsächlich von lokalen Pilotprojekten berichtet. Insgesamt wird deutlich, dass die Zukunftschancen des Quartierspeichers optimistisch eingeschätzt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass 1) Batteriemodule effektiver und billiger werden und 2) die Zwischenspeicherung

von Energie bei der Integration von EE unerlässlich ist. Beispielsweise berichtet die regionale Zeitung ‚Niederlausitz aktuell' im Juli 2016 vom Batteriegroßspeicherprojekt in Neuhardenberg. In dem Artikel werden insbesondere auch die ökologischen Vorteile hervorgehoben: *„Durch die Teilnahme an der Primärregelleistungsreserve vermeidet der 5 MW Batterie Energiegroßspeicher der Upside Group nachhaltig die Emission von mehr als 20.000 t CO2 pro Jahr und ersetzt dabei das Regelpotenzial eines 100 MW thermischen Kraftwerks"* /NLA-01 16/. Dem Optimismus bzgl. Quartierspeichern stehen einzelne Artikel kritisch gegenüber, die Sicherheitsrisiken bei Batterien einiger Hersteller sehen. Grund hierfür liegt im gesteigerten Kostendruck.

5.10.4 Ökonomische Grundlagen

Im Folgenden werden die relevanten technoökonomischen Kennwerte zusammenfassend dargestellt. Diese dienen als Eingangsgrößen für die Berechnung der Einsatzreihenfolge.

Tabelle 5-73: *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	

Auf Basis der technoökonomischen Kennwerte lässt sich der in **Abbildung 5-150** dargestellte Kostenverlauf für die Fixkosten (Investitionen und fixe Betriebskosten) ableiten. Neben den fixen Kosten entstehen im Falle eines Abrufes zur Netzstabilisierung zudem variable Kosten in Höhe der Opportunitätskosten. Diese beinhalten neben entgangenen Erlösen aus dem Primärzweck auch die Kosten für die Verlustenergie.

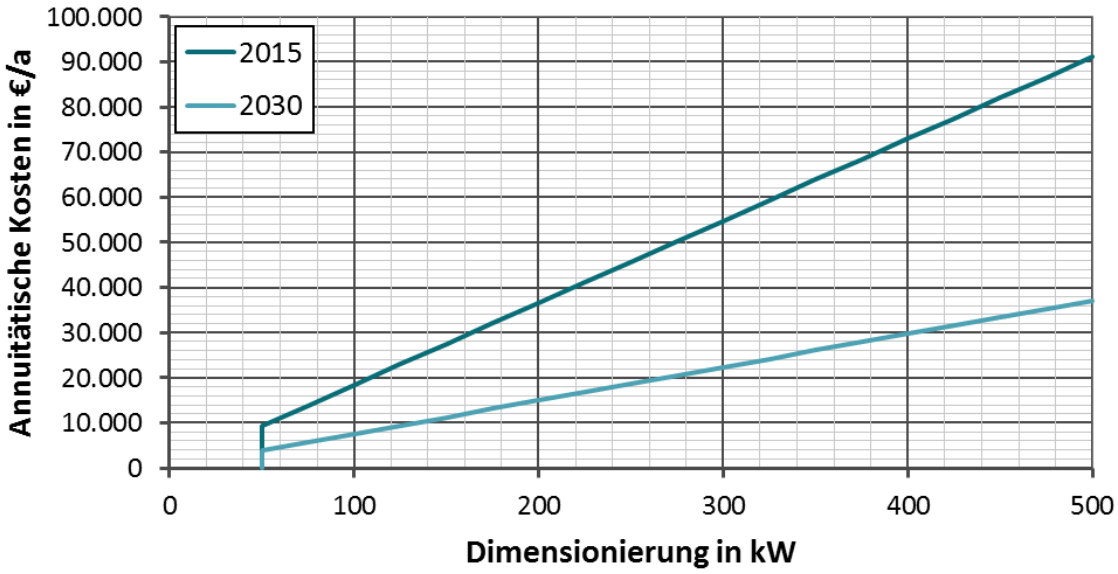


Abbildung 5-150: *Fixkostenverlauf von Quartierspeichersystemen*

5.10.5 Zusammenfassung und Ausblick

Quartierspeicher ermöglichen durch ihre geringe Ansprechzeit und hohe Flexibilität einen dynamischen Einsatz zur Netzoptimierung. Durch gezieltes Ein- und Ausspeichern kann die Spannung und die Auslastung von Betriebsmitteln im Netz positiv beeinflusst werden. Mit einem richtig dimensionierten Speicher ist es auf diese Weise möglich, Spannungsbandverletzungen deutlich zu reduzieren bzw. ganz zu vermeiden. Zusätzlich kann durch die Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs im Netzgebiet der ONT entlastet werden. Quartierspeicher bieten die Möglichkeit der Erhöhung des Autarkiegrads des Netzgebiets, was zu weniger Austausch mit der übergelagerten Netzebene führt und auch hier zur Netzentlastung beitragen kann.

Wichtig zu berücksichtigen ist, dass Quartierspeicher – im Gegensatz zu anderen Netzoptimierenden Maßnahmen – nicht auf den netzentlastenden Einsatz beschränkt sind, sondern auf unterschiedliche Weise eingesetzt werden können. Hier liegt aber auch eine große Herausforderung: Nur die sinnvolle Kombination verschiedener intelligenter Ladesteuerungen kann einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Dazu kann beispielsweise ein Teil der Kapazität für die Netzentlastung eingesetzt werden, während gleichzeitig weitere Vermarktungsoptionen wahrgenommen werden, wie z. B. Regelleistung (als Teil eines virtuellen Kraftwerks). Essenziell ist hierbei eine Priorisierung der einzelnen Einsatzmöglichkeiten und idealerweise eine zuverlässige Prognose des Bedarfs der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen. Eine vergleichende Untersuchung des „solbat Anwendernetzwerks für Energiespeicher“ zeigte, dass in einer Einfamilienhaus-Siedlung bei Installation eines Quartierspeichers eine rund 25 % geringere Speicherkapazität als die Summe der nötigen Heimspeicherkapazitäten ausreicht, um dieselbe Eigenbezugsquote im Quartier zu erreichen /SOLBAT-01 15/.

Bei kombinierten Ladesteuerungen spielen die Vorgaben des Unbundlings eine wichtige Rolle. So kann ein Netzbetreiber nach regulatorischen Vorgaben den Quartierspeicher ausschließlich zur Netzentlastung betreiben. Eine Vermarktung zu anderen Zwecken sowie grundsätzlich der Energiehandel ist dem Netzbetreiber untersagt. Es gibt

Möglichkeiten, diese Funktionen auf andere Akteure bzw. Drittanbieter auszulagern, doch besteht nach aktueller Einschätzung in Deutschland hierzu noch kein wirtschaftliches Geschäftskonzept. Gründe hierfür sind insbesondere die Doppelbelastung, die Energiespeichern aufgrund ihrer regulatorischen Einordnung als Erzeuger bei Ausspeicherung bzw. Letztverbraucher bei Einspeicherung, betrifft.

Hinsichtlich einer ökologischen Bewertung ist die Betrachtung des Ressourcenverbrauchs entscheidend.

Ob sich Quartierspeicher zur Netzentlastung durchsetzen werden, hängt folglich zum einen davon ab, ob regulatorische Anpassungen und weitere Kostensenkungen einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Zum anderen wird sich zeigen, ob sich Quartierspeicher in ihrer netzentlastenden Funktion wirtschaftlich gegenüber anderen Netzoptimierenden Maßnahmen und dem konventionellen Netzausbau durchsetzen können.

5.11 Hausspeichersysteme zur Netzentlastung

Hausspeichersysteme zur Netzentlastung

Bei **Hausspeichersystemen zur Netzentlastung** handelt es sich um elektrochemische Energiespeicher, welche die lokal erzeugte überschüssige Energie jeweils aus einer PV-Anlage zwischenspeichern, um damit ortsnahe elektrische Verbraucher zu versorgen und durch verschiedene Ladesteuerungen Last- bzw. Erzeugungsspitzen verringern.

Der hier verwendete Begriff Hausspeichersystem (HSS) hat in der Literatur unterschiedliche Synonyme wie Photovoltaik-Pufferspeicher, Solarspeicher oder Sonnenbatterie. Es handelt sich dabei stets um einen elektrochemischen Energiespeicher, welcher die lokal erzeugte überschüssige Energie aus einer Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) via Steuerelektronik automatisiert zwischenspeichert, um damit bei Bedarfszeiten ortsnahe elektrische Verbraucher zu versorgen. HSS werden überwiegend in Privathaushalten oder landwirtschaftlichen Gebäuden in der Niederspannungsebene in Kombination mit einer PV-Anlage < 30 kW angeschlossen. Im Folgenden werden HSS und deren netzoptimierende Funktion in dieser Definition untersucht.

Um die Funktion von Hausspeichersystemen unter der in dieser Arbeit verwendeten Definition als netzoptimierende Maßnahme zu erörtern, ist eine kurze Herleitung der Problemstellung sinnvoll. Zunächst ist die grundlegende Fragestellung, weshalb eine Optimierung bzw. Ertüchtigung des Stromnetzes notwendig ist. Zum derzeitigen Zeitpunkt sind für die bisherige Last- und Erzeugungssituation die Netzkapazitäten ausreichend.

Als netzkritisch, insbesondere in schwach ausgebauten, ländlichen Niederspannungsnetzen, /TUM-04 11/, /ISE-01 13/ gilt die wachsende Stromerzeugung aus Sonnenenergie, welche seit dem Jahr 2000 gefördert wird. Zukünftig ist geplant, dass dieser volatile Stromerzeuger einen hohen Anteil der Energieversorgung in Deutschland tragen soll. Da PV-Anlagen in den Stromnetzen hohe elektrische Leistungsspitzen erzeugen, ist bei einer großen PV-Durchdringung mit lokalen Netzüberlastungen zu rechnen. Insgesamt liegt die installierte PV-Nennleistung in Deutschland bei ca. 40 GW mit einem Zubau von etwa 1,4 GW in 2015. Sie übertrifft die Leistung aller anderen Kraftwerkstypen in Deutschland. /ISE-01 15/ Über 80 % dieser Leistung wird in der Niederspannungsebene eingespeist /BSW-05 12/. Durch einen in der Regel geringen Verbrauch in der Mittagszeit bei gleichzeitig hoher PV-Erzeugung entstehen lokale Disparitäten in Niederspannungsnetzen. In diesem Fall spricht man vom sog. Rückspeisefall, welcher als Ursache für zukünftige Netzprobleme in der Niederspannungsebene gilt und als Netzauslegungskriterium in /DENA-14 12/ definiert wurde. Die Alternative zur Netzertüchtigung ist eine Reduzierung der PV-Leistungsspitzen.

Neben der zunehmenden PV-Einspeisung können neue, leistungsintensive Verbraucher, wie z. B. Elektrofahrzeuge ebenfalls zu einer erhöhten Netzbelastung führen. Kurz- und Mittelfristig sind jedoch PV-Anlagen kritischer einzustufen, da diese neben der höheren Durchdringung auch eine höhere Gleichzeitigkeit der Leistung insbesondere bei wolkenlosem Himmel aufweisen /BMWI-12 12/. Mit steigender Elektrofahrzeugdurchdringung und Ladeleistung können gleichzeitig ladende Elektrofahrzeuge zukünftig ebenfalls Netzüberlastungen hervorrufen.

Exkursion: Netzrückwirkungen durch Elektromobilität

Die Leistungsspitze durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen zeigt zwar eine starke Persistenz in den frühen Abendstunden, dennoch sind die Ladevorgänge zeitlich und örtlich je nach Nutzer verschieden. Diverse Studien haben gezeigt, dass die maximale Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen mit Leistungen von 3,7 kW unter 25 % beträgt. /FZJ-02 12/,/TUI-01 11/,/FFE-13 13/. Mit steigender Ladeleistung nimmt die Gleichzeitigkeit ab, so dass die Lastspitze dadurch degressiv ansteigt.

Da maßgeblich PV-Rückspeisespitzen in der Niederspannungsebene Netzüberlastungen hervorrufen, können HSS durch eine Zwischenspeicherung von PV-Energie Einspeisungsleistungsspitzen reduzieren. /ISE-01 13/ Im Folgenden wird gezeigt, inwieweit HSS in dieser Funktion geeignet sind und ob sie als „netzoptimierende Maßnahme“ eine nachhaltige Alternative zum Netzausbau in der Niederspannungsebene darstellen.

5.11.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

5.11.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme

In Deutschland hat sich in den letzten Jahren ein kleiner Markt für HSS etabliert. Schätzungen zufolge wurden in Deutschland, Stand Januar 2016, etwa 30.000 bis 35.000 HSS in Deutschland verkauft, mit steigender Tendenz. /BMWI-07 16/ Die Speichersysteme unterscheiden sich generell durch die verwendete Zelltechnologie, die Anbindungsart an PV-Anlage und Netz sowie die Phasenzahl. Weiterhin verfügen die Speicher je nach Hersteller über unterschiedliche Steueralgorithmen und Zusatzfunktionen. Ein Überblick über die technischen Kenndaten sowie Vor- und Nachteile der verschiedenen Zelltechnologien kann dem Kapitel 5.10 entnommen werden. Bei HSS werden überwiegend Blei- (Blei-Gel) und Li-Ionen-Batterien (Li-Fe-Po4, NMC/C) eingesetzt. Bleibatterien haben nach /BMWI-07 16/ etwa einen Bestandsanteil von 27 %, Li-Ionen 73 %. In den letzten Jahren zeigte sich ein starker Verkaufstrend hin zu Li-Ionen-Batterien. Die durchschnittliche nutzbare Speicherkapazität der in Deutschland verkauften HSS beträgt 6 kWh. /BMWI-07 16/

Analogie Quartierspeicher: HSS und Quartierspeichersysteme haben viele Gemeinsamkeiten, da es sich bei beiden Systemen um elektrochemische Speicher handelt mit dem Ziel, die Eigendeckung einer Verbraucherstruktur zu erhöhen. Die wesentlichen Unterschiede liegen in der Anordnung, Leistung und Kapazität.

Im Folgenden werden Primäranwendung und der netzdienliche Betrieb von HSS kurz erläutert.

Primärnutzen von HSS

Die Hauptfunktion von HSS ist die Erhöhung der Eigendeckung (Autarkiegrad) der lokal installierten PV-Anlage oder des verknüpften Blockheizkraftwerks mit dem Ziel, weniger Energie aus dem öffentlichen Netz zu beziehen; dies führt zu einer geringeren Einspeisung. Um den „Deckungsgrad“ der PV-Anlage auszudrücken, wird zwischen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsgrad unterschieden. In **Abbildung 5-151** sind diese beiden Größen visualisiert. Der Eigenverbrauchsgrad/-anteil ist das Verhältnis der selbst genutzten PV-Energie (Bild: orange Fläche) zur gesamten PV-Produktion. Der Eigendeckungsgrad beschreibt das Verhältnis der selbst genutzten PV-Energie zum gesamten Verbrauch.

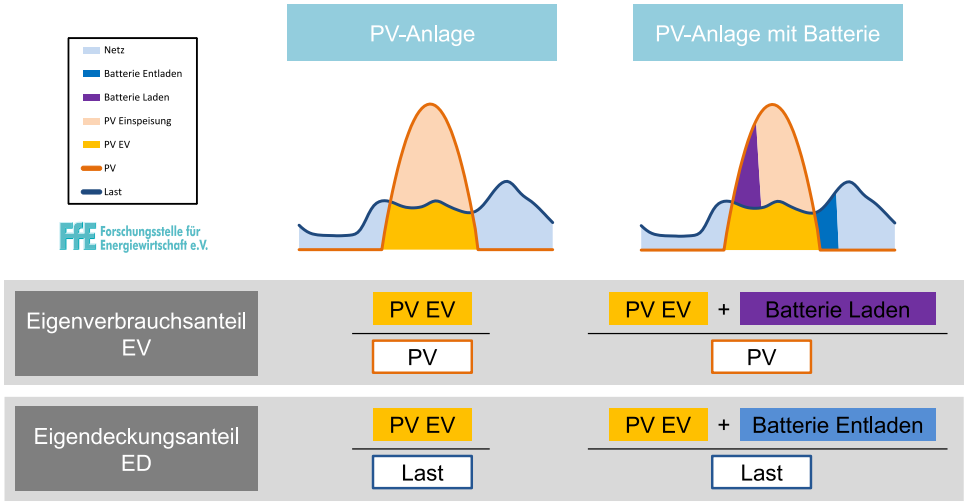


Abbildung 5-151: *Schematische Darstellung von EV und ED /FFE-82 11/*

Aufgrund der Anpassung der Einspeisevergütung an reale Strompreise, spielen ED und EV seit ca. 2011 eine immer wichtigere Rolle für PV-Anlagenbetreiber. Inzwischen ist der reale Strompreis deutlich niedriger als der haushaltsübliche Strompreis. Aktuell liegt dieser inklusive Grundpreis bei etwa 30 ct/kWh wohingegen die Einspeisevergütung für Neuanlagen bei etwa 12,3 ct/kWh liegt. Durch Eigenverbrauch können somit Strombezugskosten durch günstigeren PV-Strom gespart werden. Weitere Motivationen zum Kauf eines HSS sind die Unabhängigkeit von steigenden Energiekosten, Versorgungssicherheit sowie der ökologische Gedanke, an der Energiewende teilnehmen zu können. Netzstabilität oder Systemkostenreduktion bei der Stromübertragung stellen hingegen keine Kaufmotivation für HSS-Käufer dar /BMWI-07 16/.

In dieser oben beschriebenen, eigenverbrauchsoptimierenden Funktion sind HSS prinzipiell nicht netzdienlich. /VDE-03 15/, /ISE-01 13/, /PRO-01 16/, /FENES-01 15/, begründet durch die Auslegung des Steueralgorithmuses der zwar die Einspeicherung von überschüssiger PV-Energie, jedoch keine Reduktion der PV-Erzeugungsspitzen vorsieht.

Sekundärnutzen von HSS: Netzdienlichkeit durch Reduzierung der PV-Erzeugungsspitzen

Ein netzdienlicher Betrieb von HSS bedeutet vor allem eine Optimierung des lokalen PV-Erzeugungsgangs hinsichtlich der Netzverträglichkeit /MOS-01 14/, /HTW-03 15/,

/PRO-01 16/, /BMWI-07 16/, /ISE-01 13/, /VDE-03 15/. Dies impliziert die Glättung des Erzeugungs- und Lastgang am Netzanschlusspunkt, um Leistungsspitzen im öffentlichen Niederspannungsnetz zu reduzieren. Beispielsweise kann die PV-Einspeisespitze im Netzgebiet durch HSS dauerhaft halbiert werden, so ist eine Verdoppelung des PV-Zubaus aus netztechnischer Sicht theoretisch möglich.

Grundsätzlich können Batterie- und PV-Wechselrichter auch durch Bereitstellung von Blindleistung netzdienlich sein. Dies wird in Kapitel 5.5 und Kapitel 5.11.2 dargestellt. Laut /EEG-02 14/ sowie der Förderbedingungen der KfW-Bank /KFW-02 16/ wird die technische Fähigkeit hierfür bereits vorausgesetzt (vgl Kapitel 5.11.2). Darüber hinaus sind für HSS weitere netz- und systemdienliche Funktionen denkbar, welche im nachfolgenden Kapitel 5.11.1.2 aufgeführt werden.

Unabhängig von HSS existieren für PV-Anlagen bereits seit 2012 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz Vorschriften, die einen netzdienlichen Betrieb gewährleisten sollen. Für Kleinanlagen kleiner 30 kWp ist ein Einspeisemanagement verpflichtend oder alternativ eine Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70 % der maximalen Wirkleistungseinspeisung der PV-Module zu begrenzen. /EEG-02 14/

Ohne HSS erfolgt die technische Umsetzung der statischen Einspeisebegrenzung verlustbehaftet am PV-Wechselrichter. Hierbei stellt der Installateur die errechnete Leistung am Wechselrichter ein, so dass Leistungen oberhalb dieser Grenze nicht mehr erreicht werden können. Dies geschieht durch Spannungsregelung am sogenannten MPP-Tracker, welcher die Spannung in der charakteristischen U-I-Kennlinie so anpasst, dass die Ausgangsleistung nicht ihr Maximum erreichen kann.

Mit einem netzdienlichen HSS erfolgt die Begrenzung der Leistung nicht verlustbehaftet am Wechselrichter, sondern wird zwischengespeichert, um sie bei Bedarf nutzen zu können. Durch ein HSS kann die Leistung mit weniger Verlusten in den Speicher eingespeichert werden. Im Idealfall glätten somit HSS nicht nur die PV-Erzeugungsspitze mittags, sondern auch die Lastspitze, welche tendenziell abends auftritt. In **Abbildung 5-152** ist die netzdienliche Funktion der PV-Einspeisebegrenzung schematisch dargestellt.

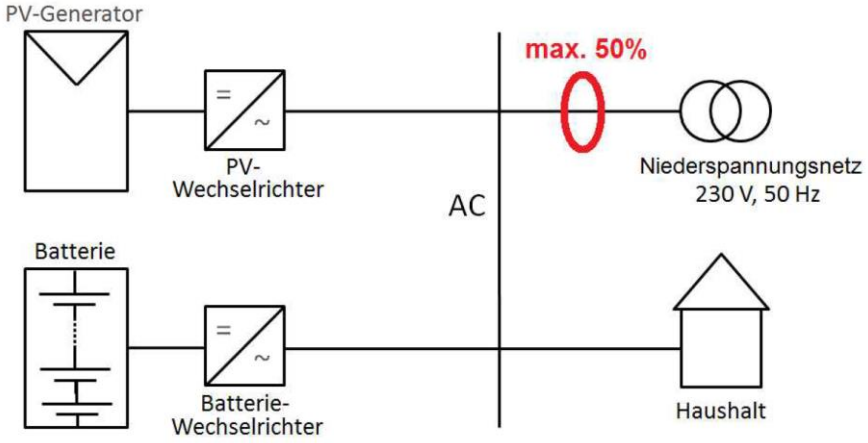


Abbildung 5-152: *Schematische Darstellung der Einspeisebegrenzung /BMWI-07 16/*

Diese netzdienliche Betriebsstrategie von HSS wird bereits seit Mai 2013 staatlich über das Speicher-Förderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gefördert. Die Förderung wird in Form eines Kredites mit Tilgungszuschuss bei der Anschaffung vergeben. Die wesentliche Voraussetzung für die Förderung ist die dauerhafte Begrenzung der PV-Rückspeisespitze am Netzanschlusspunkt auf aktuell 50 % der PV-Modulnennleistung. Weiterhin wird die Einhaltung der Richtlinie VDE-AR-N 4105 sowie des FNN-Hinweises „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ gefordert. Auf die konkreten Förderbedingungen wird in Kapitel 5.11.2 näher eingegangen.

Die Speicherhersteller in Deutschland haben sich auf die Förderbedingungen eingestellt, so dass mindestens 97 % der verkauften Speicher 2014 die geforderte Einspeisebegrenzung realisieren können (eigene Recherche nach /PVM-01 16/). Ist der Speicher nicht in der Lage die Einspeisespitze zu speichern, weil die Batterie zum Zeitpunkt der Einspeisespitze beispielsweise schon vollgeladen ist, wird die Begrenzung wie oben beschrieben am PV-Wechselrichter durchgeführt. Um zu gewährleisten, dass genug Speicherkapazität für die Einspeisebegrenzung zur Verfügung steht, muss eine geeignete Steuerung im HSS integriert sein. Hierfür hat sich eine prognosebasierte Steuerung etabliert, welche anhand von Last- und Erzeugungsprognosen genug Batteriekapazität zur Zwischenspeicherung der Erzeugungsspitze vorhält. Eine detaillierte technische Beschreibung der prognosebasierten Einspeisebegrenzung mit HSS wird in Kapitel 5.11.3.1 gegeben.

Grundlegend sollte die Sekundärnutzung (Netzstabilisierung) nicht zum Nachteil des HSS-Betreibers führen oder ggf. vergütet werden. /FENES-01 15/ Im Fall der PV-Einspeisebegrenzung erfolgt dies in Form eines Kredites mit Tilgungszuschuss bei der Anschaffung durch die KfW-Speicherförderung. Da jedoch nahezu alle Speicherhersteller die PV-Einspeisebegrenzung technisch in ihren Modellen umgesetzt haben, ist theoretisch auch ein aktuell nicht geförderter HSS in der Lage, diese Funktion umzusetzen.

Im folgenden Kapitel werden verschiedene Entwicklungen von HSS in ihrer Funktion als netzoptierende Maßnahme näher beleuchtet.

5.11.1.2 Entwicklungspotenzial

Eine netzoptimierende Funktion sollte flächendeckend, skalierbar und stets verfügbar sein, um beispielsweise Netzausbaukosten dauerhaft zu vermeiden. Hinsichtlich des Entwicklungspotenzials ist insbesondere der flächendeckende und skalierbare Einsatz von HSS aktuell fraglich. Ungeachtet des rasant wachsenden Marktes in den letzten Jahren ist die Verbreitung von HSS noch relativ klein. Mit etwa 35.000 HSS, verteilt auf 1,5 Mio. PV-Anlagen in Deutschland /ISE-01 15/, hat statistisch nur jeder 42. PV-Anlagenbesitzer ein HSS. Da nur etwa die Hälfte der verkauften Speicher über die KfW-Bank gefördert wurden /BMWI-07 16/ und somit einen netzdienlichen Betrieb gewährleisten hat statistisch nur etwa jeder 84. PV-Anlagenbesitzer ein netzdienliches HSS. Um die PV-Einspeisespitzen in Niederspannungsnetzen zuverlässig zu begrenzen, ist jedoch eine ausreichende Durchdringung erforderlich. Die aktuellen PV- und HSS-Zubauraten aus 2015 zeigen, dass auf 47.312 installierte PV-Anlagen insgesamt 19.328 HSS-Speicher installiert wurden, also 41 % der PV-Anlagenkäufer ein Speichersystem

installieren. /BMWI-07 16/ Abgesehen von den letzten Monaten in 2015, in denen Mitnahmeeffekte eines zunächst angekündigten Auslaufens der KfW-Speicherförderung vermutet werden, liegt der jährliche Zubau von HSS etwa bei 15.000 Stück. Diese aktuellen Zahlen lassen auf eine zukünftig höhere Durchdringung schließen.

Ein Hemmnis für eine rasche Marktentwicklung ist der momentan hohe Anschaffungspreis von HSS sowie deren geringe Wirtschaftlichkeit. /VDE-03 15/ Aktuell wird ein Großteil der Käufer von PV-Speichern tendenziell der Gruppe der "Innovators" bzw. "Early Adopters" zugerechnet. /BMWI-07 16/ Diese Zielgruppe gilt als gebildet, wohlhabend und technikaffin. Die Wirtschaftlichkeit einer Investition ist für diese Zielgruppe nicht zwangsläufig das ausschlaggebende Kaufkriterium. Damit HSS aber auch für andere Zielgruppen zugänglich werden, müsste die Wirtschaftlichkeit von HSS steigen.

Aktuell liegen die spezifischen Anschaffungskosten von HSS mit Li-Ionen-Batterie bei durchschnittlich 1.900 € pro kWh nutzbarer Speicherkapazität inkl. Mehrwertsteuer. In den letzten drei Jahren ist dieser Preis um insgesamt 39 % mit einer annähernd linearen Preisdegression von 18 % p.a., gefallen /BMWI-07 16/ Es wird erwartet, dass die Batteriepreise zukünftig weiterhin stark sinken werden. Insbesondere im Zuge eines wachsenden Elektromobilitätsmarktes könnten Batteriespeicherpreise im Automobilbereich sogar auf unter 150 €/kWh fallen. /NPG-01 15/ Diese Entwicklung ist ebenfalls ein Indiz für einen zukünftig wachsenden HSS-Markt.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von HSS sind neben geringen Anschaffungskosten auch ein steigender Strompreis sowie eine sinkende Einspeisevergütung von Bedeutung; dies erhöht die Einsparungen durch Zwischenspeicherung. Ein weiterer Indikator für einen wachsenden HSS-Markt ist die Begrenzung der EEG-Einspeisevergütung auf 20 Jahre /EEG-02 14/. Viele PV-Anlagen werden nach dieser Zeit eventuell nur noch durch Eigennutzung des PV-Stroms rentabel sein können. Da ein Großteil der heute bestehenden PV-Anlagen (über 80 %) in den Jahren 2009 – 2012 installiert wurden, wird folglich ab 2029 eine große Anzahl potenzieller Käufer hinzukommen.

Zusätzliche Netz- und Systemdienstleistungen von HSS

Neben der PV-Einspeisebegrenzung gibt es für dezentrale Batteriespeicher grundsätzlich eine Vielzahl weiterer technisch möglicher Netz- und Systemdienstleistungen, welche ausführlich in /FENES-01 15/ diskutiert wurden. In folgender **Abbildung 5-153** sind die erörterten Anwendungen aufgeführt.

Im Unterschied zur vorliegenden Arbeit, in der ausschließlich netzdienliche Funktionen von HSS untersucht werden, steht in /FENES-01 15/ auch die Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten von dezentralen Batteriespeichern um systemdienliche Aspekte im Vordergrund, wie z. B. Regelleistungsbereitstellung oder eine klimaverträglichere Kraftwerkseinsatzplanung. Ein weiterer Unterschied besteht darin, dass in der Studie unter dezentralen Batteriespeichern auch Speicher mit höheren Kapazitäten im Megawattstundenbereich verstanden werden, wie z. B. Quartierspeicher.

Wie aus der Darstellung ersichtlich wird, können dezentrale Batteriespeicher technisch nahezu alle Systemdienstleistungen erfüllen. /VDE-03 15/ Insbesondere für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung haben HSS-Hersteller bereits serienreife Anwendungen entwickelt, die bereits im Einsatz sind, wie beispielsweise die

Firma Caterva GmbH oder die Deutsche Energieversorgung GmbH mit EconamicGrid. /PV 01 15/ In der Befragung von /PVM-01 16/ geben die meisten Hersteller an, dass ihre Produkte entweder bereits technisch in der Lage sind, Regelleistung anzubieten oder sich diese Funktion in Vorbereitung befindet. Über spezielle Batterieumrichter könnten HSS auch einen höheren Kurzschlussstrom liefern. /VDE-03 15/

Als weiterer Aspekt ist die gezielte Begrenzung der Lastspitze in Zukunft denkbar. Durch eine hinreichend genaue Lastprognose (vgl. Kapitel 5.11.3.1) können Lastspitzen ebenso wie Erzeugungsspitzen gezielt zwischengespeichert werden. Die Steueralgorithmen sind bereits bei nahezu allen käuflichen HSS vorhanden, jedoch ist diese Funktion noch kein Bestandteil der staatlichen Förderung.

Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern					Blei-Säure-Batterie	Nickel-Batterie	Lithium-Batterie	Natrium-Batterie	Redox-Flow-Batterie
Systemdienstleistungen	Versorgungssicherheit-und -wiederaufbau	Beitrag zur gesicherten Leistung (v. a. Reduktion & Sicherung der Höchstlast, u. a. auch Reduktion von Must-Run Kapazitäten)							
		Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)							
		Schwarzstartfähigkeit							
	Spannungshaltung und -qualität	Bereitstellung von Blindleistung (statische Spannungshaltung)							
		Bereitstellung von Kurzschlussleistung (dynamische Spannungshaltung, Fault-Ride-Through)							
	Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung	Regel- und Reserveleistung	transient	Momentanreserve (sofortige Frequenzstützung)					
				Primärregelleistung (Pos. und neg. gekoppelt)					
				Sekundärregelleistung	Neg.					
					Pos. *					
				Tertiärregelleistung (Minutenbereich)	Neg.					
					Pos. *					
				Langzeitreserve (Wind- oder Dauerreserve)					
	Betriebsführung	Gradientensteuerung (Ramping) (hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten)							
		Netzengpassmanagement (Redispatch, z.T. auch zur Spannungshaltung)							
Erzeugungsausgleich	Terminmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)								
	Spotmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)								

Technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll
Technisch machbar, Wirtschaftlichkeit zu prüfen
Wirtschaftlich nicht umsetzbar
* die Abschaltung von Lasten kann bilanziell durch die „Freisetzung von Leistung" positive Regelleistung bereitstellen

Abbildung 5-153: *Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern /FENES-01 15/*

Technologische Entwicklungspotenziale von Batteriespeichersystemen, wie z. B. Energie- und Leistungsdichte sowie Zyklenfestigkeit werden in Kapitel 5.10 beschrieben.

Die Gewährleistung der netzdienlichen Funktion von HSS nach Erreichen der Lebensdauer, ist eine weitere wichtige Fragestellung. Da sich HSS i. d. R. in Privatbesitz befinden, besteht grundsätzlich keine Garantie, dass ein neuer Speicher angeschafft wird. /TUM-02 16/ Ein analoges Problem besteht theoretisch auch für PV-Anlagen, deren Zubaurate aktuell nur indirekt über den finanziellen Anreiz einer festgelegten EEG-Einspeisevergütung gesteuert wird. /EEG-02 14/ Ein Erreichen der Energiewende ist erheblich vom Ersatz der Altanlagen abhängig. /ISE-01 16/ Ein analoges Vorgehen ist auch für HSS denkbar, welche ebenfalls über die KfW-Bank finanziell begünstigt werden (vgl. Kapitel 5.11.3.2). Im aktuellen Förderprogramm /KFW-02 16/ wird zudem die Gewährleistung der Einspeisebegrenzung auch über die Lebensdauer des HSS hinaus gefordert. Sollte kein Ersatzspeicher angeschafft werden, muss der Fördermittelempfänger die Abregelung der PV-Anlage am PV-Wechselrichter für die gesamte Lebensdauer sicherstellen. Der netzdienliche Aspekt der Einspeisebegrenzung ist somit sichergestellt.

HSS können in Zukunft den netzdienlichen Betrieb durch Wirkleistungsbegrenzung weiter erhöhen, wenn der Speicher gezielt in das Netz einspeist oder aus dem Netz bezieht. Analog zu einer Einspeisewirkleistungsbegrenzung ist in Zukunft eine Lastbegrenzung am Netzanschlusspunkt denkbar. Zudem könnte zusätzliche Speicherkapazität bereitgestellt werden, z. B. durch das Entladen der Batterie in das öffentliche Netz in Zeiten geringer PV-Erzeugung, um in Zeiten hoher PV-Erzeugung eine größere Einspeisebegrenzung zu erzielen. /ISE-01 13/, /VDE-03 15/ Denkbar ist ebenfalls die gezielte Speicherung zu Zeiten hoher Windenergieerzeugung.

Im Folgenden soll ein Praxisbeispiel die netzdienliche Funktion eines HSS veranschaulichen.

5.11.1.3 Case Study

An der FfE in München ist die Sonnenbatterie M ein HSS der Firma Sonnen GmbH mit aktuellem Softwareupdate 2016 installiert. Die Firma Sonnen GmbH ist aktuell Marktführer in Deutschland und die hier gezeigte netzdienliche Steuerung somit weit verbreitet. Der Speicher hat eine nutzbare Kapazität von 8,1 kWh und ist AC-seitig mit einer PV-Anlage (4,3 kWp Nennleistung) gekoppelt.

In **Abbildung 5-154** ist der PV-Erzeugungsgang sowie die Speicherladevorgänge an einem Tag mit wechselnder Bewölkung dargestellt. Am dargestellten Tag ist keine Verbraucherlast vorhanden, so dass die PV-Erzeugung vollständig in das Netz eingespeist wird. Zudem ist die Batterie schon zu Tagesbeginn fast voll geladen, so dass wenig Kapazität zur Zwischenspeicherung vorhanden ist. Es ist zu erkennen, dass bereits um 7:15 Uhr ein PV-Energieüberschuss vorhanden ist. Die prognosebasierte Steuerung des Speichersystems lädt jedoch nicht unmittelbar die Batterie (blaue Linie), sondern verzögert die Ladung bis zu der erwarteten (ersten) PV-Rückspeisespitze um etwa 11:00 Uhr. Erst bei Eintritt der maximalen PV-Rückspeisung um 13:00 Uhr erfolgt ein weiterer Ladevorgang. Der letzte Ladevorgang findet um 14:00 Uhr statt.

Dieses Beispiel zeigt gut die Stärken und Schwächen der Steuerung bei erschwerten Bedingungen, nämlich wechselnde Wetterbedingungen und hoher Ladezustand. Als Resultat konnte die Einspeisespitze an diesem Tag um 20 % reduziert werden. Andererseits ist zu erkennen, dass die Einspeisespitze bei perfekter Prognose auch

stärker reduziert werden könnte. So ist der Speichervorgang um 14:00 hinsichtlich der der Einspeisebegrenzung irrelevant.

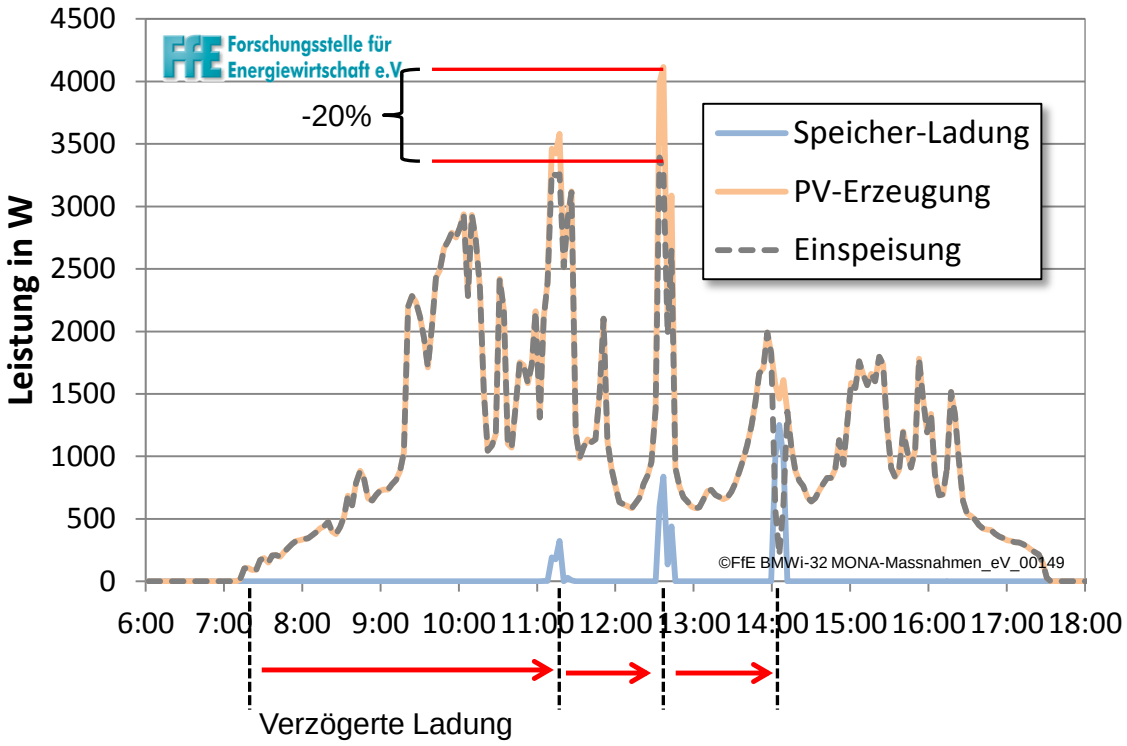


Abbildung 5-154: *Exemplarischer Lastgang einer netzdienlich gesteuerten Sonnenbatterie M*

Grundlage der hier gezeigten PV-Einspeisebegrenzung ist eine Last- und PV-Erzeugungsprognose. Diese ist nötig, da genug Speicherkapazität vorgehalten werden muss, um die während des Tages auftretende Einspeisespitze einspeichern zu können. Da sowohl die PV-Erzeugung als auch der Verbrauch nicht zu Tagesbeginn bekannt sind, sondern volatil je nach Bewölkungsgrad und Nutzerverhalten variieren, ist eine Steuerung erforderlich, die den Zeitpunkt und die Höhe der zu erwartenden Einspeisespitze berechnet.

5.11.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Grundlegend existieren rund um das Thema Batteriespeicher eine Vielzahl von Richtlinien und Normen. Diese inhaltlich zusammenzufassen würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen, weshalb diese nachfolgend nur nach Themen aufgeführt sind:

Gesetzlicher Rahmen und Richtlinien:

- Produktsicherheitsgesetz (ProdSG) einschließlich CE-Konformitätserklärung
- Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (EltBauVO)
- EMV Richtlinie 2004/108/EG für Akku und Laderegler
- Niederspannungsrichtlinie NSRL 2006/108/EG
- Musterbauordnung (insb. Brandschutz)

- Musterleitungsanlagenrichtlinie (MLAR)

Transport:

- DIN EN 62281 VDE 0509-6:2012-07: Sicherheit von Primär-und Sekundär-Lithiumbatterien beim Transport
- EU-Transportvorschrift: UN-Manual „Test and Criteria“ III, 38.3 Rev.5 Lithium-Metall-und –Ionen-Batterien
- Batterien und Batterieanlagen (Sicherheits-und Produktnormen)
- DIN EN 62620 VDE 0510-35:2011-05: Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten
- DIN EN 61056-1: Bleibatterien für allgemeine Anwendungen (verschlossen) Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Eigenschaften – Prüfverfahren
- DIN EN 61056-2 VDE 0510-26:2013-06: Bleibatterien für allgemeine Anwendungen (verschlossen) Teil 2: Maße, Anschlüsse und Kennzeichnung
- DIN EN 60896-11:2003-07: Ortsfeste Blei-Akkumulatoren Teil 11: Geschlossene Batterien –Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren
- DIN EN 60896-21:2004-12: Ortsfeste Blei-Akkumulatoren Teil 21: Verschlossene Bauarten –Prüfverfahren
- DIN EN 60896-22:2004-12: Ortsfeste Blei-Akkumulatoren-Teil 22: Verschlossene Bauarten – Anforderungen
- IEC 62485-2 (2010-06): Ed. 1.0 Safety requirements for secondary batteries and battery installations -Part 2: Stationary batteries
- UL1642: Standard for Safety for Lithium-Batteries
- BATSO 01: Manual for Evaluation of Energy System for Light Electric Vehicle (LEV) – Secondary Lithium Batteries

Installation und Betrieb:

- VDE 0100-Reihe insbesondere Teile 410, 420, 430, 530, 540, 551, 560: 712:
- VDE AR 2100-712: 2013-07: Mindestanforderungen an den DC-Bereich einer PV-Anlage im Falle einer Brandbekämpfung oder technische Hilfeleistung
- VDE 0185-305: 2011-10 Blitzschutz insbesondere Teil 3: Beiblatt 5: Blitz-und Überspannungsschutz für PV Stromversorgungssysteme
- VDE AR N 4105: 2011-08 – Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz FNN/VDE Hinweis 2013-06 Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz
- EN 62305-3 (VDE 0185-305): Blitzschutz insbesondere Teil 3 Beiblatt 5: Blitz-und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme, 2009-10 Inbetriebnahme, Wiederholende Prüfungen und Dokumentation
- VDE 0126-23: 2010-09 PV-Systeme – Systemdokumentation, Inbetriebnahme und wiederkehrende Prüfungen , VDE 0105-100: VDE 0100-600

PV-Speicher

- DIN EN 50272 VDE 0510: Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen
- DIN EN 61427-1 VDE 0510-40:2013-07: Wiederaufladbare Zellen und Batterien für die Speicherung erneuerbarer Energien

Laderegler

- DIN EN 62509 VDE 0126-15: 2012 Leistung und Funktion von Photovoltaik-Batterieladereglern
- DIN EN 60335-2-29 VDE 0700-29:2010-11: Besondere Anforderungen für Batterieladegeräte

PV-Systemtechnik

- DIN EN 62109-VDE 0126-14: Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen, Teil 1:+2
- DIN EN 62093 VDE 0126-20: 2005-12 BOS-Bauteile für photovoltaische Systeme Bauarteignung natürliche Umgebung

KfW-Förderrichtlinien des Speicherprogramms 275

Wird der Speicher netzdienlich eingesetzt, ohne dass der Speicher dabei aktiv Leistung über das Netz bezieht oder einspeist, gelten die Regeln zur Einhaltung der Fördervoraussetzungen der KfW-Bank. Diese werden über eine Herstellererklärung oder Versicherungsbescheinigung nachgewiesen und enthalten folgende Punkte: /KFW-02 16/

1. Mit dem verbauten Wechselrichtertyp kann die maximale Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt auf 50 Prozent der installierten Leistung der Photovoltaikanlage reduziert werden.
2. Dieser Wechselrichtertyp ist verwendbar in PV-Batteriespeichersystemen und verfügt über eine geeignete elektronische und offengelegte Schnittstelle zur Fernparametrierung, durch die eine Neueinstellung der Kennlinien für die Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit von den Netzparametern Spannung und Frequenz bei Bedarf möglich ist. Zudem verfügt er über eine geeignete und offengelegte Schnittstelle zur Fernsteuerung.
3. Die zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens existierenden gültigen Anwendungsregeln (VDE-AR-N 4105 mit den Ergänzungen und Hinweisen des VDE FNN bezüglich Speicher), Netzanschlussrichtlinien und Normen für den Netzanschluss von Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern werden eingehalten.
4. Die elektronischen Schnittstellen des Batteriemanagementsystems und die verwendeten Protokolle sind zum Zweck der Kompatibilität mit Austauschbatterien des gleichen oder anderer Hersteller offengelegt.
5. Für die Batterien des Batteriespeichersystems liegt eine Zeitwertersatzgarantie für einen Zeitraum von 10 Jahren vor. Hierbei wird bei Defekt der Batterien der Zeitwert der Batterien ersetzt. Der Zeitwert berechnet sich anhand einer über den Zeitraum von 10 Jahren linear angenommenen jährlichen Abschreibung.

6. Der sichere Betrieb des Batteriespeichersystems und der Batterie ist durch die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik (z. B. Normen) gewährleistet. Sicherheitsanforderungen, welche nicht durch Normen abgedeckt sind, werden entsprechend dem Stand der Technik durch Herstellervorgaben beschrieben. Diese gehen aus dem Sicherheitskonzept des Herstellers hervor.

Die Anforderungen sind durch eine entsprechende Zertifizierung nachzuweisen. Solange eine Zertifizierung am Markt nicht verfügbar ist, wird für die Ziffern 1 - 4 und 6 auf eine Herstellererklärung verwiesen.

Die Anforderung gemäß Ziffer 5 ist durch eine Händler- oder Herstellererklärung oder durch eine Versicherungsbescheinigung nachzuweisen.

Die fachgerechte und sichere Inbetriebnahme ist durch eine geeignete Fachkraft zu bestätigen und ein Nachweis darüber vorzulegen (Fachunternehmererklärung). Alternativ kann die Bestätigung durch die geeignete Fachkraft auf Basis des Photovoltaik-Speicherpasses ("Speicherpass") erfolgen. /KFW-02 16/

Steuern und Umlagen

Hausspeichersysteme, welche direkt durch eine Photovoltaikanlage gespeist werden und v. a. zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden, nehmen aus technischen Gründen bezüglich Umlagen und Steuern eine gewisse Sonderrolle ein. Da deren Einspeisung und Verbrauch größtenteils nicht über das allgemeine Netz verläuft, sondern durch die PV-Anlagen direkt, fallen für diese Energiemengen keine strompreisbezogenen Entgelte an. Dennoch haben Übertragungsnetzbetreiber das Recht, nach § 61 EEG einen gewissen Teil der EEG-Umlage zu verlangen. Der Anspruch entfällt lediglich, wenn der Letztverbraucher nicht an ein allgemeines Netz angeschlossen ist, sich vollständig aus seinem selbst produzierten Strom versorgt, für überschüssige Mengen keine finanzielle Förderung erhält und maximal 10 kW Einspeiseleistung vorhanden sind. /EEG-02 14/ Wird der Speicher hingegen über das allgemeine Netz geladen, sind alle verbrauchsbezogenen Umlagen zu erbringen. Die Netzentgelt- und EEG-Umlagenbefreiung findet hier keine Anwendung, da Hausspeichersysteme nicht wieder in das allgemeine Netz zurückspeisen. Weitere Details zur Eigenversorgung sind dem BNetzA „Leitfaden zur Eigenversorgung“ zu entnehmen. /BNETZA-25 15/

Einfluss von Hausspeichersystemen auf Netzentgelte

Die den Netzbetreibern zugestandenen Erlöse werden mengenbezogen auf die Netzkunden umgelegt. Durch Speichersysteme weitgehend autarke Netzkunden sind zwar zumeist weiterhin an das Netz angeschlossen, aufgrund geringer Abnahmemengen beteiligen Sie sich jedoch nur zu einem geringen Teil an den anfallenden Kosten. Diese Kosten werden in Folge auf geringere Mengen bzw. weniger Kunden umgelegt, wodurch die Preise für diese Kunden steigen. Diese steigenden Preise wiederum sind ein Anreiz für weitere Kunden, in ihre Unabhängigkeit durch Hausspeichersysteme zu investieren. Der Effekt ist demzufolge selbstverstärkend. Zwar kann der Netzbetreiber durch einen höheren Grundpreis bis zu einem gewissen Maße gegen diesen Trend ansteuern, langfristig ist jedoch eine Überarbeitung des Entgeltsystems notwendig, um Eigenverbraucher besser in das Netz zu integrieren. Netzunabhängige Speicher, welche nicht ans Stromnetz angeschlossen sind, müssen keine Bezugs- oder netzkostenbezogenen Abgaben zahlen. Bei der Behandlung von Stromsteuer herrscht jedoch noch Klärungsbedarf.

Weiterführendes Wissen

+

5.11.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

In diesem Kapitel soll eine Bewertung der Maßnahme anhand der Kategorien und Kriterien des Morphologischen Kastens vorgenommen werden.

5.11.3.1 Technologie

In diesem Abschnitt werden verschiedene technische Aspekte von HSS beleuchtet.

Netzebene, Einsatzort

Wie in Kapitel 5.11.1 definiert, sind HSS in Privathaushalten installiert und agieren somit in der Niederspannungsebene am Netzanschlusspunkt. Da sie generell Einfluss auf die PV-Erzeugung in der Niederspannungsebene haben, beeinflussen sie damit durch indirekte Rückwirkungen auch höhere Spannungsebenen.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz, Skalierbarkeit der Maßnahme

Aus NoM-Sicht ist im Idealfall an jeder PV-Anlage ein Speicher installiert. Dies ist unter anderem aufgrund der schlechten Wirtschaftlichkeit jedoch nicht der Fall, kann aber in Zukunft zum Beispiel durch Anreize wie das KfW-Förderprogramm 275 zunehmen. Einige Indikatoren lassen auf einen zukünftig wachsenden Markt schließen (vgl. Kapitel 5.11.1.2). Die Skalierbarkeit ist jedoch schwer einzuschätzen.

Technology Readiness Level & Regelbarkeit

Technisch sind HSS weitgehend ausgereift. Die wesentliche Netzdienstleistung, die Reduzierung der Einspeisespitze, ist technisch möglich und wird von den

marktführenden Herstellern bereits umgesetzt. In **Abbildung 5-155** sind die Marktanteile der Hersteller von geförderten PV-Speichern nach registrierten Speichersystemen aus 2015 aufgeführt. /BMWI-07 16/ Außer E3DC und Fronius gaben alle Hersteller gegenüber dem PV-Magazine /PVM-01 16/ an, bereits eine auf Wetter- und Lastprognose basierende Steuerung in ihren Modellen integriert zu haben, mit dem Ziel u. a. die Wirkleistung zu begrenzen.

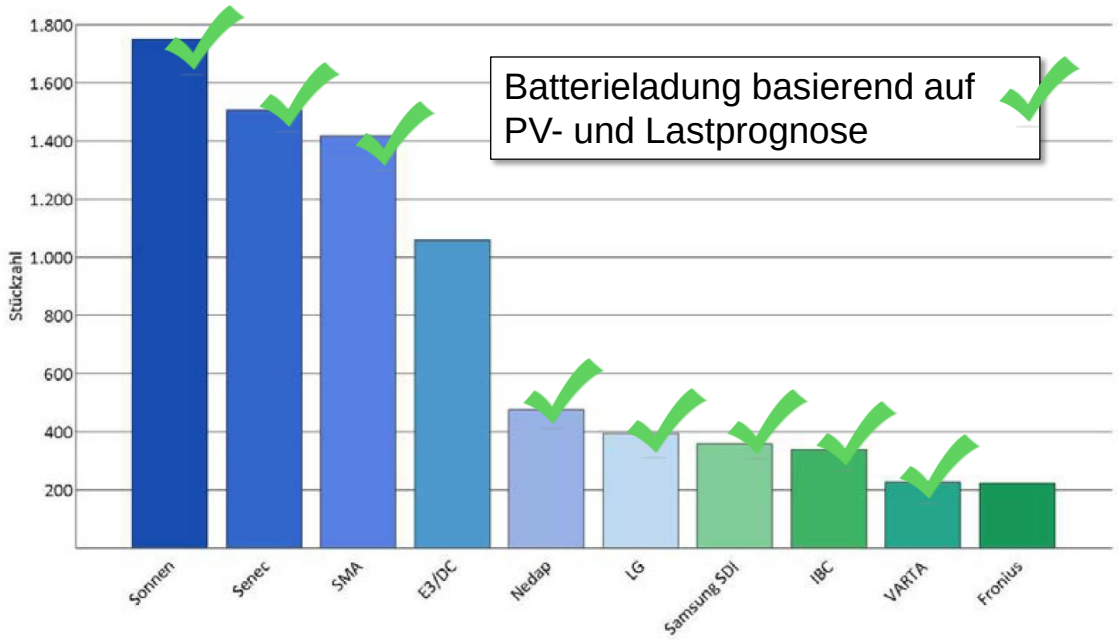


Abbildung 5-155: *Überblick der in 2015 prognosefähigen, geförderten HSS sortiert nach Stückzahl und Hersteller /BMWI-07 16/*

Aus technologischer Sicht können HSS mit den verbauten leistungselektronischen Komponenten grundsätzlich ein breites Spektrum an netzbezogenen Dienstleistungen anbieten, die bisher von konventionellen Kraftwerken geliefert wurden bzw. erst im Kontext der zunehmenden Dezentralität der Erzeugung benötigt werden. /ISE-01 13/

In der Praxis zeigte sich jedoch, dass einige Systeme die Rückspeisung zwar reduzieren, nicht aber die geforderte 50 %- oder 60 %-Grenze stets einhalten können. /RWTH-02 15/ Prognosefehler können grundsätzlich immer dazu führen, dass die Einspeisespitze nicht vom Speicher aufgenommen wird, beispielsweise weil dieser bereits vollgeladen ist. In diesen Fällen sollte aber der PV-Wechselrichter die Leistung abregeln. Bei den untersuchten Systemen wird vermutet, dass eine bewusste oder unbewusste Fehleinstellung des Installateurs zugrunde liegt. /BMWI-07 16/

Funktionsweise prognosebasierter Ladung

Um die netzdienliche Begrenzung der PV-Einspeisespitze mit dem HSS zu gewährleisten, muss der Speicher in der Lage sein, die nötige Kapazität vorzuhalten, um zum Zeitpunkt der Einspeisespitze die überschüssige Energie zu speichern. Da der Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung sowie die zu speichernde Energiemenge zu Tagesbeginn nicht bekannt sind, wird auf Grundlage des momentanen Batterieladezustands die Optimierung unter Einbeziehung von PV- und Lastprognosen durchgeführt. Die Optimierung besteht darin, für jeden Zeitschritt des

Optimierungszeitraums die optimale Batterieladeleistung zu ermitteln, mit dem Ziel, die Ladevorgänge in Zeiten hoher Rückspeisung zu verlagern und somit die Rückspeisespitzen zu reduzieren. /HTW-03 15/

Die sogenannte Persistenz-Prognose ist ein einfaches Prognoseverfahren, das von gleichbleibenden Verhältnissen ausgeht. Dabei wird anhand vergangener Lastprofile auf zukünftige geschlossen. Die Schwierigkeit liegt darin, dass stark schwankende Haushaltslasten tageszeit- und wochenabhängig sind. Eine gute Möglichkeit, die Prognosequalität zu verbessern, ist die Überlagerung von Tagespersistenz und Kurzzeitpersistenz z. B. 15 min. /HTW-02 14/. Hierbei werden die Werte vom Vortag mit den Werten der letzten 15 Minuten herangezogen und in Abhängigkeit vom Prognosehorizont gewichtet, so dass Abweichungen zum Vortag besser ausgeglichen werden können. In folgender **Abbildung 5-156** links ist eine mögliche Gewichtung in Abhängigkeit vom Prognosehorizont dargestellt.

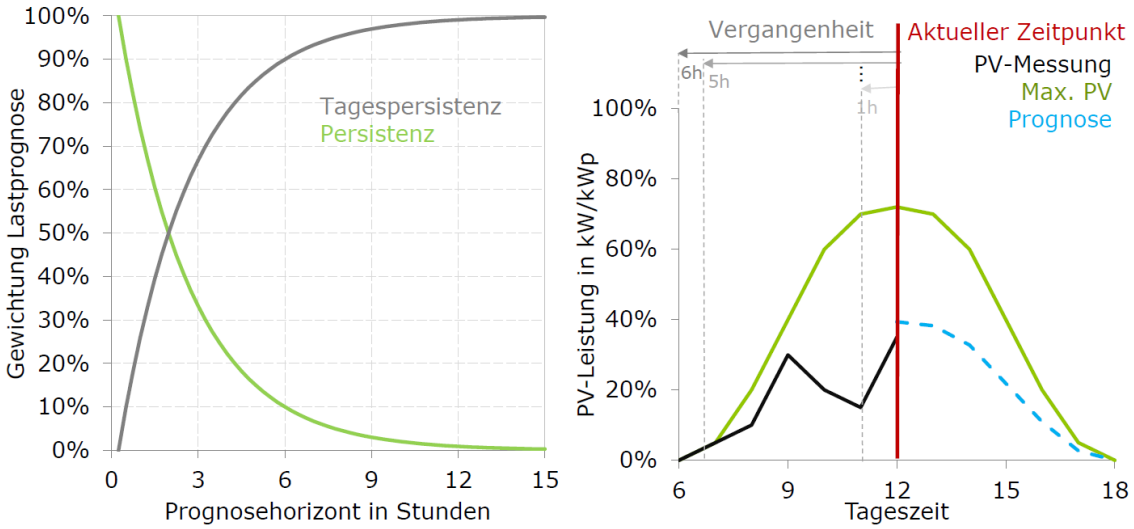


Abbildung 5-156: *Lastprognose basierend auf Tageszeit- und Kurzzeitpersistenz /HTW-03 15/*

Moderne PV-Prognoseverfahren beruhen oft auf Satellitenbildern und numerischen Wettermodellen. Für ein Gebiet ist eine gute Prognose möglich, jedoch können an Einzelstandorten höhere Prognosefehler entstehen (Verschattung, Generatorausrichtung, Moduleigenschaften etc.). Wird die PV-Prognose wie die Lastprognose anhand von Messwerten lokal erstellt, sind die anlagenspezifischen Größen bereits berücksichtigt. In /HTW-02 14/ wird ein adaptiver Ansatz vorgestellt, der nur anhand historischer PV-Messdaten am Standort erfolgt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine PV-Prognose, welche nur auf Grundlage gemessener PV-Leistung arbeitet, eine ähnlich gute Prognosegüte erzielt wie kommerzielle Prognoseprodukte (satellitenbasiert). Ein Vorteil der lokalen PV-Prognose ist auch der Wegfall von IKT-Komponenten, wodurch die Prognose ausfallsicherer wird /HTW-03 15/.

Die Funktionsweise der lokalen PV-Prognose funktioniert ähnlich wie die beschriebene Lastprognose mit Tagespersistenzwerten. Die PV-Leistung des Vortages wird mit Messwerten der PV-Leistung der letzten Stunden gewichtet und mit der maximalen PV-Leistung (gemessen aus den letzten 10 Tagen) berechnet.

Wirkungsgrad der NoM, nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Der Wirkungsgrad der HSS ist abhängig von der verwendeten Zelltechnologie, Art der Anbindung (gleich- oder wechselstromgekoppelt) sowie der herstellerspezifischen Güte der Bauteile und Steuerung. Laut Herstellerangaben für Bleibatterien liegt der energetische Wirkungsgrad zwischen 65 % - 70 % bei Lithium 85 % - 88 %. /LIE-01 14/, /CAR-01 14/. In der Praxis ist die Effizienz jedoch aufgrund des Standby-Verbrauchs sowie ineffizienter Regelungen teilweise niedriger. /PVM-02 16/ Nachgelagerte Verluste durch Selbstentladung sind mit 2 % - 5 % Kapazität pro Monat vernachlässigbar. /VDE-03 15/. Im Projekt MONA 2030 werden aufgrund der gleichen technologischen Bedingungen bei Haus- und Quartierspeichern die gleichen Wirkungsgrade angenommen. Für 2015 ist demnach der elektrische Gesamtwirkungsgrad 80-85 % im Jahr 2030 85-90 %

Leistungsgradient, Regelgenauigkeit, Ansprechzeit
Batteriespeicher können grundsätzlich mit hohen Leistungsgradienten beaufschlagt werden. Die Regelgeschwindigkeit liegt theoretisch im Sekundenbereich. So sind beispielsweise HSS der Firma Caterva GmbH im Pool bereits für PRL qualifiziert, welche eine hohe Regelgeschwindigkeit voraussetzt. Im Sinne der Spannungshaltung können HSS, die mittels PV-Einspeisebegrenzung netzdienlich betrieben werden, die Spannung nicht auf einen konkreten Wert regeln. Technisch gesehen ist eine konkrete Einstellung der Netzspannung nur indirekt über einen Leistungsfluss mehrerer Speicher im Netzstrang möglich.

Abrufbarkeit, zeitliche Verfügbarkeit
Die mögliche Abrufdauer von Speichern ist stark von der Auslegung der Batteriekapazität zur PV-Anlagengröße und dem Verbrauchslastgang abhängig. Sie ist individuell und kann von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden variieren. Ist die PV-Einspeisekappung technisch im HSS umgesetzt und der Speicher nach KfW-Speicherprogramm 275 gefördert, kann von einer dauerhaften Verfügbarkeit über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage ausgegangen werden. Bei nicht geförderten Speichern ist die PV-Einspeisebegrenzung auf die Speicherlebensdauer limitiert.

IKT-Bedarf der NoM und Regelbarkeit
Der IKT-Bedarf ist als gering einzustufen bzw. zu vernachlässigen, da die Erfassung und Verarbeitung der Messsignale sowie die benötigte Steuerung bereits im HSS technisch ohnehin umgesetzt wird bzw. im Zuge der KfW-Förderbedingungen für den netzdienlichen Betrieb von allen Herstellern zugesichert wird. Darüber hinaus verfügen die meisten Modelle üblicherweise über eine Internet-Schnittstelle, über die externe Wetterprognosen übermittelt werden können. Eine stabile DSL-Verbindung ist auch Voraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt /LICHT-01 10/ durch sog. Pooling. Hierbei werden die Speicherkapazitäten und -leistungen gebündelt, um so die Präqualifikationsbestimmungen zu erfüllen. Die Firma Senec liefert dem Speicherbetreiber ein Technikpaket zur Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt, welches die zusätzlichen Komponenten: RS485 Umsetzer, VPN-Router, RS485-Hub, 32 A Schütz 4-polig und Hilfskontakt für Schütz beinhaltet. /DEV-01 15/

Überlastfähigkeit, Störungsanfälligkeit, Aufwand für Störungsbeseitigung
Das HSS kann nicht über die vom Hersteller festgelegte maximale Leistung hinaus betrieben werden. Ein Ausfall der NoM im Sinne der Einspeisekappung ist aus unterschiedlichen Gründen möglich, z. B. bei Installationsfehlern, Fehlprognosen, Speicherauslastung. Weiterhin kann das HSS einen technischen Defekt aufweisen, welcher durch den Hersteller behoben werden muss. Da nahezu alle Systeme über eine Fernwartungsschnittstelle via DSL verfügen, sind die Fehlererkennung und der Aufwand für die Störungsbeseitigung als gering einzuschätzen. Gegebenenfalls muss ein Techniker vor Ort das HSS reparieren. Am Ende der Speicherlebensdauer ist bei nichtgeförderten HSS nicht zwangsläufig mit einer Neuanschaffung zu rechnen, so dass in diesem Fall keine Netzdienlichkeit zu erwarten ist, was einen Ausfall der NoM bedeuten würde.

Spannungshaltung, Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Die Spannungshaltung durch die netzdienliche Fahrweise von HSS ist differenziert zu bewerten. Die indirekte Reduzierung von Überspannung im Netz erfolgt maßgeblich durch die PV-Einspeisekappung. Laut /DENA-14 12/ ist gerade die Überspannung durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen z. B. im sog. PV-Rückspeisefall mit hoher Erzeugungsleistung und gleichzeitig geringem Verbrauch das für die Netzauslegung kritische Szenario. Da Überspannungen im Niederspannungsnetz maßgeblich durch PV-Anlagen resultieren, kann somit bei ausreichender Verbreitung von HSS eine Spannungsbegrenzung nach oben gut gewährleistet werden. In /BMWI-07 16/ konnten Messungen zeigen, dass die PV-Einspeiseleistung von 78,5 % auf 59,4 % der Modulleistung gesenkt wurde. Die Steuerung sah hierbei eine Begrenzung auf maximal 60 % vor. Da HSS das Eigentum von Privatpersonen sind und deren Einsatz bzw. Verbreitung nicht gezielt gesteuert werden kann, haben HSS als NoM somit eher eine unterstützende Wirkung.

Eine Reduzierung von Unterspannung hingegen ist aktuell nur über die eigenverbrauchsoptimierte Fahrweise des Speichers gegeben, welche jedoch im Gegensatz zur PV-Einspeisebegrenzung nicht explizit in der Steuerung integriert ist. Zudem wird eine Begrenzung der Bezugsspitzen bei Privathaushalten aktuell nicht gefördert oder finanziell angereizt. Technisch gesehen wäre eine Begrenzung der Bezugsspitzen vergleichsweise einfach umzusetzen, da die Aktoren und Sensoren vorhanden sind und auch die Steuerlogik ähnliche Ansätze wie die der Einspeisebegrenzung aufweist. Eine grundlegende Problematik bei HSS in Verbindung mit PV-Anlagen in diesem Zusammenhang ist, dass im Winter tendenziell wenig PV-Energie zur Verfügung steht, um die Last zu decken oder den Speicher zu laden. Daraus resultiert, dass die jährliche Lastspitze, welche üblicherweise in den Wintermonaten auftritt, i. d. R. nicht durch die PV-Anlage bzw. den Speicher gedeckt werden kann. /NOBI-01 16/ Zu unterschiedlichen Ergebnissen kommt /BMWI-07 16/, welche anhand von Messungen eines AC-gekoppelten Systems (PV-Anlage: 10 kWp, Jahresverbrauch: 200 kWh, nutzbare Speicherkapazität: 8 kWh) eine Lastspitzenreduzierung von ca. 15 % im Zeitraum vom 15.07.2015 bis 31.12.2015 feststellten. Bei Messungen eines kleineren Speichersystems (PV-Anlage: 6,24 kWp, Jahresverbrauch: 6000 kWh, nutzbare Speicherkapazität: 2 kWh) konnte die Spitzenlast jedoch nicht reduziert werden.

Eine Möglichkeit, auch in sonnenarmen Monaten die Lastspitze zu glätten, wäre das gezielte netzdienliche Laden und Entladen der Batterie über das öffentliche Netz. Im Sinne eines erweiterten systemdienlichen Einsatzes könnten HSS auch in der Lage sein, z. B. in Sommernächten einen Teil der tagsüber bei hohen PV-Erträgen gespeicherten Energie in das Netz abzugeben bzw. im Winter, bei ausbleibender PV-Einspeisung, flexibel Strom aus dem Netz aufzunehmen. /VDE-03 15/

Analog zur Spannungshaltung werden Leitungs- und Betriebsmittelüberlastungen durch dezentrale Begrenzung der PV-Einspeiseleistung reduziert. /ISE-01 13/

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Die Kurzschlussleistung könnte durch HSS durch spezielle Umrichter zukünftig erhöht werden. /VDE-03 15/

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
HSS sind je nach technischer Ausführung in der Lage sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung bereitzustellen.

5.11.3.2 Wirtschaft

In diesem Absatz werden wirtschaftliche Rahmendaten erörtert und Kosten und Nutzen der NoM diskutiert.

Akteur
Die netzdienliche Funktion in Form von Einspeisekappung wird von den beiden Akteuren Speicherbetreiber und Speicherhersteller z. B. gegenüber dem Fördermittelgeber, der KfW-Bank, garantiert. Für systemdienliche Funktionen bei zentraler Ansteuerung der Speicher bzw. Informationsaustausch kann als weiterer Akteur ein Dienstleister hinzukommen, welcher Informationen aggregiert und Steuersignale an die HSS weiterleitet.

Investition, fixe und variable Betriebskosten
Die Anschaffungskosten sowie die Betriebskosten der netzoptimierenden Funktion von HSS sind nicht eindeutig zu beziffern, da das HSS nicht bzw. nicht vollständig der netzoptimierenden Maßnahme zugeordnet werden kann.

Wie bereits beschrieben ist der netzdienliche Betrieb keine Kaufmotivation für ein HSS, sondern vielmehr die Eigenverbrauchsoptimierung. Die für die netzdienliche Funktion notwendigen Komponenten des HSS - Steuerelektronik, Internetanbindung, Relais, etc. - sind ohnehin im Serienprodukt vorhanden und werden nicht separat angeschafft. Ein HSS ohne netzdienliche Funktion bzw. der Fähigkeit, die PV-Einspeisespitze zu begrenzen, ist aktuell kaum verfügbar, da inzwischen nahezu alle Hersteller diese Funktion standardmäßig in ihren Produkten integriert haben. Um die möglichen Kosten der netzoptimierenden Betriebsweise dennoch einzuschätzen, können grundlegend zwei verschiedene Ansätze gewählt werden:

1. Ermittlung des Förderanteils beim Kauf eines HSS durch die KfW-Bank
2. Beeinträchtigung des Primärnutzens durch netzdienliche Fahrweise (Einspeisebegrenzung)

Zu 1.: Einschränkend zu diesem Vorgehen muss erwähnt werden, das die Förderung nicht nur den netzdienlichen Einsatz von HSS zum Ziel hat, sondern auch die Markt- und Technologieentwicklung von Batteriespeichersystemen unterstützen soll. /KFW-02 16/ Das aktuelle Förderprogramm der KfW-Bank sieht einen Tilgungszuschuss der förderfähigen Anschaffungskosten in Höhe von 25 % vor, welcher schrittweise bis 31.12.2018 auf 10 %reduziert wird. Die förderfähigen Kosten betragen maximal 2.000 €/kWp PV-Modulleistung bei kombinierter Installation bzw. 2.200,- Euro bei Speicher-Nachrüstung. Der Tilgungszuschuss wird nur in Verbindung mit einem Kredit der KfW-Bank gegeben und als Minderung der Kreditschuld angerechnet. Beispiel: Für eine Gesamtinstallation eines Systems mit 5 kWp PV-Anlagenleistung und 6,5 kWh Speicherkapazität im Wert von 19.000,- € wäre ein Tilgungszuschuss von 2.500,- € möglich. Die Kreditschuld, deren Zinssatz sich nach individueller Bonität richtet, wird um den entsprechenden Tilgungszuschuss gemindert. Für die Gewährleistung der Netzdienlichkeit von HSS könnte also ein Teil des geförderten Tilgungszuschusses als Kosten interpretiert werden.

Zu 2.: Die Abregelungsverluste durch PV-Einspeisebegrenzung ohne netzdienlichen Speicher sind insgesamt relativ gering. In /HTW-02 14/ wurde gezeigt, dass die Abregelungsverluste bei 60 % Einspeisebegrenzung einer 5 kWp-Anlage in einem Haushalt mit 5,3 MWh jährlichem Stromverbrauch nur etwa 3,9 % des PV-Ertrags betragen. Eine Simulation bestätigte diese Werte und zeigte, dass auch bei 50 % Einspeisebegrenzung die Verluste bei 9,1 % vergleichsweise niedrig sind. (vgl. **Abbildung 5-157**) Eine Batterie mit 5 kWh, die **nicht** netzdienlich, sondern nur eigenverbrauchsoptimiert betrieben wird, kann die Abregelungsverluste kaum reduzieren.

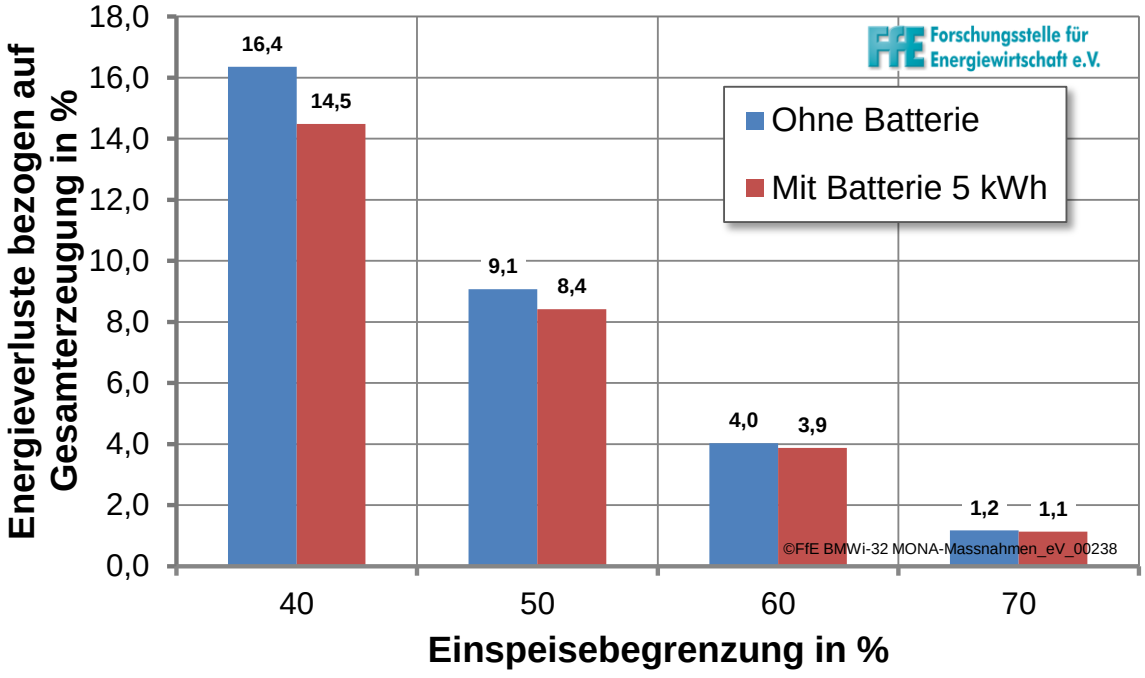


Abbildung 5-157: *Abregelungsverluste durch PV-Einspeisebegrenzung eines Haushaltes mit 5 kWp-PV-Anlage, 5 kWh HSS (nicht netzdienlich) und 5 MWh Jahresverbrauch bei unterschiedlichen Einspeisegrenzen (eigene Berechung)*

In der Abbildung 5-157 ganz rechts sind die Verluste bei einer Einspeisebegrenzung von 70 % dargestellt, welche nach /EEG-02 14/ auch ohne netzdienlichen HSS anfallen würden. Mit einem rein eigenverbrauchsoptimierten Speicher betragen diese 1,1 % der Jahreserzeugung. Laut /HTW-01 16/ können die Abregelungsverluste, welche bei üblicher Anlagendimensionierung ohne netzdienlichen HSS und einer Einspeisebegrenzung von 50 % durchschnittlich 8 % betragen, mit einem Speicher auf 2 % gesenkt werden. Die zusätzlichen Abregelungsverluste durch den netzdienlichen Einsatz liegen also im Bereich von etwa 1 % der jährlichen PV-Erzeugung. In **Abbildung 5-158** ist neben den Abregelungsverlusten auch die Minderung des Autarkie- bzw. Eigendeckungsgrades zu sehen, welche aus der zweiten Art der Prognosefehler resultiert, der Überschätzung der Prognosewerte. Die bevorzugte Steuerung (vgl. Kapitel 5.11.3.1) zeigt eine Minderung des Eigendeckungsgrades von 52,5 % auf 51,5 %. Als Anhaltswert könnte abgeleitet werden, dass eine netzdienliche Betriebsweise durch Begrenzung der PV-Rückspeisung auf 50 % der Modulleistung Abregelungsverluste und Eigendeckungsverluste von jeweils 1 % zur Folge haben, wenn eine übliche Anlagenkonfiguration gewählt wird.

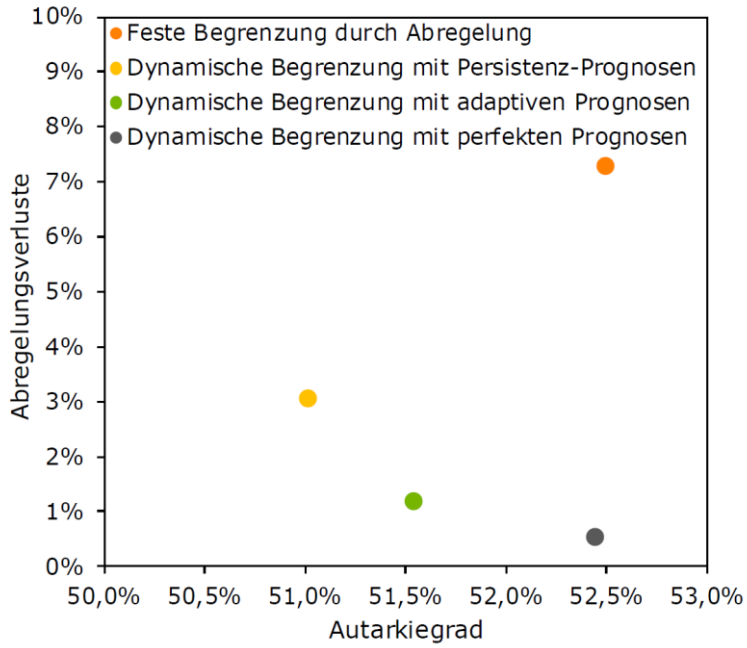


Abbildung 5-158: *Eigendeckungs- und Abregelungsverluste eines Haushaltes mit 5 kWp-PV-Anlage, 5 kWh HSS (netzdienlich) und 5 MWh Jahresverbrauch /HTW-03 15/*

Den Einfluss der Anlagendimensionierung auf die Abregelungsverluste ist in **Abbildung 5-159** zu sehen. Die Größe der PV-Anlage und des Speichers sind in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs dargestellt, jeweils normiert auf eine Megawattstunde Jahresverbrauch. Je größer die PV-Anlagenleistung im Verhältnis zum Jahresverbrauch und Speicherkapazität ist, desto höher fallen die Verluste aus.

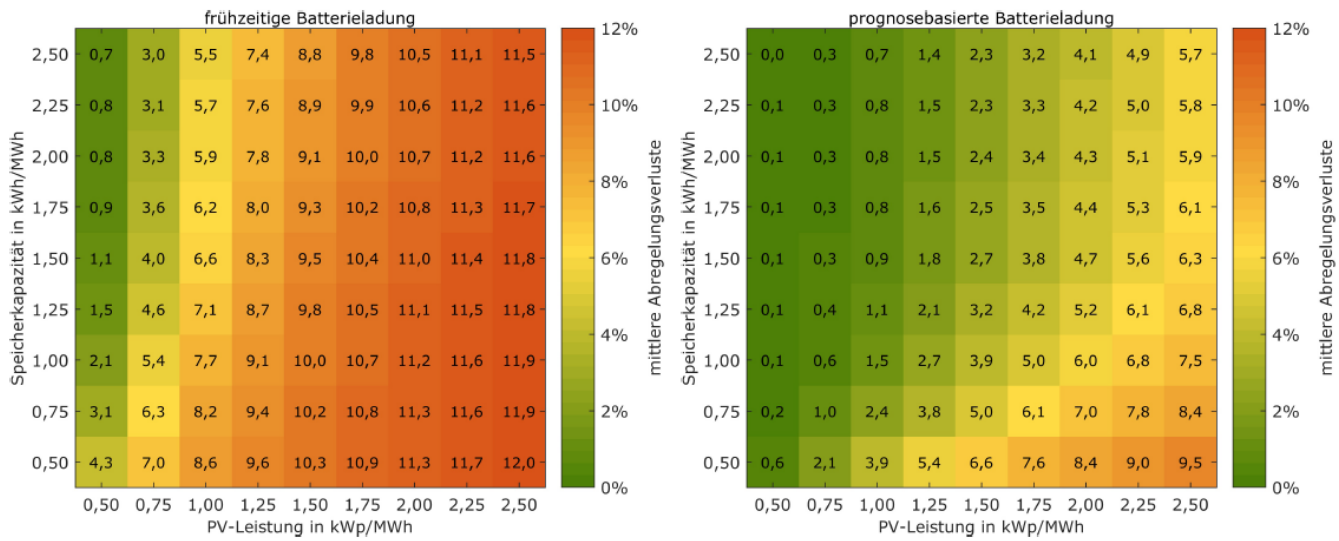


Abbildung 5-159: *Abregelungsverluste eines Haushaltes mit 5 kWp-PV-Anlage, 5 kWh HSS (netzdienlich) und 5 MWh Jahresverbrauch /HTW-03 15/*

Im Beispiel eines Haushalts mit 5 MWh Jahresverbrauch, 5 kWp PV-Anlage und 5 kWh HSS würden Abregelungsverluste und eine Reduktion des Eigendeckungsgrades jeweils um 1 % zu jährlichen Verlusten von etwa 50 kWh produzierter PV-Energie und 50 kWh zusätzlichem Netzbezug führen. Finanziell belaufen sich die Verluste damit auf unter 30 € pro Jahr. Die Studie /VDE-03 15/ kommt zu dem Schluss, dass kaum wirtschaftliche Einbußen durch netzdienliche Fahrweise von HSS entstehen.

Ein weiterer Aspekt sind die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines vermehrten Ausbaus von HSS. In der Diskussion steht eine mögliche „Entsolidarisierung“ durch den vermehrten Einsatz von HSS. Gemeinkosten, wie z.B. die zu zahlende EEG-Umlage, Netzentgelte und Abgaben wie Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-, §19- und Offshore-Umlage, werden für den Anlagenbetreiber reduziert und damit der öffentlichen Hand entzogen. Andererseits kann durch den Einsatz von Speichern EEG-Vergütung vermieden und Netzausbaukosten können ggf. eingespart werden. Zusätzliche Abgaben ergeben sich durch die zu zahlende Mehrwertsteuer bei der Anschaffung des HSS. /PRO-01 16/

Laut der Berechnung in /BMWI-07 16/ sind die volkswirtschaftlichen Effekte durch HSS in 2015 leicht negativ mit etwa -1,64 Millionen Euro zu beziffern. Weiche Faktoren, wie z. B. die Schaffung bzw. Erhaltung von Arbeitsplätzen im Bereich der Installation und Instandhaltung von PV-Anlagen und Solarstromspeichersystemen oder eine Stärkung der deutschen Binnenwirtschaft (der Großteil der im Rahmen des Förderprogramms angeschafften Speicher stammt von Herstellern, die in Deutschland produzieren) wurden hierbei nicht berücksichtigt. Auch ein möglicherweise verzögerter oder vermiedener Netzausbau sowie die staatliche KfW-Förderung wurden nicht in die Berechnung mit einbezogen.

Marktanalyse für Batteriespeichersysteme

Eine Marktanalyse von Hausspeicherlösungen in **Abbildung 5-160** zeigt, dass die Preise von Komplettsystemen teils stark variieren. Mittlere Speicherpreise für Lithium-Ionen-Speicher bewegen sich nach /CAR-01 14/ im Jahr 2015 im Bereich von

1.400 €/kWh bei Garantielaufzeiten von 10 Jahren und 6.500 Zyklen. Die überwiegende Mehrzahl von Speichern basiert auf Lithium-Eisen-Phosphat ($LiFePO_4$).

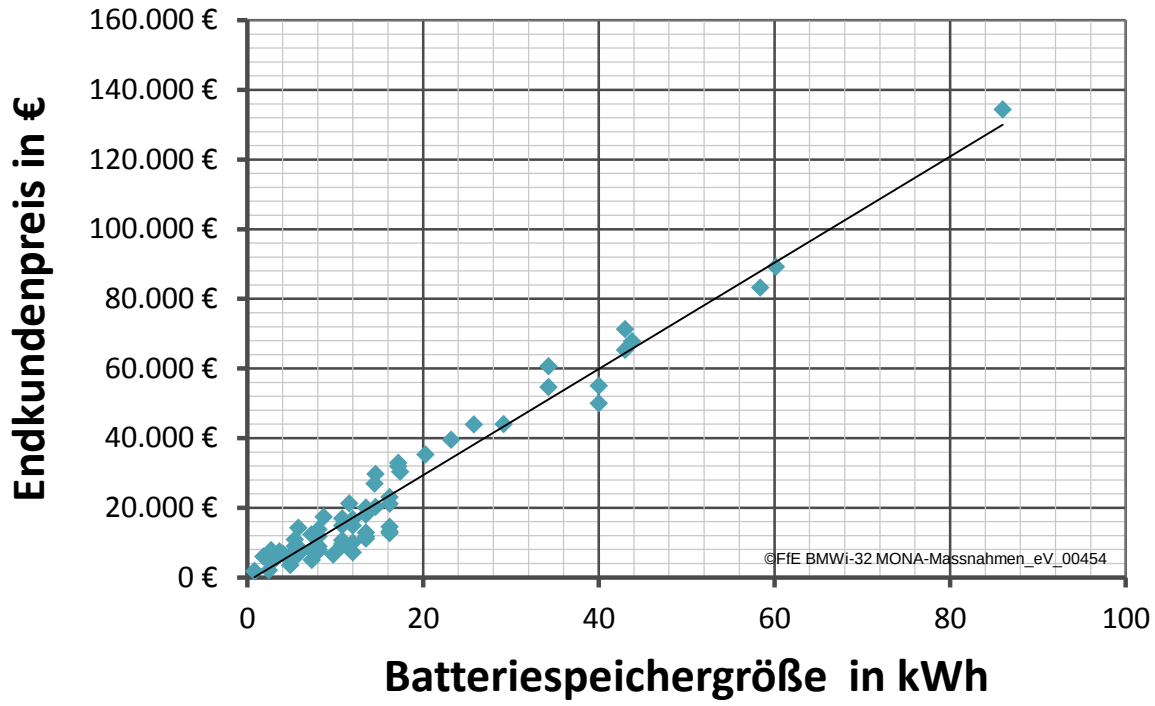


Abbildung 5-160: *Marktanalyse von Hausspeichersystemen nach /CAR-01 14/, /SON-01 15/*

Lebensdauer

Die Lebensdauer einer Batterie ist von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig. Insbesondere die Zellchemie, Temperatur, Zyklentiefe und Stromstärke beeinflussen die Lebensdauer. Lithiumbasierte HSS haben i. d. R. eine Lebensdauer von 5 – 20 Jahren. /VDE-03 15/ Äquivalent zum Quartierspeicher werden in dieser Studie 20 Jahre als kalendarische Lebensdauer angenommen /BAB-01 14/. Zukünftig könnte sich die Lebenserwartung weiter auf bis zu 30 Jahre erhöhen. /IFHT-01 13/. Die zyklische Lebensdauer von HSS wird analog zu Quartierspeichern mit 5.000 Zyklen 2015 und 10.000 Zyklen 2030 angenommen.

Einnahmepotenzial, Kostenwälzung

Die Kosten des HSS werden von Privatpersonen getragen. Ein direktes Einkommenspotenzial der Einspeisebegrenzung ist nicht gegeben. Der finanzielle Vorteil für den Anlagenbetreiber liegt in der Förderung der KfW-Bank durch einen Kredit mit Tilgungszuschuss. Die Kosten für diese Förderung übernimmt aktuell der Steuerzahler.

Einordnung der NoM

Hausspeichersysteme sind keine Netzbetriebsmittel und damit Netzorientierte Maßnahmen

Regulatorische Praktikabilität

Regulatorisch sind HSS bereits etabliert und existiert seit 2013 ein staatliches Anreizprogramm zur Förderung des netzdienlichen Betriebs.

Regulatorische Abschreibungsdauer
Aufgrund ihrer Eigenschaft als Netzorientierte Maßnahmen sind HSS nicht Teil des regulierten Netzbetriebs und werden damit nicht abgeschrieben.

Durchdringungspotenzial
Wie in Kapitel 5.11.1.2 beschrieben gibt es viele Indikatoren für eine wachsende Marktdurchdringung von HSS.

Regionale Verfügbarkeit
Die regionale Verfügbarkeit von HSS orientiert sich am PV-Ausbau, welcher überwiegend im süddeutschen Raum sattfindet. Aber auch in Nordrhein-Wesfalen ist ein erhöhter Zubau zu verzeichnen, wie folgene **Abbildung 5-161** zeigt.

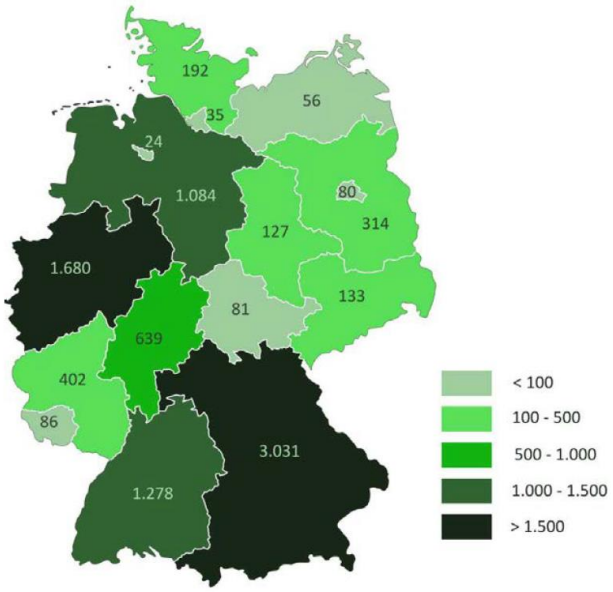


Abbildung 5-161: *Geographische Verteilung der in /BMWI-07 16/registrierten Solarstromspeicher nach Bundesländern*

5.11.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

In diesem Abschnitt werden verschiedene sekundäre Auswirkungen der NoM erklärt.

Auswirkung auf die Betriebsführung
Da HSS autark vom Netzbetreiber agieren, besteht kein aktiver Einfluss auf die Betriebsführung.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Keine Änderung.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die netzoptimierende Funktion der PV-Einspeisebegrenzung setzt einen Ausbau von dezentralen PV-Erzeugungsanlagen voraus. Ohne dezentrale Energieversorgung durch Photovoltaikenergie werden HSS obsolet.

Regelleistung, Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Siehe Kapitel 5.11.1.2

Frequenzhaltung
Die Frequenzhaltung, welche durch die Bereitstellung von Regelleistung gewährleistet wird, eignet sich aus technischer Sicht für Batteriespeicher. Wirtschaftlich ist aktuell nur die Bereitstellung für PRL /FENES-01 15/, /FFE-16 16/. Aktuell ist dieser Anwendungsfall überwiegend für Großspeicher im Megawatt-Bereich interessant. Aber auch kleinere Batteriespeicher, welche über einen Aggregator im Verbund gesteuert werden können, sind in der Lage, PRL anzubieten sofern die Präqualifikationen erfüllt sind. Obwohl die Bereitstellung von PRL der ertragsreichste Anwendungsfall ist, eignet sich dieser für HSS weniger, da einerseits Netzentgelte und EEG-Umlage aktuell für den Speicherbetreiber nicht erstattet werden /FENES-01 15/, andererseits eine PRL-Bereitstellung im Niederspannungsnetz kontraproduktiv zur dort auftretenden Netzbelastung wirken kann /TUM-02 16/. SRL ist grundsätzlich besser geeignet, da passende Zeitfenster gewählt werden können, in denen der Speicher wenig oder gar nicht genutzt wird. Hierbei ist jedoch die Wirtschaftlichkeit bislang noch nicht gegeben. /FENES-01 15/

Erhöhung der Autarkie
Durch dezentrale HSS wird die Autarkie im Netzgebiet erhöht. In /NOBI-01 16/ wurde gezeigt, dass der Ausbau von HSS an jeder PV-Anlage in einem Netzgebiet mit 200 Haushalten und 100 % Photovoltaikausbau die Autarkie von 30 % auf etwa 42 % anheben kann. In Abbildung 5-162 wird der Eigendeckungsgrad und der Eigenverbrauchsgrad mit HSS gezeigt.

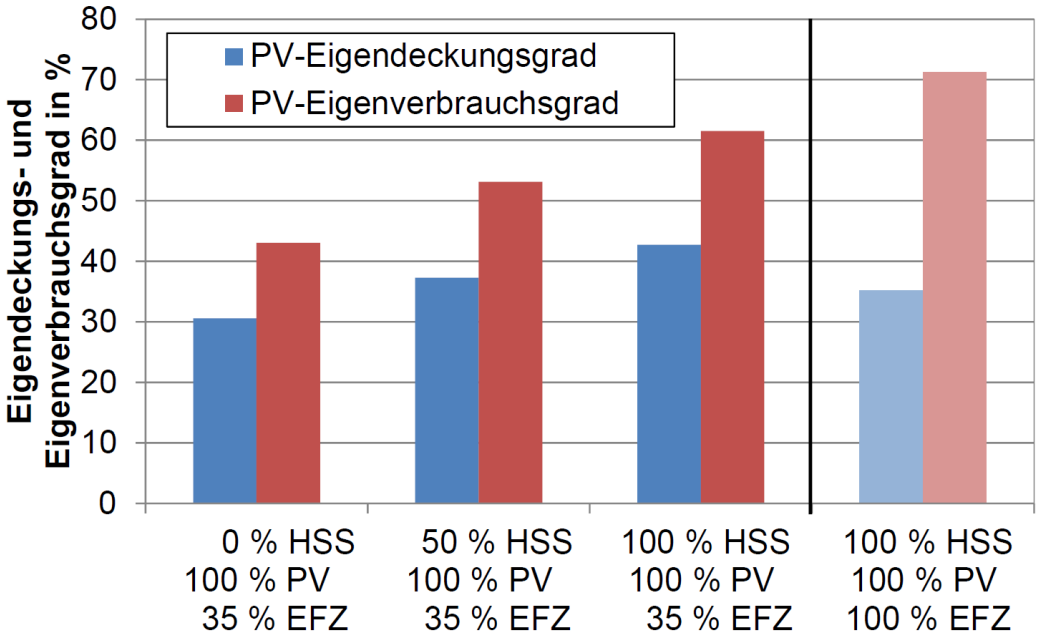


Abbildung 5-162: *Eigendeckungsgrad und Eigenverbrauchsgrad im Netzgebiet mit 202 Haushalten /NOBI-01 16/*

Zusätzlicher Mehrwert
Durch die netzdienliche Fahrweise des HSS, welche i. d. R. prognosebasiert eine Verzögerung des Ladevorgangs voraussetzt, wird der Speicher tendenziell bei einem niedrigeren Ladezustand betrieben. Dies kann für Li-Ionen-Speicher ein besseres Alterungsverhalten bedeuten, da die kalendarische Alterung bei Li-Ionen-Batterien auf höherem Spannungsniveau schneller verläuft. /BMWI-07 16/ Zudem können Heimspeicher im Pool über einen Aggregator auch auf diversen Märkten (z.B. Regelleistung) angeboten werden und dadurch zusätzliche Erlöse generieren. Der zusätzliche Mehrwert wird demnach mit „mittel“ bewertet.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen
Da HSS generell Einfluss auf die PV-Erzeugung in der Niederspannungsebene haben, beeinflussen sie damit auch indirekt Rückwirkungen auf höhere Spannungsebenen.

Rückwirkung auf andere Spannungsebenen
Eine geringere PV-Einspeisespitze in der Niederspannungsebene hat grundsätzlich auch Auswirkungen auf die Mittel- und Hochspannungsebene. Die Auswirkungen im ganzheitlichen Zusammenhang können im Rahmen dieses Abschnitts jedoch nicht quantifiziert werden.

5.11.3.4 Gesellschaft und Umwelt

In diesem Kapitel werden verschiedene Auswirkungen auf Gesellschaft und Umwelt diskutiert.

Strukturveränderung, technisches Risiko, Flächenbedarf, Geräuschemissionen, Verunreinigung und Veränderung von Boden/Grundwasser, Auswirkung auf die Flora/Fauna und Habitate
HSS, die in Privathaushalten i. d. R. in Kellern installiert werden, haben hinsichtlich der Aspekte Geräuschemission, Verschmutzung, Landschaftseingriff und Strukturveränderung im umliegenden Netzgebiet keinen Einfluss. Das technische Risiko für Gesellschaft und Umwelt ist mit „hoch“ einzuschätzen, da die Technik zwar einerseits bereits etabliert ist und umfangreiche Sicherheitsrichtlinien existieren (vgl. Kapitel 5.11.2), andererseits im Falle unsachgemäßer Handhabung Brände im Haushalt entstehen können. Der Einfluss auf Schutzgebiete entfällt.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes
Durch HSS entstehen keine direkten Emissionen. Jedoch entstehen bei der Herstellung von Li-Ionen-Batterien relativ hohe Emissionen. Laut /PSI-01 11/ betragen diese zwischen 6,6 kg und 19,2 kg CO_2-Äquivalente je produziertem Kilogramm Batterie. Werden diese Emissionen auf den gesamten Energieumsatz der Batterie gelegt, beispielsweise für ein 5 kWh HSS (Energiedichte: 100 Wh/kg) mit etwa 200 Vollzyklen pro Jahr und 15 Jahren Lebensdauer, entspricht dies maximal 64 g CO_2-Äquivalent pro kWh.

Schadstoffbelastung
Schadstoffemissionen entstehen nur geringfügig durch den „Transport der Komponenten“.

Vorerfahrung
Hoch. Siehe Abschnitt “Technology Readiness Level”.

EMV-Verträglichkeit für das Umfeld
Belastung unter Grenzwerten.

Handlungsspielraum
Die Umsetzung erfolgt auf vollständig freiwilliger Basis.

Eingriff in Nutzerverhalten
Betreiber von netzdienlichen HSS bzw. PV-Anlagen müssen Einspeisungen über eine gewisse Leistungsgrenze abregeln, d. h. sie bekommen keine Vergütung für die erzeugte Energie. Durch Fehlprognosen können unnötige Verluste entstehen. Dabei gibt es grundsätzlich zwei Arten von Fehlern: Entweder durch Überschätzung oder durch Unterschätzung der PV-Erzeugung. Bei Unterschätzung der PV-Erzeugung hat der Speicher bereits nicht mehr genügend Kapazität zur Verfügung wenn die PV-Einspeisespitze auftritt. Dies hat zur Folge, dass die Leistung am PV-Wechselrichter abgeregelt wird und somit Abregelungsverluste entstehen. Bei Überschätzung der PV-Erzeugung hält der Speicher zu viel Kapazität vor, so dass dieser nicht vollständig geladen wird und ggf. Eigendeckungsverluste die Folge wären. Insgesamt werden mit einem prognosebasierten, netzdienlichen HSS die Abregelungsverluste signifikant reduziert. /HTW-03 15/ Auf der anderen Seite entstehen aber auch Verluste bei der Eigendeckung.

Gesellschaftliche Solidarität
Da einerseits weder der Steuerzahler, noch die Endkunden der Netzbetreiber die Risiken von HSS tragen, sondern die jeweiligen Endkunden, welche sich freiwillig für die Anschaffung von HSS entscheiden, ist die gesellschaftliche Solidarität „hoch“. Wenn jedoch Anreizmodelle entwickelt werden, welche bestehenden HSS zusätzliche Erlöse auf Kosten der Endkunden/Steuerzahler ermöglichen, besteht die Problematik, dass v. a. die „einkommensstarken Schichten“ davon profitieren, da nur diese über die nötigen Finanzmittel verfügen, Investitionen dieser Art zu tätigen. Diese ungleichmäßige Verteilung kann dazu führen, dass die gesellschaftliche Solidarität in „einkommensschwachen Schichten“ mit „gering“ zu bewerten ist.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligungen
Um eine netzdienliche Nutzung von HSS zu ermöglichen, ist eine Einwilligung der jeweils betroffenen, welche im Besitz eines Systems sind. Weitere Stakeholder außerhalb des Netzes sind nicht betroffen.

Transparenz des Verfahrens
Werden die Möglichkeiten zur Partizipation über öffentliche Standardverträge bzw. standardisierte Anreize mit Netzbetreiber abgewickelt, herrscht ausreichende Transparenz.

Mediale Berichterstattung
Insgesamt lässt sich bei der medialen Berichterstattung zu Hausspeichern feststellen, dass im Vordergrund die Vorteile der Verbraucher stehen: Wirtschaftlichkeit (starker

Preisrückgang bei Batteriespeichern, Verringerung Einspeisevergütung) und Unabhängigkeit vom Stromnetz. Zusätzlich wird die These aufgestellt, dass Hausspeicher zur Netzentlastung beitragen, da der Strom nicht durch das lokale Stromnetz transportiert wird. Allgemein steht der netzdienliche Einsatz von Hausspeichern noch in seinen Anfängen, wird jedoch als zukünftig vielversprechende Technologie dargestellt. So betonen die Solar-Experten Lars Gremlowski, Gerd Bolling und Edith Poek in der Kreiszeitung Oldenburg: „Photovolatik-Anlagen seien immer noch eine gute Geldanlage“. Im weiteren Verlauf dieses Artikels wird auch der netzstabilisierende Gedanke hervorgehoben: *„In Zukunft könne mit diesen Anlagen nicht nur der eigene Strom „aufbewahrt“ werden, sondern auch Energie aus den Windkraftanlagen, wenn das Netz mit den erzeugten Mengen überfordert ist“* /IV-01 15/.

5.11.4 Ökonomische Grundlagen

Mit der Annahme, die Hausspeichersysteme existieren bereits aus anderen Gründen mit einem anderen vorhergehenden Primärzweck, ist es lediglich nötig zusätzliche IKT zu installieren, um auf die vorhandenen netzentlastende Potenziale zugreifen zu können. Die Herleitung der Kosten für eine Nachrüstung ist dem übergeordneten IKT-Kapitel zu entnehmen. Technoökonomische Kennwerte für Nachgerüstete HSS sind in **Tabelle 5-74** dargestellt.

Tabelle 5-74: *Technoökonomische Kennwerte für die Nachrüstung HSS*

Parameter	Beschreibung	2015	2030
Investitionen	Investitionskosten iMSys	470 €	-
	Betriebskosten iMSys	117 €	-
	Investitionskosten zusätzlicher iZ	111 €	111 €
	Betriebskosten zusätzlicher iZ	4,5 €/a	4,5 €/a
	Steuerbox	-	-
Nutzungsdauer	Abschreibungsdauer	13 a	
	Eichprüfung	8 a	

Wird aus Systemsicht jedoch eine vollkommene Neuinstallation von Hausspeichersystemen angenommen, so sind die zusätzlich zu IKT anfallenden Kosten **Tabelle 5-75** zu entnehmen.

Tabelle 5-75: *Technoökonomische Kennwerte für die Neuinvestition von HSS*

Kostenart	Beschreibung	Einheit	2015	2030
Investitionen	Kapazitätsspezifische Kosten	€/kWh	1.400	500
Fixe Betriebskosten	Betriebs- und Wartungsaufwand	€/(kW*a)	19	5
Wirkungsgrad	Elektrischer Gesamtwirkungsgrad	%	0,825	0,875
Nutzungsdauer	Kalendarisch	a	20	30
	Zyklisch	Zyklen	5.000	10.000

Auslegung	Energie/Leistung	kWh/kW	2

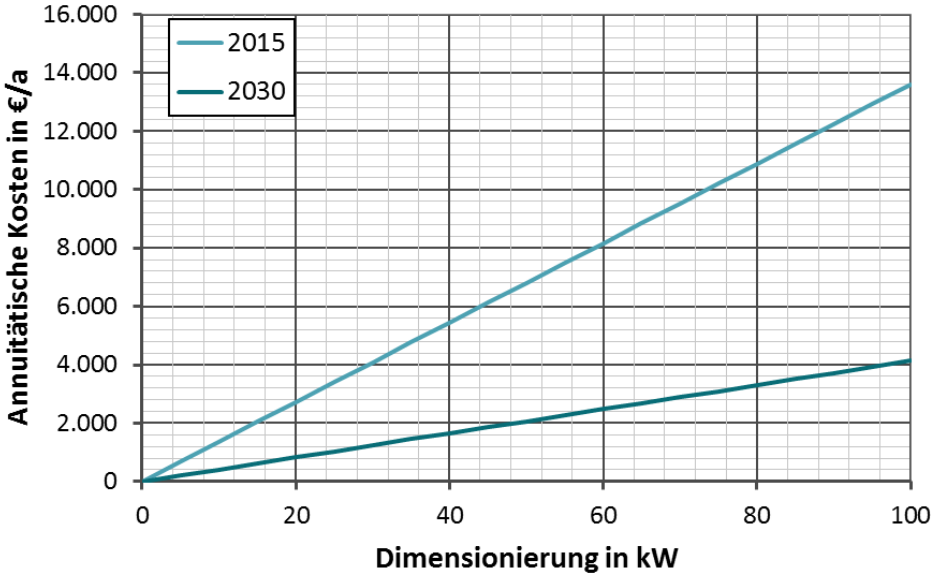


Abbildung 5-163: *Fixkostenverlauf von HSS in einem Netzgebiet*

5.11.5 Zusammenfassung und Ausblick

Mit der Fortführung des Speicherförderprogramms und der Einführung der 50 %-Einspeisebegrenzung schafft die Bundesregierung die Grundlage, um den Zielkorridor für den Photovoltaikzubau in Deutschland zu erhöhen.

Hausspeichersysteme, welche die PV-Rückspeisespitze reduzieren, unterstützen die Netzintegration von dezentraler PV-Erzeugung. Der wesentliche Vorteil von netzdienlichen HSS ist, dass sie eine dezentrale und autarke Maßnahme zur Netzstabilisierung darstellen. Zudem verfügen sie über technische Möglichkeiten, die Integration dezentral erzeugter Energie in Zukunft weiter zu steigern.

Da die Durchdringung von HSS maßgeblich über Markt- und/oder Förderanreize geschieht, ist ein flächendeckender Einsatz dieser NoM schwer plan- und skalierbar. Infolgedessen ist die Verbreitung von HSS in Zukunft fraglich. Mit zunehmender Wirtschaftlickeit, welche angesichts fallender Speicherpreise und niedriger Einspeisevergütung erwartet wird, wird der HSS-Markt zukünftig weiter wachsen. Da die netzdienliche Funktion aktuell nur über die KfW-Förderung, welche nur von der Hälfte der Speicherbetreiber wahrgenommen wird, verbindlich festgehalten wird, könnte zukünftig die netzdienliche Funktion als Grundvoraussetzung für die Installation eines HSS denkbar sein. Da aktuelle HSS technisch weitgehend in der Lage sind, eine Einspeisebegrenzung zu realisieren, wären die Verluste, welche sich durch die Einspeisebegrenzung für den Betreiber ergeben, als gering einzustufen.

Im Sinne der Energiewende, welche auch die Verkehrswende einschließt, könnten elektrochemische Speicher eine zunehmend wichtige Rolle spielen, um eine Energieversorgung aus volatilen Erzeugern auch in erzeugungsarmen Zeiten zu sichern. Ein wachsender Markt für HSS könnte dabei ein Treiber für günstige stationäre Speichersysteme sein.

5.12 Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen

Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen

Unter der NoM **Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen** wird das gezielte Laden der Fahrzeuge verstanden. Hierbei sind unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit verschiedene Ladesteuerungen möglich, die ggf. direkt oder indirekt zu einer Netzentlastung beitragen.

Im Jahr 2020 eine Million, 2030 sogar sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen – die Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele gesetzt. Zum einen schafft die Elektromobilität eine erhöhte Versorgungssicherheit gegenüber Erdölimporten, zum anderen kann sie auch mit einem wesentlichen Hebel für die Erreichung der Klimaschutzziele zur Dekarbonisierung des Verkehrswesens beitragen. Aktuell bleiben die Absatzzahlen noch hinter diesen ehrgeizigen Zielen zurück. Bundesregierung und Industrievertreter haben sich jedoch Mitte 2016 auf eine Kaufprämie für Elektrofahrzeuge geeinigt, um deren Verbreitung und Entwicklung auch in Deutschland weiter voran zu treiben /BMWI-07 16/. Mit steigender Durchdringung nimmt auch der Einfluss der E-Flotte auf das Stromsystem und insbesondere die lokale Netzinfrastruktur zu. In diesem Berichtsteil wird untersucht, wie hoch dieser Einfluss tatsächlich ist und ob Elektrofahrzeuge durch eine gezielte Ladesteuerung zu einer Entlastung des Systems und der Netze beitragen können. Dabei wird einleitend der aktuelle Status Quo skizziert und anschließend werden mögliche Entwicklungspfade diskutiert. Auf Basis dieser Grundannahmen wird dann der Einfluss einer solchen E-Fahrzeugflotte auf das Gesamtsystem abgeschätzt. Das technische Potenzial einer gezielten Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen als Netzentlastende Maßnahme im Sinne von MONA wird dann über umfangreiche Netzsimulationen im Niederspannungsbereich dargestellt. Dabei werden verschiedene Ladesteuerungsvarianten betrachtet und außerdem die rechtlichen und regulatorischen Hürden bezüglich der praktischen Umsetzung diskutiert. Wie die anderen im Projekt MONA betrachteten Maßnahmen wird auch die Maßnahme „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen“ anhand eines Morphologischen Kastens ganzheitlich hinsichtlich ihres Potenzials zur Netzoptimierung bewertet.

5.12.1 Datengrundlage Ladelastgänge: Mobilität in Deutschland 2008

Bei den Berechnungen bezüglich der Maßnahme Elektromobilität sind naturgemäß vor allem das Fahr- und Ladeverhalten der Fahrzeughalter, sowie technische Randbedingungen von Elektrofahrzeugen relevant. Im Projekt MOS 2030 wurden auf Basis der Umfrageergebnisse der Mobilitätsstudie „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD2008, /INFAS-01 10/) zusammenhängende Fahrprofile erstellt. Durch Zuhilfenahme eines Verbrauchsmodells und Annahme eines spezifischen Ladeverhaltens können aus diesen Fahrprofilen Einzelfahrzeugladelastgänge, sowie der Lastgang der gesamten deutschen Fahrzeugflotte abgeleitet werden. **Abbildung 5-164** zeigt eine Übersicht des Prozesses.

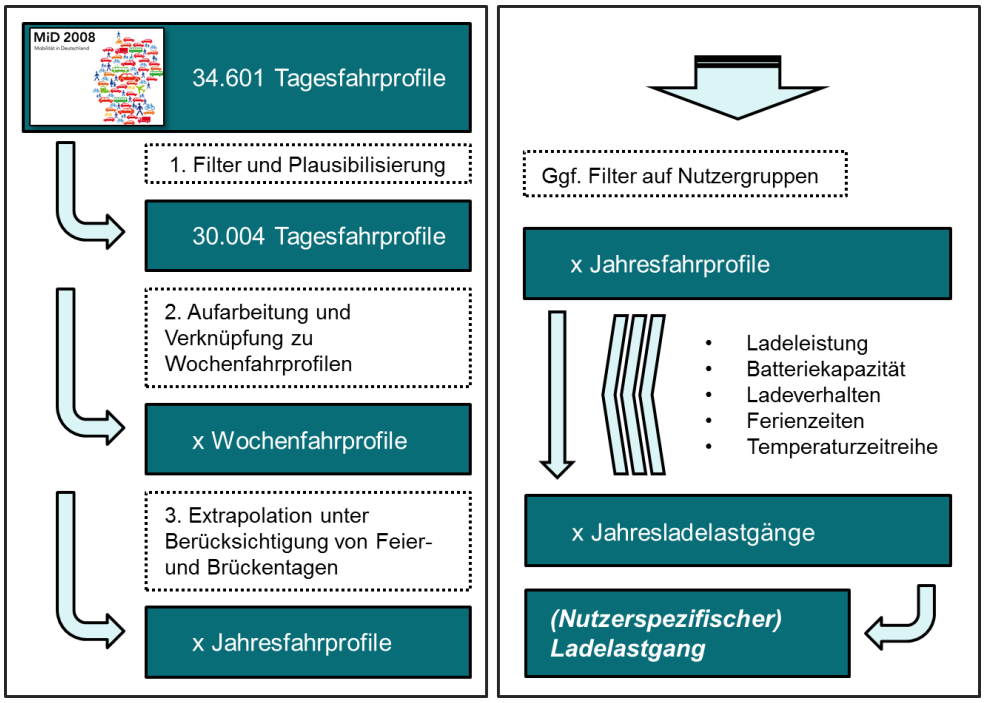


Abbildung 5-164: *Arbeitsschritte zur Erstellung der Jahresladelastgänge*

Die zugrundeliegende Methodik wurde im Projekt MONA weiterentwickelt und wird im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

Datengrundlage: Mobilität in Deutschland 2008

Die Basis für die Berechnungen der Fahrprofile bilden die Daten der Erhebung „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD 2008). Die MiD2008 stellt die aktuellste Version einer Reihe von Verkehrserhebungen in Deutschland dar, die seit Mitte der 1970er Jahre im Auftrag des Bundesverkehrsministeriums in regelmäßigen Abständen durchgeführt wurden. Mit Durchführung und Auswertung wurden das infas Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH in Bonn sowie das Institut für Verkehrsforschung am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in Berlin beauftragt. Ziel der Studie war die Erhebung repräsentativer Daten, um den Alltagsverkehr der deutschen Wohnbevölkerung abzubilden. Die Befragung wurde mit einer Stichprobengröße von 25.922 Haushalten realisiert und wurde telefonisch, schriftlich oder webbasiert durchgeführt. Ziel der Befragung war dabei die detaillierte Erfassung des verkehrsmittelübergreifenden Mobilitätsverhaltens aller Bewohner des jeweiligen Haushaltes an einem Tag. Außerdem wurden dabei wesentliche Basisdaten zur Beschreibung und Kategorisierung der Haushalte und Einzelpersonen erhoben. Für weitere Informationen zu der Studie und der verwendeten Methodik wird auf den zugehörigen Methodenbericht /DLR-03 10/ verwiesen.

Methodik: Verknüpfung zu zusammenhängenden Jahresfahrprofilen

In einem ersten Schritt werden die Rohdaten der MiD2008 für die weitere Verwendung als Grundlage für Elektrofahrzeugfahrprofile aufgearbeitet und plausibilisiert. Dabei werden z. B. alle Wege, die nicht mit einem Auto zurückgelegt wurden, aber auch Mehrtagesfahrten entfernt. Letztere werden nicht berücksichtigt, weil bezüglich der Ladelast in MONA nur ein Laden „zu Hause“ betrachtet wird. Auf Basis der verbleibenden Eintagesfahrprofile werden zusammenhängende und in Bezug auf die

statistische Gesamtheit sinnvolle Jahresfahrprofile einzelner Elektrofahrzeuge abgleitet. Um eine sinnvolle Verknüpfung der einzelnen Tagesfahrprofile verschiedener Nutzer zu zusammenhängenden Wochen- bzw. Jahresfahrprofilen zu gewährleisten, werden die in der Umfrage im Rahmen der MID zusätzlich erhobenen Basisdaten der Haushalte bzw. Einzelpersonen und weitere Weginformationen für eine Clusterung in verschiedene verhaltenshomogene Nutzergruppen (NG) herangezogen. So wird in Abhängigkeit von der ersten Wegstrecke zur Arbeit sowie dem dortigen Ankunftszeitpunkt eine Clusterung der als Pendler-Profile identifizierten Fahrprofile in zwölf verschiedene Pendlergruppen (PG) vorgenommen. Außerdem werden Informationen zum Haushaltstyp sowie aus dem Fahrverhalten abgeleitete, verkehrsspezifische Kennwerte genutzt, um weitere drei verhaltenshomogene NG abzuleiten, in die die Gesamtheit der Tagesfahrprofile eingeteilt werden kann. Bei der Verknüpfung zu Wochenfahrprofilen wird zwischen Pendler- und Nicht-Pendler-Fahrprofilen unterschieden. **Abbildung** 5-165 zeigt die Methodik, welche der Verknüpfung der Tagesfahrprofile zu zusammenhängenden Pendler-Wochenfahrprofilen zugrunde liegt.

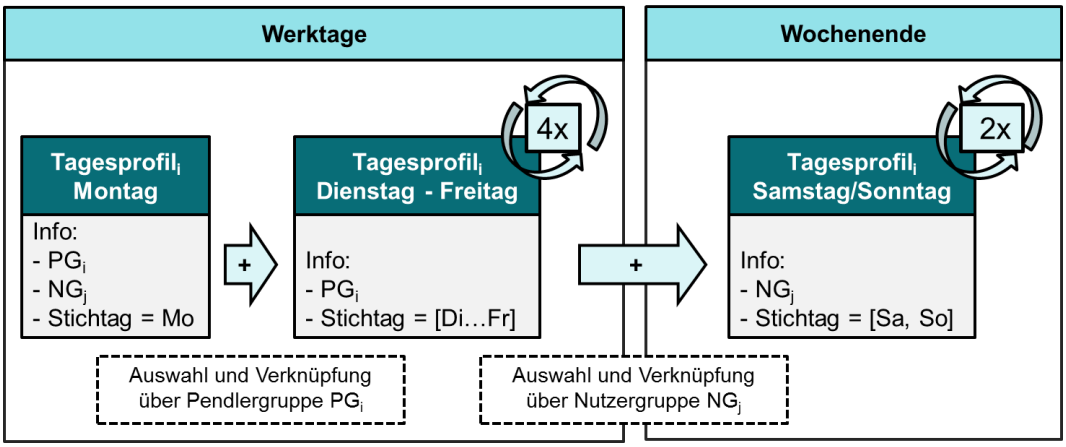


Abbildung 5-165: *Methodik zur Verknüpfung von Eintagesfahrprofilen zu Wochenfahrprofilen*

Zunächst wird ein zufälliges Fahrprofil mit dem Stichtag „Montag“ ausgewählt und die Pendler- und Nutzer-Gruppe ausgelesen, welcher dieses Fahrprofil angehört. Entsprechend der Pendlergruppe werden nun für jeden der folgenden vier Werktage Fahrprofile, die der gleichen Pendlergruppe angehören, zufällig ausgewählt und angehängt. Die Verknüpfung zu einem passenden Samstags- bzw. Sonntagsfahrprofil erfolgt über die jeweilige Nutzergruppe des Montagsfahrprofils. Die Zusammenstellung von Nicht-Pendler-Fahrprofilen erfolgt analog, jedoch alleinig aufbauend auf der Nutzergruppe des ausgewählten Montagsfahrprofils. Die so erstellten Wochenfahrprofile werden im nächsten Schritt zu Jahresfahrprofilen extrapoliert. Hierfür wird zunächst die für die darauffolgende Verbrauchsberechnung benötigte Außentemperaturzeitreihe hinzugefügt. Diese basiert auf den stundenscharfen Werten des COSMO-DE Wettermodells des Deutschen Wetterdienstes für das Jahr 2013 /DWD-01 14/. In diesem Modell sind die Temperaturverläufe für das gesamte Jahr auf Landkreisebene hinterlegt. Da keine Georeferenzierung erfolgt, werden hier die stündlichen Mittelwerte über alle Landkreise verwendet. Bei der Extrapolation auf Jahresfahrprofile werden außerdem die Feier- und Brückentage in Deutschland des entsprechenden Wetterjahres berücksichtigt und das Fahrverhalten an diesen Tagen angepasst. Dabei wird davon

ausgegangen, dass das Fahrverhalten an einem Feiertag dem eines Sonntags entspricht und das eines Brückentages dem eines Samstags. Die entsprechenden Tage werden ausgetauscht und die Wochenprofile so auf das ganze Jahre extrapoliert.

Methodik: Ableitung des Verbrauchsmodells

Die Berechnung des spezifischen Fahrzeugverbrauchs erfolgt in Anlehnung an das in MOS 2030 /FFE-04 16/ erarbeitete Verbrauchsmodell, welches auf den Daten von /EUCO-02 13/ und der Studie /ÖVK-01 12/ beruht. Es berechnet den spezifischen Verbrauch eines Fahrzeugs in Abhängigkeit von Fahrzeugklasse, Durchschnittsgeschwindigkeit und Außentemperatur. In /FFE-04 16/ wird im Verbrauchsmodell zwischen Kleinwagen, Mittelklasse- und Oberklassefahrzeugen differenziert. Da die zugrundeliegenden Annahmen jedoch übereinstimmen, wird die Methodik im Folgenden am Beispiel der Mittelklassefahrzeuge skizziert. Der Verbrauch setzt sich dabei aus Nebenverbrauch, Klimatisierung und Antriebsverbrauch zusammen, wobei alle von Außentemperatur und Geschwindigkeit abhängig sind. In /ÖVK-01 12/ wurden zum Vergleich des Verbrauchs von Elektrofahrzeugen mit konventionellen Fahrzeugen verschiedenste Messungen auf Prüfständen durchgeführt. Dabei wurde eine Kombination des „Artemiszyklus“ und des „Neuen Europäischen Fahrzyklus“ (NEFZ) als Geschwindigkeitsprofil unterstellt, die Temperatur von -20 °C bis +30 °C in 10 °C Inkrementen variiert und Klimatisierungs- und Nebenverbrauch verschiedener Fahrzeuge gemessen. Die verwendeten Fahrzyklen sind, wie in **Abbildung 5-166**, links dargestellt, in die drei Zyklusabschnitte „Innerorts“, „Außerorts“ und „Autobahn“ aufgeteilt, die jeweils durch ein charakteristisches Geschwindigkeitsprofil repräsentiert werden.

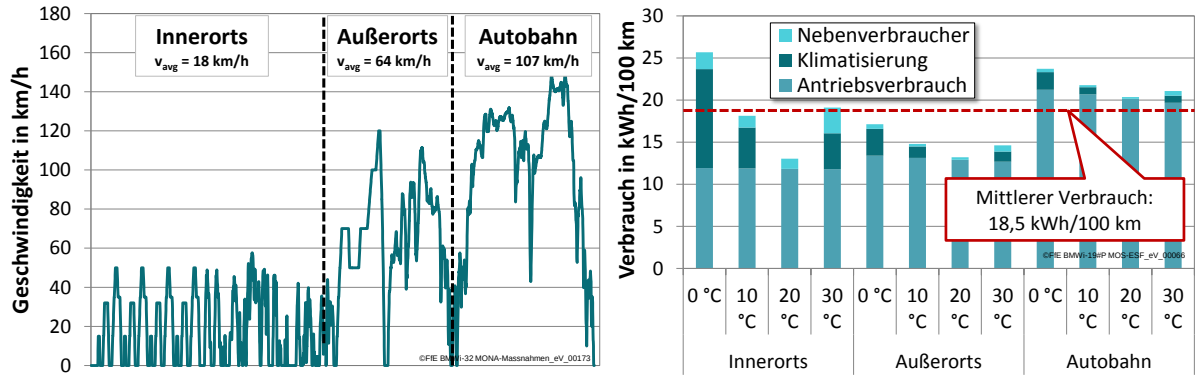


Abbildung 5-166: *Kombination aus Artemis- und NEFZ-Fahrzyklus, aufgeteilt nach den drei Phasen "Innerorts", "Außerorts" und "Autobahn" (links) und Verbrauch Mittelklassefahrzeug nach Außentemperatur und den drei Phasen (rechts)*

Auf Basis der in /FFE-04 16/ getroffenen Annahmen bezüglich des Antriebsverbrauchs für die verwendeten generischen Fahrzeugklassen wird für jede der zuvor betrachteten Temperaturniveaus der durchschnittliche Verbrauch für jede Phase des Fahrzyklus berechnet. Die Ergebnisse sind exemplarisch für ein Mittelklassefahrzeug in Abbildung 5-166, rechts dargestellt. Über eine zweidimensionale lineare Interpolation zwischen den so dargestellten Stützpunkten kann nun mit den Werten zur Geschwindigkeit (aus den Daten der MID2008) und Außentemperatur (aus den Daten des COSMO-DE Wettermodells) der Verbrauch jeder Fahrt berechnet werden.

Methodik: Vom Fahrprofil zum Ladelastgang

Um aus dem so berechneten Energiebedarf jeder Fahrt den jeweiligen Ladelastgang abzuleiten, werden im nächsten Schritt verschiedene Annahmen bezüglich des Ladeverhaltens, der Batteriekapazität und der Ladeinfrastruktur definiert. So können die Ladeleistung, die Verfügbarkeit von Ladestationen und das individuelle Ladeverhalten der Nutzer (z. B. immer sofort laden, spätest möglich laden, oder erst ab einem gewissen SOC) vorgegeben werden. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen werden dann die individuellen Ladelastgänge jedes Fahrzeugs berechnet und bei Bedarf zum Gesamtladelastgang der gesamten E-Fahrzeugflotte aufaddiert. **Abbildung** 5-167 zeigt exemplarisch den Vergleich der auf ein Fahrzeug normierten Ladelastgänge einer E-Fahrzeugflotte mit Lademodus „direkt laden“ (links) und „spätestmöglich laden“ (rechts). Der Vergleich dieser beiden Lademodi lässt Rückschlüsse auf die maximale Verschiebbarkeit zu und wurde im Projekt MOS als Indikator für das Potenzial von Elektrofahrzeugen als Speicher verwendet.

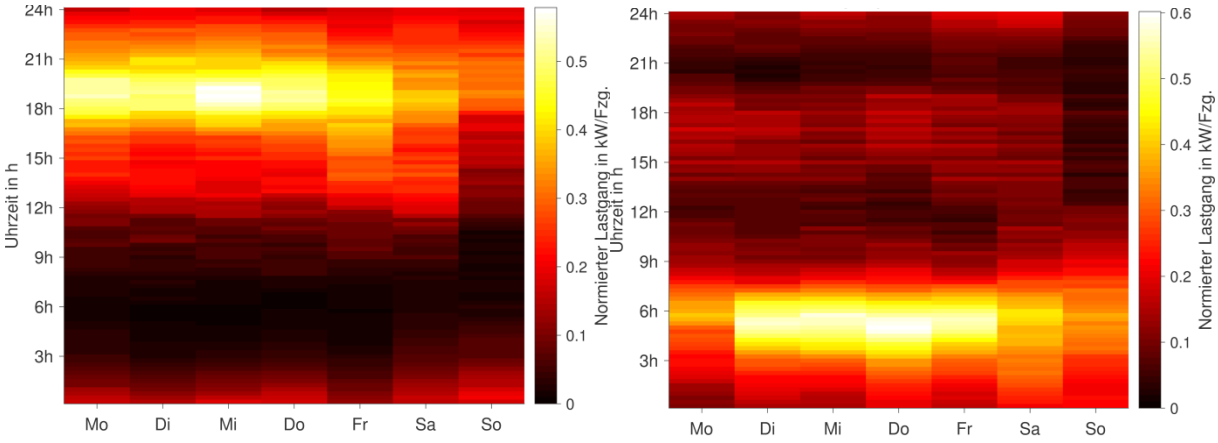


Abbildung 5-167: *Vergleich: Auf ein Fahrzeug normierter Ladelastgang 2030. Direkt laden links, spätest möglich laden rechts*

Zusammenfassung: FfE-Elektromobilitätslastgang

Tabelle 5-76 stellt zusammenfassend die Ergebnisse der zuvor vorgestellten Methodik bezüglich der nach den MONA-Szenarien berechneten E-Fahrzeugflotte im Stützjahr 2015 und 2030 dar. Zu beachten ist dabei, dass sich die Ergebnisse auf reine E-Fahrzeuge beziehen, die im Verhältnis 30:70 zu PHEV in der Gesamtflotte stehen. Die Annahmen bezüglich der durchschnittlichen Batteriekapazität beziehen sich auf ein Mittelklassefahrzeug aus /FFE-04 16/.

Tabelle 5-76: *Zusammenfassung reine E-Fahrzeuge in MONA*

	Durchschnittliche Batteriekapazität	Zugelassene Fahrzeuge	Durchschnittliche Jahresfahrleistung	Gesamtenergiebedarf
2015	22 kWh	25.000	8.100 km	36 GWh
2030 1 Mio.	47 kWh	300.000	9.400 km	481 GWh
2030 6 Mio.	47 kWh	1,8 Mio.	9.400 km	2.885 GWh

Bei der Auswahl von Fahrprofilen wurde hier eine Mindestjahresfahrleistung von 5.000 km berücksichtigt. Außerdem ist anzumerken, dass mehrtägige Fahrten nicht in der resultierenden durchschnittlichen Jahresfahrleistung enthalten sind, da diese nicht

„zu Hause“ geladen werden und die Ladevorgänge somit keinen Einfluss auf die lokale Netztopologie haben.

5.12.2 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Zur Beantwortung der Frage, ob Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Belastung oder ggf. sogar eine Chance zur Optimierung des Energiesystems bzw. der Netzführung darstellen, müssen zunächst die technischen und systemischen Rahmenbedingungen geklärt werden. Dabei ist bezüglich der Systembelastung die absolute Zahl der Elektrofahrzeuge entscheidend. Die zusätzliche Last, die eine solche Flotte im Gesamtsystem darstellt, wird außerdem stark von der durchschnittlichen Batteriekapazität sowie dem Verbrauch der Fahrzeuge beeinflusst. Hinsichtlich der Belastung aber auch der Eignung zur Netzoptimierung sind außerdem Faktoren wie Ladeleistung, lokaler Durchdringungsgrad, Netzinfrastruktur und die Art der Ladesteuerung relevant. All diese Randbedingungen und deren Entwicklung bis zum Jahr 2030 werden in den nächsten Abschnitten dargestellt. Außerdem wird die für eine intelligente Ladesteuerung benötigte technische Infrastruktur skizziert.

5.12.2.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie)

Nach den Bestandszahlen des Kraftfahrzeugbundesamtes waren zum 1. Januar 2015 18.948 reine Elektrofahrzeuge (BEV) und 107.754 Hybrid-Fahrzeuge (HEV) (davon ca. 25.000 Plugin-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV)) zugelassen /KBA-03 15/. Die Erreichung des von der Bundesregierung selbst gesetzten Ziels von einer Million Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 erscheint aktuell fragwürdig. Zur Bewertung des Einflusses einer solchen Flotte wird in den nächsten Abschnitten zunächst der aktuelle technische Status Quo der Elektromobilität skizziert.

Technische Randbedingungen Elektrofahrzeuge – Status Quo

Die Entwicklung im Bereich der Elektromobilität hat in den letzten Jahren einen deutlichen Boom erlebt, sodass aktuell die meisten OEMs eigene Elektrofahrzeuge bzw. Hybridfahrzeuge mit in ihr Portfolio aufgenommen haben. Als zwei beispielhafte Modelle sollen hier der BWM i3 (siehe **Abbildung 5-168**) sowie der Konkurrent aus Amerika, der Tesla Model S 85 (siehe **Abbildung 5-169**) genauer vorgestellt werden, um die Größenordnungen des technischen Status Quo zu skizzieren.

BMW i3

Abbildung 5-168: *BMW i3 /Foto FfE/*

Der seit November 2013 im deutschen Markt erhältliche BMW i3 ist das erste in Großserie produzierte Elektrofahrzeug aus Deutschland. Mit einem Fahrgestell aus Aluminium und der Fahrgastzelle aus kohlefaserverstärktem Kunststoff konnten deutliche Gewichtseinsparungen erzielt werden, sodass das Gewicht des Fahrzeugs mit etwa 1.200 kg trotz der schweren Traktionsbatterien nicht höher ausfällt als bei vergleichbaren Modellen mit Verbrennungsmotor. Die verwendete Lithium-Ionen Batterie hat eine Speicherkapazität von 18,8 kWh, was bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 12,9 kWh/100 km einer Reichweite von rund 150 km entspricht. Ab Sommer 2016 soll diese Batteriekapazität nach /NTV-01 16/ im neuen Modell auf 33 kWh aufgestockt werden, sodass eine Reichweite von rund 200 km erreicht werden soll. Angetrieben wird das Fahrzeug von einem 125 kW (170 PS) Hybrid-Synchronmotor mit einem Drehmoment von 250 Nm (Daten nach /BMW-03 14/).

Tesla Model S 85

Abbildung 5-169: *Tesla Model S 85 /Foto FfE/*

Das zweite hier vorgestellte Fahrzeug – der Tesla Model S 85 – bewegt sich bezüglich der technischen Werte im Oberklassebereich. Im Juni 2012 begann die Auslieferung des Elektrofahrzeugs an erste amerikanische Kunden. Nach Angaben des Herstellers erreicht das Modell mit einer Batteriekapazität von 85 kWh in der Standardversion bei einem durchschnittlichen Verbrauch von rund 18 kWh/100 km eine Reichweite von 480 km und zählt damit in diesem Bereich zur weltweiten Spitze. Auch bei Tesla werden Lithium-Ionen-Batterien als Energiespeicher verwendet. Angetrieben wird das Fahrzeug in der Standardvariante von einem Drehstrom-Asynchronmotor mit einer Leistung von 310 kW (367 PS) und einem Drehmoment von 440 Nm (Herstellerangaben von Tesla Motors).

Ladeinfrastruktur –Status Quo

Vorbereitend auf eine möglichst standardisierte Ladeinfrastruktur wurden in der Norm IEC 61851 allgemeine Anforderungen an die elektrische Ausrüstung von Elektrofahrzeugen definiert (siehe **Tabelle 5-77**).

Tabelle 5-77: *Lademodi und max. Ladeleistungen nach IEC 61851 /IEC-01 12/*

Modus	Beschreibung	Max. Ladeleistung
1	AC bis 16 A Ohne Pilotkontakt	3,3 kW (einphasig) 11 kW (dreiphasig)
2	AC bis 32 A Ohne Pilotkontakt	7,4 kW (einphasig) 22 kW (dreiphasig)
3	AC bis 250 A Ohne Pilotkontakt	173,2 kW (dreiphasig)
4	AC bis 400 A Ohne Pilotkontakt	Aktuelle Stecker: max. 80 KW

Grundsätzlich können Elektrofahrzeuge an jeder normalen 3,3 kW Schutzkontaktsteckdose geladen werden. Allerdings dauert der Ladevorgang aufgrund der geringen Ladeleistung relativ lange (die Komplettladung des oben beschriebenen Tesla Model S würde etwa 23 h in Anspruch nehmen. Um eine höhere Ladeleistung in der hauseigenen Garage zu erreichen, kann zusätzlich eine sog. „Wallbox“ installiert werden. Damit können auch zu Hause Ladeleistungen von bis zu 22 kW problemlos realisiert und die genannte Komplettladung des Tesla Model S von 23 auf knapp unter 4 h reduziert werden. Noch weiter kann die Ladezeit durch das Laden an Schnellladesäulen reduziert werden, die zum Teil noch größere Ladeströme ermöglichen. Stand 03.05.2016 waren in Deutschland 4.639 öffentliche Ladesäulen installiert, wovon etwa 60 % „schnellladefähig“ sind. Schnelladefähig bedeutet dabei, dass ein E-Auto in weniger als einer Stunde auf 80 % der Batteriekapazität geladen werden kann /CMAP-01 16/. Aktuell werden solche Ladezeiten hauptsächlich durch DC-Ladestationen realisiert, die Ladeleistungen von bis zu 50 kW ermöglichen und so zu einer deutlichen Reduktion der Ladezeiten beitragen. Aufgrund der hohen Kosten (aktuell rund 30.000 € nach /WALLB-01 16/) im Vergleich zur klassischen AC-Ladesäule/-Wallbox werden DC-Ladesäulen hauptsächlichen im öffentlichen Raum zur Anwendung kommen.

Bei der Bewertung des Einflusses von Elektrofahrzeugen werden ausschließlich Ladepunkte in privaten Haushalten bzw. am Arbeitsplatz, also keine Parkhäuser oder große Parkplätze mit entsprechenden Ladesäulen berücksichtigt. Nach /EEXP-01 11/ ist davon auszugehen, dass „nur etwa 1 Prozent des gesamten Ladestroms über [öffentliche] Ladesäulen „getankt“ wird“, sodass trotz dieser Einschränkung immer noch ein Großteil der tatsächlichen Ladevorgänge Beachtung findet. Bezüglich des Einflusses von Elektrofahrzeugen wird zwischen dem der gesamten Elektrofahrzeugflotte auf das Energiesystem und dem einzelner Fahrzeuge auf lokale Netzstrukturen im Verteilnetz differenziert.

Elektrofahrzeuge im Gesamtsystem

Die in Kapitel 5.12.1 beschriebenen künstlich generierten Fahrprofile dienen als Grundlage für die hier durchgeführten Auswertungen. Als Randbedingung für die Berechnung des aus der aktuellen Flotte reiner Elektrofahrzeuge (Basisjahr 2015) resultierenden Ladelastgangs werden die folgenden Annahmen verwendet:

Tabelle 5-78: *Randbedingungen Emob-Szenario MONA 2015*

Anzahl reine Elektrofahrzeuge (EV)	25.378	Mittlere Ladeleistung:	3,3 kW
Anzahl PHEV	59.216	Mittlerer Verbrauch:	17,3 kWh/100km
Durchschnittliche Batteriekapazität EV	22 kWh	Mittlere Jahresfahrleistung:	10.000 km
Durchschnittliche Batteriekapazität PHEV	9 kWh	Max. Ladegleichzeitigkeit:	13,7 %
Ladeleistung zu Hause	3,3 kW	Verschiebbarer Anteil:	10 %
Ladeleistung am Arbeitsplatz	-		

Die Annahmen beruhen auf den Ergebnissen der Fahrprofilerstellung aus den Daten der MiD2008 (Kapitel 5.12.1) sowie den Auswertungen in /FFE-16 15/. Auf Basis dieser Annahmen werden zunächst im Zuge einer ersten Abschätzung der Gesamtstromverbrauch, die Spitzenlast und die theoretische Verschiebbarkeit der Flotte berechnet und mit relevanten Größen des deutschen Energiesystems verglichen. **Abbildung 5-170** zeigt das Ergebnis dieser Abschätzung.

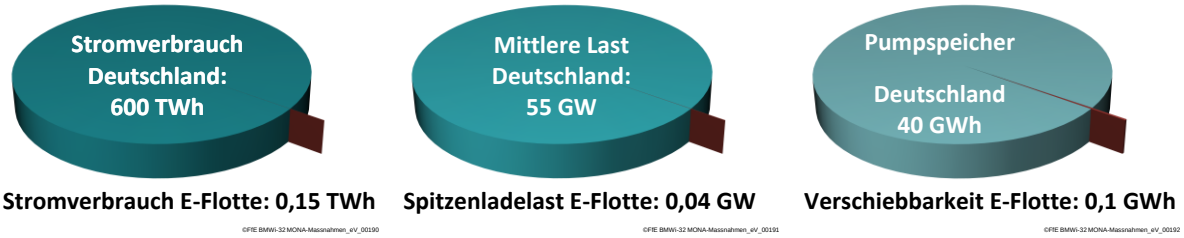


Abbildung 5-170: *Abschätzung des Einflusses der E-Fahrzeugflotte auf das Gesamtsystem 2015 (eigene Berechnungen)*

Deutlich zu erkennen ist, dass der Einfluss aber auch das Potenzial zu Lastverschiebung unter aktuellen Rahmenbedingungen sehr gering ausfällt. Auf eine weitere Betrachtung dieser Zusammenhänge wird deswegen verzichtet.

Elektrofahrzeuge im Verteilnetz

Aufgrund der aktuell noch sehr geringen Durchdringung von Elektrofahrzeugen ist kein Fall bekannt, im dem ein Netzbetreiber aufgrund zu viel EMOB Maßnahmen ergreifen musste, sodass auch in diesem Zusammenhang auf detailliertere Analysen verzichtet wird.

5.12.2.2 Entwicklungspotenzial

Die Bundesregierung hat sich mit einer Zahl von einer Million Elektrofahrzeugen bis 2020 auf Deutschlands Straßen ein ambitioniertes Ziel gesetzt. Bis dato verläuft der Markthochlauf schleppend, sodass deren Potenzial als NoM noch als gering zu erachten ist. Verhältnismäßig geringe Reichweiten, hohe Anschaffungskosten, sowie eine geringe Verfügbarkeit von öffentlichen Ladesäulen sind nach Umfragen in /FOM-01 15/ die hauptsächlich genannten Gründe für die Zurückhaltung bei der Elektromobilität. Bezogen auf diese Hürden zählt die Studie verschiedene Maßnahmen zur Steigerung von Akzeptanz und Marktdurchdringung auf. Unter anderem werden dabei die folgenden Möglichkeiten genannt:

- besondere Finanzierungsmöglichkeiten

- staatliche Förderung und Vergünstigungen
- leistungsfähigere Batterien
- zusätzliche Anreize für Energieversorger

Im April 2016 haben sich Bundesregierung und Vertreter der Automobilindustrie auf eine Kaufprämie von 4.000 € bei Elektrofahrzeugen bzw. 3.000 € bei Plug-in-Hybriden geeinigt. Diese Prämie soll bereits im Mai 16 eingeführt werden. Zusätzlich dazu sollen weitere Anreize für den Erwerb eines Elektrofahrzeuges durch Steuererleichterungen geschaffen werden. Zu Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellt der Bund außerdem weitere 300 Mio. € zur Verfügung. Von großer Bedeutung für die ablehnende Haltung der Bevölkerung gegenüber dem Kauf eines Elektrofahrzeuges ist neben den hohen Kosten vor allem auch die im Vergleich zu Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb geringe Reichweite. **Tabelle 5-79** zeigt Batteriekapazität und Reichweiten der aktuellen und kommenden Elektrofahrzeugmodelle.

Tabelle 5-79: *Aktuelle und zukünftige Elektrofahrzeugmodelle (nach Herstellerangaben)*

Fahrzeug	Batteriekapazität in kWh	Reichweite in km	Marktstart
Renault ZOE	22	100 - 150	12/2012
BMW i3	18,8	130 - 160	2013
VW eGolf	24,2	190 - 210	02/2014
Nissan Leaf	24	200	2010
Tesla Model S	85	480	06/2010
Tesla Model 3	?	345	2017
Opel Ampera-e	60	320	2017
Mercedes ELC	?	400	2018
Chevrolet Bolt	60	320	2017

Aktuell bewegen sich die Reichweiten der meisten verfügbaren Modelle zwischen 100 und 200 km. In der kommenden Generation von Elektrofahrzeugen kann allerdings nach Angaben der Hersteller bereits mit einer Verdoppelung der Reichweiten bei gleichzeitig sinkenden Preisen gerechnet werden. Zur Abschätzung der zukünftigen Batteriekapazitäten wurde in /FFE-04 16/ eine Methodik zur Szenarienbildung entwickelt. Dabei wurden die aktuellen Speicherkapazitäten von BEV und PHEV sowie die Batteriekosten- und Energiedichteentwicklung bis 2030 berücksichtigt. Die berechneten Werte, aufgeteilt nach Batteriekapazitäten für die Fahrzeugklassen „Klein“, „Mittel“ und „Groß“ und jeweils ein pessimistisches, ein mittleres und ein optimistisches Szenario sind in **Tabelle 5-80** dargestellt.

Tabelle 5-80: *Prognostizierte Batteriekapazitäten in kWh für unterschiedliche BEV-Fahrzeugklassen nach /FFE-04 16/*

Jahr	Klein			Mittel			Groß		
	pessi-mistisch	mittel	opti-mistisch	pessi-mistisch	mittel	opti-mistisch	pessi-mistisch	mittel	opti-mistisch
2015	18	18	18	22	22	22	35	35	35
2020	25	29	34	32	36	43	50	58	68
2025	29	36	42	37	46	52	59	73	83
2030	30	37	42	38	47	52	60	74	83

Es wird deutlich, dass die Batteriekapazitäten der für die kommenden Jahre angekündigten Modelle sogar noch größer sind, als dies die Ergebnisse des Szenarienprozesses vermuten ließen. Neben diesen Faktoren spielen natürlich auch regulatorische Faktoren, wie die Anpassung der Flotten-Emissionsgrenzwerte eine entscheidende Rolle für die zukünftige Entwicklung von Elektrofahrzeugen. Durch diese Vielzahl von Randbedingungen variieren auch die Aussagen der bisher veröffentlichten Studien bezüglich der Durchdringung von Elektrofahrzeugen (BEV + PHEV = xEV) bis zum Jahr 2030. **Abbildung 5-171** zeigt die (zum Teil durch Extrapolation bis zum Jahr 2030 fortgesetzten) Entwicklungspfade nach dem „Fortschrittsbericht 2014“ der Nationalen Plattform Elektromobilität /NPE-01 14/, der Studie „OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen“ des Öko-Instituts /ISOE-01 11/, der Studie „Markthochlaufszenarien für Elektrofahrzeuge“ des Fraunhofer ISI /ISI-02 13/ und den „Shell PKW-Szenarien“ /SHE-01 09/.

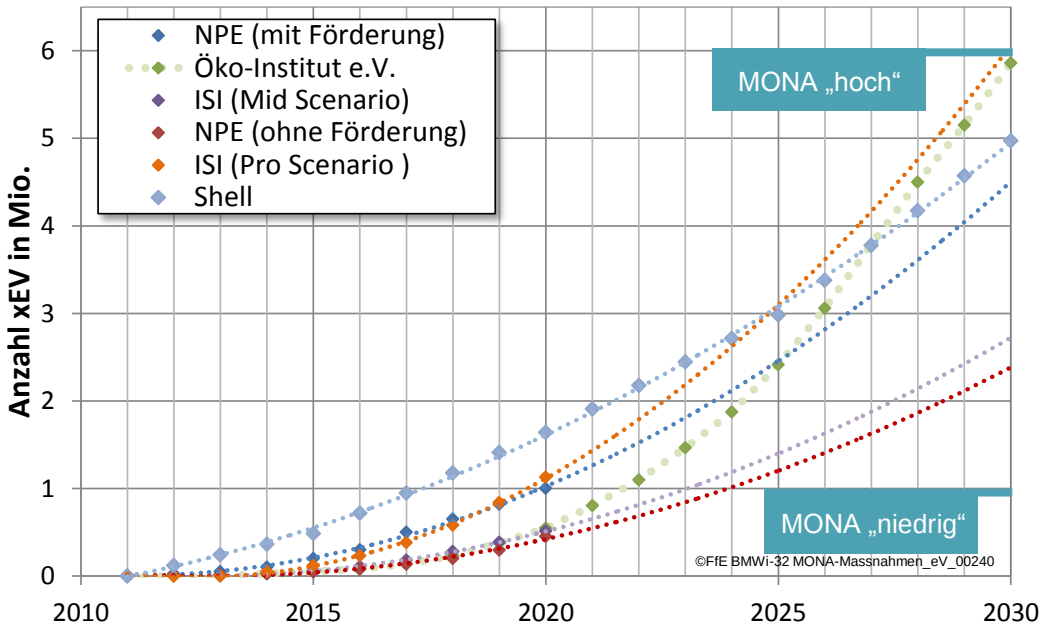


Abbildung 5-171: *Studienvergleich: Durchdringung von Elektrofahrzeugen (reine und Plug-In-Hybride = xEV, eigene Darstellung, Daten von /NPE-01 14/, /ISOE-01 11/, /ISI-02 13/ und /SHE-01 09/)*

Nach den hier betrachteten Studien werden in 2030 zwischen 2,2 und 6 Mio. Elektrofahrzeuge (BEV und PHEV) auf Deutschlands Straßen unterwegs sein. In der Szenario-Analyse, die im Rahmen des Projekts MONA 2030 durchgeführt wurde, werden zwei Pfade bezüglich der Entwicklung der Elektrofahrzeugdurchdringung betrachtet. Im Pfad „aktuelle politische Ziele werden erreicht“ (MONA „hoch“) sind im Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf den deutschen Straßen unterwegs /BMWI-08 14/. Für den niedrigeren Pfad (MONA „niedrig“) wird davon ausgegangen, dass das Ziel für das Jahr 2020 um zehn Jahre verzögert erreicht wird, was einer Zahl von einer Million Fahrzeugen im Jahr 2030 entspricht.

Ladeinfrastruktur –Ausblick auf 2030

Bezüglich des Einflusses einer Elektrofahrzeugflotte auf das Gesamtsystem und die Netze sind neben der absoluten Zahl von Fahrzeugen und deren technischen Randbedingungen vor allem die Ladeinfrastruktur und das Ladeverhalten der Nutzer von entscheidender Bedeutung. Grundsätzlich sind dabei die Varianten „Laden zu Hause“, „Laden am Arbeitsplatz“ und „Öffentliches Laden“ denkbar. Bei den Simulationen im Projekt MOS 2030 bezüglich des Sekundärnutzens von Elektrofahrzeugen als Speicher, sowie der Untersuchungen, die im Projekt MONA 2030 in Hinblick auf eine Eignung von Elektrofahrzeugen als NoM durchgeführt werden, wird das öffentliche Laden vernachlässigt. Zum einen haben verschiedene Studien und Flottenversuche gezeigt, dass nur ein sehr geringer Teil von Ladevorgängen überhaupt an öffentlichen Ladepunkten durchgeführt wird /BMW-01 11/, /ULCVDP-01 13/ und /EEXP-01 11/. Zum anderen ist davon auszugehen, dass, wenn aufgrund eines zu geringen Ladezustandes das Laden an einer öffentlichen Ladesäule nicht mehr vermieden werden kann, eine relativ große Energiemenge in verhältnismäßig kurzer Zeit geladen wird. Das Sekundärnutzungspotenzial als Speicher oder NoM ist dabei als sehr gering anzusehen.

Die derzeit erhältlichen Ladeeinrichtungen „zu Hause“ bieten übliche Leistungen von ca. 3,3 kW für Einphasenanschlüsse und 11/22 kW für Dreiphasenanschlüsse. Begrenzt wird die Ladeleistung einerseits durch die maximale vom Haushaltsanschluss bereitgestellte Stromstärke (16/32 A Sicherung) sowie durch den maximal möglichen Ladestrom der Batterie bzw. technische Spezifikationen des Fahrzeugs.

Beim Laden mit Einphasenanschluss (230 V) und 16 A Sicherung wird von der theoretisch möglichen Ladeleistung von 3,7 kW ein Sicherheitsabschlag von ca. 10 % berücksichtigt. Die Ladeleistung in der Simulation wird auf 3,3 kW beschränkt. Mehrphasige Ladevorgänge setzen in der Regel spezielle Ladeeinrichtungen voraus, an denen die volle Ladeleistung möglich ist. **Tabelle 5-81** zeigt die Ladeleistungen nach den Annahmen, die im Projekt MONA auf Basis von Meta-Studien und Expertengesprächen getroffen wurden und die Basis für die durchgeführten Simulationen darstellen.

Tabelle 5-81: *Ladeleistungen „zu Hause“ im Jahr 2030*

Phasen	Art	Strom (A)	Leistung (kW)	Durchdringung
1	Steckdose	12	2,8	20%
1	Ladestation	16	3,7	30%
3	Ladestation	16	11	35%
3	Ladestation	32	22	15%

Ladevorgänge mit Leistungen von 11 kW sind mit heute erhältlichen Fahrzeugen schon teilweise möglich. Für das Laden mit 11 kW wird ein mit 16 A abgesicherter Drehstromanschluss benötigt. Zur Verlegung eines solchen Anschlusses zu einem Stellplatz kann eine Kostenannahme von ca. 500 - 1.000 € getroffen werden. Für die Nachrüstung eines dreiphasigen Hausanschlusses müssen zusätzliche Kosten von etwa 1.000 € einkalkuliert werden. Es wird davon ausgegangen, dass diese Investition für Personen, die bereit sind einen deutlich höheren Fahrzeugpreis für ein Elektrofahrzeug zu bezahlen, im akzeptablen Rahmen liegt – da der Ladevorgang hiermit um das ca. Dreifache beschleunigt werden kann.

Die in /FFE-04 16/ getroffenen Annahmen bezüglich der zukünftigen Verteilung von Ladeleistung und Ladeinfrastruktur sind bezüglich der Potenzialabschätzung für den Speichereinsatz ausreichend. Bei der Potenzialabschätzung der Elektrofahrzeuge als NoM bzw. insbesondere auch deren Einfluss auf die lokale Netztopologie wird der Ladeleistung eine deutlich höhere Bedeutung beigemessen. Diesem Zusammenhang wird im späteren Berichtsteil durch entsprechende Sensitivitätsanalysen Rechnung getragen.

Elektrofahrzeuge im Gesamtsystem - Ausblick auf 2030

Analog zu den in Kapitel 5.12.2.1 durchgeführten überschlägigen Rechnungen bezüglich des Einflusses von Elektrofahrzeugen auf das Gesamtsystem wird an diesem Punkt der Einfluss der für 2030 prognostizierten Fahrzeugflotte dargestellt. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch, die mittlere Last und die in Deutschland installierte Pumpspeicherkapazität konstant bleiben. Bezüglich der E-Fahrzeugflotte wird die Zahl von sechs Mio. Fahrzeugen aus dem „hohen“ MONA-Szenario verwendet, sodass die Berechnung eine obere Extremfallabschätzung darstellt. Die weiteren Randbedingungen der Flottensimulation sind in **Tabelle 5-80** dargestellt und basieren auf den Annahmen aus /FFE-04 16/.

Tabelle 5-82: *Randbedingungen Emob-Szenario MONA 2030 „hoch“*

Anzahl reine Elektrofahrzeuge (EV)	1,8 Mio.[29]
Anzahl PHEV	4,2 Mio.[1]
Durchschnittliche Batteriekapazität EV	47 kWh
Durchschnittliche Batteriekapazität PHEV	19 kWh
Ladeleistung zu Hause	2,8/3,3/11/22 kW

Auch hier wird der Gesamtstromverbrauch, die Spitzenladelast und die potenzielle Verschiebbarkeit der Gesamtflotte mit den zuvor genannten typischen Kenngrößen des deutschen Energiesystems verglichen. Die Ergebnisse dieser Abschätzung sind in **Abbildung 5-172** dargestellt.

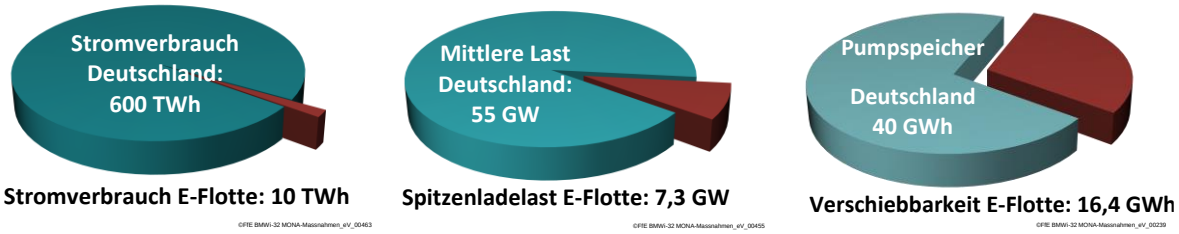


Abbildung 5-172: *Abschätzung des Einflusses der E-Fahrzeugflotte auf das Gesamtsystem 2030 (eigene Berechnungen)*

Es ist deutlich ersichtlich, dass auch 2030 der Strombedarf einer Flotte von sechs Millionen Fahrzeugen nur einen sehr geringen Anteil am Gesamtstrombedarf haben wird. Auch die zusätzliche Spitzenlast von 4,6 GW fällt im Verhältnis zur mittleren Last in Deutschland rein aus Systemsicht betrachtet nur wenig ins Gewicht. **Abbildung 5-173** zeigt exemplarisch für eine Woche im Januar den Verlauf der Last in Deutschland mit und ohne Berücksichtigung von Elektromobilität für das Jahr 2030.

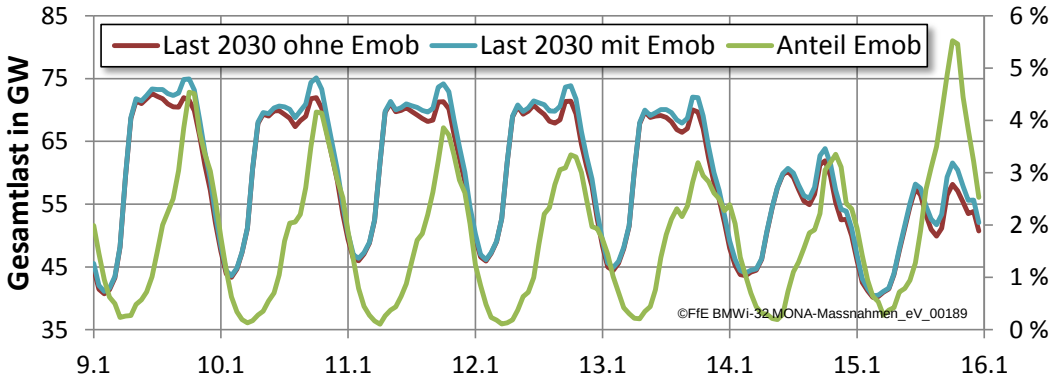


Abbildung 5-173: *Lastgang Deutschland 2030 mit und ohne Elektrofahrzeugen*

Deutlich zu erkennen ist, dass die abendliche Lastspitze der Elektrofahrzeuge mit der „normalen“ abendlichen Lastspitze zusammenfällt. Die prozentuale Erhöhung bewegt

[29] Je nach Szenario entweder insgesamt 1 Mio. oder 6. Mio. Elektrofahrzeuge (BEV + PHEV) in 2030

sich allerdings nur im einstelligen Prozentbereich (das Maximum der anteiligen Erhöhung liegt bei 7,6 %).

Die potenzielle Verschiebbarkeit von 16,4 GWh stellt etwa 40 % der Speicherkapazität aller deutschen Pumpspeicher und damit eine relevante Größe dar. Durch eine gezielte Ladesteuerung der Fahrzeuge könnten diese als Kurzzeit-Leistungsspeicher genutzt werden und so möglichen Herausforderungen, die durch die Integration einer großen Flotte von Elektrofahrzeugen in das System entstehen, direkt entgegenwirken. Das tatsächliche Potenzial von Elektrofahrzeugen zum Lastausgleich hängt allerdings neben den wirtschaftlichen Faktoren, wie IKT-Kosten und Kosten für den zusätzlichen Verschleiß der Traktionsbatterien insbesondere auch vom Ladeverhalten der Fahrzeugnutzer ab. Da Elektrofahrzeuge auf Systemebene bezüglich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in direkter Konkurrenz zu anderen, günstiger erschließbaren Flexibilitätspotenzialen wie DSM, Power2Heat und virtuellen Kraftwerken stehen, ist ein solcher Einsatz aus rein marktwirtschaftlicher Perspektive unwahrscheinlich. Für detaillierte Analysen zu diesem Thema sei auf /FFE-04 16/ verwiesen.

Elektrofahrzeuge im Verteilnetz - Ausblick auf 2030

In /NOBI-01 16/ wurden die netztechnischen Auswirkungen von Elektrofahrzeugladelastgängen auf ein exemplarisches Wohngebiet analysiert. Auch hier wird von sechs Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 ausgegangen, was bezogen auf das untersuchte vorstädtische Wohngebiet einem E-Fahrzeuganteil von 23 % entspricht. In verschiedenen Szenarien wurde der Anteil von Elektrofahrzeugen, PV-Anlagen und Hausspeichersystemen variiert, um Sensitivitäten bezüglich der Netzbelastungen aufzudecken. Die Annahmen bezüglich der Verteilung der Ladeleistungen „zu Hause“ basieren auf /FFE-16 15/ (70 % laden mit 3,3 kW, 30 % mit 11 kW). Die Ergebnisse der Simulationen werden mit denen eines „Basisszenarios 2013“ verglichen, bei dem davon ausgegangen wird, dass keine Elektrofahrzeuge im betrachteten Wohngebiet geladen werden. **Abbildung** 5-174 zeigt die Jahresdauerlinien der am Ortsnetztransformator des Netzgebiets gemessenen Spannung in den betrachteten Szenarien.

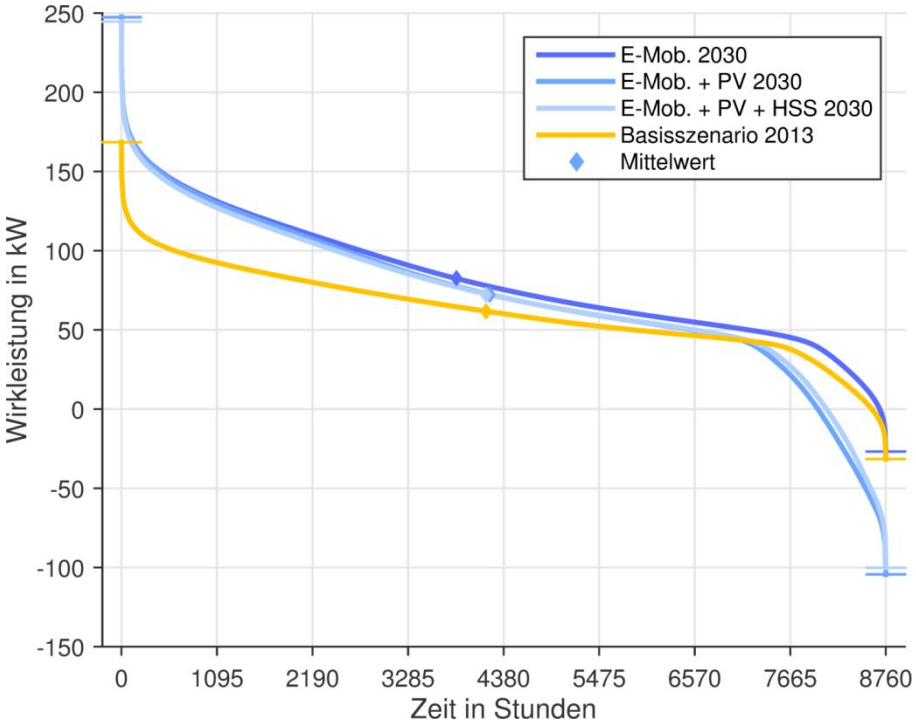


Abbildung 5-174: *Jahresdauerlinie der ONT-Spannung in verschiedenen Szenarien /NOBI-01 16/*

Der Vergleich des Basisszenarios mit dem Szenario „E-Mob. 2030“ zeigt eine Erhöhung der Spitzenlast um 47 % von 168 kW auf 247 kW und damit einen sehr deutlichen Einfluss der Elektrofahrzeuge. Außerdem wurde der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Netzspannung unter Variation von Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung untersucht. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Wohngebiet wurde dabei von 0 auf 190 Stück in elf Schritten mit jeweils 19 EFZ erhöht. Die Ladeleistung wurde in sieben Stufen á 3 kW von 3 kW auf 21 kW variiert. Dabei wurde der Einfluss der Elektrofahrzeuge auf die Spannungsqualität und entsprechende Sensitivitäten quantifiziert. **Abbildung** 5-175 zeigt die mittlere, minimale Spannung der Simulationswerte eines Jahres im betrachteten Netzgebiet in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Fahrzeugdurchdringung.

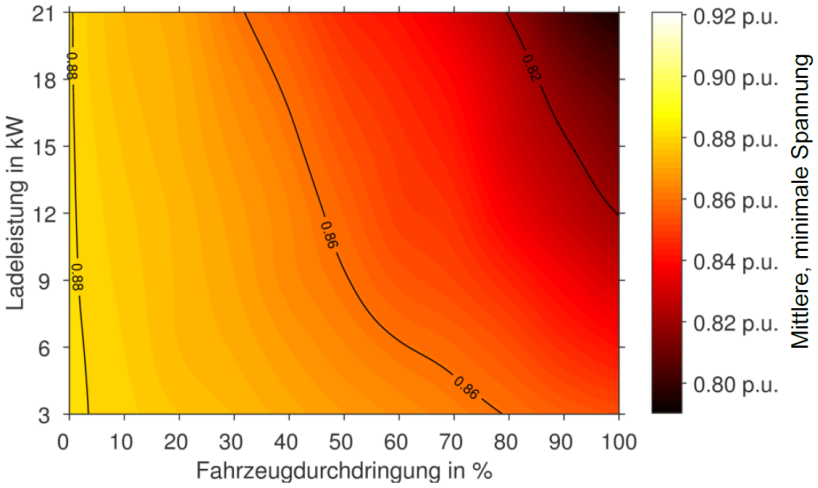


Abbildung 5-175: *Mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Fahrzeugdurchdringung (EFZ ohne Regelung links und EFZ mit Q(U)-Regelung rechts) /NOBI-01 16/*

Bei der Interpretation der Abbildung gilt zu beachten, dass die dargestellten Werte die minimal gemessenen Spannungswerte im gesamten Netzgebiet im Simulationszeitraum von einem Jahr abbilden. Werden keine Fahrzeuge in der Simulation berücksichtigt, liegt die minimale Spannung bei etwa 0,88 pu Bis zu einer Fahrzeugdurchdringung von etwa 30 % ist kein nennenswerter Einfluss der Fahrzeuge – auch bei einer Vergrößerung der Ladeleistung – zu erkennen. Erst bei einer Fahrzeugdurchdringung von über 40 % ist in diesem Netzgebiet ein deutlicher Einfluss auf die Spannungsqualität zu erkennen. Dies entspricht bei einer Gesamtzahl von 42 Mio. zugelassenen Fahrzeugen rund 17 Mio. Elektrofahrzeugen. Diese Zahl würde, auch wenn die ambitionierten Pläne der Bundesregierung in die Tat umgesetzt werden sollten, frühestens 2050 erreicht werden. Durch die Implementierung einer netzdienlichen Ladesteuerung kann der Einfluss der Elektrofahrzeuge deutlich reduziert werden. Dabei sind verschiedene Ladesteuerungsvarianten denkbar. Die im Projekt MONA 2030 zu betrachtenden Varianten werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

5.12.2.3 Netzdienliches Laden

Grundsätzlich sind viele unterschiedliche Arten der Ladesteuerung denkbar, die in verschiedenen Studien bereits ausführlich simulativ untersucht wurden (siehe u. a. /NOBI-01 16/, /FFE-04 16/, /FFE-15 12/, /ET-15 13/, /IEEE-02 11/). Für das Projekt MONA 2030 werden drei dieser Varianten ausgewählt und für die Bewertung der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen als NoM in der Simulationsumgebung GridSim implementiert und ausgewertet. Die drei Ladesteuerungsarten werden im Folgenden kurz definiert:

Eigenverbrauchsoptimiert
Die eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung hat das Ziel, möglichst viel der durch die haushaltseigene PV-Anlage produzierten Elektrizität zu nutzen und so einen weiteren Strombezug aus dem Netz zu vermeiden. Mit stetig steigenden Strompreisen für den Endkunden und gleichzeitig fallenden PV-Stromgestehungskosten ist dieses Konzept bereits zum heutigen Zeitpunkt im Bereich der Wirtschaftlichkeit, sodass davon

ausgegangen werden kann, dass es auch im zukünftigen Energiesystem zunehmend zur Anwendung kommen wird. Dabei kann die Eigenverbrauchsoptimierung zum einen allein durch die entsprechende Ladesteuerung des Elektrofahrzeugs erreicht werden. Zum anderen korrelieren insbesondere jedoch bei der Nutzung des Fahrzeugs durch Pendler die Standzeiten „zu Hause“ nur bedingt mit den Zeiten der maximalen Einspeisung der PV-Anlage. Aus diesem Grund kommt insbesondere für diese Nutzergruppe die zweite implementierte Ladesteuerung „eigenverbrauchsoptimiert mit Speicher“ in Frage. Durch die zusätzliche Integration eines stationären Batteriespeichers kann die Stromerzeugung der PV-Anlagen auch in den Zeiten zur Eigenverbrauchsdeckung beitragen, in denen weder durch den Haushalt noch durch das Elektrofahrzeug ein Strombezug anfällt. In beiden Fällen können durch die Ladesteuerung obere Spannungsbandverletzungen durch die PV-Rückspeisung reduziert werden. So trägt diese Steuerung, die auf eine betriebswirtschaftliche Optimierung des Haushalts abzielt, gleichzeitig zur Netzentlastung bei. Um zu garantieren, dass das Fahrzeug trotz der Ladesteuerung auch spontan noch eine Kurzstrecke zurücklegen kann, wird die Batterie grundsätzlich bei allen Ladesteuerungsarten in zwei Blöcke unterteilt. Der erste Block wird nach dem Anstecken direkt und ungesteuert geladen, während der Rest der Batteriekapazität nur dann geladen wird, wenn ausreichend PV-Leistung zur Verfügung steht bzw. dies nach den anderen Ladesteuerungskonzepten vorgesehen ist. Nach Auswertungen der MID2008 ergibt sich die folgende Verteilung aller erster am Tag mit dem Auto zurückgelegter Wegstrecken.

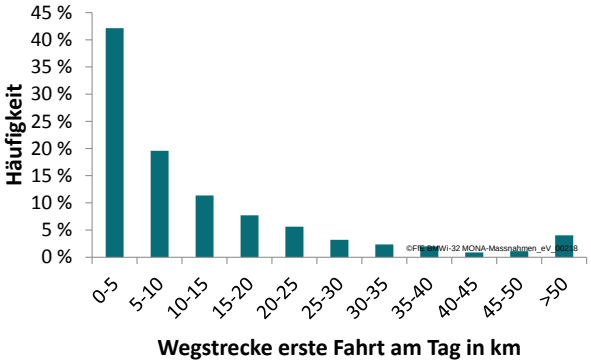


Abbildung 5-176: *Verteilung der Fahrlängen der ersten am Tag zurückgelegten Wege nach MiD2008 (eigene Darstellung, Daten von /MID-03 10/)*

Nach dieser Auswertung sind die Wegstrecken von 90 % aller ersten Fahrten am Tag kleiner 30 km. Davon ausgehend, dass auch 2030 noch keine flächendeckende Ladeinfrastruktur installiert sein wird, müsste der erste Block mindestens für eine Hin- und Rückfahrt genügen, sodass hier eine erzielbare Mindestreichweite von 60 km angesetzt wird. Die verbleibende Batteriekapazität bis zur Vollladung kann variabel durch das entsprechende Lademanagement beladen werden.

Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung

Bei der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung gilt der Primärnutzen hingegen direkt der Netzentlastung. Dabei wird die Ladeleistung der Fahrzeuge anhand einer stückweise-linearen Kennlinie in Abhängigkeit von der Spannung reduziert um Spannungsbandverletzungen entgegenzuwirken. Durch diese Reduzierung der Ladeleistung kann unteren Spannungsbandverletzungen, hervorgerufen durch eine zu

hohe Verbraucherlast, entgegengewirkt werden. Die hinterlegte Kennlinie wurde dabei aus /NOBI-01 16/ entnommen und ist in **Abbildung 5-177** dargestellt.

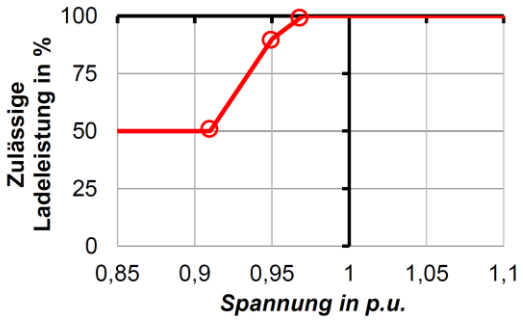


Abbildung 5-177: *Kennlinie: Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung nach /NOBI-01 16/*

Für die maximale Begrenzung der Ladeleistung wurde 50 % gewählt. Für die Betrachtung in MONA gilt dabei die Spannung am ONT als die die Steuerung auslösende Messgröße, wobei die Regelung alle im Netzgebiet nachgelagerten Fahrzeuge gleichzeitig betrifft.

Day-Ahead-Markt-orientiert

Die dritte im Projekt MONA betrachtete Ladestrategie verfolgt zunächst wieder den Primärnutzen der wirtschaftlichen Optimierung. Durch eine entsprechende Verschiebung der Ladezeitpunkte in am Day-Ahead-Markt günstige Zeiträume sollen die Kosten für den Strombezug reduziert werden. Dabei wird zunächst wie bei allen Ladesteuerungsarten bis zu einem Mindestladezustand ungesteuert geladen um spontane Fahrten bis zu einer Mindestwegstrecke von 60 km zu ermöglichen. Der Rest der Batteriekapazität wird dann im Zeitraum bis zur nächsten Abfahrt anhand des Day-Ahead-Preisverlaufs optimiert geladen.

5.12.2.4 Casy Study – ePlanB

Abbildung 5-178: *Die Sieben Testfahrzeuge im Projekt ePlanB (Bildquelle: LEW / Christina Bleier)*

Das Projekt ePlanB ist ein vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie gefördertes Gemeinschaftsprojekt der FfE e.V., der Lechwerke AG, der Stadt Buchloe und dem Landkreis Ostallgäu. In dem auf drei Jahre angelegten Projekt wurde untersucht, wie von Pendlern geparkte Elektrofahrzeuge bestmöglich geladen werden können. Dazu wurde ein Park&Ride-Parkplatz der Stadt Buchloe mit einer entsprechenden Ladeinfrastruktur von acht Ladesäulen mit jeweils

zwei Ladepunkten ausgestattet. Durch eine Kooperation mit Autohändlern aus der Region wurden insgesamt fünfzehn Elektrofahrzeuge verschiedener Hersteller beschafft, die dann geeigneten Pendlern für einen gewissen Zeitraum zur Verfügung gestellt werden. Für die Erstellung eines intelligenten Ladeplans müssen diese Teilnehmer entweder direkt an der Ladesäule oder über ein eigens zu diesem Zweck entwickeltes Webportal die geplante Parkdauer und den aktuellen Batteriezustand erfassen. Weiterhin wird das Fahrprofil der Teilnehmer über GPS-Logger aufgezeichnet um Rückschlüsse auf das individuelle Mobilitätsverhalten ziehen zu können. Ziel der von der FfE entwickelten Ladesteuerung ist die bestmögliche Integration von heimischen Erneuerbaren Energiequellen. **Abbildung 5-179** zeigt links exemplarisch eine der implementierten Ladesteuerungsarten.

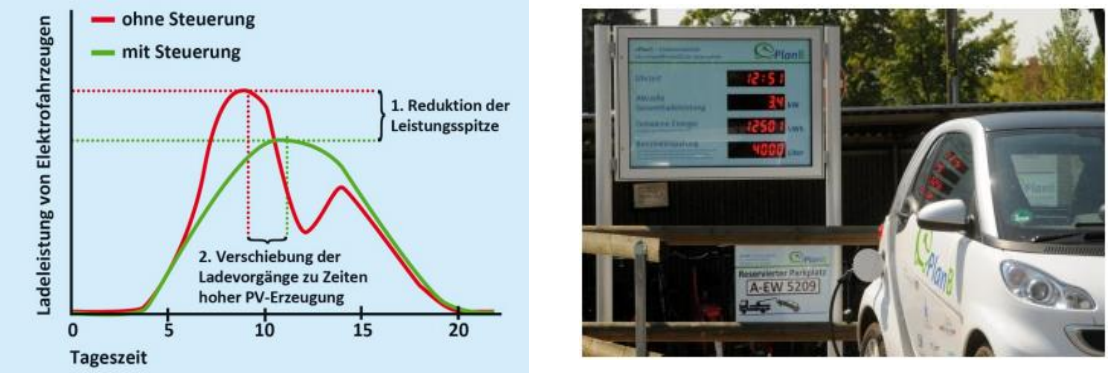


Abbildung 5-179: *Gesteuerte und ungesteuerte Ladeleistung von Elektrofahrzeugen links, Parkplatz Buchloe rechts (Bildquelle: /FFE-40 14/ und LEW / Christina Bleier)*

Anhand dieses Beispiels wird deutlich, dass durch die implementierte Ladesteuerung zum einen die Leistungsspitze der Elektrofahrzeuge deutlich reduziert werden und zum anderen eine deutlich bessere Ausnutzung der PV-Erzeugung erzielt werden kann. Neben dieser wurden außerdem verschiedene andere Ladesteuerungsarten implementiert und im Rahmen eines 24-monatigen Feldtests in vier Durchgängen getestet. So soll in der dritten Feldtestphase auch untersucht werden, inwiefern das Lademanagementsystem die maximale Lastvorgabe des Verteilnetzbetreibers einhalten kann, etwa bei Netzengpässen. Für eine genauere Darstellung des Projekts sei hier auf /FFE-40 14/ und www.eplanb.de verwiesen.

5.12.3 *Regulatorische Rahmenbedingungen*

Elektrofahrzeuge werden an Ladesäulen bzw. Wandladeboxen in privaten Garagen oder Parkhäusern beladen. Dabei ist entscheidend, dass diese Ladeinfrastruktur ebenso wie die Elektrofahrzeuge selbst keine Netzbetriebsmittel, sondern Kundenanlagen sind. Das Fahrzeug ist daher aus der Sicht des Netzbetreibers eine **Verbrauchseinheit** /HILL-01 14/.

Zudem hat die Bundesregierung die im März 2016 in Kraft getretene Ladesäulenverordnung auf den Weg gebracht, welche unter anderem technische Standards, Interoperabilität und eine gewisse Rechtssicherheit für Betreiber regelt /BBH-01 16/.

Zur Nutzung von Elektrofahrzeugen als Netzentlastung in der elektrischen Energieversorgung gibt es jedoch noch einige Hürden. So existiert zum heutigen Zeitpunkt noch kein Vergütungsmodell, welches Ladesäulen- bzw. Elektrofahrzeugbetreiber für die Bereitstellung und den zusätzlichen Batterieverschleiß entschädigt. Auch stehen mobile Energiespeicher wie Elektrofahrzeuge im Vergleich zu stationären Speichern vor noch größeren wirtschaftlichen Herausforderungen. Da sie möglichst große Reichweiten und Leistungen erbringen müssen, sind sie auf sehr hohe Leistungs- und Energiedichten ausgelegt. Daher sind ihre Kosten deutlich höher als jene von stationären Speichern, deren Gewicht und Volumina zumeist nachrangig sind. /HILL-01 14/

Aufgrund der beschränkten realen Verfügbarkeit sind Elektrofahrzeuge für Netzbetreiber keine verlässliche Grundlage zur Netzausbauplanung. /HILL-01 14/

Im am 01.01.2017 in Kraft tretenden Strommarktgesetz werden einige offene Punkte der Elektromobilität adressiert:

- einen diskriminierungsfreien Zugang der Nutzer zur Ladeinfrastruktur
- Nutzung von Elektrofahrzeugen auf dem Strommarkt zur Lastglättung
- Flexibilitätspotenziale sollen genutzt und durch Marktpreissignale aktiviert werden können. /BMWI-13 15/

Des Weiteren wird verdeutlicht, *„(…) dass Ladepunkte für Elektromobile kein Teil des Energieversorgungsnetzes, sondern Letztverbraucher sind und wie andere Letztverbraucher einen allgemeinen Anspruch auf Netzanschluss haben.“* /BMWI-13 15/

Dies zeigt sehr klar, dass aus politischer Sicht die Vorschläge der Branche, Ladesäulen als Netzbetriebsmittel zu klassifizieren, abgelehnt werden. Durch die Definition als Letztverbraucher ist eine Rückspeisung in das Netz durch Elektrofahrzeuge (Vehicle 2 Grid) nicht möglich.

Eine explizite Erwähnung fanden Elektrofahrzeuge im EnWG bisher nur als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung in § 14 a Absatz 1. Demnach haben *„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen […] denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird“* /VKU-01 14/. Damit sollte ein rechtlicher Rahmen für den expliziten Eingriff der Netzbetreiber in das Lademanagement von Elektrofahrzeugen und ein finanzieller Anreiz für Fahrzeugbesitzer geschaffen werden. In der Praxis kommen Elektrofahrzeuge als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen allerdings aktuell nur vereinzelt zur Anwendung.

Insgesamt ist festzustellen, dass bezüglich einer netzdienlichen Ladesteuerung weder der gesetzliche Rahmen ausreichend definiert, noch entsprechende Vergütungsmodelle wie z. B. Steuererleichterungen o. ä. implementiert sind, sodass hier noch entsprechender Handlungsbedarf besteht.

Handlungs-empfehlung

!

5.12.4 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Bei der Bewertung des Lademanagements von Elektrofahrzeugen werden ausschließlich Ladepunkte in privaten Haushalten, also keine Parkhäuser oder große Parkplätze mit entsprechenden Ladesäulen berücksichtigt. Nach /EEXP-01 11/ ist davon auszugehen, dass „nur etwa 1 Prozent des gesamten Ladestroms über [öffentliche] Ladesäulen „getankt“ wird“, sodass trotz dieser Einschränkung immer noch ein Großteil der tatsächlichen Ladevorgänge berücksichtigt wird. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass (aus Kostensicht) in den betrachteten Haushalten bereits eine entsprechende Infrastruktur für das Laden eines Elektrofahrzeuges vorhanden ist. Ein Elektrofahrzeug kann aktuell im Privathaushalt entweder direkt über eine handelsübliche Schuko-Steckdose (~3,3 kW, 1-phasig) oder auch eine zusätzlich installierte Wallbox geladen werden, die über einen Starkstromanschluss eine deutlich höhere Ladeleistung ermöglicht (bis zu 22 kW, 3-phasig) /MEN-1 14/. Es wird nicht davon ausgegangen, dass hinsichtlich dieser Ladeinfrastruktur im betrachteten Zeitraum bis 2030 eine signifikante Veränderung zu erwarten ist. Um eine Ladesteuerung zu ermöglichen, müsste zum aktuellen Zeitpunkt ein Rundsteuerempfänger, eine sogenannte Steuerbox und ein zusätzlicher Zählpunkt für die energetische Abrechnung installiert werden. Durch den 2030 aller Voraussicht nach bereits abgeschlossenen Smart-Meter-Rollout /BRG-01 15/ müsste zu diesem Zeitpunkt nur noch eine zusätzliche Steuerbox installiert werden, die die Kommunikation zwischen Smart-Meter-Gateway und Lademanagement des Elektrofahrzeugs ermöglicht. Bezüglich der zu untersuchenden Ladesteuerungsarten werden im Projekt MONA 2030 in einer Niederspannungsnetzsimulation in **neun** standardisierten Basisnetztopologien verschiedene Ladesteuerungsarten hinsichtlich ihres Einflusses auf die Netzbelastung ausgewertet. Neben der ungesteuerten Direktladung wird dabei eine spannungsabhängige Wirkleistungsregelung, eine auf Eigenverbrauch sowie eine auf Wirtschaftlichkeit optimierte Regelung untersucht. Die Ergebnisse dieser Simulationen werden zusammen mit dem Endbericht des Projekts im Frühjahr 2017 veröffentlicht.

Von entscheidender Bedeutung für das Potenzial der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen ist die Batteriekapazität der Elektrofahrzeuge. Abgesehen von dem derzeitigen Vorreiter Tesla aus Amerika besitzen die meisten der aktuellen Modelle eine Batteriekapazität von rund 22 kWh und damit eine durchschnittliche Reichweite von 150 - 190 km (vergleiche Daten des BWM i3 in /BMW-02 14/). Nach Abschätzungen aus /FFE-4 16/ kann im Zieljahr 2030 mit einer mittleren Batteriekapazität von rund 50 kW gerechnet werden. Neben der Batteriekapazität ist bezüglich des Nutzungspotenzials zur Netzoptimierung der Durchdringungsgrad von Elektrofahrzeugen entscheidend. Nach den Bestandszahlen des Kraftfahrzeugbundesamtes waren zum 1. Januar 2015 18.948 reine Elektrofahrzeuge (BEV) und 107.754 Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV)

zugelassen. Durch den Vergleich verschiedener Studien bezüglich des zukünftigen Bestands von Elektrofahrzeugen ergibt sich für das Jahr 2030 im Mittel eine Zahl von rund 3,3 Mio. Fahrzeugen (BEV und PHEV) /FFE-04 16/. In MONA werden diesbezüglich zwei Szenarien betrachtet - ein Minimalszenario mit 1 Mio. Elektrofahrzeugen und ein Maximalszenario mit 6 Mio. Elektrofahrzeugen.

Im Folgenden wird die NoM „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen“ anhand der im Morphologischen Kasten aufgeführten Kriterien zusammenfassend dargestellt. Für die Herleitung der vorgestellten quantitativen Werte sei hier auf die Kapitel 5.12.2.1 und 5.12.2.2 verwiesen.

5.12.4.1 Technologie

In der Kategorie „Technologie“ konnten verschiedene Kriterien identifiziert werden, welche die technischen Eigenschaften der NoM beschreiben.

Netzebene und Einsatzort
Wie einleitend beschrieben, kann davon ausgegangen werden, dass der Großteil aller Ladevorgänge zu Hause durchgeführt wird. Die Netzanschlusspunkte einzelner Haushalte befinden sich ausschließlich auf der Niederspannungsebene.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Je nach Durchdringungsgrad von Elektrofahrzeugen ergibt sich die Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz innerhalb des entsprechenden Netzgebiets, es können also an mehreren Punkten Ladesteuerungen vorgenommen werden.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Von einer Skalierbarkeit der Maßnahme kann nicht ausgegangen werden. Zwar ist das Potenzial als NoM direkt von Ladeleistung und Batteriekapazität der Fahrzeuge abhängig, sodass hier eine gewisse Variabilität besteht, die Entscheidung über deren Dimensionierung liegt allerdings auf der Seite der Fahrzeugbesitzer. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass der potenzielle Sekundärnutzen ihrer Fahrzeuge zur Netzoptimierung bei Kauf und Konfiguration der Fahrzeuge nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen wird.

Regelbarkeit, Ansprechzeit, Regelgenauigkeit
Grundsätzlich kann durch die informationstechnische Anbindung der Ladepunkte bei abgeschlossenem Smart-Meter-Rollout und die technischen Rahmenbedingungen des Ladevorgangs eine sehr hohe Regelgenauigkeit und Regelbarkeit und eine sehr geringe Ansprechzeit erzielt werden. Erstere hängt allerdings stark von der implementierten Ladesteuerung (siehe auch Kapitel 5.12.2.3) und der Bereitschaft der Fahrzeugbesitzer, Eingriffe in das Lademanagement ihrer Fahrzeuge in Kauf zu nehmen ab.

Leistungsgradient
Der Ladevorgang einer Batterie ist grundsätzlich sehr flexibel über die dynamische Einstellung der Ladeleistung steuerbar und kann theoretisch sehr hohen Gradienten gerecht werden. So wird bereits zum heutigen Zeitpunkt Primärregelleistung durch Batteriespeicher bereitgestellt, die den sehr hohen Präqualifikationsanforderungen der verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gerecht werden müssen. Offen bleibt, ob

sich der hohe Aufwand einer dynamischen und stufenlosen Ladesteuerung bei einer großen Menge von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu anderen NoM rechnen kann.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Da bei den vorgesehenen Ladesteuerungsarten lediglich die Zeitpunkte der Ladevorgänge verschoben werden, nicht aber die absolute geladene Energiemenge verändert wird, führt deren Einsatz zu keinen indirekten Verlusten im Netz oder bei den Fahrzeugen selbst.

Abrufbarkeit und zeitliche Verfügbarkeit
Begrenzt durch die Batteriekapazität der Fahrzeuge und die Zeiten, in denen die Fahrzeuge geladen werden (hauptsächlich abends und nachts) ist von einer relativ geringen Abrufdauer im Stundenbereich und von einer tageszeitabhängigen Verfügbarkeit auszugehen.

Wirkungsgrad der NoM
Der Wirkungsgrad der NoM ist aufgrund der Tatsache, dass es sich dabei lediglich um eine Lastverschiebung handelt 100%.

Überlastfähigkeit
Von einer Überlastfähigkeit kann in Bezug auf die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen nicht ausgegangen werden, da eine Überhöhung des Ladestroms aus Sicherheitsgründen nicht möglich ist.

Störanfälligkeit
Eben diese Aufteilung der Maßnahme auf viele Stellen im Netzgebiet bedingt allerdings auch eine sehr hohe Resilienz gegenüber Störungen. Der Ausfall einzelner Ladesteuerungen kann sehr gut durch die große Gesamtanzahl von Ladepunkten kompensiert werden.

Aufwand zur Störbeseitigung
Entsprechend hoch ist jedoch auch der Aufwand für Störbeseitigung anzusehen. Der Aufwand für eine individuelle Störfallbeseitigung an einem Ladepunkt dürfte gering ausfallen. Die insgesamt hohe Zahl an Ladepunkten resultiert in einer hohen Zahl potenzieller Störstellen, sodass der gesamte Aufwand für die Beseitigung aller Störfälle entsprechend hoch ausfällt.

IKT-Bedarf der NoM
Da erst ab einer hohen Zahl von Elektrofahrzeugen von einem messbaren Potenzial als NoM auszugehen ist, ist auch der resultierende IKT-Bedarf als relativ hoch anzusehen, da eine Datenerfassung und Steuerung an vielen Stellen im Netzgebiet implementiert werden müsste. In der Praxis wurden bisher nur vereinzelte Pilotprojekte und erste Forschungsvorhaben umgesetzt, bei denen verschiedene Technologien zur Ansteuerung angewendet wurden. Ein Standard wurde bisher noch nicht definiert. Im Zieljahr 2030 ist davon auszugehen, dass das bereits angesprochene Smart-Meter-Rollout weit vorangeschritten bzw. zu großen Teilen abgeschlossen sein wird, sodass der zusätzliche IKT-Bedarf sehr gering ausfällt. Zusätzlich müsste in diesem Fall nur noch eine Steuerbox installiert werden, wobei diese je nach Ausführung des Smart-Meters ggf.

bereits integriert ist. Je nach Art der Abrechnung müsste außerdem noch ein zusätzlicher intelligenter Zähler installiert werden /BWK-03 16/. Für eine detaillierte Ausführung sei auf Kapitel 4 verwiesen.

Technology Readiness Level
Aktuell werden zahlreiche Pilotprojekte zur Erforschung möglicher Ladesteuerungsarten durchgeführt. In der kommerziellen Praxis kommen diese jedoch noch nicht zur Anwendung /BMU-09 11/. Im Zieljahr 2030 ist unter anderem durch den bis dahin größtenteils abgeschlossenen Smart-Meter-Rollout davon auszugehen, dass dieses Entwicklungsstadium abgeschlossen ist und das Lademanagement von Elektrofahrzeugen zumindest theoretisch großflächig implementierbar ist und bereits in Feldversuchen erprobt wurde […].

Spannungshaltung
Das Potenzial zur Spannungshaltung hängt letztlich von der Art der Implementierung der NoM im Netzgebiet ab. So könnten einzelne Fahrzeuge zur Entlastung lokaler Netzstränge angesteuert werden, aber auch alle Fahrzeuge im Netzgebiet, um auf dieser Ebene zur Spannungshaltung beizutragen.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Dezentral an jeder Ladesäule können Elektrofahrzeuge durch eine entsprechende Ladesteuerung auch einen Beitrag zur Bereitstellung von Blindleistung leisten /IFHT-01 13/, /FFE-11 15/.

Auf **Kurzschlussleistung, maximalen Stromtragfähigkeit und zulässige thermischen Limits** im Netzgebiet hat die Maßnahme keinen direkten Einfluss.

5.12.4.2 Wirtschaft

Akteur
Für eine Nutzung von Elektrofahrzeugen im Sinne einer NoM sind in Zukunft verschiedene Konzepte denkbar. Beispielsweise könnte ein Aggregator entsprechende Tarife für Fahrzeugbesitzer anbieten, um den Eingriff in das Lademanagement zentral ggf. auf Anweisung des verantwortlichen VNB zu steuern, um so zu einer Netzentlastung beizutragen. Auch sind dezentrale Ladesteuerungen zur Eigenverbrauchsoptimierung bspw. in Kombination mit einer PV-Anlage durch den Letztverbraucher denkbar, die zu einer Glättung von Einspeise- und Lastspitzen führen und so zur Spannungshaltung im Netz beitragen könnten.

Einordnung der NoM
Da Elektrofahrzeuge ebenso wie die Ladeinfrastruktur keine Netzassets sondern Letztverbraucher sind, werden sie als Netzorientierte Maßnahme eingeordnet.

Fixe und variablen Betriebskosten und Lebensdauer
Je nachdem welche Art der Ladesteuerung zur Anwendung kommt, sind für die Bewertung verschiedene Investitions- und Betriebskosten anzusetzen. Als NoM soll vor allem die extern vom VNB bzw. entsprechenden Aggregator gesteuerte Ladesteuerung

betrachtet werden. Grundsätzlich werden hier nur die IKT-Kosten angesetzt, da davon ausgegangen wird, das die eigentliche Ladeinfrastruktur bereits vorhanden ist. Wie bereits in Kapitel 5.12.4.1 zu den technologischen Aspekten beschrieben, existieren bisher bezüglich einer praktischen Implementierung von Ladesteuerungen nur vereinzelte Pilotprojekte. Dabei kommen verschiedene IKT-Lösungen zum Einsatz, bei denen entsprechend auch sehr unterschiedliche Kosten anfallen. Um einen Vergleich zu den in 2030 anfallenden Kosten zu ermöglichen, werden im Projekt MONA für das Basisjahr 2015 als zusätzliche **Investitionskosten** nur die Kosten für einen Smart-Meter Gateway angesetzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass diese Kosten in 2030 nicht mehr getätigt werden müssen, da der Smart-Meter-Rollout bis zu diesem Zeitpunkt bereits abgeschlossen sein wird. Zusätzlich entstehen außerdem in beiden Stützjahren noch Kosten für einen zusätzlichen intelligenten Zähler und eine Steuerbox. Die annuitätischen Kosten, die durch die notwendige IKT-Anbindung somit entstehen, sind für die Stützjahre 2015 und 2030 in **Tabelle 5-83** dargestellt. Für eine genauere Darstellung der Kostenseite, auch im Vergleich zu den anderen NoM, sei auf das entsprechende Kapitel zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verwiesen.

Regulatorische Abschreibungsdauer
Da keines der verwendeten Geräte Teil des Netzbetriebes ist, werden diese auch nicht regulatorisch abgeschrieben.

Einnahmepotenzial für Akteur
In beiden Fällen würde der Einsatz der NoM ein zusätzliches Einnahmepotenzial für den Fahrzeugbesitzer ermöglichen.

Kostenwälzung
Der Eingriff in die Ladesteuerung könnte entweder über den Aggregator oder direkt vom verantwortlichen VNB vergütet werden oder im Falle der Eigenverbrauchsoptimierung durch Einsparungen im konventionellen Strombezug dargestellt werden. Einen direkten Zugriff auf in privaten Haushalten installierte Ladepunkte durch den VNB ist unter den momentanen regulatorischen Randbedingungen (bis auf EnWB §14a) nicht umsetzbar, sodass hier entsprechende Anpassungen nötig wären.

Regulatorische Praktikabilität
Für die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen im Sinne einer NoM existiert zum heutigen Zeitpunkt weder ein entsprechendes Vergütungsmodell, noch eine eindeutige rechtliche oder regulatorische Praktikabilität. Nach /HILL-01 14/ sind Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeuge nicht als Netzbetriebsmittel, sondern als Verbrauchseinheit definiert. Einzig § 14a des EnWG /BMJ-01 14/ ermöglicht aktuell die Nutzung als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung. Demnach ist Elektrofahrzeugbesitzern ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn deren Ladepunkt über einen separaten Zählpunkt verfügt und zum Zweck der Netzentlastung durch den Verteilnetzbetreiber vollständig unterbrechbar ist /ENWG-01 15/. In der Praxis kommt dieser Passus allerdings kaum zu Anwendung.

Durchdringungspotenzial und regionale Verfügbarkeit
Die Grundsätzlich ist das Durchdringungspotenzial von Elektrofahrzeugen als NoM natürlich immer durch den tatsächlichen Durchdringungsgrad begrenzt, welcher zu Unterschieden im Bereich der regionalen Verfügbarkeit führt.

5.12.4.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen bietet potenziell auch in einigen weiteren Bereichen einen Mehrwert.

Auswirkung auf die Betriebsführung
Durch die hohe Anzahl von zu steuernden Einheiten und die Abhängigkeit vom Fahrverhalten der Fahrzeugbesitzer entsteht allerdings auch für den betroffenen VNB ein Mehraufwand in der Betriebsführung. Der Mehraufwand hängt natürlich stark von der genutzten Art der Ladesteuerung ab. Die Eigenverbrauchsoptimierung oder Optimierung der Ladesteuerung am Day-Ahead-Markt verursacht für den VNB keinen direkten Mehraufwand und ist somit nicht als aktive Netzoptimierende Maßnahme im klassischen Sinne des Projekts MONA zu sehen. Dennoch liegt in der Implementierung einer solchen Ladesteuerung ein großes Potenzial. So können lokal mehr Erneuerbare Energien integriert werden und insgesamt auf Systemebene Lastspitzen zumindest reduziert werden. Als NoM im klassischen Sinne ist vielmehr der direkte und gesteuerte Eingriff in das Lademanagement von Elektrofahrzeugen zu sehen, entweder durch eine Spannungsmessung vor Ort oder am nächstgelegenen Ortsnetztransformator. Diese Art benötigt eine zentrale Datenerfassung und Auswertung für die Steuerung und entsprechende Abrechnung und Vergütung und ist somit auch mit einem Mehraufwand verbunden. Dieser Mehraufwand ist momentan nicht im Bereich der Kernkompetenzen angesiedelt und könnte sehr gut, wie bereits zuvor angesprochen, durch einen Aggregator angeboten werden, welcher als Zwischeninstanz zwischen Endnutzer und VNB agiert.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene
Die NoM Elektrofahrzeuge ist ausschließlich im Niederspannungsnetz angesiedelt und dient allein der Behebung von Spannungsproblemen, die ihren Ursprung in dieser Spannungsebene haben. Somit leistet sie keinen Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen.

Durch das wiederholte Bekenntnis der Bundesregierung zur Elektromobilität und den ambitionierten Klimazielen, die gerade erst unter internationalem Schulterschluss in Paris beschlossen wurden, ist davon auszugehen, dass der Elektromobilität in Deutschland und in Zukunft eine wachsende Bedeutung zukommen wird. Mit steigender Durchdringung wird auch die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen zur Netzentlastung aber auch zur besseren Integration Erneuerbarer Energien zunehmend interessant. Einzige Hürde ist dabei der momentane rechtliche und regulatorische Rahmen. Es ist nun Aufgabe der Politik, diesen zu präzisieren und entsprechende Anreizsysteme zu schaffen, um dieses Potenzial zu heben und Elektrofahrzeuge als Teil des transsektoralen Systems gewinnbringend zu integrieren.

Handlungs-empfehlung

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Insgesamt ist die Resilienz der NoM Elektromobilität gegenüber zukünftigen Entwicklungen zwar recht gering, die Eintrittswahrscheinlichkeit von Faktoren, die das Potenzial negativ beeinflussen könnten, ist aber ebenfalls als gering einzuschätzen.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Die NoM Elektrofahrzeuge hat keinen direkten Einfluss auf die notwendige Bereitstellung von Betriebsreserven im Netzbetrieb.

Bereitstellung von Regelleistung
Zusätzlich zur Nutzung der Ladesteuerung zur Netzentlastung ist es grundsätzlich technisch möglich, durch ein „Pooling“ vieler Fahrzeuge und die Implementierung einer entsprechenden Ladesteuerung Regelenergie bereitzustellen. Aufgrund der beschränkten Batteriekapazität der Fahrzeuge kämen dabei vor allem die ersten beiden Produkte der Regelleistungskette, Primärregelleistung und Sekundärregelleistung in Betracht /EWI-04 10/.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Durch die chemische Speicherung von Energie in den Traktionsbatterien könnten Elektrofahrzeuge theoretisch außerdem die Schwarzstartfähigkeit des Versorgungssystems erhöhen. Durch intelligente Steuerung ist es ebenso möglich die Frequenzschwankungen bei einem Versorgungswiederaufbau zu verringern.

Erhöhung der Autarkie des Versorgungssystems
Eine optimierte Integration von lokal erzeugten Erneuerbaren Energien kann die Autarkie des Versorgungssystems erhöhen.

Zusätzlicher Mehrwert
Ein zusätzlicher Mehrwert entsteht dem VNB bei Einsatz der NoM Elektrofahrzeuge vor allem durch die vielen potenziellen, zusätzlichen Messpunkte in seinem Versorgungsgebiet. Bei vollendetem Smart-Meter-Rollout könnte an jedem Ladepunkt der Netzzustand gemessen werden, was dem VNB eine optimierte Netzplanung und Überwachung ermöglicht und somit potenziell zur Senkung von Kosten beitragen könnte.

Frequenzhaltung
Grundsätzlich ist es technisch möglich, durch ein „Pooling“ vieler Fahrzeuge und die Implementierung einer entsprechenden Ladesteuerung auch einen Beitrag zur Frequenzhaltung auf Systemebene zu leisten und Regelenergie bereitzustellen /EWI-04 10/. Wie in Kapitel 5.12.2.1 und 5.12.2.2 bereits kurz angesprochen, existieren in diesem Bereich aber bereits einige konkurrierende etablierte Technologien, weitere befinden sich in der Entwicklung. Die im direkten Vergleich zu diesen Technologien höheren Kosten der Bereitstellung von Regelenergie durch das Lademanagement von Elektrofahrzeugen und die Unsicherheit durch Nichtverfügbarkeit der Fahrzeuge machen einen Einsatz zu diesem Zweck zumindest mittelfristig eher unwahrscheinlich.

5.12.4.4 Gesellschaft und Umwelt

Insgesamt sind die Auswirkungen der NoM Elektromobilität auf die Umwelt als sehr gering einzuschätzen. Für die Implementierung der Maßnahme sind keine zusätzlichen **Strukturveränderungen** notwendig, da bereits vorhandene Infrastruktur bei den Elektrofahrzeugbesitzern verwendet werden kann. Entsprechend entsteht auch kein zusätzlicher **Flächenbedarf** /IFHT-01 13/. Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensmaß eines **technischen Risikos** sind als „hoch“ einzuschätzen, da zwar einerseits **etablierte Technik** verwendet wird, die hohen Sicherheitsstandards genügt, andererseits die Batterien von Elektrofahrzeugen bei unsachgemäßer Handhabung bzw. Fehlern bei der Ladesteuerung Brände und ggf. Explosionen auslösen können. Durch die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen entstehen lokal keine **Geräuschemissionen** oder zusätzliche **Schadstoffbelastungen**, sie hat keinen Einfluss auf die **CO_2-Bilanz des Versorgungsgebiets** (eine Ausnahme bildet hier das eigenverbrauchsoptimierte Laden, welches einen positiven Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebiets hat) und führt zu keiner zusätzlichen **Strahlenbelastung**. Ebenfalls sind keine Auswirkungen auf **Flora und Fauna, Boden und Grundwasser** oder die **Biodiversität bzw. das Ökosystem** zu erwarten, da keine **Verunreinigungen** entstehen.

Die Wechselwirkungen mit der Gesellschaft hängen stark vom gesetzlichen und regulatorischen Rahmen der Ladesteuerung ab. Aller Wahrscheinlichkeit nach wird auch im Zieljahr die Implementierung der Ladesteuerung auf freiwilliger Basis bzw. anreizgesteuert erfolgen, sodass eine aktive **Einbindung der Gesellschaft** in den Entscheidungsprozess nicht als notwendig erachtet wird und der **Handlungsspielraum für den Endverbraucher** nicht eingeschränkt wird. Entsprechend ist es bei der **Verfahrensgestaltung** von entscheidender Bedeutung, Gesellschaft und Fahrzeugbesitzer zu informieren und entsprechende Anreize zu schaffen. Nur so kann eine hohe Akzeptanz geschaffen werden und die Nutzer dazu angespornt werden, ihre Fahrzeuge für eine netzdienliche Ladesteuerung zur Verfügung zu stellen und entsprechende Eingriffe in die Ladesteuerung zuzulassen. Zum heutigen Zeitpunkt gibt es „keine **Vorerfahrung**“ beim Einsatz von Ladesteuerungen, da diese noch in Pilotvorhaben getestet werden.

Mediale Berichterstattung
Derzeit berichten die "allgemeinen" Medien nicht sehr viel über eine potentielle Netzentlastung durch gesteuertes Laden bzw. Elektroautos. Vereinzelten Artikeln wird die Fähigkeit von Elektroautos, Stromerzeugung und -verbauch zeitlich zu entkoppeln nebensächlich erwähnt. Dabei steht jedoch weniger die Netzentlastung, sondern mehr das Fahren mit umweltfreundlichem CO2-freiem EE-Strom im Vordergrund. Des Weiteren wird in manchen Artikeln über innovative Projekte mit Elektrofahrzeugen berichtet. So berichtet z B. die Westdeutsche Allgemeine Zeitung über ein Wechselladesystem, mit dem das Reichweitenproblem für elektrische Nutzfahrzeuge gelöst werden kann. In dem Artikel 'Strom aufwärts' wird auch davon berichtet, dass dieses System das Netz stabilisieren kann: „Sein Wechselladesystem ermöglicht die gezielte Speicherung und Abgabe von Energie. Die Ladestationen sind voller großer Batterien, die sehr schnell Strom aufnehmen und abgeben können. Scheint die Sonne, weht der Wind, wird überschüssige Energie in die Ladestationen eingespeist und an die

Lastwagen weiterverfüttert. Überspannung wird abgefangen, das Netz ist stabilisiert“ /WAZ-01 16/.

5.12.5 Ökonomische Grundlagen

Wie bei anderen Netzorientierten Maßnahmen wird bei der intelligenten Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen nur bestehende Infrastruktur betrachtet. Dementsprechend muss die bestehende Wallbox oder Ladesäule lediglich mit der notwendigen IKT ausgerüstet werden, um die konventionelle Ladesteuerung der jeweiligen Netzsituation anzupassen. Manche Hersteller bieten bereits in die Wallboxen oder Fahrzeuge integrierte Steuereinheiten an, so dass in Zukunft der Bedarf für eine externe Steuerbox entfallen kann, soweit die integrierte Steuerung alle rechtlichen Anforderungen erfüllt. Die Herleitung der Kosten ist dem übergeordneten IKT-Kapitel zu entnehmen.

Tabelle 5-83: *Technoökonomische Kennwerte für die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen*

Parameter	Beschreibung	2015	2030
Investitionen	Investitionskosten iMSys	470 €	-
	Betriebskosten iMSys	117 €/a	-
	Investitionskosten zusätzlicher iZ	111 €	111 €
	Betriebskosten zusätzlicher iZ	4,5 €/a	4,5 €/a
	Steuerbox	102 €	102 €
Wirkungsgrad	Elektrischer Gesamtwirkungsgrad Ladesäule	100%	
Nutzungsdauer	Abschreibungsdauer	13 a	
	Eichprüfung	8 a	

5.12.6 Zusammenfassung und Ausblick

Das Potenzial der NoM Elektromobilität hängt von verschiedenen Faktoren ab, die ausführlich in diesem Berichtsteil dargelegt wurden. Auf technischer Seite sind vor allem der Durchdringungsgrad von Elektrofahrzeugen und die zukünftige Entwicklung der Batteriekapazitäten und Ladeleistungen relevant. Im Zeitfenster bis 2030 ist davon auszugehen, dass diese durch politisch gesetzte Anreize, wie die Mitte 2016 beschlossene Kaufprämie, und weitere Fortschritte in Forschung und Entwicklung deutlich zunehmen werden. Auch die praktische Implementierung einer entsprechenden Ladesteuerung konnte bereits in verschiedenen Forschungsprojekten und Feldtests erprobt und deren Funktionalität unter Beweis gestellt werden. Zusätzlich zu diesem technischen Potenzial ist aber vor allem die Ausgestaltung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens von entscheidender Bedeutung. Erst wenn dieser durch den Gesetzgeber eindeutig definiert ist und entsprechende Anreizsysteme geschaffen werden, kann das volle Potenzial einer Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen gehoben werden. Unter diesen Voraussetzungen stellt die Elektromobilität nicht nur keine Gefahr für die Systemstabilität dar, sondern kann einen signifikanten Beitrag für die Integration von Erneuerbaren Energien im sich entwickelnden Energiesystem leisten. Dabei liegt das besondere Potenzial der

Maßnahme direkt am Anschlussort der Elektrofahrzeuge im Verteilnetz. Durch eine intelligente Verschiebung der Ladezeitpunkte können Lastspitzen gesenkt, der PV-Eigenverbrauch von Haushalten erhöht, die Spannungsqualität auf der Verteilnetzebene optimiert und so der Netzausbaubedarf grundsätzlich gesenkt werden. Grundsätzlich ist technisch durch eine Poolung mehrerer Fahrzeuge auch die Bereitstellung von dezentraler Regelleistung denkbar. In diesem Bereich existieren allerdings viele konkurrierende Technologien wie Power2Heat, Großbatteriespeicher und virtuelle Kraftwerke, die meist eine höhere Verfügbarkeit und geringere spezifische Erschließungs- und Betriebskosten haben, sodass ein Einsatz von Elektrofahrzeugen hier zumindest mittelfristig nicht zu erwarten ist. Die ganzheitliche Bewertung der Maßnahme hat außerdem gezeigt, dass die Ladesteuerung insbesondere in Bezug auf ihre Auswirkung auf Gesellschaft und Umwelt als sehr unkritisch zu erachten ist. Insbesondere mit Blick auf das Zieljahr 2030 kann dabei eine vorhandene Infrastruktur genutzt werden, wobei die Implementierung der Maßnahme lediglich eine Optimierung dieser bestehenden Strukturen darstellt. Insgesamt hat die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen ein hohes Potenzial zur Netzoptimierung im Verteilnetz und zur besseren Integration dezentraler Erneuerbarer Energien. Um dieses Potenzial zu heben ist nun vor allem der Gesetzgeber gefragt, die notwendigen Schritte in die Wege zu leiten, um Rechtssicherheit und Anreize für die betroffenen Akteure zu schaffen.

5.13 Demand Response in der Industrie

5.13.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Neben diversen anderen Maßnahmen kann auch Demand Response in der Industrie als eine mögliche Maßnahme zur Netzoptimierung eingesetzt werden. Der nachfolgende Abschnitt gibt einen Überblick zum Stand der Technik hinsichtlich der derzeitigen sowie der zukünftigen Potenziale. Eine detaillierte Potenzialermittlung wurde in der Studie „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030, Teil 2 – Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher“ /FFE-05 16/ durchgeführt.

5.13.1.1 Definitionen

Der Begriff Demand Response wird in nachfolgender Studie gleichbedeutend mit dem Begriff Lastflexibilisierung verwendet.

Eine Veränderung der Verbraucherlast kann durch Erhöhung oder Reduktion des Leistungsbezugs erfolgen (vgl. hierzu auch **Abbildung 5-180**). Der Leistungsbezug lässt sich zum einen durch eine Änderung der benötigten Leistung einzelner Verbraucher erreichen, zum anderen auch durch die Variation von Eigenerzeugungsanlagen (Voraussetzung: Eigenstromverbrauch). Beide Maßnahmen haben letztendlich Einfluss auf den Leistungsbezug aus dem Netz.

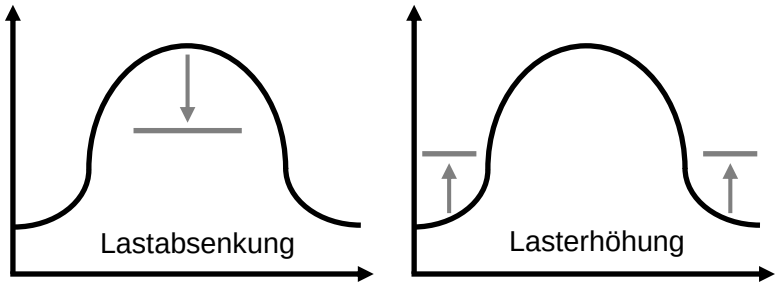


Abbildung 5-180: *Einflussmöglichkeiten auf den Verbraucherlastgang (eigene Darstellung in Anlehnung an /WOB-01 05 /)*

Eine Veränderung der Last ist in den meisten Fällen mit einem Nachholbedarf verbunden. Bei der Lastverschiebung wird die entgangene Produktion eines Guts oder eines Mediums als Nebenprodukt[30] innerhalb eines definierten Zeitraums nachgeholt. In Ausnahmefällen kann auch eine reine Absenkung der Last erfolgen. Diese ist jedoch mit Komforteinbußen verbunden (vgl. **Abbildung 5-181**).

[30] Das Nebenprodukt wird für die Herstellung des eigentlichen Guts benötigt. Ein Beispiel für ein Nebenprodukt (Medium) wäre Kühlwasser, welches zur Kühlung des eigentlichen Produktes oder der Produktionsanlage eingesetzt wird.

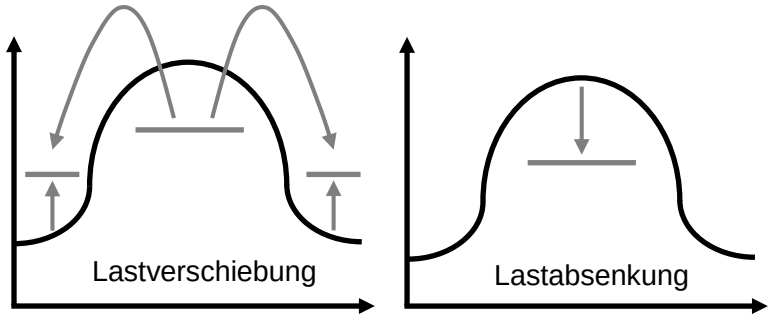


Abbildung 5-181: *Nachholbedarf und reine Lastabsenkung (eigene Darstellung in Anlehnung an /WOB-01 05/*

Ist die Dauer des Abrufs zu lange, um die entgangene Produktion im festgelegten Zeitraum noch nachzuholen, spricht man von einem Produktionsausfall.

Positives Potenzial

Positives Potenzial bedeutet zum einen das Herunterfahren oder das Reduzieren von Stromverbrauchern, zum anderen das Hochfahren oder die Leistungserhöhung von Stromerzeugungsanlagen. Beide haben aus Sicht des Stromnetzes den gleichen Effekt, dass sich die bezogene Strommenge aus dem Netz reduziert bzw. die Einspeisung in das Stromnetz erhöht /FFE-26 16/.

Negatives Potenzial

Negatives Potenzial bedeutet zum einen das Hochfahren oder das Erhöhen von Stromverbrauchern, zum anderen das Herunterfahren oder die Leistungsminderung von Stromerzeugungsanlagen. Aus Sicht des Stromnetzes bewirken beide eine Erhöhung der bezogenen Strommenge aus dem Stromnetz bzw. eine verminderte Einspeisung in das Stromnetz /FFE-26 16/.

Querschnittstechnologien

Als Querschnittstechnologien bezeichnet man jene Technologien, deren Anwendung sich nicht auf einen bestimmten Wirtschaftszweig beschränkt, sondern die über alle Branchen hinweg zum Einsatz kommen. So gehören z.B. Pumpen, Kompressoren, Verdichter und Ventilatoren zu den Querschnittstechnologien, da ihre Anwendungsbereiche branchen- und technologieübergreifend sind /FFE-38 11/.

Betriebszustände

Normalbetrieb: Im Normalbetrieb weist das Unternehmen die im Mittel höchste Leistung auf, da in diesem Zustand nahezu alle Abteilungen produzieren.

Reduzierter Betrieb: Im reduzierten Betriebsfall produziert nur noch ein Teil der Abteilungen (beispielsweise in der dritten Schicht), so dass sich die mittlere Leistung bereits etwas verringert.

Grundlast: Der Betriebsfall „Grundlast“ entspricht der produktionsfreien Zeit eines Betriebs, die Leistungsaufnahme ist zu diesem Zeitpunkt am geringsten.

Pool

Bündelung mehrerer Anlagen mit zu geringer Leistung für eine Einzelvermarktung. Die Poolbildung wird üblicherweise von einem Demand Response Aggregator oder Vermarkter durchgeführt. Der Aggregator übernimmt hierbei die Rolle des Dienstleisters, welcher Anlagen unterschiedlicher Unternehmen bündelt.

In **Abbildung 5-182** ist das DSM-Potenzial in verschidene Mengen dargestellt. Beginend mit dem Theoretischen Potenzial können Mengen bis zum Realisierbaren Potenzial definiert werden.

Potenzialbegriffe

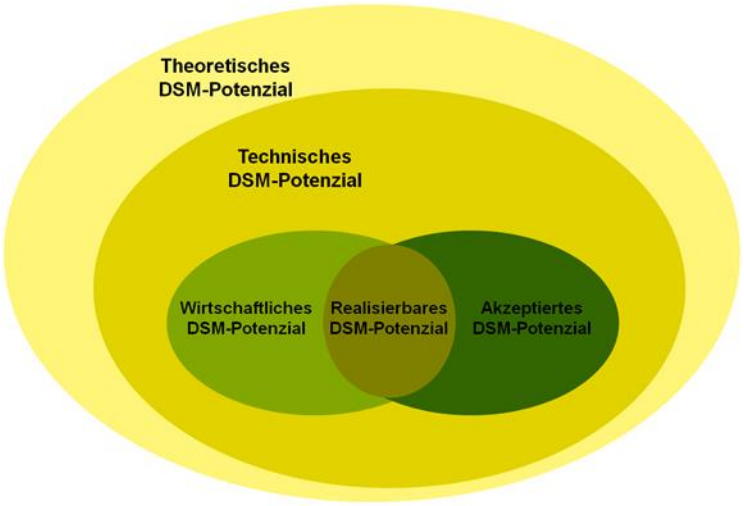


Abbildung 5-182: *Abgrenzung der Potenzialbegriffe für Demand Side Management nach* /FFE-26 16/

Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial entspricht dem maximalen Flexibilitätspotenzial ohne Berücksichtigung technischer, organisatorischer oder sonstiger Restriktionen. Da dieses Potenzial jedoch durch eine Vielzahl an verschiedenen Faktoren gemindert wird, stellt das theoretische Potenzial die Obergrenze dar.

Technisches Potenzial

Das technische Potenzial ergibt sich aus dem theoretischen Potenzial unter Berücksichtigung technischer, ökologischer, infrastruktureller und anderer Belange. Das technische Potenzial spiegelt die technische Möglichkeit zur Flexibilisierung von Anlagen und Prozessen eines Unternehmens unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen wieder.

Wirtschaftliches Potenzial

Das wirtschaftliche Potenzial entspricht dem Anteil des technischen Potenzials, das wirtschaftlich genutzt werden kann. Berücksichtigung finden hier zum einen die für die Flexibilisierung der Anwendung nötigen Investitionen sowie unter Umständen auftretende Opportunitätskosten.

Akzeptiertes Potenzial
Das akzeptierte Potenzial ergibt sich aus dem technischen Potenzial und berücksichtigt die Einschätzung der Energieverantwortlichen der Unternehmen. Es stellt das aktuell vorhandene Flexibilisierungspotenzial von Prozessen im Unternehmen dar. Im Vergleich zum technischen Potenzial werden weitere mindernde Faktoren, wie beispielsweise unternehmensinterne Vorbehalte gegen die Flexibilisierung bestimmter Prozesse, einbezogen.

Realisierbares Potenzial
Das realisierbare Potenzial stellt die Schnittmenge des wirtschaftlichen und des akzeptierten Potenzials dar.

5.13.1.2 Systembeschreibung der Netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie)

Motivation
Die kurzfristige Veränderung des Leistungsbezugs einzelner industrieller Verbraucher wird bereits seit Jahrzehnten überwiegend zur betriebsinternen Spitzenlastabsenkung genutzt. Während bisher betriebsinterne Interessen im Vordergrund standen, werden nun externe Signale für eine Vermarktung der flexiblen Lasten genutzt.

Flexibilisierbare Anlagen
Die Veränderung des Netzbezugs kann sowohl mittels Produktionsanlagen, v. a. durch stromintensive Prozesse der energieintensiven Industrie, wie auch mittels Querschnittstechnologien erreicht werden. **Tabelle 5-84** gibt einen Überblick über die für eine Flexibilisierung geeigneten industriellen Anlagen. Während das Lastmanagement in der stromintensiven Industrie schon durch Flexibilisierung von z. B. Aluminium- und Chlorelektrolysezellen, Elektrolichtbogenöfen, Holzschleifern oder Roh- und Zementmühlen praktiziert wird, sind nur wenige Unternehmen mit Querschnittstechnologien, wie beispielsweise Kältemaschinen, Pumpen oder Lüftungsanlagen in der aktiven Vermarktung. Etwas häufiger sind mittlerweile Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) oder Netzersatzanlagen in der Vermarktung zu finden.

Tabelle 5-84: *Für Lastflexibilisierung geeignete industrielle Anlagen*

Für DSM geeignete/r Anlage / Prozess	Branche
Prozesstechnologie	
Aluminiumelektrolyse	Metall-, NE-Metallerzeugung und -verarbeitung
Elektrolichtbogenofen	Metall-, NE-Metallerzeugung und -verarbeitung
Induktionsofen	Metall-, NE-Metallerzeugung und -verarbeitung
Holzschleifer	Papierindustrie
Refiner	Papierindustrie
Pulper	Papierindustrie
Kühlhaus	Lebensmittelindustrie
Chlorelektrolyse	Chemieindustrie
Luftzerlegung	Chemieindustrie
Acetylenlichtbogenverfahren	Chemieindustrie
Rohmühle	Glas, Keramik, Steine, Erden
Zementmühle	Glas, Keramik, Steine, Erden
elektrisch betriebene Härteöfen	Fahrzeug- und Maschinenbau
Querschnittstechnologie	
Pumpe	branchenübergreifend
Lüftungsanlage	branchenübergreifend
Kältemaschine	branchenübergreifend
Beleuchtung	branchenübergreifend
Druckluftkompressor	branchenübergreifend
Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage)	branchenübergreifend
Netzersatzanlage	branchenübergreifend

Einsatzoptionen

Industrielle Anlagen sind für eine Teilnahme an folgenden Märkten geeignet:

- Regelenergiemarkt (v.a. Sekundärregelleistung und Minutenreserve)
- Stromgroßhandelsmarkt
  - Day-Ahead-Markt
  - Intraday Handel
- Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)
- Reduzierung des Engpassmanagements (Lastflexibilisierung als Alternative zu Redispatch oder (zukünftig) Einspeisemanagement)
- Bilanzkreismanagement

Eine detaillierte Analyse der Einsatzoptionen kann der Studie „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ /FFE-05 16/ entnommen werden. Der Großteil der industriellen Flexibilitäten (sowohl stromintensive Prozesse als auch Querschnittstechnologien) wird derzeit am Regelenergiemarkt vermarktet, da dort derzeit die höchsten Erlöse erzielbar sind. Neben Minutenreserve wird auch Sekundärregelleistung angeboten, wobei Querschnittstechnologien überwiegend für Minutenreserveerbringung eingesetzt werden (eine Ausnahme stellen KWK-Anlagen dar), da dort die geringsten Anforderungen hinsichtlich Aktivierungszeit gestellt werden. Häufig wird in den Unternehmen auch die Beschaffung von Strom durch

Teilnahme am Spotmarkt optimiert. Stromintensive Prozesse werden in Einzelfällen bereits als abschaltbare Lasten im Rahmen der AbLaV genutzt.

Potenzial stromintensiver Prozesse

Das industrielle Lastflexibilisierungspotenzial setzt sich aus dem Potenzial stromintensiver Prozesse und dem der Querschnittstechnologien zusammen. Das ausgewiesene Potenzial der stromintensiven Prozesse stellt das technische Potenzial ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit dar. Für Querschnittstechnologien wurde das akzeptierte Potenzial ausgewiesen. Dieses basiert auf dem technischen Potenzial, berücksichtigt aber bereits die Einschätzung von Energieverantwortlichen, welche Potenziale aus deren Sicht realisiert werden können. Auch hier wurde die Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt.

Bei stromintensiven Prozessen wird zudem unterschieden nach Lastverschiebung und Produktionsausfall. Während bei der Lastverschiebung noch ausreichend Zeit für das Nachholen bleibt, kann dies im Falle des Produktionsausfalls nicht mehr kompensiert werden. Das Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse liegt für Deutschland und Österreich in Summe bei etwa 2.230 MW. Das ausgewiesene Potenzial gilt für eine Abrufdauer von einer Stunde bei einer maximalen Abrufhäufigkeit von 20 bis 50 pro Jahr. Das Potenzial differenziert nach Ländern zeigt **Tabelle 5-85**.

Tabelle 5-85: *Technisches Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich (gerundet) /FFE-05 16/*

	Lastverschiebepotenzial in MW	
Branche	**Österreich**	**Deutschland**
Papier	110	310
Zement	20	150
Aluminium	0	280
Chlor	10	590
Stahl	40	720
Summe	**180**	**2.050**

Bei einem Produktionsausfall erhöht sich das Flexibilitätspotenzial, da neben den oben genannten Anlagen weitere Maschinen und Geräte, welche dem Prozess zugehörig sind, abgeschaltet werden. Das technische Potenzial, welches in diesem Fall der mittleren Leistungsaufnahme entspricht, beträgt für Deutschland über eine Stunde ca. 6.870 MW und für Österreich etwa 810 MW, insgesamt liegt es bei 7.680 MW.

Tabelle 5-86: *Technisches Lastflexibilisierungspotenzial stromintensiver Prozesse bei Produktionsausfall für Deutschland und Österreich /FFE-05 16/*

		Papier	Chlor	Zement	Alu	Stahl
DE	Stromverbrauch in TWh/a	20,4	7,6	5,1	6,9	7
	Betriebsstunden in h/a	7.500	7.700	5.500	6.100	6.100
	mittlere Leistung in MW	2.720	988	921	1.126	1.114
AT	Stromverbrauch in TWh/a	4,6	0,1	0,7	0,0	0
	Betriebsstunden in h/a	7.500	7.700	5.500	6.100	6.100
	mittlere Leistung in MW	615	17	124	0	55
Summe DE und AT	Stromverbrauch in TWh/a	25,0	7,7	5,7	6,9	7
	Betriebsstunden in h/a	7.500	7.700	5.500	6.100	6.100
	mittlere Leistung in MW	3.335	1.006	1.045	1.126	1.169

Potenzial der Querschnittstechnologien

Das akzeptierte Potenzial der Querschnittstechnologien umfasst eine flexibilisierbare Betriebsweise von Pumpen, Lüftungsanlagen, Kältemaschinen und Beleuchtungssystemen. Eine Nutzung von Druckluftkompressoren zur Lastflexibilisierung ist zwar technisch möglich, allerdings steht dem die Versorgung der Produktionsanlagen entgegen, so dass eine Variation des Netzdrucks daher nur in Ausnahmefällen möglich ist. Um trotzdem Flexibilität mit Druckluftkompressoren anbieten zu können, bedarf es der Nachrüstung von Speichern, was erhebliche Investitionen mit sich bringen würde. Eine wirtschaftliche Vermarktung von Druckluftkompressoren ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht gegeben.

Bei einer Abrufdauer von einer Stunde beträgt das positive Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien in Deutschland im Normalbetrieb ca. 1.180 MW, in Österreich liegt es etwa bei 150 MW, wobei eine höhere Abrufdauer zu deutlich geringerem Potenzial führt, wie in nachfolgenden Abbildungen ersichtlich wird. Im reduzierten Betrieb verringert sich das Potenzial auf 720 MW für Deutschland und 90 MW für Österreich. Das negative Potenzial für Querschnittstechnologien beläuft sich im Normalbetrieb bei einer Abrufdauer von einer Stunde für Deutschland und Österreich auf insgesamt 700 MW und verringert sich im reduzierten Betrieb auf ca. 520 MW /FFE-05 16/. Das abschaltbare bzw. positive Potenzial in Abhängigkeit der Abrufdauer ist in den nachfolgenden Abbildungen (**Abbildung 5-183** bis **Abbildung 5-186**) dargestellt.

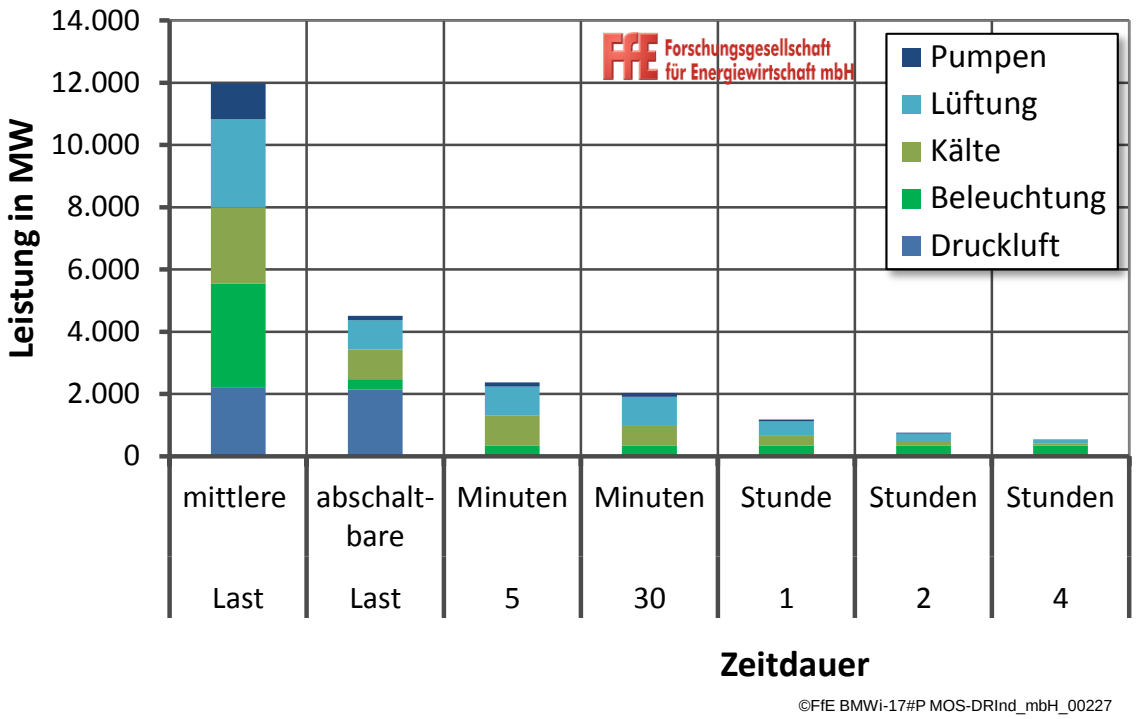


Abbildung 5-183: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

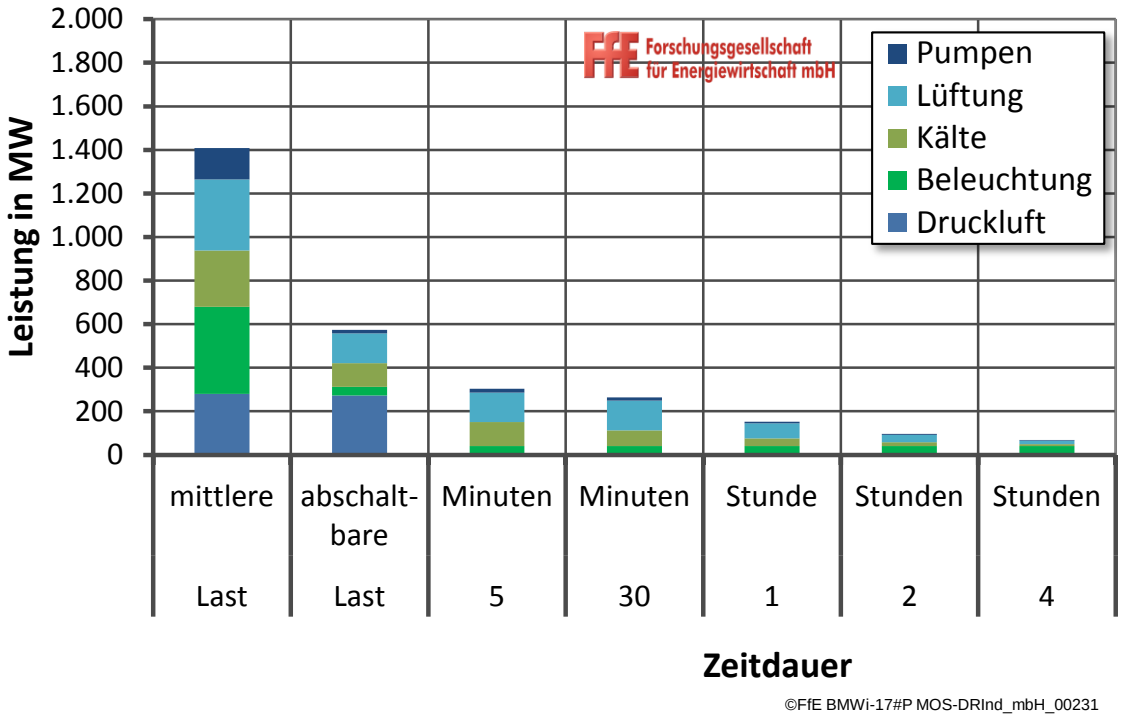


Abbildung 5-184: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

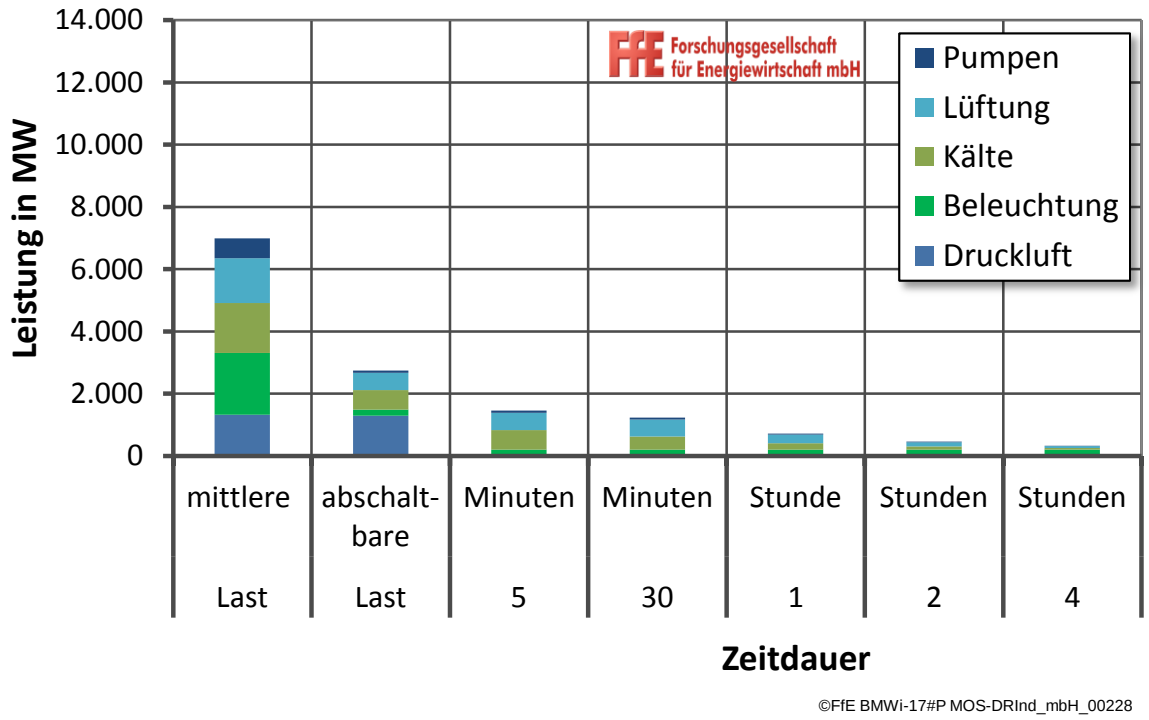


Abbildung 5-185: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

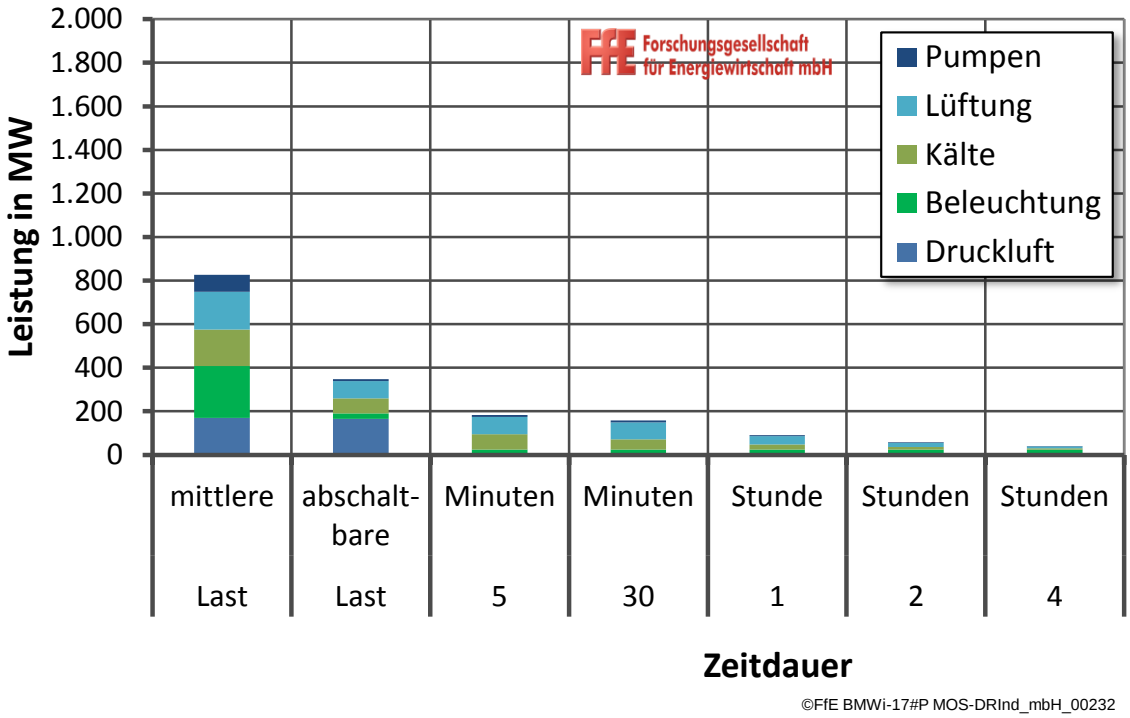


Abbildung 5-186: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

Das zuschaltbare Potenzial für Deutschland und Österreich im Normalbetrieb und reduzierten Betrieb zeigen **Abbildung 5-187** bis **Abbildung 5-190**.

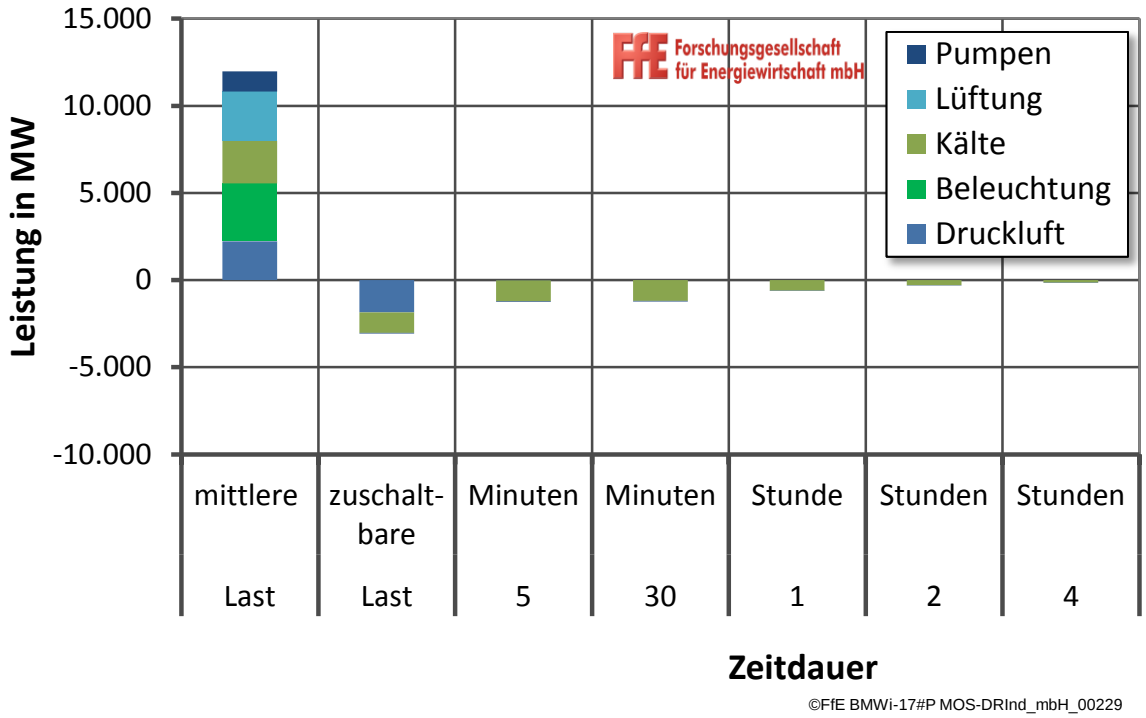


Abbildung 5-187: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

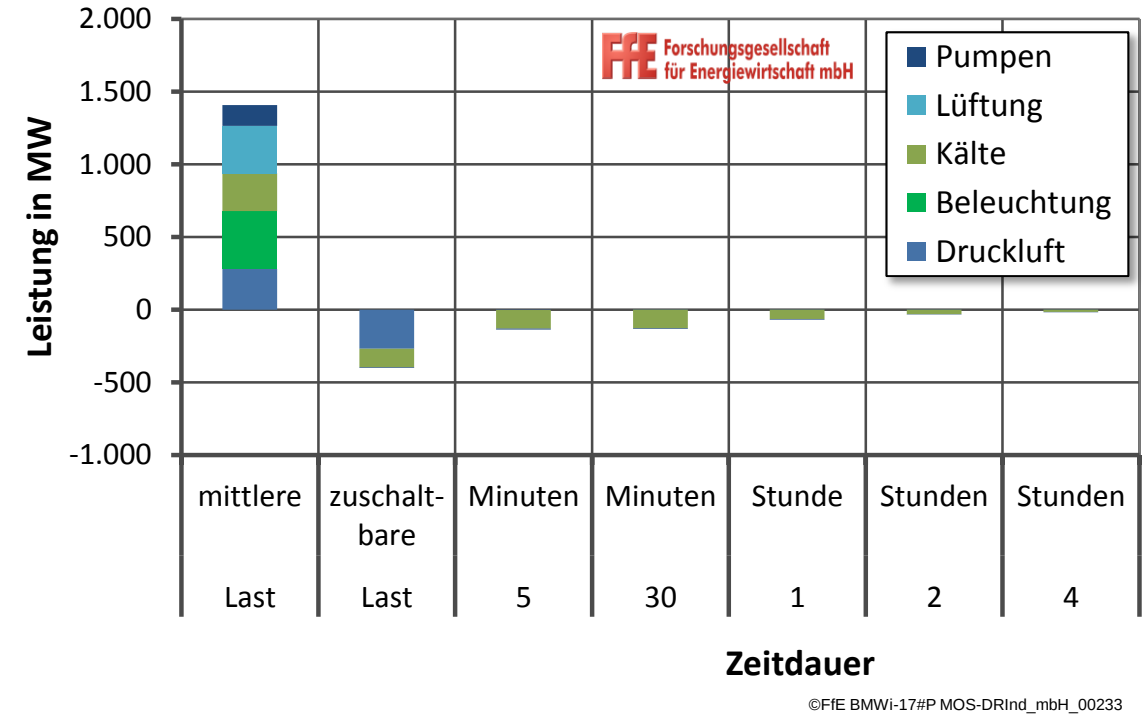


Abbildung 5-188: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

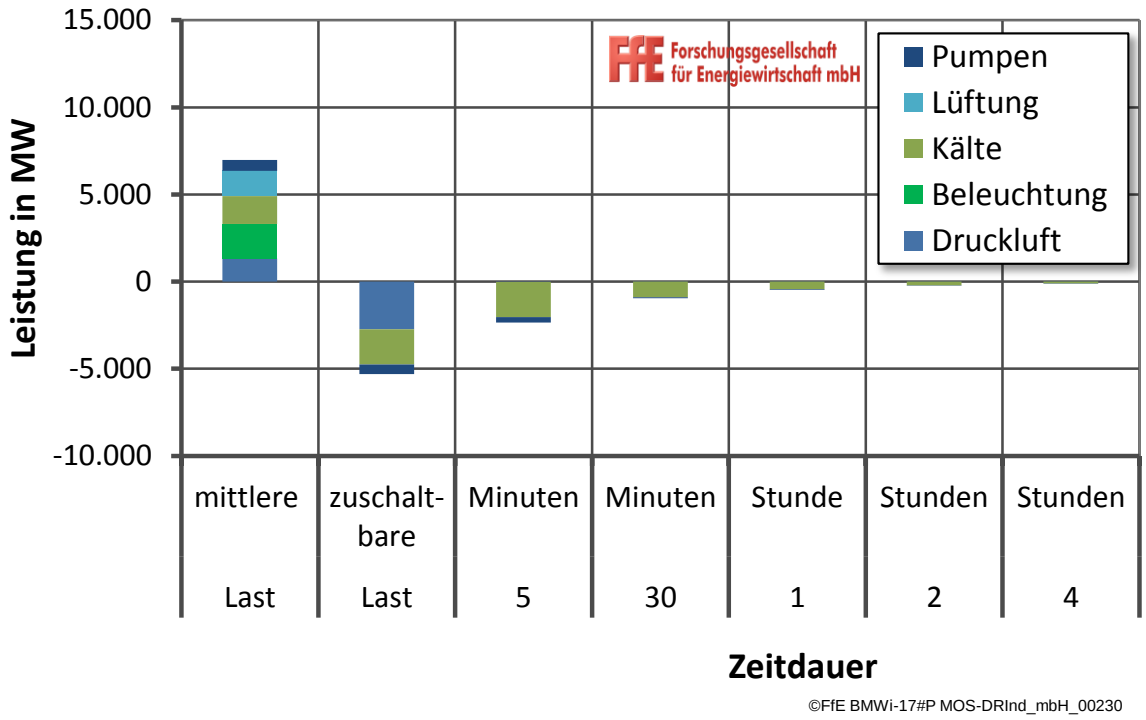


Abbildung 5-189: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

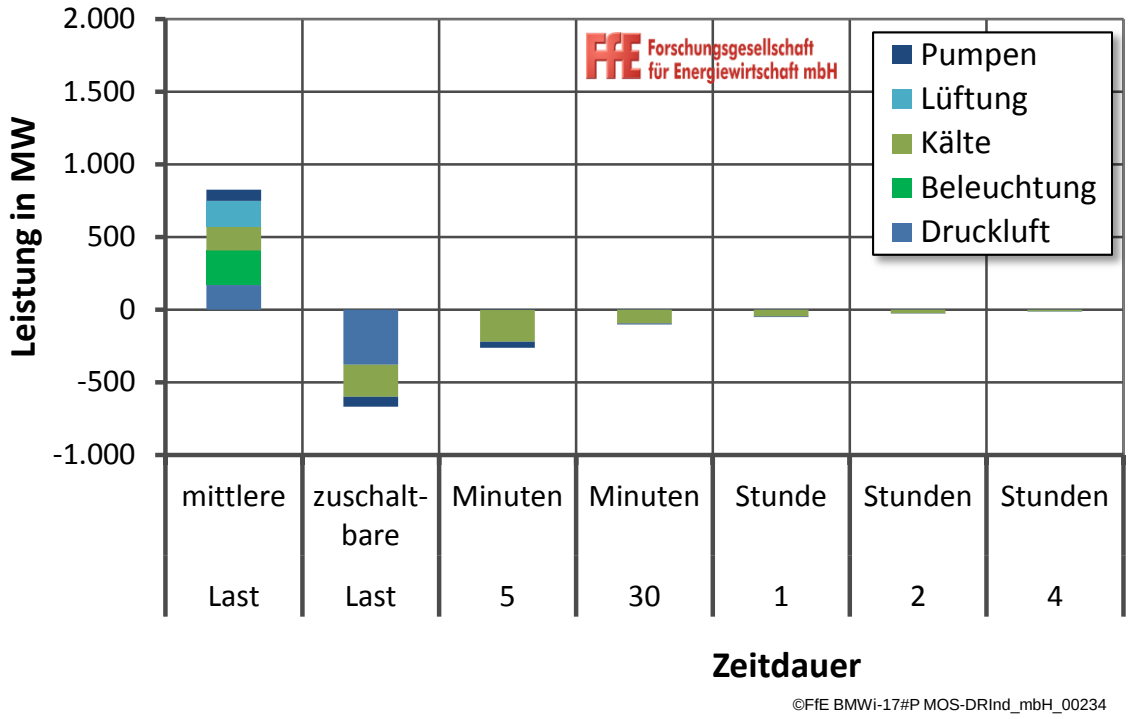


Abbildung 5-190: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/*

5.13.1.3 Entwicklungspotenzial

Zukünftig sind geringfügige Änderungen sowohl bei positivem als auch negativem Potenzial zu erwarten.

Stromintensive Prozesse

Bei stromintensiven Prozessen werden die Potenziale beispielsweise durch eine geringfügig rückläufige Stromintensität einzelner Prozesse oder durch die Substitution nicht flexibilisierbarer Produktionsverfahren gegen Flexible beeinflusst. Bis zum Jahr 2030 ist unter den beschriebenen Annahmen mit einer geringfügigen Verminderung des Flexibilitätspotenzials zu rechnen, wie **Tabelle 5-87** zeigt.

Tabelle 5-87: *Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich bis 2030 /FFE-05 16/*

Lastverschiebepotenzial Österreich und Deutschland in MW					
Branche	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**
Papier	421	391	346	307	272
Zement	173	172	171	169	167
Alu	281	277	257	238	219
Chlor	603	442	578	572	566
Stahl	753	750	773	755	708
Summe	**2.232**	**2.031**	**2.126**	**2.041**	**1.932**
Veränderung zu 2015		**-9 %**	**-5 %**	**-9 %**	**-13 %**

Dieselben Produktionsentwicklungen werden auch für die Ausweisung des zukünftigen Potenzials für den Produktionsausfall zugrunde gelegt (vgl. **Tabelle 5-88**).

Tabelle 5-88: *Lastflexibilisierungspotenzial stromintensiver Prozesse bei Produktionsausfall in Deutschland und Österreich bis 2030 /FFE-05 16/*

Lastflexibilisierungspotenzial Österreich und Deutschland in MW bei Produktionsausfall				
	2015	2020	2025	2030
Papier	3.335	3.095	2.743	2.433
Zement	1.045	1.040	1.033	1.023
Alu	1.126	1.107	1.029	951
Chlor	1.006	1.270	1.257	1.643
Stahl	1.169	1.164	1.201	1.172
Summe	**7.680**	**7.676**	**7.263**	**7.223**
Veränderung zu 2015		**0 %**	**-5 %**	**-6 %**

Querschnittstechnologien

Die zukünftige Entwicklung der Potenziale der Querschnittstechnologien für den Normalbetrieb zeigt **Tabelle 5-89**. Die Werte sind wiederum für eine Abrufdauer von

einer Stunde gültig. Berücksichtigung finden hier verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zusätzlich flexibilisierbare Anlagen sowie ein bis 2020 leicht ansteigender und bis 2030 leicht rückläufiger Stromverbrauch in der Industrie. Das positive Potenzial ist in 2020 leicht rückläufig, steigt jedoch bis 2030 wieder auf das ursprüngliche Niveau an (vgl. **Tabelle 5-89**). Energieeffizienzmaßnahmen führen teilweise zu einer geringeren mittleren Last, da regelbare Anlagen im optimalen Betriebspunkt betrieben werden. Dadurch verringert sich auch das positive Potenzial. Dem entgegen steht jedoch eine kontinuierliche Ausweitung der Produktion, was mit einer Erhöhung des Verbrauchs durch Nachrüstung weiterer Anlagen einhergeht. Diese Anlagen bergen zusätzliches Flexibilitätspotenzial. Im Vergleich dazu erhöht sich das negative Potenzial bis 2030 kontinuierlich.

Tabelle 5-89: *Positives Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien in Deutschland und Österreich bis 2030 (Normalbetrieb) /FFE-05 16/*

pos. Lastflexibilisierungspotenzial Querschnittstechnologien in MW				
	2015	2020	2025	2030
Deutschland	1.183	1.106	1.148	1.185
Österreich	152	143	149	154
Summe	1.335	1.249	1.297	1.339
Veränderung zu 2015		-6 %	-3 %	0 %

Tabelle 5-90: *Negatives Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien in Deutschland und Österreich bis 2030 (Normalbetrieb) /FFE-05 16/*

neg. Lastflexibilisierungspotenzial Querschnittstechnologien in MW				
	2015	2020	2025	2030
Deutschland	-629	-634	-660	-686
Österreich	-68	-69	-71	-74
Summe	-698	-702	-732	-760
Veränderung zu 2015		1 %	5 %	9 %

Tipping Point

Das industrielle Flexibilitätspotenzial könnte durch eine verstärkte Elektrifizierung deutlich erhöht werden. Dies wird bereits im „Klimaschutzplan 2050“ und im Grünbuch Energieeffizienz thematisiert /BMUB-01 16/ , /BMWI-18 16/. Würden beispielsweise vermehrt Elektro- oder Elektrodenkessel zur Raum- und Prozesswärmeversorgung (Generierung von Dampf oder Heißwasser) genutzt, könnte die zusätzlich benötigte elektrische Leistung auch als Flexibilität eingesetzt werden. Auch die Direktbefeuerung mittels Brennstoff kann in einzelnen Bereichen durch eine elektrische Wärmeerzeugung substituiert werden, wodurch das Potenzial weiter steigen würde. Voraussetzung für eine stärkere Elektrifizierung der industriellen Wärmeerzeugung wären jedoch deutlich geringere Strompreise.

5.13.1.4 Case Study

In diesem Abschnitt wird anhand von Beispielen aufgezeigt, wie negative und positive Lastflexibilisierung in der Praxis bereits eingesetzt wird.

Stromintensive Prozesse

In der Papierindustrie werden verschiedene stromintensive Prozesse, wie Holzschleifer oder Refiner bereits für eine optimierte Beschaffung genutzt oder am Regelenergiemarkt vermarktet /ENOC-01 16/. Im Rahmen des DSM Bayern Projektes hat die Firma UPM über deren eigene Aktivitäten hinsichtlich der Vermarktung ihres Flexibilisierungspotenzials berichtet. Nachdem zuerst mit einzelnen Anlagen Tests durchgeführt und diese erfolgreich absolviert wurden, werden mittlerweile verschiedene Produktionsanlagen an diversen Standorten von UPM in Deutschland vermarktet. Üblicherweise werden diese Anlagen für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung oder Minutenreserve eingesetzt.

Querschnittstechnologien

Bei Paulaner werden Querschnittstechnologien, wie z. B. Kompressionskältemaschinen und Blockheizkraftwerke (BHKW) vermarktet, ohne dass der Produktionsprozess oder die Produktqualität beeinflusst werden /ENOC-01 16/. Auch die Investitionen waren gering, da die Anlagen bereits über Steuerungen verfügten, auf die zugegriffen werden kann. Da diese Anlagen allein nicht die geforderte Mindestleistung für die Erbringung von Sekundärregelleistung oder Minutenreserve aufweisen, nehmen Betriebe mit deren Anlagen üblicherweise an einem Pool[31] teil.

[31] Für die Vermarktung von Sekundärregelleistung oder Minutenreserve beträgt die Mindestleistung für die Teilnahme 5 MW. Verschiedene Anlagen mit unterschiedlichen Charakteristika sind Teil eines Pools.

5.13.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Für den Einsatz von Demand Response als Netzoptimierende Maßnahme müssen verschiedene regulatorische Rahmenbedingungen beachtet werden. Diese werden nachfolgend erläutert.

Netznutzungsentgelte
Ein Abruf negativer Leistung führt zu einer kurzfristigen Erhöhung der Last. Erhält ein Unternehmen im Rahmen des §19 (2) StromNEV Vergünstigungen in Form eines reduzierten Netznutzungsentgelts (atypische oder intensive Netznutzung) kann der erhöhte Bezug dazu führen, dass diese Vergünstigung nicht mehr gewährt wird /STROMNEV-01 13/. Die dann fälligen deutlich höheren Netzentgelte führen üblicherweise dazu, dass von einer Vermarktung der Flexibilität abgesehen wird. In einem Beschluss der Bundesnetzagentur wurde jedoch festgelegt, dass Maßnahmen, welche nachweislich aufgrund eines kurativen Redispatcheinsatzes oder durch Erbringung negativer Regelleistung erfolgen, für die Bestimmung des individuellen Netznutzungsentgelt nicht berücksichtigt werden müssen /BNETZA-31 13/.

Bilaterales Vertragswerk
Der Vermarkter von Flexibilität muss aufgrund der Entflechtung des Energiemarktes mit verschiedenen Akteuren unterschiedliche Verträge schließen (vgl. **Abbildung 5-191**) /FFE-09 13/. Da diese jedoch noch nicht standardisiert sind, wird teilweise verhältnismäßig viel Zeit für die Prüfung der Verträge benötigt. Hinzu kommt, dass oft erheblicher Abstimmungsbedarf mit dem Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich ist. Im Rahmen des DSM Bayern Projektes und verschiedener FfE-Projekte zu Demand Response zeigte sich auch, dass dies mitunter ein Grund dafür sein kann, die Vermarktung von möglicherweise vorhandenen Flexibilitäten zu unterlassen.

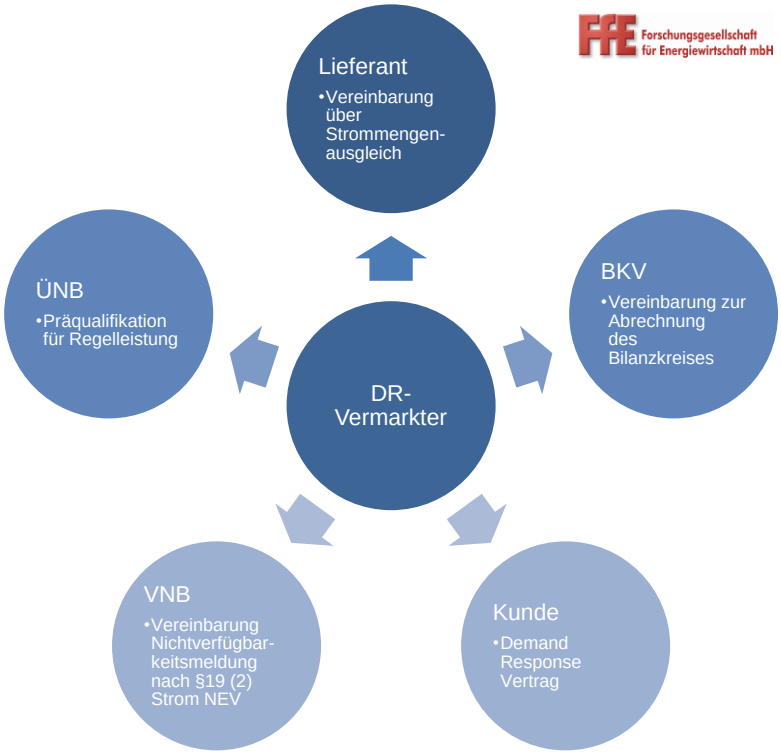


Abbildung 5-191: *Bilaterales Vertragswerk eines Flexibilitäts-Vermarkters /FFE-09 13/*

Mindestanlagengröße

Voraussetzung für die alleinige Teilnahme am Regelenergiemarkt ist eine Mindestgröße der flexibilisierbaren Anlage. Diese liegt für die Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve bei 5 MW. Liegt die Leistung der Anlage unter dieser Mindestgröße, besteht die Möglichkeit, an einem Pool von Anlagen und Erzeugungsanlagen teilzunehmen. Um einen leichteren Marktzutritt auch für kleinere Anlagen zu schaffen wurden und werden die Rahmenbedingungen für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt angepasst /BNETZA-36 15/.

Bei der Verordnung für abschaltbare Lasten beträgt die Mindestgröße für eine Teilnahme 50 MW an einem Netzknoten, dieser Markt ist daher nur für große, stromintensive Prozesse geeignet. Allerdings ist eine Novellierung geplant, in welcher unter anderem die Mindestausschreibungsgröße auf 10 MW und der Ausschreibungszeitraum auf eine Woche verringert werden sollen /BUN-02 16/, /ENWG-02 13/.

Stromvertrag

Im Stromvertrag, welcher mit dem Energielieferanten abgeschlossen wird, ist festgelegt, wie hoch die definierte maximale Leistung ist, welche für das Unternehmen vorgehalten werden muss. Die Abrechnung beinhaltet zum einen den Leistungspreis für die tatsächlich abgerufene Leistung und auch einen Arbeitspreis für die bezogene Strommenge. Hinzu kommen verschiedene Steuern und Abgaben. Je nach Vertragsgestaltung kann eine einmalige Spitze im Leistungsbezug bei negativer Leistungserbringung zu deutlich höheren Kosten führen. Auch der Stromvertrag kann folglich ein Hemmnis für die Implementierung von Lastmanagementmaßnahmen darstellen.

5.13.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Nachfolgend wird die Netzoptimierende Maßnahme anhand der Kriterien des morphologischen Kastens beurteilt. Dies umfasst die Bewertung in den folgenden vier Kategorien: Technologie, Gesellschaft und Umwelt, Wirtschaft sowie sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung.

5.13.3.1 Technologie

Die nachfolgenden Aspekte beschreiben den Einfluss der Netzoptimierenden Maßnahme „Demand Response in der Industrie“ aus technischer Sicht.

Netzebene
Stromintensive Prozesse, welche für Lastflexibilisierung infrage kommen, sind meistens Produktionsprozesse oder Teile daraus, welche großen Industriebetrieben zuzuordnen sind. Diese sind meist an die Hochspannung angebunden.

Querschnittstechnologien werden in Unternehmen aller Größen eingesetzt. Hierzu zählen auch Betriebe, die dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) zuzuordnen sind. Ein Großteil der Betriebe ist typischerweise an die Mittelspannungsebene angeschlossen. In seltenen Fällen hängen diese an der Hochspannung. Kleinere Betriebe (überwiegend GHD und kleine und mittlere Unternehmen) sind häufig auch an der Niederspannung angeschlossen.

Einsatzort
Der physikalische Einsatzort der Netzoptimierenden Maßnahme „industrielle Lastflexibilisierung“ ist der Transformator bzw. der Netzanschlusspunkt des Unternehmens. Ist der Trafo im Besitz des Betriebs, gilt als Einsatzort die Ortsnetzstation.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Ein Mehrfacheinsatz kann möglich sein. Industrielle Flexibilitäten werden nur einmal je Netzanschlusspunkt genutzt. Allerdings kann sich die Flexibilität eines Betriebs aus mehreren Anlagen zusammensetzen. Die Flexibilität kann sowohl für mehrere Vermarktungsoptionen wie z.B. Regelenergie oder die Teilnahme am Spotmarkt als auch für innerbetriebliches Lastmanagement genutzt werden.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Eine Skalierbarkeit dieser Maßnahme ist durch die unterschiedlichen Anlagengrößen gegeben. Die beiden nachfolgenden Tabellen zeigen die typische Größenordnung von stromintensiven Prozessen und von Anlagen, die den Querschnittstechnologien zuzuordnen sind. Die angegebene Leistung bezieht sich dabei auf die installierte Leistung.

Während stromintensive Prozesse in einer Größenordnung von 0,1 MW bis mehreren Hundert MW je Anlage bzw. Standort liegen, beträgt die installierte Leistung bei Querschnittstechnologien meist zwischen 5 und 2.500 kW je Anlage.

Tabelle 5-91: *Typische Größenordnung der Anlagen von stromintensiven Prozessen /FFE-26 16/*

Branche	Anlage	Typische Größenordnung in MW
Papierindustrie	Holzschleifer	3,0 - 5,0
	Refiner	5,0 - 20,0
	Pulper	0,4 - 2,0
	Papiermaschine*	bis 10,0
Lebensmittelindustrie	Kühlhäuser	0,3 - 1,0
Chemieindustrie	Chlorelektrolyse	bis 5,0
	Luftzerlegung	2,0 - 60,0
	Acetylen-Lichtbogenverfahren	bis 10,0
Glas, Keramik, Steine und Erden	Rohmühle	2,0 - 5,0
	Zementmühle	3,0 -10,0
Metall-, NE-Metallerzeugung und -verarbeitung	Aluminiumelektrolyse (gesamter Standort)	bis 280,0
	Lichtbogenofen	100,0 - 240,0
	Induktionsöfen	0,1 - 10,0
Fahrzeug- und Maschinenbau	Elektrisch betriebene Härteöfen	1,5 - 2,5
		Typische Größenordnung in kW
Wasserver- und -entsorgung	Brunnenwasserpumpen	5,0 - 40,0
	Abwasserhebewerke	1,0 - 500,0
	Gebläse	1,0 - 50,0

* im Fall eines Produktionsausfalls

Tabelle 5-92: *Typische Größenordnung der Anlagen von Querschnittstechnologien in Anlehnung an /FFE-26 16/*

Querschnittstechnologie	Typische Größenordnung in kW
Pumpen	15 - 150
Lüftungsanlagen	15 - 150
Kältemaschinen	15 - 1.000
Beleuchtung*	5 - 200
Druckluftkompressoren	15 - 350
KWK-Anlagen	50- 1.500
Netzersatzanlagen	5 - 2.500

* pro Halle

Eine zusätzliche Skalierbarkeit ergibt sich durch das Pooling von Anlagen und Betrieben.

Technology Readiness Level (TRL)
Der Technologie-Reifegrad von Demand Response in der Industrie liegt auf der höchsten Stufe der NASA-Skala[32] (TRL 9), denn es handelt sich um ein qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes. Maßnahmen zur Lastflexibilisierung werden schon in einigen Industriebetrieben in Deutschland und vereinzelt auch schon in Österreich erfolgreich eingesetzt.

Regelbarkeit
Ein dynamischer Einsatz der einzelnen Anlagen und Prozesse ist technisch möglich. Die Höhe der Flexibilität ist allerdings in einigen Fällen von Tageszeit, Tagestyp oder saisonalen Einflüssen abhängig. Da sowohl eine Erhöhung als auch eine Reduktion der Last möglich ist, kann diese Maßnahme in verschiedenen Netzbelastungssituationen unterstützend wirken.

Wirkungsgrad der NoM und nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Die reine Lastverschiebung (z.B. Abschaltung und späteres Zuschalten für das Nachholen) hat in den meisten Fällen keinen Einfluss auf den Wirkungsgrad einer Anlage. Eine Ausnahme bildet hier der Elektrolichtbogenofen, welcher aufgrund einer kurzzeitigen Abschaltung höhere Wärmeverluste aufweist, die ausgeglichen werden müssen. Wird jedoch der Arbeitspunkt verändert, kann dies sowohl eine Verbesserung als auch eine Verschlechterung des Wirkungsgrades zur Folge haben. Die Veränderung des Wirkungsgrades wurde im Rahmen des DSM Bayern Projektes für verschiedene Prozesse und Anlagen im Detail berechnet. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 5-93** und **Tabelle 5-94** dargestellt. Bei den betrachteten stromintensiven Prozessen ist die Veränderung des Wirkungsgrades mit bis zu +/-1 % vernachlässigbar gering.

Tabelle 5-93: *Typische Betriebsweise stromintensiver Prozesse und Änderung der Betriebsweise bei Lastflexibilisierung /FFE-26 16/*

Anlage	Ist-Zustand	Vermarktungsart	Vorhaltung	Abruf	Vorhaltezeit[1] in h/a	Einfluss auf Energieeffizienz[2]
Holzschleifer	Volllast	+/- Leistung	Volllast	Abschaltung	7.000	- / - [3]
Zementmühle	Volllast	+/- Leistung	Volllast	Abschaltung	5.000	- / - [3]
Aluminiumelektrolyse	Volllast	+/- Leistung	Volllast	Teillast	6.000	< -0,1 % / < -5,0 %
Chlorelektrolyse	Voll- / Teillast	+/- Leistung	Voll- / Teillast	Voll- / Teillast	7.000	< 0,1 % / < -0,1 %
Elektrolichtbogenofen	Volllast	+/- Leistung	Volllast	Abschaltung	6.000	< -1,0 % / < 0,1 %[4]

[1] Vorhaltezeit ähnlich hoch wie jährliche Produktionszeit, in Anlehnung an /FfE-16 15/

[2] Angaben gelten für 100 h/a Abruf

[3] Kein Einfluss von DSM auf die Energieeffizienz, da hier lediglich eine zeitliche Verschiebung des Gesamtprozesses stattfindet

[4] Abschaltung Elektrolichtbogenofen: erhöhte Wärmeverluste verursachen Wirkungsgradverschlechterung

Auch im Bereich der Querschnittstechnologien zeigt das Ergebnis, dass in den meisten Fällen nur eine geringfügige Veränderung des Wirkungsgrades auftritt. In einzelnen Fällen, wie beispielsweise bei Pumpen oder Druckluftkompressoren, kann sich, wie bereits erwähnt, durch die Veränderung des Arbeitspunktes eine Verbesserung oder Verschlechterung des Wirkungsgrades ergeben. Eine ineffizientere Betriebsweise wird

[32] NASA – National Aeronautics and Space Administration

üblicherweise vermieden. Einer deutlich effizienteren Betriebsweise, welche nur im Falle der Flexibilisierung auftritt, stehen meist diverse andere Gründe entgegen. Beispielsweise wird von einer deutlichen Überdimensionierung bei der Neuinstallation von Anlagen abgesehen, da dies eine höhere Investition zur Folge hätte, obwohl die Leistungsaufnahme der Anlage im Teillastbetrieb wesentlich geringer wäre. Dies ist bei der Investitionsentscheidung allerdings oft zweitrangig. Für die derzeit üblichen Vermarktungsstrategien (überwiegend positive Leistungserbringung) ist die Veränderung des Wirkungsgrades jedoch ebenfalls bei unter 1 %.

Tabelle 5-94: *Typische Betriebsweise von Querschnittstechnologien und Änderung der Betriebsweise bei Lastflexibilisierung /FFE-26 16/*

Anlage	Ist-Zustand	Vermarktungsart	Vorhaltung	Abruf	Vorhaltezeit in h/a	Einfluss auf Energieeffizienz[1]
Druckluftkompressor	Voll- / Teillast	+ / - Leistung	Volllast	Teillast	6.000	< -0,1 % / < -10,0 %
Kältemaschine	Voll- / Teillast	+ / - Leistung	Volllast	Abschaltung	6.000	- / - [2]
Pumpe	Volllast	+ / - Leistung	Volllast	Teillast	6.000	< 1,0 % / < 60,0 %
Ventilator (Lüftungsanlage)	Volllast	+ Leistung	Volllast	Teillast	6.000	< 1,0 % / entfällt
Beleuchtung	Volllast	+ Leistung	Volllast	Teillast	6.000	- [3] / entfällt

[1] Angaben gelten für 100 h/a Abruf

[2] Kältemaschine besteht aus einem Verdichter bzw. mehrere Kältemaschinen versorgen einen Kühlkreislauf: Verschiebung des Gesamtprozesse
Kältemaschine besteht aus mehreren Verdichtern: kein Schalten einzelner Verdichter, Kältemaschine wird zentral ein-/ ausgeschaltet

[2] Dimmen von LEDs oder Leuchtstoffröhren: nahezu lineare Abnahme der Leistungsaufnahme, daher nahezu keine Wirkungsgradveränderung

Ansprechzeit und Leistungsgradient

Industrielle Anlagen zur Lastflexibilisierung können innerhalb von Minuten geregelt werden, üblicherweise reagieren diese innerhalb von Sekunden auf ein externes Signal. Einige Betriebe nehmen bereits mit Nebenanlagen oder Prozessen am Regelleistungsmarkt teil. Diese durchlaufen zunächst eine Präqualifikation, in der unter anderem eine definierte Ansprechzeit eingehalten werden muss. Die aktivierte Leistung muss bei der Vermarktung von Sekundärregelleistung innerhalb von 5 Minuten und bei der Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten erbracht werden. Einige Anlagen erreichen die geforderte Leistung innerhalb der 5 Minuten, andere Anlagen können aufgrund unterschiedlicher Ursachen, wie beispielsweise einer etwas verzögerten Signalweiterleitung aufgrund älterer Schaltelemente oder der Trägheit einzelner Anlagenteile, nur den Grenzwert der 15 Minuten einhalten. Eine Aktivierungsgeschwindigkeit von 30 Sekunden und geringer für das Anbieten von Primärregelleistung erreichen nur sehr wenige Prozesse in der Industrie.

Ein pauschaler Leistungsgradient kann nicht angegeben werden, da dieser abhängig von Mindestlast und Nennleistung der Anlage ist. In Einzelfällen kann es bei Komplettabschaltung von Produktionsanlagen möglich sein, dass ein Hochfahren der Anlage aus dem Stillstand bis zu einigen Stunden dauert. Oft wird daher nur eine Leistungsreduktion vorgenommen.

Regelgenauigkeit

Die Leistung einzelner Anlagen oder Prozesse kann relativ gut prognostiziert werden, deshalb wird die Maßnahme mit einer hohen Genauigkeitsklasse (2,5 und kleiner) charakterisiert. Es ist zu beachten, dass es bei drehzahlgeregelten Anlagen oft zusätzliche prozesstechnische Vorgaben gibt, durch welche der Betriebspunkt der

Anlagen eingegrenzt wird und somit gut prognostizierbar ist. Beispielsweise wäre dies eine Lüftungsanlage mit definierter Luftwechselrate oder ein konstanter Kühlwasservolumenstrom.

Abrufbarkeit
Üblicherweise liegt die maximale Abrufdauer bei stromintensiven Prozessen bei Lastverschiebung zwischen 2 und 4 Stunden pro Abruf. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Produktion innerhalb eines definierten Zeitraumes nachgeholt werden kann. Bei Produktionsausfall entspricht die maximale Abrufdauer den jährlichen Betriebsstunden des jeweiligen Prozesses, welche bei den genannten Prozessen zwischen 5.500 und 7.700 h/a liegt /FFE-05 16/.

Die Abrufdauer bei Querschnittstechnologien ist abhängig von der Technologie und den Gegebenheiten vor Ort (z.B. Gleichzeitigkeit, Überdimensionierung etc.). Während die Abrufdauer bei der Drucklufterzeugung nur wenige Sekunden beträgt, liegt diese bei Lüftungsanlagen, Pumpen und Kältemaschinen zwischen 5 Minuten und zwei Stunden, wobei für den größten Teil der Anlagen Abrufdauern zwischen 15 und 30 Minuten als realistisch angesehen werden. Sofern ein Nachholen erforderlich ist, sollte dies noch am gleichen Tag erfolgen, wobei die Rekuperation üblicherweise innerhalb weniger Stunden nach Abruf erledigt ist.
Einzig im Fall der Beleuchtung kann ein bis zu vier Stunden dauernder Abruf erfolgen. Ein häufiger Wechsel zwischen unterschiedlichen Beleuchtungsstärken könnte für einzelne Mitarbeiter als unangenehm empfunden werden, so dass in diesem Fall eine längere Abrufzeit willkommen wäre /FFE-05 16/.

Zeitliche Verfügbarkeit
In den meisten stromintensiven Branchen ist das Potenzial zur Lastflexibilisierung annähernd zeitlich unabhängig was Werktage betrifft, da hier meist rund um die Uhr mit nahezu konstanter Last produziert wird. Wird am Wochenende ebenfalls produziert, ist auch hier keine Veränderung des Potenzials zu erwarten. Tageszeitliche und saisonale Einflüsse sind lediglich bei Zementwerken erkennbar. Dort wird in den Wintermonaten nicht oder nur in geringem Umfang produziert, zudem finden Teilprozesse historisch bedingt überwiegend nachts statt.

Das Potenzial der Lastflexibilisierung mit Querschnittstechnologien hingegen ist stark abhängig von Typtag und Tageszeit, teilweise sind auch saisonale Einflüsse erkennbar. In der Studie „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ wurde in Teil 2 (Kapitel Lastflexibilisierung in Industrie und GHD, /FFE-05 16/) für die drei Betriebszustände Normalbetrieb, reduzierter Betrieb und Grundlastbetrieb jeweils ein Potenzial ausgewiesen (vgl. hierzu **Abbildung 5-192**). Das Potenzial im Normalbetrieb entspricht dem maximalen positiven Potenzial. Das höchste negative Potenzial läge theoretisch am Sonntagnachmittag vor, wenn der überwiegende Teil der Unternehmen im Grundlastbetrieb ist und nur wenige Betriebe produzieren. Allerdings wird die Zuschaltdauer von Anlagen durch verschiedene Faktoren, wie beispielsweise die Speichergröße im Bereich Kälteerzeugung, beeinflusst. Daher liegt das höchste zuschaltbare Potenzial ebenfalls im Normalbetrieb vor, da hier auch die höchste Abnahme aus Verbrauchersicht anfällt. Saisonale Abhängigkeiten ergeben sich nach /FFE-05 16/ in den Bereichen Lüftung und Kälteerzeugung, da sehr niedrige bzw. sehr

hohe Außentemperaturen limitierend auf die Lastflexibilisierungspotenziale wirken können.

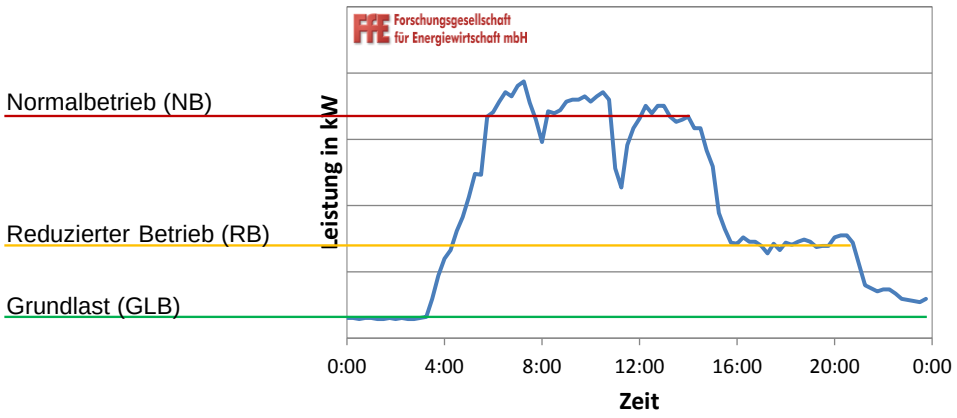


Abbildung 5-192: *Mittlere Last in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel eines Tageslastgangs /FFE-05 16/*

IKT-Bedarf
Zur Steuerung der Prozesse und Nebenanlagen ist in der Industrie üblicherweise verschiedene Informations- und Kommunikationstechnik zur Datenerfassung und Steuerung nötig. Allerdings ist aufgrund der innerbetrieblichen Ansteuerung bereits ein Großteil der IKT vorhanden, so dass die Kosten für zusätzliche IKT überschaubar werden. Je nach Größe des Unternehmens, Branche und Automatisierungsgrad unterscheiden sich die Investitionen für Komponenten zur Mess- und Regelungstechnik, Kommunikationsbox und evtl. für eine zentrale Steuerungssoftware.

Überlastfähigkeit
Prinzipiell ist es möglich, flexibilisierbare Anlagen und Prozesse über deren Nennpunkt hinaus zu belasten, allerdings sollte ein Abruf negativer Leistung nur selten und über eine kurze Dauer erfolgen, um mögliche Schäden durch Überlast zu vermeiden. Gegebenenfalls kann sich eine längerfristige Belastung über den Nennpunkt negativ auf die Lebensdauer der Anlage auswirken.

Störungsanfälligkeit
Störungen treten bei industriellen Flexibilitäten nur selten auf. Ziel ist eine möglichst kontinuierliche Produktion ohne große Ausfälle. Die hier eingesetzten Anlagen sind in der Regel robust gegenüber Störungen. Eine Störung durch den Ausfall der IKT kann vorkommen. Aufgrund der technologischen Reife dieser Netzoptimierenden Maßnahme ist allerdings auch hier von einer geringen Störungsanfälligkeit auszugehen.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Bei einer eintretenden Störung der IKT oder eines Prozesses / einer Nebenanlage ist der Aufwand zur Behebung relativ gering. Üblicherweise kann die Störung innerhalb von wenigen Minuten bis zu wenigen Stunden beseitigt werden.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Industrielle Flexibilitäten führen nicht zu einer Änderung der verfügbaren Kurzschlussleistung im Netzgebiet.

Spannungshaltung
Lastflexibilisierungsmaßnahmen in der Industrie tragen üblicherweise auf lokaler Ebene zur Spannunghaltung bei. Werden mehrere Anlagen unterschiedlicher Unternehmen in verschiedenen Regionen betrachtet, kann sich die Spannungshaltung auch auf einzelne Netzstränge oder sogar das gesamte Netzgebiet beziehen.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Demand Response in der Industrie bietet primär keine Möglichkeit, den Blindleistungshaushalt aktiv zu beeinflussen. In Einzelfällen ergibt sich durch den cos φ der zu flexibilisierenden Last ein verändertes Blindleistungsverhalten der Anlage. Weitere Möglichkeiten der aktiven Blindleistungsbeeinflussung sind in der Netzoptimierenden Maßnahme „Blindleistungsmanagement“ beschrieben.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit
Eine Beeinflussung thermischer Limits oder der maximalen Stromtragfähigkeit findet durch industrielle Flexibilitäten nicht statt.

Frequenzhaltung
Da einige Anlagen bereits am Regelenergiemarkt teilnehmen, tragen Demand Response Maßnahmen erfolgreich zur Frequenzhaltung bei.

5.13.3.2 Wirtschaft

Ein weiterer wichtiger Punkt bei der Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen ist die Kategorie „Wirtschaft“.

Akteur
Eine Vermarktung von industriellen Flexibilitäten kann entweder durch den Betrieb selbst oder durch einen Demand Response Vermarkter erfolgen, dies ist in den meisten Fällen abhängig von der Anlagengröße. Während Unternehmen mit mehr als 5 MW Flexibilität je Anlage selbst am Regelenergiemarkt teilnehmen, schließen sich Betriebe mit geringeren Flexibilitäten einem Pool verschiedener Anlagen an. Die Platzierung dieses Pools am Markt übernimmt der Vermarkter. Der DR-Vermarkter kann ein Energieversorger oder ein Aggregator sein, der die Verantwortung für die Vermarktung der Flexibilitäten trägt und für den sicheren Betrieb haftet. Zu seinen Funktionen zählen gemeinsam mit den technischen Verantwortlichen des Unternehmens die Identifizierung und Bewertung flexibler Verbraucher, die Sicherstellung der technischen Anbindung der Anlagen und die Vermarktung der Flexibilität fällt in den Verantwortungsbereich des Vermarkters.

Investitionen
Im Rahmen der FfE-Studie „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ /FFE-05 16/ wurden die Kosten für Lastflexibilisierung in der Industrie für stromintensive Prozessen und Querschnittstechnologien anhand von Befragungen von Unternehmen quantifiziert und anhand eigener Berechnungen validiert. Zu den Befragten zählten Betriebe in der aktiven Vermarktung als auch Unternehmen, welche sich noch nicht konkret mit einer Vermarktung beschäftigt hatten. Die Ergebnisse sind in folgenden Absätzen beschrieben.

Investitionen für die Implementierung von industriellen Flexibilitäten fallen zum einen für Mess- und Regelungstechnik, Kommunikationstechnologie und bei Bedarf für eine zentrale Steuerungssoftware an. Zum anderen entsteht Personalaufwand zur Entwicklung einer Demand Response Strategie. **Abbildung 5-193** zeigt die tatsächlich angefallenen Kosten von Betrieben, welche bereits in der Vermarktung sind.

Die spezifischen Investitionen liegen für stromintensive Prozesse mit im Mittel 0,5 € pro kW flexibilisierbarer Leistung in einem sehr geringen Bereich. Dieser Wert gilt sowohl für den Fall der Lastverschiebung wie auch für den Produktionsausfall und wird für die Jahre 2015 bis 2030 in gleicher Höhe angesetzt /FFE-05 16/.

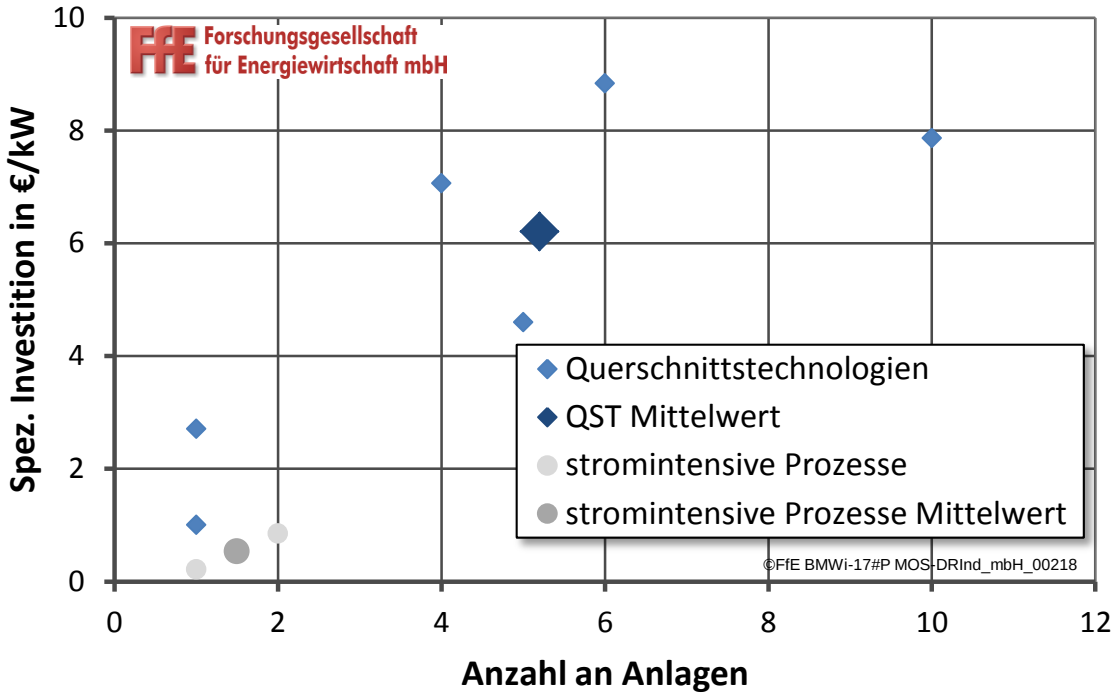


Abbildung 5-193: *Spezifische Investitionen in Abhängigkeit der Anzahl an Anlagen, /FFE-05 16/*

Bei Lastflexibilisierung mit Querschnittstechnologien beinhalten die Investitionen neben den bereits genannten Positionen bei stromintensiven Prozessen zusätzlichen Aufwand die Erfassung von Signalen der einzelnen Flexibilitäten. Diese werden benötigt, um den aktuellen Zustand der zu vermarktenden Anlage an den Vermarkter weiterzugeben. Die spezifischen Investitionen der Firmen, die bereits in der Vermarktung sind, betragen etwa 6,2 €/kW. Diese Kosten gelten für Betriebe ab einer schaltbaren Leistung von etwa 500 kW. Bei einer geringeren Höhe an Flexibilität müssen nach /FFE-05 16/ mindestens die Kosten für die Kommunikationsbox (3.000 €) veranschlagt werden. Diese Kosten reduzieren sich bis 2030 jedoch auf etwa 1.650 €.

Fixe Betriebskosten

Fixe Betriebskosten sind jährlich anfallende Kosten, die nicht von der Anzahl an Abrufen abhängig sind. Zu diesen Kosten zählen beispielsweise Informationskosten, Transaktionskosten und Steuerungskosten. Die fixen Betriebskosten setzen sich nach /FFE-05 16/ bei stromintensiven Prozessen hauptsächlich aus dem zusätzlichen

Personalaufwand für z.B. eine Besetzung der Leitwarte rund um die Uhr oder die regelmäßige Aktualisierung der angebotenen Leistung zusammen. Es ergeben sich Kosten von ca. 0,05 €/(kW*a).

Bei Querschnittstechnologien entstehen jährliche fixe Betriebskosten gem. /FFE-05 16/ von ca. 0,45 €/(kW*a), mindestens ist jedoch ein Aufwand von einem Manntag einzukalkulieren. Das entspricht bei einem Stundenlohn von 50 € jährlich 400 €.

Eine starke Veränderung der fixen Betriebskosten bis zum Jahr 2030 ist nach /FFE-05 16/ nicht zu erwarten.

Variable Betriebskosten

Variable Betriebskosten sind jene Kosten, die von der Anzahl an Abrufen abhängen. Dazu gehören zusätzliche Personalkosten, Speicherkosten, Wartungsaufwand, Komforteinschränkungen, Wirkungsgradverluste und Opportunitätskosten für den Fall eines Produktionsausfalls.

Die variablen Betriebskosten von stromintensiven Prozessen unterscheiden sich für Lastverschiebung und Produktionsausfall: Während die variablen Kosten für die Lastverschiebung auf Basis der Befragungen aus /FFE-05 16/ mit 0 €/MWh angesetzt werden können, müssen im Fall des Produktionsausfalls die Opportunitätskosten als variable Betriebskosten angesetzt werden. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass ein Produktionsausfall, also die Abschaltung einer gesamten Anlage, seitens des Betriebes generell nicht erwünscht ist. Ein Produktionsausfall ist nur dann rentabel, wenn die Erlösmöglichkeiten für den Abruf mindestens den Opportunitätskosten entsprechen. In /FFE-05 16/ wurden die Opportunitätskosten für einzelne Prozesse der stromintensiven Industrie für die Branchen Stahl, Papier, Zement Aluminium und Chlor quantifiziert. Während die sich ergebenden Opportunitätskosten für Chlor mit etwa 100 €/MWh eher gering ausfallen, betragen sie für die Papier- und Stahlproduktion zwischen 350 und 400 €/MWh.

Die variablen Kosten bei Vermarktung von Querschnittstechnologien sind vernachlässigbar, da sie sich, wie auch bei der Lastverschiebung stromintensiver Prozesse, auf 0 €/MWh belaufen. Häufig bemerken die Firmen einen Abruf der Flexibilität nicht, auch die Abrechnung verläuft automatisiert, sodass kein zusätzlicher Aufwand im Betrieb entsteht.

Auch die variablen Betriebskosten werden sich bis zum Jahr 2030 nach /FFE-05 16/ nicht nennenswert verändern.

Lebensdauer

Die Lebensdauer dieser Netzoptimierenden Maßnahme wird maßgeblich von der zusätzlichen Informations- und Kommunikationstechnik bestimmt, die in den Betrieben eingesetzt wird. Diese wirkt sich in Bezug auf die Lebensdauer limitierend aus und wird gem. /FFE-05 16/ für industrielle Anlagen mit acht Jahren angesetzt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass aufgrund der Systemsicherheit die Regelungstechnik in den meisten Produktionsanlagen regelmäßig geprüft und erneuert werden muss.

Die Anlagen an sich weisen meistens keinen höheren Verschleiß als unter normalen Betriebsbedingungen auf.

Einnahmepotenzial für Akteur
Die Erlöse im Falle einer Vermarktung der industriellen Flexibilität sind von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig. Diese sind beispielsweise:

- Partizipation an verschiedenen Märkten
- Vermarktung von positiver und / oder negativer Leistung
- Vorhaltezeit in h/a
- Anzahl und Dauer der Abrufe pro Jahr

Prinzipiell wird die Rendite aus den erzielbaren Erlösen abzüglich der anfallenden Kosten berechnet. In /FFE-05 16/ wird gezeigt, dass das Verhältnis zwischen Erlösen und Kosten bei Vermarktung industrieller Flexibilitäten deutlich über dem anderer Speichertechnologien liegt. Allerdings zeigt sich, dass sowohl Investitionen als auch die Vorhaltezeit sowie der Abrufanteil die Wirtschaftlichkeit wesentlich beeinflussen können.

Demand Response in der Industrie stellt somit auch eine kostengünstige Netzoptimierende Maßnahme dar.

Kostenwälzung
Die Kosten für die Vermarktung industrieller Flexibilitäten werden i.d.R. von den Unternehmen selbst getragen. Häufig wird durch den Aggregator / Vermarkter ein Teil der Kosten übernommen.

Regulatorische Praktikabilität
Demand Response in der Industrie ist in Deutschland bereits teilweise etabliert, auch in Österreich sind erste Anlagen in der Vermarktung. Allerdings wären weitere Anpassungen für eine flächendeckende Implementierung nötig.

In der von der dena im Rahmen des DSM Bayern Projektes entwickelten und veröffentlichten „Roadmap Demand Side Management“ werden beispielsweise folgende Punkte adressiert /DENA-01 16/

- Flexible Stromlieferverträge, um Betrieben den Zugang zur Vermarktung zu erleichtern
- Prüfung und Weiterentwicklung der Netzentgelte und besonderen Netzentgelte (siehe hierzu auch 5.13.2)
- Vereinfachung und ggf. Standardisierung des Präqualifikationsprozesses für die Teilnahme am Regelenergiemarkt
- Anpassung der Zugangsbedingungen für die Regelenergiemärkte (vgl. 5.13.2)
- Standardisierter Abstimmungsprozess zwischen allen Akteuren bei der Regelenergievermarktung (vgl. 5.13.2)
- Anpassung der Zugangsbedingungen für die Verordnung zu abschaltbaren Lasten

Einordnung der NoM
Da es sich bei der Maßnahme nicht um ein klassisches Netzbetriebsmittel oder um ein Netzbetriebsführungskonzept handelt, wird es in das Cluster „Netzorientierte Maßnahme“ eingeordnet.

Regulatorische Abschreibungsdauer
Da es sich nicht um Betriebsmittel handelt, wird in der StromNEV keine Abschreibungsdauer ausgewiesen.

Durchdringungspotenzial
Das Potenzial stromintensiver Prozesse ist aufgrund der regionalen Verteilung der verschiedenen Betriebe nicht flächendeckend, jedoch in vielen Regionen in unterschiedlicher Höhe vorhanden. Das Potenzial der Querschnittstechnologien weist einen hohen Durchdringungsgrad auf (vgl. **Abbildung 5-195** und **Abbildung 5-196**).

Regionale Verfügbarkeit
Die regionale Verfügbarkeit der Potenziale für stromintensive Prozesse und Querschnittstechnologien ist nachfolgend dargestellt. Während stromintensive Prozessen nur an wenigen Standorten verfügbar sind, ist das Potenzial von Querschnittstechnologien nahezu flächendeckend.

Das Potenzial stromintensiver Prozesse wird, wie bereits beschrieben, nur in der Branche Steine und Erden von saisonalen Faktoren beeinflusst. In Branchen, in denen nur werktags produziert wird, muss das Potenzial differenziert werden nach Typtag (Werktag / Wochenende bzw. Sonntag). Da diese Betriebe in der Regel im Dreischichtbetrieb produzieren, ist die Tageszeit als Einflussfaktor für das Potenzial vernachlässigbar.

Bei Querschnittstechnologien ist das Potenzial stark abhängig von Typtag, Tageszeit und (in geringerem Umfang) auch von saisonalen Einflüssen. Beispielsweise liegen das maximale abschaltbare und das maximale zuschaltbare Potenzial werktags tagsüber vor.

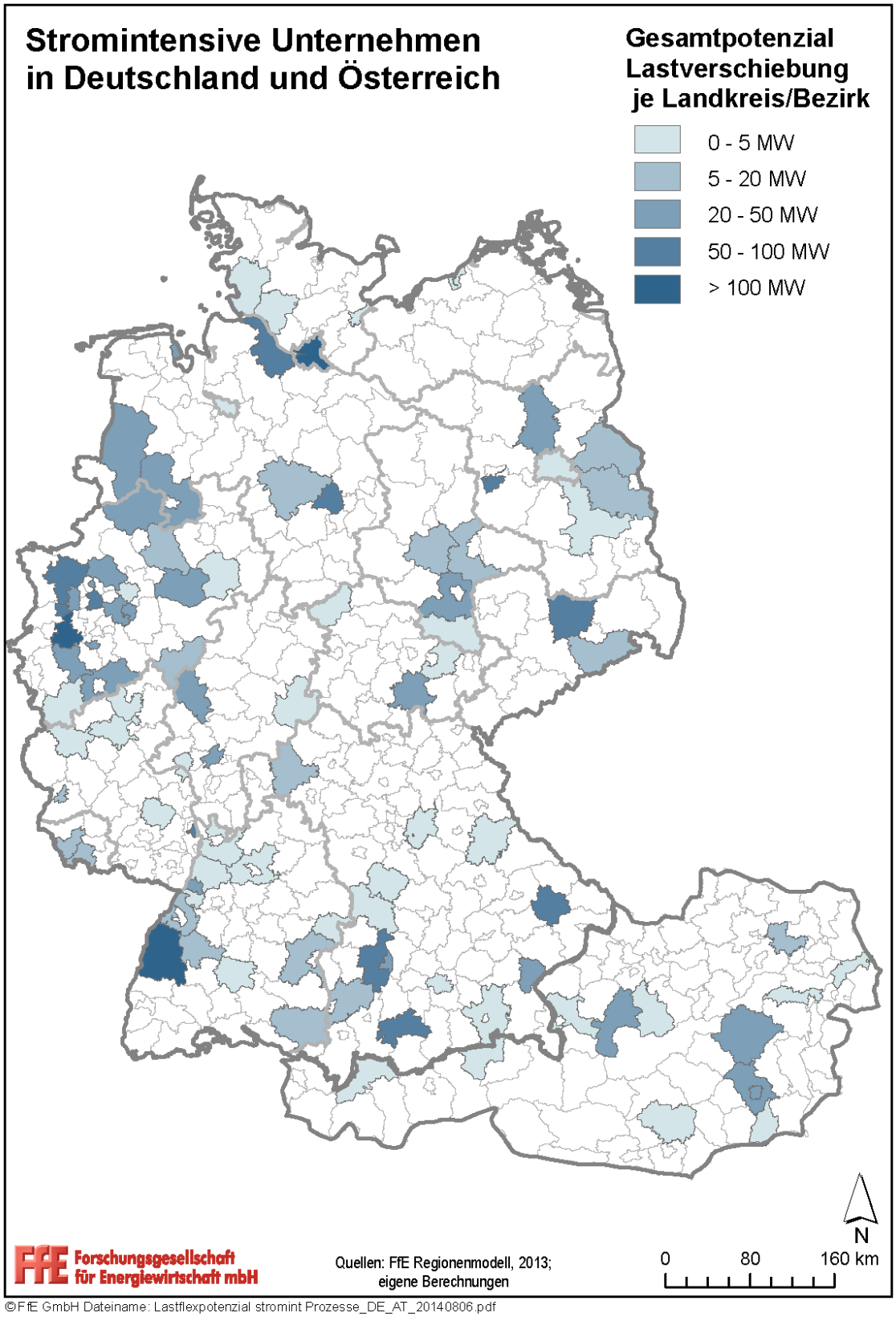


Abbildung 5-194: *Regionales Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich über eine Stunde nach /FFE-01 14/*

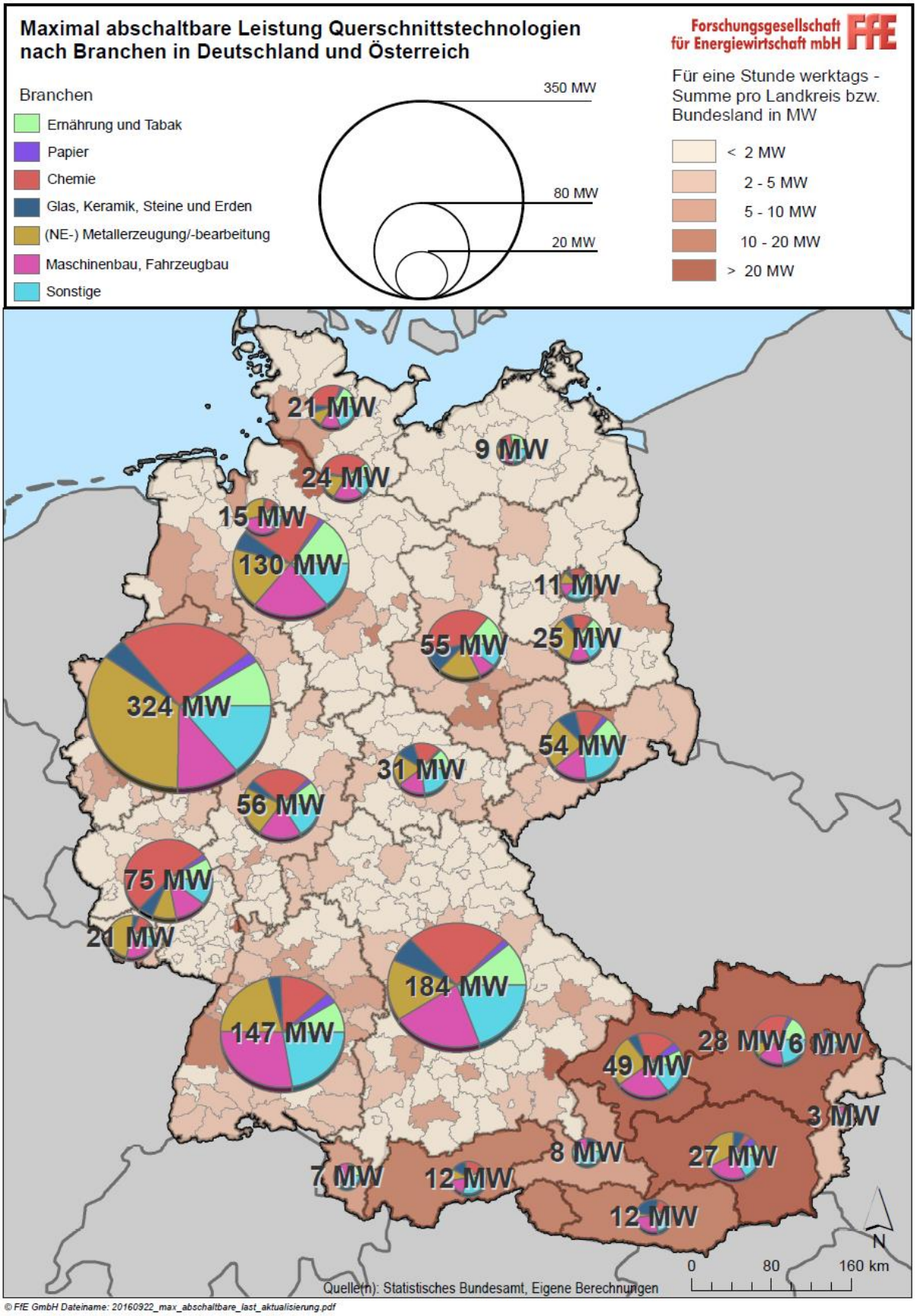


Abbildung 5-195: *Maximal abschaltbares Potenzial bei Querschnittstechnologien über eine Stunde am Werktag nach /FFE-05 16/*

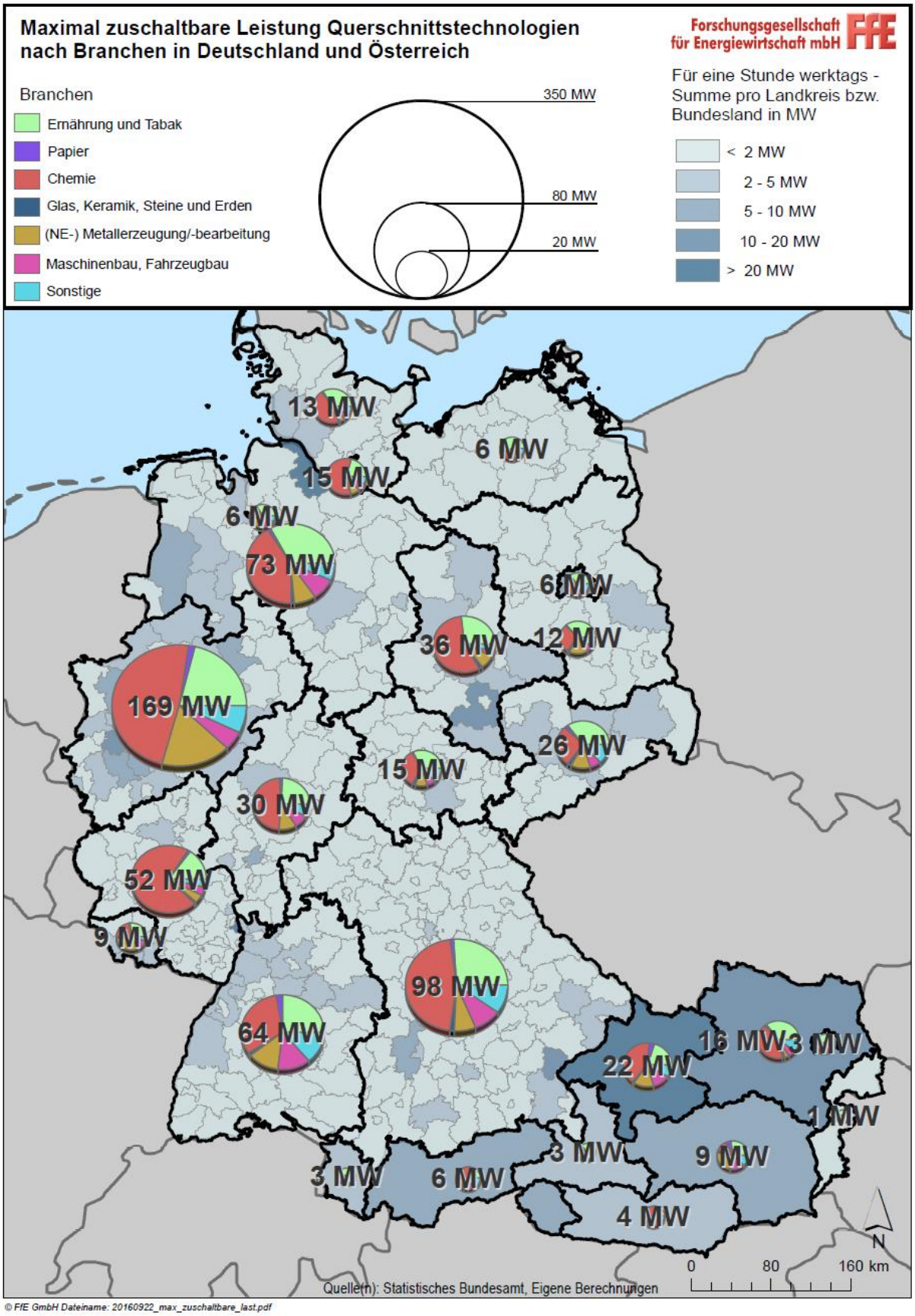


Abbildung 5-196: *Maximal zuschaltbares Potenzial bei Querschnittstechnologien über eine Stunde am Werktag nach /FFE-05 16/*

5.13.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Neben den bereits erwähnten Kategorien zur Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahme werden im folgenden Abschnitt die Aspekte sekundärer Mehrwert sowie möglicher Beitrag zur Betriebsführung bewertet.

Auswirkung auf die Betriebsführung
Die Implementierung von industriellen Flexibilitäten kann einen erhöhten Abstimmungsbedarf zwischen Netzbetreiber und Vermarkter (beispielsweise Energielieferant oder Aggregator) zur Folge haben, wodurch die Betriebsführung erschwert werden kann.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebene
Die Maßnahme Demand Response in der Industrie kann bei Abruf Auswirkungen auf andere Spannungsebenen über den direkten Einsatzort hinaus aufweisen.

Robustheit/ Resilienz gegenüber Störfaktoren
Demand Response in der Industrie wird auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, da diese Maßnahme bereits etabliert ist und hier nur geringe Investitionen für die Implementierung weiterer Flexibilitäten anfallen. Zudem ist zu erwarten, dass industrielle Flexibilitäten über die Systemdienstleistungen Regelenergie und Verordnung zu abschaltbaren Lasten hinaus einsetzbar sein werden.

Somit kann die Robustheit gegenüber externen Störfaktoren als hoch eingestuft werden, denn auch bei zukünftigen strukturellen Änderungen werden Lastflexibilisierungs-maßnahmen eingesetzt werden.

Frequenzhaltung
Da einige Anlagen bereits am Regelenergiemarkt teilnehmen, tragen Demand Response Maßnahmen erfolgreich zur Frequenzhaltung bei.

Bereitstellung von Betriebsreserven
Durch die Nutzung industrieller Flexibilitäten im Sinne von zusätzlichen Erzeugungseinheiten werden die Betriebsreserven aus Sicht des Netzbetreibers erhöht.

Bereitstellung von Regelleistung
Wie bereits erwähnt, ist eine Teilnahme industrieller Flexibilitäten am Regelenergiemarkt bereits etabliert und verbreitet. Insbesondere das Pooling mehrerer Anlagen wurde in den letzten Jahren verstärkt. Sowohl positive als auch negative Sekundärregelleistung und Minutenreserve können mit stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien bereitgestellt werden, wobei nicht alle Anlagen die Anforderungen an die Aktivierungszeit für die Sekundärregelleistung erfüllen. Die Bereitstellung von Primärregelleistung erfolgt nur in seltenen Fällen durch stromintensive Prozesse. Grund hierfür sind hohe Anforderungen an die Aktivierungszeit (Leistungserbringung innerhalb 30 Sekunden) sowie die Voraussetzung, sowohl positive als auch negative Leistung erbringen zu müssen.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
In seltenen Fällen sind größere Betriebe in Besitz inselbetriebsfähiger Netzersatzanlagen, welche die Schwarzstartfähigkeit des Versorgungssystems erhöhen könnten. In den meisten Fällen gilt aber, dass industrielle Lastflexibilisierung keinen Einfluss auf die Schwarzstartfähigkeit des Gesamtsytems hat.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Durch den Abruf negativer Leistung kann es zu einer geringfügigen Erhöhung der Autarkie des Netzgebietes durch industrielle Flexibilitäten kommen. Ob der Autarkiegrad erhöht werden kann, ist abhängig von Abrufzeitpunkt und –dauer.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Durch Implementierung industrieller Flexibilitäten kann der Netzbetreiber Zusatznutzen erlangen, der über die Netzentlastung hinausgeht. Dazu gehörten beispielsweise zusätzliche Messwerte oder verbesserte Kenntnisse hinsichtlich des Netzzustandes.

Auf der Seite des Unternehmens wird durch Demand Response ein detaillierteres Prozessverständnis ermöglicht, da ggf. zusätzliche Messdaten analysiert und ausgewertet werden können, welche letztendlich zur Prozessverbesserung beitragen. Weiterer Mehrwert wird durch ein positives Firmenimage generiert. Hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen können sich Betriebe mit industriellen Flexibilitäten einen Know-How Vorsprung erarbeiten.

Eine negative Auswirkung kann sich durch Ineffizienzen aufgrund überdimensionierter Anlagenleistungen ergeben. Es kann gegebenenfalls zu geringfügigen Verschlechterung und / oder Verbesserung des Wirkungsgrades kommen, wie in Abschnitt 5.13.3.1 beschrieben.

5.13.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Im letzten Abschnitt wird bewertet, welchen Einfluss die Netzoptimierende Maßnahme Demand Response in der Industrie auf Gesellschaft und Umwelt hat.

Strukturveränderung
Gemäß der NOVA-Kategorie kommt es durch den Einsatz von Lastflexibilisierung nur zu einer Optimierung bestehender Anlagen. Durch die Installation von zusätzlicher Informations- und Kommunikationstechnologie im Unternehmen erhöht sich betriebsintern das Know-How hinsichtlich der eingesetzten Prozesse sowie deren Versorgung durch Nebenanlagen. Dies kann beispielsweise auch zu Effizienzsteigerungen führen.

Technisches Risiko
Ein technisches Risiko tritt entweder bei einem Störfall im Prozess / in der Nebenanlage oder bei Beeinflussung der Netzoptimierenden Funktionalität ein. Beide Risiken sind als gering einzustufen, da ein Produktionsausfall bei stromintensiven Prozessen selten auftritt und bei Querschnittstechnologien die Versorgung von Nebenanlagen im Vordergrund steht. Bei Ausfall einer Nebenanlage kann diese Störung entweder innerhalb kurzer Zeit behoben werden oder es existiert eine redundante Anlage, welche die Versorgung zwischenzeitlich übernimmt. Wird die IKT beeinflusst, kommt es zu einer Beeinflussung der Netzoptimierenden Funktionalität. Das Risiko, dass einer der genannten Fälle eintritt, ist allerdings verhältnismäßig gering. Der Ausfall der IKT Infrastruktur wird mit einem potenziellen Schadensmaß in Höhe der Kosten für einen Austausch der Kommunikationsbox beziffert, welche zwischen 1.500 und 3.000 € liegen kann.

Flächenbedarf
Die Implementierung von Lastflexibilisierungsmaßnahme in der Industrie benötigt in der Regel keine zusätzlichen Flächen, da es sich lediglich um eine Ansteuerung von bestehenden Anlagen handelt. Ein sichtbarer Landschaftseingriff ist somit nicht gegeben.

Vorerfahrung
Der Etabliertheitsgrad von Demand Response in der Industrie kann als hoch eingestuft werden, da es sich hier um eine bereits bewährte Technologie mit Vorerfahrung handelt.

Geräuschemissionen
Zusätzliche Lärmbelastung entsteht durch industrielle Flexibilitäten üblicherweise nicht. Eine Ausnahme bilden Netzersatzanlagen bzw. Notstromaggregate, welche bei Abruf positiver Leistung zugeschaltet werden. Netzersatzanlagen stehen aufgrund gesetzlicher Vorgaben für maximal 180 Stunden pro Jahr für eine Zuschaltung zur Verfügung /FFE-05 16/. Allerdings ist die Lärmbelastung während eines Abrufs erhöht, da hier höhere Grenzwerte hinsichtlich der Schallemissionen gelten als bei Anlagen, welche eine höhere Anzahl an jährlichen Betriebsstunden aufweisen. Aufgrund der geringen möglichen Betriebsstunden ist die erhöhte Lärmbelastung jedoch vernachlässigbar.

Handlungsspielraum für den Endverbraucher
Für das Unternehmen selbst ergeben sich durch die Vermarktung von Flexibilitäten Eingriffe in das Nutzverhalten, jedoch sind diese anreizgesteuert und freiwillig.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung
Eine Beteiligung von Bürgern im Entscheidungsprozess bei Demand Response in der Industrie ist als nicht sinnvoll einzustufen.

Transparenz des Verfahrens
Die Bevölkerung wird über industrielle Lastflexibilisierungsmaßnahmen in der Regel nicht informiert und es bestehen keine Konsultationsmöglichkeiten.

Gesellschaftliche Solidarität
Aufgrund der freiwilligen Entscheidung von Unternehmen Demand Response in der Industrie zu nutzen, ist davon auszugehen, dass es keine direkten Auswirkungen auf die gesellschaftliche Solidarität gibt. Generell ist ein fehlendes Grundverständnis der Gesellschaft für die Vorteile von Lastflexibilisierung feststellbar.

Einfluss auf die CO_2-Bilanz des Versorgungsgebietes
Demand Response in der Industrie erhöht beispielsweise durch die Reduktion von Einspeisemanagement die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz. Dadurch kann der CO_2-Ausstoß des Gesamtsystems verringert werden.

EMV für das Umfeld
Industrielle Lastflexibilisierungsmaßnahmen bewirken keine zusätzliche Strahlenbelastung auf die Umgebung.

Schadstoffbelastung
Durch Lastflexibilisierung sind keine Bodenbewegungen erforderlich, wodurch keinerlei Schadstoffbelastungen entstehen.

Auswirkung auf Schutzgut Flora / Fauna und Habitate
Demand Response in der Industrie hat keine Auswirkungen auf Tiere und Vegetation, da keine zusätzlichen Bauten erforderlich sind. Es kommt zu keinem Habitatverlust durch industrielle Flexibilitäten.

Veränderung von Boden / Grundwasser
Die Vorgaben zum Schutz von Grundwasser und Boden durch Wasserwirtschaftsämter und weitere Behörden werden durch Lastflexibilisierungsmaßnahmen nicht beeinträchtigt.

Verunreinigung von Boden / Grundwasser
Da nur vorhandene Anlagen zur Lastflexibilisierung genutzt werden, entsteht keine Verunreinigung von Boden oder Grundwasser durch diese NoM.

Mediale Berichterstattung
Ist in den Medien die Rede von 'Demand Side Management' oder 'Demand Response', wird dieses Konzept meist anhand von Pilotprojekten vorgestellt. Diese NoM wird als sehr innovativ bewertet und es werden sowohl die wirtschaftlichen Vorteile für den

Nutzer als auch der Nebeneffekt eines positiven Beitrags zur Energiewende und zur Versorgungssicherheit genannt. Im Vergleich zu anderen NoM wird in den Medien jedoch nur wenig über diese NoM berichtet.

5.13.4 Ökonomische Grundlagen

Die für die Bewertung der Einsatzreihenfolge und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verwendeten Parameter wurden im Rahmen der Studie „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ quantifiziert und sind in **Tabelle 5-95**, **Tabelle 5-96** und **Tabelle 5-97** für die drei Fälle Lastverschiebung bei und Produktionsausfall bei stromintensiven Prozessen und Lastflexibilisierung bei Querschnittstechnologien dargestellt. Eine Erläuterung zu den nachfolgend beschriebenen Kennwerten erfolgt in den Kapiteln 5.13.1 und 5.13.3.

Tabelle 5-95: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit stromintensiven Prozessen (Lastverschiebung) /FFE-05 16/*

Kategorie	Kennwert	Jahr		Einheit
		2015	2030	
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Belade- & Entlade-Wirkungsgrad	vernachlässigbar		
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbar		
	Lebensdauer	8		a
	Aktivierungszeit	Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Hinsichtlich der Aktivierungszeit kann der Großteil der Anlagen innerhalb von Sekunden bis einigen Minuten geschaltet werden. Generell gilt, dass die Produktionsanlagen nicht dauerhaft zur Verfügung stehen, da in allen Unternehmen der Fokus auf der Produktion liegt. In Einzelfällen würde das Hochfahren aus dem Stillstand bis zu einigen Stunden dauern, in diesen Fällen wird nur eine Reduzierung der Last angestrebt, keine Abschaltung der gesamten Anlage.		
	Leistungsgradient			
	Be- und Entladeleistung	Je Anlage: dreistelliger-kW_{el} bis dreistelliger MW_{el}-Bereich		
	Speicherkapazität	Je Anlage: dreistelliger kWh- bis dreistelliger MWh-Bereich je Abruf		
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	max. 2…4		h/Abruf
	Speicherdauer	bis zu 24		h
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial	2.060 / 180	2.030 / 150	MW
		Angegeben wird das positive (abschaltbare) Potenzial, da alle betrachteten stromintensiven Prozesse hohe jährliche Betriebsstunden aufweisen und kein oder nur geringes negatives Potenzial besteht. In Einzelfällen ist eine Erhöhung der benötigten Leistung möglich (z.B. Chlorherstellung, Zementproduktion).		
	Räumliche Verfügbarkeit	starke räumliche Einschränkung auf Standorte der stromintensiven Prozesse, insgesamt 106 Standorte in Deutschland und 18 Standorte in Österreich (Branchen Alu, Stahl, Chemie, Zement, Papier)		
	Zeitliche Verfügbarkeit	20…50		Abrufe/a
(3) Kosten	Investitionen	0,50	0,50	€/kW
	Fixe Betriebskosten	0,05	0,05	€/(kW*a)
	Variable Kosten	0	0	€/MWh

Tabelle 5-96: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit stromintensiven Prozessen (Produktionsausfall) /FFE-05 16/*

Kategorie	Kennwert	Jahr		Einheit
		2015	2030	
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Belade- & Entlade-Wirkungsgrad	vernachlässigbar		
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbar		
	Lebensdauer	8		a
	Aktivierungszeit	Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Hinsichtlich der Aktivierungszeit kann der Großteil der Anlagen innerhalb von Sekunden bis einigen Minuten geschaltet werden. Im Fall des Produktionsausfalls wird die gesamte Anlage abgeschaltet, in Einzelfällen muss berücksichtigt werden, dass das Hochfahren aus dem Stillstand bis zu einigen Stunden dauert.		
	Leistungsgradient			
	Be- und Entladeleistung	Je Anlage: dreistelliger-kW_{el} bis dreistelliger MW_{el}-Bereich		
	Speicherkapazität	Wird je Anlage über die verschiebbare Leistung x Abrufdauer berechnet: max. Speicherkapazität je Anlage liegt im dreistelligen-MWh bis dreistelligen GWh-Bereich (max. 640 GWh/a für eine Anlage)		
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	Max. Abrufdauer entspricht den jährlichen Betriebsstunden des jeweiligen Prozesses, max. 5.500 - 7.700 h/a		
	Speicherdauer	Unendlich		
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial	6.870 / 810	6.570 / 650	MW
		Angegeben wird das positive (abschaltbare) Potenzial, da alle betrachteten stromintensiven Prozesse hohe jährliche Betriebsstunden aufweisen, wodurch kein oder nur geringes negatives Potenzial besteht.		
	Räumliche Verfügbarkeit	starke räumliche Einschränkung auf Standorte der stromintensiven Prozesse, insgesamt 106 Standorte in Deutschland und 18 Standorte in Österreich (Branchen Alu, Stahl, Chemie, Zement, Papier)		
	Zeitliche Verfügbarkeit	Je nach Prozess max. 5.500 - 7.700 h/a, entspricht den jährlichen Betriebsstunden der jeweiligen Prozesse		
(3) Kosten	Investitionen	0,50	0,50	€/kW
	Fixe Betriebskosten	0,05	0,05	€/(kW*a)
	Variable Kosten	100…450	90…410	€/MWh

Tabelle 5-97: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit Querschnittstechnologien /FFE-05 16/*

Kategorie	Kennwert	Jahr		Einheit
		2015	2030	
(1) Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Belade- & Entlade-Wirkungsgrad	vernachlässigbar		
	Zeitliche Speicherverluste	vernachlässigbar		
	Lebensdauer	8		a
	Aktivierungszeit	Der Leistungsgradient sowie die Mindestlast sind abhängig von der jeweiligen Anlage. Hinsichtlich der Aktivierungszeit kann der Großteil der Anlagen innerhalb von Sekunden bis einigen Minuten geschaltet werden.		
	Leistungsgradient			
	Be- und Entladeleistung	Je Anlage: einstelliger-kW_{el} bis einstelliger MW_{el}-Bereich		
	Speicherkapazität	Je Anlage: einstelliger kWh- bis einstelliger MWh-Bereich je Abruf		
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	üblicherweise etwa 0,5 h/Abruf, in Einzelfällen auch längere Abrufdauer von bis zu mehreren Stunden möglich, allerdings oft abhängig von der aktuellen Produktion (z.B. Kältemaschinen mit Speicher)		
	Speicherdauer	maximal 24 Stunden, üblicherweise kürzere Zeiträume von einigen Stunden, abhängig vom Bedarf der Produktion (z.B. Prozesskälte) bei Anlagen ohne Speicherwirkung (Lüftung, Beleuchtung): unendliche Speicherdauer		
(2) Potenzial (für DE/AT)	Verfügbares Potenzial			
	Positives Potenzial (werktags über 1 h abschalten)	1.180 / 150	1.180 / 150	MW
	Negatives Potenzial (werktags über 1 h zuschalten)	630 / 70	690 / 70	MW
	Räumliche Verfügbarkeit	Potenzial verteilt sich auf ganz Deutschland in Abhängigkeit des Stromverbrauchs des produzierenden Gewerbes		
	Zeitliche Verfügbarkeit	Großteil der Anlagen steht täglich zur Verfügung, da durch Flexibilisierung von Nebenaggregaten kein direkter Einfluss auf Produktion stattfindet, einige der Anlagen stehen mehrmals pro Tag für einen Abruf zur Verfügung, teilweise ist dies abhängig von der aktuellen Produktion (z.B. Kältemaschinen) mittlere Verfügbarkeit ca. 500 h/a		
(3) Kosten	Investitionen			
	<500 kW flex. Leistung	3.000	1.650	€
	>500 kW flex. Leistung	6,20	4,90	€/kW
	Fixe Betriebskosten	0,45	0,45	€/(kW*a)
	Variable Kosten	0	0	€/MWh

Einige Unternehmen mit stromintensiven Prozessen nehmen bereits z. B. am Regelenergiemarkt oder der Verordnung für abschaltbare Lasten teil. Dies ist bei Betrieben, welche Querschnittstechnologien als Flexibilität nutzen, eher selten der Fall.

Als Referenzfall für die weitere Betrachtung wird daher angesetzt, dass die Anlagen der Unternehmen bisher nicht flexibel im Sinne einer externen Vermarktung betrieben werden. Daher fallen bei dieser Netzoptimierenden Maßnahme keine Opportunitätskosten an. Im Falle einer Aktivierung können jedoch bei Produktionsausfall Opportunitätskosten entstehen.

Für die Kostenbewertung in MONA 2030 ist es außerdem notwendig, alle anfallenden Kosten im Verhältnis zur erreichbaren flexiblen Leistung zu stellen. Auf Basis der technoökonomischen Kennwerte lässt sich daher der in Abbildung 5-197 dargestellte Kostenverlauf für die annuitätischen Fixkosten (Investitionen und fixe Betriebskosten) in Abhängigkeit der flexibilisierbaren Leistung ableiten.

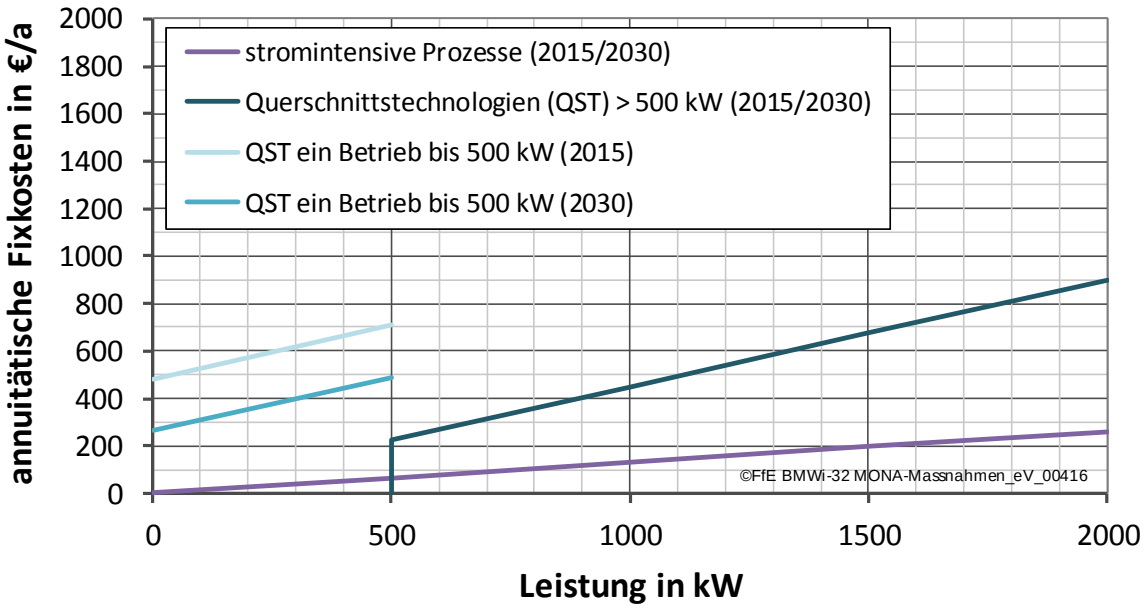


Abbildung 5-197: *Fixkostenverlauf von Demand Response in der Industrie*

5.13.5 Zusammenfassung und Ausblick

In der Netzoptimierenden Maßnahme „Demand Response in der Industrie“ werden industrielle Flexibilitäten für die Bereitstellung positiver oder negativer Leistung genutzt. Neben Verbrauchern, wie stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien, werden auch Erzeugungseinheiten, wie beispielsweise KWK-Anlagen oder Netzersatzanlagen (ebenfalls den Querschnittstechnologien zuzuordnen) bereits heute für eine Vermarktung genutzt. Diese Veränderung des Netzbezugs an einem Netzanschlusspunkt ist bereits etabliert und wurde bisher überwiegend zur Erlösgenerierung aus Betriebssicht eingesetzt, kann aber auch für netzdienliche Zwecke verwendet werden.

Die Kosten für Implementierung und Betrieb der Maßnahme sind sowohl heute als auch 2030 als sehr gering einzustufen. In den meisten Fällen ist lediglich eine Kommunikationsbox nachzurüsten. Bei Bedarf werden zusätzliche Steuerungen oder lediglich Anlagensignale benötigt, letztere werden nach extern weitergegeben. Bei stromintensiven Prozessen liegen die Investitionen mit 0,5 €/kW nochmals deutlich unter denen für Querschnittstechnologien (6,2 €/kW). Fixe Betriebskosten sowie variable Kosten sind für den Betriebsfall Lastverschiebung nahezu vernachlässigbar. Lediglich

im Falle eines Produktionsausfalls müssen die Opportunitätskosten berücksichtigt werden /FFE-05 16/

Das Potenzial industrieller Flexibilitäten ist abhängig von Typtag, Tageszeit und teilweise auch von saisonalen Einflüssen. Bei stromintensiven Prozessen sind diese Einflüsse deutlich geringer ausgeprägt als bei Querschnittstechnologien.
Das positive Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse beträgt werktags über eine Stunde für Deutschland und Österreich ca. 2.230 MW. Das des Produktionsausfalles liegt im gleichen Zeitraum für Deutschland und Österreich bei insgesamt etwa 7.680 MW.
Das positive Potenzial der Querschnittstechnologien beläuft sich werktags tagsüber für Deutschland und Österreich auf ca. 1.330 MW (Zeitraum ebenfalls eine Stunde), während das negative bei 700 MW liegt. Für den Sonntagnachmittag stehen noch etwa 730 MW an positivem Potenzial und ca. 590 MW an negativem Potenzial zur Verfügung. Der Rückgang beider Potenziale ist darauf zurückzuführen, dass am Sonntagnachmittag weniger Anlagen abgeschaltet und auch weniger Anlagen zugeschaltet werden können. Für die Zuschaltung kommen überwiegend Kältemaschinen und Pumpen in Frage, deren Speicherkapazität jedoch begrenzt ist. Eine Zuschaltung aller Anlagen zu jedem Zeitpunkt wäre aus diesem Grund nicht möglich /FFE-05 16/

Zukünftig ist zu erwarten, dass Anpassungen verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen zu einer vermehrten Teilnahme industrieller Flexibilitäten an verschiedenen Märkten führen. Darüber hinaus können durch eine verstärkte Elektrifizierung zusätzliche Flexibilitäten entstehen.

5.14 Demand Side Management in Haushalten

Demand Side Management in Haushalten

Demand Side Management umfasst die **direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite**. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden.

5.14.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

5.14.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme

Aufgrund des aktuellen Wandels der gesamten Energielandschaft müssen Potenziale neuartiger Maßnahmen, die der Netzoptimierung dienen können, analysiert werden. Dabei werden Vorkehrungen sowohl betrieblicher als auch technischer Natur in Betracht gezogen, die zur Verbesserung der Energieinfrastruktur herangezogen werden können.

Eine mögliche Maßnahme stellt in dieser Hinsicht die sogenannte *Demand Side Integration (DSI)* in Haushalten dar. Aufgrund der Volatilität der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien ist auf lange Sicht gesehen der aktuell praktizierte Lastfolgebetrieb nicht mehr möglich. Bei diesem passt sich die Energieerzeugung der momentanen Nachfrage an. In Zukunft wird sich zunehmend der Erzeugungsfolgebetrieb einstellen müssen, bei dem der Anwender seinen Verbrauch der volatilen Erzeugung anpassen muss. Somit kann durch Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch einerseits die Netzstabilität gewährleistet werden, andererseits wird die weitere Integration erneuerbarer Erzeuger in das Gesamtsystem unterstützt. /ACA-02 12/, /BMWI-12 14/ Im Kontext des Erzeugungsfolgebetriebs kann die *DSI* einen wichtigen Beitrag leisten, indem sich Haushaltsgeräte der Energieerzeugung anpassen. Im vorliegenden Bericht werden die Eigenschaften der Lastflexibilisierung im Haushaltsbereich vorgestellt.

Definition

Demand Side Integration (DSI) wird zur besseren Unterscheidung von /VDE-07 12/ in zwei Teilgebiete, nämlich *Demand Side Management (DSM)* und *Demand Side Response (DSR),* aufgeteilt und wie folgt definiert:

- „*Demand Side Management* umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden."
- „*Demand Side Response* umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal, welches meist monetärer Art ist, sprich ein zeitabhängiger Tarif z. B. mit Hoch-, Mittel- und Niedrigtarifzeiten. Der Kunde kann seinen Energiebezug so optimieren, dass er möglichst seinen Energiebedarf in die günstigeren Tarifzeiten legt. Da hier kein zwanghafter Eingriff in das Kundenverhalten erfolgt, sondern nur indirekt über die Preissensibilität des Verbrauchers, benötigt man für Demand-Side-Response-basierte Verbrauchsbeeinflussung ein Prognosemodell, das das Verbraucherverhalten auf Preisänderungen widerspiegelt."

In dieser Maßnahme werden als Verbraucher ausschließlich Haushalte betrachtet. Die Lastflexibilisierung kann ebenso in Industrie oder GHD praktiziert werden. Dies wird gesondert untersucht.

In einigen Projekten wurden zur Erprobung der Technologie bereits unterschiedliche Systeme im realen Einsatz getestet. Dabei wurde unter anderem zwischen automatischer (DSM) und manueller (DSR) Lastverschiebung unterschieden. Bei beiden Varianten werden hinsichtlich verlagerter Verbraucher ähnliche Ergebnisse erzielt, jedoch ist bei der manuellen Lastverschiebung nach einiger Zeit ein Ermüdungseffekt festzustellen. Die nachlassende Aktivität lässt sich durch entsprechende Automatisierung vermeiden /FFE-16 15/. Diese Beobachtung bestätigt sich auch in weiteren Feldversuchen, da im Praxiseinsatz mit automatisierten Lösungen bessere Resultate erreicht werden konnten /BMWI-12 14/. Dieser Zusammenhang wird durch die Aussage einiger Feldtestkunden bekräftigt, die in der Abschlussbefragung angeben, dass sie „(…) eine Integration der Automatisierung in die Haushaltsgeräte“ wünschen /BAUM-04 13/.

Im Folgenden wird deshalb die automatische Lastverschiebung (nach obiger Definition DSM) betrachtet, welche sowohl dem Netzbetreiber mehr Eingriffsmöglichkeiten bietet als auch den Aufwand für den Endkunden minimiert. Dies kann also als obere Abschätzung des Potenzials betrachtet werden, bei nicht vollständiger Automatisierung sind geringere Auswirkungen der Maßnahme zu erwarten.

Motivation

Durch DSM entstehen auf den ersten Blick ungewöhnliche Einschränkungen für den Anwender, da dieser nicht in gewohnter Manier seine Haushaltsgeräte unabhängig von äußeren Faktoren benutzen kann. Jedoch bringt DSM Vorteile sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Netzkunden mit sich.

Der Netzbetreiber kann durch das gewollte Verlagern von Lasten die maximale Netzbelastung reduzieren und somit gegebenenfalls einen Netzausbau vermeiden. Außerdem stehen dem Betreiber steuerbare Lasten zur Stabilisierung der Netze und positive sowie negative Regelenergie zur Verfügung /VDE-07 12/.

Der Netzkunde, also der Verbraucher, kann vorrangig durch Ausnutzung von mehrstufigen Tarifen in Kombination mit Lastverschiebungen finanziellen Profit erwirtschaften. Dafür müssen Verbrauchsprozesse in preisgünstige Tarifzonen verlagert werden /VDE-07 12/. Umfragen bei Kunden, die in einen *DSM*-Feldtest involviert waren, zeigen, dass deren Motivation hauptsächlich auf monetären Anreizen basiert. Ein weiterer Grund ist beispielsweise die Partizipation am Klimaschutz /BAUM-04 13/.

Systembeschreibung

Nach /VDE-07 12/ braucht es für die Erschließung des Lastverschiebungspotenzials sowohl technische als auch wirtschaftliche Voraussetzungen, die neu geschaffen werden müssen. Dabei gehen die Verfasser der Studie insbesondere auf die Tatsache ein, dass die Haushaltsgeräte auf entsprechende externe Signale reagieren können, wofür eine Informations- und Kommunikationsstruktur unabdingbar ist. Die Grundlage für die Nutzung der Flexibilität stellen Smart Meter dar, mit denen variable Tarife abgerechnet werden können.

Die Bereiche Küche, Beleuchtung und Unterhaltungselektronik werden für die weiteren Untersuchungen ausgeschlossen, da die flexible Steuerung dieser Geräte einen erheblichen Komfortverlust für die Hausbewohner bedeuten würde und damit keine Akzeptanz für DSM-Maßnahmen angenommen werden kann /VDE-07 12/. Elektrische Heizsysteme im Haushalt werden als gesonderte Maßnahme behandelt und deshalb hier auch ausgeschlossen, ebenso wie die Verschiebung des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen. Klimatisierung im Haushalt spielt im betrachteten Gebiet kaum eine Rolle und wird deshalb auch nicht berücksichtigt.

Im Folgenden sollen die Haushaltsgeräte beschrieben werden, die aufgrund der oben genannten Restriktion für DSM im Privathaushalt in Frage kommen. Dafür werden sie nach /FFE-16 15/ anhand der gerätespezifischen Charakteristiken klassifiziert:

- Diskret verschiebbare Haushaltsgeräte: In dieser Kategorie werden Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen erfasst.
- Kontinuierlich verschiebbare Haushaltsgeräte: Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Kühl- und Gefriergeräte.

Zur automatisierten Umsetzung von DSM wird häufig ein sogenanntes Energiemanagementsystem verwendet /BMWI-12 14/. Dieses übernimmt die Ansteuerung und die Lastverlagerung geeigneter Haushaltsgeräte nach Vorgaben des Verbrauchers ohne aktives Eingreifen. Dies ist besonders bei komplexen, mehrstufigen Tarifen von Vorteil, denn dies wäre für den Anwender zu aufwendig, und die flexible Last würde weitestgehend ungenutzt bleiben /FFE-16 15/. Zudem eignet sich die manuelle Lastverschiebung vorrangig nur für diskret verschiebbare Haushaltsgeräte. Der Haushaltsbewohner kann durch ein Signal beispielsweise zum Starten seiner Spülmaschine angeregt werden. Sollen in Zukunft vermehrt die thermischen Speicherkapazitäten von Kühl- und Gefriergeräten genutzt werden, sind automatiserte Abläufe sowie dementsprechend kommunikationsfähige Geräte erforderlich.

Generell wurden in den Projekten die Möglichkeiten sowohl einer Verbrauchserhöhung als auch einer Verbrauchsabsenkung erprobt. Als Anreiz, den Verbrauch zu erhöhen, fungierte ein Tarif zu verbilligten Konditionen, analog dazu ein erhöhter Tarif für eine Verminderung des Verbrauchs. Dabei zeigt sich, dass es dem Verbraucher generell leichter fällt, seinen eigenen Verbrauch zu erhöhen als diesen abzusenken /FFE-16 15/.

Eigenschaften der diskret verschiebbaren Geräte – Gruppe 1

Die Gruppe der diskret verschiebbaren Geräte „umfasst alle Technologien, die während des laufenden Prozesses aus Energieeffizienzgründen (erneutes Aufheizen) nicht unterbrochen werden sollten. Dies betrifft Geräte wie Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen, die eine unterschiedliche aber vergleichsweise hohe Durchdringung in den Haushalten haben.“ /VDE-07 12/ Diese Vorgänge können grundsätzlich unterbrochen werden, allerdings entsteht dadurch ein Energiemehrverbrauch, da unter Umständen z. B. das Wasser erneut erwärmt werden muss. Diese Option wird deshalb nicht betrachtet.

Das Lastverschiebungspotenzial der diskret verschiebbaren Geräte bezieht sich darauf, dass das Programm zu einem beliebigen Zeitpunkt gestartet werden kann. Dieser muss in einem von dem Anwender definierten Intervall liegen /VDE-07 12/. Generell wird

angenommen, dass Spül- und Waschmaschinen um drei Stunden verschoben werden können, Wäschetrockner aufgrund des zeitlichen Zusammenhangs mit dem Waschvorgang jedoch eine geringere zeitliche Flexibilität aufweisen /FFE-16 15/. Dies eröffnet die Option, dass Lastspitzen vermieden werden und die Verbrauchsprozesse gleichmäßig auf den Tag verteilt werden können. Ein weiterer Aspekt ist, dass in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien die Startzeitpunkte der diskret verschiebbaren Geräte so gewählt werden, dass diese die resultierenden Einspeisespitzen eindämmen können /BMWI-12 14/.

Eigenschaften der kontinuierlich verschiebbaren Geräte – Gruppe 2

In die Kategorie der kontinuierlich verschiebbaren Haushaltsgeräte zählen alle Anwendungen, die sich durch eine regelmäßige Betriebsweise auszeichnen und stetig betrieben werden. Hierfür lassen sich Geräte wie Wärme-/Umwälzpumpe, Kühl-/Gefrierschrank und Klimatisierungsanlagen aufzählen. Wie eingangs erwähnt, werden davon nur Kühl- und Gefriergeräte weiter betrachtet.

Kühlgeräte können laut Herstellerangaben den Kompressor bis zu einer Stunde, Gefriergeräte sogar bis zu drei Stunden ausschalten, ohne dass Schäden am Kühlgut entstehen /FFE-16 15/. Grund hierfür ist die thermische Speicherfähigkeit und die Toleranz für die zu erreichende Temperatur. So kann im Falle einer Prognoseabweichung volatiler Stromerzeugung oder eines Fehlerfalls in einem Kraftwerk kurzfristig der Verbrauch reduziert werden. Analog dazu können die Speicherkapazitäten der relevanten Geräte vor einer bevorstehenden Lastspitze aufgeladen, also unter die eigentlich notwendige Temperatur abgekühlt werden. Die Geräte müssen auf diese Weise nicht während des Peaks betrieben werden, sondern können die Kälte aus dem Speicher bereitstellen. Diese Maßnahme trägt ebenso zur Vergleichmäßigung der Last bei.

Potenzial des DSM

Im nachfolgenden Abschnitt sollen die Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung in Haushalten beschrieben werden, die in Testprojekten ermittelt wurden. Dabei beziehen sich die Ergebnisse zum Teil auf manuelle Lastverschiebungen. Es wurde bereits erwähnt, dass in Zukunft aufgrund des sich einstellenden Ermüdungseffekts und zunehmender Komplexität eine automatische Lösung angestrebt werden sollte. Allerdings dienen diese Zahlenwerte in erster Linie dazu, das prinzipielle DSM-Potenzial zu veranschaulichen. Des Weiteren wurde ebenfalls dargelegt, dass mit automatisierten Lösungen, verglichen mit manuellen Eingriffen, ähnliche Effekte zu erreichen sind. Aus diesem Grund sind die nachfolgenden Ergebnisse auf automatisierte Lastverschiebung übertragbar. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass mit der zunehmenden Einbindung von Kühl- und Gefriergeräten ein automatisches System Voraussetzung ist, um das Potenzial nutzen zu können.

Tabelle 5-98: *Ermitteltes DSM Potenzial verschiedener Studien*

Quelle	Lastverschiebungspotenzial	Besonderheiten
/BMWI-12 14/	• bis zu 10 %	• variable Tarife oder andere vertragliche Vereinbarungen
/BMWI-12 14/	• 8,7 % (aktive Kunden)	• sowohl automatische als auch manuelle Lastverschiebung • einfacher zeitvariabler Tarif
/BMWI-12 14/	• Malus-Events: bis zu 20 % geringerer Verbrauch • Bonus-Events: bis zu 30 % höherer Verbrauch	• Event-Tarif, der mittels Bonus- und Malus-Events Anreize setzt.
/BMWI-12 14/	• durchschnittlich 11 % bei 100 % Preisänderung • maximal bis zu 35 %	• hohe Akzeptanz für den dynamischen Tarif
/BMWI-12 14/	• günstiger Tarif: Verbrauchs-erhöhung bis zu 10 % • teurer Tarif: Verbrauchs-reduktion von bis zu 5 %	• zuverlässige Lastverschiebung durch Automatisierung • Anreize durch variable Tarife
/BMWI-12 14/	• bis zu 10 % • mit besonderen Anreizen zum Teil höher	• persönliche Beratung durch den Stromversorger
/BMWI-12 14/	• 5–10 % • mit besonders hohen Anreizen bis zu 30 %	
/BAUM-04 13/	• manuell umgesetzt: 3–10% • bei Event-Tarifen mit besonders hohen Preis-spreizungen bis zu 30 % • starke zeitliche Abhängigkeit des Potenzials: Freitag bis zu 19 %, Sonntag 3–6 %	• Ergebnisse werden als nicht repräsentativ angesehen. • berechnetes deutschlandweites Potenzial 7,7 % bzw. 5 %
/BAUM-04 13/	• 8,7 % bei aktiven Kunden • 3,6 % im Mittel	• Anreiz durch mehrstufigen Stromtarif
/BAUM-04 13/	• 4 % bzw. 2,3 % aus den hohen Tarifstufen • 3,3 % bzw. 4,9 % Mehrverbrauch in günstigen Tarifstufen	• vierstufiger E-DeMa Effizienz-Tarif
/BAUM-04 13/	• 6–8 %	• mehrstufiger Tarif
/BAUM-04 13/	• bis zu 12 %	• StromSTA Duo-Tarif • zusätzlich Visualisierungen
/VDE-07 12/	• theoretisches Potenzial 11 GW (Sommer) bzw. 13 GW (Winter)	
/BAUM-04 13/	• bis zu 10 %.	• Ergebnisse nicht repräsentativ • für Deutschland werden 5 % abgeleitet

In **Tabelle 5-98** ist jeweils das DSM-Potenzial hinterlegt, das in den durchgeführten Feldtests erreicht werden konnte. In einer weiteren Spalte sind Besonderheiten, wie beispielsweise die eingesetzten Anreize für teilnehmende Kunden, genannt. Hier wurden

in den meisten Fällen mehrstufige Tarifmodelle, abhängig von verschiedenen Einflüssen wie Strompreis, Nachfrage oder erneuerbarer Einspeisung, angewandt. Der Vergleich der Studien zeigt, dass nur in seltenen Fällen ein Potenzial über 10 % erreicht wurde. Real erzielbare Ergebnisse liegen vermutlich niedriger, da die Teilnehmer von Feldtests tendenziell ein überdurchschnittliches Interesse am Thema zeigen: In /BAUM 04 13/ wird angenommen, dass sich der ermittelte Wert für ein großes Teilnehmerfeld halbiert.

5.14.1.2 Entwicklungspotenzial

Wie bereits in Kapitel 5.14.1.1 festgestellt, hängt die Weiterentwicklung des Flexibilisierungspotenzials in Haushalten maßgeblich von der vorhandenen IKT-Infrastruktur ab, da diese die Grundvoraussetzung für die automatische Lastverlagerung bildet. Nach /FFE-16 15/ ergeben Prognosen, dass bis zum Jahr 2030 ca. 60 % der Haushaltsgeräte in ein Smart-Home-System integriert werden können und somit auch für Lastflexibilisierung einsetzbar sind. Dabei werden die Kosten für notwendige IKT-Infrastruktur kontinuierlich sinken, wobei der Erfolg der DSM in privaten Haushalten insbesondere von *„einer Kombination des wirtschaftlichen, des technisch verschiebbaren sowie des von den Nutzern akzeptierbaren Potenzials“* abhängen wird /FFE-16 15/.

Die Höhe der verschiebbaren Leistung steigt deutlich an, sofern Kühl- und Gefriergeräte verstärkt in die automatisierte Flexibilisierung eingebunden werden. Somit ist in den kommenden Jahren ein starkes Wachstum von DSM zu erwarten. In **Abbildung** 5-198 sind grafisch die Zahlenwerte für das theoretische DSM-Potenzial in Haushalten dargestellt, welche im Rahmen einer Studie des VDE berechnet wurden /VDE-07 12/. Hier ist zu beachten, dass die Darstellung das gesamte DSI-Potenzial und damit auch elektrische Heizsysteme und Elektrofahrzeuge umfasst, welche, wie bereits beschrieben, nicht in dieser netzoptimierenden Maßnahme behandelt werden.

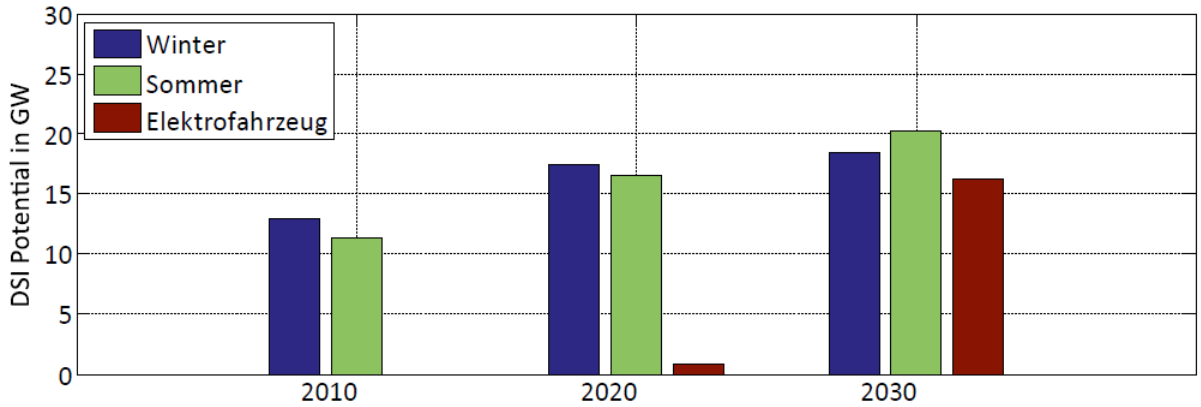


Abbildung 5-198: *Theoretisches DSI-Potenzial /VDE-07 12/*

Das theoretisch verfügbare Potenzial verringert sich, da die zeitliche Verfügbarkeit zusätzlich berücksichtigt werden muss. Damit kann das technisch nutzbare DSI-Leistungspotenzial von Haushalten in den betrachteten Jahren ermittelt werden. In **Tabelle** 5-99 sind daher die Zahlenwerte für die technisch verschiebbare Leistung sowie für die verlagerbare Energie aufgelistet.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die prognostizierte Entwicklung der verschiebbaren Leistung und Energie für Haushalte in den Jahren 2010, 2020 und 2030. Dabei lässt

sich erkennen, dass sich im Haushaltsbereich die flexible Leistung bis 2030 mehr als verdoppelt und gleichzeitig die verlagerbare Energie um ungefähr den Faktor vier vergrößert. Das kann damit begründet werden, dass die Kopplung des Strom- und Wärmesektors zu mehr installierter Leistung führt. Durch die zunehmende Speicherkapazität kann die Last entsprechend für längere Zeiträume verschoben werden.

Tabelle 5-99: *Technisches DSI-Potenzial im Sektor Haushalte /VDE 07 12/*

Verschiebbare Leistung	Verlagerbare Energie
2010: 2,6 GW	2010: 8,0 TWh/a
2020: 3,8 GW	2020: 12,4 TWh/a
2030: 6,0 GW	2030: 32,3 TWh/a

In einer weiteren durchgeführten Studie der dena wurde ebenfalls das Potenzial von Haushaltsgeräten zum Lastmanagement, hier bezogen auf den Regelleistungsmarkt, untersucht. Dabei wurden im ersten Schritt Daten über die Speicherkapazität und installierter Leistungen der unterschiedlichen Prozesse gesammelt. Weiterhin liegen für die verfügbaren Leistungen die entsprechenden Zeitprofile vor, die die Verfügbarkeit der Geräte abbilden. Daraus konnten für die untersuchten Geräte Zahlenwerte berechnet werden, die in **Abbildung 5-199**, in Abhängigkeit ihres Energieverbrauchs, visualisiert sind. Dabei ist zu beachten, dass die aufgeführten Zahlenwerte lediglich die Potenziale der einzelnen Technologien wiederspiegeln und keine Wertung über das ökonomisch nutzbare Potenzial zulassen. Die Grafik zeigt auch, dass nur ein geringer Anteil des in der Literatur ausgewiesenen Potenzials auf die hier betrachteten Gerätetypen zurückzuführen ist und Heizsysteme den dominanten Einfluss bilden. /DENA-17 10/

Anhand der angewandten Methode ergeben sich für den Haushaltssektor ein durchschnittlich positives Potenzial von 6,7 GW und ein negatives Flexibilisierungspotenzial von 35,3 GW. Simulationen ergeben für das Jahr 2020 einen Umfang von verlagerbarer Energie von ca. 12 TWh. Diese Ergebnisse liegen in der gleichen Größenordnung wie die der VDE-Studie. /DENA-17 10/ Trotz der sich ähnelnden Aussagen zeigt dies, dass exakte Prognosen nicht möglich sind. Dies bestätigt auch der Exkurs der Studie, der auf Basis einer angepassten Datengrundlage neue Werte für das positive und negative Flexibilisierungspotenzial angibt. Die Veränderung ist in der detaillierteren Betrachtung der Haushalte begründet. Es werden für die neuen Berechnungen sieben verschiedene Haushaltsprofile zugrunde gelegt, die die vorkommenden Haushalte bestmöglich widerspiegeln sollen. Damit ergibt sich ein negatives DSM-Potenzial von 7,0 GW und ein positives DSM-Potenzial von 32,0 GW. /DENA-17 10/

Trotz der Betrachtung inklusive elektrischer Heizsysteme zeigt dieser Literaturvergleich, dass die Prognose zukünftiger DSM-Potenziale sehr sensitiv auf veränderte Eingangsdaten reagiert. Obwohl in der Literatur übereinstimmend ein Anstieg des Potenzials bis 2030 und darüber hinaus angenommen wird, kann also kein verlässlicher Prognosewert angegeben werden.

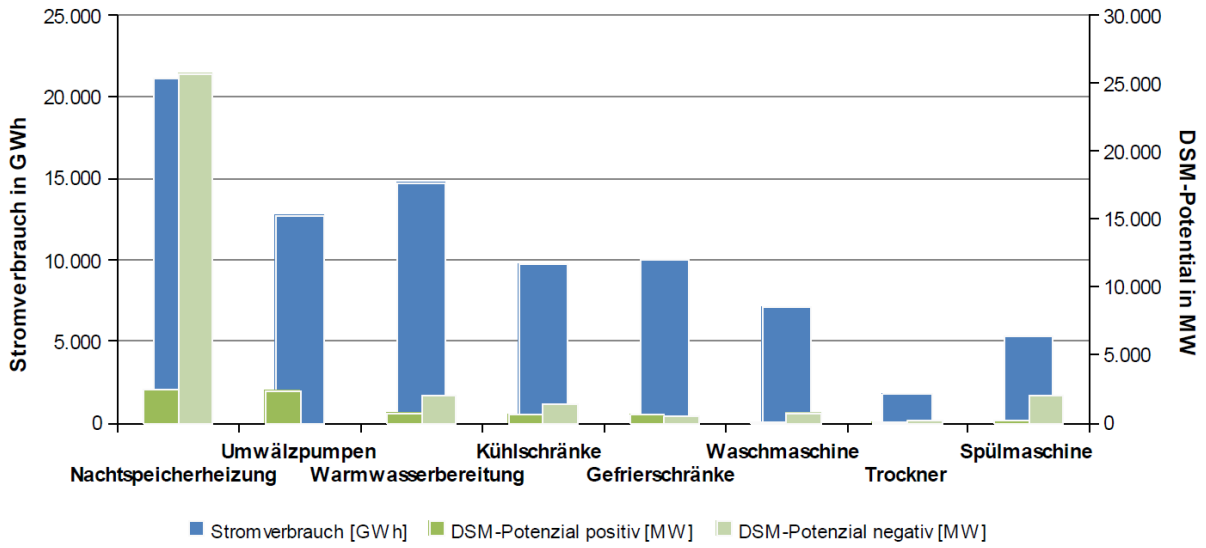


Abbildung 5-199: *Übersicht der durchschnittlichen DSM-Potenziale für Regelleistung im Haushaltssektor /DENA-17 10/*

Ein weiteres wichtiges Kriterium, das für das zukünftige Entwicklungspotenzial von Relevanz ist, ist die Entwicklung der jeweiligen Kostenkomponenten. Wie später noch ausgeführt wird, ist zu erwarten, dass die zusätzlichen Kosten für die Erschließung und den Betrieb dieser netzoptimierenden Maßnahme bis 2030 deutlich sinken.

Risikofaktoren:

In diesem Abschnitt sollen Black Swans, d. h. Risikofaktoren der eingesetzten Technik identifiziert werden, die mit einer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit der NoM gleichzusetzen sind.

An erster Stelle ist die **Akzeptanz** der Technologie aufzuführen, welche für die zukünftige Ausbreitung und Verwendung eine entscheidende Rolle einnehmen wird. In diesem Kontext ist ein fehlendes Grundverständnis der Gesellschaft für die Vorteile von Lastflexibilisierung feststellbar. Dies kann mit dem Fehlen von aussagekräftigen Untersuchungen bezüglich Kosten und Nutzen zusammenhängen. Die Planung und Durchführung von weiteren Feldtests in größerem Rahmen kann dazu beitragen, dass das Vertrauen in die Systemsicherheit ansteigen wird. Die Akzeptanz wird entscheidend durch einen wirtschaftlichen Vorteil bestimmt. Hierfür sind jedoch von den Energieversorgungsunternehmen in Form von variablen Tarifen deutliche Anreize zu schaffen, um die Attraktivität der Technologie zu fördern /ICL-01 08/. Sofern nicht nachweisbar ist, dass sich DSM in finanzieller Hinsicht lohnt, fehlen auf Haushaltsebene die Anreize, die Geräteflexibilitäten zur Verfügung zu stellen /UCD-01 15/. Als Schwierigkeit ist hier ebenfalls zu nennen, dass keine qualitativ hochwertigen Daten aus großflächigen Testgebieten vorliegen, mit denen Potenzialanalysen durchgeführt werden könnten. Daher empfiehlt es sich, mit den aktuell vorhandenen Datensätzen unter sinnvollen Annahmen Analysen durchzuführen. Diese sollten in regelmäßigen Abständen mit aktualisierten Daten wiederholt werden, um die Aussagen entweder zu korrigieren oder nachzubessern. Das „US Department of Energy“ betont, dass ohne eine robuste Analyse die Systemstabilität nicht wirksam gerechtfertigt werden kann, was zu einer geringen Akzeptanz führen wird /UCD-01 15/.

Als nächstes ist die Frage der **Finanzierung** zu nennen. Wer kommt für die initialen Investitionskosten und für die fixen Betriebskosten auf? Ist es der Stromnetzbetreiber? In diesem Fall muss für diesen aufgrund des Einsatzes von DSM ein derartiger Vorteil für die Betriebsführung entstehen, dass auf die Haushalte keine Kosten umgelegt werden müssen. Muss allerdings der Haushalt komplett für die Kosten aufkommen, besteht die Gefahr, dass dieser entweder aufgrund von vermeintlich nicht erkennbarem Nutzen der Technologie von Beginn an skeptisch entgegensteht oder wegen fehlender wirtschaftlicher Rentabilität seine Teilnahme ablehnt. Aus diesem Grund muss sich diese Netzoptimierende Maßnahme für den Haushalt zum einen finanziell lohnen und zum anderen muss dieser für die eingesetzte Technik sensibilisiert werden, um Akzeptanz und Bereitschaft zur dauerhaften Teilnahme zu erreichen /BMWI-12 14/. Ein sich ergebender finanzieller Vorteil ist in dieser Hinsicht wichtiger als die aktive Mithilfe am Klimaschutz. Die Bereitschaft zum Einsatz der Technologie seitens der Haushaltskunden kann dadurch gefördert werden, dass durch die grafische Aufbereitung des ermittelten Verbrauchs Rückschlüsse auf den Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und den entstandenen Kosten gezogen werden können. Dadurch kann der Anwender sein Verhalten an die Umstände anpassen. Die Rückmeldung über das eigene Verbrauchsverhalten führte darüber hinaus bei Probanden zu einer dauerhaften Verhaltensänderung /UCD-01 15/. Ein weiteres Problem ist die Ungewissheit, ob die Einsparungen, die ein Haushalt durch Lastflexibilisierung erzielen kann, die Kosten für die Infrastruktur decken können. Dies

hängt stark davon ab, wie oft die Flexibilität verwendet werden kann und wie groß die Preisspanne der variablen Kosten ist. Da der finanzielle Aspekt die primäre Motivation der Kunden ist und nicht belegt werden kann, ob durch die Einsparungen überhaupt die Investitionskosten gedeckt werden können, ist diese Ungewissheit eine große potenzielle Gefahr für die Durchdringung von DSM /UCD-01 15/.

Weiterhin stellen Fragen des Datenschutzes ein Akzeptanzrisiko dar. Nicht nur aufgrund der zuletzt bekannt gewordenen Abhörskandale spielt in einer zunehmend digitalisierten Welt die Sicherheit der eigenen Daten eine wichtige Rolle /FFE-16 15/. Für einen effektiven Einsatz müssen dem Stromnetzbetreiber die Verbrauchsdaten der Haushalte zur Verfügung stehen. Diese werden über Smart Meter übertragen. Hierbei muss frühzeitig festgelegt werden, wie diese sensiblen Daten wirksam geschützt und zweckgebunden analysiert werden.

Ein weiterer Risikofaktor ist das ungewollte Eindringen von außen in das Energiemanagementsystem des Haushalts. Wie bereits erwähnt, sind die Entwicklungsmöglichkeiten für eine automatische Lastverschiebung am größten. Damit geht einher, dass im Haushalt eine Steuereinheit installiert sein muss, über die die jeweiligen Haushaltsgeräte geregelt werden können. Hier muss ein zuverlässiger Schutz existieren, der ein unerwünschtes Eindringen von außen und eine mögliche Manipulation der Steuereinheit verhindern kann.

Ein zusätzlicher Aspekt, der die Entwicklung von DSM behindern könnte, ist, verglichen mit anderen netzoptimierenden Maßnahmen, die erhöhte **Systemkomplexität** durch die erschwerte Betriebsführung seitens des Netzbetreibers /ICL-01 08/.

Zuletzt nimmt der **rechtliche Rahmen** eine wichtige Stellung bezüglich des Entwicklungspotenzials ein. Seitens der Politik müssen klare Gesetze geschaffen werden, die innovative Modelle wie die automatisierte Lastflexibilisierung rechtlich ermöglichen. In Kapitel 5.14.2 wird genauer auf einen neuen Gesetzesentwurf, den aktuellen Stand und Defizite eingegangen, die noch überarbeitet werden müssen, um einen passenden rechtlichen Rahmen zu schaffen.

5.14.1.3 Case Study

In diesem Abschnitt soll nun ein Beispiel vorgestellt werden, das den Einsatz der Maßnahme in der Praxis beschreibt und dessen Ergebnisse evaluiert.

Stellvertretend wird an dieser Stelle aus den E-Energy Projekten die „Modellstadt Mannheim (moma)“ gewählt, welches sich auf „(…) zur Flexibilitätserschließung besonders auf thermische Speicherpotenziale von Kälte- und Wärmeanlagen und auf nicht speicherbehaftete Geräte im Haushalt sowie auf die Anreizsteuerung mit variablen Tarifen (…)“ konzentrierte /MOMA-01 13/.

Während der durchgeführten Feldtests konnte eine starke Reaktion der Haushaltsbewohner auf variierende Strompreise festgestellt werden. In **Abbildung 5-200** sind die Veränderungen grafisch dargestellt.

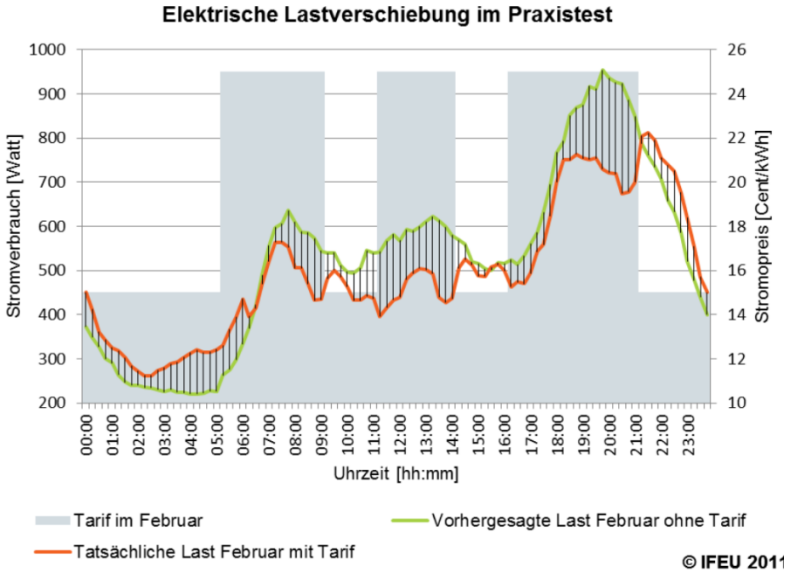


Abbildung 5-200: *Elektrische Lastverschiebung im Praxistest /MOMA-01 13/*

Die grüne Kurve bezieht sich dabei auf einen Referenzmonat, in dem keine variablen Tarife angewandt wurden. Im Kontrast dazu stellt die rote Kurve den Stromverbrauch der Feldtestteilnehmer im Monat Februar dar, in dem nach einem zweistufigen Stromtarif abgerechnet wurde. Der Preis ist dabei im Hintergrund als graue Fläche dargestellt, womit sich während des Tages vier Niedertarifzeiten und drei Hochtarifzeiten ergeben. Die Auswertungen zeigen, dass etwa 6–8 % der Last in Niedertarifzeiten verschoben wird. Dazu wurde eine teilweise Automatisierung des Lastverschiebungsvorgangs eingesetzt. /MOMA-01 13/

Im Projekt wurden keine Auswirkungen auf konkrete Netzengpässe betrachtet. Die Darstellung der Lastverlagerung zeigt aber, dass die Möglichkeit und Bereitschaft dazu stark zeitabhängig ist und damit nicht auf beliebige kritische Situationen reagiert werden kann.

5.14.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt werden die regulierenden Vorschriften vorgestellt, die die netzoptimierende Maßnahme direkt oder indirekt betreffen. Dabei wird insbesondere auf die Gesetzeslage bezüglich intelligenter Messsysteme (Smart Meter) eingegangen.

Im Jahr 2008 wurde durch die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und der Messzugangsverordnung der Grundstein gelegt, um den Wettbewerb für das Zähl- und Messwesen kontinuierlich zu öffnen. Diese Veränderungen sollen vor allem bezwecken, dass zum einen die Freiheit des Kunden gewahrt wird und zum anderen keine technischen Standards für Smart Meter festgelegt werden. Ansonsten gibt es keine Vorschriften, wann und wie ein flächendeckender Roll-out zu erfolgen hat /BNETZA-05 10/:

> *„Laut Plänen der Bundesregierung sollen intelligente Zähler bis 2032 alle Zählpunkte im Privatkundenbereich in der Bundesrepublik abdecken. Die Messstellenbetreiber bleiben in der Verantwortung, ihren Roll-Out selbst zeitlich und finanziell effizient zu gestalten.“ /BMWI-10 12/*

Für Deutschland sind im § 21 EnWG die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang aufgelistet. Dabei sind die Vorschriften für den Einbau von Messsystemen und eine Definition über deren Funktionalität mit enthalten. In § 21c wird aufgezählt, in welchen Fällen Messstellenbetreiber entsprechende Messsysteme verbauen müssen, sofern dies technisch realisierbar ist. Dies trifft auf Gebäude zu, die entweder neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder im umfangreichen Rahmen renoviert werden. Haushalte, die einen höheren Jahresverbrauch als 6.000 kWh aufweisen, müssen ebenfalls mit einem Messsystem ausgestattet werden. Außerdem werden Anlagenbetreiber eingeschlossen, die Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 7 kW in Betrieb nehmen. /ENWG-01 15/

Im folgenden Paragraphen § 21d wird ein Messsystem wie folgt definiert:

> *„Ein Messsystem im Sinne dieses Gesetzes ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“ /ENWG-01 15/*

Demzufolge muss das Messsystem sowohl den Energieverbrauch erfassen als auch übertragen können, wofür ein Kommunikationskanal mit dem Messstellenbetreiber existieren muss.

Weiterhin wird darauf eingegangen, dass die verbauten Messgeräte den eichrechtlichen Vorschriften nachkommen müssen. Dazu werden Anforderungen hinsichtlich Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität im § 21e ausformuliert. Insbesondere wird dabei im § 21g darauf eingegangen, wie mit den generierten personenbezogenen Daten umzugehen ist. /ENWG-01 15/

Für Pilotprojekte oder Modellregionen bietet sich für die Bundesregierung die Möglichkeit, unter Zustimmung des Bundesrates Sonderregelungen zu definieren, um die Vorhaben gegebenenfalls besser umsetzen bzw. analysieren zu können. /ENWG-01 15/

Ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt ist die Regelung des Ablaufes von Demand Side Management. Es ist zu klären, wie konkret eine automatische Ansteuerung der Flexibilitäten in einem Haushalt zu erfolgen hat. Dabei stellt sich insbesondere die Frage nach dem Aufbau der Verträge zwischen Haushalt und Verteilnetzbetreiber und wie eine Ansteuerung der Haushaltsgeräte genau erfolgen kann.

Die Bundesregierung hat im Oktober 2015 einen Gesetzesentwurf zur Digitalisierung der Energiewende veröffentlicht. In diesem sollen die Weichen für einen sicheren und effizienten Einsatz von intelligenten Messsystemen gestellt werden. Dabei wird besonders auf die technischen Mindestanforderungen zum Datenschutz und Datensicherheit, Kosten und Nutzen sowie die Regelung des Datenverkehrs eingegangen. Dabei wird in § 60 des Gesetzesentwurfes aufgeführt, dass der Verteilnetzbetreiber je Zählpunkt nur Arbeit und Leistung als Monatswert sowie die aufgetretene Maximalleistung erhält /BREG-01 15/.

Dies ruft beim Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Kritik hervor, die in Form einer Stellungnahme des FNN veröffentlicht wurde. Darin wird angemerkt, dass die Last-, Einspeise- und Zählerstandsgänge für die Netzbetreiber nicht in der erforderlichen Zeitspanne zur Verfügung stehen, um ein Last- und Einspeisemanagement betreiben zu können. Als Begründung wird die Verlässlichkeit der verwendeten Prognosen genannt, die mit der Aktualität der Daten zunimmt. /VDE-04 15/

Aus diesem Grund wird durch den FNN vorgeschlagen, dass § 66 des Gesetzesentwurfes insofern ergänzt wird, dass der Netzbetreiber die Messwertnutzung für innovative Ansätze beim Netzbetrieb verwenden dürfen, um Last- und Einspeisemanagement zu ermöglichen. /VDE-04 15/

Hieraus wird ersichtlich, dass im Hinblick auf den rechtlichen Rahmen Ungewissheit hinsichtlich automatisierten Lastmanagements vorliegt bzw. genaue Regularien noch eindeutig zu definieren sind. In diesem Zusammenhang würden Feldtests, in denen automatisiertes DSM praktiziert wird, die Notwendigkeit einer gesetzlichen Definition hervorheben.

5.14.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

In diesem Kapitel soll eine Bewertung der Maßnahme anhand der Kategorien und Kriterien des Morphologischen Kastens vorgenommen werden. In vier Kategorien werden alle Kriterien zusammengefasst, welche für die Beschreibung von Netzoptimierenden Maßnahmen relevant sind.

5.14.3.1 Technologie

In der Kategorie ‚Technologie' konnten 22 Kriterien identifiziert werden, welche alle technischen Eigenschaften der Netzoptimierenden Maßnahmen beschreiben.

Netzebene
Der Anschlusspunkt privater Haushalte ans öffentliche Stromnetz befindet sich in der Regel im Niederspannungsnetz, die NoM wirkt also entsprechend auf der Niederspannungsebene.

Einsatzort
Die NoM wirkt durch Beeinflussung der bezogenen Leistung des Haushalts. Aus Netzssicht stellt deshalb der Netzanschlusspunkt des betreffenden Haushalts den Einsatzort dar. Bei flächendeckendem Einsatz der Maßnahme wirkt diese also an einer Vielzahl von Stellen im Niederspannungsnetz und kann so flexibel genutzt werden.

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz
Die Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz ist bei DSM nicht gegeben, da ein Smart Meter und ein Energiemanagementsystem nur einmal pro Netzanschlusspunkt eingesetzt werden können. Innerhalb des Haushalts stehen in der Regel aber mehrere Geräte zur Verfügung, welche angesteuert werden können.

Skalierbarkeit der Maßnahme
Die NoM ist nicht skalierbar. Zur Erschließung ist in jedem Fall die entsprechende Kommunikationsinfrastruktur notwendig, welche durch die Einbindung der einzelnen Geräte die „Größe" der NoM definiert. Diese ist also bei Installation der NoM festgelegt.

Regelbarkeit
Durch Anwendung der NoM kann der Verbrauch sowohl erhöht als auch verringert werden, womit flexibel auf verschiedene Netzbelastungssituationen reagiert werden kann. Dabei sind jedoch Einschränkungen abhängig von Tages- und Wochenzeiten sowie dem individuellen Benutzerverhalten zu beachten. Die Maßnahme ist also dynamisch einsetzbar, weist dabei aber eine geringe Flexibilität auf.

Ansprechzeit
Bei vorausgesetzter Verfügbarkeit der NoM (also entsprechender Vorbereitung durch den Verbraucher bei Gruppe 1 oder passendem Temperaturbereich bei Gruppe 2) wird die Ansprechzeit im Wesentlichen durch die Übertragung der notwendigen Steuersignale bestimmt. Die exakte Zeit ist also abhängig von der gewählten Kommunikationstechnologie und liegt etwa im Bereich von einigen Sekunden bis zu einer Minute.

Leistungsgradient
Der exakte Leistungsgradient kann nicht generell quantifiziert werden, da dieser vom konkret verwendeten Haushaltsgerät abhängt. Beispielhafte Messungen diverser Geräte von verschiedenen Herstellern zeigen aber, dass die Maximalleistung des betreffenden Geräts meist in 1 bis 3 Minuten erreicht ist.

Regelgenauigkeit
Mittels DSM im Haushaltsbereich ist die Spannung im Netzgebiet nicht direkt regelbar, da nur indirekt Einfluss durch Veränderung der bezogenen Leistung ausgeübt werden kann. Diese Leistung kann nur in diskreten Stufen, abhängig von den individuell vorhandenen Geräten im betrachteten Haushalt variiert werden; die Regelgenauigkeit ist deshalb nicht generell quantifizierbar.

Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung
Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung treten nicht auf, da durch den fast gleichbleibenden Gesamtenergiebedarf keine zusätzlichen Netzverluste entstehen.

Abrufbarkeit
Auch bei der Betrachtung der möglichen Abrufdauer hängen genaue Werte vom individuell eingesetzten Modell ab, als Größenordnung kann ein Bereich von wenigen Stunden angegeben werden.

Zeitliche Verfügbarkeit
Hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit ist zwischen den beiden Gerätegruppen zu unterscheiden: Bei Gruppe 1 ist grundsätzlich eine Mitwirkung des Verbrauchers, beispielsweise das Befüllen von Wasch- oder Spülmaschine, notwendig. Die Bereitschaft dazu ist stark vom individuellen Verbraucherverhalten abhängig, welches von verschiedenen Gewohnheiten und Verpflichtungen getrieben ist. Die Verfügbarkeit der NoM weist also Abhängigkeiten von Tageszeit und Wochentag auf. Die in **Abbildung** 5-201 dargestellten typischen Betriebszeiten von Waschmaschinen illustrieren diese Problematik beispielhaft.

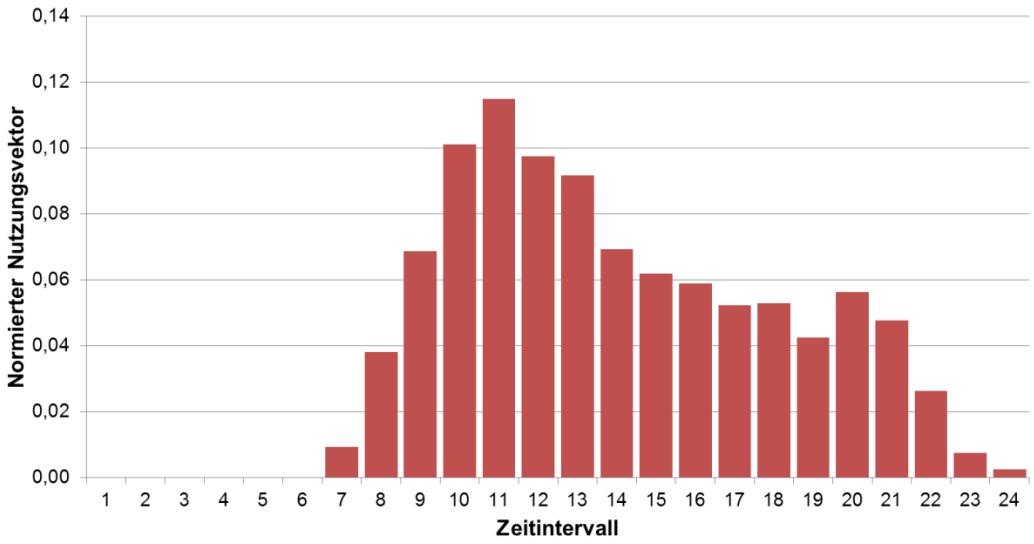


Abbildung 5-201: *Typische Betriebszeiten von Waschmaschinen /VDI-01 97/*

Die Geräte in Gruppe 2 sind typischerweise durchgehend in Betrieb. Generell ist also von einer permanenten Verfügbarkeit auszugehen, welche im Einzelfall durch Ereignisse wie beispielweise zu lange Öffnung des Kühlgeräts und daraus resultierender zu hoher Temperatur eingeschränkt werden kann.

Wirkungsgrad der NoM
Hier ist zwischen den beiden betrachteten Gerätegruppen zu unterscheiden. Für die diskret verschiebbaren Geräte in Gruppe 1 beträgt der Wirkungsgrad 100%, da abgesehen von der Veränderung des Startzeitpunkts keine Veränderung des Betriebs und damit auch kein erhöhter Energiebedarf entsteht. Bei kontinuierlich verschiebbaren Geräten in Gruppe 2 kann es durch die veränderte Temperatur zu geringfügig erhöhten thermischen Verlusten kommen; aus diesem Grund ist der Wirkungsgrad hier zum Teil kleiner als 1, aber weiterhin sehr hoch.

Überlastfähigkeit
Die NoM ist nicht überlastfähig. Die Geräte der Gruppe 1 sind charaktierisiert durch einen festgelegten Lastgang mit fixer Maximalleistung, der nur durch Verschiebung des Startzeitpunkts variiert werden kann. Gruppe 2 ist beschränkt durch den zugelassenen Temperaturbereich. Da Schäden am Kühl- oder Gefriergut nicht toleriert werden, ist auch hier keine temporäre Überlast möglich.

Störungsanfälligkeit
Störungen der grundlegenden Funktionen der Haushaltsgeräte sind nicht der NoM zuzurechnen, da diese auch ohne DSM auftreten würden. Als hier relevante Störungen sind also nur Ausfälle der Kommunikationsinfrastruktur zu betrachten, welche aufgrund der Standardisierung nur eine geringe Anfälligkeit aufweist.

Aufwand für Störungsbeseitigung
Der Aufwand für die Störungsbeseitigung bei dieser Maßnahme ist als gering einzustufen. Bei Softwarefehlern kann eine Fehlerbehebung durch die Leitstelle des Stromnetzbetreibers erfolgen; bei Hardwarefehlern schafft ein Austausch des Smart Meters oder des Energiemanagementsystems Abhilfe. Beides kann in der Regel innerhalb eines Arbeitstags erledigt werden.

IKT-Bedarf der NoM
Der Einsatz der NoM erfordert Datenerfassung und Steuerung an vielen Stellen. Zur optimalen Regelung ist die Erfassung des aktuellen Betriebszustands aller angeschlossenen Geräte sowie die Steuerung dieser Geräte notwendig. Zusätzlich ist noch der Netzzustand ausreichend zu erfassen.

Technology Readiness Level
Derzeit erreicht die Maßnahme TRL 6. Es seien stellvertretend die sieben Testregionen erwähnt, die im Rahmen von E-Energy mit Smart Metern ausgestattet wurden. Innerhalb dieser konnte eine Einsatzumgebung geschaffen werden, in der verschiedene Aspekte von DSM untersucht werden konnten /BMWI-12 14/. Bis 2030 ist eine weitere Entwicklung hin zu TRL 9 zu erwarten.

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung
Durch DSM sind keine Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung festzustellen.

Spannungshaltung
Durch den Einsatz am Netzanschlusspunkt ist die spannungshaltende Wirkung einer NoM, also eines flexiblen Haushalts, im Wesentlichen eine lokale. Bei Ansteuerung aller Haushalte im Netzgebiet kann diese gegebenenfalls auf das gesamte Netzgebiet erweitert werden.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Durch die reine Verschiebung der Betriebszeiten von Haushaltsgeräten ändert sich nichts an deren Blindleistungsverhalten, es wird also keine zusätzliche Blindleistung zur Verfügung gestellt.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragefähigkeit
Der Einsatz der Maßnahme hat keine Auswirkung auf die Eigenschaften des Netzes, es ergeben sich also auch keine Änderungen der thermischen Limits oder der maximalen Stromtragefähigkeit.

5.14.3.2 Wirtschaft

In der Kategorie „Wirtschaft“ konnten zwölf Kriterien identifiziert werden, welche die Wirtschaftlichkeit der Netzoptimierenden Maßnahmen für alle Akteure beschreiben. Wirtschaftliche Bewertungskriterien hängen dabei in hohem Maße von den geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen ab und werden daher hier in einer Kategorie zusammengefasst.

Akteur
Bezüglich der Verantwortlichkeiten für die betrachtete NoM kann nicht eine einzige verantwortliche Instanz ausgemacht werden, da beim Einsatz von DSM mehrere Akteure involviert sind. Der Messstellenbetreiber, also im Allgemeinen der Netzbetreiber, ist dazu verpflichtet, die entsprechenden Messsysteme in privaten Haushalten zu installieren. Der Energieversorger muss über variable Tarife ein Anreizpotenzial für die Verwendung der Flexibilisierung generieren und wie bereits ausgeführt ist die Akzeptanz der Verbraucher die Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung. Zusätzlich kann die Regelung der ansteuerbaren Anlagen an einen Aggregator ausgelagert werden.

Einordnung der NoM
Aufgrund der Tatsache, dass DSM kein klassisches Betriebsmittel darstellt und die Besitzverhältnisse außerhalb des Netzbetriebs liegen, ist DSM den Netzorientierten Maßnahmen zuzuordnen.

Investitionen
Es wird angenommen, dass zur Durchführung der Maßnahme ausschließlich bereits vorhandene Haushaltsgeräte genutzt werden. Zusätzliche Investitionen betreffen daher nur die notwendige IKT-Infrastruktur und werden im entsprechenden Kapitel gesondert behandelt.

Fixe Betriebskosten
Die fixen Betriebskosten ergeben sich ebenfalls aus den IKT-Wartungskosten, da davon abgesehen keinerlei Kosten anfallen.

Variable Betriebskosten
Da der möglicherweise erhöhte Zeitaufwand des Verbrauchers bei der Vorbereitung der Geräte nicht mit einem fixen Stundensatz monetär bewertet werden kann, fallen auch unter diesen Punkt ausschließlich die geringen Kosten zur Ansteuerung mittels vorhandener Kommunikationswege.

Lebensdauer
Für die Lebensdauer der gesamten IKT-Infrastruktur werden momentan 15 Jahre angenommen /FFE-16 15/.

Regulatorische Abschreibungsdauer
Seit der Liberalisierung des Messwesens sind die Kosten von Messeinrichtungen nicht mehr in den Netzentgelten enthalten. Stattdessen wird ein separates Messentgelt vom jeweils zuständigen Messstellenbetreiber erhoben. Der zugrundeliegende Marktmechanismus hinter diesen Messentgelten ist eine Preisobergrenzenregulierung. Die Messeinrichtungen sind demnach nicht Teil der Anreizregulierung der Netzbetreiber und werden demnach auch nicht nach StromNEV abgeschrieben. Messstellenbetreiber schreiben die CAPEX von intelligenten Zählern und Smart Metern innerhalb von 13 Jahren ab /EY-01 13/. Die Haushaltsgeräte selbst werden nicht abgeschrieben, da sie sich einerseits in Privatbesitz befinden, andererseits aus sehr verschiedenen Gerätegruppen bestehen.

Einnahmepotenzial für Akteure
Als Hauptakteur bei der Umsetzung von DSM als NoM wird der Verbraucher betrachtet. Da ohne entsprechendes Einnahmepotenzial kein ausreichender Anreiz für die Mitwirkung vorhanden ist, ist für den erfolgreichen Einsatz der Maßnahme eine entsprechende Tarifgestaltung notwendig. Die Rendite lässt sich allerdings nicht quantifizieren, da diese vom konkreten Tarif, vom Ausstattungsgrad des Haushalts sowie vom individuellen Verbraucherverhalten abhängt.

Kostenwälzung
Die Kostenwälzung der über den vorgeschriebenen Smart-Meter-Einbau hinausgehenden notwendigen Infrastruktur ist nicht abschließend geregelt. Bei einem Einsatz von DSM als netzentlastende Maßnahme ist allerdings davon auszugehen, dass die Kosten vom Verteilnetzbetreiber übernommen werden.

Regulatorische Praktikabilität
Die Voraussetzung für DSM, nämlich der Einbau von intelligenten Messsystemen, ist rechtlich bereits etabliert. Im EnWG ist genau dargestellt, in welchen Fällen heutzutage Smart Meter im privaten Haushaltsbereich verbaut werden müssen. /ENWG-01 15/ Für die externe Ansteuerung einzelner Haushaltsgeräte durch Netzbetreiber oder Aggregatoren sind noch regulatorische Anpassungen notwendig, welche bis 2030 erwartet werden.

Durchdringungspotenzial

Das Einsatzpotenzial von Demand Side Management erstreckt sich über ganz Deutschland, da prinzipiell jeder Haushalt für DSM relevant ist. Das Potenzial kann also als flächendeckend betrachtet werden.

Regionale Verfügbarkeit

In der grundsätzlichen Verfügbarkeit sind auch keinerlei regionale Unterschiede auszumachen. Die Höhe der zu- oder abschaltbaren Leistung kann sich allerdings je nach Region unterscheiden. Diese ist in Abbildung 5-202 für Deutschland und Österreich pro Gemeinde dargestellt.

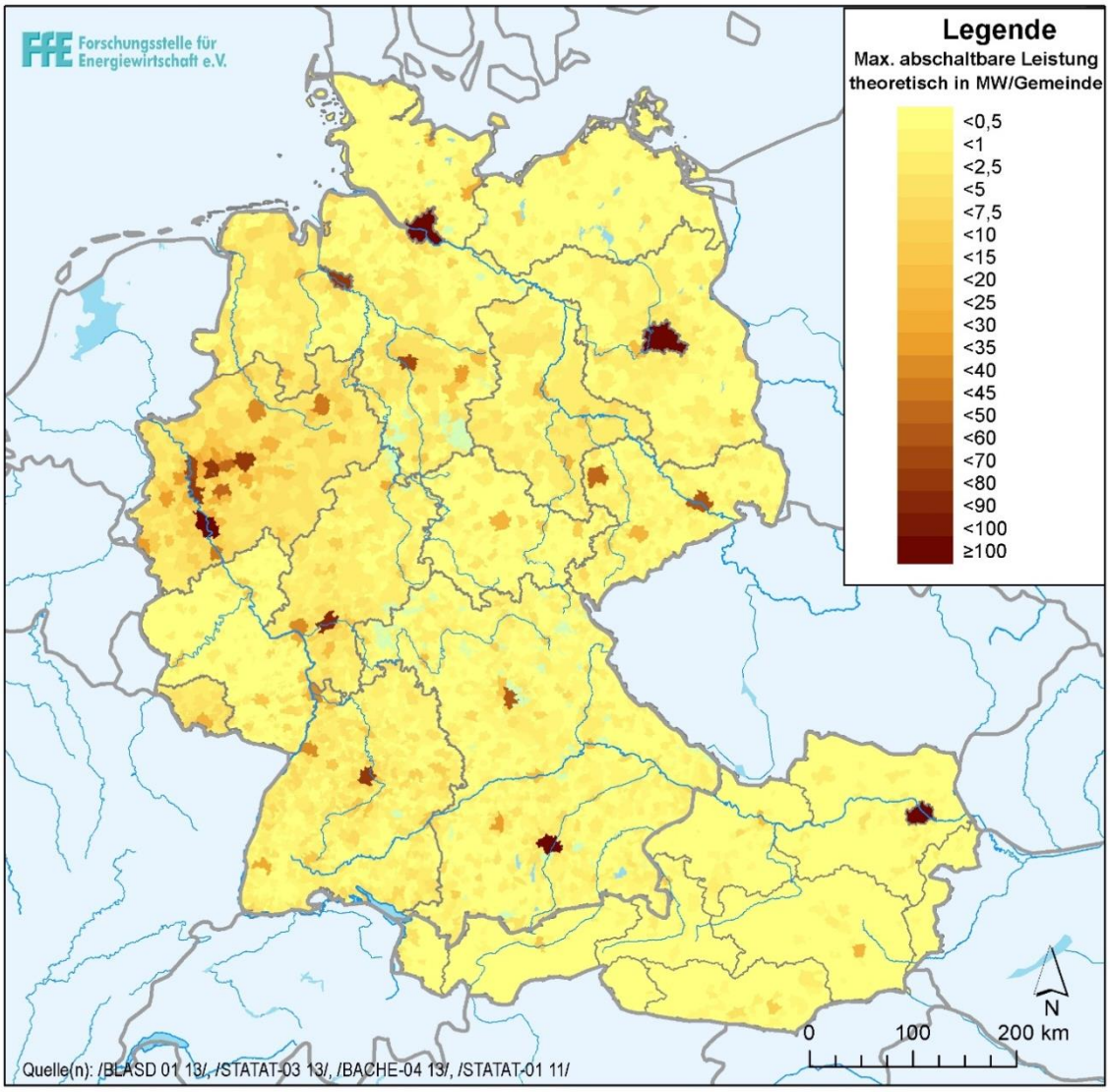


Abbildung 5-202: *Maximale abschaltbare Leistung pro Gemeinde /FFE 16-15/*

5.14.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

In der Kategorie „Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“ konnten neun Kriterien identifiziert werden, welche den Mehrwert im System und alle Dienstleistungen zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs beschreiben.

Auswirkung auf die Betriebsführung
Durch die Weiterentwicklung von DSM ergeben sich Auswirkung auf die Betriebsführung. Dabei entsteht eine erschwerte Betriebsführung, da einerseits eine erhöhte Abhängigkeit von Prognosen hinsichtlich Erzeugung aus Erneuerbaren Energien entsteht und andererseits zum netzoptimierenden Einsatz ein hoher Koordinations- und Regelaufwand notwendig ist.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen
Als am Netzanschlusspunkt wirksame Maßnahme hat DSM keinerlei Auswirkungen auf die Kopplung der Spannungsebenen und kann damit auch keinen Beitrag zur funktionalen Trennung leisten.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Die Robustheit von DSM gegenüber Störfaktoren kann als hoch eingeschätzt werden. In den Gesetzen ist sehr eindeutig definiert, in welchen Fällen ein Einbau eines Messsystems zu erfolgen hat. Das langfristige Ziel ist, dass bis 2032 alle deutschen Privathaushalte mit den entsprechenden intelligenten Stromzählern ausgestattet sein werden. /ENWG-01 15/

Bereitstellung von Betriebsreserven
Die Nutzung der Flexibilitätspotenziale von Haushaltsgeräten hat keine Auswirkungen auf die Betriebsreserven im Netz.

Bereitstellung von Regelleistung
Zur Bereitstellung von Regelleistung mit Haushaltsgeräten ist ein starkes Pooling notwendig, d. h. es müssen von vielen Haushalten Geräte akquiriert werden, damit eine Erbringung von Regelleistung denkbar wäre. Da eine Frequenzregelung nicht sinnvoll umsetzbar ist, kommen dabei nur Sekundärregelleistung und Minutenreserve in Frage.

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Durch die Ausnutzung von Haushaltsflexiblitäten ist keine Erhöhung der Schwarzstartfähigkeit des Versorgungssystems zu erwarten.

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebiets
DSM kann zu einer erhöhten Integration von Erzeugung aus erneuerbaren Anlagen eingesetzt werden. Somit leistet die Maßnahme potenziell auch einen geringen Beitrag zur Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Durch die Installation der notwendigen Infrastruktur stehen sowohl dem Verbraucher als auch dem Netzbetreiber genaue zeitaufgelöste Informationen über den Energieverbrauch zur Verfügung. Beim Verbraucher kann dies zu Energieeinsparung durch erhöhte Sensibilisierung führen. Die Daten können auch vom EVU für weitere Dienstleistungen wie beispielsweise Energieberatung zur Kundenbindung genutzt werden.

Frequenzhaltung
Durch Zu- oder Abschaltung von Geräten wird zwar die Frequenz gegebenenfalls minimal beeinflusst, die Leistung ist aber zu gering, um zur Frequenzhaltung eingesetzt werden zu können. Darüber hinaus wäre hierfür eine genauere Regelbarkeit der NoM notwendig.

5.14.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Aktuelle politische und gesellschaftliche Diskussionen zeigen, dass Infrastrukturmaßnahmen meist einen Eingriff in das Lebensumfeld der Bevölkerung und in die Umwelt darstellen. In der Kategorie „Gesellschaft und Umwelt“ wurden daher quantifizierbare Kriterien identifiziert, mit denen sozio-ökologische Aspekte der verschiedenen NoM beschrieben und bewertet werden können.

Strukturveränderung
Bei Installation der NoM werden die vorhandenen Haushaltsgeräte um eine Ansteuerungsmöglichkeit ergänzt, es ist also keine tiefergehende Strukturveränderung notwendig, sondern es werden bestehende Anlagen optimiert.

Technisches Risiko
Aufgrund der Tatsache, dass sich die NoM nur durch die zusätzlich vorhandene Kommunikationsinfrastruktur von der üblicherweise ohnehin im Haushalt vorhandenen Gerätestruktur unterscheidet, entsteht durch Installation oder Einsatz der NoM kein zusätzliches technisches Risiko.Aufgrund der nicht vorhandenen Eintrittswahrscheinlichkeit eines technischen Risikos kann das Schadensmaß nicht sinnvoll quantifiziert werden. Deshalb wird angenommen, dass kein Schaden verursacht wird.

Flächenbedarf
Der Landschaftseingriff und Flächenverbrauch der Lastflexibilisierung ist sehr gering ausgeprägt. Abgesehen vom Energiemanagementsystem ist kein zusätzlicher Platzbedarf in den Haushalten notwendig. Die erforderlichen Smart Meter werden anstelle der Ferraris-Zähler angebracht und die Technik zur Ansteuerung der Haushaltsgeräte in diesen integriert. Außerhalb des Haushalts sind keine Auswirkungen auf Flächenverbrauch oder Landschaft festzustellen.

Vorerfahrung
Die Vorerfahrungen zu DSM bei Endkunden sind noch als sehr gering einzustufen. Trotz der Umsetzung in einigen kleineren Feldtests hat die breite Masse der Bevölkerung bisher keine Berührungspunkte zur Technologie. Es wird daher das Kriterium „keine Vorerfahrung“ gewählt.

Geräuschemissionen
DSM ist mit keiner Lärmbelastung verbunden. Die eingesetzte IKT-Infrastruktur und die eingesetzten Haushaltsgeräte verursachen durch die Lastflexibilisierung keine Geräuschemissionen. Die Betriebsgeräusche, die beispielsweise durch eine Waschmaschine verursacht werden, stehen nicht in Verbindung mit DSM und sind unabhängig davon zu betrachten.

Handlungsspielraum
Auch bei angenommener weitestgehender Automatisierung des DSM-Prozesses ist die Umsetzung der Maßnahme für den Verbraucher weiterhin anreizgesteuert und freiwillig. Bei der Ansteuerung und Flexibilisierung von Geräten in Gruppe 1 ist ohnehin weiterhin die Mitwirkung des Verbrauchers erforderlich, aber auch der flexible Betrieb von Geräten der Gruppe 2 kann im Energiemanagementsystem (EMS) geschaltet werden. Es sind also finanzielle Anreize durch entsprechende Tarife notwendig.

Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung
Bürgerbeteiligung bei der Umsetzung von DSM ist wichtig und sinnvoll. Für die Bürger muss ein Nutzen im Zusammenhang mit der Verwendung dieser Technologie erkennbar werden. Dies fördert darüber hinaus die Akzeptanz und geht mit einer Potenzialsteigerung der Maßnahme einher. Aus diesen Gründen ist eine transparente Argumentation und sukzessive Einführung der Maßnahme notwendig.

Gesellschaftliche Solidarität
Keine direkten Kosten für die Allgemeinheit, jedoch hohe finanzielle Einstiegshürden führen zu größerer Solidarität in einkommensstarken Schichten. Die gesellschaftliche Solidarität in einkommensschwachen Schichten ist hingegen geringer.

Transparenz des Verfahrens
Öffentlicher Standardvertrag mit standardisierten Anreizen führen zu hoher Transparenz.

Einflussmöglichkeit des Betroffenen
Im Gegensatz zum zuvor erwähnten Handlungsspielraum bei der Mitwirkung an der Maßnahme besteht beim tatsächlichen Abruf keine Einflussmöglichkeit mehr. Wenn also aufgrund eines ausreichenden Anreizes finanzieller oder sonstiger Art vom Verbraucher die Möglichkeit zur Flexibilisierung geschaffen wurde, erfolgt die Ansteuerung extern.

Einfluss auf die CO2-Bilanz des Versorgungsgebiets
Bei Einsatz der NoM zur Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung und dem daraus folgenden reduzierten Bezug von Energie aus fossilen Trägern können die Emissionen des betrachteten Gebiets durch DSM reduziert werden.

EMV für das Umfeld
Durch Einsatz der NoM entsteht keinerlei zusätzliche Strahlenbelastung.

Auswirkung auf Flora/Fauna und Habitate
Die externe Ansteuerung der Haushaltsgeräte hat keine Auswirkung auf das Schutzgut Flora/Fauna. Da Strukturveränderungen zum Einsatz der NoM im Wesentlichen im Privathaushalt notwendig sind, entsteht dadurch keinerlei Habitatverlust.

Veränderung und Verunreinigung von Boden/Grundwasser
Für die Nutzung des Lastflexibilisierungspotenzials ist keine Bodenversiegelung notwendig und somit keine Beeinträchtigung des Wasserhaushalts zu erwarten. Damit gibt es keine Auswirkungen auf Schutzgut Boden/Wasser.

Schadstoffbelastung
Durch DSM entsteht keine Schadstoffbelastung.

Mediale Berichterstattung
Die Medien berichten derzeit nicht sehr viel über Demand Side Management in Haushalten. In einzelnen Artikeln wird diese NoM jedoch als vielversprechende Möglichkeit beschrieben, durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen den Netzausbaubedarf zu reduzieren. So wird zum Beispiel im Artikel: ‚Flexibilität im Verteilnetz: technisch machbar und ökonomisch umsetzbar' dargelegt: „Allein für die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen rechnen verschiedene Studien übereinstimmend mit einem Investitionsbedarf von rund € 30 Mrd. bis 2030" /TS-01 15/. Im weiteren Verlauf des im Tagesspiegel erschienenen Berichts wird jedoch betont, dass mithilfe des netzdienlichen Einsatzes von DSM ein ineffizienter Netzausbau teilweise vermieden werden kann. Insgesamt unterliegt diese Maßnahme der Restriktion der Lokalität und der Herausforderung das Interesse der Akteure zu gewinnen, da die Durchsetzbarkeit nur gegeben ist wenn ein Markt für Flexibilitätsoptionen entsteht. Da das Gelingen nur durch das Mitwirken vieler einzelner Haushaltskunden gewährleistet werden kann, wäre es ein sinnvoller und hilfreicher Schritt Transparenz über diese Maßnahme durch die Medien zu schaffen.

5.14.4 Ökonomische Grundlagen

Es wird angenommen, dass zur Durchführung der Maßnahme ausschließlich bereits vorhandene Haushaltsgeräte genutzt werden. Die Herleitung der Kosten sind dem übergeordneten IKT-Kapitel zu entnehmen.

Tabelle 5-100: *Technoökonomische Kennwerte für Demand Side Management in Haushalten*

Parameter	Beschreibung	2015	2030
Investitionen	Investitionskosten iMSys	470 €	-
	Betriebskosten iMSys	117 €/a	-
	Investitionskosten zusätzlicher iZ	111 €	111 €
	Betriebskosten zusätzlicher iZ	4,5 €/a	4,5 €/a
	Steuerbox	102 €	102 €
Wirkungsgrad	Elektrischer Gesamtwirkungsgrad	1	
Nutzungsdauer	Abschreibungsdauer	13 a	
	Eichprüfung	8 a	

5.14.5 Zusammenfassung und Ausblick

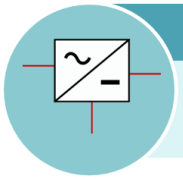
Die netzoptimierende Maßnahme *DSM in Haushalten* wirkt durch die zeitliche Verschiebung des Betriebs von Haushaltsgeräten. Dies bedeutet, dass der Strombezug eines Haushalts zu einem definierten Zeitpunkt verringert und dafür zu einem späteren oder früheren Zeitpunkt entsprechend erhöht wird. Bisher standen dabei hauptsächlich zwei Anwendungen im Fokus: Reduktion des Energieeinkaufspreises durch Lastverschiebung in billigere Stunden und verbesserte Integration erneuerbarer Erzeugung. Darüber hinaus kann die Maßnahme aber auch zur Vermeidung kritischer Netzsituationen eingesetzt werden, indem in solchen Fällen der Netzbezug an betroffenen Netzanschlusspunkten erhöht oder reduziert wird.

Die Kosten für Erschließung und Betrieb der Maßnahme beschränken sich auf die Kosten der IKT zur Ansteuerung und sind damit vergleichsweise niedrig. Durch den vorgesehenen Smart-Meter-Rollout und die damit bereits vorhandene Smart-Meter-Infrastruktur sowie weiterer Hausautomatisierung sinken die Kosten bis 2030 weiter. Hier bestehen Synergien zu weiteren netzoptimierenden Maßnahmen im Haushaltsbereich wie Hausspeichern und elektrischen Heizsystemen, da die IKT gegebenenfalls mehrfach genutzt werden kann. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für externe Ansteuerung von Haushaltsgeräten durch den Netzbetreiber oder einen Aggregator sind aktuell zum Teil noch nicht gegeben, hier ist allerdings eine Anpassung bis 2030 zu erwarten.

In typischen Privathaushalten ist eine Vielzahl unterschiedlicher Geräte vorhanden, welche prinzipiell zu beliebigen Zeiten betrieben werden können. Da die aber stark in den Tagesablauf der Verbraucher eingreift, kommen nur Gerätetypen in Frage, bei denen die Akzeptanz zum flexiblen Betrieb vorhanden ist. Dieses Kriterium schließt Beleuchtung, jegliche Unterhaltungselektronik wie beispielsweise Fernsehgeräte sowie Küchengeräte wie beispielsweise Backöfen aus. Zwei Gruppen von Geräten haben sich in bisherigen Studien als geeignet erwiesen: zum einen Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner, bei denen eine Verschiebung des Startzeitpunkts in gewissem zeitlichen Rahmen keine Nachteile für den Nutzer hat, und zum anderen Kühl- und Gefriergeräte, welche meist durchgehend ohne Nutzerinteraktion in Betrieb sind. Um das Potenzial weitestgehend auszuschöpfen, wird eine automatisierte Umsetzung angenommen, um Akzeptanzprobleme und Ermüdungseffekte soweit möglich zu vermeiden. Trotz dieser Automatisierung ist bei der ersten Gruppe weiterhin eine Beteiligung des Nutzers beim Befüllen der Geräte notwendig, welche bei Abwesenheit aller Haushaltsmitglieder generell unmöglich und auch zu anderen Zeiten nicht immer erwünscht ist. Darüber hinaus besteht auch nur begrenzter Bedarf am Betrieb der Geräte. Dies führt somit zu einer stark tageszeit- und wochentagsabhängigen Verfügbarkeit, welche einen zuverlässigen netzentlastenden Einsatz ausschließt.

Die Geräte der zweiten Gruppe können vollautomatisiert flexibilisiert werden und stehen zeitlich normalerweise auch durchgehend zur Verfügung. Durch die niedrigen Leistungen in der Größenordnung von 100 W ist allerdings hiermit im Allgemeinen keine ausreichende Netzentlastungswirkung erreichbar. Ingesamt wird deshalb Demand Side Management in Haushalten trotz niedriger Kosten nicht zur Anwendung als netzoptimierende Maßnahme empfohlen.

5.15 Gleichspannungsverteilnetze



Gleichspannungsverteilnetze

Bei der NoM Gleichspannungsverteilnetz wird die **vorhandene Infrastruktur von Wechsel- auf Gleichspannung** umgestellt.

5.15.1 Stand der Technik und Entwicklungspotenzial

Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, wurde der erste Formatkrieg im Jahr 1890 von Georg Westinghouse für Wechselstrom (AC) entschieden. Infolgedessen basieren die Verteilnetze aktuell meistens auf Drehstromübertragung. Aufgrund des steigenden Gleichstrombedars (DC) von elektrischen Verbrauchern wird im Folgenden eine Umstellung von Wechsel- auf Gleichspannung geprüft. Beispiele für elektrische Verbraucher die Gleichstrom benötigen sind: Computer, Mobiltelefone, Unterhaltungselektronik, aktuelle Leuchtmittel (LED - light-emitting diode) und ein vermehrter Einsatz von Gleichstrom Elektromotoren. Durch einen Anschluss an die örtlichen wechselstrombasierten Verteilnetze muss der Strom unter Verlusten über Frequenzrichter umgerichtet werden. Bei allen ohmschen Verbrauchern, die zur Wärmeumwandlung verwendet werden, wie Elektroherde oder Warmwasserboiler ist ein Einsatz von Gleichstrom problemlos möglich. Mit steigender Verbreitung der Elektromobilität kommt ein zusätzlicher leistungs- und energieintensiver DC-Verbraucher hinzu, welcher überwiegend in der Niederspannungsebene angeschlossen wird.

Der Grund, weshalb heute vermehrt Wechselstrom verwendet wird, ist historisch bedingt, da in den 1880er Jahren die Spannung nur mit Wechselstrom einfach transformiert werden konnte. Erst durch die Entwicklung von Leistungselektronik, die auf Halbleitermaterialien basiert, ist eine DC-Spannungstransformation möglich. Eine Transformation auf hohe Spannungen ist essenziell, um Elektrizität über lange Strecken transportieren zu können.

Auch auf Stromerzeugungsseite ist ein starker Zuwachs von Gleichstromanlagen festzzustellen. Photovoltaikanlagen erzeugen Gleichstrom, welcher verlustbehaftet in Wechselstrom (AC) umgewandelt wird. Mikroturbinen, kleine Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen mit variabler Drehzahl erzeugen Wechselstrom mit einer anderen Frequenz als das Netz und brauchen daher einen AC/DC/AC-Wandler. Diese Erzeuger können aus der Verbindung mit einem DC-System ebenfalls profitieren, da der DC/AC-Wandler entfernt werden oder durch einen kostengünstigeren DC/DC-Wandler ersetzt werden kann. /VDE-01 16/

Zur besseren Ausnutzung der Sonnenenergie wurden in den letzten Jahren vermehrt Speichersysteme installiert (siehe Kapitel 5.11 und 5.10), die ebenfalls mit Gleichstrom versorgt werden. Da die Erzeuger und Verbraucher in der Niederspannungsebene also überwiegend mit Gleichstrom arbeiten oder zumindest arbeiten könnten, liegt es nahe,

über eine Gleichstromversorgung nachzudenken. In **Abbildung 5-203** ist schematisch die heutige AC-Versorgung eines Haushaltes dargestellt. Es ist zu erkennen, dass zahlreiche Umwandlungen von AC in DC benötigt werden, welche mit Verlusten und damit mit einem höheren Energieeinsatz verbunden sind. Beim Kauf von Kleingeräten und Unterhaltungselektronik wird i. d. R. ein Netzteil mit erworben, welches die 230 V Wechselspannung des Netzes in die benötigte Gleichspannung wandelt. Dieses kann meist nur für ein Gerät verwendet werden und wird meistens beim Austausch oder Defekt des Gerätes mit getauscht, obwohl es oft noch funktioniert. So entsteht viel vermeidbarer Elektroschrott.

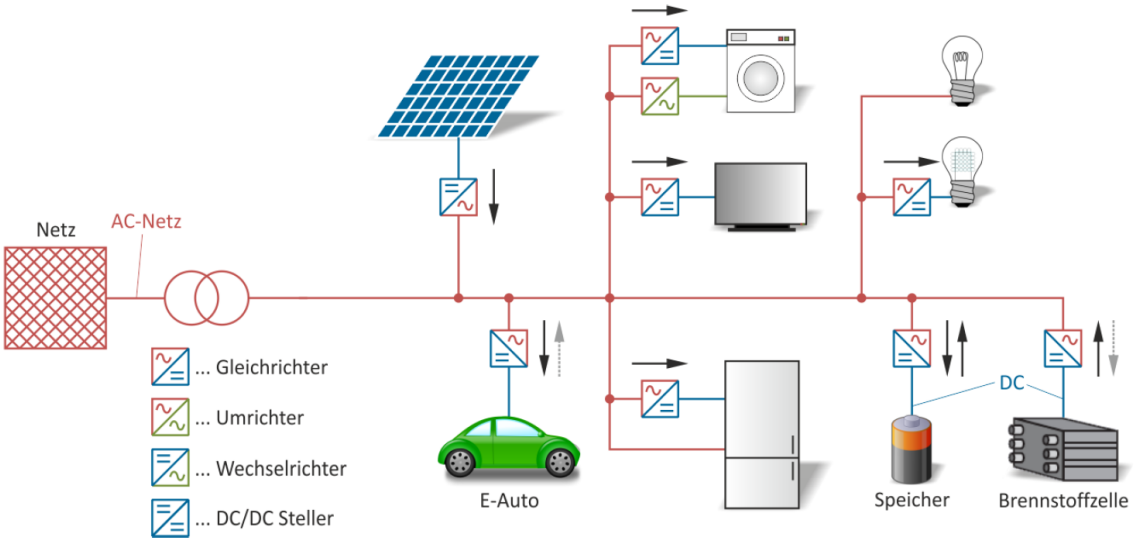


Abbildung 5-203: *Verbraucherstruktur mit Wechselspannungsversorgung /TUW-02 15/*

5.15.1.1 Systembeschreibung der netzoptimierenden Maßnahme (Meta-Studie)

In einem Gleichstromnetz wird der Wechselstrom beim Einspeisen in das Gleichstromnetz über einen zentralen Umrichter, beispielsweise am Netzanschlusspunkt, in Gleichstrom umgewandelt. Dieser Strom wird dann mit einer bestimmten Spannung direkt auf die bestehenden DC-Komponenten verteilt (vgl. **Abbildung 5-204**). Hierdurch ergibt sich auch die Möglichkeit, auftretende Blindleistung im darüber liegenden Wechselspannungsnetz zu kompensieren und so das speisende Netz zu stabilisieren. /VDE-01 16/

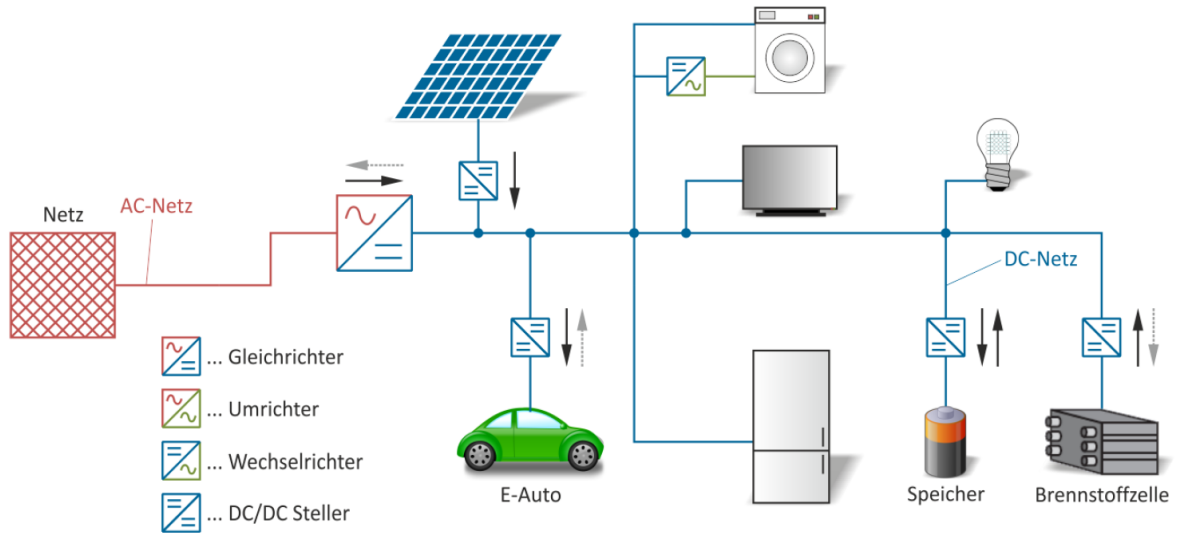


Abbildung 5-204: *Verbraucherstruktur mit Gleichspannungsversorgung /TUW-02 15/*

Die Vorteile der Nutzung von Gleichstromsystemen sind /RWTH-01 13/:

- Reduzierung des Primärenergiebedarfs
- einfachere Integration alternativer Energiequellen
- weniger Komponenten
- höhere Energieübertragung mit identischen Leiterquerschnitten
- Reduktion von Verlusten

Laut /BNETZA-17 14/ können mit Gleichspannungsverteilnetzen aktive Spannungsregelungen mittels leistungselektronischer Wandler in den Verteilstationen grundsätzlich die Kosten des Ausbaus der Verteilnetze der Zukunft drastisch reduzieren. In einem Haushalt mit einer PV-Anlage könnte der Gesamtwirkungsgrad durch DC-Übertragung von 64 % auf 89 % gesteigert werden. /WEN-01 14/

Ein weiterer Anwendungsfall ist die Beleuchtung in kommerziell genutzten Gebäuden. Mit konventionellen Leuchtmitteln werden jährlich ca. 10 – 40 kWh/m² für die Beleuchtung aufgewendet. In /IISB—01 13/ wurde gezeigt, dass durch eine lokale 380 V_{DC}-Versorgung mit LED-Beleuchtung Einsparungen in Höhe von 5 % erreicht werden können. Hochskaliert auf alle Bürogebäude in Deutschland könnten so etwa 170.000 t CO_2-Emissionen eingespart werden (bei einem mittleren Strommix von 563 g/kWh).

Die elektrische Energieübertragung wurde zuerst mit Gleichstrom in den 1880er Jahren realisiert. Thomas A. Edison ließ das erste Gleichstromnetz in Manhattan New York 1882 errichten.

Die technischen Komponenten für die Umsetzung eines DC-Verteilnetzes existieren weitgehend bzw. wurden bereits entwickelt. Jedoch fehlt es bislang an serienreifen Produkten und Standards für den Einsatz im öffentlichen Stromnetz.

Viele Fragen zum parallelen Betrieb von Wechsel- und Gleichspannungsnetzen sind bislang unbeantwortet. Angefangen bei Isolationswerkstoffen, leistungselektronischen Bauteilen und Komponenten wie Gleichspannungswandlern und Schutzschaltern in den elektronischen Verteilstationen für elektrische Netze bis hin zu Fragestellungen in Bezug auf Akzeptanz und Integration in Städten sowie Regelenergie, Stromhandel und Netzbetriebsführung. /BNETZA-17 14/

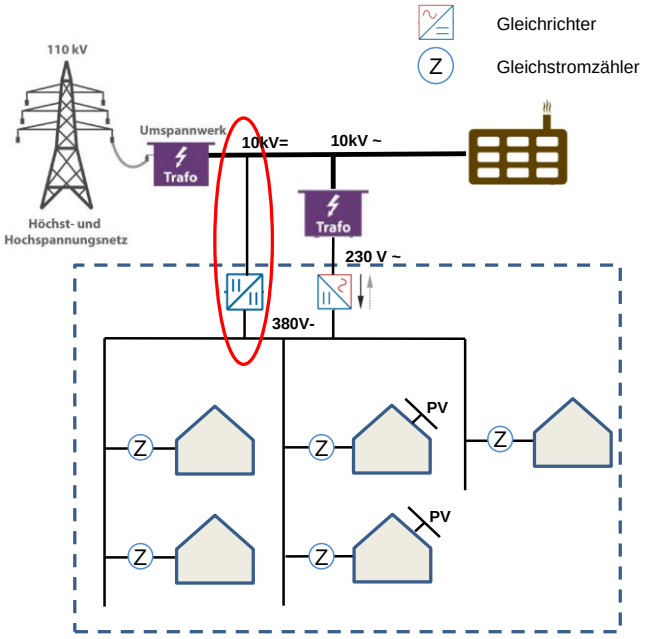


Abbildung 5-205: *Niederspannungs-DC-Netz*

In obiger **Abbildung 5-205** ist schematisch ein DC-Niederspannungsnetz abgebildet. Je nach Spannungsart der überlagerten Spannungsebene erfolgt entweder die Gleichrichtung an der vorhandenen Transformatorstation oder die Reduktion der Spannung durch einen DC-DC-Steller (rot). Die Spannung kann z. B. auf 380 V_{DC} eingestellt werden, welche sich hinsichtlich der Systemkomponenten eignet und die übliche Zwischenkreisspannung in den meisten Frequenzumrichtern ist. /TUW-02 15/, /WEKA-01 13/ Der Gleichspannungsnennwert von 380 V hat sich in der internationalen Diskussion als vorteilhaft herausgestellt, da dieser oberhalb des Amplitudenwertes der relevantesten Netzwechselspannungen von 220 V_{RMS} bis 240 V_{RMS} ± 10 % liegt. /IISB-01 13/. Verschiedene Komponenten werden für das dargestellte Gleichstromsystem benötigt. Auf Netzebene werden DC/DC-Steller (Halbleiter) sowie DC-Leistungsschalter benötigt. Am Netzanschlusspunkt sind DC-Zähler, DC-FI-Schalter, DC/DC-Steller für jedes Gerät oder ein zentraler, mit verschiedenen Spannungsausgängen sowie DC-geeigneter Stecker von Nöten. Leitungen und Kabel können mit veränderter Verschaltung beibehalten werden. Beispielsweise könnten jeweils zwei Hin- und zwei Rückleiter für die Gleichstromversorgung genutzt werden. Dies hätte den Vorteil, dass der Kabelwiderstand durch erhöhten Querschnitt deutlich sinkt und somit die Übertragungskapazität steigt. /KAU-01 13/

5.15.1.2 Entwicklungspotenzial

Die Entwicklung von DC-Verteilnetzen wurde in der Vergangenheit von verschiedenen nationalen und internationalen Forschungsprojekten sowie diversen wissenschaftliche Arbeiten untersucht, welche im Folgenden aufgeführt sind:

Arbeiten und Vorträge des Instituts für Power Generation and Storage Systeme des Forschungscenters der RWTH-Aachen und des Eon Energy Research Centers unter der Leitung von Prof. Rik W. De Doncker und Prof. Dirk Uwe Sauer. Im Folgenden einige ausgewählt Titel hierzu: [33]

- "Coordinated voltage control in distribution grids with LTE based communication infrastructure"
- "Flexible Electric Networks of the Future: Project on Control and Automation in MVDC grids"
- "A comparison between synergetic control and feedback linearization for stabilizing MVDC microgrids with constant power load"
- "Flexible Electric Networks of the Future : Project on Control and Automation in MVDC grids"
- "DC Collector Grid Configurations for Large Photovoltaic Parks"
- "Design of Smart MVDC Power Grid Protection"
- "Power Grids of the Future: Why Smart Means Complex"

Verschiedene Projekte des Fraunhofer IISB, welche sich insbesondere mit der Entwicklung von DC-kompatiblen Komponenten beschäftigen[34] /IISB-02 14/, /IISB-02 10/, /IISB-01 14/:

- DC Grid Manager
- HV DC Switch Module
- New LV-DC Power Socket
- DCC+G Energy-efficient building-integrated DC energy distribution system
- E2SG Renewable energies management system

Das Projekt „SmartDCGrid" der Technischen Universität Wien, welches die Machbarkeit sowie die benötigten Komponenten und Regelung eines DC-Verteilnetzes behandelt. /TUW-02 15/

Verschiedene Arbeiten und Beiträge an der Fachhochschule Köln unter der Leitung von Prof. Waffenschmidt, wie z. B. folgende Arbeiten[35]:

- "Netzteil zur universellen Gleichspannungsversorgung von Kleingeräten"
- "Direct current (DC) supply grids for LED-Lighting"
- "Optionen für eine Gleichstromversorgung in einem Wohnhaus"
- "Low Voltage DC Grids"

[33] https://www.eonerc.rwth-aachen.de/cms/E-ON-ERC/Forschung/~dmvf/Publikationen/?search=dc+grid&page=&origininstitut=E.ON+Energy+Research+Center+%5B616400%5D
[34] http://www.iisb.fraunhofer.de/de/research_areas/energy_electronics/DC_micro_grids.html
[35] http://www.100pro-erneuerbare.com/netze/dc-grids/dc-grids.htm

Ein weiterer wichtiger Beitrag ist die kürzlich erschienene „Deutsche Normungs-Roadmap - Gleichstrom im Niederspannungsbereich“./VDE-01 16/ Darin wurde der Bedarf an Regularien und Standardisierung thematisiert, welcher für eine DC-Versorgung notwendig ist. In Kapitel 5.15.2 wird näher auf die darin erwähnten Themen eingegangen.

Eine zentrale Rolle von zukünftigen elektrischen Gleichspannungsnetzen wird die Leistungselektronik der DC-Komponenten spielen. Der Anteil an Halbleitern wird in der Energieversorgung weiter steigen und die Nutzung an metallischen Materialien abnehmen. Neue Spezialmaterialien wie Silizium-Stahl-Legierungen und amorphe Metalle werden für die Umwandlung elektrischer Energie insbesondere in Mittelfrequenztransformatoren benötigt. /BNETZA-17 14/ Ein wichtiger Treiber sind daher die Rohstoffpreise von Halbleitermaterialien aber auch Metallen wie Kupfer und Aluminium. Fallen die Preise für Halbleitermaterialien gegenüber Kupfer, so wird die Leistungselektronik für DC-Komponenten günstiger und somit ein Wechsel zu DC-Versorgung wirtschaftlich attraktiver.

Zukünftig könnte die Gleichstromübertragung international an Bedeutung gewinnen, z. B. in Schwellenländern mit schwach ausgebauter elektrischer Infrastruktur, in denen aus wirtschaftlicher Sicht mit Gleichstrom eine größere Reichweite und höhere Leistung über die bestehenden Leitungen möglich wären. /VDE-01 16/

5.15.1.3 Case Studies

Gleichstromverteilnetze werden in verschiedenen Anwendungen bereits seit Langem eingesetzt. Beispiele sind Versorgungsnetze in Kraftfahrzeugen, Schiffen oder Flugzeugen sowie in Rechenzentren. /FFE-84 13/ Auch Straßen- und U-Bahnnetze in Deutschland werden heute überwiegend mit Gleichstrom betrieben. Telekommunikationssysteme werden schon seit Einführung der elektronischen Nachrichtenübermittlung i. d. R. mit Gleichspannung versorgt. /VDE-01 16/

Historisch erfolgte die Stromversorgung zunächst über Gleichspannung, da damals nur Gleichstrommotoren verfügbar waren. Die ersten Stromnetze, welche von Thomas A. Edison entwickelt wurden, arbeiteten mit Gleichspannung, wie beispielsweise die Pearl Street Station, welche die Beleuchtung in Manhattan New York 1882 sicherstellte.

Auch heute existieren öffentliche Gleichstromverteilnetze, wie beispielsweise das 250 V-Gleichstromnetz in San Francisco, an das etwa 900 Stromkunden angeschlossen sind. Das aus den 1920er Jahren stammende Netz versorgt die noch heute mit Gleichstrommotoren betriebenen Aufzüge der Stadt.

5.15.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

In /VDE-01 16/ wurde das Thema Gleichspannungsversorgung aus regulatorischer Sicht intensiv analysiert und Handlungsempfehlungen abgeleitet. Es zeigte sich, dass viele Normen hinsichtlich Gleichstromübertragung erweitert bzw. überarbeitet werden müssen. Ein wichtiger Aspekt ist das Thema Personenschutz. Der VDE empfiehlt u. a. die regulatorische Überarbeitung folgender Themen:

- Auswirkung von Lichtbögen auf den menschlichen Körper untersuchen.

- Anforderungen zwischen AC und DC differenzieren.
- Auftreten temporärer Überspannungen in DC-Netzen analysieren.
- Produktstandard für die Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen für LVDC erarbeiten
- Produktnorm für Fehlerlichtbogenschutzeinrichtung für LVDC initiieren
- Blitz- und Überspannungsschutz: Produkt- und Installationsnormen anpassen für LVDC.
- EMV-Normen für mit Gleichstrom betriebene Betriebsmittel müssen überprüft und ggf. neu erstellt werden.
- DIN EN 60038 (VDE 0175-1) „Normspannungen“ sollte um Toleranzen der LVDC-Nennspannungen für netzgeführte bzw. für Inselnetze ergänzt werden.
- Normen zur Energieverteilung für Gleichspannungsnetze prüfen.
- Spannungsstabilisierung muss unter Berücksichtigung von Micro-Grids neu bewertet werden.
- DIN EN 62020 (VDE 0663) im Hinblick auf DC RCMs überarbeiten.

Auf internationaler Ebene hat die IEC (Internationale Elektrotechnische Kommission) die Strategische Arbeitsgruppe 4, „LVDC distribution systems up to 1500 V DC” gestartet. Viele existierende IEC-Standards dokumentieren bereits heute Niederspannungssysteme bis 1.000 V_{AC} und 1.500 V_{DC}. Als Beispiel sind die Standard-Serien IEC 60364 und IEC 61557 zu nennen. Parallel zu diesen Aktivitäten hat ETSI (European Telecommunications Standards Institute) den Standard ETSI EN 300 132-3-1 V2.1.1 für 380 V-Gleichspannungsnetze in Telekommunikationssystemen und Rechenzentren erstellt. Dieser Standard ist derzeit auch Grundlage für einen weitergehenden Standard, der von einer Arbeitsgruppe der EMerge Alliance entwickelt wird. /WEKA-01 13/

Ein wesentliches Problem sind die unterschiedlichen Betriebsspannungen von Endgeräten. Bei der Installation eines DC-Netzes ist es sinnvoll, einheitliche Spannungen zu wählen, um Umwandlungsstufen einzusparen und standardisierte Produkte einzuführen. Die Umstellung der Stromnetze in kommerziellen Gebäuden von Wechsel- auf Gleichstrom wird nur mit international einheitlich standardisierten Produkten und Systemen gelingen. /WEKA-01 13/

Aus Sicht der Anreizregulierung sind Gleichspannungsnetze keine Herausforderung, da ein Großteil der Netzbetriebsmittel analog zu Wechselspannung betrieben werden kann und sich sowohl an der Systemverantwortung noch den Aufgaben der Netzbetreiber nach einer Umstellung viel ändert.

5.15.3 Der Morphologische Kasten der Maßnahme

Trotz internationaler Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zum Thema Gleichspannungsverteilnetze, sind diese als NoM auch bis 2030 als eher hypothetischer Anwendungsfall zu betrachten. Für viele der Bewertungskriterien des Morphologischen Kastens liegen kaum Daten vor. Daher werden im Folgenden nur ausgewählte Merkmale genauer betrachtet. Für die Themengebiete „Gesellschaft und Umwelt“ sowie „Wirtschaft“ können Analogien zur Maßnahme „Konventioneller Netzausbau“ hergestellt werden, da es sich bei beiden Maßnahmen um eine Verstärkung bzw. Ausbau des öffentlichen Stromnetzes handelt.

5.15.3.1 Technologie

Netzebene, Einsatzort

Da viele elektrischen Geräte der Endverbraucher im Haushaltsbereich bzw. im Bürobereich eine DC-Versorgung benötigen und auf der anderen Seite auch Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. PV-Anlagen) DC erzeugen, gibt es Untersuchungen, das Niederspannungsnetz sowie das Mittelspannungsnetz auf den DC-Betrieb umzustellen. Auf Hoch- und Höchstspannungsebene wird die Gleichstromübertragung bereits seit Langem eingesetzt. Eine Analyse geeigneter Spannungsebenen der TU Wien hat ergeben, dass folgende Spannungsebenen auch in der Niederspannung geeignet wären: 48 V, 380 V, ±380 V. Eine Spannung von 48 V liegt noch im Bereich der Schutzkleinspannung und ist für den menschlichen Körper ungefährlich. Höhere Spannungen von 380 V, ±380 V sind für Geräte mit höherem Leistungsbedarf sowie bei der Verbindung von mehreren Haushalten erforderlich. Diese Spannung entspricht der üblichen Zwischenkreisspannung von Frequenzumrichtern. /TUW-02 15/

Zum Einsatz kommen Gleichspannungskomponenten im gesamten Netzgebiet, also im Umspannwerk, in der Ortsnetzstation, im Netzstrang, in den Verteilerkästen sowie am Netzanschlusspunkt. In Umspannwerken und Ortsnetzstationen ist die Ausstattung mit entsprechenden Stromrichterstationen und Schutzschaltern erforderlich, bzw. falls die darüber liegende Spannungsebene bereits im DC-Betrieb ist, kommen DC-DC-Steller zum Einsatz. Die Leitungen für den DC-Betrieb müssen entweder neu verlegt oder ggf. bestehende Leitungen zur Umnutzung umfunktioniert werden. Eine Überlegung ist, neben dem AC-Netz ein paralleles DC-Netz zu betreiben, so können ältere Geräte weiterhin mit AC versorgt werden. Hierfür müssten an Verteilerkästen entsprechende Sicherheitsschalter, welche auf den DC-Betrieb ausgelegt sind (z. B. Fehlerstromschutzschalter, Leitungsschutzschalter) installiert werden. Am Netzanschlusspunkt müssten unter anderem Gleichstromzähler installiert werden. /TUW-02 15/

Möglichkeit zum Mehrfacheinsatz und Skalierbarkeit der Maßnahme

Da Stromnetze grundsätzlich ein natürliches Monopol darstellen, ist der Aufbau einer Parallelinfrastruktur zwar technisch möglich, ökonomisch jedoch nicht sinnvoll. Analog zum konventionellen Netzausbau ist jedoch Parallelverkabelung innerhalb eines Systems zur Kapazitätserhöhung möglich. Eine „kontinuierliche“ Skalierbarkeit ist demnach gegeben.

Technology Readiness Level

Technisch ist eine Umstellung des Mittel- und Niederspannungsnetzes auf DC-Betrieb möglich, jedoch sehr aufwändig /FFE-84 13/. Hierfür ist zudem weiterer Entwicklungsbedarf einzelner essentieller Komponenten nötig. Dazu zählen Fehlerstromschutzschalter (als Prototypen vorhanden), Schaltgeräte zur Lichtbogenlöschung und Detektion bei höheren Spannungen (in Entwicklung), Zähler für Gleichstrom (bereits vorhanden, jedoch Eichung noch nicht abgeschlossen), Schalter zum Abschalten von Netzabschnitten (in Entwicklung), Leistungsschalter (für Betrieb von vermaschten Gleichspannungsnetzen), verbesserte Oberschwingungsmessgeräte und entsprechende Filter. /TUW-02 15/, /WIE-01 15/, /ABB-02 11/

Regelbarkeit

Eine aktive Spannungsregelung mit leistungselektronischen Wandlern ist in Ortsnetzstationen möglich, beispielsweise durch einen erweiterten Dioden-Gleichrichter mit DC/DC-Konverter oder einem Thyristorgleichrichter. Beim Thyristorgleichrichter erfolgt die Änderung der Ausgangsspannung durch Variation des Schaltwinkels des Transistors. Beide Varianten haben den Nachteil, dass der Lastfluss nur unidirektional möglich ist, also keine Rückspeisung vorsieht. Mit einem aktiven Gleichrichter wäre auch ein bidirektionaler Leistungsfluss möglich, jedoch ist diese Technologie noch relativ neu und daher kostenintensiv. Zudem ist der Wirkungsgrad schlechter als bei den anderen Varianten. /KAU-01 13/, /BNETZA-17 14/

Wirkungsgrad der NoM und Nachgelagerte Verluste durch Flexibilisierung

Die DC-Stromübertragung ist grundsätzlich effizienter, da keine Blindleistung übertragen wird. Ein weiterer Vorteil gegenüber der AC-Übertragung ist die Möglichkeit, höhere Spannungen zu wählen, um so die ohmschen Verluste zu reduzieren. Am Beispiel einer 400-V_{AC} Drehstromleitung, an der drei Lasten angeschlossen sind mit zusammen 6,6 kW also 10 A je Phase, betragen die Leistungsverluste bei einem angenommenen Widerstand von einem Ohm (85m@1,5mm) je Phase insgesamt 300 W (4,3 %). Bei gleichem Leiterquerschnitt und 380 V_{DC}, d. h. 25 % größerem Leiterquerschnitt, da nur 2 Phasen statt 3 benötigt werden, liegen die Verluste der DC-Übertragung bei nur 125 W (1,9 %). /WEKA-01 13/ In **Abbildung 5-206** ist der Zusammenhang der Kabelverluste je Spannung dargestellt.

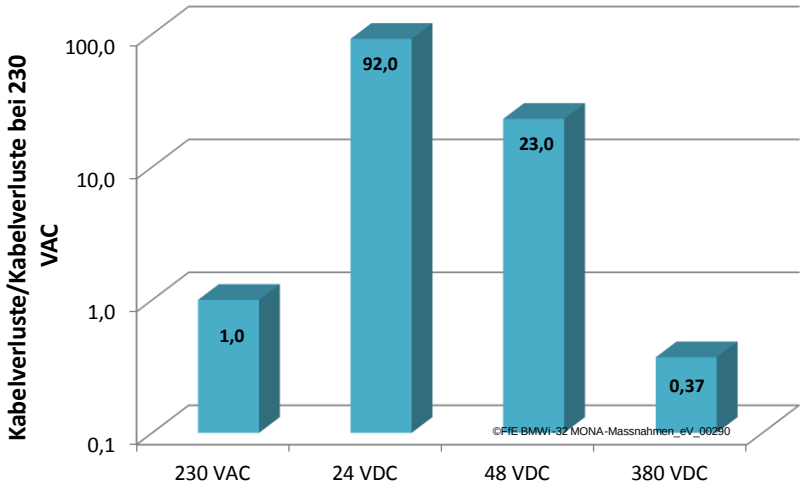


Abbildung 5-206: *Kabelverluste von DC-Übertragung in Abhängigkeit von der Spannung/WAF-01 13/*

Durch eine Umstellung auf DC-Übertragung könnten neben den geringeren Leitungsverlusten auch Umwandlungsverluste entfallen. Allein die AC-DC-Umrichtung in den Netzteilen von elektronischen Geräten machen 40 - 80 % der Verlustleistung, 50 - 95 % des Gewichtes und 50 - 95 % des Bauvolumens aus. Bei Wechselspannungs-Frontend elektronischer Antriebsregelung fallen je 50 % der Kosten und Verlustleistung an. /WEN-01 14/ Diese könnten durch eine Umstellung auf DC entfallen. In Pilotprojekten konnte gezeigt werden, dass eine Umstellung auf Gleichspannungsversorgung im Rechenzentrum Energieeinsparungen bis zu 20 %

bewirkt. Die Gleichspannungstransformation auch in höheren Leistungsbereichen von beispielsweise 5 MW ist in den letzten Jahren deutlich verbessert worden. Aktuell werden Wirkungsgrade bis zu 99,2 % erzielt. /RWTH-01 13/ /KAU-01 13/, /BNETZA-17 14/, /IISB-02 14/

Die Netzverluste durch Umwandlungsstufen im gesamten Übertragungsnetz werden laut /RWTH-01 13/ durch eine Umstellung auf DC deutlich von 13 % auf 5 % reduziert, wie in **Abbildung 5-207** dargestellt. Hierbei ist eine Erzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen und solarthermischen Kraftwerken zugrunde gelegt. Prof. De Doncker gibt zudem weitere Vorteile der DC-Übertragung an, wie eine bessere Lastflusssteuerung und ein besserer Wirkungsgrad im Teillastbetrieb.

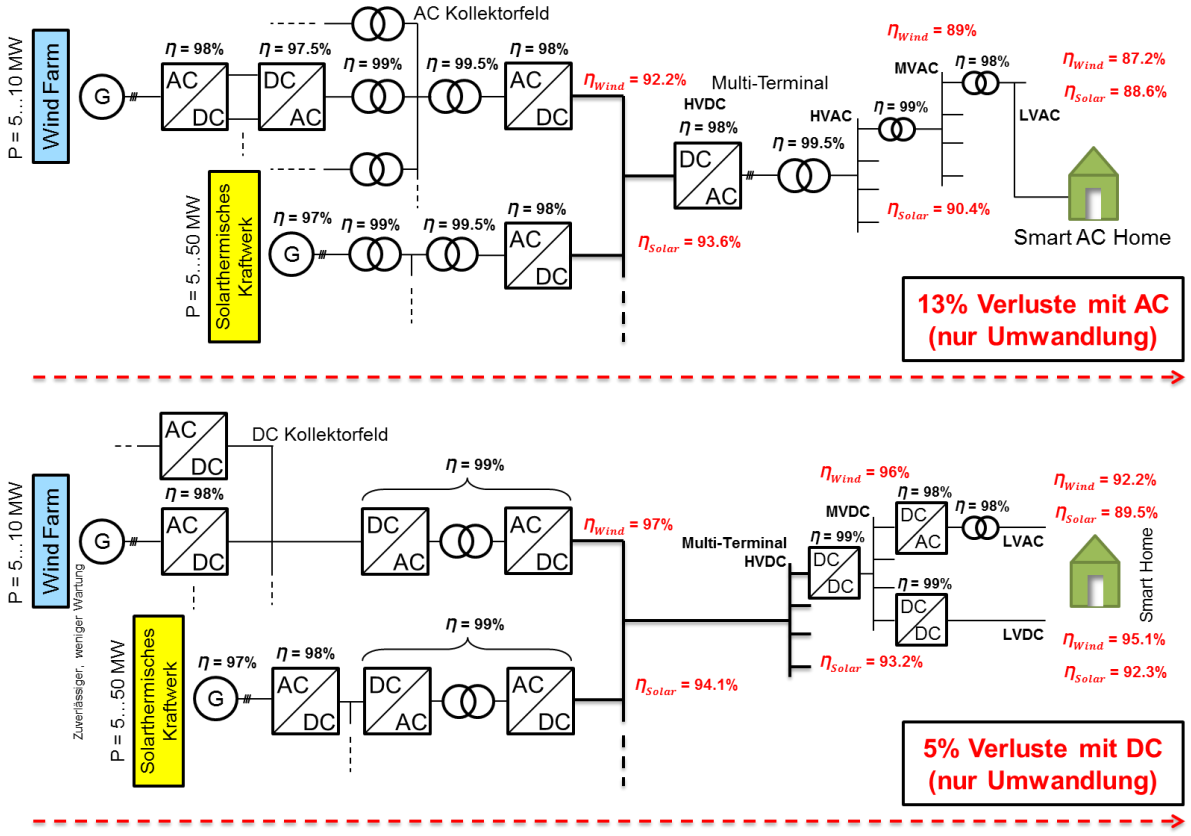


Abbildung 5-207: *Umwandlungsverluste im AC- und DC-Netz /RWTH 01 13/*

Insgesamt lässt sich festhalten, dass eine Wirkungsgradsteigerung auf Verteilnetzebene vor allem durch eine zunehmend dezentrale Photovoltaik-Einspeisung und Speicherung von Gleichstrom sowie einer wachsenden Anzahl an Gleichstromverbrauchern, wie beispielsweise Elektrofahrzeugen, erreicht werden kann.

Leistungsgradient

Grundsätzlich ist die Regelgeschwindigkeit der Wirkleistung mit Leistungselektronik sehr schnell. Durch elektronische Steuerung der Schaltzeitpunkte kann beispielsweise mit einem Thyristorgleichrichter, welcher in der HGÜ eingesetzt wird, eine schnelle Regelung der Wirkleistung erzielt werden. /DENA-17 10/

Regelgenauigkeit
Die Regelgenauigkeit von Gleichrichtern ist generell hoch. Bei einem luftgekühlten Thyristorgleichrichter mit einer Ausgangsspannung bis 1000 V_{DC} liegt sie bei ± 1 %. /IPS-01 13/

Die Spannungs- und Leistungsregelung in vermaschten DC-Netzen gilt als komplex. In DC-Netzen erfolgt, im Gegensatz zu AC-Netzen, die Lastflusssteuerung ausschließlich über die Spannungsregelung. Diese kann am DC-DC-Steller, z. B. über Pulsweitenmodulation gut reguliert werden. In vermaschten Netzen mit vielen dezentralen DC-Erzeugern und Verbrauchern kann die Spannung jedoch in Abschnitten variieren. Für eine effiziente Regelung ist eine Kommunikation zwischen Verbrauchern und Erzeugern ggf. notwendig. /WINT-01 15/

Abrufbarkeit, zeitliche Verfügbarkeit und Ansprechzeit
Hierbei handelt es sich um eine dauerhafte Umstellung. Bei einem Hybrid-Betrieb bzw. in einem Inselsystem ist eine temporäre Unterbrechung denkbar. Aufgrund der Struktur dieser Maßnahme ist die Ansprechzeit als sofort/dauerhaft einzuordnen.

IKT-Bedarf
Der IKT-Bedarf für DC-Verteilnetze ist aktuell schwer einzuschätzen und hängt von der Umsetzung und den verwendeten Regelstrategien ab. In /WINT-01 15/ wurde gezeigt, dass in vermaschten DC-Netzen Regelstrategien mit und ohne IKT realisiert werden können. Durch geeignete Kommunikation zwischen Erzeugern und Verbrauchern werden jedoch die Spannungsqualität erhöht und Netzverluste minimiert.

Überlastfähigkeit
Stromumrichterstationen sind im Vergleich zu Drehstromtransformatoren nur wenig überlastbar. Ggf. wird die Überlastfähigkeit durch weitere Entwicklungen in Zukunft möglich. Leitungen/Kabel sind hingegen im DC-Betrieb überlastbar. Bei gleichem Leiterquerschnitt ist die Stromtragfähigkeit bei DC grundsätzlich höher. /KAU-01 13/, /HOF-01 15/

Störungsanfälligkeit
Die Entwicklung von Schaltern zum Abschalten von Netzabschnitten bei massiven Störungen ist nötig, da diese gegen Lichtbögen resistent sein müssen. Wegen fehlendem Nulldurchgang gibt es bei DC keine automatische Löschung des Lichtbogens. Erste Entwürfe dazu gibt es von der Firma ABB. /ABB-03 12/ Weiterhin ist die Entwicklung von entsprechenden DC-Fehlerstromschutzschaltern notwendig. Die Entstehung von Oberschwingungen in direkt übergeordneten Spannungsebenen im AC-Betrieb kann zu verschiedenen Störungen führen, wie beispielsweise zu Überlastung von Neutralleitern, Fehlauslösung von Leitungsschutzschaltern, Spannungsverzerrungen oder Nulldurchgangsverschiebungen. Eine Begrenzung ist mit entsprechenden Filtern möglich. /ABB-03 12/, /ABB-01 11/, /GMC-01 06/, /NEST-01 14/

Aufwand für Störungsbeseitigung
Mit der Entwicklung von Schaltern, welche zum Abschalten von Netzabschnitten im Fehlerfall geeignet sind, können Störungen gut behoben werden. Diese von ABB vorgestellten Schalter haben bereits Ansprechzeiten im Millisekundenbereich, wurden

jedoch noch nicht in realen Netzen getestet. Des Weiteren muss die Einbindung der Schalter in übergeordnete Schutzkonzepte erfolgen. /ABB-03 12/, /ABB-01 11/, /NEST-01 14/, /WIE-01 15/

Auswirkung auf die Kurzschlussleistung im Netz
Die benötigte Kurzschlussleistung ist durch die Auswahl der Sensibilität des Auslösens der Sicherung und einer entsprechenden Dimensionierung der Kapazität beeinflussbar. Der fließende Kurzschlussstrom muss ausreichen, um die Sicherung auszulösen, ein Kondensator muss zur Überbrückung bis zum Auslösen der Sicherung eingesetzt und so dimensioniert werden, dass der Strom bis zum Auslösezeitpunkt geliefert werden kann. Eine Verlängerung der Dauer des Kurzschlussstroms ist durch Kapazitätserhöhung des Kondensators möglich. /KAU-01 13/, /ABB-01 11/

Spannungshaltung
Durch Einsatz von Gleichrichtern (ggf. mit anschließendem DC-DC-Steller) ist die Spannungshaltung im gesamten Netzbetrieb möglich. In vermaschten Netzen ist ggf. eine Kommunikation zwischen Erzeugern und Verbrauchern notwendig. (siehe: Abschnitt Regelgenauigkeit). Da es bei DC-Netzen keine Normung hinsichtlich Spannungshaltung gibt, ist zunächst eine Definition geeigneter Spannungsbereiche notwendig. In /IISB-01 13/ wird im Falle einer 380 V_{DC} Versorgung ein Toleranzbereich zwischen 360 V_{DC} und 400 V_{DC} vorgeschlagen.

Einfluss auf den Blindleistungshaushalt
Auch wenn in Gleichspannungsnetzen keine Blindleistung erforderlich ist, kann der Blindleistungshaushalt angrenzender Wechselstromnetze positiv beeinflusst werden, da die Spannungswandler in der Lage sind, kapazitive und induktive Blindleistung nach Bedarf zu erzeugen.

Einhaltung thermischer Limits und der maximalen Stromtragfähigkeit: Die maximale Stromtragfähigkeit und die zulässigen thermischen Limits erhöhen sich durch DC-Netze, da die Leitungsverluste sinken. Die Überlastfähigkeit von DC-Umrichtern ist jedoch nur begrenzt gegeben.

5.15.3.2 Wirtschaft

Zu den wirtschaftlichen Aspekten von Gleichspannungsverteilnetzen kann, aufgrund fehlender Praxisdaten im Rahmen dieser Zusammenfassung keine Einschätzung erfolgen. Da es sich um infrastrukturelle Investitionen des Netzbetreibers handelt, können die Angaben aus Kapitel „Konventioneller Netzausbau“ als Orientierung dienen. (vgl. Kapitel 5.1)

Investitionen
Die CAPEX von Kabeln in DC-Netzen sind im Grunde mit konventionellem Netzausbau vergleichbar. Da grundsätzlich jedoch die Kabelquerschnitte geringer sind als in Wechselspannungsnetzen, ergeben sich hier Kosteneinsparpotenziale. Auch fallen gewisse Komponenten wie Netzteile bei Endverbrauchern weg, wodurch langfristig Kosteneinsparpotenziale gehoben werden können.

Betriebskosten
Die Betriebskosten von Gleichspannungsnetzen sind aufgrund geringerer Verluste und einer einhergehenden Reduzierung des Primärenergiebedarfs geringer als in Wechselspannungsnetzen. Auch fällt die Integration von alternativen Energiequellen leichter, wodurch die Betriebskosten sinken. Zum heutigen Zeitpunkt ist eine Quantifizierung jedoch nicht möglich.

Die folgenden Kriterien sind im Falle eines Netzneubaus vergleichbar mit dem konventionellen Netzausbau:

- **Lebensdauer** und **Regulatorische Abschreibungsdauer**
- **Akteur**
- **Einnahmepotenzial für Akteur**
- **Kostenwälzung**

Die Kosten für eine Umrüstung der vorhandenen Infrastruktur sind dagegen nicht abzuschätzen. Auch die anfallenden Betriebskosten sind zum heutigen Zeitpunkt schwer zu quantifizieren. Es wird jedoch angenommen, dass aufgrund geringerer Übertragungsverluste auch die Betriebskosten leicht im Vergleich zu AC-Netzen sinken.

Regulatorische Praktikabilität
Für den DC-Betrieb sind einvernehmliche Rahmenbedingungen erforderlich. Es bedarf an Definition von „Normen und Standards für Gleichspannungsnetze und deren Komponenten“. Ein erster Anlauf zur Erarbeitung dieser Normen wurde im Rahmen einer Grundsatzstudie der energietechnischen Gesellschaft vom VDE Anfang 2016 herausgegeben. /VDE-01 16/

Einordnung der NoM
Da in Gleichspannungsnetzen (wenn vollständig etabliert) etwas geringere Betriebskosten aufgrund geringerer Verluste antizipiert werden, die Infastruktur hingegen analog zum konventionellen Netzausbau ist, stellt die Umstellung der vorhandenen Infrastruktur auf DC-Netze eine Änderung der Betriebsführung dar. DC-Netze sind demnach „Netzoptimierende Betriebsführung“.

Durchdringungspotenzial und Regionale Verfügbarkeit
Theoretisch können DC-Netze die gesamte Wechselstromübertragung in allen Spannungsebenen ersetzen.

5.15.3.3 Sekundärer Mehrwert und möglicher Beitrag zur Betriebsführung

Auswirkung auf die Betriebsführung
Keine Veränderung im Vergleich zum konventionellen AC-Netz. Etwas geringere Verluste und dadurch geringere Betriebskosten.

Beitrag zur funktionalen Trennung der Spannungsebenen
Durch die Transformation von AC zu DC und umgekehrt kann der Blindleistungshaushalt des jeweiligen AC-Netzes stark beeinflusst werden. Siehe dazu das Kriterium „Einfluss auf den Blindleistungshaushalt“.

Rückwirkung auf andere Spannungsebenen
Durch die Entstehung von Oberschwingungen bei der Umrichtung von Gleichstrom können in direkt übergeordneten AC-Spannungsebenen weitere resultierende Störungen möglich sein. Dies wären z. B. Überlastung von Neutralleitern, Überhitzung von Transformatoren, Fehlauslösung von Leitungsschutzschaltern, Spannungsverzerrungen und Nulldurchgangsverschiebungen in übergelagerten AC-Netzen. /GMC 01 06/

Frequenzhaltung und Bereitstellung von Regelleistung
Da es in DC-Netzen keine Frequenz gibt, ist lokal auch keine Frequenzhaltung möglich. Im Falle eines reinen DC-Netzes entfällt somit der Bedarf an Frequenzhaltung vollständig. Ist ein Mischbetrieb von AC- und DC-Netzen vorhanden, so kann eine Frequenzhaltung nur durch Regelleistung aus den DC-Netzen erfolgen.

Erschwerend ist, dass DC-Umrichter Oberschwingungen in direkt übergeordneten AC-Spannungsebenen erzeugen und somit die Netzfrequenz in übergeordneten AC-Spannungsebenen beeinflussen können. Eine Minderung dieses Effektes ist durch entsprechende Filter möglich (aktiv, passiv). /GMC-01 06/, /FAS-01 04/, /ETZ-01 10/

Beitrag zum Versorgungswiederaufbau
Mit DC-Umrichtern ist die Schwarzstartfähigkeit gegeben (Entwicklungen von ABB und Siemens). /WEKA-01 13/, /ABB-02 11/

Erhöhung der Autarkie eines Netzgebietes
Analog zum konventionellen Netzausbau wird die Autarkie nicht erhöht.

Zusätzlicher Mehrwert der NoM
Da in DC-Netzen die Netzteile von Endkundengeräten, welche heute benötigt werden, um Wechselspannung zu Gleichspannung zu transformieren, wegfallen, sinken für die Endkunden die Kosten von Investitionen leicht. Da dies nicht indirekt über die Netzentgelte erfolgt, sondern direkt für Kunden erkennbare kosteneinsparende Effekte hat, entsteht ein zusätzlicher Mehrwert.

Bereitstellung von Betriebsreserven
DC-Netze stellen keine Betriebsreserven bereit. Bei einer Umstellung von Wechsel- auf Gleichspannung entsteht aufgrund des Wegfalls der Blindstromkomponente Betriebsreserven.

Robustheit/Resilienz gegenüber Störfaktoren
Trotz der Tatsache, dass es sich um eine kaum verbreitete neue Technologie handelt, ist der Einsatz von Gleichspannungsverteilnetzen von nur wenigen externen Einflussfaktoren (z.B. Ressourcenverfügbarkeit, Strombedarf, alternativen Technologien) oder einer geänderten Versorgungsstruktur abhängig. Somit ergibt sich auch nur eine geringe Anfälligkeit gegenüber Störfaktoren.

5.15.3.4 Gesellschaft und Umwelt

Strukturveränderung
Die Umstellung auf DC-Netze zählt zu der Maßnahme „Netzverstärkung/ Ergänzung“ sowie „Optimierung von bestehenden Anlagen“. Bei der Umstellung von AC- auf DC-

Betrieb ist keine Neuauslegung der Leitungen/Kabel nötig, da AC-Netze durch Zusammenfassen der vier Leiter zu je zwei Hin- und Rückleitern als DC-Netze verwendet werden können. Viele neue Komponenten müssen zugebaut oder angepasst werden, wie z. B. Netzteile bei Endverbrauchern, DC-/DC-Steller, DC-Zähler, Fehlerstromschutzschalter und Schaltgeräte zur Lichtbogenlöschung bei höheren Spannungen. /KAU-01 13/, /ABB-03 12/, /ABB-01 11/

Technisches Risiko

Um den zuverlässigen und dauerhaften Betrieb eines DC-Netzes sicherzustellen, müssen DC-Leistungsschalter eingesetzt werden, um zu vermeiden, dass bei einem Fehler, wie beispielsweise einem Kurzschluss, das gesamte Netz zusammenbricht.

In /ABB-03 12/, /ABB-01 11/ werden DC-Leistungsschalter vorgestellt, welche Netzabschnitte bereits im Millisekunden Bereich trennen können, um so den Schaden im Fehlerfall zu minimieren. Es wird weiterhin beschrieben, dass sogenannte Schutzzonen sinnvoll wären, welche im Fehlerfall separat getrennt werden könnten. Diese Schutzzonen sind als trennbare Netzabschnitte zu verstehen. So kann das übrige Netz auch bei Eintreten eines Fehlerfalls weiter betrieben und nur die betroffene Stelle abgetrennt werden. Die Eintrittswahrscheinlich ist demnach „gering bis mittel“ bei großem Schaden, aufgrund einer Fixierung bei Berührung.

Vorerfahrung

Wie bereits in Kapitel 5.15.1.3 beschrieben, gibt es aus historischer Sicht zahlreiche Praxisbeispiele der DC-Übertragung. Aus heutiger Sicht und mit heutigen Sicherheitsstandards sowie technischen Entwicklungen im Bereich der DC-Transformatoren, sind die damals gewonnenen Erkenntnisse jedoch inzwischen längst überholt. Im Transportsektor, in der HGÜ sowie in Nischenanwendungen wird die DC-Übertragung seit Langem eingesetzt. Im Bereich der öffentlichen Stromübertragung gibt es jedoch kaum Erfahrung und Standards. /ARN-01 14/ Es wird daher das Kriterium „keine Vorerfahrung“ gewählt.

Einfluss auf die CO2-Bilanz des Versorgungsgebietes

Aufgrund wegfallender Blindleistung entstehen bei Betrachtung des reinen Stromtransports in den Leitungen im DC-Betrieb niedrigere Verluste. Die Umwandlungsstufen in einem gemischten DC- und AC-Betrieb können diesen Vorteil jedoch relativieren. Sofern in der gesamten Bilanz im DC-Betrieb Netzverluste eingespart werden können, werden CO_2-Emissionen, welche bei der Energieerzeugung entstehen, reduziert.

Genaue Aussagen zu den CO_2-Emissionen im DC-Betrieb sind jedoch im Einzelfall in Abhängigkeit von den eingesetzten und ersetzten Betriebsmitteln und der Auslastung zu prüfen. In Zukunft sind mit einer Verbesserung der Wirkungsgrade der Betriebsmittel (z. B. DC/DC-Steller) sowie mit den im Vergleich zum AC-Betrieb niedrigeren Leitungsverlusten Einsparungen in den CO_2-Emissionen zu erwarten, nämlich durch geringeren Primärenergieeinsatz sowie Materialeinsparungen bei Netzteilen.

EMV für das Umfeld

Sowohl bei DC- als auch AC-Netzen müssen Magnetfelder, die von den Leitungen ausgehen, Grenzwerte einhalten, so dass keine gesundheitlichen Gefahren entstehen.

Derzeit fallen Gleichspannungsanlagen im Niederspannungsbereich (< 2.000 V) nicht in den Geltungsbereich der 26. BImSchV. Es gibt Grenzwertvorschläge von ICNIRP und der EU, jedoch sind diese uneinheitlich. Die ICNIRP (International Commission on non-ionizing radiation protection) gibt einen Basisgrenzwert von elektrischen Gleichstromdichten von 8mA/m2, bei magnetischen Gleichfeldern bei 40mT an. In /ABB-01 97/ werden Grenzwerte für elektromagnetische Gleichfelder (Effektivwerte) angegeben, für das elektrische Feld 20 kV/m, für das magnetische Feld 21200 µT. Die Strahlenschutzkommission empfiehlt 2014 Grenzwerte von 500 µT (gleicher Wert auch in 26. BImSchV).

In AC-Netzen entstehen grundsätzlich andere Felder als bei DC-Netzen. Bei AC ändern elektrische und magnetische Felder ständig ihre Richtung, bei DC handelt es sich um statische Felder. Aktuell gibt es keine eindeutigen Beurteilungen über die Unterschiede bezüglich gesundheitlicher Auswirkungen beim Menschen. /IEH-01 12/, / NTV-01 14/, /SSK-01 08/, /ABB-01 97/, /MAR-01 14/, /BMJV-01 96/

Auswirkung auf Flora/Fauna und Habitate
Keine neuen Beeinträchtigungen bzw. keine Reduzierung vorhandener Beeinträchtigungen, da die vorhandene Netzinfrastruktur im Nieder- und Mittelspannungsnetz weitergenutzt oder ggf. umgerüstet werden kann.

Mediale Berichterstattung
Der Einsatz von Gleichspannung im Verteilnetz wird in den online Medien kaum bis gar nicht thematisiert. Lediglich ein Artikel der NZZ Online (2012) beschäftigt sich mit der historischen Entwicklung von Gleichspannungsnetzen und der Wahrscheinlichkeit einer Umstellung auf Gleichspannungstechnik auf Verteilnetzebene. Hierbei wird jedoch kein konkreter Bezug zur Netzoptimierung hergestellt.

Die folgenden Kriterien sind analog zu konventionellem Netzausbau:

- **Landschaftseingriff und Flächenbedarf**
- **Schadstoffbelastung**
- **Geräuschemissionen**
- **Handlungsspielraum**
- **Sinnhaftigkeit von Bürgerbeteiligung**
- **Transparenz des Verfahrens**
- **Auswirkung auf Schutzgut Boden/Grundwasser**
- **Auswirkung auf Biodiversität/Ökosystem**
- **Verunreinigung und Verunreinigung von Boden/Grundwasser**

Gesellschaftliche Solidarität
Aufgrund einer großen punktuellen finanziellen Belastung durch eine komplette Restrukturierung des Energiesystems und die damit verbundene Kostenwälzung auf alle beteiligten Endkunden, führt zu einer geringen gesellschaftlichen Solidarität v. a. in einkommensschwachen Schichten.

5.15.4 Ökonomische Grundlagen

Aufgrund fehlender Vorerfahrung zu Gleichspannungsnetzen in der Niederspannung ist keine belastbare Abschätzung für die Kosten möglich. Da die Infrastruktur im Grunde jedoch der von Wechselspannungsnetzen entspricht und lediglich eine Reduktion von Betriebskosten bzw. Verlusten antizipiert wird, ist im Projekt MONA 2030 keine individuelle ökonomische Betrachtung von Gleichspannungsnetzen möglich.

5.15.5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Zuge einer wachsenden Anzahl an DC-Verbrauchern und Erzeugern kann die Umstellung auf eine DC-Übertragung Vorteile bringen. Insbesondere die energieeffizientere Stromübertragung sowie Materialeinsparungen sind hier zu nennen. Allerdings ist eine Umstellung mit erheblichen Umbaumaßnahmen in allen Bereichen der Energieübertragung verbunden. Zudem sind nahezu alle elektrischen Endgeräte auf die Wechselspannungen von 50 Hz oder 60 Hz ausgelegt. Eine Umstellung auf DC würde einen internationalen Standardisierungsprozess voraussetzen. In Nischenmärkten können Gleichstromnetze bereits heute zur Steigerung der Effizienz und Senkung der Kosten beitragen. /FFE-84 13/ Aus Gründen der fehlenden Praktikabilität einer Umstellung auf Gleichspannung sowie vergleichsweise geringen Umweltauswirkungen und fehlenden praktischen Erfahrungen, ist eine simulative und ökonomische Bewertung von Gleichspannungsnetzen in der Niederspannungsebene in MONA 2030 nicht möglich.

6 Wirtschaftliche Aspekte Netzoptimierender Maßnahmen

Wie im Kapitel 2 „Regulatorischer Rahmen Netzoptimierender Maßnahmen“ näher beschrieben, sind die NoM nach heutiger Rechtsprechung und aus regulatorischer Praktikabilität in drei Cluster zu teilen. Während Netzoptimierende Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte Maßnahmen der Netzbetreiber sind und somit die entstehenden Kosten auch „dem Netz“ entstehen, regulatorisch anerkannt und über die Netzentgelte an die Endverbraucher weitergereicht werden können, sind Netzorientierte Maßnahmen keine klassischen Netzbetriebsmittel. Um die Kosten verschiedener NoM vergleichen zu können, werden daher im Folgenden mit der System-, der Netz- sowie der Akteursperspektive drei Sichtweisen definiert.

6.1 Definition

Die „Gesamtkostenperspektive“ unterstellt, dass losgelöst vom heutigen Rechtssystem, alle Kosten für Netzoptimierende Maßnahmen dem Gesamtsystem zugerechnet werden. Die Kosten werden demnach nicht nach verschiedenen Stakeholdern differenziert, sondern es werden die insgesamt für eine NoM anfallenden Kosten quantifiziert.

*Die **Gesamtkostenperspektive** rechnet alle Kosten von Netzoptimierenden Maßnahmen dem System „Netz“ zu. Nach dieser Logik werden Netzorientiere Maßnahmen nicht differenziert behandelt, sondern als Teil des Netzes zur allgemeinen Versorgung behandelt.*

Definition

?

Über die Quantifizierung der Gesamtkosten ermöglicht die Gesamtkostenperspektive eine Einschätzung über das kostengünstigste Gesamtsystem.

Um ein entflechtungskonformes Szenario abzubilden, wird neben der Gesamtkostenperspektive auch die „Netzkostenperspektive“ näher betrachtet.

*Die **Netzkostenperspektive** beleuchtet lediglich Kosten, die nach geltendem Recht auch dem Netz zuzuordnen sind. Während bei Netzoptimierenden Betriebsmitteln und der Betriebsführung alle Kosten den Netzbetreibern anfallen, sind Netzorientierte Maßnahmen im Besitz netzexterner Stakeholder. Aus diesem Grund müssen bei diesen Maßnahmen nicht die Investitions- und Betriebskosten der Maßnahmen herangezogen werden sondern entstandene Kosten und entgangene Erlöse durch Netzoptimierung auf Seite der netzexternen Stakeholder. Dies erfolgt durch den Opportunitätskostenansatz.*

Definition

?

Darüber hinaus kann die Wirtschaftlichkeit zudem aus Sicht der beteiligten Akteure bewertet werden.

*Aus der **Akteursperspektive** werden neben den beim jeweiligen Betreiber der Netzoptimierenden Maßnahme anfallenden Kosten (inklusive Steuern und Abgaben) auch die Erlösmöglichkeiten betrachtet. Es erfolgt somit eine individuelle Wirtschaftlichkeitsbewertung für die betroffenen Stakeholder.*

Definition

Neben der Bewertung einzelner Geschäftsmodelle dient diese Perspektive der Einschätzung der Umsetzungswahrscheinlichkeit von NoM unter heutigen Rahmenbedingungen. Hierdurch können Diskrepanzen zwischen der kostenoptimalen Einsatzreihenfolge und der betriebswirtschaftlichen Umsetzbarkeit identifiziert werden.

6.2 Bestandteile der Betrachtungsperspektiven

Für die drei definierten Perspektiven erfolgt hier eine Aufschlüsselung der berücksichtigten Kosten- bzw. Erlösbestandteile, die im Rahmen des Morphologischen Kastens genau quantifiziert wurden.

6.2.1 Gesamtkostenperspektive

Aus der Gesamtkostenperspektive sind die insgesamt für eine NoM anfallenden Kosten zu quantifizieren. Diese setzen sich aus variablen und fixen Betriebskosten sowie den zu tätigenden Investitionen zusammen und werden in Euro pro Jahr ausgewiesen. Für Maßnahmen, welche bereits existieren und lediglich durch IKT erschlossen werden müssen, werden die IKT-Kosten für die Berechnung herangezogen.

Tabelle 6-1: *Gesamtkosten der NoM*

Netzoptimierende Maßnahme	Systemkosten
Konventioneller Netzausbau	Investitionen und Betrieb
Freileitungsmonitoring	Investitionen und Betrieb
Engpassmanagement	Entschädigungszahlungen und ggf. Erschließungskosten (IKT)
Demand Response	Entschädigungszahlungen
Hybridnetze	Investitionen und Betrieb; Erschließungskosten (IKT)
Blindleistungsmanagement	Ggf. Erschließungskosten (IKT)
Spannungslängsregler	Investitionen und Betrieb
Regelbare Ortsnetztransformatoren	Investitionen und Betrieb
Topologische Schalthandlungen	Betriebskosten
Quartierspeicher zur Netzentlastung	Investitionen und Betrieb
Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	Investitionen und Betrieb; Erschließungskosten (IKT)
Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen	Erschließungskosten (IKT)

Um die zu Beginn anfallende Investition gleichmäßig über die Lebensdauer der Maßnahme zu verteilen und mit den Betriebskosten zu verrechnen, wird die Annuitätenmethode gewählt. Die Annuität der Maßnahme wird über folgende Formel bestimmt /KON-01 13/:

Tabelle 6-2: *Annuitätische Kosten*

$$AN = K_0 * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

AN [€/a]:	Annuität
K_0 [€]:	Kapitalwert
i [-]:	Zinssatz
n [a]:	Nutzungsdauer

6.2.2 Netzkostenperspektive

Da Netzbetreiber zum heutigen Zeitpunkt entflechtungsbedingt nicht alle NoM gleichermaßen verwenden können, ist es notwendig, das Cluster „Netzorientierte Maßnahmen“ getrennt zu behandeln. Während die Berechnungslogik für Betriebsmittel und Betriebsführung beibehalten wird (siehe Systemperspektive) können Netzorientierte Maßnahmen nicht voll mit ihren Investitions- und Betriebskosten angesetzt werden, da diese Kosten aufgrund des geltenden Rechts nicht von den Netzbetreibern getragen werden können. Stattdessen werden Opportunitätskosten (OK) angesetzt.

Das vorliegende Kapitel soll Aufschluss über die Berechnungsgrundlage von Opportunitätskosten[36] geben und deren Notwendigkeit für die Berechnung der Einsatzreihenfolge der NoM verdeutlichen.

Definition

Allgemein sind Opportunitätskosten der entgangene Nutzen einer nicht gewählten Option. Sie entstehen dadurch, dass eine Ressource, die theoretisch mehrere Zwecke erfüllen kann, zu einem bestimmten Zeitpunkt nur für eine Option genutzt werden kann. Folglich kann mindestens ein alternativer Zweck zeitgleich nicht umgesetzt werden.

Im Projekt MONA ist die Berechnung von Opportunitätskosten demnach notwendig, wenn eine NoM (≙ Ressource) mehrere Zwecke erfüllen kann. Dies bedeutet konkret, dass eine Maßnahme nicht allein zur Netzstabilisierung vorgesehen ist, sondern für weitere Zwecke eingesetzt wird. Bei der Kostenberechnung entsprechender Maßnahmen muss folglich exakt analysiert werden, welche finanziellen Aufwendungen auf die Ausführung der Netzstabilisierung zurückzuführen sind.

[36] In der Literatur werden die Begriffe Verzichtskosten, Alternativkosten oder Schattenpreis äquivalent verwendet.

6.2.2.1 Opportunitätskostenansatz und Netzorientierte Maßnahmen

Der Opportunitätskostenansatz wirkt sich nur auf das Cluster der Netzorientierten Maßnahmen aus. Definitionsgemäß grenzt sich diese Maßnahmengruppe von den anderen NoM dadurch ab, dass diese nicht primär zur Netzstabilisierung eingesetzt werden, sondern mindestens einen anderen Zweck erfüllen. Die Netzorientierten Maßnahmen sind Flexibilitätsoptionen wie verschieden geartete Energiespeicher, Erzeuger oder Verbraucher - jedoch keine klassischen Netzbetriebsmittel. Daher liegen die Netzorientierten Maßnahmen (heute) nicht in der Assetbase der Netzbetreiber, sondern sind im Besitz unabhängiger Akteure. Diese Akteure investieren in Flexibilitätsoptionen, um einen wirtschaftlichen Vorteil durch Vermarktung (z. B. Regelleistung, Handel) oder Kosteneinsparung zu generieren (z. B. Eigenverbrauchsoptimierung).

Tabelle 6-3: *Netzkosten der NoM*

Netzoptimierende Maßnahme	Systemkosten
Konventioneller Netzausbau	Investitionen und Betrieb
Freileitungsmonitoring	Investitionen und Betrieb
Engpassmanagement	Entschädigungszahlungen
Demand Response	Entschädigungszahlungen
Hybridnetze	Erschließungskosten (IKT) und ggf. Opportunitätskosten
Blindleistungsmanagement	Ggf. Erschließungskosten (IKT)
Spannungslängsregler	Investitionen und Betrieb
Regelbare Ortsnetztransformatoren	Investitionen und Betrieb
Topologische Schalthandlungen	Betriebskosten
Quartierspeicher zur Netzentlastung	Opportunitätskosten
Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	Erschließungskosten (IKT) und ggf. Opportunitätskosten
Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen	Erschließungskosten (IKT) und ggf. Opportunitätskosten

Grundsätzlich wird im Projekt MONA 2030 davon ausgegangen, dass die vorhandene Anschlussleistung am Hausanschluss ausreichend groß Dimensioniert ist. Ist dies nicht der Fall entstehen in der Praxis bei zunehmender Verbrauchs- oder Erzeugungslast zusätzliche Kosten für eine größere Dimensionierung wie z. B. Baukostenzuschüsse.

Ein Quartierspeicher, welcher zum Zwecke der Regelleistungserbringung, durch unabhängige Dritte aus wirtschaftlichem Interesse gebaut wurde und betrieben wird, kann auch lokale Spannungsschwankungen ausgleichen. Wird dies durch den Quartierspeicher getan, kann zeitgleich jedoch keine Regelleistung mehr angeboten werden. Der Betreiber „verliert" daher die Erlöse durch die Regelleistungserbringung, die er statt Spannungshaltung hätte erbringen können. Dem Speicherbetreiber entstehen daher ***Opportunitätskosten*** *mindestens in Höhe der Regelleistungsvergütung.*
„Leiht" der Netzbetreiber für einen gewissen Zeitraum diesen Speicher, um seine lokale Spannungshaltung zu verbessern, muss er den Speicherbetreiber angemessen entschädigen. Die Entschädigungszahlungen müssen folglich mindestens den Regelleistungspreisen dieses Zeitraums entsprechen.

Anwendungsbeispiel

6.2.2.2 Berechnungsmethodik

Um die Gesamtkosten für die Nutzung von Netzorientierten Maßnahmen möglichst genau zu berechnen, wird in dieser Studie folgende Vorgehensweise gewählt:

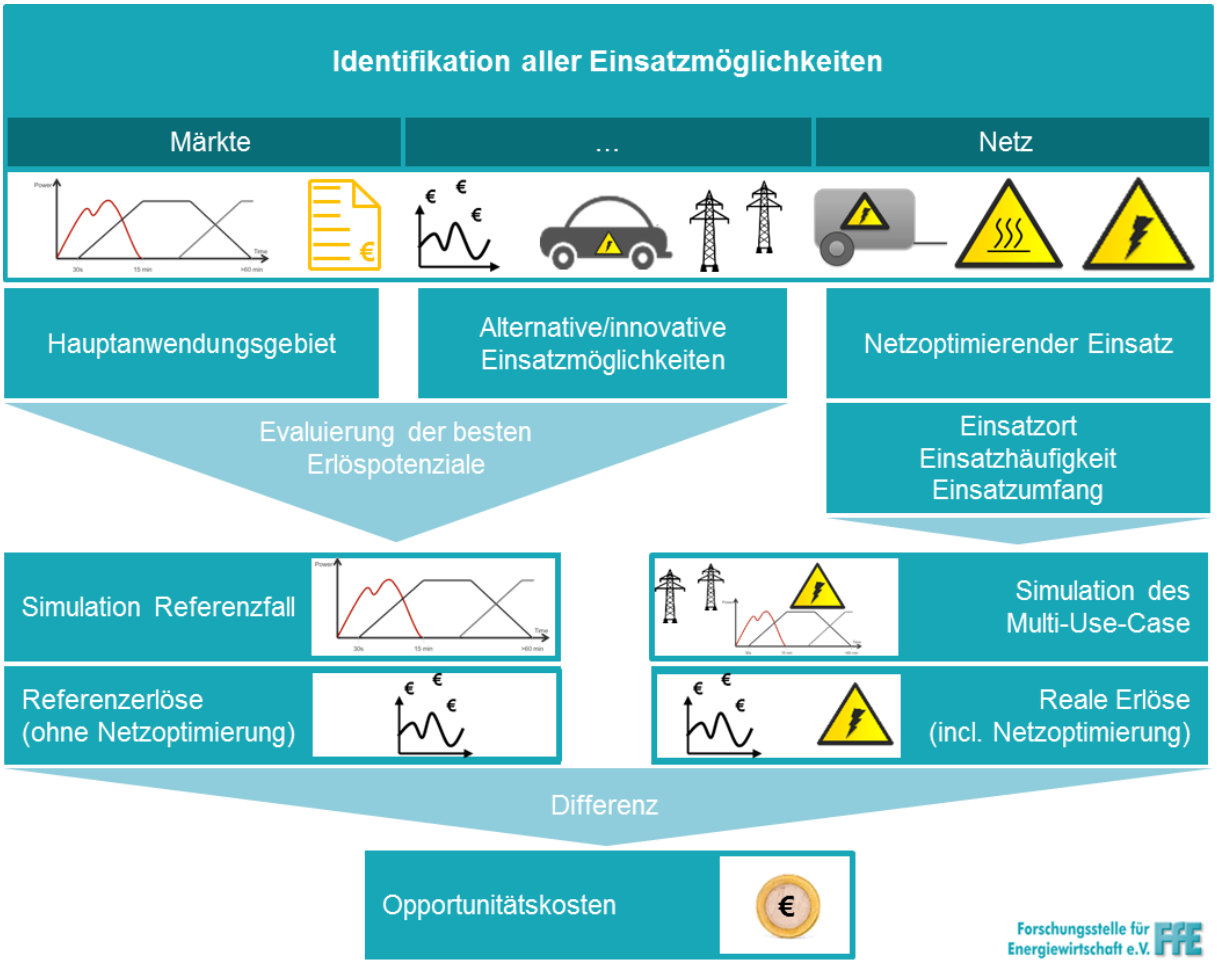


Abbildung 6-1: *Schematische Darstellung der Opportunitätskostenberechnung*

Zu den hier betrachten Anwendungsfällen zählen die Eigenverbrauchsoptimierung, die Teilnahme am Regelleistungsmarkt und die Vermarktung am Spot-Markt. Auf die

Identifikation der vorherrschenden Primärzwecke wird genauer in dem jeweiligen Kapitel der NoM eingegangen.

Durch den zusätzlichen Einsatz der Netzorientierten Maßnahmen zur Netzstabilisierung können sich folgende Komponenten verändern und werden somit Bestandteil der Opportunitätskosten;

- Veränderung der Erlöse durch Vermarktung
- Veränderung der Erlöse für Stromeinspeisung
- Durch die Netzstabilisierung bedingte Wirkungsgradverluste
- Durch Netzstabilisierung bedingte Alterungseffekte
- Durch die Netzstabilisierung bedingte Produktionseinbußen

Alle anfallenden Nachteile werden aufsummiert und als Opportunitätskosten angesetzt. Die Opportunitätskosten in vorliegender Studie umfassen somit nur die quantifizierbaren finanziellen Verluste, nicht jedoch anfallende Komforteinbußen. In **Abbildung 6-1** sind relevante Stromflüsse für Opportunitätskosten schematisch dargestellt. Die zugehörigen Abkürzungen sind **Tabelle 6-4** zu entnehmen.

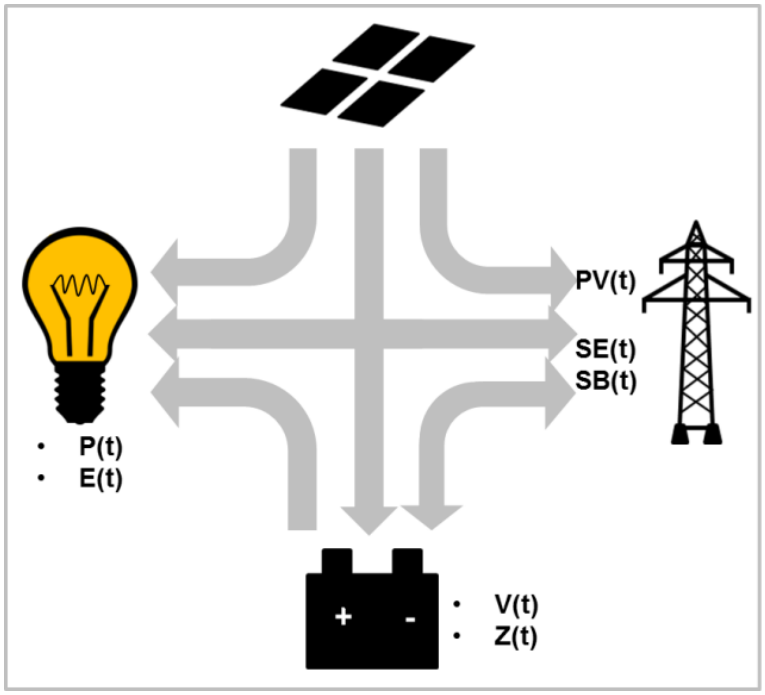


Abbildung 6-2: *Relevante Stromflüsse für Opportunitätskosten*

Um Netzorientierte Maßnahmen mit allen anderen Maßnahmen vergleichen zu können, muss in der Praxis eine Betrachtung aller Kosten die in der Nutzungsdauer anfallen erfolgen. Dafür müssen alle entstehenden Opportunitäten ex ante prognostiziert und pro Jahr gemittelt werden. Alternativ kann auch eine Betrachtung einzelner Jahre erfolgen. Die dargestellte Formel in **Tabelle 6-4** ermöglicht beide Ansätze.

Tabelle 6-4: *Berechnungslogik der Opportunitätskosten*

$$OK(m) = \sum_{t=0}^{T} [(E_t^R - E_t^N) + [(SB_t^N - SB_t^R) + (SE_t^N - SE_t^R) + (V_t^R - V_t^N)] * SP(m,t) + EEG * (PV_t^N - PV_t^R) + ZK(m) * (Z_t^R - Z_t^N) + P]$$

Variable	Einheit	Beschreibung
OK(m)	€	Opportunitätskosten einer Maßnahme über ihre Lebensdauer
R	-	Im Referenzjahr (ohne Netzoptimierung)
N	-	Im Jahr mit Netzoptimierung (Multi-Use-Case)
T	a	Nutzungsdauer der Maßnahme zur Netzentlastung in Jahren
E(t)	€	Erlöse im Jahr t
SB(t)	kWh	Strombezug im Jahr t
SE(t)	kWh	Stromeinspeisung im Jahr t
PV(t)	kWh	PV-Einspeisung im Jahr t
EEG	kWh	Einspeisevergütung der zugehörigen PV-Anlage(m) im Jahr t
SP(m,t)	€/kWh	Strompreis der Maßnahme im Jahr (t)
V(t)	kWh	Verlustenergie im Jahr (t)
ZK(m)	€/Zyklus	Zykluskosten der Maßnahme (m) = $\frac{Gesamtkosten}{Maximal\ nutzbare\ Zyklenzahl}$
Z(t)	-	Zyklenzahl im Jahr t
P	€	Produktionsausfall durch netzorientierten Einsatz

Vereinfacht:

$$OK(m) = \sum_{t=0}^{T} [\Delta E(t) + \Delta SB(t) + \Delta SE(t) + \Delta V(t)] * SP(m,t) + EEG(m,t) * \Delta PV(t) + ZK(m) * \Delta Z + \Delta P]$$

6.2.2.3 Opportunitätskosten im heutigen System

Opportunitätskosten sind in der Energiewirtschaft kein Novum. Im Beschluss des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf vom 18.04.2015 wurden Änderungen über eine angemessene Vergütung für Redispatch vorgenommen. Kernaussage dabei: eine reine Entschädigung der Brennstoffkosten ist nicht ausreichend; auch entgangene Gewinnmöglichkeiten und alle anfallenden Kosten, die durch Redispatch entstehen, müssen vergütet werden. /BNETZA-08 15/

Als Fazit der vorliegenden Studie, kann festgehalten werden, dass alle finanziellen Verluste die dem Benachteiligten durch die Netzstabilisierung anfallen, entschädigt werden müssen. Daraus kann geschlossen werden, dass auch bei den Netzorientierten Maßnahmen alle potenziellen Kostenfaktoren analysiert und in den Opportunitätskostenansatz aufgenommen werden müssen.

Während für Redispatch bereits eine Opportunitätskostensystematik angewandt wird, ist für die in MONA 2030 diskutierten Netzorientierten Maßnahmen – bedingt durch Entflechtungsvorgaben – noch kein Markt-, Anreiz-, oder Betreibermodell vorhanden.

Daher wird in dieser Studie in Anlehnung an Einspeisemanagement vereinfacht angenommen, dass Netzbetreibern die Möglichkeit zugestanden wird, im Bedarfsfall auf diese Maßnahmen zuzugreifen und sie für die Netzoptimierung einzusetzen. Ähnlich wie bei der gesicherten Einspeisevergütung (EinsMan) kann davon ausgegangen werden, dass ein zum eigentlichen Einsatz (z. B. durch Handel oder Regelleistung) äquivalenter Erlösfluss trotz Eingriff des Netzbetreibers an den Anlagenbesitzer aufrechterhalten wird. Aus Sicht der Netzorientierten Maßnahme verändert sich demnach nicht die Höhe der Rendite, sondern lediglich die Herkunft und Zusammensetzung der Zahlungsströme.

Für eine tatsächliche Systemintegration wäre über das sehr theoretische Konstrukt der Opportunitätskosten hinaus ein Markt-, Anreiz- oder Betreibermodell erforderlich, welches unter Umständen zusätzliche Anreize bietet Flexibilität für Netzoptimierung bereit zu stellen. Dadurch kann in der Realität mit höheren Kosten für die Akquise und Nutzung von Flexibilität gerechnet werden. Hierzu ist jedoch weitere Forschung über das Projekt MONA 2030 hinaus erforderlich.

6.2.3 Akteursperspektive

Im Gegensatz zur System- und Netzperspektive werden im Rahmen der Akteursperspektive die Kosten und Erlöse einzelner Stakeholder im Detail betrachtet. Dies erfolgt für Akteure des freien Marktes (Energieversorgungsunternehmen, Investoren, Privatpersonen) auf Basis einer klassischen Investitionskostenrechnung (z.B. Kapitalwertmethode), für Akteure des regulierten Marktes (Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber) auf Basis einer modifizierten Investitionsrechnung, da sich einige Parameter vom freien Markt unterscheiden. In **Tabelle 6-5** sind die Unterschiede der beiden Investitionsrechnungsarten aufgeführt. Aus der Akteursperspektive können betriebswirtschaftliche Bewertungen angestellt werden, ob Investitionen in NoM aus Sicht verschiedener Stakeholder lohnend sind, oder nicht.

Tabelle 6-5: *Unterschiede bei der Kostenbewertung im freien und regulierten Markt*

Parameter	Freier Markt	Regulierter Markt
Kapitalkosten	Kapitalmarktverzinsung	Regulatorische Verzinsung (fix)
Betriebskosten	Teil der Gesamtkosten	Aufwandsgleiche Kosten
Risikozuschlag	Frei wählbar	Teil der regulatorischen Verzinsung
Eigenkapitalquote	Frei	Maximal 40 %
Abschreibungsdauer	AfA-Tabellen	StromNEV Anlage 1
Bonität	Unternehmensindividuell	V.a. auch systemabhängig
Kostenwälzung	Keine (ggf. Kunde)	Endkunde
Effizienzgründe	Konkurrenz auf dem Markt	Effizienzvergleich
Erlösrückflüsse	Unsicher, diskret	Sicher, kontinuierlich

Akteursperspektive: regulierter Netzbetrieb

Für Netzbetreiber wird an dieser Stelle ein eigener Bewertungsparameter für die Rentabilität von investiven Maßnahmen eingeführt. Da Renditepotenziale bei Investitionen mit zunehmendem OPEX-Anteil deutlich abnehmen, wird der „**Renditepotenzialindex (RP_i)**“ eingeführt. Dabei werden in einer diskontierten Cashflow-Methode der gesamte durch eine Investition erwartete operative Cashflow und die entstehenden Kosten (CAPEX & OPEX) auf den Investitionszeitpunkt abgezinst und ins Verhältnis gesetzt. Der Renditepotenzialindex berechnet sich in Folge aus dem Verhältnis dieses Kennwerts zu einer fiktiven Vergleichsinvestition mit reinen Kapitalkosten, welche im heutigen regulatorischen Rahmen als Benchmark genutzt werden kann, da sie das betriebswirtschaftliche Optimum darstellt.

Der Renditepotenzialindex zeigt an, inwiefern die Kostenstruktur einer Investition dem betriebswirtschaftlichen Optimum einer aus reinem Anlagevermögen bestehenden Investition annähert. Ein Wert von 100 ist demnach rein fiktiv, da keine Investition lediglich aus CAPEX besteht, sondern immer Betriebskosten (Verlustenergie, Personal-, Wartungs- und Reparaturkosten, Technische Betriebsführung etc.) entstehen.

Der Vorteil zu real genutzten betriebswirtschaftlichen Kennzahlen ist die Tatsache, dass sich das Verhältnis der Maßnahmen zueinander mit veränderten regulatorischen Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen[37] nicht ändert, solange das System der Anreizregulierung mit einherschreitender OPEX-Benachteiligung beibehalten wird. Der Index bleibt so trotz der in der 3. Regulierungsperiode sinkenden Eigenkapitalverzinsung gleich.

Je näher sich der Index dem Wert 100 nähert, desto größer ist das theoretische Renditepotenzial der Netzoptimierenden Maßnahme. In der Praxis können diese Werte unternehmensindividuell abweichen, zumal auch Investitionen unter beeinflussbare Kosten fallen und demnach Effizienzwerteffekte berücksichtigt werden müssen.

Beispielrechnung

Ein Längsregler (3-Phasen 250 kVA, Regelbereich +/-6%) und ein rONT (400 kVA) können im Vorstadtbereich den Bau eines 1 km langen Kabels vom Typ NAYY 4x150 substituieren. Technisch gesehen sind die drei Maßnahmen in diesem Fall annähernd gleichwertig. Mit den in **Kapitel 5** vorgestellten spezifischen Kosten der Maßnahmen wird nach der vorgestellten Methodik der jeweilige Renditepotenzialindex errechnet.

Tabelle 6-6: *Renditepotenzialindex für ausgewählte NoM*

Maßnahme	Renditepotenzialindex	Kostenstruktur
Konventioneller Netzausbau: NAYY 4x150	97,56	Siehe Kapitel 5.1
Längsregler: 3-Phasen 250 kVA, Regelbereich +/-6%	90,01	Siehe Kapitel 5.3
Regelbarer Ortsnetz-transformator: rONT 400 kVA	73,87	Siehe Kapitel 5.2

[37] Der regulatorische Zeitverzug wurde für die 1. und 2. Regulierungsperiode vernachlässigt

Die Auswertung zeigt, dass das Renditepotenzial des konventionellen Netzausbaus aufgrund etwas geringerer Betriebskostenanteile an den Gesamtkosten höhere Renditepotenziale birgt. Die absoluten Renditen (abhängig von der Investitionssumme) können nur im Zusammenhang mit den jeweiligen absoluten Kosten und regulatorischen Zinssätzen berechnet werden und werden in dieser Studie nicht dargestellt, da diese unternehmensindividuell abweichend sind.

Neben dem Renditepotenzialindex können weitere betriebswirtschaftliche Parameter ausschlaggebend für eine Investitionsentscheidung sein. Diese beinhalten u. a. die Amortisationszeit, Kapitalwert, Return on Invest, Return on Equity, Interner Zins und Kapitalkosten. Da diese Parameter und verknüpfte Entscheidungskriterien jedoch unternehmensindividuell abweichend sind, sollen sie in dieser Studie nicht dargestellt werden, zumal sie teilweise im RP_i enthalten sind.

Für die Berechnung wurde eine modifizierte Kapitalwertberechnung mit den Eigen- und Fremdkapitalzinssätzen der 2. Regulierungsperiode herangezogen. Es wurde ferner angenommen, dass alle Kosten anerkannt wurden und es sich um eine Erweiterungsinvestition handelt. Alle Anschaffungs- und Herstellungskosten werden daher den CAPEX zugeordnet. Die Betriebskosten wurden jeweils pauschal angenommen, wie sie **Kapitel 5** zu entnehmen sind.

6.3 Ökonomische Kennwerte

In diesem Kapitel sollen ökonomische Kennwerte tabellarisch aufgezeigt werden, welche im AP „Einsatzreihenfolge“ zur Berechnung der Merit-Order benötigt werden.

Tabelle 6-7: *Ökonomische Kennwerte für Investitionsvorhaben in der Energiewirtschaft*

Parameter	Wert	Beschreibung	Quelle
EK-Zins (2. RP)	9,05 %	Regulatorische EK-Verzinsung	/BMWI-07 15/
EK-Zins (3. RP)	6,91 %	Regulatorische EK-Verzinsung	/BNETZA-17 16/
FK-Zins	3,98 %	Fremdkapitalzins (2. RP)	/BNETZA-39 15/
Umlaufrendite	2,49 %	Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten (10 Jahres Mittel)	/BNETZA-17 16/
EK-Quote (Netz)	40 %	Regulatorische Eigenkapitalquote	/BNETZA-17 16/
Mischverzinsung	6,00 %	Mischzins aus EK-/FK-Quote und EK-/FK-Verzinsung	
Wagniszuschlag	3,15 %	Wagniszuschlag im EK-Zins	/BNETZA-17 16/
Kreditzinsen[38] (EVU)	1,82 %	Durchschnittliche Kreditzinssätze an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften (2015)	/BBK-02 16/
Zinsen auf Einlagen (EVU)	0,52 %	Durchschnittliche Einlagenzinssätze nichtfinanzieller Kapitalgesellschaften (2015)	/BBK-02 16/
EK-Quote (EVU)	30 %	Eigenkapitalquote von EVU	/KON-01 13/
Kreditzinsen[39] (Privatperson)	2,14 %	Durchschnittliche Kreditzinssätze an wirtschaftlich selbständige Privatpersonen (2015)	/BBK-02 16/
Zinsen auf Einlagen (Privatperson)	0,97 %	Durchschnittliche Einlagenzinssätze privater Haushalte (2015)	/BBK-02 16/
Inflation	0,28 %	Durchschnittliche Inflation (2015)	/DESTATIS-01 16/
Verlustenergie-kosten	54 €/MWh	Durchschnittlicher Beschaffungspreis der 2. Regulierungsperiode	/BNETZA-25 12/
Strombezugskosten (2015)	32 €/MWh	Durchschnittlicher Day Ahead Preis (2015)	/EEX-01 15/
Börsenstrompreis (2030)	41,1 €/MWh	Börsenstrompreis (2030)	/FFE-04 16/

Auf Basis dieser Kennwerte werden im AP „Einsatzreihenfolge“ die verschiedenen Perspektiven wirtschaftlich berechnet und verglichen.

[38] Berechnungsgrundlage: Zinsraten für neue Darlehen an Unternehmen der deutschen Bundesbank für 2015

[39] Berechnungsgrundlage: Zinsen deutscher Kreditinstitute für Privatkunden (2015)

7 Zusammenfassung des Maßnahmenberichts

Das Projekt MONA 2030 zeigt große strukturelle Unterschiede der verschiedenen Möglichkeiten zur Netzoptimierung auf. Diese manifestieren sich einerseits in den grundlegenden technischen, rechtlichen, regulatorischen, ökologischen und ökonomischen Eigenschaften der Netzoptimierenden Maßnahmen sowie andererseits in den bestehenden Herausforderungen für eine Umsetzung.

Eine Analyse im Projekt zeigt die prinzipiell hohe Relevanz von 14 Netzoptimierenden Maßnahmen. Diese umfassen den konventionellen Netzausbau, Freileitungsmonitoring, Engpassmanagement, Demand Response in der Industrie, Hybridnetze in Form von Wärme und Gas, Blindleistungsmanagement, Längsregler, regelbare Ortsnetztransformatoren, topologische Schalthandlungen, Quartier- und Hausspeichersysteme zur Netzentlastung, die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen, Gleichspannungsnetze in der Niederspannung und Demand Side Management in Haushalten.

Die Analyse zeigt die aktuellen rechtlichen sowie regulatorischen Möglichkeiten und Hemmnisse der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen. Aktuell bestehen zwei Hauptherausforderungen, die die Innovationsfähigkeit und damit die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber in Bezug auf NoM begrenzen. Einerseits sind im regulierten Markt Betriebskosten (OPEX) aufgrund einer fehlenden Verzinsung schlechter gestellt als Investitionen in Sachanlagevermögen(CAPEX) – viele innovative NoM verursachen größere Betriebskosten als konventionelle Maßnahmen – andererseits erschwert die Entflechtung von Netzbetrieb und anderen Teilen der Wertschöpfungskette den Einsatz von Maßnahmen, welche keine klassischen Netzbetriebsmittel oder Betriebsführungskonzepte darstellen. Im Projekt MONA 2030 hat es sich bewährt die Netzoptimierenden Maßnahmen in drei Oberkategorien einzuordnen. Diese sind „Netzoptimierende Betriebsmittel“ – Maßnahmen mit einem großen Anteil an Sachanlagevermögen – „Netzoptimierende Betriebsführung“, betriebskostenlastige Maßnahmen und „Netzorientierte Maßnahmen“, welche nicht primär der Netzentlastung dienen, sondern v. a. andere Aufgaben, wie Wärmebereitstellung oder Handel erfüllen (vergleiche **Abbildung 7-1**).

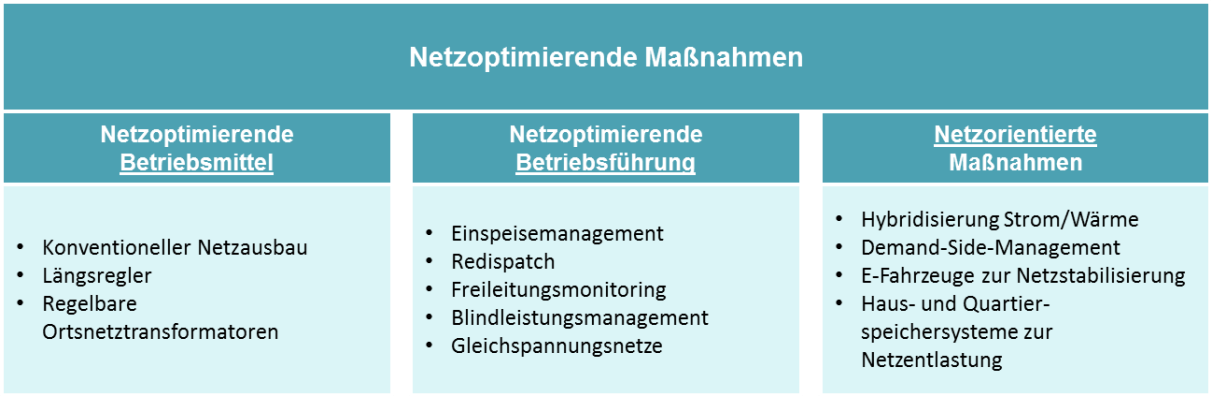


Abbildung 7-1: *Klassifizierung von NoM gemäß ihrer primären Zugehörigkeit zu einzelnen Teilen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette*

Zur besseren Differenzierung und detaillierten Analyse verschiedenartiger Maßnahmen bietet die von Fritz Zwicky entwickelte Methodik des Morphologischen Kastens gute Möglichkeiten. Im Rahmen dieser Studie wurde diese Methodik erstmals auf Netzoptimierende Maßnahmen angewendet, um deren vielfältigen Eigenschaften auf einheitliche Kriterien herunter zu brechen und damit eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Im Projekt MONA ergibt sich eine Aufteilung in die Kategorien „Technologie“, „Wirtschaft“, „Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung“ sowie „Gesellschaft und Umwelt“. Im Zuge der Erstellung von Einsatzreihenfolgen kann der Morphologische Kasten dazu genutzt werden, um die NoM im Detail miteinander zu vergleichen.

Die Kernerkenntnisse zu den im Rahmen der Detailanalyse mit Hilfe des Morphologischen Kastens analysierten Netzoptimierenden Maßnahmen sind in **Tabelle 7-1** tabellarisch aufgeführt.

Tabelle 7-1: *Kernergebnisse der Maßnahmenbewertung für alle im Projekt analysierten Netzoptimierenden Maßnahmen anhand der Kategorien im Morphologischen Kasten*

Maßnahme	Technologisch	Gesellschaft und Umwelt	Wirtschaft	Sekundärer Mehrwert und Beitrag zur Betriebsführung
Konventioneller Netzausbau	Der konventionelle Netzausbau kann mit nahezu jeder anderen Maßnahme kombiniert werden und ist stark skalierbar und bereits etabliert.	Netzausbau hat sehr große Auswirkungen auf die Schutzgüter „Landschaft“, „Boden“ und „Flora/Fauna“ sowie die gesellschaftliche Akzeptanz.	Für Netzausbau sind hohe Investitionen notwendig, die regulatorisch anerkannt werden.	Der Netzausbau hat keinerlei Auswirkung auf die Betriebsführung, ist resilient und benötigt keine zusätzliche IKT.
rONT & Längsregler	Das geeignete Einsatzgebiet sind Netze mit Spannungsproblemen, aber ohne thermische Probleme.	Die mögliche installierbare EE Leistung in Verteilnetzen kann erhöht werden.	Es bestehen keine Akzeptanzprobleme. Nutzungsdauern von Sekundärtechnik werden in der StromNEV noch nicht berücksichtigt.	Für den Einsatz von Laststufenschaltern ist keine/wenig IKT notwendig. Die etablierte Technologie hat nur mit wenig Auswirkungen auf die Betriebsführung
Engpass-management	Aktuell stammen ca. 75 % der abgeregelten Energie aus Windkraft.	Redispatch verringert derzeit die CO2-Emissionen, indem häufig anstatt von Kohle-, Gas-Kraftwerke laufen.	Die Abregelung von EE-Anlagen verursacht extrem hohe Kosten.	Der Smart Meter Rollout bietet eine kostengünstige Infrastruktur zur Ansteuerung von EE-Anlagen auf Haushaltsebene.
Blindleistungs-management	Viele umrichtergekoppelte Technologien können gezielt Blindleistung bereitstellen.	Die Aufnahmekapazität der Netze bezüglich EE-Anlagen kann verbessert werden, da insbesondere diese EE-Anlagen über Wechselrichter verfügen.	Die gezielte Bereitstellung von Blindleistung aus bestehenden Wechselrichtern verursacht nur geringe zusätzliche Kosten.	Eine gezielte Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter kann perspektivisch auch den Blindleistungshaushalt in höhere Netzebenen unterstützen.
Freileitungs-monitoring	Potenziale sind primär in der Hoch- und Höchstspannungsebene vorhanden und korrelieren stark mit dem Winddargebot.	Hohe öffentliche Akzeptanz ist durch geringe strukturelle Veränderung gegeben.	Der Einsatz ist bereits im aktuellen regulatorischen Rahmen möglich.	Zusätzliche Sensorik verbessert die Abbildung des Netzzustands.
Topologische Schalthandlungen	TSH haben geringes Potenzial für Netzentlastung und werden v.a. zur Fehlerbehebung genutzt	Es bestehen keine kritischen Schnittpunkte zu Gesellschaft oder Umweltauswirkungen.	TSH erzeugen geringe Kosten.	TSH benötigt keinen zusätzlichen IKT-Bedarf.

Hybridnetze - Power 2 Heat	P2H ist eine erprobte und stark skalierbare Technologie mit großen vorhandenen Potenzialen (flächendeckend).	Die elektrische Warmwasserbereitung zur Vermeidung der Abregelung von PV-Anlagen kann einen positiven Einfluss auf die CO2-Bilanz des Versorgungsgebietes haben.	Sektorkopplung ist politisch gewünscht. Die gezielte Ansteuerung von Power2Heat ist kostengünstig.	Power2Heat-Anlagen können für das Energiesystem günstige Flexibilität bereitstellen.
Quartierspeicher	Geringe Ansprechzeit ermöglicht dynamischen Einsatz und hohe Flexibilität	Für die ökologische Bewertung muss der hohe Ressourcenverbrauch beachtet werden	Aufgrund fehlender Legaldefinition im EnWG herrscht Rechtsunsicherheit. Der Betrieb erzeugt Doppelbelastungen.	QS bietet die Möglichkeit zur Erhöhung des Autarkiegrads des Netzgebiets.
Hausspeicher-Systeme	Ein netzdienlicher Betrieb wird in erster Linie durch die Kappung der PV-Einspeisespitze ermöglicht.	Hausspeichersysteme können durch eine zusätzliche Integration von EE die CO2 Emissionen reduzieren.	Ein flächendeckender Einsatz ist v.a. durch die Marktentwicklung bedingt und nimmt aktuell stark zu. Die Netzdienliche Fahrweise wird bereits staatlich gefördert	HSS bieten die Möglichkeit zur Erhöhung der Eigendeckung von einzelnen Netzgebieten.
Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen	Die gezielte Ladung von Elektrofahrzeugen benötigt die Implementierung von bisher nicht vorhandenem Lademanagement.	Es ist zu erwarten, dass die Implementierung der Ladesteuerung auf freiwilliger Basis bzw. anreizgesteuert erfolgen wird.	Aktuell existiert weder ein entsprechendes Vergütungsmodell, noch eine eindeutige rechtliche oder regulatorische Regelung.	Der beschlossene Smart Meter Rollout bietet die Infrastruktur zur Ansteuerung von Elektrofahrzeugen.
Demand Response in der Industrie	DR zeichnet sich durch hohe Leistungen bei meist eher kurzzeitiger Verfügbarkeit aus.	Es bestehen keine negativen Umweltauswirkungen.	Lastflexibilisierung erfordert im Normalfall nur geringe Investitionen.	DR bietet zusätzlich Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelleistung.
Demand Side Management in Haushalten	Nicht automatisierte Haushaltsgeräte sind nicht zur Netzentlastung geeignet.	Es bestehen keine negativen Umweltauswirkungen.	Die Erschließung und der Betrieb ist mit nur relativ niedrigen Kosten verbunden. Für die betroffenen Endverbraucher müssen nachhaltige Anreizmodelle geschaffen werden	DSM erschwert die Betriebsführung, da der Netzbetreiber auf eine Vielzahl von Geräten zugreifen muss..
Gleichspannungs-verteilnetze	Für die Implementierung auf Niederspannungs-ebene sind sehr große technische Veränderungen notwendig. Die Technologie ist noch nicht ausgereift.	Die gesellschaftliche Solidarität zur Umstellung auf Gleichspannungs-verteilnetze ist gering.	Durch eine teure Umstellung des gesamten Energiesystems auf Gleichspannung können Übertragungs- und Umwandlungs-verluste reduziert werden.	Langfristig ist durch Gleichspannungsnetze eine Effizienzsteigerung möglich.

Diese Studie zeigt, dass vor allem das Vorhandensein von Informations- und Kommunikationstechnologie für ein Gros der Maßnahmen eine notwendige Grundlage darstellt. So sind Smart Meter und eine effiziente Datenverarbeitung, Datensicherheit und Integration in bestehende Systeme eine absolut elementare Grundlage, um vor allem Netzorientierte Maßnahmen zu erschließen.

Aufgrund der strukturellen Unterschiede der Netzoptimierenden Maßnahmen bestehen auch für einen ökonomischen Vergleich im Rahmen der Erstellung Einsatzreihenfolgen (siehe separater Teilbericht) Herausforderungen. Da die individuellen Kosten von Maßnahmen nicht alle aufgrund rechtlicher Limitationen den Netzbetreiben entstehen, müssen verschiedene Perspektiven betrachtet werden. In der „Systemperspektive“ werden alle im Zuge der Netzoptimierung anfallenden Kosten akteursunabhängig dem System zugeordnet. Um den heutigen rechtlichen Rahmen angemessen abzubilden

werden in der „Netzperspektive“ alle Kosten, welche den Netzbetreibern entstehen berechnet. Da Netzorientierte Maßnahmen auf Grund des Unbundlings nicht von Netzbetreibern betrieben werden dürfen, wird hier der Opportunitätskostenansatz genutzt. Dieser greift die heutigen Regelungen von Redispatch auf und nimmt an, dass nur Netzorientierte Maßnahmen genutzt werden, welche außerhalb der Netzoptimierung genutzt werden und durch den netzdienlichen Einsatz in diesem Zweck eingeschränkt werden. Die durch Netzoptimierung zusätzlich anfallenden Kosten und entgangenen Erlöse werden daher den Netzbetreibern als Kosten zugerechnet. In einer weiteren Perspektive ist es überdies möglich, die einzelnen Maßnahmen auf Akteursebene zu betrachten und individuelle Kosten-Nutzen-Analysen durchzuführen.

8 Ausblick

Die im Rahmen des vorliegenden Berichts erstellte Datengrundlage zu Netzoptimierenden Maßnahmen in Form des Morphologischen Kastens kann für zahlreiche weitere Analysen verwendet werden.

Im Rahmen des Projekts MONA ist sie Grundlage für die abschließende Erstellung von Einsatzreihenfolgen. Dabei können die hier durchgeführten Analysen sowohl als Grundlage für Simulationen, als auch als Grundlage für einen direkten Vergleich dienen. Besonders kritische Parameter sollten einer Sensitivitätsanalyse unterzogen werden.

In der täglichen Arbeitspraxis der Netzbetreiber können einzelne Maßnahmenanalysen in der Netzplanung für ein tieferes Verständnis der einzelnen Optionen dienen. Damit können unter Umständen bisherige, verfestigte Denkmuster aufgebrochen und durch eine objektive Betrachtung ersetzt werden.

Da sich viele, insbesondere wirtschaftliche Parameter der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen mit der zunehmenden Marktdurchdringung der Maßnahmen voraussichtlich schnell verändern werden, müssen diese regelmäßig überprüft werden.

Nicht zuletzt kann dieser Bericht als Grundlage weiterer wissenschaftlicher Untersuchungen dienen. Weiterer Forschungsbedarf kann beispielsweise in der optimalen Auslegung des rechtlichen Rahmens in Bezug auf die Netzoptimierenden Maßnahmen gesehen werden. Auch in der genauen Auslegung und Abstimmung der einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen (Regelalgorithmen, C-Rate, Materialzusammensetzung) müssen weitere Entwicklungsarbeiten stattfinden, die ein Optimum zwischen den technischen, ökonomischen, ökologischen und weiteren Aspekten zum Ziel haben.

Der Maßnahmenbericht zeigt überdies, dass vor allem die Integration Netzorientierter Maßnahmen weiter ungeklärt ist. Auch wenn die Analyse zeigt, dass diese technisch eingesetzt werden können existieren zum heutigen Zeitpunkt keine Modelle zur Potenzialerschließung für die Netzentlastung. Die Entwicklung von Lösungen zur Integration erfordert daher weiteren Forschungsbedarf.

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
AC	Wechselspannung
ACCR	Aluminium Conductor Composite Reinforced
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AMI	Advanced Metering Infrastructur
AP	Arbeitspaket
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
bdew	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEV	Battery electric vehicle
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BK	Beschlusskammer
bKA	beeinflussbare Kostenanteile
BKV	Bilanzkreisverantwortlichen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Schutzprofile
CAPEX	Capital expenditure
CDMA	Code Division Multiple Access
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CLS	Controllable Local Systems
cop	coefficient of performance (Leistungszahl)
COSMO	Consortium for Small-Scale Modelling
CRM	Customer-Relationship-Management
DC	Gleichspannung
DEA	Dezentrale erneuerbare Erzeugungseinheiten
DGPS	Differential Global Positioning System
dnbKA	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile
DOD	Entladetiefe
DR/DSR	Demand Response
DSI	Demand Side Integration
DSM	Demand Side Management
DTS	Distributed Temperature Sensing
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
DWD	Deutscher Wetterdienst
EDM	Energiedaten Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	Energy Exchange
EinsMan	Einspeisemanagement
EK	Eigenkapital
EMOB	Elektromobilität
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ENTSO-E	european network of transmission system operators for electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)

EOG	Erlösobergrenze
ESH	Elektrische Speicherheizung
EV	Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFAV	Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen
FFH	Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie
FK	Fremdkapital
FLM	Freileitungsmonitoring
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GDEW	Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GIL	gasisolierten Leitungen
GIS	gasisolierte Innenraumschaltanlagen
GPRS	General Packet Radio Service
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Mobile Communications
HA	Hausanschluss
HDÜ	Hochspannungs-Drehstromübertragung
HES	Head End System
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HH	Haushalte
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSS	Hausspeichersystem
HT-Leiterseile	Hochtemperaturleiterseile
HTS	Hochtemperatur-Supraleiter
ICNIRP	International Commission on non-ionizing radiation protection
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
iMSys	Intelligentes Messsystem
iZ	Intelligenter Zähler
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KÜS	Kabelübergangsstation
KWK	Kraft-Wärmekopplung
LCC	Line Commutated Converter
LED	light-emitting diode
LMN	Local Metrological Network
LTE	Long Term Evolution (Mobilfunkstandard)
LVR/LR	Längsregler (Line Voltage Regulator)
MDM	Meter Data Management
MiD	Mobilität in Deutschland
MMS	Meter Management Systeme
MPP	Maximum Power Point
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz

NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NEFZ	Neuen Europäischen Fahrzyklus
NEP	Netzentwicklungsplan
NG	Nutzergruppen
NNE	Netznutzungsentgelt
NoM	Netzoptimierende Maßnahme
NS	Niederspannung
NZV	Netzzugangsverordnung
OEM	Original Equipment Manufacturer
OK	Opportunitätskosten
OLG	Oberlandesgericht
ONT	Ortsnetzstation
OPEX	Operational expenditure
OSM	OpenStreetMap
P2G	Power2Gas
P2H	Power2Heat
PEM	polymer electroclyte membrane
PF	Produktionsfortschritt
PG	Pendlergruppen
PHEV	plug-in hybrid electric vehicle
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Units
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
p.u.	Per Unit
Q	Blindleistung
QS	Quartierspeicher
RLM	Registrierte Leistungsmessung
RoHS	Restriction of Hazardous Substances
rONT	regelbarer Ortsnetzstation
RP	Regulierungsperiode
RSE	Rundsteuerempfängers
SAIDI	System average interuption duration index
SAIFI	System average interuption frequency index
SFA	Stochastic Frontier Analysis
SG	Smart Grid
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SOC	State of charge
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TGL	Technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen
TR	Technische Richtlinie
TRL	technology readiness level
TSH	Topologische Schalthandlungen
UMTS	Universal Mobile Telecommunications Service
ÜNB(TSO)	Übertragungsnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreier Stromversorgung

UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
vKA	volatile Kostenanteile
VKW	Virtuelles Kraftwerk
VNB (DSO)	Verteilnetzbetreiber
vnbKA	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile
VRFB	Vanadium-Redox-Flow-Batterie
VSC	Voltage Source Converter
vV	Vereinfachtes Verfahren
WAN	Wide Area Network
WE	Wohneinheiten
WEA	Windenergieanlagen
WKA	Windkraftanlagen
WP	Wärmepumpen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1: *Überblick über relevante Netzoptimierende Maßnahmen* iii
Abbildung 1-1: *Relevanz der NoM laut Online-Umfrage zur Energiezukunft* 6
Abbildung 1-2: *Relevant einzelner NoM als Ergebnis einer Expertenbefragung unter beteiligten Projektpartnern* 7
Abbildung 1-3: *Zusammenführung Online-Umfrage –Projektpartner: Relevanz der NoM* 8
Abbildung 1-4: *Definition der NoM „Konventioneller Netzausbau"* 9
Abbildung 1-5: *Definition der NoM „Freileitungsmonitoring"* 9
Abbildung 1-6: *Definition der NoM „Engpassmanagement"* 9
Abbildung 1-7: *Definition der NoM „Demand Response in der Industrie"* 9
Abbildung 1-8: *Definition der NoM „Hybridisierung Strom, Wärme, Gas“* 9
Abbildung 1-9: *Definition der NoM „Blindleistungsmanagement"* 10
Abbildung 1-10: *Definition der NoM „Längsregler"* 10
Abbildung 1-11: *Definition der NoM „Regelbarer Ortsnetztransformator"* 10
Abbildung 1-12: *Definition der NoM „Topologische Schalthandlungen"* 10
Abbildung 1-13: *Definition der NoM „Quartierspeicher zur Netzentlastung"* 10
Abbildung 1-14: *Definition der NoM „Hausspeicher zur Netzentlastung"* 10
Abbildung 1-15: *Definition der NoM „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen"* 11
Abbildung 1-16: *Definition der NoM „Gleichspannungsverteilnetze“* 11
Abbildung 1-17: *Definition der NoM „Demand Side Management in Haushalten“* 11
Abbildung 1-18: *Hoch- und Höchstspannungsebene mit NoM und sonstigen Elementen* 12
Abbildung 1-19: *Mittelspannungsebene mit NoM und sonstigen Elementen* 13
Abbildung 1-20: *Niederspannungsebene mit NoM und sonstigen Elementen* 14
Abbildung 2-1: *Energiewirtschaft bis zur Liberalisierung* 16
Abbildung 2-2: *Der Liberalisierungsprozess in Deutschland* 17
Abbildung 2-3: *Ablauf der Anreizregulierung* 19
Abbildung 2-4: *Schematischer Ablauf des Regelverfahrens* 26
Abbildung 3-1: *Schaubild des Akzeptanzprozesses /HED-01 15/* 49
Abbildung 3-2: *NOVA-Prinzip nach /NEP-02 14/* 50
Abbildung 4-1: *Übersicht zu den anzupassenden IT-Systemen zur Umsetzung von iMSys, eigene Darstellung nach/EY-01 13/* 62
Abbildung 4-2: *Bestandteile der neu einzuführenden IT-Systeme für die intelligenten Messsysteme, nach/EY-01 13/* 63
Abbildung 4-3: *Zeitliche Entwicklung des Rollouts in Deutschland nach /SWM-01 16/, /BRG-01 15/, /BMWI-14 15/, /BSI-01 15/* 65
Abbildung 4-4: *Einfluss auf den Gesetzesentwurfs zur Digitalisierung der Energiewende nach /BRG-01 15/* 66
Abbildung 4-5: *Geplanter Rollout von intelligenten Messsystemen nach /BRG -01 15/, /BMWI-14 15/, /BRG-01 16/* 67
Abbildung 4-6: *Einbindung eines iMSys in einem Smart Grid* 69
Abbildung 4-7: *Einordnung der NoM hinsichtlich deren IKT-Bedarf sowie Anbindung an den geplanten Rollout von iMSys* 72
Abbildung 4-8: *Kostenbestandteile eines Smart Meter Systems, eigene Darstellung nach /DENA-07 14/, /EY-01 13/* 79
Abbildung 5-1: *Transformator in einem Umspannwerk (Bildquelle: TenneT TSO GmbH)* 89
Abbildung 5-2: *Anlieferung eines 40 MVA-Transformators für das Umspannwerk Altdorf /BAYAG-01 16/* 90
Abbildung 5-3: *Definition der NoM „Regelbarer Ortsnetztransformator“* 91
Abbildung 5-4: *Vorgang der Pfahlgründung (Bildquelle:/TNT-02 16/)* 92
Abbildung 5-5: *Vorgang der Mastaufstockung mittels Kran (Bildquelle: /TNT-03 16/)* 92

Abbildung 5-6: *In Dänemark eingesetzter Eagle Pylon mit Betriebsspannungen bis 400 kV (Bildquelle: /BVK-02 16/)* ... 94
Abbildung 5-7: *In Italien eingesetztes 400 kV-System (Bildquelle: /BVK-02 16/)* ... 94
Abbildung 5-8: *220 kV-Leitung in der Schweiz (Bildquelle: /BVK-02 16/)* ... 95
Abbildung 5-9: *Querschnitt durch HTLS-Leiterseil der Firma 3M (Bildquelle: /DMD-01 11/)* 96
Abbildung 5-10: *Beispiele für internationale HGÜ-Projekte (realisiert bzw. beauftragt)* ... 98
Abbildung 5-11: *Definition der NoM Gleichspannungsverteilnetze* ... 99
Abbildung 5-12: *Ausfallhäufigkeit von Freileitungen, Erdkabeln und Transformatoren in den verschiedenen Spannungsebenen (Eigene Darstellung, Daten aus /FGH-01 13/)* ... 107
Abbildung 5-13: *Statistische Auswertung von veröffentlichten Stromausfällen /WAN-01 16/*. 119
Abbildung 5-14: *Typische Abstände zur Umgebung bei Freileitungen und Kabeln in der Höchstspannung; Darstellung aus /FFE-11 14/* ... 121
Abbildung 5-15: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Niederspannungsebene* ... 126
Abbildung 5-16: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Mittelspannungsebene* ... 127
Abbildung 5-17: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Hochspannungsebene* ... 128
Abbildung 5-18: *Fixkostenverlauf von Netzausbau in der Höchstspannungsebene* ... 130
Abbildung 5-19: *Fixkostenverlauf von HGÜ* ... 132
Abbildung 5-20: *Aufbau einer gasisolierten Übertragungsleitung (Bildquelle: /SIE-03 16/)*.. 132
Abbildung 5-21: *Auswirkung auf die Transformatorspannung durch Anlegen einer Querspannung (links) bzw. einer Längsspannung (rechts)* ... 135
Abbildung 5-22: *Schematische Spannungsanpassung durch einen rONT* ... 136
Abbildung 5-23: *Spannungsband mit regelbarem Ortsnetztransformator* /MR-01 15/ ... 137
Abbildung 5-24: *rONT inclusive Regelung* /MR-01 15/ ... 137
Abbildung 5-25: *Funktionsprinzip der Regelung eines rONT /TUW-02 14/* ... 139
Abbildung 5-26: *Spannungsverlauf eines Tages am rONT bei konventioneller Regelung* ... 141
Abbildung 5-27: *Spannungsverläufe mit und ohne rONT unter konventioneller Regelung* ... 141
Abbildung 5-28: *Kennlinie der Leistungskompoundierung eines rONT /TAB 01 15/* ... 142
Abbildung 5-29: *Spannungsverlauf eines Tages am rONT bei Leistungskompoundierung* ... 143
Abbildung 5-30: *Spannungsverläufe mit und ohne rONT unter Leistungskompoundierung* 143
Abbildung 5-31: *Spannungsverlauf eines Tages am rONT bei transformatorfernen Sensoren* . 144
Abbildung 5-32: *Spannungsverläufe mit und ohne rONT unter Einsatz von Spannungssensoren*. ... 145
Abbildung 5-33: *Fixkostenverlauf von rONT* ... 157
Abbildung 5-34: *Schematische Spannungsanpassung durch LVR* ... 159
Abbildung 5-35: *Netzschemaplan mit kritischem Hausanschluss und kritischem Strang* ... 161
Abbildung 5-36: *Netzschemaplan mit Verteilerkästen* ... 162
Abbildung 5-37: *Spannungsverläufe mit unterschiedlicher Position des Längsreglers* ... 163
Abbildung 5-38: *Funktionsprinzip der Regelung eines Längsreglers /TUW-02 14/* ... 164
Abbildung 5-39: *Spannungsregelung des Längsreglers mit konventioneller Regelung im Tagesverlauf* ... 165
Abbildung 5-40: *Spannungsverläufe am kritischen Knoten mit und ohne Längsregler mit konventioneller Regelung* ... 166
Abbildung 5-41: *Kennlinie der Leistungskompoundierung von LVR* ... 167
Abbildung 5-42: *Spannungsverlauf eines Tages am LVR mit Leistungskompoundierung* ... 167
Abbildung 5-43: *Spannungsverläufe am kritischen Knoten mit und ohne Längsregler mit Leistungskompoundierung* ... 168
Abbildung 5-44: *Spannungsregelung von Längsregler mit Spannungssensoren im Tagesverlauf*.. ... 169
Abbildung 5-45: *Spannungsverläufe mit und ohne Längsregler unter Einsatz von Spannungssensoren* ... 170

Abbildung 5-46: *Fixkostenverlauf von Längsreglern* 181
Abbildung 5-47: *Zeitlicher und organisatorischer Verlauf der Handlungsabfolge im Rahmen der operativen Kaskade nach /BDEW-10 14/* 185
Abbildung 5-48: *Rangfolge der Netzgebiete mit der höchsten installierten Leistung aus erneuerbaren Energien, Datengrundlage: /BNETZA-09 15/* 193
Abbildung 5-49: *Ausfallarbeit durch Engpassmanagement links und deren Anteil an der gesamten EE-Erzeugung nach Energieträger rechts (Daten Monitoringberichten 2010-2015, den Quartalsberichten 2016, sowie /BMWi-05 16/ und /BNETZA-15 16/)* 195
Abbildung 5-50: *Absolute Entschädigungszahlungen links und spezifische Entschädigungszahlungen nach Energieträger rechts (Daten nach Monitoringberichten 2010-2015 und den Quartalsberichten 2016[1])* 196
Abbildung 5-51: *Entwicklung der installierten Leistung nach Energieträger nach /BMWi-21 15/* 197
Abbildung 5-52: *Durchschnittliche EEG-Vergütungszahlungen nach Energieträger und Jahren links (nach /BMWI-21 15/), EEG-Vergütung nach Energieträger bei Inbetriebnahme Okt. 2016 rechts (nach /BNETZA-08 16/, /BNETZA-07 16/ und /BMWI-18 14/)* 197
Abbildung 5-53: *Zeitlicher Verlauf von Einspeiseleistung und durch EinsMan abgeregelte Leistung von Solar (oben) und Wind (unten) (Daten nach /EEX-01 15/, /AVACON-01 16/, /BAYAG-02 16/, /EDIS-01 16/, /SHN-01 16/)* 199
Abbildung 5-54: *Streudiagramm: Abgeregelte Leistung vs. Einspeiseleistung PV (links) und Wind (rechts) (Daten nach /EEX-01 15/, /AVACON-01 16/, /BAYAG-02 16/, /EDIS-01 16/, /SHN-01 16/)* 200
Abbildung 5-55: *links: Netzgebiete von Avacon, Bayernwerk, E.DIS und SH-Netz, rechts: Ausfallarbeit durch EinsMan der vier VNB im Jahr 2015 (eigene Darstellung, Daten nach /FFE-39 14/)* 201
Abbildung 5-56: *Häufigkeitsverteilung der Dauer und mittleren Leistung je EinsMan-Einsatz im Jahr 2015 (Daten /AVACON-01 16/, /BAYAG-02 16/, /EDIS-01 16/, /SHN-01 16/)* 202
Abbildung 5-57: *Häufigkeitsverteilungen der Anlagenleistung der von EinsMan betroffenen EE-Anlagen nach Energieträger* 203
Abbildung 5-58: *Installierte EE-Leistung nach Spannungsebene (links) und Ausfallarbeit nach Spannungsebene (rechts) (eigene Darstellung, Daten nach /FFE-39 14/)* 204
Abbildung 5-59: *EinsMan-Ausfallarbeit nach Ursache* 204
Abbildung 5-60: *Jährliche Kosten Peak-Shaving, EinsMan mit RSE nach aktuellen gesetzlichen Randbedingungen (EEG2012) bzw. iMSys (2030)* 205
Abbildung 5-61: *Jährliche Kosten Peak-Shaving mit iMSys, EinsMan mit iMSys und zusätzlicher Steuerbox nach MsbG ab 2017* 206
Abbildung 5-62: *Schema der Funktionsweise von Redispatch /FFE-37 13/* 209
Abbildung 5-63: *Ausfallarbeit und Dauer von Redispatch-Einsätzen nach Jahren rechts (Daten nach Monitoringberichten 2012-2016, den Quartalsberichten 2016[2])* 212
Abbildung 5-64: *Kosten für Redispatch-Einsätze (Daten nach Monitoringberichten 2012-2015, den Quartalsberichten 2016, sowie /BMWi-21 15/)* 213
Abbildung 5-65: *Gemeldete Redispatch-Einsätze der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/* 214
Abbildung 5-66: *Leistung Windkraft und Leistungsreduktion durch Redispatch im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/* 215
Abbildung 5-67: *Redispatch-Arbeit in Deutschland je Kraftwerk für das Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/* 216

Abbildung 5-68: *Windenergie in Deutschland - Bestand 2015 und Potenzial (Darstellung basierend auf /FFE-39 14/)* ... 217
Abbildung 5-69: *Häufigkeitsverteilung der Dauer und mittleren Leistung je Redispatch-Einsatz im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/* ... 218
Abbildung 5-70: *Redispatch-Arbeit in Deutschland nach Spannungsebene und Energieträger, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2015, Daten von /ÜNB-01 14/* ... 219
Abbildung 5-71: *Jährliche Kosten Peak-Shaving mit iMSys, EinsMan mit iMSys und zusätzlicher Steuerbox nach MsbG ab 2017* ... 229
Abbildung 5-72: *Verlauf von sinusförmiger Spannung und Stromstärke mit Phasenverschiebung aufgrund von Induktivitäten (links) sowie Leistungsdreieck zur Bestimmung der einzelnen Leistungsbestandteile (rechts)* ... 232
Abbildung 5-73: *Einteilung der Elemente bzgl. deren Blindleistungsverhaltens auf der Basis des Verbraucher-Zählpfeilsystems, nach /FNN-02 14/* ... 233
Abbildung 5-74: *Blindleistungsverhalten von Transformatoren in Abhängigkeit von der Auslastung /FNN-02 14/* ... 234
Abbildung 5-75: *Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Niederspannungskabels zur Bestimmung des Spannungsfalls* ... 236
Abbildung 5-76: *Verschiedene Varianten zur verursachernahen Blindleistungs-kompensation am Beispiel von induktiven Verbrauchern (Motor) und Kondensatoren, eigene Darstellung nach /FRAKO-01 02/* ... 237
Abbildung 5-77: *Aspekte eines koordinierten Blindleistungsmanagements auf dezentraler Ebene* ... 241
Abbildung 5-78: *Aufbau des in der Simulation verwendeten Niederspannungsnetzes* ... 242
Abbildung 5-79: *Vergleich der verschiedenen Blindleistungsverhalten von Haushalten und PV-Anlagen in Bezug auf die Auslastung der Ortsnetzstation. Linke Abbildung über ein komplettes Jahr, rechts die Stunden mit der höchsten Auslastung* ... 243
Abbildung 5-80: *Blindleistungsfluss an der Ortsnetzstation für die Betrachtungsfälle* ... 244
Abbildung 5-81: *Blindleistungsverhalten des Phasenschiebers Bibils A in Korrelation mit der Netzspannung am Knoten Bürstadt. /BNETZA-05 12/* ... 245
Abbildung 5-82: *Regularien hinsichtlich des Blindleistungsverhaltens von Erzeugungsanlagen je Spannungsebene* ... 246
Abbildung 5-83: *Blindleistungspotenzial einer Erzeugungsanlage am Niederspannungsnetz für verschiedenen Leistungsklassen* ... 247
Abbildung 5-84: *Exemplarische Darstellung einer Blindleistungskennlinie mit variablen cos φ in Abhängigkeit der Wirkleistung* ... 248
Abbildung 5-85: *Exemplarische Darstellung einer Blindleistungskennlinie mit variablen cos φ in Abhängigkeit von der Wirkleistungsabgabe* ... 249
Abbildung 5-86: *Verschiedene Varianten für die Mindestanforderung von Erzeugungsanlagen bzgl. deren Blindleistungsverhaltens* ... 250
Abbildung 5-87: *Installierte Leistung von EE-Anlagen je Spannungsebene im Jahr 2015, nach /FFE-39 14/* ... 252
Abbildung 5-88: *Vergleich des tatsächlichen Leiterseildurchhangs unter lokalen Witterungsbedingungen und aktueller Strombelastung zur Auslegung unter Normbedingungen nach DIN EN 50182* ... 265
Abbildung 5-89: *„Strombelastbarkeitskarte" nach Ergebnissen des TenneT Feldversuchs /TEN-03 12/* ... 270
Abbildung 5-90: *Temperaturmessdose /ENAS-01 16/* ... 272
Abbildung 5-91: *Vorrichtung zur Durchhangbestimmung mit Kamera (Smart Camera) und Zielpunkt (Target), nach /CIGRE-01 12/* ... 272
Abbildung 5-92: *Kraftmesszellen zwischen Leiterseil und Mast /NEX-01 09/* ... 273

Abbildung 5-93: *Funktionsprinzip des DGPS Monitorings mit zusätzlicher Referenz-Station (base receiver), nach /CIGRE-01 12/* ... 274
Abbildung 5-94: *Unidirektionaler Übertragungsweg der Messdaten* ... 275
Abbildung 5-95: *Berechnungsmethodik der Potenzialanalyse und deren Input-Daten* ... 278
Abbildung 5-96: *Lagegenaue und verlaufsscharfe Leitungsdaten (110 kV, 220 kV, 380 kV) aus OpenStreetMap* ... 279
Abbildung 5-97: *Wärmebilanz an einem stromdurchflossenen Leiter* ... 283
Abbildung 5-98: *Verlauf der Beispieltrasse und Abfragepunkte der Wetterparameter (Datenquelle: OpenStreetMap)* ... 286
Abbildung 5-99: *380 kV Beispiel-Freileitung: Vergleich von dynamischer Strombelastbarkeit mit Freileitungsmonitoring zu statischer Auslegung im Jahr 2013* ... 287
Abbildung 5-100: *380 kV Beispiel-Freileitung: Jahresdauerlinie der Strombelastbarkeit mit Freileitungsmonitoring (dynamisch) im Vergleich zu statischer Auslegung nach DIN EN 50182 für das Jahr 2013* ... 288
Abbildung 5-101: *Theoretisches Überlastpotenzial durch FLM am 16.03.2012, 12 Uhr /BRUCK-01 17/* ... 289
Abbildung 5-102: *Theoretisches und technisch verfügbares Überlastungspotenzial einer 380 kV-Leitung als Jahresdauerlinie /BRUCK-01 17/* ... 291
Abbildung 5-103: *Histogramme des theoretischen Überlastungspotenzial aller Freileitungen durch Einsatz von FLM zu allen Zeitpunkten des Jahres und Häufigkeitsverteilungen technisch maximaler Überlastungen aller Freileitungen /BRUCK-01 17/* ... 292
Abbildung 5-104: *Zwei Karten aus der Clusteranalyse von technisch verfügbaren Überlastungspotenzialen durch FLM. Links: Hohes Windaufkommen. Rechts: Niedriges Windaufkommen /BRUCK-01 17/* ... 293
Abbildung 5-105: *Vorgehen zur Abbildung und Integration des FLM-Potenzials in das FfE-Netzmodell als Eingangsgröße für die Simulation* ... 294
Abbildung 5-106: *Fixkostenverlauf von Freileitungsmonitoring* ... 304
Abbildung 5-107: *Topologische Schalthandlungen. a) Vermaschung (vereinfacht), b) Trennstellenverlagerung* ... 307
Abbildung 5-108: *NS-Netz 4 (rot: Variante mit Vermaschung)* ... 308
Abbildung 5-109: *NS-Netz 6 (rot: Variante mit Vermaschung)* ... 308
Abbildung 5-110: *Strahlennetz* ... 309
Abbildung 5-111: *Ringleitung, offen betrieben* ... 310
Abbildung 5-112: *Maschennetz* ... 310
Abbildung 5-113: *Netzplan eines Niederspannungsnetzgebiets* /EGAP-01 12/ ... 311
Abbildung 5-114: *NS-Verteilerkasten 216 aus* Abbildung 5-113 *mit 5 Abgängen: 1 offene Trennstelle, 2 Trennstellen mit Sicherung, 2 Trennstellen mit Messer* /EGAP-01 12/ ... 311
Abbildung 5-115: *Struktur des deutschen Stromnetzes (Bildquelle: /BMWI-12 12/)* ... 313
Abbildung 5-116: *Mittelspannungsnetz mit strahlenförmigen und verzweigten Ringleitungen (eigene Abbildung nach /VTV-01 10/)* ... 314
Abbildung 5-117: Überblick angewendeter Maßnahmen (Anzahl VNB) zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (2015: Auskunft von 807 VNB), Datenquelle: /BNETZA-16 15/ ... 319
Abbildung 5-118: *Schematische Darstellung von Heizsystemen mit Wärmespeichern in privaten Haushalten* ... 329
Abbildung 5-119: *Funktionsprinzip einer Wärmepumpenanlage* ... 331
Abbildung 5-120: *Schema der Flexibilisierungsoptionen von KWK-Anlagen* ... 333
Abbildung 5-121: *Schema der Spannungshaltung von Wärmepumpen in Kombination mit PV-Anlagen* ... 342
Abbildung 5-122: *Anzahl an Wärmepumpen im Business-as-usual-Szenario* ... 345

Abbildung 5-123: *Wärmebedarfsdichte der Gemeinden (bezogen auf die Siedlungsfläche) und Leistung von Elektrodenheizkesseln (links). Anteile der Stromverbräuche von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen am Stromverbrauch der privaten Haushalte (rechts).* 347
Abbildung 5-124: *Fixkostenverlauf von Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen* 351
Abbildung 5-125: *Forschungs- und Pilotprojekte in Deutschland nach /DENA-03 15/* 354
Abbildung 5-126: *Komponenten und Systemgrenzen von P2G-Systemen /FFE-04 16/* 355
Abbildung 5-127: *Normierter Gasvolumenstrom in einem Verteilnetz über vier Jahre* 356
Abbildung 5-128: *Normierter Gasvolumenstrom in einem synthetischen Verteilnetz in einer Winter- und Sommerperiode* 357
Abbildung 5-129: *Wasserstofftankstellen in Deutschland im Jahr 2016 (links) und 2023 (rechts) /HMY-01 16/* 360
Abbildung 5-130: *Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs des Anlagenherstellers ITM Power /THUEGA-01 15/* 361
Abbildung 5-131: *Wirkungsgrad der Strom zu Gas-Anlage (*bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff) /THUEGA-01 15/* 362
Abbildung 5-132: Erzeugungsprofil des PEM-Elektrolyseurs der Thüga-Gruppe */THUEGA-01 16/* 363
Abbildung 5-133: Lastverlauf des BHKW, Elektrolyseurs sowie der Residuallast im virtuellen Smart Grid /DVGW-01 16/ 364
Abbildung 5-134: *Prozentuale Zusammensetzung des Strompreises in Deutschland (Umlage für abschaltbare Lasten und Offshore-Haftungsumlage nicht erkennbar), nach /BDEW-01 15/* 365
Abbildung 5-135: *Wasserstofftoleranz der einzelnen Komponenten des Erdgasnetzes (Stand der Technik), /DVGW-01 13/* 367
Abbildung 5-136: *Sektorenabhängiges Erlöspotenzial durch den Einsatz von Power2Gas-Anlagen* 372
Abbildung 5-137: *Schematische Darstellung eines Quartierspeichers in Container-Ausführung /TUM-08 15/* 381
Abbildung 5-138: *Netzoptimierende Ladesteuerung (Grün: Stückweise lineare Kennlinie mit Hysterese in Abhängigkeit von Spannungszustand; Blau / Rot: Kennlinie zur Regelung hinsichtlich eines definierten Ziel-SOC in Abhängigkeit vom Spannungszustand, um zusätzliche Spannungsprobleme zu vermeiden) /GREIF-01 16/* 387
Abbildung 5-139: *Wirkleistungs-Frequenz-Kennlinie der Primärregelreserve, eigene Darstellung nach/ÜNB-04 14/* 388
Abbildung 5-140: *Effektivität zur Netzoptimierung je Anlagenstandort (links: Belastungsfall Trafoüberlastung, rechts: Spannungsproblem) /TUM-01 16/* 389
Abbildung 5-141: *Mögliche Installationsstandorte im Niederspannungsnetz (1: direkt am ONT, 2: in der Mitte des schwächsten Strangs, 3: am Ende des schwächsten Strangs)* 390
Abbildung 5-142: *In der Simulation bestimmter Installationsstandorte in der Mitte des schwächsten Strangs eines realen ländlichen Niederspannungsnetzes /EGAP-01 12/* 391
Abbildung 5-143: *Einfluss der Positionierung eines Quartierspeichers in einem Netzstrang (kein Verbrauch bei homogener Einspeisung von gleichmäßig verteilten Photovoltaik Anlagen, 600 kW PV-Leistung, QS-Größe: 80 kW, 320 kWh; MONA-Netz 8006)* 391
Abbildung 5-144: *Beispiel-Simulation über einen Sommertag bei folgender Dimensionierung des Quartierspeichers: 160 kWh* 393
Abbildung 5-145: *Beispiel-Simulation über einen Sommertag bei folgender Dimensionierung des Quartierspeichers: 320 kWh* 394

Abbildung 5-146: *Der Quartierspeicher „Energy Neighbor“ in Moosham /TUM-05 15/* 397
Abbildung 5-147: *Die Strombank der MVV Energie in Mannheim /VKU-01 15/* 398
Abbildung 5-148: *Struktureller Aufbau und Messanordnung zur Teilnahme am Strombank-Konzept /MVV-02 15/* 399
Abbildung 5-149: *Beispiel-Simulation zum positiven Einfluss eines Quartierspeichers bei netzoptimierender Ladesteuerung in einem realen, ländlichen Niederspannungs-Netz (Berechnungs-Zeitraum: 3 Tage im Sommer, zeitliche Auflösung: 60 Sekunden)* 407
Abbildung 5-150: *Fixkostenverlauf von Quartierspeichersystemen* 416
Abbildung 5-151: *Schematische Darstellung von EV und ED/FFE-82 11/* 420
Abbildung 5-152: *Schematische Darstellung der Einspeisebegrenzung /BMWI-07 16/* 421
Abbildung 5-153: *Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern /FENES-01 15/* 424
Abbildung 5-154: *Exemplarischer Lastgang einer netzdienlich gesteuerten Sonnenbatterie M...* 426
Abbildung 5-155: *Überblick der in 2015 prognosefähigen, geförderten HSS sortiert nach Stückzahl und Hersteller /BMWI-07 16/* 431
Abbildung 5-156: *Lastprognose basierend auf Tageszeit- und Kurzzeitpersistenz /HTW-03 15/* 432
Abbildung 5-157: *Abregelungsverluste durch PV-Einspeisebegrenzung eines Haushaltes mit 5 kWp-PV-Anlage, 5 kWh HSS (nicht netzdienlich) und 5 MWh Jahresverbrauch bei unterschiedlichen Einspeisegrenzen (eigene Berechung)* 436
Abbildung 5-158: *Eigendeckungs- und Abregelungsverluste eines Haushaltes mit 5 kWp-PV-Anlage, 5 kWh HSS (netzdienlich) und 5 MWh Jahresverbrauch /HTW-03 15/* 437
Abbildung 5-159: *Abregelungsverluste eines Haushaltes mit 5 kWp-PV-Anlage, 5 kWh HSS (netzdienlich) und 5 MWh Jahresverbrauch /HTW-03 15/* 438
Abbildung 5-160: *Marktanalyse von Hausspeichersystemen nach /CAR-01 14/, /SON-01 15/* 439
Abbildung 5-161: *Geographische Verteilung der in /BMWI-07 16/registrierten Solarstromspeicher nach Bundesländern* 440
Abbildung 5-162: *Eigendeckungsgrad und Eigenverbrauchsgrad im Netzgebiet mit 202 Haushalten /NOBI-01 16/* 441
Abbildung 5-163: *Fixkostenverlauf von HSS in einem Netzgebiet* 445
Abbildung 5-164: *Arbeitsschritte zur Erstellung der Jahresladelastgänge* 447
Abbildung 5-165: *Methodik zur Verknüpfung von Eintagesfahrprofilen zu Wochenfahrprofilen* 448
Abbildung 5-166: *Kombination aus Artemis- und NEFZ-Fahrzyklus, aufgeteilt nach den drei Phasen "Innerorts", "Außerorts" und "Autobahn" (links) und Verbrauch Mittelklassefahrzeug nach Außentemperatur und den drei Phasen (rechts)* ... 449
Abbildung 5-167: *Vergleich: Auf ein Fahrzeug normierter Ladelastgang 2030. Direkt laden links, spätest möglich laden rechts* 450
Abbildung 5-168: *BMW i3 /Foto FfE/* 451
Abbildung 5-169: *Tesla Model S 85 /Foto FfE/* 452
Abbildung 5-170: *Abschätzung des Einflusses der E-Fahrzeugflotte auf das Gesamtsystem 2015 (eigene Berechnungen)* 454
Abbildung 5-171: *Studienvergleich: Durchdringung von Elektrofahrzeugen (reine und Plug-In-Hybride = xEV, eigene Darstellung, Daten von /NPE-01 14/, /ISOE-01 11/, /ISI-02 13/ und /SHE-01 09/)* 456
Abbildung 5-172: *Abschätzung des Einflusses der E-Fahrzeugflotte auf das Gesamtsystem 2030 (eigene Berechnungen)* 459
Abbildung 5-173: *Lastgang Deutschland 2030 mit und ohne Elektrofahrzeugen* 459
Abbildung 5-174: *Jahresdauerlinie der ONT-Spannung in verschiedenen Szenarien* 461
Abbildung 5-175: *Mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Fahrzeugdurchdringung (EFZ ohne Regelung links und EFZ mit Q(U)-Regelung rechts) /NOBI-01 16/* 462

Abbildung 5-176: *Verteilung der Fahrlängen der ersten am Tag zurückgelegten Wege nach MiD2008 (eigene Darstellung, Daten von /MID-03 10/)* 463
Abbildung 5-177: *Kennlinie: Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung nach /NOBI-01 16/* 464
Abbildung 5-178: *Die Sieben Testfahrzeuge im Projekt ePlanB (Bildquelle: LEW / Christina Bleier)* 464
Abbildung 5-179: *Gesteuerte und ungesteuerte Ladeleistung von Elektrofahrzeugen links, Parkplatz Buchloe rechts (Bildquelle: /FFE-40 14/ und LEW / Christina Bleier)* 465
Abbildung 5-180: *Einflussmöglichkeiten auf den Verbraucherlastgang (eigene Darstellung in Anlehnung an /WOB-01 05 /)* 477
Abbildung 5-181: *Nachholbedarf und reine Lastabsenkung (eigene Darstellung in Anlehnung an /WOB-01 05/* 478
Abbildung 5-182: *Abgrenzung der Potenzialbegriffe für Demand Side Management nach* /FFE-26 16/ 479
Abbildung 5-183: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 484
Abbildung 5-184: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstech-nologien in Österreich (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 484
Abbildung 5-185: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 485
Abbildung 5-186: *Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 485
Abbildung 5-187: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 486
Abbildung 5-188: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstech-nologien in Österreich (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 486
Abbildung 5-189: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Deutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 487
Abbildung 5-190: *Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Österreich (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – akzeptiertes Potenzial /FFE-05 16/* 487
Abbildung 5-191: *Bilaterales Vertragswerk eines Flexibilitäts-Vermarkters /FFE-09 13/* 492
Abbildung 5-192: *Mittlere Last in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel eines Tageslastgangs /FFE-05 16/* 498
Abbildung 5-193: *Spezifische Investitionen in Abhängigkeit der Anzahl an Anlagen, /FFE-05 16/* 500
Abbildung 5-194: *Regionales Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich über eine Stunde nach /FFE-01 14/* 504
Abbildung 5-195: *Maximal abschaltbares Potenzial bei Querschnittstechnologien über eine Stunde am Werktag nach /FFE-05 16/* 505
Abbildung 5-196: *Maximal zuschaltbares Potenzial bei Querschnittstechnologien über eine Stunde am Werktag nach /FFE-05 16/* 506
Abbildung 5-197: *Fixkostenverlauf von Demand Response in der Industrie* 515

Abbildung 5-198: *Theoretisches DSI-Potenzial /VDE-07 12/* 522
Abbildung 5-199: *Übersicht der durchschnittlichen DSM-Potenziale für Regelleistung im Haushaltssektor /DENA-17 10/* 524
Abbildung 5-200: *Elektrische Lastverschiebung im Praxistest /MOMA-01 13/* 527
Abbildung 5-201: *Typische Betriebszeiten von Waschmaschinen /VDI-01 97/* 531
Abbildung 5-202: *Maximale abschaltbare Leistung pro Gemeinde /FFE 16-15/* 535
Abbildung 5-203: *Verbraucherstruktur mit Wechselspannungsversorgung /TUW-02 15/* 542
Abbildung 5-204: *Verbraucherstruktur mit Gleichspannungsversorgung /TUW-02 15/* 543
Abbildung 5-205: *Niederspannungs-DC-Netz* 544
Abbildung 5-206: *Kabelverluste von DC-Übertragung in Abhängigkeit von der Spannung/WAF-01 13/* 549
Abbildung 5-207: *Umwandlungsverluste im AC- und DC-Netz /RWTH 01 13/* 550
Abbildung 6-1: *Schematische Darstellung der Opportunitätskostenberechnung* 562
Abbildung 6-2: *Relevante Stromflüsse für Opportunitätskosten* 563
Abbildung 7-1: *Klassifizierung von NoM gemäß ihrer primären Zugehörigkeit zu einzelnen Teilen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette* 569

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: *Erlösobergrenze nach /BMWI-17 16/* ... 23
Tabelle 2-2: *Investitionsanreize* ... 27
Tabelle 2-3: *Investitionshemmnisse* ... 28
Tabelle 2-4: *Kriterienmatrix* ... 30
Tabelle 2-5: *Kurzbeschreibung der Bewertungscluster* ... 30
Tabelle 2-6: *Maßnahmeneinordnung und Kurzbeschreibung* ... 32
Tabelle 3-1: *Zulässige Effektivwerte für das elektrische und magnetische Feld für Niederfrequenzanlagen /BREG-01 96/* ... 46
Tabelle 3-2: *Immissionsrichtwerte für zulässigen Schalldruckpegel /BMU-01 98/* ... 46
Tabelle 4-1: *Gegenüberstellung möglicher Übertragungstechnologien nach /IEEE-06 11/, /VDE-06 15/* ... 60
Tabelle 4-2: *Aufgaben des Smart Meter Gateway Administrator nach /BSI-02 14/* ... 71
Tabelle 4-3: *Investitions- und Betriebskosten für die Datenerfassung eines Smart Meter Systems, /EY-01 13/, /DENA-07 14/* ... 80
Tabelle 4-4: *Aufwendungen für verschiedene Datenübertragungstechnologien, /EY-01 13/, /CAP-01 10/,/FFE-04 16/, /FFE-05 16/* ... 81
Tabelle 4-5: *Investitions- und Betriebskosten für die Datenübertragung eines Smart Meter Systems, /EY-01 13/, /DENA-07 14/* ... 82
Tabelle 4-6: *Investitions- und Betriebskosten für die Datenverarbeitung eines Smart Meter Systems, /EY-01 13/, /DENA-07 14/* ... 83
Tabelle 4-7: *Investitions- und Betriebskosten für die Erweiterung eines iMSys um eine moderne Messeinrichtung, /EY-01 13/, /DENA-07 14/* ... 84
Tabelle 4-8: *Kosten für IKT-Anbindung von NoM auf Basis des Rollouts von mME bzw. iMSys, eigene Berechnung nach /EY-01 13/, /DENA-07 14/* ... 85
Tabelle 5-1: *Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland (2013) /BDEW-15 14/* ... 88
Tabelle 5-2: *Thermische Grenzleistung bzw. zulässige Dauerströme von Komponenten des konventionellen Netzausbaus* ... 104
Tabelle 5-3: *Gängige Dimensionierung von Transformatoren und Stationen* ... 105
Tabelle 5-4: *Überlastfähigkeit von Komponenten des konventionellen Netzausbaus* ... 106
Tabelle 5-5: *Nichtverfügbarkeiten von Freileitungen und Erdkabeln* ... 108
Tabelle 5-6: *Blindleistungsbereitstellung durch konventionellen Netzausbau* ... 110
Tabelle 5-7: *Spezifische Investitionen von Standard-Leitertypen* ... 112
Tabelle 5-8: *Verlegungskosten von Niederspannungskabeln* ... 113
Tabelle 5-9: *Spezifische Investitionen von Transformatoren und Stationen* ... 114
Tabelle 5-10: *Feste Betriebs- und Wartungskosten der Komponenten des konventionellen Netzausbaus* ... 115
Tabelle 5-11: *Regulatorische Abschreibungsdauer von Komponenten des konventionellen Netzausbaus* ... 116
Tabelle 5-12: *Flächenbedarf von Leitungen des konventionellen Netzausbau* ... 120
Tabelle 5-13: *Flächenbedarf von Transformatoren und Stationen des konventionellen Netzausbaus* ... 120
Tabelle 5-14: *Höhe von Freileitungen in Mittel-, Hoch- und Höchstspannung* ... 121
Tabelle 5-15: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Niederspannungsebene* 125
Tabelle 5-16: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Mittelspannungsebene* . 126
Tabelle 5-17: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Hochspannungsebene* ... 128
Tabelle 5-18: *Technoökonomische Kennwerte für Netzausbau in der Höchstspannungsebene* 129
Tabelle 5-19: *Technoökonomische Kennwerte für HGÜ* ... 131
Tabelle 5-20: *Exemplarische technische Daten von rONT* ... 138
Tabelle 5-21: *Ausgewählte rONT-Projekte* ... 146

Tabelle 5-22: Einordnung verschiedener Beispiele von rONT /TEAG-01 13/ 149
Tabelle 5-23: *Gegenüberstellung Kosten für unterschiedliche rONT* /FFE-23 15/ 151
Tabelle 5-24: *Immissionsrichtwerte für zulässigen Schalldruckpegel /BMU-01 98/* 154
Tabelle 5-25: *Technoökonomische Kennwerte für rONT /FFE 23 15/* 157
Tabelle 5-26: *Technische Daten ABB und Ruhstrat* 160
Tabelle 5-27: *Spannungsabweichung aller Knoten im kritischen Strang mit unterschiedlicher Position des Längsreglers* 164
Tabelle 5-28: *Ausgewählte LVR-Projekte* 171
Tabelle 5-29: *Gegenüberstellung der Kosten für unterschiedliche Längsregler /FFE-23 15/* . 175
Tabelle 5-30: *Technoökonomische Kennwerte für Längsregler* 180
Tabelle 5-31: *Einspeiseranking von Erzeugungstechnologien /BDEW-10 14/* 186
Tabelle 5-32: *Technische Anforderungen an EE-Anlagen gemäß /EEG-04 12/* 187
Tabelle 5-33: *Entschädigungsberechtigte Zeitfenster für PV-Anlagen je Jahreszeit /BNETZA-10 13/* 188
Tabelle 5-34: *Installierte EE-Leistung und Datenqualität der EinsMan-Einsätze nach Verteilnetzbetreibern* 194
Tabelle 5-35: *Abschätzung der EinsMan-Entschädigungszahlungen für 2030* 199
Tabelle 5-36: *Gründe für Redispatch-Maßnahmen, Auswertung auf Basis der gemeldeten Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2015 (Daten von /ÜNB-01 14/)* 219
Tabelle 5-37: *Technoökonomische Kennwerte für die IKT von Engpassmanagement* 228
Tabelle 5-38: *Entschädigungszahlungen nach Energieträgern* 228
Tabelle 5-39: *Relativer Spannungsfall in Abhängigkeit vom Wirkleistungsverhalten bei verschiedenen Leistungsfaktoren für ein Niederspannungskabel (NAYY-J 4x150) mit einer Länge von 400 m* 236
Tabelle 5-40: *Vor- und Nachteile der verschiedenen Kompensationsvarianten nach /FRAKO-01 02/, /LEW-01 07/* 238
Tabelle 5-41: *Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten in Deutschland nach den Mantelzahlen der MONA-Szenarien /FFE-22 16/* 239
Tabelle 5-42: *Entwicklung der installierten Hausspeichersysteme und zugelassenen Elektrofahrzeuge in Deutschland gemäß den Mantelzahlen der MONA-Szenarien /FFE-22 16/* 240
Tabelle 5-43: *Netzverluste und Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit von den Betrachtungsfällen* 244
Tabelle 5-44: *Ökonomische Parameter der verschiedenen Komponenten von Blindleistungsmanagement als NoM nach /AMP-01 12/, /DENA-02 14/, /IFHT-01 13/* 257
Tabelle 5-45: *Technoökonomische Kennwerte für die IKT bei Blindleistungsmanagement* 262
Tabelle 5-46: *Norm-Wetterbedingungen nach Hochsommerwetterlage /VDE-02 11/* 266
Tabelle 5-47: *Elektrische Abstände D_{el} in Abhängigkeit von der Spannung nach /DIN-01 10/ Tab. 5.1 und Tab. 5.5* 281
Tabelle 5-48: *Mindestabstände zum Boden abseits von Gebäuden, Straßen, Eisenbahnen und schiffbaren Wasserstraßen /DIN-01 10/ Tab. 5.4.4* 281
Tabelle 5-49: *Leiterkennwerte der Leiter 243-AL 1/39-ST1A und Hawk /TAA-01 89/* 286
Tabelle 5-50: *Typische maximale Stromtragfähigkeit einzelner Systeme in Umspannwerken nach Angabe von Übertragungsnetzbetreibern und Daten von Referenzleitungen* 290
Tabelle 5-51: *Gewichtetes Überlastungspotenzial des deutschen Übertragungsnetzes für windreiche Zeitpunkte.* 294
Tabelle 5-52: *Technoökonomische Kennwerte für Freileitungsmonitoring* 303
Tabelle 5-53: *Kostenschätzung TSH* 323

Tabelle 5-54: *Kostenschätzung TSH* ... 326
Tabelle 5-55: *Typische Temperaturbereiche und Jahresarbeitszahlen der verschiedenen Wärmepumpentypen /BAFA-03 12/, /ISE-03 10/ und /ISE-02 11/* ... 332
Tabelle 5-56: *Investition und Betriebskosten von Elektrodenheizkesseln* ... 343
Tabelle 5-57: *Business-as-usual-Szenario (BAU) für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen* ... 346
Tabelle 5-58: *Minimal Szenario für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen* ... 346
Tabelle 5-59: *Maximal Szenario für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen* ... 346
Tabelle 5-60: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Heat in Nah- und Fernwärmenetzen* 351
Tabelle 5-61: *Technoökonomische Kennwerte für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen* ... 352
Tabelle 5-62: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Gas (Wasserstoff)* /FFE-04 16/* ... 358
Tabelle 5-63: *Technoökonomische Kennwerte für Power2Gas (Methan)* /FFE-04 16/* ... 359
Tabelle 5-64: *Beschreibung und Kenndaten der P2G-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe /THUEGA-01 16/* ... 362
Tabelle 5-65: *Technoökonomische Kennwerte für Power-to-Gas (Wasserstoff)** ... 377
Tabelle 5-66: *Technoökonomische Kennwerte für Power-to-Gas (Methan*)* ... 378
Tabelle 5-67: *Technischer Vergleich der in Frage kommenden stationären Speichertechnologien (entsprechend der Zell-Technologien) zum aktuellen Stand /IFHT-01 13/, /ISEA-01 11/, /THEGA-01 14, /RWTH-01 15/, /VDE-03 15/, /ISI-01 10/* ... 382
Tabelle 5-68: *Zu erwartende Verbesserungen bei Li-Ionen- und Blei-Säure-Batterien /VDE-03 15/* ... 395
Tabelle 5-69: *Ausgewählte Quartierspeicher-Pilotprojekte* ... 396
Tabelle 5-70: *Energy Neighbor, Technische Daten /TUM-08 15/* ... 397
Tabelle 5-71: *Strombank, Technische Daten /VKU-01 15/, /ADS-01 14/* ... 400
Tabelle 5-72: *Beim Betrieb eines Quartierspeichers anfallende Steuern, Umlagen und Abgaben* 401
Tabelle 5-73: *Technoökonomische Kennwerte für Quartierspeicher (Lithium-Ionen)* ... 415
Tabelle 5-74: *Technoökonomische Kennwerte für die Nachrüstung HSS* ... 444
Tabelle 5-75: *Technoökonomische Kennwerte für die Neuinvestition von HSS* ... 444
Tabelle 5-76: *Zusammenfassung reine E-Fahrzeuge in MONA* ... 450
Tabelle 5-77: *Lademodi und max. Ladeleistungen nach IEC 61851 /IEC-01 12/* ... 453
Tabelle 5-78: *Randbedingungen Emob-Szenario MONA 2015* ... 454
Tabelle 5-79: *Aktuelle und zukünftige Elektrofahrzeugmodelle (nach Herstellerangaben)* ... 455
Tabelle 5-80: *Prognostizierte Batteriekapazitäten in kWh für unterschiedliche BEV-Fahrzeugklassen nach /FFE-04 16/* ... 456
Tabelle 5-81: *Ladeleistungen „zu Hause“ im Jahr 2030* ... 458
Tabelle 5-82: *Randbedingungen Emob-Szenario MONA 2030 „hoch“* ... 459
Tabelle 5-83: *Technoökonomische Kennwerte für die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen* ... 475
Tabelle 5-84: *Für Lastflexibilisierung geeignete industrielle Anlagen* ... 481
Tabelle 5-85: *Technisches Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich (gerundet) /FFE-05 16/* ... 482
Tabelle 5-86: *Technisches Lastflexibilisierungspotenzial stromintensiver Prozesse bei Produktionsausfall für Deutschland und Österreich /FFE-05 16/* ... 483
Tabelle 5-87: *Lastverschiebepotenzial stromintensiver Prozesse in Deutschland und Österreich bis 2030 /FFE-05 16/* ... 488

Tabelle 5-88: *Lastflexibilisierungspotenzial stromintensiver Prozesse bei Produktionsausfall in Deutschland und Österreich bis 2030 /FFE-05 16/* 488
Tabelle 5-89: *Positives Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien in Deutschland und Österreich bis 2030 (Normalbetrieb) /FFE-05 16/* 489
Tabelle 5-90: *Negatives Lastflexibilisierungspotenzial von Querschnittstechnologien in Deutschland und Österreich bis 2030 (Normalbetrieb) /FFE-05 16/* 489
Tabelle 5-91: *Typische Größenordnung der Anlagen von stromintensiven Prozessen /FFE-26 16/* 494
Tabelle 5-92: *Typische Größenordnung der Anlagen von Querschnittstechnologien in Anlehnung an /FFE-26 16/* 494
Tabelle 5-93: *Typische Betriebsweise stromintensiver Prozesse und Änderung der Betriebsweise bei Lastflexibilisierung /FFE-26 16/* 495
Tabelle 5-94: *Typische Betriebsweise von Querschnittstechnologien und Änderung der Betriebsweise bei Lastflexibilisierung /FFE-26 16/* 496
Tabelle 5-95: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit stromintensiven Prozessen (Lastverschiebung) /FFE-05 16/* 512
Tabelle 5-96: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit stromintensiven Prozessen (Produktionsausfall) /FFE-05 16/* 513
Tabelle 5-97: *Technoökonomische Kennwerte für Lastflexibilisierung in der Industrie mit Querschnittstechnologien /FFE-05 16/* 514
Tabelle 5-98: *Ermitteltes DSM Potenzial verschiedener Studien* 521
Tabelle 5-99: *Technisches DSI-Potenzial im Sektor Haushalte /VDE 07 12/* 523
Tabelle 5-100: *Technoökonomische Kennwerte für Demand Side Management in Haushalten* 539
Tabelle 6-1: *Gesamtkosten der NoM* 559
Tabelle 6-2: *Annuitätische Kosten* 560
Tabelle 6-3: *Netzkosten der NoM* 561
Tabelle 6-4: *Berechnungslogik der Opportunitätskosten* 564
Tabelle 6-5: *Unterschiede bei der Kostenbewertung im freien und regulierten Markt* 565
Tabelle 6-6: *Renditepotenzialindex für ausgewählte NoM* 566
Tabelle 6-7: *Ökonomische Kennwerte für Investitionsvorhaben in der Energiewirtschaft* 568
Tabelle 7-1: *Kernergebnisse der Maßnahmenbewertung für alle im Projekt analysierten Netzoptimierenden Maßnahmen anhand der Kategorien im Morphologischen Kasten* 570

Literaturverzeichnis

ABB-01 07 von Sengbusch, Klaus; Hanson , Jutta: Einbindung von HGÜ-Systemen in Wechselstromnetze – Erfahrungen und Potentiale in: ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2007. Berlin: VDE VERLAG GmbH, 2007

ABB-01 11 Benz, Thomas: Technologien für die Hochleistungsübertragung mit Gleichstrom: Vortrag bei der CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung 5.10.2011. Zürich: ABB Group, 2011

ABB-01 12 Benz, Thomas; Görner, Raphael: Freileitungen und Erdkabel - Möglichkeiten der Stromübertragung mit Gleichstrom in: Technikdialog der BNETZA. Hannover: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012

ABB-01 14 ABB achieves breakthrough in switchgear technology with eco-efficient insulation gas in: http://www.abb.ch/cawp/seitp202/2b2961720afd29e6c1257d3c0026665c.aspx (besucht am 30.05.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6htH7eVZx. Zürich: ABB Asea Brown Boveri Ltd, 2014

ABB-01 97 Häusler, Michael et al.: Erhöhte Übertragungsfähigkeit von Freileitungen durch Umbau von Drehstrom auf Gleichstrom. in: ABB Technik 3/1997, Mannheim: ABB AG, 1997

ABB-02 10 Görner, Raphael: Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen - Entwicklungsperspektiven der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Mannheim: ABB AG, 2010

ABB-02 11 Höger, Beate: Technologien für Gleichstrom-Netze. Mannheim: ABB AG, 2011

ABB-02 15 Cornelius, Frank: Spannungsregelung im Smart Grid - MS-/ NS-Längsspannungsregler. Brilon: ABB AG, 2015

ABB-03 10 Line Thermal Monitoring - Dynamic Rating of Transmission Lines - A PSGuard Wide Area Monitoring System Application. Baden: ABB Switzerland Ltd, 2010

ABB-03 12 ABB löst 100 Jahre altes zentrales Rätsel der Elektrotechnik. Zürich: ABB Corporate Communications, 2012

ABB-03 15 Sonneck, Alexander: XLPE-Gleichstromkabel für mehr als 500 kV – ein wichtiger Baustein für die Energiewende - Neuentwicklung mit hoher Leistungsdichte ermöglicht das Übertragungsnetz der Zukunft mit Hochspannungs-Gleichstrom-Freileitungen und Teilverkabelungsstrecken in: http://www.abb.de/cawp/seitp202/553c6c3095ef68a2c1257dd9004672dd.aspx. Mannheim: ABB AG, 2015

ABB-04 15 Spannungsregler für das Niederspannungsnetz - Zuverlässige Antwort auf Spannungsschwankungen. Brilon: ABB, 2015

ABB-05 15 Line voltage regulator for medium voltage grids with RESIBLOC ® technology - Reliable answer to voltage variations. Brilon: ABB, 2015

ABB-06 15 Gerlach, Josef; Cornelius, Frank: Alternative zum Netzausbau - Längsregler hält Spannung in: http://new.abb.com/docs/librariesprovider30/kundenmagazin/abb_about_2015-03_alternative_zum_netzausbau.pdf?sfvrsn=2. Brilon: ABB, 2015

ABFT-01 15 Moderne Stromnetze als Schlüsselelement einer nachhaltigen Stromversorgung. Berlin: Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, 2015

ACA-02 12 Appelrath, Hans-Jürgen; Kagermann, Henning; Mayer, Christoph: Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie (acatech STUDIE) in: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Material_fuer_Sonderseiten/E-Energy/acatech_STUDIE_Future-Energy-Grid_WEB.pdf (05.08.2015). München: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), 2012

ACA-03 12 Appelrath, Hans-Jürgen et al.: Hybridnetze für die Energiewende - Forschungsfragen aus Sicht der IKT. Berlin: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2012

ADS-01 14 Reich, Nadine : Inbetriebnahme Quartierspeicher – „Strombank“ testet neue Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien - Presseinformation 12/2014. Nürtingen: ads-tec GmbH, 2014

AE-01 15 Spannungsregler REG-D™ - Bedienungsanleitung. Nürnberg: A. Eberle GmbH & Co. KG, 2015

AEG-01 13 THYROBOX VR - Spannungsregelung im Ortsnetz. Warstein-Belecke: AEG Power Solutions, 2013

AGORA-05 13 Fürstenwerth, Daniel: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: Agora Energiewende, 2013

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

AGORA-09 14 Clausen, Thies: Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage - Vortrag im Rahmen der AG Flexibilität des BMWi. Berlin: Agora Energiewende, 2014

AGR-01 07 Agrell, Per; Bogetoft, Peter: Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution. Sundsvall, Schweden: Sumicsid AB, 2007

AMP-01 12 Lösing, Martin; Schneider, Georg: Synchronmaschine als Phasenschieber in Biblis A - Spannungsstützung für das 380-kV-Netz in: ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft, Jg.111 (2012), Heft 15-16. Dortmund; Essen:Amprion GmbH, RWE Power AG, 2012

AMP-03 11 Neubau der 110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung Rommerskirchen - Sechtem, Bauleitnummer (Bl.) 4215 - Umweltstudie. (Anlage 12.7) Dortmund: Amprion, 2011

APG-02 13 Masterplan 2030 - Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich. Planungszeitraum 2013-2030. Mit Ausblick bis 2050. Wien: APG Austrian Power Grid, 2013

AREGV-01 15 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015

ARN-01 14 Arnold, Heinz: Leistungsschutz-Schalter bis 1.500 V für Gleichspannungsnetze in: http://www.energie-und-technik.de/smart-energy/smart-grid/artikel/110552/, Abruf: 08.01.2016. Haar: WEKA FACHMEDIEN GmbH, 2014

AUEW-01 13 Gutschmidt, Eduard; Armstorfer, Andreas: Vortrag zum Projekt Irene, Batteriepuffer. Kempten: Allgäuer Überlandwerk GmbH, 2013

AVACON-01 16 Einspeisemanagement - Veröffentlichung abgeschlossener Maßnahmen. [Online]: https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/3266.htm. (Abruf:15.07.2016). Helmstedt: Avacon AG, 2016

BAB-01 14 Babrowski, Sonja: Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem - Dissertation. Fakultät der Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie, 2014. ISBN 978-3-7315-0306-4

BAFA-03 12 Förderung von effizienten Wärmepumpen in: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/waermepumpen/index.html. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2012

BAUM-04 13 Karg, Ludwig; Kleine-Hegermann, Kerstin; Wedler, Michael; Jahn, Christopher: E-Energy Abschlussbericht - Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München/Berlin: B.A.U.M. Consult GmbH, 2013

BAYAG-01 16 Neues Umspannwerk in Altdorf erhält Herzstück – zwei Trafos mit 128 Tonnen Gewicht angeliefert in: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk/hs.xsl/6547.htm#. (Abruf: 15.7.2016). Regensburg: Bayernwerk AG, 2016

BAYAG-02 16 Einspeisemanagement - Veröffentlichung abgeschlossener Maßnahmen. [Online]: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk/hs.xsl/1010.htm (Abruf: 27.07.2016). Regensburg: Bayernwerk, 2016

BBH-01 15 Jens, Vollprecht: Das „Privileg Speicher“? Regulatorische Hürden und rechtliche Möglichkeiten beim Einsatz von Speichern. Berlin: Becker Büttner Held, 2015

BBH-01 16 Zenke, Ines: Energiepolitik NEWS - WO STEHEN WIR NACH 2015?. Berlin: Becker Büttner Held, 2016

BBK-02 16 Zinsstatistik in: https://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_details_tables_node.html?https=1&tsId=BBK01.SUD124 (Abruf: 06.09.2016) (Archived by WebCite® at [http://www.webcitation.org/6kJWLu45g]). Frankfurt am Main: Deutsche Bundesbank, 2016

BBS-01 13 Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH: Netzentgelte Strom - gültig ab 01.01.2013. Bad Bramstedt, 2013

BDEW-01 15 BDEW: BDEW-Strompreisanalyse März 2015. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015

BDEW-05 08 Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2008

BDEW-10 14 BDEW: Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie - und Wasserwirtschaft e.V., 2014

BDEW-15 14 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Stromnetzlänge entspricht 45facher Erdumrundung. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. , 2014

BDH-02 15 Gesamtbestand zentrale Wärmeerzeuger 2014 in: http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Daten_Fakten/BDH_Info_Grafik_Anlagenbestand_2014.pdf (Aufgerufen am 10.01.2016). Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, 2015

BEHN-01 16 Behnke, Marc: Technische Konzepte für das Einspeisemanagement und die Direktvermarktung - 23. Fachgespräch der Clearingstelle EEG. Berlin: E.DIS AG, 2016

BEI-01 12 Schulz, Wolfgang: Wärmespeicher für die Energieeffizienz in: Energiesymposium Stuttgart. Bremen: Bremer Energie Institut (BEI), 2012

BET-01 15 Wilms, Jürgen: Das SuedLink-Projekt-Technische Optionen für eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in: DUH Fachdialog. Schwäbisch Hall: Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), 2015

BFE-02 04 Bacher, Rainer: Engpassmanagement und Intra-Day- Energieaustausch - D/A/CH 2004 - Internationale Dreiländer-Tagung – Engpassmanagement und Intra-Day-Energieaustausch Congestion Management & Intra - Day - Trading. Bern: Bundesamt für Energie, 2004

BGH-01 14 BGH · Beschluss vom 3. Juni 2014 · Az. EnVR 10/13 (Stromnetz Homberg). Karlsruhe: Bundesgerichtshof, 2014

BIE-01 12 Gerhard Biedenbach: Leiterseiltemperatur zuverlässig ermitteln in: EW. Deutschland: Nexans, 2012

BKARTELL-01 15 Aktenzeichen: B8-78/13 ; P-65/14 - Oberlandesgericht Düsseldorf bestätigt Kartellrechtswidrigkeit der Entgeltregelung der "Irsching-Verträge". Bonn: Bundeskartellamt, 2015

BMBF-01 07 IKT 2020 - Forschung für Innovationen. Berlin: Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), 2007

BMBF-02 15 Zukunftsprojekt Industrie 4.0. Berlin: BMBF, 2015

BMJ-01 14 § 14a Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung in: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__14a.html. Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2014

BMJV-01 09 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 14a Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung in: http://www.webcitation.org/6g3RzfEzx. Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2009

BMJV-01 96 Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3266) - 26. BImSchV. Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), 1996

BMU-01 98 Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz - Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm vom 26. August 1998 (GMBl Nr. 26/1998 S. 503) in: §48 BImSchG. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 1998

BMU-09 11 Gesteuertes Laden V2.0. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011

BMU-10 11 Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011

BMUB-01 16 Klimaschutzplan 2050 (Entwurf) - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), 2016

BMW-01 11 Hajesch; Misitano; Schmidt; Schwalm; Krams; Meurer: MINI E 1.0 - Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen. München: BMW AG, 2011

BMW-02 14 BMW i3: Technische Daten in: https://www.bmw.de/de/neufahrzeuge/bmw-i/i3/2013/techdata.html. München: BMW AG, 2014

BMW-03 14 BMW i3 - Technischen Daten in: http://www.bmw.de/de/neufahrzeuge/bmw-i/i3/2013/techdata.html aufgerufen am 21.11.2014. München: BMW AG, 2014

BMWI-03 15 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende. Berlin: BMWi, 2015

BMWI-06 13 Reservekraftwerksverordnung – ResKV: Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/reservekraftwerksverordnung-entwurf,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013

BMWI-07 15 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

BMWI-07 16 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur. URL: http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Elektromobiltaet/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html (besucht am 10.06.2016) Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/6i9pc2UsF

BMWI-08 14 Die Energie der Zukunft - Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014

BMWI-10 12 BMWi: Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket Intelligente Netze". Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin: 2012

BMWI-12 12 Die Energiewende in Deutschland - Das deutsche Stromnetz. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft, 2012

BMWI-12 14 Smart Energy made in Germany - Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014

BMWI-13 15 Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Berlin: Bundesregierung, 09/2015

BMWI-14 15 7 Eckpunkte für das Verordnungspaket Intelligente Netze. Berlin: BMWi, 2015

BMWI-15 14 Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV. Berlin: BMWi, 2014

BMWI-17 16 Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016

BMWI-18 14 Windenergie auf See - EEG-Faktenblatt Windkraft auf See. Berlin: Bundeswirtschaftsministerium, 2014

BMWI-18 16 Grünbuch Energieeffizienz - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016

BMWI-19 15 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energiegipfel: Gordischer Knoten bei der Energiewende gelöst in https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/13/Meldung/topthema-energiegipfel.html (besucht am 21.06.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6ie2h78MJ. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015

BMWI-21 15 EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015

BMZ-01 13 Informations- und Kommunikationstechnologie - Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Entwicklung; BMZ-Strategiepapier 2/2013. Berlin: Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, 2013

BNETZA-01 15 Ver-öf-fent-li-chung von im An-la-gen-re-gis-ter re-gis-trier-ten Da-ten - Ver-öf-fent-li-chung An-la-gen-re-gis-ter August 2014 bis Februar 2015. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015

BNETZA-03 14 Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 2.1. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2014

BNETZA-05 10 Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2010

BNETZA-05 12 Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/berichte_fallanalysen-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012

BNETZA-05 16 Bundesnetzagentur (BNetzA): Bundesfachplanung für Gleichstrom-Vorhaben mit gesetzlichem Erdkabelvorrang . Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016

BNETZA-07 16 Degressions- und Vergütungssätze Juli bis September 2016 - Bestimmung der Förderssätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate Juli 2016, August 2016 und September 2016. Bonn: Bundesnetzagentur, 2016

BNETZA-08 15 Hinweise zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen vor dem Hintergrund der Urteile des OLG Düsseldorf vom 28.04.2015. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2015

BNETZA-08 16 EE-Förderung Windenergie an Land und Biomasse Oktober 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016

BNETZA-09 15 Anlagenregister Erneuerbare Energien in: http://www.bundesnetzagentur.de/ Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015

BNETZA-09 16 Ge-bots-ter-min 1. April 2016 - Veröffentlichung nach § 32 FFAV. München: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016

BNETZA-10 13 Leitfaden zum EEG - Einspeisemanagement - Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Berlin: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013

BNETZA-12 14 Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2014

BNETZA-15 16 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016

BNETZA-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

BNETZA-17 11 "Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011

BNETZA-17 12 Reichel, Ines: Smart Metering im Kontext zwischen Smart Grid und Smart Market. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012

BNETZA-17 14 Wissenschaftsdialog 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2014

BNETZA-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

BNETZA-17 16 Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), Beschlusskammer 4, 2016

BNETZA-18 12 Beschluss, Aktenzeichen BK8-12-019 - Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingtem Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012

BNETZA-20 13 Monitoringbericht 2012 - 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), 2013

BNETZA-20 14 Bourwieg, Karsten: Marktrolle, Entflechtung und Netzentgelte - die Netzsicht auf Speicher - Workshop zu Rahmenbedingungen für Speicher im Rahmen des Forschungsprojektes ESPEN. Aachen: BNetzA, 2014

BNETZA-21 11 Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit - zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2011

BNETZA-21 14 Bundesnetzagentur (BNetzA): Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014

BNETZA-22 13 Umweltbericht 2013 - Bericht zum Netzentwicklungsplan 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektritzität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013

BNETZA-24 12 Positionspapier zu den technischen Vorgaben nach § 6 Abs.1 und Abs. 2 EEG 2012. Bonn: Bundesnetzagentur, 2012

BNETZA-24 15 Redispatch. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015 URL: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html (Besucht am 18.03.2016)

BNETZA-25 12 Beschlusskammer 8 (BK8); Lüdtke-Handjery, Alexander: Behandlung der Verlustenergiekosten in der 2. Regulierungsperiode. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012

BNETZA-25 15 Bundesnetzagentur (BNetzA): Leitfaden zur Eigenversorgung - Konsultationsfassung. Bonn: BNetzA, 2015

BNETZA-28 13 Frequenzen im Be-reich 450 MHz in: http://www.webcitation.org/6gAajpUQ8. Bonn: Bundesnetzagentur, 2013

BNETZA-29 13 BNetzA: Einleitung des Festlegungsverfahrens BK6-13-049 - energetische und bilanzielle Abwicklung von Einspeisemanagementmaßnahmen bei EEG-Anlagen. Bonn: Bundesnetzagentur, 2013 Url: http://web.archive.org/web/20160330074319/https://www.clearingstelle-eeg.de/beschluss/2496 (Aufgerufen am 18.2.2016)

BNETZA-30 13 Volk, Gerrit: Das Gasnetz als universeller Speicher - Chancen und Grenzen. Birkenfeld: Umwelt-Campus Birkenfeld, 2013

BNETZA-31 13 Beschluss, Aktenzeichen BK4-13-739 - Verwaltungsverfahren zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. §19 Abs. 2 StromNEV und § 30 Abs. 2 Nummer 7 StromNEV. Bonn: Bundesnetzagentur, 2013

BNETZA-36 15 Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve - Konsultation von Eckpunkten. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015

BNETZA-39 15 Beschlusskammer 8: Aktenzeichen BK8-13-3397-21 - Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Erweiterungsfaktorantrages. Bonn: Bundesnetzagentur BK8, 2015

BOD-01 06 Bodach, Mirko: Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen - Dissertation. Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, 2006

BOET-01 14 Böttcher, Jörg (Hrsg.): Stromleitungsnetze - Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. Kiel: De Gruyter Verlag Oldenburg, 2014

BOG-01 16 Bogensperger, Alexander: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen Netzoptimierender Maßnahmen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Wasserbau und Wasserwirtschaft, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

BON-01 12 Gartmaier, Heinrich: Energiewende ohne Blackout - Wird das Stromnetz zur Achillesferse unserer Gesellschaft?. Norderstedt: Books on Demand GmbH, 2012

BRD-01 13 Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG) - Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2013

BRD-03 11 Netzausbaubeschleunigungsgesetz - Übertragungsnetz. Berlin: Bundesregierung, 2011

BREG-01 15 Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2015

BREG-01 96 Sechsundzwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes - Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 1996

BRG-01 15 Gesetzentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2015

BRG-01 16 Deutscher Bundestag: Beschlussempfehlung zu dem Gesetzentwurf zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2016

BSI-01 15 Das Smart-Meter-Gateway - Sicherheit für intelligente Netze. Bonn: Bundesamt für Sicherheit und Informationstechnik (BSI), 2015

BSI-02 14 TR-03109-6 - Smart Meter Gateway Administration. Bonn: BSI, 2014

BSI-03 14 Schutzprofil für das Sicherheitsmodul der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2014

BSW-04 14 Hinweise zur technischen Umsetzung des Einspeisemanagements nach § 9 EEG 2014. Berlin: BSW Solar, 2014

BSW-05 12 Ausbau und Ertüchtigung des Niederspannungsnetzes zur Aufnahme großer Mengen an Photovoltaik - Hintergrundpapier. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW), 2012

BUN-02 16 Novellierungsentwurf zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2016

BUSS-01 13 Bußmann, Frank: Umsetzung des Kaskadenkonzepts aus Sicht eines kommunalen Netzbetreibers. Norderstedt: Stadtwerke Norderstedt, 2013

BUW-01 16 Harnisch, Sebastian; Steffens, Philipp; Thies, Hans Henning Dr.-Ing.; Monscheidt, Julian; Münch, Linda; Böse, Carsten Dr.-Ing.; Gemsjäger, Ben: Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen in: Neue Energie aus Wuppertal, Band 8. Wuppertal: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, 2016

BUW-02 09 Kamga, Alain Franck Kaptue: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen. Wuppertal: Bergischen Universität Wuppertal, 2009

BVK-01 16 Design vs. Umsetzbarkeit - Aktuelle Entwicklungen in der Höchstspannung in Europa. Berlin: Bundesverband Kompaktleitung e.V. (BVK), 2016

BWE-01 04 Brakelmann, Heinrich: Studie: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?. Rheinberg: Bundesverband WindEnergie e.V., 2004

BWE-03 15 Dettmer, Henning; Just, Rene: Vergütung von Blindarbeit. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2015

BWK-03 16 BWK (Ausgabe 03/2016) - Das Energie-Fachmagazin. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2016. ISSN 1618-193X

BWP-01 11 BWP-Branchenstudie 2011 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen (2010 - 2030). Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., 2011

BWP-01 16 Sperr, Alexander et al.: BWP-Branchenstudie 2015 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., 2016

BWP-04 13 Funktion - Funktionsweise von Kompressionswärmepumpen in: http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion.html (Abrufdatum: 21.06.2013). Berlin: Bundesverband Wärmepumpe e. V., 2013

CAP-01 10 Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung. Wien: Capgemini Consulting Österreich AG, 2010

CAR-01 14 Marktübersicht Batteriespeicher. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V., 2014

CDG-01 13 The 450 MHz Band for the Smart Grid and Smart Metering. Costa Mesa: CDG, 2013

CIGRE-01 02 Stephen, R.; Douglas, D.; Mirosevic, G.: Thermal behaviour of overhead conductors. Paris: Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE), 2002

CIGRE-01 12 Working Group B2.36: Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems. Paris: Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE), 2012

CIGRE-02 98 Loudon, Diarmid; Halsan, Kjell; Jonsson, Uno; Karlsson, Dan; Stenstrøm, Lennart; Lundquist, Jan: A compact 420 kV line utilising line surge arresters for areas with low isokeraunic levels in: CIGRE, Session 1998. Paris, Frankreich: CIGRE, 1998

CIRED-01 11 Jupe, Samuel; Bartlett, Marc; Jackson, Katherine: Dynamic Thermal Ratings: State of the Art - Paper 0918. Frankfurt: 21st International Conference on Electricity Distribution, 2011

CMAP-01 16 ChargeMap.com: Statistiken über Ladestationen in Germany. 05/2016. URL: https://de.chargemap.com/stats/germany (besucht am 02.05.2016). Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/6hEITepQS

COS-01 16 Leibfried, Ulrich: UniSto - universeller modularer Wärmespeicher - Ergebnisse eines dreijährigen Forschungs- und Entwicklungsprojekts. Lörrach: Consolar Solare Energiesysteme GmbH, 2016

CTC-01 13 ACCC Conductor News CTC Global March 2013. Irvine, USA: CTC Global Corporation, 2013

DAV-01 03 Davis, L.J.: Fleet Fire: Thomas Edison and the Pioneers of Electric Revolution. New York: Arcade Publishing, 2003

DENA-01 06 Ausbau des Stromtransportnetzes - Technische Varianten im Vergleich. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2006

DENA-01 16 Seidl, Hannes; Schenuit, Carolin; Teichmann, Mario: Roadmap Demand Side Management - Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016

DENA-02 14 Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin: dena, 2014

DENA-03 15 Grimm, Nadja; Uhlig, Jeanette; Weber, Andreas; Zoch, Immo: Systemlösung Power to Gas - Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2015

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

DENA-14 12 dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012

DENA-17 10 Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: dena, 2010

DESTATIS-01 12 Bauen und Wohnen - Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2012

DESTATIS-01 16 Verbraucherpreisindex für Deutschland. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2016

DESTATIS-12 13 Erhebung bestimmter klimawirksamer Stoffe "Schwefelhexafluorid" (SF6). Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2013

DEV-01 15 ECONAMIC GRID INSTALLATIONSANLEITUNG. In: http://www.senec-ies.com/. (Abruf: 30.06.2016). Leipzig: Deutsche Energieversorgung GmbH, 2015

DIN-01 00 DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2000

DIN-01 10 DIN EN 50341-1 (VDE 0210-1) Freileitungen über AC 45 kV. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), 2010

DIN-02 99 DIN EN 60051-1:1999-10: Direkt wirkende anzeigende elektrische Meßgeräte und ihr Zubehör; Meßgeräte mit Skalenanzeige - Teil 1: Definitionen und allgemeine Anforderungen für alle Teile dieser Norm (IEC 60051-1:1997); Deutsche Fassung EN 60051-1:1998. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), 1999

DIN-03 01 DIN EN 50182:2001-12 - Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung, 2001

DIW-01 15 Egerer, Jonas; von Hirschhausen, Christian; Weibezahn, Jens; Kemfert, Claudia: Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung in: DIW Wochenbericht 9 / 2015. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2015

DLR-03 10 Follmer, Robert et al.: Mobilität in Deutschland - Methodenbericht in: www.mobilitaet-in-deutschland.de. Bonn und Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010

DMD-01 11 ACCR–Hochtemperatur-Leiter für eine schnelle Energiewende. Neuss: 3M Deutschland GmbH, 2011

DUE-01 12 Kiesel, Prof. Dr. Rüdiger: Geldanlage bei Inflationsrisiken und politischen Risiken - Investition in eine Photovoltaikanlage unter politischen Risiken im Kontext des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien in: Postbank Finance Award 2012. Essen: Universität Duisburg-Essen, 2012

DVGW-01 13 Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), 2013

DVGW-01 16 Brendli, Jakob; Wille-Haussmann, Bernhard; Lutz, Oliver; Wanke, Elke: Intelligente Steuerung von Strom zu Gas-Anlagen als Bestandteil im Smart Grid in: energie wasser-praxis. Bonn: DVGW, 2016

DVGW-02 15 Moser, Albert; Zdrallek, Markus; Krause, Hartmut; Graf, Frank: Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetzte. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2015

DVGW-03 14 Graf, Frank et al.: Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein, 2014

DWD-01 14 Wetterdaten des DWD - Zugriff auf die Daten über das WebInterface Pamore in: https://webservice.dwd.de/cgi-bin/spp1167/webservice.cgi. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2014

DWD-02 14 Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2014

EBR-01 14 Büchner, Dr.-Ing. Jens; Katzfey, Dr.-Ing. Jörg; Flörcken, Ole; Moser, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert; Schuster, Dr.-Ing. Henning; Dierkes, Sebastian; van Leeuwen, Tobias; Verheggen, Lukas; Uslar, Dr.-Ing. Mathias; van Amelsvoort, Marie: Moderne Verteilernetze für Deutschland - Verteilernetzstudie. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2014

ECOFYS-01 09 Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler. Köln: Ecofys Germany GmbH, 2009

EDIS-01 16 Veröffentlichung abgeschlossener Maßnahmen. In: https://www.e-dis.de/cps/rde/xchg/edis/hs.xsl/715.htm. E.DIS AG, 2016

EEG-01 16 Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016 - Entwurf - Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Köln: Bundesanzeiger Verlag GmbH, 2016

EEG-02 14 Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2014). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2014

EEG-02 16 Bundesregierung: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Berlin: Bundesregierung, 2016

EEG-04 12 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 - Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012

EEN-02 15 Witzmann, Rolf; Altschäffl, Sascha: Analyse von Spannungstrichtern in Folge von Kurzschlüssen im deutschen Übertragungsnetz. München: TU München, 2015

EEP-01 15 Rycroft, Mike: Gas-insulated transmission lines: the next generation of power transmission in: http://www.ee.co.za/article/gas-insulated-transmission-lines-next-generation-power-transmission.html (besucht am 30.05.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6htG5DQBL. South Africa: EE Publishers, 2015

EEX-01 15 European Energy Exchange: Transparenzdaten. [Online] ftp-Server: infoproducts.eex.com, laufende Aktualisierung seit 2014

EEXP-01 11 Fischer, Norbert: Warum Ladesäulen auf sehr lange Zeit kein ertragreiches Geschäft sein werden. München: emobility-experts, 2011

EFZN-01 13 Beck, Hans-Peter; et al.: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 2013

EGAP-01 12 Nobis, Philipp; Fischhaber, Sebastian; Habermann, Jochen; Samweber, Florian: e-GAP – Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen in: https://www.ffe.de/die-themen/mobilitaet/410-e-gap-modellkommune-garmisch-partenkirchen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012

ENAS-01 16 Autonomes Sensornetzwerk zur Zustandsüberwachung von Freileitungen in: http://www.enas.fraunhofer.de/de/news_events/messeuebersicht/exponate/exponate.html. Accessed: 2016-06-01. (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6hwNQUAL5). Berlin: Fraunhofer Institut für Elektronische Nanosysteme (ENAS), 2016

ENBW-01 15 Modellversuch "Flexibler Wärmestrom". Karlsruhe: EnBW Energie Baden-Württemberg AG, 2015

END-01 16 Endres, Alexandra: Merkel gibt ihre klimapolitischen Ambitionen auf in: Zeit Online http://www.webcitation.org/6kC5KMM9x (aufgerufen am 01.09.2016). Hamburg: Zeitverlag Gerd Bucerius GmbH & Co. KG, 2016

ENER-01 16 Wie viel Batteriegroßspeicher verträgt der Primärregelleistungsmarkt? - Betrachtungen und Analysen zur Entwicklung des Primärregelleistungsmarktes bei weiterem Zubau von Batteriegroßspeichern. Berlin: enervis energy advisors GmbH, 2016

ENERP-02 15 Eigenstrom optimal nutzen - EnerHEAT P4H. Hilpoltstein: Enerpipe, 2015

ENOC-01 16 Stärken Sie Ihre Wettbewerbsfähigkeit und werden Sie Teil der Energiewende. München: EnerNOC, 2016

ENRW-01 14 Trockel, Simon; Schönbeck, Julian: Geschäftsmodelle für Photovoltaikanlagen nach der EEG-Novelle in: http://www.webcitation.org/6gDWqbKHy. Wuppertal: EnergieDialog.NRW, 2014

ENRY-01 12 Benz, Thomas; Bochard, Thorsten: Spannungsregelung im Verteilnetz in: Energy 2.0. München: Energy 2.0, 2012

ENST-02 16 Mayrhofer, Philip: Email-Auskunft zur Lebensdauer der Elektroden von Elektrodenheizkesseln. München: Enerstorage GmbH, 2016

ENTSOE-03 15 Dynamic Line Rating for overhead lines - V6. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2015

ENTSOE-04 14 10-Year Network Development Plan 2014 - TYNDP 2014. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014

ENWG-01 05 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 49 Anforderungen an Energieanlagen. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2005

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

EON-01 15 E.ON Exploration & Produktion - Strategie in: www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/unternehmenssuche/eon-exploration-und-produktion.html (17.12.2015). Düsseldorf: E.ON Exploration & Produktion - E.ON SE, 2015

EON-02 15 Mit intelligenten Trafos in die Energiezukunft! in: https://www.eon.de/pk/de/energiezukunft/erneuerbare-energien/technologie/intelligente-verteilung/intelligente-trafos.html. (Abruf: 15.07.2016). München: E.ON, 2015

ERM-01 13 ERM GmbH: 380-kV-Höchstspannungsfreileitungsverbindung Wesel - Bundesgrenze NL (Doetinchem), BI. 4221/4222 - Umweltstudie. Neu-Isenburg: ERM GmbH, 2013

ESK-01 11 Höfer-Zygan, Renate; Oswald, Erik; Heidrich, Mike: Smart Grid Communications 2020 - Fokus Deutschland. München: Fraunhofer-Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik ESK, 2011

ET-04 15 et Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Ausgabe 04/2015) - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2014. ISSN 0720-6240

ET-15 13 Linssen, Jochen; Danzer, Michael; Marker, Stefanie; Maas, Heiko; Strunz, Kai; Weinmann, Oliver: Netzintegration von Elektrofahrzeugen und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (20 13) Heft 1/2, p.121-124. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2013

ETHB-01 13 Elektrotechnik Hildebrand: Elektrische Heizungsanlagen / Wärmebedarf in: http://www.hillebrand-elektrotechnik.de/. Zülpich, 2013

ETV-01 12 Münch, Wolfram; Robra, Malte; Volkmann, Lukas; Riegebauer, Philipp; Oesterwind, Dieter: Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien in: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 62. Jg. (2012) Heft 5. Essen: ETV Energieverlag GmbH, 2012

ETZ-01 10 Dorner, Hartmut: Oberschwingungen begrenzen mit Filtersystemen in: http://www.etz.de/284-0-Oberschwingungen+begrenzen+mit+Filtersystemen.html, Abruf: 07.01.2016. Offenbach am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. , 2010

ETZ-01 12 Brückl, Oliver; Sojer, Manuel; Smolka, Thomas; Haslbeck, Matthias: Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren in: etz Heft 9/2012. : etz, 2012

EUCO-02 13 Huss, Arno; Maas, Heiko; Hass, Heinz: JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS. Ispra: European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, 2013

EUEW-01 15 Held, Chrsitian; Wiesner, Cornelius: Energierecht und Energiewirklichkeit - Ein Handbuch für Ausbildung und Praxis nicht nur für Juristen. Herrsching: Energie & Management, 2015

EUPO-01 14 Preischl, Sebastian : Der Kompaktmast in: http://www.kompaktmast.de/ (besucht am 23.05.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6hiaWYe6d. Neumarkt: Europoles GmbH & Co. KG, 2014

EURL-01 96 Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt in: Amtsblatt der Europäischen Union. Brüssel: Europäische Union, 1996

EWE-01 16 Stromnetz: Intelligente Technik für die Zukunft - EWE NETZ nimmt 200. regelbaren Ortsnetztrafo in Betrieb in: https://www.ewe-netz.de/ueber-uns/aktuelles-und-events/presseinformationen/2016/04/stromnetz-intelligente-technik-fr-die-zukunft. (Abruf: 15.07.2016). Oldenburg: EWE Netz, 2016

EWERK-01 13 Heller, Hans: Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologien in: EWeRK Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V.. Berlin: Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V., Humboldt-Universität zu Berlin, 2013

EWI-04 10 Richter, Jan; Lindenberger, Dietmar PD Dr.: Potentiale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2010

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

FALL-01 13 Fallier, Stefan Florian: Qualitätsanreizregulierung der elektrischen Verteilnetze - Handlungsempfehlungen für eine Weiterentwicklung des deutschen Regulierungsansatzes in: Band 9 Reihe: Industrieökonomik. Stuttgart: Frank C. Englmann, Mathias Erlei, Ulrich Schwalbe und Bernd Woeckener, 2013

FAS-01 04 Fassbinder, Stefan: Oberschwingungen: Es funktioniert: Passive Filter - Leitfaden Netzqualität. Düsseldorf: Deutsches Kupferinstitut, 2004

FAZ-01 11 Küffner, Georg: Neue Leitungen braucht das Land in: URL:http://www.faz.net/frankfurter-allgemeine-zeitung/technik-und-motor/stromnetz-neue-leitungen-braucht-das-land-11368386.html. Accessed: 2016-04-22. (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6gxdiXBiP). Frankfurt: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 2011

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: Industriefeindlichkeit in Deutschland: Zur Akzeptanz von Großprojekten in: WISO direkt. Analysen und Konzepte zur Wirtschafts- und Sozialpolitik. Bonn: Friedrich-Ebert-Stiftung, 2013

FFE-01 14 Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin: Regionale Lastmanagement-Potenziale stromintensiver Prozesse in: Paper und Vortrag beim 13. Symposium Energieinnovation in Graz. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014

FFE-02 16 Samweber, Florian; Köppl, Simon: Netzoptimierende Maßnahmen – Ein integriertes Konzept für die konventionelle und innovative Netzoptimierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016

FFE-03 15 Köppl, Simon; Wachinger, Kristin; Samweber, Florian: Netzausbau als Grundbedingung der Energiewende. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015

FFE-04 16 Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016

FFE-05 16 Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016

FFE-06 12 Steck, Michael; Habermann, Jochen; Pfeifroth, Philipp; Buber, Tim: DEA: Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP" in: https://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (Abruf am 15.02.2016). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012

FFE-08 16 Köppl, Simon; Gallet, Marc; Nobis, Philipp; Samweber, Florian: Smart Grid Controller - Technische und wirtschaftliche Analyse von netzstabilisierenden Maßnahmen in Netzgebieten mit einem hohen Anteil an Elektromobilität und Photovoltaik. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016

FFE-09 13 Buber, Tim; Gruber, Anna; von Roon, Serafin; Hüneke, Marie; Klobasa, Marian; Angerer, Gerhard; Schleich, Joachim; Friedrichsen, Nele; Lüllmann, Arne: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) 2013

FFE-10 15 Samweber, Florian; Wachinger, Kristin; Regett, Anika; Köppl, Simon: Maßnahmen zum Stromferntransport - HGÜ und Gas-Hybridübertragung im Vergleich in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg. (2015) Heft 32, S. 57-61. Essen: ETV Energieverlag GmbH, 2015

FFE-10 16 Dronia, Michael; Gallet, Marc: Field test of charging management system for electric vehicle - State of the art charging management using ISO 61851 with EV from different OEMs in: 5th Conference on Future Automotive Technology Focus Electromobility. Fürstenfeld: Bayern Innovativ, 2016

FFE-11 14 Von Roon, Serafin; Sutter, Manuel; Samweber, Florian; Wachinger, Kristin: Netzausbau in Deutschland - Wozu werden neue Netze benötigt?. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014

FFE-11 15 Nobis, Phillip; Samweber, Florian; Fischhaber, Sebastian: Netzstabilität mit Elektromobilität - Veröffentlichung im Rahmen der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2015 (IEWT). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015

FFE-13 13 Pellinger, Christoph: Die Merit Order funktionaler Energiespeicher 2030. In: FfE Fachtagung 2013. München, 2013

FFE-15 12 Mezger, Tomas; Rasilier, Thomas: Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos - Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E - Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012

FFE-16 15 Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher; laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015

FFE-16 16 Fischhaber, S.; Regett, A.; Schuster, S.; Hesse, H.: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen - Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen. Frankfurt am Main: Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW), Ergebnispapier Nr. 18, 2016

FFE-22 16 Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Wachinger, Kristin; Heller, Christoph: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teil 1: Szenario-Analyse (vorläufiger Abschlussbericht). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016

FFE-23 14 Zwischenbericht zum laufenden Projekt: Merit Order der funktionalen Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 3: Ermittlung technoökonomischer Kennwerte funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014

FFE-23 15 Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015 - Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015

FFE-26 16 Gruber, Anna; Von Roon, Serafin; Fattler, Steffen: Wissenschaftliche Projektbegleitung des Projektes DSM Bayern. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2016

FFE-37 13 von Roon, Serafin; Steinert, Corinna: Energienetze in Bayern - Handlungsbedarf bis 2022. München: Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK e.V., Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW), 2013

FFE-38 11 Gruber, Anna: Integrierte Produktpolitik (IPP) Demonstrationsvorhabe - Leitfaden zur Optimierung elektrischer Antriebe. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011

FFE-39 14 Corradini, Roger; Gallet, Marc; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen - FfE-Regionalisiertes-Energiesystem-Model (FREM): Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell. In: BWK Ausgabe 12/2014, S. 28-33. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag, 2014

FFE-39 15 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Wachinger, Kristin: Der Morphologische Kasten: Eine Vergleichsgrundlage für Netzoptimierende Maßnahmen in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg. (2015) Heft 10. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2015

FFE-40 14 FfE: ePlanB: Das Projekt in: http://www.eplanb.de/ePlanB/PROJEKT.asp (17.12.2014). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014

FFE-49 14 Pellinger, Christoph; Regett, Anika; Mauch, Wolfgang: Funktionaler Speicher - ein integriertes Konzept für konventionelle und Bedarfsspeicher. In: Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin, 2014

FFE-75 11 Bernhard, Dominik; Fieger, Christian; von Roon, Serafin: Hybride Heizsysteme mit nicht leitungsgebundenen Energieträgern und Strom. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011

FFE-82 11 Staudacher, Thomas; Habermann, Jochen; Jacob, Sebastian; Eller, Sebastian: Eneff Waerme - Dezentrale Stromversorgungskonzepte - laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011

FFE-84 13 Gobmaier, Thomas; Roon, Serafin von: Niederspannungs-Gleichstromnetze. Forschungsstelle für Energiewirtschaft mbH: München, 2013

FFN-01 11 FFN: Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Anleitung - Systematische Erfassung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen und deren statistische Auswertung in: http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/documents/svs_anleitung_2011-04.pdf. Berlin: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2011

FGH-01 08 Slupinski, Adam: Technischer Bericht 302 - Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen. Aachen: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., 2008

FGH-01 13 Vennegeerts, Hendrik Dr.-Ing.; Schröders, Christian; Holthausen, Michael; Quadflieg, Dieter; Moser, Albert Prof. Dr.-Ing.: Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2004 - 2011 in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 112(2013), H. 7, S. 32-36. Mannheim: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) , 2013

FHAA-01 10 Alt, H.: Zulässige Lastgradienten von Großkraftwerken. FH Aachen, 2010

FISC-01 89 Fischer, Reinhard; Kießling, Friedrich: Freileitungen - Planung, Berechnung, Ausführung. Berlin: Springer-Verlag, 1989

FNN-01 12 Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen - 1.Ausgabe 2012. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2012

FNN-01 13 Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), 2013

FNN-02 14 Projektgruppe "Blindleistungsmanagement" im FNN: Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen - FNN-Hinweis. Berlin: Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 2014

FOM-01 15 Hose, Christian; Lübke, Karsten; Nolte, Thomas; Obermeier, Thomas: Einführung von Elektromobilität in Deutschland - Eine Bestandsaufnahme von Barrieren und Lösungsansätzen. Essen: MA Akademie Verlags und Druck-Gesellschaft mbH, 2015

FOR-01 05 Oswald, Bernd Dr.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Oldenburg: Forwind Zentrum für Windenergieforschung, 2005

FRAKO-01 02 Riese, Peter: Handbuch der Blindstrom-Kompensation. Teningen: FRAKO Kondensatoren- und Anlagenbau GmbH, 2002

FRO-01 16 Fröhlich, Christoph: Freileitungsmonitoring als netzoptimierende Maßnahme - Entwicklung und Validierung einer Potentialanalyse. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Kempten; betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.Kempten: Hochschule Kempten, 2016

FZJ-02 12 Linssen, J.; Bickert, S.: Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen: Advances in Systems Analyses 1 - Band 150. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2012

GMC-01 06 Höck, Günther: "Dirty Power" Oberschwingungen durch nichtlineare Verbraucher.GMC-I Gossen-Metrawatt GmbH: Nürnberg, 2006

GREIF-01 16 Greif, Simon: Herausforderungen und Potenziale von Virtuellen Kraftwerken zur Netzoptimierung in der Niederspannungsebene - Challenges and potentials of virtual power plants for grid optimization in low voltage systems. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Ingenieurfakultät Bau Geo Umwelt, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

GTM-01 16 Lacey, Stephen: Stem CTO: Lithium-Ion Battery Prices Fell 70% in the Last 18 Months. Boston: Greentech Media, 2016

GZB-01 10 Platt, Michael; Exner, Stepha; Bracke, Rolf: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends. Bochum: GeothermieZentrum Bochum, 2010

HAG-01 15 Hagen, Peter: Stabile Stromversorgung: Neuer Trafo regelt Spannung in Liebengrün in: http://www.otz.de/web/zgt/wirtschaft/detail/-/specific/Stabile-Stromversorgung-Neuer-Trafo-regelt-Spannung-in-Liebengruen-278090186. (Abruf: 15.7.2016) Gera, 2015

HART-01 10 Hartmeier, Moritz: Smart Metering - Hintergrund und Stand der Technik. Studienarbeit. Herausgegeben durch die ETH: Zürich , 2010

HEA-01 09 Kämper, Hartmut: Stromabsatz an Speicherheizungskunden sinkt auch im Jahr 2008 in: HEA Impulse Ausgabe 1/2009. Berlin: HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., 2009

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

HENAN-01 15 Henan Jiapu Cable Group: Two HVDC Transmission Projects in Xinjiang Enter into the Preparatory Work in http://www.jpcable.net/industry-news/71.html (besucht am 21.06.2016). Archived by WebCite® at

http://www.webcitation.org/6ie3AIRkL. Zhengzhou, China: Henan Jiapu Cable Group, 2015

HERTZ-01 12 Freileitung oder Erdkabel Hintergrundinformationen. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2012

HILL-01 14 Hiller, Thomas; Bodach, Mirko; Castor, Walter: Praxishandbuch Stromverteilungsnetze - Technische und wirtschaftliche Betriebsführung. Würzburg: Vogel Business Media, 2014

HMY-01 16 H2-Stationen. Berlin: H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG, URL: http://h2-mobility.de/h2-stationen/, Abrufdatum: 18. Mai 2016

HOF-01 15 Hofmann, Lutz: Welche Formen der Erdverkabelung gibt es?. Hannover: Leibniz Universität Hannover, 2015

HSU-01 14 Bogenrieder, J.; Stegner, C.; Luchscheider, P.; Schmutzer, A.: Einsatz dezentraler Speicher in: Konferenzband Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS), Hamburg 18.-19.09.2014, S. 96 – 102. Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2014

HTW-01 01 El Gourzni, Mohamed: Geräuschemissionen und Energieverluste an Freileitungen - Diplomarbeit. Berlin: Fachhochschule für Technik und Wirtschaft, 2001

HTW-01 16 Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjarko, Tjaden; Quaschning, Volker: 50%-Studie - Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme in: http://pvspeicher.htw-berlin.de. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2016

HTW-02 14 Joseph, Bergner: Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2014

HTW-03 15 Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berlin: BERLINER WISSENSCHAFTS-VERLAG, 2015

IAEW-01 15 Kellermann, Jan; Eickmann, Jonas; Moser, Albert: Quantifizierung des Mehrwerts der Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen im Übertragungsnetzbetrieb in: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen (IAEW), 2015

ICL-01 08 Strbac, Goran: Demand side management: Benefits and challenges in: Energy Policy. London: Elsevier, 2008

IEC-01 12 IEC 61851-1 - Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen - Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 61851-1:2010). Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2012

IEEE-02 11 Dallinger, David; Krampe, Daniel; Wietschel, Martin: Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior in: IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, No. 2. New York, USA IEEE, 2011

IEEE-06 11 Sauter, Thilo; Lobashov, Maksim : End-to-End Communication Architecture for Smart Grids in: IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS 58. Wien: IEEE, 2011

IEEE-06 12 IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012

IEH-01 12 Hofmann, Lutz: Technische und wirtschaftliche Aspekte des Stromleitungsbaus. Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover (IEH): Hannover, 2012

IEHUH-01 07 Oswald, Bernd R.: 380-kV-Salzburgleitung - Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu. Wien: Energie-Control GmbH, 2007

IFHT-01 11 Wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Hochtemperaturleitern mit geringem Durchhang - Ergebnisbericht vom 25.11.2011. Aachen: Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen, 2011

IFHT-01 13 Hille, Christian Dr.; Gödde, Markus; Potratz, Fabian; Schrader, Sören; Matrose, Claas; Hörpel, Benjamin; Harms, Heiko; Kampik, Jonas; Schnettler, Armin Univ.-Prof. Dr.-Ing.: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung. Aachen: P3 energy and storage GmbH, 2013

IISB-01 13 Weiss, Roland; Boeke, Ulrich; Maurer, Wilhelm; Zeltner, Stefan: Energieeffiziente Gleichstromverteilung in kommerziell genutzten Gebäuden mit intelligenter Kopplung zum Niederspannungsnetz. Deutschland: Siemens AG, 2013

IISB-01 14 März, Martin: Niederspannungs-Gleichstromnetze - Thematische Einführung und Übersicht in: 2. LV-DC Cluster-Seminar. Erlangen: Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie (FhG-IISB), 2014

IISB-02 10 Langbein, Daniel: Kostensenkung durch Gleichspannungsnetze. Erlangen: Fraunhofer Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie (IISB), 2010

IISB-02 14 Richter, Thomas: Elektroniksysteme für die Netze von morgen - Presseinformation. Erlangen: Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie IISB, 2014

IIT-01 12 Kurth, Steffen; Hefer, Jan: ASTROSE® - Freileitungs-Monitoring für Hoch - Und Höchstspannung. Berlin: VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, 2012

INFAS-01 10 Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia; Köhler, Katja; Mehlin, Markus: Mobilität in Deutschland 2008 - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010

IPS-01 13 Gleichstromversorgungen - DC power supply units. Hamm: IPS-FEST GmbH, 2013

ISE-01 13 Hollinger, Raphael; Wille-Haussmann, Bernhard; Erge, Thomas; Sönnichsen, Jan; Stillahn, Thies; Kreifels, Niklas: Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2013

ISE-01 15 Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2015

ISE-01 16 Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2016

ISE-02 11 Miara, Marek; Günther, Danny; Kramer, Thomas; Oltersdorf, Thore; Wapler, Jeannette: Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2011

ISE-03 10 Russ, Christel et al.: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand. Freiburg: Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2010

ISE-03 15 Schmidt, Heribert, Dr.; Bopp, Georg; Laukamp, Hermann; Grab, Robin; Severin, Philipp: Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung - Leitfaden. Köln: TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, 2015

ISE-07 13 Sicha, Erika; Smolinka, Tom; Voglstätter, Christopher: Wasserstoff-Infrastrukutr für eine nachhaltige Mobilität - Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. : Ministerium für Verkehr und Infrastruktur Baden-Württemberg, 2013

ISEA-01 11 Sauer, Uwe; Leuthold, Matthias; Magnor, Dirk; Lunz, Benedikt: Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen. Aachen: RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), 2011

ISI-01 10 Wietschel, Martin; Bünger, Ulrich: Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO2-freie Endenergieträger - Endbericht. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2010

ISI-02 13 Plötz, Patrick; Gnann, Till; Kühn, André; Wietschel, Martin: Markthochlaufszenarien für Elektrofahrzeuge - Langfassung. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2013

ISOE-01 11 Zimmer, Wiebke Dr.; Buchert, Matthias Dr.; Dittrich, Stefanie; Hacker, Florian; Harthan, Ralf; Hermann, Hauke; Jenseit, Wolfgang Dr.; Kasten, Peter; Loreck, Charlotte; Götz, Konrad Dr.; Sunderer, Georg; Birzle-Harder, Barbara; Deffner, Jutta Dr.: OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen - Integrierte Betrachtung von Fahrzeugnutzung und Energiewirtschaft. Berlin: Institut für sozial-ökologische Forschung (ISOE), 2011

IV-01 15 Kreiszeitung Oldenburg: Hausspeicher Trend der Zukunft. München: Ippen Verlagsgruppe, 2015

IVAM-01 15 Großer, Volker; Brockmann, Carsten; Kurth, Steffen: ASTROSE - Industrie 4.0 in der Energietechnik in: Inno : innovative Technik - neue Anwendungen. Dortmund: IVAM e.V. Fachverband für Mikrotechnik, 2015

IWES-03 14 Pape, Carsten; et al.: Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Kassel: Fraunhofer IWES; Aachen: IAEW der RWTH; Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2014.

JAR-01 09 Jarass, Lorenz; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried: Windenergie. Heidelberg: Springer-Verlag, 2009

JEL-01 16 Jelen, Johannes: Integration von Quartierspeichern zur Netzentlastung - Integration of battery storage systems as a measure for grid optimization. Bachelorarbeit Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

JRC-01 12 Garcia, Nicolas Pardo; Vatopoulos, Kostantinos; Riekkola, Anna Krook; Lopez, Alicia Perez; Olsen, Lars: JRC Scientific and Policy Reports - Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union. Petten, Niederlande: Joint Research Center (JRC), 2012

JSE-01 16 Technische Daten SmartActive Transformer in: https://www.j-schneider.de/transformatoren-drosseln/transformatoren/regelbarer-ortsnetztransformator/technische-daten/. Offenburg: J. Schneider Elektrotechnik GmbH, 2016

KACO-01 14 Integrierte Speicherlösung für Großverbraucher - Modellprojekt Weinsberg in: http://kaco-newenergy.com/de/lounge/modellprojekt-weinsberg/ (21.01.2016). Neckarsulm: KACO new energy GmbH, 2014

KAU-01 13 Kaufmann, Thomas: Simulation des Betriebes eines DC Netzes - Diplomarbeit. Wien: TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2013

KBA-03 15 Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten in: http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html (abgerufen 25.02.2016). Berlin: Kraftfahrt-Bundesamt, 2015

KEMA-02 13 Itschert, Lutz; Grote, Daniel; Spanka, Katrin: ZuhauseKraftwerke im Smart Grid als Alternative zum Netzausbau - Abschlussbericht. Bonn: KEMA Consulting GmbH (KEMA), 2013

KFW-02 16 Merkblatt Erneuerbare Energien - KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" in: www.kfw.de/. Frankfurt am Main: Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), 2016

KIES-01 03 Kiessling, F.; Nefzger, P.; Nolasco, J.F.; Kaintzyk, U.: Overhead Power Lines - Planing, Design, Construction. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2003

KIST-01 15 Lastabwurf und Einspeisemanagement. Aachen: Kisters AG, 2015

KIT-02 14 Technikfolgenabschätzung Theorie und Praxis - 23. Jahrgang, Heft 2 . Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014. ISSN 1619-7623.

KIT-04 13 Uhrig, Martin; Leibfried, Thomas Prof. Dr.-Ing: Bedarf an stationären Energiespeichern in Niederspannungsverteilnetzen aus Sicht von Photovoltaikanlagen- und Verteilnetzbetreibern in: Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS): Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2013

KIT-05 13 Uhrig, Martin; Leibfried, Thomas Prof. Dr.-Ing; Meyer-Hübner, Nico: Approach for determining the demand for stationary energy storages in low voltage distribution grids. Karlsruhe: Karlsruhe Institute of Technology (KIT), 2013

KLE-01 14 Klein, Heinz: Exportschlager für die Energiewende in: Mittelbayerische. Regensburg: Mittelbayerischer Verlag KG, 2014

KOCH-01 13 Koch, Michael: Öko-Strom im Smart Grid - Eine Frage der Flexibilität in: http://www.tga-praxis.de/. Berlin: Huss-Medien GmbH, 2013

KON-01 08 Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2008

KON-01 13 Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2013

KONK-01 15 Konkel, Thorsten: EWE-Netz setzt regelbare Trafos ein - Stromnetz in Ganderkesee soll flexibler werden in: http://www.noz.de/socialmediabar/print/580193. Osnabrück: Neue Osnabrücker Zeitung, 2015

KRIEDE-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

KUE-01 15 Küppers, Stefan: DSO 2.0 – Entwicklung des Verteilnetzbetreibers durch die Energiewende in: FGE Kolloquium. Aachen: Westnetz GmbH, 2015

KWKG-01 08 Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008

LEW-01 07 Götz, Stefan: UNSER SERVICE FÜR SIE! - Blindstrom, Kompensationsanlagen, richtige Verdrosselung. Augsburg: Lechwerke AG, 2007

LFAS-01 03 Elektromagnetische Felder am Arbeitsplatz - Ergebnisse einer Messreihe des LfAS. München: Bayerisches Staatsministerium für Gesundheit, Ernährung und Verbraucherschutz, 2003

LICHT-01 10 Lücking, Gero: Konzept Schwarmstrom und ZuhauseKraftwerk in: Workshop Virtuelle Kraftwerke. : BDEW, Fachausschuss ¨Dezentrale Erzeugungsstrukturen¨, Berlin, 2010

LIE-01 14 Lorenz, Christian; Schröder, Gerd (Leipziger Institut für Energie GmbH): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher - Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Werlte: Redpoint Solar GmbH, 2014

LOW-01 13 Lowe, Philip: Schriftliche Einschätzung zur Einordnung von Speichern in der Entflechtung. Brüssel, Belgien: Directorate-General For Energy, 2013

LUC-01 95 Lucke, Doris: Akzeptanz - Legitimität in der "Abstimmungsgesellschaft". Opladen: Lucke, Doris, 1995

LUH-01 07 Oswald, B. R.: Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Wahle – Mecklar in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem. Hannover: Universität Hannover, 2007

LUH-02 10 Hofmann, Lutz; Oswald, Bernd R.: Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechnik im Höchstspannungsnetz anhand der 380-KV-leitung Wahle-Mecklar. Hannover: Leibniz Universität Hannover, 2010

LUH-03 10 Hoffmann, Lutz Prof. Dr.-Ing. habil.; Oswald, B.R.Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil.: Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich. Brandenburg, Potsdam: Leibniz Universität Hannover, 2010

MANK-01 12 Mankiw, N. Gregory: Principles of microeconomics. Mason, Ohio: South-Western Cengage Learning, 2012 ISBN: 9780538453042

MAR-01 14 Martin, Hans: Gesundheitliche Gefährdungen von elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern. Bad Emstal: Gemeinde Bad Emstal, 2014

MH-01 16 Trafo verteilt den Strom intelligent - Alternative zum Netzausbau in: www.mittelhessen.de. Wetzlar: Wetzlardruck GmbH, 2016

MID-03 10 Follmer, Robert; et al.: Mobilität in Deutschland 2008 - Datensatz auf DVD. Bezogen von: Clearingstelle für Verkehr. Bonn: infas institut für angewandte sozialwissenschaft, 2010

MITNETZ-01 16 MITNETZ STROM macht Stromnetz für Energiewende fit in: http://www.niederlausitz-aktuell.de/brandenburg/item/59136-mitnetz-strom-macht-stromnetz-fuer-energiewende-fit.html. Halle: Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, 2016

MITNETZ-02 16 Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH: MITNETZ STROM macht Stromnetz für Energiewende fit . Cottbus: Benjamin Andriske, 2016

MMO-01 14 Sorge, Nils-Viktor: Weshalb Siemens und GE auf die Kraftwerkssparte von Alstom fliegen in: http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/weshalb-siemens-und-ge-auf-die-kraftwerkssparte-von-alstom-fliegen-a-967058-2.html (besucht am 30.05.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6htLNIF3U. Hamburg: manager magazin new media GmbH, 2014

MMU-01 14 Müller, Mathias: Optimierung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen, Photovoltaikanlagen und Stromspeichern durch Blindleistungsregelung - Master's Thesis am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. München: Herausgegeben durch die Technische Universität München (TUM), betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, 2014

MOMA-01 13 Kießling, Andreas: Modellstadt Mannheim (moma) Abschlussbericht. Mannheim: MVV Energie AG, 2013

MOS-01 14 Moshövel, Janina et al.: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption in: Applied Energy. Aachen: Elsevier, 2014

MOSC-01 15 Mosconi, E. M; Poponi, S; Silvestri, C.: Insights into Congestion Costs and Financial Risk Management - The Electricity Market in: Procedia Computer Science. Amsterdam: Elsevier, 2015

MR-01 15 GRIDCON® TRANSFORMER (rONT) - SPANNUNGSREGELUNG FÜR VERTEILUNGSNETZE.. Berlin: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2015

MR-01 16 Regelbare Verteilungstransformatoren in: http://windenergie.ressource-deutschland.de/netzanbindung-2/regelbarer-verteilungstransformator/. Regensburg: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2016

MR-03 12 GRIDCON® Transformer (rONT) - Der regelbare Ortsnetztransformator. Regensburg: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2012

MVV-01 15 Fragen und Antworten zum Forschungsprojekt Strombank in: https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/strombank_faq.jsp (21.01.2016). Mannheim: MVV Energie AG, 2015

MVV-02 15 Thomann, Robert; Schubert, Markus; Pickford, Gordon; Natour, Ali: Strombank - Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher. Mannheim: MVV Energie AG, 2015

NATURA-01 12 Netzausbau und Natura 2000/Artenschutz - Rechtliche und naturschutzfachliche Analyse typischer genehmigungsrechtlicher Fragestellungen sowie Entwicklung von Ansätzen zu ihrer Lösung. Bonn: Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2012

NEP-01 12 Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Mike, Hermann; Zeltner, Stefan: Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth: Netzentwicklungsplan, 2012

NEP-01 13 Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 2013

NEP-01 15 Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015 - Erster Entwurf (Teil 1). [Online] http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf, abgerufen am: 30.10.2015

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

NEST-01 14 Sonntag, Monika: Grundlagenforschung zu Sicherungstechnik für Gleichspannungsnetze gestartet: Forschungsziel sind neuartige elektronische Leistungs-Schutzschalter im Bereich erneuerbarer Energien und Bordnetze - Gemeinsame Presseinformation der Partner des Forschungsprojektes "NEST-DC": Neubiberg: Infineon Technologies AG, 2014

NEU-01 13 Neusel-Lange, Nils M.Sc.: Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal (BUW), 2013

NEX-01 09 Biedenbach, Gerhard: Monitoring macht den Betrieb von Freileitungen sicherer - Kapazitäten in Stromnetzen optimal ausschöpfen. Hannover: Nexans Deutschland GmbH, 2009

NEX-02 13 Präqualifikation für den Regelenergiemarkt. Was ist das und wie funktioniert es? in: https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/praequalifikation-regelenergiemarkt (21.01.2016). Köln: Next Kraftwerke GmbH, 2013

NLA-01 16 Andriske, Benjamin: Batteriegroßspeicher in Neuhardenberg geht ans Netz. Cottbus: Niederlausitz aktuell, 2016

NOBI-01 16 Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016

NOHL-01 93 Nohl, Werner: Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch Mastenartige Eingriffe - Materialien für die naturschutzfachliche Bewertung und Kompensationsermittlung. Kirchheim b. München, 1993

NOVA-01 16 Freileitungsmonitoring in: URL:http://www.novamonitoring.com/home/anwendungen/freileitungsmonitoring.html. Accessed: 2016-04-28. (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6h6RH6x5e). Schwaikheim: Nova Monitoring GmbH, 2016

NPE-01 14 Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung. Berlin: Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO), 2014

NPG-01 15 Nykvist, Björn et al.: Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles in: Nature Climate Change. Hampshire: Nature Publishing Group (NPG), 2015

NTV-01 16 Neuer Akku treibt BMW i3 weiter. Berlin: n-tv.de, 05/2016. URL: http://www.n-tv.de/auto/Neuer-Akku-treibt-BMW-i3-weiter-article17602596.html (besucht am 02.05.2016). Archived by WebCite: http://www.webcitation.org/6hEAseVUV.

NX-01 14 Hobl, Achim: Supraleiter im realen Netz das Projekt AmpaCity - Supraleiter für die Energieübertragung in Ballungszentren. Hannover: Nexans Deutschland GmbH, 2014

OED-01 04 Oeding, Dietrich: Elektrische Kraftwerke und Netze. Berlin, München: Springer Verlag Berlin Heidelberg New York, 2004

ONEP-01 14 Feix, Olivier; Hörchens, Ulrike: Offshore-Netzentwicklungsplan 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2014

ONEP-01 15 Feix, Olivier; Hörchens, Ulrike: Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: CB.e Clausecker Bingel AG, 2015

OSM-02 16 OpenStreetMap (OSM) - FAQs in: URL:http://www.openstreetmap.de/faq.html. Accessed: 2016-04-01. (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6gRcKaC9S). Kirchzarten: OpenStreetMap, 2016

OTH-01 16 Informationsportal Regelbare Ortsnetztransformatoren: RONT vs. Spannungsregler. Regensburg, 2016. URL:http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/ront-vs-spannungsregler/ (besucht am 20.06.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6ikbCVr8f.

OVUM-01 14 Schoolar, Daryl: LTE could be just what 450 MHz needs. In: http://www.fiercewireless.com/tech/story/schoolar-lte-could-be-just-what-450-mhz-needs/2014-08-01 (Abruf: 15.03.2016). (Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/6g1tKurks): London, U.K.: Ovum, 2014

PRA-01 13 Praktiknjo, Aaron: Sicherheit der Elektrizitätsversorgung - Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013

PRO-01 16 Krampe, Leonard; Peter, Frank: Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Stromsystem in Süddeutschland. Deutschland: Prognos AG, 2016

PSI-01 11 Althaus, H.-J.; Bauer, C.: Gegenüberstellung verschiedener aktueller Schweizer Ökobilanzstudien im Bereich Elektromobilität. Villigen, Dübendorf: Empa, 2011

PTB-01 11 Thiel, Florian: Smart Meter: Vergleichende Studie zu Verbrauchsabrechnungsverfahren. Berlin: Physikalisch Technische Bundesanstalt, 2011

PVM-01 16 Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen in: http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/speicher-2015/. Berlin: pv magazine group GmbH & Co. KG, 2016

PVM-02 16 Batteriespeicher: die Frage nach der Effizienz. In:http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/batteriespeicher--die-frage-nach-der-effizienz_100022369 (Abruf: 30.06.2016) (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6ie3u5h2h). Frankfurt am Main: pv magazine Deutschland, 2016

RD-01 14 Diermann, Ralph: Heizen mit Strom: Elektrokessel für die Energiewende. Hamburg: Spiegel Online GmbH, 2014

RONT-01 14 Maßnahmen zur Behebung des Spannungsbandproblems in: http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/massnahmen-zur-behebung-des-spannungsbandproblems-2/ (besucht am 10.05.2016). Waldmünchen: Informationsportal Regelbare Ortsnetztransformatoren, 2014. Archiviert: http://web.archive.org/web/20160824131449/http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/massnahmen-zur-behebung-des-spannungsbandproblems-2/

RUH-01 15 NESSY – NEtz-Spannungs-Stabilisierungs-SYstem - Dauerhafter Schutz gegen Spannungsschwankungen im Niederspannungsnetz. Bovenden: Ruhstrat, 2015

RWE-01 13 RWE Homepower Mikro-KWK. Dortmund: RWE Effizienz GmbH, 2013

RWE-01 16 Rummeni, Jörg: RWE Windheizung in: http://www.rwe.com/web/cms/de/1136046/rwe/innovation/projekte-technologien/energieanwendung/windheizung/ (Aufgerufen am 10.01.2016). Essen: RWE AG, 2016

RWE-02 12 Rummeni, Jörg: RWE Windheizung - Die Energiewende braucht auch dezentrale kleine Energiespeicher in: IQPC Konferenz Berlin, 14./15.11.2012, "Zukunftsperspektiven für den Regelenergiemarkt Strom 2012". Berlin: RWE Effizienz GmbH, 2012

RWE-02 15 Rheinland-Pfalz: Intelligentes Stromnetz steuert und überwacht Ortsversorgung in der Gemeinde Wincheringen in: http://www.presseportal.de/pm/76707/3000253.(Abruf 15.7.2016). Essen : RWE Deutschland AG, 2015

RWE-03 14 AMPACIty - Ein Leuchtturmprojekt für den effizienten Stromtransport. Essen: RWE Deutschland AG, 2014

RWTH-01 10 Puffer, Ralf: Netzoptimierung durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und Hochtemperaturleiter. Aachen: Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, 2010

RWTH-01 13 Doncker, Rik W.: Die Technologischen und Technischen Herausforderungen des Netzausbaus - Schlüsseltechnologien für das flexible Elektrizitätsnetz der Zukunft. Aachen: RWTH Aachen, 2013

RWTH-01 15 Hille, Christian; Schrader, Sören; Magnor, Dirk; Pollok, Thomas; Goergens, Philipp; Koopmann, Simon; Potratz, Fabian; Schulte, Dominik: Technische und wirtschaftliche Potenziale von Speichersystemen in Verteilungsnetzen. Aachen: P3 Energy, Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen, 2015

RWTH-02 14 Struth, Janina et al.: PV Nutzen - Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen. RWTH Aachen: RWTH Aachen, 2014

RWTH-02 15 Speichermonitoring - Website des Registrierungsportals für das Förderprogramm für dezentrale und stationäre Batteriespeichersysteme in: http://www.speichermonitoring.de/ abgerufen am 14.10.2015. Aachen: RWTH Aachen, 2015

SALZAG-01 11 Wärmespeicher Heizkraftwerk Nord - Sichere Wärmeversorgung für eine saubere Umwelt in: www.salzburg-ag.at. Salzburg: Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2011

SCH-01 15 Scherer, Katja: Rein ins Rohr in: Zeit Online Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6kXGki658. Hamburg: Zeitverlag Gerd Bucerius GmbH & Co. KG, 2015

SCH-01 16 Schurian, Pitt: Umspannwerk wird für Schwaben noch wichtiger in: http://www.webcitation.org/6kC4kPwgO (aufgerufen am 01.09.2016). Augsburg: Presse-Druck- und Verlags-GmbH, 2016

SCHN-01 12 Die intelligente Ortsnetzstation - Ein wichtiger Smart Grid-Baustein. Frankfurt: Schneider Electric, 2012

SCHN-01 15 Leistungs- und Verteiltransformatoren. Ratingen: Schneider Electric GmbH, 2015

SCHW-01 06 Schwab, Adolf J.: Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin: Springer Verlag Berlin Heidelberg New York, 2006

SGB-01 11 Elektronisch Geregelter Transformator Macht Verteilnetze Fit Für Die Energievvende. In: http://www.windkraft-journal.de/2011/12/07/elektronisch-geregelter-transformator-macht-verteilnetze-fit-fur-die-energiewende/9233.(Abruf: 15.7.2016). Regensburg: SGB-SMIT Gruppe, 2011

SHE-01 09 Shell PKW-Szenarien bis 2030 - Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH, 2009

SHN-01 16 Einspeisemanagement - Veröffentlichung abgeschlossener Maßnahmen. [Online]: https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/2472.htm. Schleswig-Holstein Netz, 2016

SIE-01 16 Gasisolierte Übertragungsleitungen - Beschreibung in: www.energy.siemens.com/hq/de/stromuebertragung/gasisolierte-uebertragungsleitungen.htm#content=Beschreibung (besucht am 30.05.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6htEoJu1s. München: Siemens AG, 2016

SIE-03 15 Betrieb von Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50 bis 3150 kVA - Betrieb von Verteilungstransformatoren. Erlangen: Siemens AG, 2015

SIE-04 15 Hopf, Siegbert Dr.: Planung der elektrischen Energieverteilung - Technische Grundlagen. Erlangen: Siemens AG - Energy Management Medium Voltage & Systems, 2015

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

SM-01 16 Strietholt, Maike: Wärmepumpen: Besser als klassische Heizungen. Köln: Deutschlandradio, 2016

SMA-01 02 SMA: Q at Night - Blindleistung außerhalb des Einspeisebetriebs. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2002

SMA-01 14 SMA Solar Technology AG: Elektromagnetische (Umwelt-) Verträglichkeit. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2014

SMA-01 15 SMA: SMA Servicekonzept - Sunny Central. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2015

SOLBAT-01 15 Quartierspeicher effizienter als Heimspeicher - Neue Studie belegt ökonomische und ökologische Vorteile von Quartierspeichern im Vergleich zu Heimspeichern. Freiburg: solbat Anwendernetzwerk für Energiespeicher, 2015

SPR-01 16 Schindler, Jakob : Elektromagnetische Kopplungen hybrider AC-DC-Leitungen: Berechnungen anhand eines verteilten Leitungsmodells. Wiesbaden : Springer-Verlag, 2016

SPR-02 09 Jarass, Lorenz; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried: Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009

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

SPVG-01 05 Krcmar, Helmut: Informationsmanagement. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2005

SPVG-01 11 Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd: Elektrische Kraftwerke und Netze. Berlin: Springer-Verlag, 2011

SSK-01 08 Schutz vor elektrischen und magnetischen Feldern der elektrischen Energieversorgung und -anwendung - Empfehlung der Strahlenschutzkommission, Verabschiedet in der 221. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 21./22.02.2008. Bonn: Strahlenschutzkommission Geschäftsstelle der SSK beim BfS, 2008

STAN-01 09 Berlijn, Sonja Monica; Halsan, Kjell; Örlander, Nils: Design and Installation of a New 420kV Tower Type for Minimal Magnetic Field. Oslo, Norwegen: Statnett, 2009

STEG-01 08 Steger, Ulrich: Die Regulierung elektrischer Netze - Offene Fragen und Lösungsansätze. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008

STER-01 14 Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 2014

STMUG-03 13 Energie-Atlas Bayern - Stromnetz in: http://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/stromnetz.html. München: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), 2013

STMWI-04 15 Beckler, Lothar: Vorteile und Hindernisse bei der Verwendung innovativer Strommasten in Deutschland in: Vortrag im Rahmen der AG 4 „Versorgungssicherheit“ des Energiedialogs der Bayerischen Staatsregierung. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, 2015

STROMNEV-01 13 Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2013

STUB-01 13 Stuber, Peter: LTE Geschwindigkeit und mobiles Internet in: http://www.webcitation.org/6gMjCxjQB. Frankfurt: Peter Stuber, 2013

STWROS-02 05 Stadtwerke Rosenheim: Wärmespeicher für mehr Unabhängigkeit - Fernwärme kann jetzt "zwischengelagert" werden in: Power Bladl, Kundenzeitschrift Nr. 11, S. 6. Rosenheim: Stadtwerke Rosenheim, 2005

SWA-01 16 Supraleitender Strombegrenzer startet Betrieb bei den Stadtwerken Augsburg in: URL:https://www.sw-augsburg.de/ueber_uns/pressemitteilungen_9118.php. Accessed: 2016-08-09. (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6jd0JnI2E). Augsburg: Stadtwerke Augsburg Holding GmbH, 2016

SWFL-01 12 Hartmann, Claus: Flexibilisierung und strommarktorientierte Einsatzplanung des Heizkraftwerks Flensburg in: ver.di-Forum. Flensburg: Stadtwerke Flensburg GmbH, 2012

SWFL-02 12 Holdensen, Peer: Halle für Flensburgs "Stromheizung" termingerecht fertig - Stadtwerke Flensburg feiern Richtfest in: http://www.stadtwerke-flensburg.de/home/unternehmen/presse/pressemeldungen/detailansicht/article/halle-fuer-flensburgs-stromheizung-termingerecht-fertig-stadtwerke-flensburg-feiern-richtfest.html?tx_ttnews[backPid]=743&cHash=b3d0f847f9. Flensburg: Stadtwerke Flensburg GmbH, 2012

SWG-01 16 Die Alternative zum Netzausbau in: http://www.stadtwerke-giessen.de/presse/aktuelles-detailseite/news/die-alternative-zum-netzausbau.html. Gießen: Stadtwerke Gießen AG, 2016

SWG-02 16 Ausgeglichene Spannung in: http://www.stadtwerke-giessen.de/presse/aktuelles-detailseite/news/ausgeglichene-spannung.html. Gießen: Stadtwerke Gießen AG, 2016

SWISS-01 13 Mastbilder und Freileitungen. Laufenburg: Swissgrid AG, 2013

SWL-01 13 Erste Bilanz bei Power to Heat in: http://www.stadt-und-werk.de/. Tübingen: K21 media AG, 2013

SWM-01 16 Graf, Andreas: Smart Meter Rollout ab 2017? - Digitalisierungsgesetz - aktueller Stand im Gesetzgebungsverfahren in: http://www.muenchner-fachforen.de/jdownloads/2016/2016_02_03_Fachforum_Smart_Meter/01_graf_swm.pdf (Abruf am 25.04.2016). München: Stadtwerke München GmbH (SWM), 2016

SWN-01 12 Vergleich Haushaltsspeicher mit einem Ortsnetzspeicher in: http://www.swn-innovativ.de/innovationen/stromspeicher (21.01.2016). Neustadt: SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, 2012

SWW-01 15 Ossenbrink, Ralf: Ein Speicher für's Quartier: 330-kWh-Testanlage am Netz in: http://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik/speicher-fuers-quartier-330-kwh-testanlage-netz (21.01.2016). Bielefeld: Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG, 2015

SWW-13 13 Buddensiek, Volker: Kaco baut Quartierspeicher für Modellsiedlung in: http://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik/kaco-baut-quartierspeicher-fuer-modellsiedlung (21.01.2016). Bielefeld: Bielefelder Verlag GmbH & Co. KG, 2013

SZ-01 16 Sächsische Zeitung: Bund bremst Ausbau der erneuerbaren Energien - Wirtschaftsminister Gabriel will das Ausbau-Tempo an den Bau der großen Stromleitungen anpassen. Dresden: DDV-Mediengruppe Gmbh & Co KG Sächsische Zeitung, 2016

TAA-01 89 Aluminum Electrical Conductor Handbook. Washington D.C.: The Aluminum Association, 1989

TEAG-01 13 Roscher, Torsten, Dipl.-Ing.: Pilotprojekte zur Spannungsregelung im NS-Netz der Thüringer Energie in: VDE-Symposium, Meissen 18.09.2013. Erfurt: Thüringer Energie AG, 2013

TEN-01 10 Freileitungsmonitoring - Unternehmensbroschüre. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2010

TEN-01 16 TenneT:TenneT collaborates with SMA for better solar power feed-in-predictions. [Online] http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/news/Hoerchens/2016/20160211_PM_TenneT_collaborates_with_SMA_for_better_solar_feed-in-predictions.pdf, 11.2.2016, abgerufen am: 23.02.2016

TEN-03 12 Schmale, Michael: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb bei der TenneT TSO GmbH - FGE-Kolloquium Sommersemester 2012. Aachen: TenneT, 2012

THEGA-01 14 Studie zu lokalen Energiespeicherbedarfen - Analyse und Prognose der Technologien und Anwendungsfelder thermischer und elektrischer Energiespeicher auf Nieder- und Mittelspannungsebene. Erfurt: Landesentwicklungsgesellschaft Thüringen mbH (LEG Thüringen), Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA), 2014

THUEGA-01 15 Thüga, AG: Strom zu Gas - PEM-Elektrolyseur. München: Thüga AG, 2015

THUEGA-01 16 Wanke, Wanke: Die Strom zu Gas-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe in: Bayern Innovativ. München: Thüga AG, 2016

THUEGA-02 16 Meinhold, Carmen: Thüga-Gruppe: Strom zu Gas-Technologie auch für Primärregelenergiemarkt geeignet. München: Thüga AG, 2016

TKOM-02 16 Telekom Deutschland: Netzausbau. In: URL: https://www.t-mobile.de/netzausbau/0,25250,15400-_,00.html, (Abruf: 2016). Bonn: Telekom Deutschland GmbH, 2016

TNBW-01 16 TransnetBW GmbH: ULTRANET - Leitung in: https://www.transnetbw.de/de/ultranet/leitung (besucht am 13.06.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6iEUhR8Od.Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2016.

TNBW-02 12 Mader, Wolfgang : Gleichstromübertragung über Freileitungen . Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2012

TNBW-02 16 TransnetBW GmbH: ULTRANET - ULTRANET in: https://www.transnetbw.de/de/ultranet (besucht am 13.06.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6iEVhyotn. Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2016

TNT-01 16 Unsere Netzanbindungs-Projekte auf See - Offshore-Netzanbindungen in: http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/offshore-projekte.html. Bayreuth: TenneT TSO GmbH (TNT), 2016

TNT-02 14 TenneT TSO: SuedLink im Dialog Hintergrund: Verfahrensablauf eines Onshore-Stromleitungsprojektes. Vom Netzentwicklungsplan zu Bau und Betrieb. Arnhem: TenneT TSO, 2014

TNT-02 16 TenneT TSO GmbH: Freileitung - Mastgründung in http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/rund-um-den-netzausbau/bauphasen/freileitung/mastgruendung.html (besucht am 13.06.2016). Archieved by WebCite® at http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/rund-um-den-netzausbau/bauphasen/freileitung/mastgruendung.html. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2016

TNT-03 16 TenneT TSO GmbH: Freileitung - Maststocken in: http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/rund-um-den-netzausbau/bauphasen/freileitung/maststocken.html (besucht am 13.06.2016). Archieved by WebCite® at Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2016

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). Archieved by WebCite® at http://www.webcitation.org/6iP9B0ZsG. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2016

TNT-07 16 TenneT TSO: SuedLink: Die Hauptschlagader der Energiewende in http://suedlink.tennet.eu/suedlink.html (besucht am 21.06.2016). Archieved by WebCite® at http://www.webcitation.org/6ie2wSdCG. Arnhem: TenneT TSO, 2016

TR-01 13 Löfken , Jan Oliver: Bitte umschalten! in http://www.heise.de/tr/artikel/Bitte-umschalten-1764040.html (besucht am 20.06.2016). Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6iPNmZuGL. Hannover: Technologie Review, Heise Verlag, 2013

TS-01 15 Hammerschmidt, Torsten; Knop, Torsten: Flexibilität im Verteilnetz: technisch machbar und ökonomisch umsetzbar in: Der Tagesspiegel. Berlin: Verlag Der Tagesspiegel GmbH, 2015

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

TUC-02 14 Schild, Verena; Beck, Hans-Peter, Prof. Dr.-Ing.; Wenzl, Heinz, Prof. Dr. rer. nat.: Abschätzung des Speicherpotentials in Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen in: Konferenzband Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS). Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2014

TUD-01 10 Krontiris, Thanos; Wasserrab, Andreas; Balzer, Gerd: Weather-based Loading of Overhead Lines - Consideration of Conductor's Heat Capacity. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2010

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

TUGR-01 12 Becker, Andreas; Werther, Benjamin; Schmiesing, Johannes; Wehrmann, Ernst August: Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen durch den Einsatz geregelter Ortsnetztransformatoren in: Tagungsband zum 12. Symposium Energieinnovation - Alternativen für die Energiezukunft Europas. Graz, Österreich: TU Graz, 2012

TUI-01 11 Agsten, Michael: Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung. Ilmenau: Technische Universität Ilmenau, 2011

TUI-01 12 Novitskiy, Alexander; Arlt, Dorothee; Wolling, Jens; Westermann, Dirk: Freileitungen oder Erdkabelleitungen? Eine Metastudie über die Kriterien und Ergebnisse von Untersuchungen zum Netzausbau in: Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA). Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2012.

TUM-01 13 Witzmann, Rolf; Altschäffl, Sascha; Esslinger, Peter; Lödl, Martin; Pardatscher, Robert; Stöckl, Georg; Viernstein, Lorenz: Verteilnetzstudie Bayern 2013 - Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2013

TUM-01 16 Witzmann, Rolf: Netzintegration erneuerbarer Energien. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2016

TUM-02 16 Zeh, Alexander; Müller, Marcus; Andreas, Jossen; Witzmann, Rolf: Operating a Multitasking Stationary Battery Storage System for Providing Secondary Control Reserve on Low-Voltage Level. München: TUM EES, 2016

TUM-04 11 Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. München: TUM Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011

TUM-04 15 Müller, Marcus; Battenberg, Andreas; Schatz, Günter: Energy Neighbor - Der Batteriespeicher für Moosham in Oberbayern. München: Technische Universität München, 2015

TUM-05 15 Energy Neighbor geht in Betrieb - Projekt EEBatt: Lokaler Speicher für erneuerbare Energien in: https://www.tum.de/die-tum/aktuelles/pressemitteilungen/kurz/article/32661/ (21.01.2016). München: Technische Universität München, 2015

TUM-06 15 Wagler, Marco; Witzmann, Rolf: Ökonomische Analyse diverser open-loop Betriebsstrategien eines virtuellen Kraftwerks in: ETG-Fachtagung - Von Smart Grid zu Smart Markets, Kassel, 2015

TUM-08 15 Müller, Marcus: Energy Neighbor - Technische Daten des Speichers. München: Technische Universität München, 2015

TUV-01 15 Lautenschlager, Frederik: Risikobeurteilung Windenergieanlagen in: Präsentation bei Spreewindtage 2015. Hamburg: TÜV Nord SysTec GmbH & Co. KG, 2015

TUW-02 14 Wadispointner, Michael: Optimierter Einsatz und Betrieb von Laststufenschaltern zur Spannungshaltung in Verteilnetzen. Wien: Technische Universität Wien, 2014

TUW-02 15 Chochole, Michael et al.: SmartDCGrid - Machbarkeit eines Gleichstromniederspannungsnetzes. Wien: Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2015

TVA-01 10 CAT-1 Transmission Line Monitoring System - Optimize your network capabilities. Ridgefield: The Valley Group, 2010

UBA-03 14 Samadi, Sascha; Lechtenböhmer, Stefan; Prantner, Magdolna; Nebel, Arjuna: Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale - Analyse und Bewertung anhand von Studien in: Climate Change 27/2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2014

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

UCD-01 15 Nolan, Sheila; O'Malley, Mark: Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation in: Applied Energy. Dublin, Irland: Elsevier, 2015

UENB-01 13 Übertragungsnetzbetreiber: Datensatz auf DVD mit den Zeitreihen des Netzentwicklungsplans 2012 - Szenario 2022B, Bonn: BNetzA (Hrsg.), 2013

UHAN-01 07 Oswald, Prof. Dr.-Ing. habil. B. R.: Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Wahle – Mecklar. Hannover: Universität Hannover, 2007

ULCVDP-01 13 Carroll, Steve; Walsh, Chris; Burgess, Mark; Harris, Margaret: The Ultra Low Carbon Vehicle Demonstrator Programme Summary Report. Cenex, Oxford Brookes University, 2013

UNIKA-01 05 Stadler, Prof. Dr.-Ing. Ingo: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005

UNIVL-01 13 Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian: Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2013

UOC-01 15 Comparison between IEEE and CIGRE Thermal Behaviour Standards and Measured Temperature on a 132-kV Overhead Power Line. Santander: University of Cantabria, 2015

UOS-01 13 District Heating From Wind - Electrode Boiler Specifications in: http://www.esru.strath.ac.uk. Glasgow: University of Strathclyde, 2013

UOWOL-01 13 Simms, Mathew; Meegahapola, Lasantha: Comparative analysis of dynamic line rating models and feasibility to minimise energy losses in wind rich power networks in: Energy Conversion and Managemant, vol. 75, pp. 11-20. Wollongong, Australia: University of Wollongong, 2013

USCO-01 05 Energy Policy Act. Washington: United States Congress, 2005

USDE-02 12 Large Power Transformers and the U.S. Electric Gid. Washington, D.C., USA: U.S. Department of Energy, 2012

VDE-01 15 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - VDE-Vorschrift stellt Weichen für die verbesserte Netzintegration dezentraler Erzeugung (VDE-AR-N 4105). Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015

VDE-01 16 Deutsche Normungs-Roadmap - Gleichstrom im Niederspannungsbereich Version 1. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2016

VDE-02 11 VDE-AR-N 4210-5:2011-04 - Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. Frankfurt: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2011

VDE-02 15 Gerhardt, Norman et al.: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015

VDE-02 16 Schalten und steuern mit dem intelligenten Messsystem in: http://www.webcitation.org/6gORYthwu. Frankfurt am Main: VDE, 2016

VDE-03 14 Hoppert, Stefan; Krüger, Peter: Spannungshaltungsprobleme ohne kostenintensiven Netzausbau lösen in: etz Heft 3/2014. Offenbach am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2014

VDE-03 15 Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. - Energietechnische Gesellschaft (ETG), 2015

VDE-04 15 VDE: Für einen reibungslosen und effizienten Rollout intelligenter Messsysteme. Berlin: VDE, 2015

VDE-05 10 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Entwurf). Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2010

VDE-05 15 Rahimzei, Ehsan; Sann, Kerstin; Vogel, Moritz: Kompendium: Li-Ionen-Batterien - im BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015

VDE-06 13 unbekannt: Netzausbau mit heißen Seilen . Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2013

VDE-06 15 Marger, Dieter Dr.; Riedl, Johannes Dr.; Tusch, Jürgen Dr.; Wietfeld, Christian Prof. Dr.; Wolff, Ingo Prof. Dr.; Zeitler, Wolfgang: Kommunikationsnetz für das Smart Grid - Positionspapier des VDE zur weiteren Ausgestaltung der Energiewende. Frankfurt am Main: VDE, 2015

VDE-07 12 Apel, Rolf et al.: Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2012

VDE-08 10 VDE Positionspapier: Energieinformationsnetze und -systeme - Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2010

VDE-10 10 Lödl, Martin; Metzger, Michael Dr.; Kerber, Georg; Witzmann, Rolf Prof. Dr.-Ing.: Vergleich von Energiespeichern und Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungs-Verteilnetzen bei hoher dezentraler Einspeisung - Comparison of energy storage and grid enforcement in low-voltage distribution grids with a high degree of decentralized generation. Leipzig: VDE Kongress 2010, 2010

VDI-01 97 Prior, Dirk: Nachbildung der Energiebedarfsstruktur der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen in: Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6 Nr. 379. Düsseldorf: Verband Deutscher Ingenieure (VDI), 1997

VDN-03 04 Saßnick, Yvonne; Ehlers, Frank; Aichner, Johannes; Heindenreich, Kurt; Hinz, Klaus; Koschnick, Mirko; Kühn, Holger; Lösing, Martin; Roth, Hartwig; Weck, Karl-Heinz: EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz - Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes. Berlin: Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, 2004

VDN-03 07 TransmissionCode 2007 - Network and System Rules of the German Transmission System Operators. Berlin: Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V., 2007

VDN-05 07 Epe, Christof; Fuhrberg-Baumann, Jan; Herbst, Ute; Hermann, Mike; Kreye, Horst D.; Mahn, Ulrich; Mönnig, Ralf; Scherer, Ulrich: DistributionCode 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. Berlin: Verband der Netzbetreiber (VDN), 2007

VDN-06 07 Berndt, Holger; Hermann, Mike; Kreye, Horst D.: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: VDN – Verband der Netzbetreiber VDN e.V. bei VDEW, 2007

VKU-01 14 Lastmanagement: §14a EnWG – Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung in: http://www.vku.de/energie/unternehmensstrategien/smart-grid/lastmanagement-14a-enwg-steuerung-von-unterbrechbaren-verbrauchseinrichtungen-in-niederspannung.html. Berlin: VKU - Verband kommunaler Unternehmen e. V, 2014

VKU-01 15 Energiespeicher in der Kommunalwirtschaft - Marktüberblick. Berlin: Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), 2015

VTV-01 10 Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef: Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Wiesbaden: Vierweg+Teubner Verlag, 2010

WAF-01 13 Waffenschmidt, Eberhard: Low Voltage DC Grids in: http://www.f07.fh-koeln.de. (Abruf: 30.06.2016). Köln: Fachhochschule Köln, 2013

WAL-01 15 Netzregler Walcher - Der klassische Einsatz für Netzregler in: http://www.walcher.com/files/prospekt_netzregler.pdf. Eichenzell: Walcher GmbH & Co. KG, 2015

WALLB-01 16 wallb-e.net: Veefil 50kW DC Ladesäule - Konfigurator. URL: http://www.wallb-e.net/product_info.php?info=p175_veefil-50kw-dc-ladesaeule.html&gclid=Cj0KEQjwwMi7BRDGptbvwOCDj8oBEiQAIALyDGqRo8_Y_9-dR-O36tBaTN4TOwE3j9_Wmn1ofDJcxdYaAkfh8P8HAQ (besucht am 28.06.2016). Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/6ibJkY32u

WAN-01 16 Stromausfälle / Spektakuläre Blackouts in Deutschland in: https://www.wa-stromerzeuger.de/stromerzeuger/stromausfaelle-in-deutschland. Verl: WA notstromtechnik GmbH, 2016

WANG-01 16 Wang, Zuohan: Regelbare Komponenten in Verteilnetzen zur Netzentlastung. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016

WAZ-01 16 Schulz, Hendrik: Strom aufwärts - Unbegrenzt unterwegs mit vollen Batterien aus Kreuztal in: WAZ. Essen: FUNKE MEDIEN NRW GmbH, 2016

WDP-01 15 Jan Oliver, Löfken: Neuartiger Lithiumionen-Akku ohne organische Lösungsmittel in: http://www.weltderphysik.de/gebiet/stoffe/news/2015/neuartiger-lithiumionen-akku-ohne-organische-loesungsmittel/ (21.01.2016). Bad Honnef: Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V., 2015

WEKA-01 13 Böke, Ulrich; et al.: Gleichstromnetze für kommerziell genutzte Gebäude in: http://www.elektroniknet.de/power/spannungswandler/artikel/100935/, Abruf: 08.01.2016. Haar: WEKA FACHMEDIEN GmbH, 2013

WELT-01 16 Greive, Martin; Tauber, Andre; Wetzel, Daniel: Kostet Strom im Süden bald mehr als im Norden?. Berlin: WeltN24 GmbH, 2016

WELT-02 11 Wetzel, Daniel: Wind schützt die Stromleitung der Zukunft vor Hitze - Der landesweite Stromausfall des Jahres 2003 in Italien gab den Anstoß zu einer neuen Übertragungstechnik: Temperatursensoren kontrollieren die Leitfähigkeit von Stromtrassen.. Berlin: WeltN24 GmbH, 2011

WELT-02 16 Fabricius, Michael: Der warme Wahnsinn. Berlin: WeltN24 GmbH, 2016

WEM-01 13 Nachtstromspeicherheizung in: http://dieenergiedesnordens.com/produkte/heizsysteme/infos/nachtspeicherheizung.php (Abrufdatum: 20.06.2013). Schwerin: WEMAG AG, 2013

WEN-01 14 Wendelin, Andreas: Gleichstromversorgung in Verteilnetzen - Potential und Sicherheitsaspekte - Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität Wien - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe: Wien, 2014

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

WIE-01 15 Wietschel, Martin et al.: Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015

WIN-01 14 Winterberg, Thomas: Briloner Firma ABB und RWE regeln das Stromnetz neu in: Der Westen. Essen: Funke Medien NRW GmbH, 2014

WINT-01 15 Winter, Alexander: Regelung von Gleichstromnetzen. Wien: Technische Universität Wien, 2015

WOB-01 05 Primer on demand-side management - with an emphasis on price-responsive programs in: http://documents.worldbank.org/curated/en/2005/02/16286612/primer-demand-side-management-emphasis-price-responsive-programs (Abgerufen am 26.03.2015). Washington, DC: World Bank, 2005

WUT-01 10 Staszewski, L.; Rebizant, W.: The Difference between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Ampacity Considerations. Wroclaw, Polen: Wroclaw University of Technology, 2010

YOU-01 14 Younicos AG: Batteriekraftwerk Schwerin in: http://www.younicos.com/download/Younicos_Referenzprojekt_Schwerin.pdf. Berlin: Younicos AG, 2014

ZEIT-01 15 ZEIT ONLINE: Netzagentur kritisiert langsamen Ausbau des Stromnetzes. Hamburg: ZEIT ONLINE, 2015

ZVEI-01 13 Brückl, Oliver; Haslbeck, Matthias: Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. Frankfurt am Main: ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V., 2013