Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichersystemen zur Flexibilisierung des deutschen Stromsektors

Entwicklungsstand, Hemmnisse und Möglichkeiten zur Verbesserung der Rahmenbedingungen

Von der Fakultät Nachhaltigkeit der Leuphana Universität Lüneburg
zur Erlangung des Grades der Doktorin der Wirtschafts-, Sozial- und Politikwissenschaften
- Dr. rer. pol. -

genehmigte Dissertation von
Mira Klausen
geboren am 28. Dezember 1985 in München

Eingereicht am: 28. Dezember 2020
Disputation am: 30. April 2021

Erstbetreuer und -gutachter:	Prof. Dr. Thomas Schomerus
Zweitgutachter:	Prof. Dr. Stefan Klinski
Drittgutachter:	Prof. Dr. Markus Wissen

Erschienen unter gleichnamigen Titel
Druckjahr: 2022
Verlag: Shaker

Inhaltsübersicht

Teil A: Einleitung 1
1. Ausgangslage 1
2. Fragen und Zielsetzung 2
3. Forschungsbedarf 4
4. Aufbau der Arbeit 7
5. Zuordnung und Eingrenzung der Untersuchung 8
6. Redaktionelle Vorbemerkungen 9

Teil B: Grundlegungen 10
1. Untersuchungsgegenstand 10
2. Theoretisch-konzeptionelle Bezüge 23
3. Forschungsheuristik und -methode 58

Teil C: Fallstudie 68
1. Ausgangsbedingungen 68
2. Chronologische Bottom-up-Analyse 118
3. Chronologische Top-down-Analyse 139
4. Wechselwirkungen, Gestaltungsempfehlungen und Anpassungsbedarf 256

Teil D: Ergebnisse und Folgerungen 288
1. Hintergrund und Ziele 288
2. Zentrale Ergebnisse 289
3. Beitrag zur Forschung und weiterer Forschungsbedarf 300

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis VIII
Tabellenverzeichnis X
Abkürzungsverzeichnis XII

Teil A: Einleitung 1
1. Ausgangslage 1
2. Fragen und Zielsetzung 2
3. Forschungsbedarf 4
4. Aufbau der Arbeit 7
5. Zuordnung und Eingrenzung der Untersuchung 8
6. Redaktionelle Vorbemerkungen 9

Teil B: Grundlegungen 10
1. Untersuchungsgegenstand 10
1.1 Batteriespeicher im Flexibilisierungskontext 10
1.2 Batteriespeicher als Multi-Anwendungstechnologie 12
1.2.1 Einzelne Anwendungsfelder 14
a) Anwendungsfelder im Übertragungs- und Verteilnetzbereich 15
b) Anwendungsfelder im Endverbraucherbereich 17
c) Anwendungsfelder im Handel und beim Erzeuger 18
1.2.2 Kombinierte Anwendungsfelder 18
1.3 Batteriespeicher als marktreife Technologie 20
1.4 Schlussfolgerungen 22
2. Theoretisch-konzeptionelle Bezüge 23
2.1 Forschungen zu technologiespezifischen Aspekten 24
2.1.1 Differenzierung von Technologien nach dem Anwendungsmerkmal 25
2.1.2 Forschungsarbeiten zu Multi-Anwendungstechnologien 28
a) Battke und Schmidt 2015: Kosteneffizienter Einsatz von Steuerungselementen 28
b) Schmidt et al. 2016: Zweidimensionale Instrumentenwahl 30
c) ESA 2017: Maßnahmen für verbesserte Rahmenbedingungen von Speichern 32
2.1.3 Schlussfolgerungen 33
2.2 Forschungen zu instrumentellen Aspekten 33
2.2.1 Theoretische Legitimation von Steuerung bei technologischem Wandel 33
2.2.2 Typen, Zusammenspiel und Wirkung von Instrumenten 37
a) Typen von Instrumenten 38
b) Neutrale Steuerung 41
c) Zusammenspiel und Wirkung von Instrumenten 43
2.2.3 Schlussfolgerungen 45
2.3 Forschungen zu transformatorischen Aspekten 45
2.3.1 Multi-Level-Perspektive 46
2.3.2 Protective-Space-Management 50
2.3.3 Schlussfolgerungen 51
2.4 Forschungen zu prozessualen und strukturellen Aspekten 52

2.4.1 Policy-Zyklus ... 52
2.4.2 Pfadabhängigkeit ... 54
2.4.3 Schlussfolgerungen ... 55
2.5 Schlussfolgerungen ... 56
3. Forschungsheuristik und -methode ... 58
3.1 Forschungsheuristik ... 58
3.1.1 Ausgangsbedingungen ... 59
3.1.2 Bottom-up-Analyse ... 60
3.1.3 Top-down-Analyse ... 61
3.1.4 Prozessanalyse ... 63
3.2 Methodisches Vorgehen ... 63
3.2.1 Fallstudiendesign ... 63
3.2.2 Fallauswahl ... 65
3.2.3 Untersuchungszeitraum ... 66
3.2.4 Methodik ... 66

Teil C: Fallstudie ... 68
1. Ausgangsbedingungen ... 68
1.1 Strategische Bedingungen ... 68
1.1.1 Internationale Verpflichtungen zum Klimaschutz ... 69
1.1.2 Europäische Verpflichtungen zum Klimaschutz ... 70
1.1.3 Nationale Verpflichtungen zum Klimaschutz ... 73
1.1.4 Zwischenergebnis ... 75
1.2 Rechtliche und institutionelle Bedingungen ... 76
1.2.1 Rahmen des EU-Rechts ... 76
a) Vertragsrecht (Primärrecht) ... 76
b) Konkrete Rechtsvorschriften (Sekundärrecht und Tertiärrecht) ... 79
c) EU-Recht im Stromsektor ... 81
aa) Rechtsakte zum Strombinnenmarkt ... 81
bb) Rechtsakte und Anforderungen zur EE-Stromerzeugung ... 86
cc) Ausblick: 4. Energiepaket ... 89
1.2.2 Rahmen des deutschen Rechts ... 90
a) Verfassungsebene: Gesetzgebungskompetenzen ... 90
b) Energiewirtschaftsrecht und weitere Rechtsgebiete ... 91
1.2.3 Zwischenergebnis ... 96
1.3 Technische und wirtschaftliche Bedingungen ... 97
1.3.1 Erzeugung ... 97
1.3.2 Transport und Verteilung ... 101
1.3.3 Handel ... 107
1.3.4 Vertrieb und Verbrauch ... 109
1.3.5 Zwischenergebnis ... 111
1.4 Kognitive Bedingungen ... 112
1.4.1 Meinungsbilder ... 112
1.4.2 Wahl- und Regierungsprogramme ... 113

1.4.3 Zwischenergebnis ... 116
1.5 Ergebnisse ... 116
2. Chronologische Bottom-up-Analyse ... 118
2.1 Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher ... 118
2.1.1 Geographische Verteilung ... 119
2.1.2 Nutzungsfelder ... 120
2.1.3 Eingesetzte Technologien ... 124
2.1.4 Akteure ... 128
2.1.5 Zwischenergebnis ... 129
2.2 Entwicklung dezentraler Batteriespeicher ... 129
2.2.1 Geographische Verteilung ... 131
2.2.2 Nutzungsfelder ... 131
2.2.3 Eingesetzte Technologie ... 134
2.2.4 Zwischenergebnis ... 135
2.3 Ergebnisse ... 135
3. Chronologische Top-down-Analyse ... 139
3.1 Rahmen für das Betreiben von Speicheranlagen ... 139
3.1.1 Rechtliche Einordnung ... 140
a) Energiewirtschaftsrecht ... 140
b) Weitere Rechtsakte ... 141
c) Zwischenergebnis ... 142
3.1.2 Entflechtung ... 142
a) Nutzungsspezifische Entflechtungsvorschriften ... 144
b) Zwischenergebnis ... 146
3.1.3 Netzzugang und -anschluss ... 146
a) Anschluss und Zugang nach dem EnWG ... 148
b) Anschluss und Zugang nach dem EEG ... 151
c) Zwischenergebnis ... 152
3.1.4 Staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen ... 153
a) Netzentgelte ... 154
b) Netznebenentgelte ... 156
aa) Konzessionsabgaben ... 156
bb) KWK-Umlage ... 157
cc) Offshore-Umlage ... 157
dd) AbLa-Umlage ... 158
ee) StromNEV-Umlage ... 158
c) Stromsteuer ... 159
d) EEG-Umlage ... 161
e) Zwischenergebnis ... 163
3.2 Rahmen für die Nutzung von Speicherstrom ... 163
3.2.1 Nutzungsrahmen im Netzbereich ... 164
a) Frequenzhaltung ... 164
aa) Beschaffung ... 168
bb) Zusammenarbeit ... 171

cc) Marktzugang ... 172
dd) Änderungswirkung der Leitlinien GL-EB und GL-SO ... 174
ee) Zwischenergebnis ... 178
b) Engpassmanagement ... 179
aa) Reserven ... 182
bb) Redispatch ... 187
cc) Notmaßnahmen ... 190
dd) Ausblick: NABEG 2.0 ... 192
ee) Zwischenergebnis ... 193
c) Spannungshaltung ... 194
aa) Netzanschlussbedingungen ... 196
bb) Redispatch ... 198
cc) Zwischenergebnis ... 199
d) Versorgungswiederaufbau ... 200
aa) Schwarzstartfähigkeit ... 200
bb) Zwischenergebnis ... 202
e) Verlustenergie ... 202
aa) Beschaffungsanforderungen ... 203
bb) Zwischenergebnis ... 205
f) Netzausbau ... 205
aa) Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ... 207
bb) Zwischenergebnis ... 210
3.2.2 Nutzungsrahmen beim Endverbraucher ... 211
a) Last- und Energiemanagement ... 211
aa) Unionsrechtliche Vorgaben ... 211
bb) Last- und zeitvariable Tarife ... 213
cc) Staatlich veranlasste oder regulierte Strompreisbestandteile ... 213
dd) Bilanzierung ... 216
ee) Messsysteme ... 218
ff) Zwischenergebnis ... 220
b) EE-Eigenverbrauchsoptimierung ... 220
aa) Verhältnis von Einspeisevergütung und Strombezugskosten ... 221
bb) Spitzenkappung ... 222
cc) EEG-Umlage ... 223
dd) Normierung des Eigenverbrauchs ... 224
ee) Zwischenergebnis ... 225
3.2.3 Nutzungsrahmen beim Erzeuger und im Handel ... 226
a) Arbitrage ... 226
aa) Handelsorganisation am Spotmarkt ... 226
bb) Preisdifferenzen am Spotmarkt ... 228
cc) Zwischenergebnis ... 230
b) Bilanzmanagement ... 230
aa) Bilanzausgleichsenergiepreis ... 231
bb) Ausblick ... 233

cc) Zwischenergebnis ... 234
c) EE-Erzeugungsmanagement ... 234
aa) Einspeisevergütung ... 234
bb) Direktvermarktung ... 236
cc) Innovationsausschreibungen ... 238
dd) Zwischenergebnis ... 239
3.3 Rahmen der Anwendungsförderung ... 239
3.3.1 Anreizförderung ... 240
3.3.2 Demonstrationsforschung ... 245
3.4 Ergebnisse ... 249
4. Wechselwirkungen, Gestaltungsempfehlungen und Anpassungsbedarf ... 256
4.1 Wechselwirkungen der Top-down- und Bottom-up-Ebene ... 256
4.2 Folgerungen für die deutschen Rahmenbedingungen ... 260
4.2.1 Umsetzung und Ansatzpunkte für das Betreiben von Speicheranlagen ... 260
4.2.2 Umsetzung und Ansatzpunkte für die Nutzung von Speicherstrom ... 261
a) Nutzungsbedingungen im Netz ... 261
b) Nutzungsbedingungen im Markt ... 263
aa) Last- und Energiemanagement ... 264
bb) EE-Eigenverbrauch ... 264
cc) EE-Erzeugungsmanagement ... 265
c) Entwicklung einer Flexibilitätsstrategie ... 265
4.3 Änderungsbedarfe durch das 4. Energiepaket der EU ... 266
4.3.1 Regelungen des EU-Gesetzespakets für das Betreiben von Speicheranlagen ... 267
a) Rechtliche Einordnung ... 267
b) Entflechtung ... 268
c) Netzzugang und Anschluss ... 269
d) Staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen ... 271
4.3.2 Regelungen des EU-Gesetzespakets für die Nutzung von Speicherstrom ... 272
a) Allgemeine Anforderung ... 272
b) Neue Akteurskonzepte ... 273
aa) Aktive Kunden ... 273
bb) Aggregatoren ... 274
cc) Bürgerenergiegemeinschaften ... 274
dd) EE-Eigenverbrauch ... 275
ee) EE-Gemeinschaften ... 276
c) Nutzungsbedingungen im Netzbereich ... 277
aa) Systemdienstleistungen ... 277
bb) Engpassmanagement ... 278
cc) Kapazitäts- und Reservemechanismen ... 279
dd) Flexibilitätsdienste für Verteilnetzbetreiber ... 279
ee) Netzausbau ... 280
d) Nutzungsbedingungen im Markt ... 281
aa) Last- und Energiemanagement ... 281
bb) EE-Erzeugungsmanagement ... 282

cc) Spotmarkt 283
dd) Multi-Nutzen 283
4.4 Schlussfolgerungen 283

Teil D: Ergebnisse und Folgerungen 288
1. Hintergrund und Ziele 288
2. Zentrale Ergebnisse 289
3. Beitrag zur Forschung und weiterer Forschungsbedarf 300

Glossar 303
Literaturverzeichnis 307

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anwendungsfelder von stationären Batteriespeichern entlang der elektrischen Wertschöpfungskette; Quelle: eigene Darstellung 15

Abbildung 2: Kosten der Nachfrage-Pull-Steuerung bei Multi-Anwendungstechnologien; Quelle: eigene Darstellung nach Battke und Schmidt 2015, 344 29

Abbildung 3: Steuerungsdimensionen für Multi-Anwendungstechnologien; Quelle: eigene Darstellung nach Schmidt et al. 2016, 1976 31

Abbildung 4: Technologiespezifische und technologieneutrale Instrumente abhängig von der Hierarchieebene; Quelle: eigene Darstellung nach Schmidt et al. 2016, 1970; Wiser et al. 2010, 100 42

Abbildung 5: Grundmodell der Multi-Level-Perspektive; Quelle: eigene Darstellung nach Geels 2005a, 369 48

Abbildung 6: Protecitve-Space-Management-Ansatz; Quelle: eigene Darstellung nach Kern et al. 2013, 5 51

Abbildung 7: Forschungsheuristik Quelle: eigene Darstellung 59

Abbildung 8: Untersuchungsteile der Top-down-Analyse; Quelle: eigene Darstellung 61

Abbildung 9: Operative zentrale und dezentrale Batteriespeicher 2018 im Stromsektor im Ländervergleich nach installierter Leistung [MW]; Quelle: eigene Abbildung nach Huntington 2019 66

Abbildung 10: Übergeordnete Inhalte der drei Energiepakete 1996, 2003 und 2009; Quelle: eigene Darstellung nach Ortlieb 2016, 205 83

Abbildung 11: EEG-Vermarktung zwischen 2012 und 2019; Quelle: eigene Darstellung nach Töpfer et al. 2017, 10 95

Abbildung 12: Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern zwischen 2005 und 2019; Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE 2020 98

Abbildung 13: Prozentualer Anteil fluktuierender Erzeugung an der Nettostromerzeugung in Deutschland zwischen 2005 und 2019; Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE 2020 99

Abbildung 14: Eigentümerstrukturen 2010, 2012 und 2016 in Deutschland nach installierten EE-Leistung (ohne Pumpspeicherkraftwerke); Quelle: eigene Darstellung nach trend:research 2017, 2013, 2011 100

Abbildung 15: Struktur des deutschen Stromnetzes; Quelle: eigene Darstellung nach Pritzsche und Vacha 2017, 95 102

Abbildung 16: Kosten der Dienstleistungen zur Netzbewirtschaftung im Zeitraum von 2005 bis 2018; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2019d, 202, 2017f, 148, 2011, 109, 2009, 34, 2007, 39, 2006, 41 106

Abbildung 17: Durchschnittliche Strompreisbestandteile 2019 [EURO-Cent/kWh] für Haushalts- und Industriekunden mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh bzw. 100 Mio. kWh; Quelle: eigene Darstellung nach BDEW 2020b, 11, 29 110

Abbildung 18: Geographische Verteilung großtechnischer Batteriespeicher 2018; Quelle: eigene Auswertung 120

Abbildung 19: Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher nach Flexibilisierungsrichtung; Quelle: eigene Auswertung 121

Abbildung 20: Entwicklung der Speicherförderung bei großtechnischen Batteriespeichern nach Flexibilisierungsrichtung; Quelle: eigene Auswertung 124
Abbildung 21: Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher nach Technologie; Quelle: eigene Auswertung 125
Abbildung 22: Einsatz großtechnischer Batteriespeicher nach Technologie; Quelle: eigene Auswertung 126
Abbildung 23: Eigentümerstrukturen bei zentralen Batteriespeichern; Quelle: eigene Auswertung 128
Abbildung 24: Geographische Verteilung dezentraler Batteriespeicher 2019 nach Projektzahlen; Quelle: eigene Auswertung 131
Abbildung 25: Entwicklung dezentraler Batteriespeicher nach Leistungsklassen; Quelle: eigene Auswertung 132
Abbildung 26: Entwicklung dezentraler Batteriespeicher nach Technologie; Quelle: eigene Auswertung 134
Abbildung 27: Eigentümerstruktur bei sowohl zentralen als auch dezentralen Batteriespeichern; Quelle: eigene Auswertung 136
Abbildung 28: Stromspeicher gesetzliche Einordnung; Quelle: eigene Darstellung 153
Abbildung 29: Maßnahmenreihenfolge zum Abruf von Dienstleistungen; Quelle: eigene Darstellung nach Antoni 2018, 10 182
Abbildung 30: Entwicklung der EEG-Vergütung für PV-Anlagen und Strombezugspreise; Quelle: Wirth 2020, 10 222
Abbildung 31: Regelungen zur EEG-Umlage bei Eigenversorgung im EEG 2017; Quelle: eigene Darstellung nach Gährs et al. 2017, 20 224
Abbildung 32: Entwicklung der Preisindizes zwischen 2005 und 2018 Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2007, 71, 2008, 82, 2017f, 192, 2019d, 254 229

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Literaturauswertung zur Klassierung der Anwendungsfelder von Batteriespeichern; Quelle: eigene Zusammenstellung 13

Tabelle 2: Kapitalkostenentwicklung [€/kWh] von Lithium-Ionen-, Blei-Säure-, Natrium-Schwefel- und Redox-Flow-Batterien; Quelle: eigene Zusammenstellung nach [1] FfE 2016a, 515-521; [2] EASE/EERA 2017, 60 f.; [3] Curry 2017, 2 20

Tabelle 3: Instrumententypologie mit Beispielen; Quelle: eigene Darstellung nach Rogge und Reichardt 2016, 1624; IRENA 2013, 11-16; IRENA 2012, 7-11;Groba und Breitschopf 2013, 19; Mitchell et al. 2011, 889-906 40

Tabelle 4: Beispiele von Veränderungsimpulsen auf der Makroebene; Quelle: eigene Zusammenstellung nach Grünewald 2012, 72; Foxon et al. 2010, 1205 47

Tabelle 5: Definition der Schlüsselkonzepte; Quelle: eigene Zusammenstellung 57

Tabelle 6: Deutsche Klima- und Energieziele bis 2050; Quelle: eigene Darstellung nach BMU 2019a, 36 f.; BMU 2017, 6 f.; BMWi 2014b, 11 74

Tabelle 7: Netzkodizes und Leitlinien des 3. Energiepakets; Quelle: eigene Darstellung 86

Tabelle 8: Strompreisbestandteile und Finanzierungsbeitrag im Stromsystem; Quelle: eigene Darstellung nach Agora Energiewende 2017b, 52 110

Tabelle 9: Wahl- und Regierungsprogramme der Parteien mit Aussagen zur Umsetzung der Energiewende und Speichern Bundestagswahl 2005, 2009, 2013, 2017; Quelle: eigene Auswertung und Darstellung 115

Tabelle 10: Registrierungsanforderungen des Marktstammdatenregisters; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2019c 130

Tabelle 11: Technische Netzanschlussregeln, Quelle: eigene Darstellung nach VDE 2018 150

Tabelle 12: Fälle der systemischen Speichereinbindung; Quelle: eigene Darstellung nach Gährs et al. 2017, 21 153

Tabelle 13: Entwicklung der Beschaffungsmerkmale deutscher Regelleistungsarten; Quelle: eigene Darstellung 170

Tabelle 14: Präqualifikationsbedingungen zur Erbringung von Regelleistung, Quelle: eigene Darstellung nach TransmissionCode 2003 D1, TransmissionCode 2003 D2 und D3 173

Tabelle 15: Produktmerkmale der Frequenzhaltungsreserve gemäß dem Beschluss der Bundesnetzagentur (BK6-18-006), Quelle: eigene Darstellung 175

Tabelle 16: Präqualifikationsbedingungen für Regelreserveanbieter Stand Mai 2019; Quelle: eigene Darstellung nach 50 Hertz et al. 2020 176

Tabelle 17: Ausschreibungsbedingungen netztechnischer Betriebsmittel, Quelle: eigene Darstellung nach Amprion et al. 2018, 7 185

Tabelle 18: Anlagenkategorien nach EEG 2017 für das Einspeisemanagement; Quelle: eigene Darstellung nach FfE 2016b, 187 191

Tabelle 19: Erzeugungsunterteilung gemäß Art. 5 Abs. 2 NC-RfG; Quelle: eigene Darstellung 198

Tabelle 20: Modalitäten für die Schwarzstartfähigkeit, Quelle: eigene Darstellung nach 50 Hertz et al. 2019b, 4 ff. 202

Tabelle 21: Bedingungen zum Ausschreibungsverfahrens gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-08-006, Quelle: eigene Darstellung 204

Tabelle 22: Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 StromNEV; Quelle: eigene Darstellung 214

Tabelle 23: Privilegierungstatbestände für Endverbraucher bei Abgaben, Umlagen und Steuern; Quelle: eigene Darstellung 216

Tabelle 24: Obligatorische Einführung von intelligenten Messsystemen nach Jahresverbrauch; Quelle: eigene Darstellung nach § 31 Abs. 1 MsbG und BT-Drs 18/7555..... 219

Tabelle 25: Fakultative Einführung von intelligenten Messsystemen nach Jahresverbrauch; Quelle: eigene Darstellung nach § 31 Abs. 3 MsbG und BT-Drs 18/7555..... 219

Tabelle 26: Ausgewählte Handelsbedingungen am Spotmarkt; Quelle: eigene Darstellung nach EPEX SPOT SE 2018c, 2018a, 2018b..... 228

Tabelle 27: Kombinationen von Bilanzkreissaldo und reBAP; Quelle: eigene Darstellung nach Consentec 2014, 38..... 232

Tabelle 28: reBAP-Entwicklung zwischen 2010 und 2018 [€/MWh]; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2017f, 160 f., 2019d, 216 f. 233

Tabelle 29: Zentrale Speicherförderbedingungen im KfW-Programm 275; Quelle: eigene Darstellung nach Figgener et al. 2018, 23 ff. und Kairies et al. 2016, 17 ff. 241

Tabelle 30: Förderprogramme der Bundesländer; Quelle: eigene Darstellung 242

Tabelle 31: Förderprogramme in Kommunen und Landkreisen; Quelle: eigene Darstellung nach SFV 2019; Mein Klimaschutz 2019 243

Tabelle 32: Regelungsgegenstände des 4. Energiepaktes basierend auf der EE-RL 2018, EltRL 2019 und EltVO 2019; Quelle: eigene Darstellung 298

Abkürzungsverzeichnis

aFRR ..... *Automatic Frequency Restoration Reserve*

BDEW ..... *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft*
BGH ..... *Bundesgerichtshof*
BKV ..... *Bilanzkreisverantwortlicher*
BNE ..... *Bundesverband Neue Energiewirtschaft*
BVES ..... *Bundesverband Energiespeicher*

CAPEX ..... *Capital Expenditure*
COP ..... *Conference of the Parties*

EE ..... *erneuerbare Energien*
EE-RL 2001 ..... *Richtlinie 2001/77/EG*
EE-RL 2009 ..... *Richtlinie 2009/28/EG*
EE-RL 2018 ..... *Richtlinie (EU) 2018/2001*
EEX ..... *European Energy Exchange*
EltRL 1996 ..... *Richtlinie 96/92/EG*
EltRL 2003 ..... *Richtlinie 2003/54/EG*
EltRL 2009 ..... *Richtlinie 2009/72/EG*
EltRL 2019 ..... *Richtlinie (EU) 2019/944*
EltVO 2003 ..... *Verordnung (EG) Nr. 1228/2003*
EltVO 2009 ..... *Verordnung (EG) Nr. 714/2009*
EltVO 2019 ..... *Verordnung (EU) 2019/943*
ENTSO-E ..... *European Network of Transmission System Operators for Electricity*
EuGH ..... *Europäischer Gerichtshof*

FCR ..... *Frequency Containment Reserve*

GL-CACAM ..... *Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management*
GL-EB ..... *Guideline on Electricity Balancing*
GL-FCA ..... *Guideline on Forward Capacity Allocation*
GL-SO ..... *Guideline on System Operation*
GRC ..... *Charta der Grundrechte*

IEA ..... *Internationale Energieagentur*
IEKP ..... *Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm*
INDC ..... *Intended Nationally Determined Contributions*

KfW ..... *Kreditanstalt für Wiederaufbau*

mFRR ..... *Manual Frequency Restoration Reserve*
MRL ..... *Minutenreserveleistung*

NC-DCC ..... *Network Code on Demand Connection*
NC-ER ..... *Network Code on Emergency and Restoration*
NC-HVDC ..... *Network Code on High Voltage Direct Current Connections*
NECP ..... *Nationaler Energie- und Klimaplan*
NRV ..... *Netzregelverbund*

OPEX ..... *Operational Expenditure*

PRL ..... *Primärregelleistung*

reBAP ..... *regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis*
RPS ..... *Renewable Portfolio Standards*

SAIDI ..... *System Average Interruption Duration Index*
SRL ..... *Sekundärregelleistung*

TAR ..... *technische Anschlussregeln*

UEBLL ..... *Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020*
USV ..... *Unterbrechungsfreie Stromversorgung*

VDE ..... *Verband der Elektrotechnik*

Teil A: Einleitung

1. Ausgangslage

In der EU und speziell in der Bundesrepublik Deutschland (im folgenden nur Deutschland) fand in den letzten Jahren ein starker Zubau von erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor statt. Diese steigenden Erzeugungsanteile, die zum großen Teil auf volatilen EE wie Wind- und Solarkraft beruhen, fordern immer öfter die Systemstabilität heraus. Aufgrund ihrer hohen Abhängigkeit von Umweltbedingungen, wie Wetter und Jahreszeiten, fluktuieren diese beiden Erzeugungsformen besonders stark. Darüber hinaus korrespondieren die Lastzentren häufig nicht mit den geographischen Lagen der Erzeugung. Daher impliziert der voranschreitende Ausbau volatiler EE-Erzeugung auch einen umfassenden Wandel des Elektrizitätsversorgungssystems: von einer nachfrageorientierten Erzeugung mit konventionellen und zentralen Kraftwerken hin zu einer angebotsorientierten Erzeugung durch volatile und dezentrale EE. Um diese sowohl zeitlichen als auch räumlichen Lücken zwischen Angebot und Nachfrage zu schließen, bedarf es nicht nur des Austausches von Erzeugungstechnik, sondern einer Kombination von vielschichtiger Flexibilisierung.

Um Flexibilität bereitzustellen, werden im politischen, technischen und wirtschaftlichen Diskurs diverse Möglichkeiten sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Angebotsseite diskutiert, erprobt und bereits eingesetzt. Dazu zählen beispielsweise stationäre Batteriespeichersysteme. Diese sind durch ihren bidirektionalen Elektrizitätsumwandlungsprozess (Ein-, Zwischen- und Ausspeicherung) auf der Angebots-, Übertragungs- und Nachfrageseite einsetzbar und ermöglichen damit prinzipiell einen besonders hohen Flexibilisierungsgrad. Aufgrund dessen gelten Batteriespeicher für Energieerzeugungssysteme mit hohen und dominierenden Anteilen an volatilen EE als Schlüsselkomponente und teilweise sogar als Voraussetzung für eine sichere und stabile Stromversorgung (u. a. Europäische Kommission 2020b, 27-71; IRENA 2018, 42.; IEA 2018, 289 f.).

Momentan ist die weltweite Verbreitung von Batteriespeichern im Stromsektor vergleichsweise gering und auf wenige Anwendungsbereiche beschränkt (u. a. Europäische Kommission 2020b, 14-26; Figgener et al. 2020, 7-12; World Energy Council 2019, 6-11). Damit Batteriespeicher zum Zeitpunkt des absehbaren systemischen Bedarfs zur Verfügung stehen, erfordert es eine

vorausschauende Planung. Diese beinhaltet die hinreichende Technologie- und Marktentwicklung sowie die Kommerzialisierung der Technologie selbst.

In diesem Zusammenhang spielt die Tatsache, dass Batteriespeicher zu Technologien mit multiplen Anwendungen zählen, eine bedeutsame Rolle. Batteriespeicher können in sehr unterschiedlicher Weise und für viele verschiedene Akteure entlang der elektrischen Wertschöpfungskette Flexibilitätsdienste bereitstellen und besitzen daher eine vielfältige Anwendbarkeit. Einerseits ist diese vielfache Anwendbarkeit für politische Entscheidungsträger von maßgebender Bedeutung, da er ihnen zusätzliche Freiheitsgrade in der Ausgestaltung von Integrationsstrategien bietet. Andererseits kann sich die Technologie über ihre verschiedenen Anwendungen hinweg im Stromsektor etablieren und ausbreiten. Bisher, wie bereits weiter oben angeklungen, kristallisierten sich jedoch nur begrenzt favorisierte Nutzungsbereiche im Stromsektor heraus (u. a. IRENA 2017, 35; Malhotra et al. 2016, 712-717). Dies deutet neben bestehenden wirtschaftlichen Hindernissen insbesondere auf regulatorische und gesetzliche Hindernisse hin, wie etwa ungleiche Wettbewerbsbedingungen für Stromspeicher und mangelnde gesetzliche Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen (u. a. Stenzel et al. 2019, 47; IRENA 2015, 23).

Theoretisch können diese genannten Hindernisse sowohl durch energiepolitisches Steuerungshandeln abgebaut werden als auch die Technologiediffusion selbst kann Nutzungsbedingungen neu ordnen (Schmidt und Sewerin 2017, 1 ff.). Diese Forschungsarbeit verknüpft diese beiden Einflussperspektiven, indem sie die Batteriespeicherentwicklung mit der Entwicklung des deutschen Energiewirtschaftsrechts verbindet. Diese beiden Untersuchungsperspektiven mit ihren jeweiligen Entwicklungsergebnissen und ihren wechselseitigen Wirkungen liefern ein Zeugnis über die Anwendbarkeit für stationäre Batteriespeicher zur Flexibilisierung des deutschen Stromsektors. Hieraus lassen sich Hemmnisse für eine weitere Technologiedurchdringung identifizieren und Handlungsspielräume ableiten, die für den Erfolg eines Übergangs in ein stark fluktuierendes Energiesystem notwendig sind.

2. Fragen und Zielsetzung

Der Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit umfasst die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern zur Flexibilisierung des deutschen Stromsektors. Um den Forschungsstand zu erweitern, fußt die Analyse auf zwei Untersuchungsperspektiven: Die erste Perspektive greift die Entwicklungen einschlägiger Bedingungen im regulatorischen Rahmen auf. Perspektive zwei analysiert, welche Veränderungsdynamiken durch die Diffusion von

Batteriespeichern im Stromsektor selbst ausgehen. Hierdurch soll erforscht werden, wie das Wettbewerbs- und Nutzungsgefüge neue Technologien aufnimmt oder verhindert und wie sich dieses durch die Technologieentwicklung selbst verändert.

Das übergeordnete Erkenntnisinteresse richtet sich darauf, wie sich im Verlauf einzelner Nutzungsnischen eine etablierte Technologie im Stromsektor entwickeln kann und welche unterstützenden sowie hemmenden Dynamiken dabei identifizierbar sind. Die forschungsleitende Fragestellung der Untersuchung lautet daher:

Welche Wechselwirkungen ergeben sich zwischen der Entwicklung von energiepolitischem Steuerungshandeln[1] sowie der Diffusion einer Multi-Anwendungstechnologie und welche Gestaltungsfaktoren[2] sind dabei identifizierbar?

Aus der übergeordneten, mehrdimensionalen Forschungsfrage leiten sich sechs Untersuchungsaspekte ab:

1. Welche technologische Reife und welches Anwendungspotential besitzen Batteriespeicher zur Flexibilisierung eines Stromsektors mit hohen EE-Anteilen?
2. Wie lassen sich Wechselwirkungen zwischen der Entwicklung von energiepolitischem Steuerungshandeln und der Technologieentwicklung konzeptualisieren?
3. Wie und in welcher Form konsolidieren sich stationäre Batteriespeicher im Stromsektor und welche Entwicklungs- und Veränderungsdynamiken löst der Einsatz der Technologie dort aus?
4. Wie wirkt sich die Entwicklung von energiepolitischem Steuerungshandeln auf den Einbindungsprozess von Batteriespeichern aus?
5. Welche Wechselwirkungen ergeben sich durch die beiden Einflussebenen?
6. Welche politischen Gestaltungsempfehlungen lassen sich aus diesen Erkenntnissen ableiten, um das Speicherpotential zur Flexibilisierung besser nutzen zu können?

Während die erste Forschungsfrage auf das technologische Potential von stationären Batteriespeichern abzielt und sich die zweite Frage auf die theoretische Konzeptualisierung der Untersuchung bezieht, richten sich die Forschungsfragen drei und vier auf eine historische Analyse der Rechts- und Technologieentwicklung. Die Forschungsfragen fünf und sechs

[1] Der Hauptfokus der Untersuchung liegt auf Inhalt und Wirkung des sich wandelnden „Instrumenten-Mix".

[2] Der Begriff umfasst alle Strukturen und Handlungen bzw. auch das Fehlen von Strukturen und Handlungen, welche auf technologischen Wandel einwirken und dessen Verlauf bestimmen.

widmen sich über die Auswertung der Wechselwirkungen einer Weiterentwicklung der im Verlauf auftretenden Hemmnisse und ihrer möglichen Überwindung.

Das Ziel dieser Untersuchung ist es, Wissen über mögliche Hemmnisse und Erfolgsfaktoren zur weiteren strategischen Durchdringung von Batteriespeichern im Stromsektor zu generieren. Der Nutzen einer derartigen Forschung liegt in einem besseren empirischen und theoretischen Verständnis zur Einführung einer Multi-Anwendungstechnologie. Einerseits können die Ergebnisse von politischen Akteuren in Deutschland dazu genutzt werden, die Handlungsweisen für eine fortschreitende Durchdringung von stationären Batteriespeichern zur notwendigen Flexibilisierung weiterzuentwickeln und zu optimieren. Andererseits können sich Akteure anderer Länder, die ebenfalls eine strategische Einführung von Batteriespeichern in entsprechenden Anwendungen anstreben, an den Ergebnissen und Erkenntnissen orientieren.

3. Forschungsbedarf

Zu den einzelnen Untersuchungsaspekten des vorherigen Abschnitts liegen bereits aus verschiedenen Forschungsfeldern Ergebnisse vor. Allerdings ist der Autorin bislang keine Analyse bekannt, die die Wechselwirkung von energiepolitischem Steuerungshandeln und Technologieentwicklung sowohl theoretisch als auch empirisch betrachtet. Die folgenden Ausführungen bündeln daher den Forschungsstand entlang des Erkenntnisinteresses dieser Arbeit und identifizieren im Einzelnen den empirischen und theoretischen Forschungsbedarf.

Bereits gründlich erforscht durch eine Vielzahl an Studien sind die technologische Reife von Batteriespeichern (z. B. EASE/EERA 2017; Schmidt et al. 2017)[3], ihre Rolle im Flexibilisierungskontext einer voranschreitenden Energiewende (z. B. World Energy Council 2019; IEA 2018; IRENA 2015) und ihr hiermit verbundenes, Einzel- (z. B. IRENA 2017; Sterner und Stadler 2017; Gitis et al. 2015) und Multi-Anwendungspotential (z. B. Müller 2018; Stephan 2016; He et al. 2011). Der diesbezügliche Forschungsstand zeigt bereits auf, dass stationäre Batteriespeicher vermehrt im Stromsektor zum Einsatz kommen oder hierfür potentiell zur Verfügung stehen. Das Spektrum der Anwendungsfelder ist divers. Allerdings mangelt es in diesem Forschungskontext an einer einheitlichen Definition und Klassifizierungslogik für die verschiedenen Einsatzbereiche. Deshalb entwickelt diese Forschung eine eigene Klassifizierungslogik, die zu den Erkenntnisinteressen dieser Arbeit passt.

[3] Auf die Angabe von Seitenzahlen wird in diesem Abschnitt verzichtet, weil sich die Ausführungen auf die Gesamtergebnisse der Forschungsarbeiten beziehen.

Im Forschungsfeld zur anwendungsfokussierten Technologieentwicklung von stationären Batteriespeichern im Stromsektor gibt es eine Reihe von empirischen Untersuchungen. Diese bilden weltweit (z. B. IRENA 2017; Malhotra et al. 2016) und für einzelne Länder (z. B. EIA 2020) quantitative Entwicklungen nach installiertem Leistungs- und Kapazitätsumfang anwendungsspezifisch ab. Für Deutschland erfassen und diskutieren die Veröffentlichungen von Stenzel et al. (2019) und von Figgener et al. (2020) die Technologieentwicklung in einzelnen Anwendungen und beleuchten dabei die bestehenden Rahmenbedingungen. Dementsprechend bieten diese Arbeiten Anschluss- und Vergleichsmöglichkeiten für die hier durchgeführte Analyse. Allerdings fehlt es den Betrachtungen an einem kontrastierenden Vergleich zwischen potentiellen Anwendungen und der fallspezifischen Anwendbarkeit. Darüber hinaus verknüpfen diese Studien die Entwicklung nur bedingt mit übergeordneten Voraussetzungen im Stromsektor und bestehenden theoretischen Konzepten. Einzig die Untersuchung von Battke und Schmidt (2015) greift Aspekte der Transformationsforschung auf und ordnet die potentiellen Anwendungen einer jeweiligen Nische zu. In den Ergebnissen der Untersuchung bleiben indes Nutzungsbedingungen und Voraussetzungen des betrachteten Stromsektors für die Nischenentwicklung unberücksichtigt.

Im Rahmen der Technologieentwicklung betrachten wiederum andere Projekte und Studien zunächst den zukünftigen systemischen Bedarf von u. a. Batteriespeichern in einem volatilen EE-Stromerzeugungssystem und leiten hieraus Änderungsbedarfe für Rahmenbedingungen ab (z. B. Europäische Kommission 2020b; Pape et al. 2014) oder kontrastieren damit das aktuelle Ordnungsgefüge (z. B. dena 2017; Sauer et al. 2016). In den Ergebnissen zeigen die Studien dann entweder einen politischen Handlungsbedarf oder Handlungsoptionen für die Technologieentwicklung auf. Allein aus der Untersuchungskonzeption heraus bilden diese Studien nur Teile der Anwendungsfelder ab. Darüber hinaus stellen sie nur eingeschränkt dar, wie kontext-, zeit- und regionsspezifisch Aspekte auf technologischen Wandel wirken können. Diese Arbeit bildet daher hierzu eine gute Ergänzung, indem diese Studie prinzipiell ex-post aufgebaut ist und für alle potentiellen Anwendungsfelder die Entwicklung des Ordnungsgefüges erfasst.

Zur Frage, wie sich energiepolitisches Steuerungshandeln auf den Einbindungsprozess von Batteriespeichern auswirkt, gibt es sowohl eine Reihe von Policy-Forschungen (z. B. Gardiner et al. 2020; Ossenbrink et al. 2018) und Empfehlungen (z. B. ESA 2017) als auch diverse rechtswissenschaftliche Untersuchungen (z. B. Lietz 2017; Thomas 2017a; Weyer et al. 2016).

Die Policy-Analysen fokussieren sich dabei auf unterschiedliche Fallbeispiele[4], die Empfehlungen sind ohne Fallbezug (generisch) und die bestehende deutsche rechtswissenschaftliche Literatur richtet sich insbesondere auf den Aspekt, gleiche Wettbewerbsbedingungen für Stromspeicher zu schaffen (z. B. Doderer und Schäfer-Stradowsky 2018; Conrads et al. 2017; Rodi et al. 2016; Sailer und Reuter 2014). In diesen rechtswissenschaftlichen Erörterungen geht es vorwiegend darum, wie die Doppel- oder Mehrfachbelastungen über die zweifach anfallenden Stromnebenkosten, die der rechtlichen Einordnung von Stromspeichern geschuldet sind, abgebaut werden können. Nur vereinzelt gehen Untersuchung (z. B. ist hier insbesondere der Sammelband von Böttcher und Nagel 2018 einschlägig) hierüber hinaus und betrachten weitere Teilaspekte des bestehenden Rechtsrahmens. Eine systematische und umfängliche Erfassung gerade für Nutzungsperspektive von Speicherstrom ist bis dato nicht bekannt. Insbesondere hierin sieht diese Arbeit eine zentrale Erweiterung des Forschungsstandes, indem sie vorhandenes Wissen zur Nutzungsperspektive bündelt, systematisiert und erweitert, und zwar umfänglich für alle erfassten Anwendungsoptionen von stationären Batteriespeichern im deutschen Stromsektor.

Auf theoretischer Ebene finden sich eine Reihe von Ansätzen, die entweder die Wirkung von Steuerungshandeln auf technologische Entwicklung erfassen (so die Ansätze der Policy-Mix-Analyse und besonders der Ansatz von Rogge und Reichardt 2016), die Rückwirkung von technologischer Entwicklung auf Steuerung darlegen (so allgemein die Transformationsforschung und im Speziellen der Multi-Level-Perspektiv-Ansatz), Wechselwirkungen beschreiben (so der Ansatz des Protective-Space-Management) oder vertiefend strukturelle oder prozessuale Aspekte aufgreifen (so der Ansatz der Pfadabhängigkeit und des Policy-Zyklus). All diese Ansätze liefern wichtige Bezüge und wurden bisher zur Untersuchung von Batteriespeichern als Multi-Anwendungstechnologie im Stromsektor nicht übergreifend angewandt. Gleichwohl leitet sich hieraus die Notwendigkeit ab, die verschiedenen Zugänge auf den Fokus dieser Arbeit in einer Forschungsheuristik[5] zusammenzuführen. Auf theoretischer Ebene stellt diese Arbeit insofern auch eine Erweiterung des bisherigen Forschungsstandes dar.

[4] In den exemplarisch genannten Fällen handelt es sich um Kalifornien und Großbritannien.

[5] Die Arbeit spricht hier bewusst von Heuristik. Hiermit soll herausgestellt werden, dass für das wissenschaftliche Erkenntnisinteresse noch keine bewährten Methoden zur Verfügung stehen (DWDS 2020). Vielmehr greift diese Untersuchung verschiedene theoretische Überlegungen auf, um neue Erkenntnisse zu gewinnen.

Insgesamt besteht, trotz der bereits vielfältigen Forschung im Bereich stationärer Batteriespeicher im Stromsektor[6], sowohl auf konzeptioneller Ebene als auch auf der Fallebene ein konkreter und vielschichtiger Forschungsbedarf, der Wechselwirkungen erfasst und hieraus Gestaltungsempfehlungen ableitet.

4. Aufbau der Arbeit

Das Untersuchungsdesign der Forschungsarbeit im Zusammenhang mit der Fragestellung und Zielsetzung der Arbeit orientiert sich an den Elementen des Kontexts („Weswegen?“), des Inhalts („Was?“) und des Verlaufes („Wie?“). Dabei handelt es sich bei der vorliegenden Arbeit um eine Einzelfallstudie, die die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern im Stromsektor mehrdimensional analysiert.

Da bisher noch kein umfassender, für den Untersuchungsgegenstand geeigneter Analyserahmen existiert, geht die Untersuchung sowohl induktiv als auch deduktiv vor. Der erste Teil (Teil B) erörtert anhand von vier analytischen Zugangsdimensionen zentrale theoretische Erkenntnisse für diese Untersuchung. Die Erkenntnisse münden in einer interdisziplinären Forschungsheuristik, die die unterschiedlichen Variablen und die Beziehungen zwischen ihnen systematisiert und eingrenzt. Aufgrund der bedeutsamen Spezifika des Untersuchungsgegenstandes für den Verlauf der Forschung diskutiert darüber hinaus Teil B einschlägige Merkmale von Batteriespeichertechnologien und systematisiert diese für den folgenden empirischen Teil der Untersuchung.

Der empirische Teil der Forschung (Teil C), welcher zeitlich den Entwicklungsverlauf von 2005 bis 2019 abbildet und eine inhaltliche Auseinandersetzung bis Juli 2020 integriert, untersucht den Einzelfall anhand der aufgestellten Forschungsheuristik. Die gewonnenen Ergebnisse der beiden Untersuchungsperspektiven werden unter Berücksichtigung von Ausgangsbedingungen auf ihre Wirkungen hin verdichtet. Die Ergebnis- und Wirkungsanalysen stellen die Grundlage für die im letzten Schritt von Teil C folgende Herausarbeitung von Gestaltungsempfehlungen dar.

Der letzte Teil der Arbeit besteht aus einer Ergebniszusammenführung (Teil D). An dieser Stelle werden die empirisch gewonnenen Erkenntnisse der Fallstudien auf die theoretischen Ansätze zurückbezogen und die Forschungsfragen und -annahmen beantwortet. Darüber hinaus

[6] Aufgrund der Fülle an Forschungsarbeiten im Bereich von stationären Batteriespeichern im Stromsektor erhebt die Erfassung des Forschungsstandes keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vielmehr greifen die Ausführungen ausschließlich Arbeiten auf, die für das Erkenntnisinteresse dieser Arbeit besondere Relevanz aufweisen.

geht es in diesem letzten Abschnitt darum, den theoretischen Ertrag zu reflektieren, methodische Erkenntnisse zu diskutieren und weiteren Forschungsbedarf zu identifizieren.

5. Zuordnung und Eingrenzung der Untersuchung

Im Ausgangspunkt stellt sich für die Arbeit die Frage, welcher wissenschaftlichen Disziplin sie zuzuordnen ist. Das forschungsleitende Erkenntnisinteresse zeigt bereits auf, dass die Herangehensweise von einem hohen Maß an Interdisziplinarität gekennzeichnet ist. Disziplinär ist sie einerseits der Politikwissenschaft zuzuordnen, was seinen Ausdruck insbesondere in der Forschungsheuristik und konkret in der Methodik der Fallstudien findet. Andererseits ist der betrachtete Gegenstand die Technikentwicklung, zu den Themen gehören dabei u. a. Wirtschaftlichkeitsfragen, vor allem aber auch rechtliche Fragestellungen, so dass sich weite Teile der Arbeit mit dem Inhalt von Rechtsvorschriften befassen. Insofern fokussiert die Arbeit insbesondere auf das sehr spezielle Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, das seinerseits ein stark technisch geprägtes Rechtsgebiet ist, dessen komplexe Zusammenhänge insbesondere ein Grundwissen im Hinblick auf das Funktionieren von Elektrizitätsnetzen erfordern. Daher muss die Arbeit interdisziplinär angelegt sein, wenn sie tiefgehende Erkenntnisse bringen soll.

Ein weiterer zentraler Aspekt liegt in der sachlichen Eingrenzung. Wie der Forschungsgegenstand bereits implizit verdeutlicht, fokussiert die Arbeit auf die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern im deutschen Stromsektor. Insofern bleiben Aspekte der Sektorenkopplung und mobilen Anwendungen von Batteriespeichern weitestgehend unberücksichtigt.

Ein letzter wichtiger Gesichtspunkt für die Anlage und das Verständnis dieser Arbeit ist die zeitliche Eingrenzung. Die Hauptuntersuchung der Arbeit (Teil C) bezieht sich auf den Zeitraum der Rechtslage bis Ende 2019. Es ergab sich jedoch, dass die EU seit Ende 2016 an wesentlichen Änderungen des Elektrizitätsbinnenmarktrechts arbeitete. Diese Arbeiten der EU wurden teils 2018, überwiegend erst Mitte 2019 mit neuen Rechtsakten abgeschlossen, die teils schon ab 2020 gelten, überwiegend aber erst zu späteren Zeiträumen in nationales Recht umzusetzen sind (s. zu Einzelheiten Teil C Kapitel 4). Deshalb musste entschieden werden, auf welche Weise die Änderungen des EU-Rechts in der Arbeit berücksichtigt werden.

Da im Forschungszeitraum die Umsetzung des EU-Rechts noch andauerte und großenteils die nationale Umsetzung offen war, lag es nahe, zu entscheiden, die Fallstudien mit dem Jahr 2019 zu beenden und die Änderungen des EU-Rechts bei der Diskussion der Gestaltungsempfehlungen vorzustellen und zu berücksichtigen. Denn diese richten sich auf die künftige

Gestaltung des Steuerungsrahmens (u. a.) für Energiespeicher, gleich der abschließenden Fragestellung dieser Studie.

6. Redaktionelle Vorbemerkungen

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird in dieser Promotionsschrift auf eine geschlechtsneutrale Differenzierung verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter (männlich, weiblich und divers). Die verkürzte Sprachform stellt insofern keine Wertung dar und soll keinesfalls eine Verletzung des Gleichstellungsgrundsatzes zum Ausdruck bringen.

Als letzter Punkt im Rahmen der redaktionellen Vorbemerkung soll auf das Glossar dieser Arbeit verwiesen sein. Es findet sich am Ende dieser Arbeit. Aufgrund des stark technisch geprägten Untersuchungsgegenstandes werden an dieser Stelle verwendete Fachbegriffe alphabetisch erläutert.

Teil B: Grundlegungen

Zunächst legen die ersten Ausführungen den Untersuchungsgegenstand dar (Abschnitt 1), bevor die theoretisch-konzeptionellen Bezüge (Abschnitt 2) und das sich hierauf beziehende methodische Vorgehen (Abschnitt 3) erläutert werden. Die Reihenfolge ist insofern zweckvoll, als sich hiermit theoretisch-konzeptionelle Bezüge und das methodische Vorgehen direkt auf den Forschungsgegenstand beziehen lassen.

1. Untersuchungsgegenstand

Dieser Abschnitt greift drei wesentliche Gesichtspunkte auf: Angesichts einer voranschreitenden Transformation des Stromsektors in Richtung einer Vollversorgung mit EE fokussiert der erste Teil den hiermit verbundenen Flexibilisierungsbedarf und die auf diese Weise verknüpfte Rolle von Batteriespeichern (Abschnitt 1.1). Darauf aufbauend erörtert der zweite Teil Anwendungsmöglichkeiten von stationären Batteriespeichern (Abschnitt 1.2). Um den technologischen Entwicklungsstand abzubilden, illustriert der letzte Teil (Abschnitt 1.3) die Marktreife von Batteriespeichern. Diese generische Herangehensweise ist für die Untersuchung insofern bedeutsam, als sich hierdurch die systemische Relevanz und der Entwicklungsstand von Batteriespeichern im Hinblick eines Einsatzes im Strommarkt verorten lassen. Zudem ermöglicht diese Grundlegung, die im Verlauf der Forschungsarbeit resultierenden Ergebnisse der Fallstudie zu kontrastieren.

1.1 Batteriespeicher im Flexibilisierungskontext

Flexibilisierungsformen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bilden seit dem Aufbau von Stromversorgungsgebieten einen integralen Bestandteil der Systemführung (u. a. E-Bridge 2017, 5). Flexibilität im Stromsektor meint die Fähigkeit des Gesamtsystems, sich „an fluktuierende Stromerzeugung und ebenso fluktuierende Nachfrage“ anzupassen (Fuchs et al. 2012, 8). Mit den Worten der Bundesnetzagentur beschreibt Flexibilität „die Veränderung von Einspeisung und Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal, mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen“ (BNetzA 2017c, 6). Folglich sollen spezielle Signale Flexibilität anreizen, um Nachfrage und Angebot in einer bestehenden Stromversorgungsstruktur zu harmonisieren.

Grundsätzlich steht es allen Akteuren entlang der Wertschöpfungskette offen, Flexibilität bereitzustellen oder in Anspruch zu nehmen. In Ansehung dieses Grundsatzes identifiziert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) drei grundlegende Flexibilisierungsarten (BDEW 2017, 3):

1. Systemdienliche Flexibilität: ortsunabhängiger bilanzieller Ausgleich (u. a. Regelenergieeinsatz).
2. Netzdienliche Flexibilität: Bewirtschaftung lokaler Netzsituationen (u. a. Engpassmanagement).
3. Marktdienliche Flexibilität: Verbrauchs- und/oder Angebotsoptimierung aufgrund von wirtschaftlichen Anreizen (u. a. Arbitrage, EE-Eigenverbrauchsoptimierung).

Wie die Unterteilung verdeutlicht, gibt es nicht „die eine", sämtliche Aufgaben erfüllende Flexibilisierungsform im Strombereich. Die drei Arten unterscheiden sich mit ihren jeweiligen Aufgabenfeldern hinsichtlich ihrer Position im Wettbewerb und ihrem Einsatzort (Nykamp 2018, 90 ff.): Die systemdienliche und häufig auch die marktdienliche Flexibilisierung sind ortsunabhängig und meist dem wettbewerblichen Umfeld zuzuordnen. Im Gegensatz dazu muss netzdienliche Flexibilität immer lokal, also in einem konkreten Netzbereich oder -knoten zur Verfügung stehen. Dies verdeutlicht, dass system- und marktdienliche Flexibilität, zumeist angereizt über Marktsignale, mit den Herausforderungen der jeweiligen lokalen Netzsituationen durchaus kollidieren können. System- und marktdienliche Flexibilisierungsformen können bei unkoordiniertem Einsatz Engpässe im Netz verschärfen, was den Bedarf an netzdienlicher Flexibilität weiter erhöht (Nykamp 2014, 147-151). Daraus folgt, dass Flexibilität differenziert zu betrachten ist und nur ein koordinierter Einsatz zu einer optimalen Systemstabilität und -dimensionierung führt.

Die Flexibilisierungsmaßnahmen und -akteure hängen von den systemischen Anforderungen und von den spezifischen Infrastrukturgegebenheiten ab (IRENA 2018, 42). In einem Stromerzeugungssystem mit einer entwickelten Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur, welches primär auf konventionellen Kraftwerken aufbaut, stellt insbesondere die Verteilungs- und Lastseite Flexibilität bereit. Dies hat technische und ökonomische Gründe, denn konventionelle Kraftwerke (insbesondere Atom- und Kohlekraftwerke) werden im Idealfall konstant gefahren. Um beispielsweise die Atomtechnologie mit ihrer starren Betriebsweise systemisch zu integrieren, wurden im vergangenen Jahrhundert Stromtarife differenziert, staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen angepasst, Endgeräte (beispielsweise Nachtspeicherheizungen) entwickelt und gefördert, Pumpspeicherkraftwerke errichtet und Stromnetze ausgebaut (IEA

2018, 301). All diese Flexibilisierungsmaßnahmen dienen und dienten dazu, die schwankende Nachfrage mit dem mehr oder minder konstanten Angebot der Atomstromerzeugung in Einklang zu bringen.

Mit einer Entwicklung der Stromerzeugung hin zur Vollversorgung mit EE erhöhen und verändern sich die Anforderungen an Flexibilität. Dies gilt insbesondere bei der Integration regenerativer Erzeugung aus fluktuierenden und vornehmlich dezentralen Quellen wie Solar- und Windkraft, worin u. a. die Internationale Energieagentur (IEA) die größten Ausbaudynamiken bis 2040 weltweit vorhersieht (IEA 2019, 254). Aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit und ihrer tendenziellen Dezentralität bedingen diese EE-Erzeugungsformen eine zeitliche und räumliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch (Sterner und Bauer 2017, 34). Daher müssen Flexibilisierungsmaßnahmen, welche zur Integration von EE dienen sollen, gerade diese beiden Aspekte überbrücken. Angesichts dieses steigenden und sich verändernden Flexibilitätsbedarfs eignen sich Batteriespeicher aufgrund ihrer technischen Betriebsweise insbesondere für die zeitliche Flexibilisierung (RLS 2020, 58 f.). Durch ihr zeitliches Flexibilisierungspotential kommen neuere Studien zu dem Ergebnis, dass bei dominantem volatilen EE-Anteil bei der Stromerzeugung stationäre Batteriespeichertechnologien für die systemische Integration essentiell werden (u. a. World Energy Council 2019, 4; IEA 2018, 303; IRENA 2015, 39 f.). Für Deutschland gehen Forscher in ihren Modellierungen davon aus, dass der Bedarf an Kurzzeitspeichern (vor allem stationären Batterien) steigt und sich je nach Szenario bis 2050 zwischen 50 und 400 GWh belaufen wird (Sterchele et al. 2020, 28). Folglich ist es aus dem Flexibilisierungskontext heraus systemisch notwendig, über energiepolitisches Steuerungshandeln Anreize für den Einsatz von Batteriespeichern zu setzen.

Der nächste Abschnitt soll ergründen, wo, unabhängig von konkreten wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen, im Flexibilisierungskontext die Anwendbarkeit von Speicherstrom liegt.

1.2 Batteriespeicher als Multi-Anwendungstechnologie

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, reihen sich Stromspeicher in eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen ein, welche auf Erzeuger-, Übertragungs-, Verteilungs- und Verbraucherseite zur Verfügung stehen (u. a. IEA 2018, 303). Dabei weisen stationäre Batteriespeichersysteme durch ihren bidirektionalen Elektrizitätsumwandlungsprozess (Aufnahme, Vorhalten und Abgabe von Strom), ihrer schnellen Reaktionszeit und ihrer skalierbaren Energie

und Leistung einen besonders hohen Flexibilisierungsgrad auf und stehen für viele diesbezügliche Anwendungen zur Verfügung.

In den letzten Jahren stieg die Anzahl an veröffentlichten Studien, die technisch mögliche Betriebsweisen von Batteriespeichern im Stromsektor aufzeigen, enorm an. Um das Anwendungspotential zu ergründen, wertet dieser Abschnitt eine Reihe von Studien aus, welche entweder einen generischen oder einen einschlägigen Bezug zum deutschen Stromsektor aufweisen. Bei den betrachteten Veröffentlichungen handelt es sich um unterschiedliches Datenmaterial: Zum einen gehen Journal-Papers sowie Sachbücher in die Literaturauswertung ein. Zum anderen basiert die Auswertung aufgrund des sehr dynamischen und vergleichsweise jungen Forschungsumfelds auf Industrieveröffentlichungen und Forschungsberichten. Tabelle 1 führt die analysierten Publikationen zusammen, indem sie bibliographische Angaben, Auskunft über den technischen Fokus, Anzahl möglicher Anwendungsfelder,[7] Klassifizierungslogik und den geographischen Bezug aufführt. Hierbei ist nochmals zu unterstreichen, dass die Auswertung nicht den gesamten Stand der Veröffentlichungen abbildet, jedoch einige besonders bedeutsame Publikationen enthält.

Autor und Jahr	**Technikfokus**	**Anzahl Anwendungsfälle**	**Klassifizierungskriterium**	**Geographischer Bezug**
Battke und Schmidt 2015	Batteriespeicher	14	Wertschöpfung/-kette	Generisch
dena 2017	Batteriespeicher	9	Anwendungsart	Deutschland
Engel et al. 2018	Batteriespeicher	9	Anwendungsfall	Deutschland
Fitzgerald et al. 2015	Batteriespeicher	13	Wertschöpfung/-kette	Generisch
Gitis et al. 2015	Stromspeicher	12	Wertschöpfung	Generisch
IRENA 2015	Batteriespeicher	14	Wertschöpfung	Generisch
Müller 2018	Batteriespeicher	18	Wertschöpfung/-kette	Generisch
Sterner und Stadler 2017	Batteriespeicher	12	Wertschöpfung	Deutschland
VDE 2015	Batteriespeicher	18	Wertschöpfung	Deutschland

Tabelle 1: Literaturauswertung zur Klassierung der Anwendungsfelder von Batteriespeichern; Quelle: eigene Zusammenstellung

Für diese Untersuchung besteht das zentrale Ergebnis der Literaturauswertung darin, dass sich die Anwendungsfelder in der Spannbreite zwischen 9 und 18 bewegen. Dieses Spektrum in den ausgewerteten Veröffentlichungen lässt sich erklären durch unterschiedliche Klassifizierungs- sowie Gruppierungskriterien, verschiedene geographische Bezüge und teilweise einer nicht eindeutigen Unterscheidung zwischen Netz- und Inselanwendungen. Folglich existiert in der Literatur bislang keine einheitliche Definition oder Klassifizierungslogik für die verschiedenen

[7] Die Arbeit verwendet hier bewusst den Begriff „Anwendungsfelder“, da sich diese je nach Markt- und Rechtsrahmen in weitere Anwendungen unterteilen.

Anwendungsfelder von Batteriespeichern. Diese Tatsache erfordert es, die Anwendungsfelder für diese Untersuchung hier zu gruppieren und zu definieren.

Neuere Literatur gruppiert Anwendungsfelder für stationäre Batteriespeicher zunehmend nach mehreren Kriterien. Beispielsweise unterteilen Battke und Schmidt (2015, 339), Fitzgerald et al. (2015, 19) und Müller (2018, 32) die potentiellen Anwendungsfelder für stationäre Batteriespeicher nach zwei Kriterien: der Wertschöpfungsart (u. a. Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität) und der jeweiligen Position in der Wertschöpfungskette (Erzeuger, Handel, Netzbetreiber oder Endverbraucher). Die vorliegende Arbeit orientiert sich an dieser Klassifizierungslogik. Aufgrund des forschungsleitenden Erkenntnisinteresses rückt sie nicht die Wertschöpfungsart, sondern die Flexibilisierungsform (netz-, system- und marktdienlich) ins Zentrum. Ziel der modifizierten Unterteilung ist es, die Flexibilisierungsformen von stationären Batteriespeichern entlang der Wertschöpfungskette im Stromsektor zu erfassen und abzubilden. Dabei erfolgt die Einteilung entlang der Wertschöpfungskette nach dem Kriterium der Nachfrage: Welcher Akteur fragt die Flexibilisierungsdienstleistung nach? Diese Einteilungslogik stellt sich insofern als zweckmäßig heraus, als Anbieter je nach rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen variieren, die Nachfrage i. d. R. allerdings unverändert bleibt. Auf Grundlage dieser modifizierten Erfassungslogik und der Literaturauswertung aus Tabelle 1 identifiziert die Forschungsarbeit 12 Anwendungsfelder, in denen Batteriespeicher eingesetzt werden können (s. Abbildung 1). Die in Abbildung 1 graphisch erfassten 12 Anwendungsfelder erläutert der folgende Abschnitt.

1.2.1 Einzelne Anwendungsfelder

Die nachfolgenden Unterpunkte beschreiben die 12 möglichen Anwendungsfelder[8] und gehen dabei nach der Nachfragezuordnung vor. Dabei richtete sich der Fokus der folgenden Ausführungen auf drei Fragen:

a) Woraus besteht das Flexibilitätssignal im Anwendungsfeld?
b) Wie sieht im entsprechenden Anwendungsfeld die grundlegende Betriebsweise eines Batteriespeichers aus?
c) Welchen zentralen Effekt übt das Anwendungsfeld auf den Umbau des Systems in Richtung einer Vollversorgung mit EE aus?

[8] Die folgenden Anwendungsbeschreibungen basieren auf der Arbeit von Klausen (2015, 10-19.).

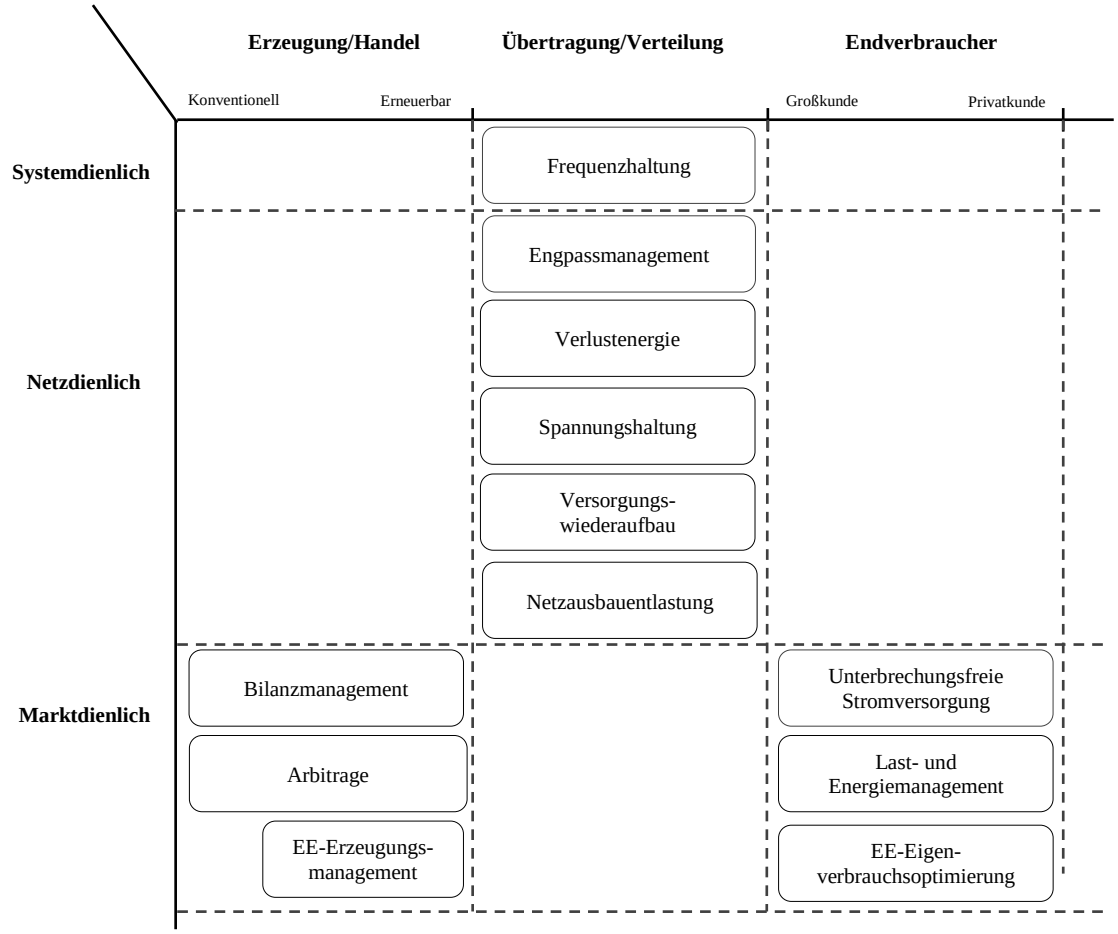

Abbildung 1: Anwendungsfelder von stationären Batteriespeichern entlang der elektrischen Wertschöpfungskette; Quelle: eigene Darstellung

a) Anwendungsfelder im Übertragungs- und Verteilnetzbereich

Mit der *Frequenzhaltung* gleicht der verantwortliche Netzbetreiber unterschiedliche zeitlich auftretende Angebots- und Nachfrageschwankungen aus, indem durch Wirkleistung die Netzfrequenz auf einem vordefinierten Niveau gehalten wird (Engel et al. 2018, 188). Ein Batteriespeicher kann durch koordiniertes Ein- oder Ausspeichern das Stromangebot erhöhen oder senken und damit die Netzfrequenz in beide Richtungen stabilisieren. Dabei sind Batteriespeicher technisch fähig, diese Dienstleistung äußerst schnell und präzise zu erbringen und damit können sie unverzüglich auf auftretende Einspeiseschwankungen durch volatile EE-Erzeugung reagieren (Müller 2018, 41). Darüber hinaus verringert der Einsatz von Batteriespeichern das Vorhalten sogenannter konventioneller Must-Run-Kapazität zur Frequenzregelung.

Kurzfristige und netzseitige Engpässe machen ein gezieltes *Engpassmanagement* der Netzbetreiber erforderlich. Dabei greift der Netzbetreiber direkt in die Kraftwerkseinsatzplanung der Stromanbieter ein, indem er den Ort der Einspeisung verändert, ohne die Stromeinspeisung insgesamt zu reduzieren (VDE 2015, 75). Batteriespeicher könnten gezielt an überlasteten

Netzpunkten eingesetzt werden, um eine Engpasssituation zu entschärfen. Hierdurch ließe sich die Abregelung von EE-Erzeugung verringern und die Aufnahmefähigkeit im Netz steigern.

Verlustenergie setzt der Netzbetreiber ein, um der durch Leitungswiderstände hervorgerufenen Verluste bei der Stromübertragung entgegenzuwirken (Vassallo 2015, 601). Batteriespeicher können bei einem entsprechenden Lademanagement und ggf. in Kombination mit EE-Anlagen Netzverluste ausgleichen. Dies würde einerseits den Bedarf an konventionelle Must-Run-Kapazität einsenken und andererseits je nach Systemkonfiguration EE-Anlagen in diese Dienstleistung einbinden.

Für den *Versorgungswiederaufbau* eines Netzes oder eines Kraftwerks nach einem Systemfehler bedarf es schwarzstartfähiger Einsatzkomponenten (Fitzgerald et al. 2015, 14; Sterner et al. 2017, 693). Alle Batteriespeicher mit einem inselfähigen Stromrichter und einem entsprechenden Ladezustand (Speicher darf nicht leer sein) sind unabhängig von der Größe (auch im Batterieschwarm, d. h. beim Zusammenschalten vieler kleiner Batterien) grundsätzlich schwarzstartfähig und folglich geeignet, Netze und Kraftwerke zu synchronisieren und anzufahren (Müller 2018, 31 f.). Je nach Systemkonfiguration bestünde hierdurch die Möglichkeit, die Vorhaltung konventioneller Anlagen zu reduzieren.

Das Spannungsniveau ist innerhalb einer Spannungsebene nicht konstant, sondern variiert abhängig von der Topologie des Netzes sowie der Höhe der Leistungseinspeisung und -entnahme an den verschiedenen Netzknoten (Engel et al. 2018, 192 f.). Zur *Spannungshaltung* bedarf es neben einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung,[9] der Blindleistung – also eines Scheinleistungsmanagements (Engel et al. 2018, 195 f.). Prinzipiell vermag es jeder Batteriespeicher, Blindleistung in beide Richtungen bereitzustellen, insofern der Speicher mit einem Stromrichter und entsprechend dimensionierter Leistungselektronik ausgestattet ist (VDE 2015, 67). Auch in diesem Falle eröffnen Batteriespeicher die Möglichkeit, konventionelle Erzeugungskapazitäten abzusenken.

Eine wachsende Energienachfrage, die Entkopplung von Angebots- und Nachfrageregionen und/oder steigende Anteile volatiler und dezentraler EE-Erzeugung bedingen Investitionen in neue Leitungen, Transformatoren und Umspannwerke (Battke 2014, 64). Zur *Netzausbauentlastung* können Batteriespeicher Leistungsflüsse glätten, indem sie durch Zwischenspeicherung die Verteil- und Übertragungskapazitäten erhöhen (Müller 2018, 34-37). Darüber hinaus hebt Wolfschmidt (2020) hervor, dass dies die Systemzuverlässigkeit verbessert, die

[9] Kurzschlussleistung wird vom vorgelagerten Netz aufgenommen, wenn keine Sicherheitseinrichtungen ansprechen. Es handelt sich dabei um eine Bemessungsgröße (Sterner et al. 2017, 691 f.).

Fähigkeit, Elektrizität zeitgesteuert in eine Region zu transportieren, steigert und die Vorteile der deutlich kürzeren Planungs- und Bauzeit mit teils erheblich geringeren Kosten für Infrastrukturmaßnahmen besitzt. Somit ließe sich durch Batteriespeicher der Ausbau von EE beschleunigen, indem die Infrastruktur dem Ausbau standhält.

b) Anwendungsfelder im Endverbraucherbereich

Eine *unterbrechungsfreie Stromversorgung* (USV) wird benötigt, um bei Störungen die Versorgung kritischer elektrischer Lasten, wie in Krankenhäusern, Rechenzentren, Mobilfunk-Basisstationen oder industriellen Prozessen, sicherzustellen (Battke und Schmidt 2015, 338). Je nach Aufbau schützt eine USV die angeschlossenen Systeme vor Netzausfällen, Über- oder Unterspannung, Spannungsspitzen, Spannungseinbrüchen, Störspannungen, Frequenzänderungen und harmonischen Oberschwingungen (Müller 2018, 47). Abhängig vom Qualitäts- und Stabilitätsbedarf des einzelnen Stromnachfragers kann ein USV-System allein aus einem Batteriespeicher bestehen oder mit anderen Stromaggregaten (z. B. Dieselaggregaten) kombiniert eingesetzt werden (Gitis et al. 2015, 47). Dieses Anwendungsfeld galt bisher als das Haupteinsatzgebiet von Batteriespeichern im Strombereich und Batteriespeicher zählen hier zur Standardtechnik (Sterner et al. 2017, 693). Grundlegende Anwendungserweiterungen sind insofern nicht zu erwarten. Aus diesem Grund betrachtet die nachfolgende Fallstudie dieses Anwendungsfeld nicht näher.

Ein gezieltes *Last- und Energiemanagement* ermöglicht es, die Strombezugskosten zu optimieren (Battke und Schmidt 2015, 338). Voraussetzung hierfür sind last- und/oder leistungsvariable Tarife, dynamische staatlich veranlasste oder regulierte Strombestandteile, mehrtarifliche Zählwerke (Smart-Meter) und eine entsprechende Bilanzierung (Fitzgerald et al. 2015, 16). Endverbraucher können den Speicher dann laden, wenn die Strombezugskosten sinken, und entladen, wenn die Strombezugskosten steigen (Müller 2018, 44). Bei gezielter Flexibilisierung der Stromnachfrage lassen sich zeitliche Schwankungen volatiler EE-Erzeugung ausgleichen, indem sich die Nachfrage der Erzeugung anpasst.

Die *EE-Eigenverbrauchsoptimierung* zielt darauf ab, mit Hilfe eines Speichers den Verbrauch selbsterzeugter Energie (z. B. durch eine PV-Dachanlage) zu steigern (Battke 2014, 64 f.). Dies hilft dem Prosumer, welcher zugleich EE-Erzeuger und EE-Verbraucher ist, teurere Strombezugskosten zu minimieren. Im Idealfall, d.h. bei entsprechendem Lademanagement, verringert dies auch die Belastung des Netzes, weil sich Erzeugungsspitzen verringern lassen (Müller 2018, 39 ff.; Engel et al. 2018, 184 f.). Damit hilft bei entsprechender Regelung eine

EE-Eigenverbrauchsoptimierung, den Bedarf des Netzausbaus zu verringern und erhöht in der Folge die Aufnahmefähigkeit von volatilen EE.

c) Anwendungsfelder im Handel und beim Erzeuger

In einem liberalisierten Stromsektor mit multiplen Akteuren ist das *Bilanzmanagement* integraler Bestandteil der Systemführung. Bilanzkreise fassen nach bestimmten Kriterien alle Einspeise- und Entnahmestellen zusammen. Für einen störungsfreien Systembetrieb müssen die jeweiligen Bilanzkreise zeitlich ausgeglichen sein. Tritt eine Über- oder Unterdeckung eines Bilanzkreises auf, kann dies dazu führen, dass der entsprechende Übertragungsnetzbetreiber Ausgleichsenergie einsetzt, um Systemsicherheit zu gewährleisten (VDE 2015, 75 f.). Die Kosten des Ausgleichsabrufs legt der Netzbetreiber i. d. R. auf den Bilanzkreis um. Ein Batteriespeicher kann Fahrplanabweichungen in einem Bilanzkreis abfedern, indem der Bilanzkreisverantwortliche bei Unterdeckung den Stromspeicher entlädt und bei Überdeckung belädt.

Der Energiehandel an der Börse lässt intertemporale *Arbitrage*-Geschäfte zu. Diese zeichnen sich aus durch den Erwerb elektrischer Energie zu Niedrigpreisphasen und den Verkauf zu Hochpreisphasen (Fitzgerald et al. 2015, 15). Batteriespeicher können diese Preisunterschiede nutzen, indem sie zu Schwachlastzeiten günstige Energie beziehen und in Starklastzeiten bei vergleichsweise hohen Marktpreisen Energie veräußern. Gesetzt den Fall, der Handel bildet volatile EE-Erzeugung preislich unverzerrt ab, dann ließen sich hierüber langfristige Investitionen in Flexibilitätsoptionen anreizen.

Mit der Einspeisung variabler EE-Erzeugungsleistung treten zeitweise steile Rampen (schnelle an- und absteigende Erzeugung von Sonnen- und Windkraft durch sich rasch ändernde Wetterlagen) auf und grundsätzlich schwankt die EE-Erzeugung aus Wind und Sonne aufgrund ihrer Abhängigkeit von Umweltbedingungen, wie Wetter und Jahreszeiten (u. a. IRENA 2015, 17 f.). Mit Hilfe eines batteriegestütztem *EE-Erzeugungsmanagements* lassen sich Rampen abfedern und die Erzeugung bis zu einem gewissen Grad vergleichsmäßigen bzw. glätten.

1.2.2 Kombinierte Anwendungsfelder

Batteriespeicher lassen sich auch kombiniert in verschiedenen Anwendungsbereichen einsetzen. Kommt der Speicher in mindestens zwei Bereichen zur Anwendung, bezeichnet man diese Betriebsstrategie als Multi-Nutzen oder als bivalente Betriebsweise (Sauer et al. 2016, 12). Aus Investorensicht ergeben sich Anreize für einen Multi-Nutzen, wenn sich mit einer Betriebsweise keine ausreichend hohen Deckungsbeiträge erzielen lassen oder die Auslastung gesteigert werden soll, um höhere Erträge zu erwirtschaften. Fitzgerald et al. (2015, 20)

schätzen, dass die meisten Batteriespeichersysteme im Stromsektor, welche nur in einem Anwendungsbereich zum Einsatz kommen, zwischen 50 % und 95 % ihrer Lebensdauer ungenutzt bleiben. Grundsätzlich resultieren aus geringen Auslastungen längere Amortisationszeiten, weil Deckungsbeiträge niedriger ausfallen (Robson und Bonomi 2018, 8).

Darüber hinaus mindert eine Einsatzdiversifikation marktliche und regulatorische Risiken: Verändert sich ein Anwendungsgebiet aufgrund von Wettbewerbsverschiebungen oder energiepolitischen Maßnahmen derart, dass sich ein Einsatz aus technischen oder wirtschaftlichen Erwägungen nicht mehr rentiert, kann sich der Speicherbetreiber auf alternative Anwendungen konzentrieren oder ggf. weitere erschließen.

Eine Anwendungskombination setzt einerseits eine technische Vereinbarkeit und andererseits einen freien Zugang zu verschiedenen Nutzungsoptionen voraus. Eine technische Vereinbarkeit liegt vor, wenn ein Speicher ohne Systemerweiterung für alle vorgesehenen Anwendungen genutzt werden kann und es zu keinen technischen Konflikten kommt (Klausen et al. 2016, 323). Den Zugang zu verschiedenen Nutzungsumgebungen wiederum bestimmt der rechtliche und wirtschaftliche Rahmen. Daher ist dieser zentrale Aspekt auch Gegenstand der Falluntersuchung.

Aus der Betrachtung folgt: Je mehr Nutzungsmöglichkeiten sich für Speicher eröffnen, desto höher ist das Potential für Batteriespeicher, sich in einem wachsenden Maße im Stromsektor zu etablieren. Zugleich können höhere Anlagenauslastungen den Systemumfang der Infrastrukturbereitstellung verringern. Allerdings hängt das Kombinationspotential von den spezifischen Einsatzbedingungen ab, welche der jeweilige Regulierungs- und Marktrahmen mitbestimmt.

Grundsätzlich veranschaulicht Abbildung 1, die anschließende Beschreibung und die kurz umrissene Möglichkeit der Kombination von Anwendungsfeldern, dass Batteriespeicher mit ihrem Multi-Anwendungscharakter ein hohes disruptives Potential aufweisen können: Die Technologie kann auf sehr unterschiedliche Weise für viele verschiedene Akteure Nutzungsmöglichkeiten schaffen. Gerade in Kombination mit fluktuierender EE-Stromerzeugung ermöglicht der Einsatz von Batteriespeichern, etablierte Nutzungsstrukturen zu ersetzen und bestehende Märkte sowie gewachsene Infrastrukturen zu verändern. Beispielsweise ermöglicht ihr Einsatz Dezentralisierungspotentiale auf der Ebene der Energieerzeugung und des Verbrauchers zu erhöhen. Dies wiederum kann, aus theoretischer Perspektive, zu einer veränderten politischen Dynamik und langfristig zu einem politischen Wandel beitragen. Zur Entfaltung dieser aufgezeigten Dynamik gilt es zunächst zu klären, ob Batteriespeicher eine

hinreichende Marktreife aufweisen, um theoretisch in den hier skizzierten technisch möglichen Anwendungsfeldern zu diffundieren.

1.3 Batteriespeicher als marktreife Technologie

Um Technologieentwicklungen zu charakterisieren und darzustellen, werden i. d. R. physikalische, energetische und ökonomische Schlüsselparameter herangezogen (u. a. Sterner und Bauer 2017, 37–49; Luo et al. 2015, 524-530). Zur Abbildung der Marktreife ist die Betrachtung der Kostenentwicklung[10] zentral, da sie die Grundlage von Investitionsentscheidungen in bestimmten Anwendungsfeldern legen. Während Betriebskosten bei Batteriespeichern eher beschränkt sind, nehmen die Kapitalkosten bei Investitionsentscheidungen eine zentrale Rolle ein (u. a. Kondziella et al. 2013, 259; Europäische Kommission 2020b, 72). Angesichts dessen skizziert Tabelle 2 vier Batteriespeichertypen mit der größten Marktverbreitung 2016 (IEA 2020), über die Zeitspanne von 2010 bis 2030, anhand der Kapitalkostenentwicklung (CAPEX). Die herangezogenen wissenschaftlichen Veröffentlichungen, die den Entwicklungsstand zu den jeweiligen Zeitpunkten gut abbilden, beziehen sich aufgrund der Datenlage nicht immer auf einzelne Jahre. Vielmehr bilden sie einen zeitlichen Verlauf bis zu dem Stütz- bzw. Bezugsjahr gut ab. Die abgebildeten Kapitalkosten beziehen sich ausschließlich auf die Batterie. Unberücksichtigt bleibt die erforderliche Leistungselektronik und Anlagenperipherie für den jeweiligen Anwendungsbereich (u. a. Batteriemanagementsystem, Belüftung). Jedoch können sich diese beiden zusätzlichen Kostenblöcke, je nach Batterietyp und Einsatzfeld, auf ca. 50 % der Gesamtinvestitionskosten belaufen (u. a. FfE 2016a, 514; Battke et al. 2013, 245).

	2010		**2015**		**2030**	
		Quelle		Quelle		Quelle
Lithium-Ionen	660	[3][11]	320	[3]	73	[3]
Blei-Säure	50-350	[1][12]	120-200	[2]	75-100	[2]
Natrium-Schwefel	210-650	[1]	250	[2]	150	[2]
Redox-Flow	100-1000	[1]	400	[2]	100	[2]

Tabelle 2: Kapitalkostenentwicklung [€/kWh] von Lithium-Ionen-, Blei-Säure-, Natrium-Schwefel- und Redox-Flow-Batterien; Quelle: eigene Zusammenstellung nach [1] FfE 2016a, 515-521; [2] EASE/EERA 2017, 60 f.; [3] Curry 2017, 2

[10] Kosten werden üblicherweise in Kapital- (Capital Expenditure - CAPEX) und Betriebskosten (Operational Expenditure - OPEX) unterteilt. Diesbezügliche Angaben können nur als Richtwert angesehen werden, da diese stark von Einsatzgebieten und -schemata abhängen.

[11] Preise wurden auf den durchschnittlichen Wechselkurs von USD/EUR von 2010 und 2015 angepasst (Boerse 2019).

[12] Die Studie fasst mehrere Veröffentlichungen zusammen. Die hier aufgeführten Bereiche bilden ein Spektrum unterschiedlicher Studien ab.

Die Zusammenstellung der vier Akkumulatoren mit der größten Marktverbreitung in Tabelle 2 verdeutlicht eine technologieübergreifende, sich stetig verbessernde Kapitalkostentwicklung. Gerade bei der Lithium-Ionen-Technologie sanken die Preise massiv: Zwischen 2010 und 2015 um über 50 %, und gemäß Prognosen bis 2030 werden sie sich nochmals auf deutlich unter 100 € pro kWh (s. Tabelle 2) absenken. Getrieben wird diese Technologieentwicklung insbesondere durch die Elektromobilität und den Elektronikbereich, weil sich aufgrund der dortigen teilweise rasanten Technologieverbreitung zunehmend Skaleneffekte[13] erzielen lassen, wovon auch der Stromsektor profitiert (World Energy Council 2019, 13; Sterner und Thema 2017, 664). Im Umkehrschluss bedeutet diese aus anderen Sektoren getragene Entwicklung, dass ohne Anreize zur Investition in andere Batteriespeichertechnologien dort womöglich weitere Skaleneffekte ausbleiben und eine Technologiekonzentration von Lithium-Ionen-Batterien auch im Stromsektor wahrscheinlicher wird. Dies zeigte sich bereits 2017 deutlich, indem sich über 80 % der gesamt installierten Batteriespeicherkapazität im Stromsektor auf die Lithium-Ionen-Technologie vereinten (IEA 2018, 306). Zu ähnlichen Ergebnissen kommt Schmidt et al. (2017, 1 ff.), allerdings auf Basis von Lernkurven, die die Entwicklung der Produktionskosten ins Verhältnis zur kumulativen Produktion setzen.

Allerdings ist die Kostenentwicklung nur ein Grund, warum in manchen Anwendungsfeldern bestimmte Speichertypen zum Einsatz kommen. Andere entscheidende technische Schlüsselparameter, welche für den Einsatz von Batterien in verschiedenen Anwendungsfeldern entscheidend sind, beschreiben und diskutieren ausführlich diverse Veröffentlichungen, auf die an dieser Stelle verwiesen sei.[14]

Anhand der Betrachtung der Kostenentwicklung lassen sich folgende Schlüsse ziehen: Von allmählich bis zu sehr dynamisch verbesserte sich die Marktreife von Batteriespeichern. Bei reiner Kostenbetrachtung kann daher davon ausgegangen werden, dass sich zukünftig die Diffusionsdynamik auch im Stromsektor verstärkt. Allerdings impliziert eine weitere u. a. kostenbasierte Technologieentwicklung, dass ohne langfristige Abnahmebedingungen oder Anreize Investitionen aufgeschoben werden, weil sich über die Zeit die kostenseitigen Investitionsbedingungen verbessern (Deflationseffekt) (Wirth 2020, 9). Darüber hinaus bedarf es allgemein bei kapitalkostenintensiven Investitionen verlässlicher Einnahmequellen, um

[13] Auch Größenkostenersparnis (economies of scale) genannt, liegen dann vor, wenn die Stückkosten bei gleichzeitiger Erhöhung der Gesamtkosten sinken: Die Fixkosten bleiben konstant (keine Ausweitung der Produktionsstätte), werden allerdings auf eine größere Anzahl (Ausdehnung der Produktionsmenge) aufgeteilt (u. a. Gallhöfer 2014, 162).

[14] U. a. Sterner und Thema (2017, 648–663), IRENA (2017, 36–50) und Luo et al. (2015, 525–531).

Projekte zu amortisieren. Dies gilt besonders, wenn Investitionen, wie bei Batteriespeichern, auf langen Investitionszeiträumen aufbauen. Ändern sich Nutzungsbedingungen rasant oder planbare Entwicklung bleiben aus, steigt das Investitionsrisiko. In der theoretischen Folge verringert dies die Investitionsbereitschaft und bremst die Technologieverbreitung.

1.4 Schlussfolgerungen

Die Ausführungen zeigen, dass Batteriespeicher als ein zentrales Instrument zur Flexibilisierung einer zunehmend auf volatilen EE-Erzeugung beruhenden Stromversorgung gelten. Diese Einschätzung lässt sich zurückführen auf die technologische Eigenschaft von Batteriespeichern (bidirektionaler Elektrizitätsumwandlungsprozess) und ihre damit verbundene vielfältige Einsetzbarkeit (diese Untersuchung kommt auf 12 Anwendungsfelder) auf Erzeugungs-, Handels-, Netz- und Verbraucherebene. In diesem Kontext befördert die zunehmende Marktreife, ausgelöst durch Kapitalkostendegressionen, aus theoretischen Erwägungen eine weitere Verbreitung der Technologie im Stromsektor. Dies könnte in der Folge zu neuen Marktrealitäten führen, und zwar entweder durch die Technologieverbreitung selbst oder durch die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen.

2. Theoretisch-konzeptionelle Bezüge

Bevor dieser Abschnitt einzelne, für diese Forschungsarbeit relevante und theoretische Bezüge erörtert, erfolgt zunächst zur besseren Ein- und Abgrenzung eine definitorische Näherung zum technologischen Wandel selbst.

Technologischer Wandel gilt als eine Voraussetzung für gesellschaftliche Transformation[15] und bezieht sich dabei auf neue oder modifizierte Abläufe, Techniken, Praktiken, Systeme und Produkte (Beise und Rennings 2005, 6). Der Verlauf technologischen Wandels wird meist durch drei Phasen[16] beschrieben: Invention, Innovation und Diffusion (u. a. del Río González 2009, 861). Die Invention (erste Phase) beinhaltet die Ideengenerierung, die Innovation (zweite Phase) umfasst die Kommerzialisierung der Idee und die Diffusion (dritte Phase) beschreibt die weitverbreitete Adaption einer Innovation auf unterschiedlichen sozioökonomischen Ebenen (Jaffe et al. 2003, 464 f.; Schumpeter 1947, 149-159). Technologischer Wandel umfasst somit die Entwicklung neuer Technologien (einschließlich neuer Prozesse) sowie deren Kommerzialisierung, kontinuierliche Verbesserung und Verbreitung in Industrie und Gesellschaft.

Um technologischen Wandel noch differenzierter zu fassen, unterteilen diverse Untersuchungen diesen in weitere Phasen. Im energietechnischen Bereich basieren derartige Unterteilungen vorwiegend auf zwei Ebenen: Zum einen der technologischen Reife, die durch die Kostenentwicklung erfasst wird, und zum anderen der Verbreitungsdynamik, die sich anhand des installierten Arbeits- oder Leistungsumfangs ergibt. Dieser zweidimensionale Raum ermöglicht es, je nach Forschungsinteresse Technologieentwicklung in unterschiedlich viele ausdifferenzierte Phasen zu gliedern (u. a. Jacobs et al. 2016, 15-21; IRENA 2013, 8 ff.; Tawney et al. 2011, 3 ff.; Grubb 2004, 116 f.).

Die vorliegende Untersuchung differenziert technologischen Wandel in fünf Phasen: die Grundlagenforschung, die angewandte Forschung und Entwicklung, die Demonstration, die Marktentwicklung und die kommerzielle Diffusion. Aufgrund der hierbei angelegten Anwendbarkeitsanalyse von stationären Batteriespeichern im Stromsektor fokussiert die Untersuchung die Entwicklungsphasen Demonstration, Marktentwicklung und kommerzielle Diffusion.

[15] Unter Transformation versteht die Analyse eine sozial-ökologische Notwendigkeit des Wandels. In dem Zusammenhang analysiert und hinterfragt die Untersuchung u. a. bestehende Systeme, Strukturen und Verhaltensweisen. Allerdings kann aufgrund der Forschungskonzeptualisierung nicht eingehend auf die von Brand et al. (2019, 3 ff.) herausgestellten zentralen Transformationsthemen, wie beispielsweise das Hinterfragen von Wirtschaftswachstum und der westlichen Konsumstile, eingegangen werden.

[16] Diese Unterteilung führte zu Beginn des 20. Jahrhunderts Joseph Schumpeter in der Wirtschaftswissenschaft ein (Schumpeter 1947, 149-159).

Dabei geht diese Untersuchung nicht von einem linearen Prozess aus. Vielmehr berücksichtigt diese Arbeit Rückkopplungen und Einflussnahmen einzelner Phasen auf den Gesamtprozess.

Aufbauend auf dieser einführenden Definition des technologischen Wandels sowie einer ersten groben Eingrenzung auf die Phasen Demonstration, Marktentwicklung und kommerzielle Diffusion, greifen die nächsten Abschnitte divergente, gleichwohl miteinander kompatible und einander ergänzende Konzepte auf. Wie bereits bei der Darlegung des Forschungsstands sowie bei der Fragestellung und der Zielsetzung dieser Arbeit in Teil A umrissen, ist technologischer Wandel von diversen Einflussebenen abhängig. Im Zentrum dieser Untersuchung stehen die Wirkungsweisen sowohl von energiepolitischem Steuerungshandeln auf die Technologieentwicklung als auch umgekehrt von Technologieverbreitung auf energiepolitisches Steuerungshandeln. Ein zentraler Grundsatz dieser Arbeit besteht darin, wie bereits Teil B Abschnitt 1.2. darlegt, dass Batteriespeicher im Stromsektor multiple Anwendungsfelder bedienen können. Dies ermöglicht eine Konsolidierung und eine Diffusion der Technologie aus verschiedenen Nutzungsumgebungen heraus und bietet allen Akteuren grundsätzlich diverse Gestaltungsmöglichkeiten.

Vor diesem Hintergrund werden im folgenden Abschnitt 2.1 zunächst ausgewählte Forschungen, die das Anwendungsmerkmal und ihre Wirkungsweisen auf Steuerungshandeln und technologischen Wandel untersuchen, aufgegriffen. Zur Untersuchung der potentiellen Einflussebenen von energiepolitischem Steuerungshandeln (Top-down) und der Verbreitung der Technologie selbst (Bottom-up), liefern verschiedene Konzepte Ansatzpunkte (hierzu die Abschnitte 2.2 und 2.3). Dazu gehören ausgewählte Forschungsansätze sowohl aus der Policy- als auch aus der Transformationswissenschaft. Darüber hinaus verdeutlichen die sich im Zeitverlauf ändernden Nutzungsbedingungen, dass auch prozessuale und strukturelle Dimensionen für die Erklärung bedeutsam sind. Dazu fließen in die Untersuchung auch ausgewählte Konzepte mit einer diesbezüglichen Perspektive ein (hierzu Abschnitt 2.4). Folglich handelt es sich in diesem Kapitel um theoretisch-analytische Zugänge, nicht um eine geschlossene Theorie, was mitunter den modularen Aufbau in vier Unterkapitel begründet (vergleichbar u. a. mit Schoenberger 2016, 19–32 und Ohlhorst 2009, 39-56).

2.1 Forschungen zu technologiespezifischen Aspekten

Neben energiepolitischem Steuerungshandeln, welches maßgeblich auf Technologieentwicklungen wirken kann, stellen Forschungsarbeiten zunehmend heraus, dass auch Technologiemerkmale bei der Einführung und Etablierung von neuen Technologien eine Rolle spielen können (u. a. Winskel et al. 2014, 111). Zum Beispiel können die Modularität (Trancik

2006, 1 ff.), die Komplexität der Produktarchitektur (Huenteler et al. 2016a, 1195 ff.) sowie Konstruktions- und Fertigungskapazitäten (Schmidt und Huenteler 2016, 8–20) bedeutsam für die Marktdurchdringung einer Technologie sein. Hieraus folgern Huenteler et al. (2016b, 115 f.), entsprechende Merkmale bei einer technologiespezifischen Steuerung zu beachten. Allerdings untersuchen nur wenige, meist neuere Studien die Verbindung zwischen technologischem Wandel und Technologiemerkmalen (u. a. Schmidt et al. 2016, 1975 ff.).

Diese Arbeit legt den Fokus auf den technologiespezifischen Aspekt der Anwendung. Gegenstand der Untersuchung ist die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern im Stromsektor. Demgemäß konzentrieren sich die folgenden theoretischen Erkenntnisse und Ansätze auf dieses technologiespezifische Charakteristikum.

2.1.1 Differenzierung von Technologien nach dem Anwendungsmerkmal

Allgemein definieren Battke und Schmidt (2015, 336) Anwendungen als eine spezielle Form der Wertschaffung für eine bestimmte Nachfrager- oder Anwendungsgruppe. Diese Differenzierung ermöglicht es, Technologien grundsätzlich in drei theoretische Kategorien zu unterteilen: Einzel-, Multi- und Universal-Anwendungstechnologien (Battke und Schmidt 2015, 336 f.).

Einzel-Anwendungstechnologien kommen typischerweise für einen einzigen Zweck (z. B. Spülmaschine oder Kopfhörer) zum Einsatz und besitzen eine klar definierte Benutzergruppe (Gambardella und McGahan 2010, 265 f.). Kennzeichnend für Universal-Anwendungstechnologien (wie beispielsweise Computer oder Halbleiter) ist hingegen, dass sie in einer unbestimmten Anzahl an Anwendungsfällen über viele Sektoren hinweg Verwendung finden (Bresnahan und Trajtenberg 1995, 84). Anhand dieser definitorischen Abgrenzung identifizieren Carlaw und Lipsey (2002, 1307) folgende Gemeinsamkeiten: Universal-Anwendungstechnologien starten i. d. R. mit einer oder einer limitierten Anzahl von Anwendungen. Mit ihrer sektorenübergreifenden Ausbreitung können technologische Komplementaritäten entstehen,[17] welche zu einer weiteren rasanten Technologieentwicklung und Anwendungsausbreitung beitragen. Folglich verläuft die Entwicklung zu einer Multi-Anwendungstechnologie dynamisch und ist von sich verstärkenden Faktoren gekennzeichnet.

Zwischen Einzel- und Universal-Anwendungstechnologien siedeln sich nach den Forschungserkenntnissen von Battke und Schmidt (2015, 336) die Multi-Anwendungstechnologien (u. a.

[17] Technologische Komplementaritäten entstehen, wenn Unternehmen eines Sektors Komponenten oder Teile eines „Systems“ entwickeln oder herstellen, die für eine andere Branche, die sie verwendet, technologisch relevant sind (Goel 2009, 161 f.).

Batteriespeicher und Laser) an. Diese besitzen das maßgebende Differenzierungsmerkmal von diversen wirtschaftlich relevanten Anwendungen, welche sich auf einen oder wenige Sektoren beschränken und dadurch nur bedingt von komplementären Dynamiken profitieren (Battke und Schmidt 2015, 336). Anders ausgedrückt, umfassen Multi-Anwendungstechnologien unterschiedliche Quellen der Wertschöpfung mit andersgearteten Benutzergruppen in wenigen Sektoren.

Prinzipiell ermöglichen die Definitionen eine kontinuierliche Unterteilung von Technologien in jene drei Kategorien und die Einteilung hängt insbesondere vom forschungsspezifischen Abstraktionsniveau ab. Auch können sich über die Zeit Technologien von einer Einzel-, Multi- zu Universal-Anwendungstechnologie entwickeln und andersherum, indem Anwendungen hinzukommen oder Nachfragen entfallen und somit keine spezielle Form der Wertschaffung für eine bestimmte Benutzergruppe mehr existiert (Bekar et al. 2018, 10 f.). Folglich ist die Unterteilung tendenziell nicht sehr trennscharf und stark von der jeweiligen Forschungsarbeit und ihrem Abstraktionsniveau abhängig. Diese Tatsache schränkt die Vergleichbarkeit und Reproduktion von Forschungsergebnissen ein. Dies stellt eine zentrale Schwäche des Differenzierungsmerkmals nach dem Anwendungsspektrum dar.

Zwar unterstreicht Battke (2014, 10), dass nur eine eindeutig bestimmbare Kombination von Nachfragern und Anbietern sowie deren ökonomische Nutzengenerierung über Erlöse oder Kosteneinsparungen ein zielgerechtes Steuerungshandeln oder den Einsatz der Technologie selbst erst ermöglichen. Allerdings fehlt es auch in diesem definitorischen Zusammenhang an Klarheit: Denn eine Anwendung beschreibt mehr eine mögliche Betriebsweise einer Technologie, wohingegen der Nutzen den Einsatz einer Technologie unter Berücksichtigung bestimmter Rahmenbedingungen festlegt. Also ob und in welcher Form sich über Märkte, bilaterale Verträge oder Kostenreduktions- oder Erlöspotentiale ein Nutzen über die jeweilige Betriebsweise generieren lässt. Diese zusätzliche begriffliche Schärfung ermöglicht es, fallspezifische Unterschiede bei der Technologieentwicklung differenzierter zu fassen. Durch den Abgleich zwischen den fallspezifischen Nutzenoptionen mit den theoretisch möglichen Anwendungen lassen sich Einschränkungen in der Anwendbarkeit erfassen und darstellen.

Welche weitere Relevanz weist dieses Differenzierungsmerkmal für die angestrebte Untersuchung auf? Das Anwendungsspektrum kann sowohl beim Einsatz der Technologie selbst als auch bei der Wahl von Steuerungsinstrumenten ausschlaggebend sein. Nutzungsspezifische Steuerungselemente besitzen bei Multi- und Universal-Anwendungstechnologien prinzipiell das Potential, die allgemeine Technologieentwicklung zu beschleunigen. Allerdings

stellt Battke (2014, 173 ff.) heraus, dass bei Universal-Anwendungstechnologien durch die Vielzahl an Anwendungen über diverse Sektoren hinweg eine differenzierte Steuerung nach dem Einsatzfeld aufgrund der unterschiedlichen dynamischen Entwicklungen nur erschwert möglich ist. Hingegen kann bei Multi-Anwendungstechnologien eine Steuerung eher auf Nutzungsebenen abzielen, da Anwendungsfelder bekannt und eingrenzbar sind.

Ein weiterer wichtiger Aspekt, der nicht explizit in den theoretischen Betrachtungen auftaucht, umfasst die Tatsache, dass Multi- und Universal-Anwendungstechnologien auch über ihren Multi-Nutzen, also der Kombination von mindestens zwei Anwendungsfällen (Sauer et al. 2016, 12), Deckungsbeiträge erzielen können. Dies ist insofern bedeutsam, als sich Betreiber gerade zu Beginn einer Technologieeinführung am Markt mit hohen Kosten, u. a. durch noch fehlende Lern- und Skaleneffekte, konfrontiert sehen. Demnach ist es theoretisch möglich, über den Multi-Nutzen Kosten schneller zu amortisieren und auf diese Weise die Verbreitung der Technologie zu beschleunigen. Zu einer ähnlichen Einschätzung, basierend auf empirischen Beobachtungen, kommt der Europäische Rechnungshof: Speicherprojekte mit einem Multi-Einsatz können über mehrere Einnahmequellen finanziert werden, was Investitionsrisiken minimiert (European Court of Auditors 2019, 28). Daher lässt sich auch über diesen Aspekt die Technologieentwicklung durch Steuerungshandeln beeinflussen, indem bestimmte Kombinationsmöglichkeiten entweder ermöglicht oder eingeschränkt werden.

Darüber hinaus bringt aus Sicht der Untersuchungskonzeptionierung der Ansatz der Multi-Anwendungstechnologien praktische Vorteile. Mit Hilfe der eingrenzbaren Anzahl an unterschiedlichen Wertschöpfungs- bzw. Nutzungsumgebungen in einem oder wenigen Sektoren kann jede Anwendung als Nutzungsnische[18] konzipiert werden. Dies erleichtert es, die Diffusionsdynamiken zu bündeln und präzisere Ergebnisse zu erhalten, was bereits Battke (2014, 10) für seine Untersuchung als praktikabel herausstellt.

Im Wesentlichen ergeben sich aus den Ausführungen zwei zentrale Erkenntnisse für die Untersuchung: Durch eine gezielte nutzungsspezifische Steuerung lässt sich technologischer Wandel beschleunigen und das Konzept hilft bei der Bündelung und Abgrenzung von Diffusionsdynamiken. Weitere Erkenntnisse zum Anwendungsmerkmal liefern ausgewählte Forschungsarbeiten, die der nächste Abschnitt im Einzelnen erläutert.

[18] Theoretische Ausführungen s. Teil B Abschnitt 2.3.

2.1.2 Forschungsarbeiten zu Multi-Anwendungstechnologien

Die Einordnung von Technologien nach dem Anwendungsspektrum wurde ursprünglich entwickelt, um Wirtschafts- und Produktivitätswachstum zu erklären (u. a. David 1990, 355-361). Aktuellere Forschungsarbeiten konzentrieren sich hingegen auf die Wirkung des Anwendungsmerkmals sowohl auf betriebs- (u. a. Gambardella und McGahan 2010, 262-271) als auch auf volkswirtschaftlicher (u. a. Lipsey et al. 2006, 440-465) Ebene. Die nachstehenden Ausführungen erörtern drei einschlägige Ansätze, die Batteriespeicher als Multi-Anwendungstechnologien untersuchen und hieraus direkte Rückschlüsse für Steuerungshandeln ziehen.

a) Battke und Schmidt 2015: Kosteneffizienter Einsatz von Steuerungselementen

Basierend auf einem quantitativen Ansatz (techno-ökonomische Modellierung) untersuchen Battke und Schmidt (2015, 334-348) die Wirtschaftlichkeit von Vandium-Redox-Flow-Batterien in fünf verschiedenen Anwendungsbereichen (Arbitrage im Groß- sowie Einzelhandel, Energiemanagement, unterbrechungsfreie Stromversorgung und Frequenzhaltung)[19] auf dem deutschen Strommarkt. Die Fallstudie kommt zu dem Ergebnis, dass sich für keine Einzelanwendung ausreichend hohe Deckungsbeiträge erzielen lassen, allerdings Profitabilitätslücken stark zwischen den Anwendungen variieren. Auf den Ergebnissen aufbauend ziehen die Autoren allgemeine Schlussfolgerungen für eine kosteneffiziente Nachfrage-Pull-Steuerung:[20] Im Gegensatz zu Technologien, welche nur eine Einzelanwendung bedienen (Einzel-Anwendungstechnologien) oder Technologien, welche vielfache und teils nicht differenzierbare Anwendungen erbringen (Universal-Anwendungstechnologien), lassen sich im Falle einer Multi-Anwendungstechnologie dezidiert bestimmte Anwendungen zur Förderung auswählen. Diese Möglichkeit ist besonders bedeutsam, wenn die Rentabilität der zu unterstützenden Technologie stark über die Anwendungen hinweg variiert. Im Falle, dass das Förderinstrument eine direkte oder indirekte Profitabilitätslücke der jeweiligen Anwendung schließt, ergeben sich unterschiedlich hohe Anreizkosten. Demzufolge

[19] Eine detaillierte Erläuterung der Anwendungsfelder findet sich in Teil B Abschnitt 1.2.

[20] Diese Unterteilung geht auf zwei theoretische Konzepte, welche bereits in den 1950er und 1960er Jahren entstanden, zurück (Peters et al. 2012, 1297): Nachfragefördernde Instrumente („Demand-Pull-Concept“) tragen über die Marktentwicklung durch beispielsweise Einspeisetarife oder Anreizprogramme zur Technologieentwicklung bei. Hingegen sind technologiefördernde Instrumente („Technology-Push-Concept“) darauf ausgerichtet, mittels öffentlicher F&E-Finanzierung Unterfinanzierungen in F&E zu mindern.

können Entscheidungsträger die Kosten minimieren, indem sie die betreffende Anwendung mit Blick auf die jeweilige Profitabilitätslücke gezielt unterstützen (vgl. Abbildung 2).

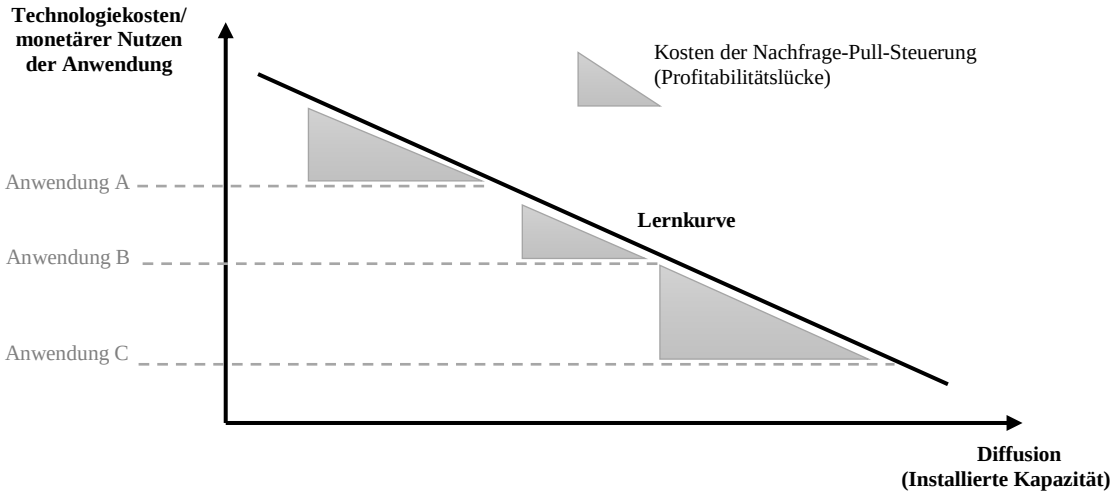

Abbildung 2: Kosten der Nachfrage-Pull-Steuerung bei Multi-Anwendungstechnologien; Quelle: eigene Darstellung nach Battke und Schmidt 2015, 344

Unter der Annahme, dass beispielsweise Anwendung C aus systemischer Perspektive (z. B. Integration von EE) am meisten benötigt wird, können Entscheidungsträger nach Kosteneffizienzaspekten zunächst Anwendung A fördern, welche eine relativ geringe Profitabilitätslücke aufweist. Sobald sich die Kosten der Technologie reduzieren, z. B. durch Skaleneffekte, kann die politische Unterstützung auf Anwendung B und schließlich auf Anwendung C umgestellt werden. Theoretisch hilft diese Verfahrensweise, die potentiellen Fördergesamtkosten pro installierte Einheit zu reduzieren.

An der Untersuchung ist zu kritisieren, dass das Multi-Nutzen-Potential nicht betrachtet wird. Theoretisch erhöht sich die Profitabilität und damit reduzieren sich Förderkosten, wenn Technologien in mehreren Nutzungsbereichen zum Einsatz kommen. Dies wiederum erschwert eine gezielte Förderung auf der Grundlage von Profitabilitätslücken, was faktisch den alleinigen Förderfokus auf dieses Merkmal ausschließt.

Zudem ist die alleinige Ausrichtung auf das Profitabilitätsmerkmal bei Steuerungshandeln zu hinterfragen. Erfahrungsgemäß entscheiden nicht allein finanzielle Anreize, ob sich eine Technologie durchsetzt. Ausschlaggebend sind auch etwa, ob in dem speziellen Nutzungskontext Barrieren bestehen. Beispielsweise hätten allein die gesetzlichen Mindestvergütungen die EE-Marktdurchdringung in Deutschland nicht sichergestellt. Erst die Kombination mit dem

Vorrangprinzip[21] im EEG ermöglichte es, wettbewerbsseitig EE-Technologien bei der Stromerzeugung zu etablieren.

Trotz dieser kritischen Aspekte führt die ausgewählte Studie für diese Arbeit zu der wertvollen Erkenntnis, dass bei Multi-Anwendungstechnologien Steuerungshandeln sich zunächst auf eine spezifische Nutzungsumgebung ausrichten kann. Durch die Fokussierung ließe sich die Diffusionsdynamik auch in anderen Bereichen beschleunigen. Auf der Fallstudienebene dieser Arbeit soll daher nachvollzogen werden, wie und in welcher Form eine nutzungsspezifische Förderung erfolgt und ob sich hierüber eine weitere Verbreitungsdynamik in anderen Nutzungsbereichen einstellt.

b) Schmidt et al. 2016: Zweidimensionale Instrumentenwahl

Um allgemeine politische Handlungsempfehlungen zur Vermeidung von frühzeitigen technologischen Einschlusseffekten für Multi-Anwendungstechnologien abzuleiten, gehen Schmidt et al. (2016, 1965-1983) in ihrer wissenschaftlichen Ausarbeitung „Do deployment policies pick technologies by (not) picking applications?—A simulation of investment decisions in technologies with multiple applications" induktiv vor. Anhand einer Wettbewerbsuntersuchung von vier Batteriespeichertechnologien (Lithium-Ionen, Blei-Säure, Natrium-Schwefel und Vanadium-Redox-Flow-Batterien) werden mittels eines akteursbasierten Modells Investitionsentscheidungen der vier Technologien über ihre Anwendungen hinweg simuliert. Basierend auf dem Ergebnis, dass der Wettbewerb stark über die Anwendungslandschaft variiert (zwischen Anwendungen mit hoher Konkurrenz und Anwendungen mit klar führenden Technologien), kommen die Autoren zu folgenden zwei zentralen Rückschlüssen: Zum einen ist das Risiko von technologischen Einschlusseffekten durch Steuerungshandeln bei einem hohen Grad an Wettbewerb geringer. Zum anderen kann Steuerungshandeln im Falle einer Multi-Anwendungstechnologie nicht nur auf die Technologiedimension abzielen, sondern auch die Anwendungsdimension berücksichtigen (vgl. Abbildung 3). Infolgedessen haben politische Entscheidungsträger durch die zusätzlich existente Anwendungsebene einen theoretisch erweiterten Handlungsspielraum. Es gestattet ihnen, das Level an Technologiediversität zusätzlich zu beeinflussen, indem sie gezielt Anwendungen mit hohem Technologiewettbewerb fördern. Diese Handlungsempfehlung beruht prinzipiell auf den Annahmen, dass

[21] Das Vorrangprinzip legt fest, dass die Netzbetreiber EE-Anlagen unverzüglich vorrangig ans Netz anschließen müssen und den erzeugten Strom unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen haben. Damit sichern der privilegierte Netzanschluss und die privilegierte Abnahme EE-Stromeinspeisung gegen eine Verhinderung oder Verzögerung durch konventionelle Stromeinspeisung ab. (Hazrat 2017, 128 f.)

Technologiediversität positive Effekte auf einen intertechnologischen Wissenstransfer ausüben können, potentiell kombinierte Innovationen[22] ermöglichen und die Entwicklung eines technologischen Lock-In[23] abmindern können.

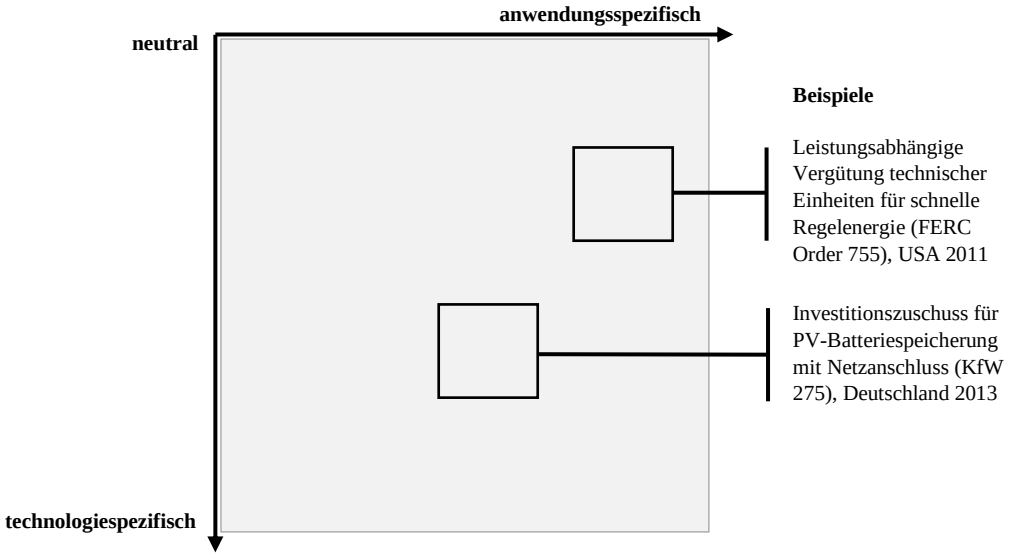

Abbildung 3: Steuerungsdimensionen für Multi-Anwendungstechnologien; Quelle: eigene Darstellung nach Schmidt et al. 2016, 1976

An diesem Konzept ist die hohe Komplexität und Informationstiefe zu kritisieren. Je größer die Anzahl an Maßnahmen, desto höher sind grundsätzlich der Verwaltungsaufwand und die Informationstiefe. Darüber hinaus fehlt bei den Ergebnissen eine fallspezifische Betrachtung, die die Wirkungsweise von neutralen, technologie- oder anwendungsspezifischen Instrumenten und ihrer Kombination erfassen und diskutieren. Beispielsweise lässt sich die vorgeschlagene Dichotomie auf die Grundsätze des EEG nicht nachvollziehen. Das EEG fördert sowohl technologiespezifisch, durch entsprechende Einspeisevergütungen, als auch eher nutzungsspezifisch, mittels der Grundsätze des Einspeise- und Netzvorrangs – also aufgrund einer Kombination aus beiden Prinzipien.

Für die Untersuchung von Relevanz bleibt die Erkenntnis, dass Maßnahmen neutral, technologiespezifisch und/oder nutzungsspezifisch ausgerichtet sein können. Hier formuliert die Studie folgenden Zusammenhang (Schmidt et al. 2016, 1975): Je neutraler eine Maßnahme ausgestaltet ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass Technologien ausgewählt werden, welche kurzfristig die höchste Wettbewerbsfähigkeit aufweisen. Folglich kann eine neutrale Maßnahme auch eine selektive Wirkung entfalten. Vor diesen Erkenntnissen greift diese

[22] Kombinierte Innovationen etablieren nicht nur ein neues Produkt, sondern verbinden mehrere Arten von Innovationen wie Produkt-, Prozess- und Sozialinnovation miteinander.
[23] Teil B Abschnitt 2.4.2 erläutert das Lock-In-Phänomen.

Forschungsarbeit deshalb die Frage auf: Welche neutralen, technologie- und/oder nutzungsspezifischen Entwicklungstendenzen zeigen die Ergebnisse der fallspezifischen Top-down-Analyse[24] auf und welche Rückschlüsse lassen sich hieraus für eine zukünftige Technologieentwicklung ziehen?

c) ESA 2017: Maßnahmen für verbesserte Rahmenbedingungen von Speichern

Aufbauend auf der Veröffentlichung „Charging Ahead: Energy Storage Guide for Policymakers" von Stanfield et al. (2017, 1-59), die verschiedene Informationen zum Markteintritt von Speichern im Stromsektor der USA bündelt, legte die Energy Storage Association den Bericht „State Policies to Fully Charge Advanced Energy Storage" vor (ESA 2017, 1-6). Dieser enthält zahlreiche Maßnahmen für energiepolitisches Steuerungshandeln, um Barrieren für Batteriespeicher im Stromsektor zu beseitigen und die Technologieentwicklung zu beschleunigen. Der Bericht identifiziert dabei drei grundlegende Ansatzpunkte:

- Nutzenseitig: Erhöhung von Erlösen oder Minimierung von Kosten
- Barriereseitig: Abbau von Hemmnissen beim Zugang zu Anwendungsfeldern
- Wettbewerbsseitig: Berücksichtigung neuer Technologien in Planungsprozessen

Anhand dieser drei übergeordneten Ansätze, so argumentieren die Verfasser des Berichtes, lässt sich der Stromsektor mit seinen existenten Strukturen, welche sich vor dem Bestehen von Batteriespeichern entwickelten, erweitern. Denn Regelungen, die an bestehende Versorgungsstrukturen geknüpft sind, so die Begründung, schließen bisweilen Speicher als Nutzungsoption aus.

Zwar erscheinen die drei Kategorien nicht sehr trennscharf, weil alle drei Ansätze nutzenseitige Barrieren adressieren. Allerdings liefert der Ansatz von Stanfield et al. eine zentrale Erweiterung gegenüber den ersten beiden Forschungsarbeiten, indem sie Steuerungshandeln nicht vornehmlich auf die Bereitstellung finanzieller Anreize beschränken, sondern den Fokus auf existente Strukturen und Regelungen erweitern, die eine Technologiediffusion in bestimmten Nutzungsumfeldern be- oder gar verhindern können. Dies trifft gerade auf historisch gewachsene Stromversorgungssysteme zu: Beispielsweise sind im Stromsektor Erbringungs- und Teilnahmebedingungen für u. a. Systemdienstleistungen historisch auf konventionelle Erzeuger ausgerichtet, demgemäß nutzungsspezifisch auf bestimmte Technologien zugeschnitten. Ohne einen entsprechenden Barriereabbau kämen dann selbst bei vergleichbarer Rentabilität neue Technologien nicht zum Einsatz.

[24] Hierzu ausführlich Teil B Abschnitt 3.1.3.

2.1.3 Schlussfolgerungen

Aus den Ausführungen lässt sich schließen, dass das Anwendungsmerkmal eine bestimmende Dimension bei der Diffusion von Technologie spielen kann. Gerade bei Multi-Anwendungstechnologien ergibt sich hierüber eine hypothetisch erweiterte Steuerungsfreiheit: Zum einen aus theoretischer Perspektive ließen sich Förderstrategien kosteneffizienter umsetzen. Zum anderen wäre eine differenzierte Lenkung nach technologie- und/oder nutzungsspezifischen Aspekten möglich. Mittels der Differenzierung könnte der Gesetz- oder Verordnungsgeber gezielter Barrieren abbauen, Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen „Marktteilnehmern" verbessern oder diese direkt auf neue Technologien ausrichten. Damit zeigt bereits dieser Abschnitt auf, dass häufig finanzielle Anreizinstrumente allein nicht hinreichend sind, um neue Technologien in existierende Versorgungsstrukturen einzuführen. Vielmehr besteht auch die Herausforderung existierende Nutzungsgefüge an neue Teilnehmer anzupassen oder daran auszurichten.

Allerdings lassen die ausgewählten Forschungsarbeiten zu anwendungsspezifischen Aspekten offen, auf welcher Grundlage, mit welcher Strategie und mit welchen Instrumenten energiepolitisches Steuerungshandeln erfolgen könnte. Mit diesen weiteren, für die Forschungsarbeit zentralen Aspekten, setzt sich der folgende Abschnitt auseinander.

2.2 Forschungen zu instrumentellen Aspekten

Um die Rolle von Steuerungshandeln und dessen Wirkung bei technologischer Entwicklung zu erfassen, bedarf es einer strukturierten Annäherung. Daher betrachtet der erste Abschnitt 2.2.1 zunächst die Hintergründe und die Legitimation energiepolitischen Steuerungshandelns. Anschließend erörtert der Abschnitt 2.2.2, welche Steuerungsarten existieren und welche grundsätzliche Ausrichtung, Zusammenspiel und Wirkung diese bei technologischen Wandlungsprozessen einnehmen können. Folglich fokussiert sich dieser Teilabschnitt auf den im empirischen Teil der Forschung angewandten Top-down-Analyseansatz.[25]

2.2.1 Theoretische Legitimation von Steuerung bei technologischem Wandel

Laut unterschiedlichen wirtschaftswissenschaftlichen Theorien sind in allen Stadien technologischen Wandels existente Marktmechanismen oder Rahmenbedingungen nicht hinreichend, um gezielt neue Technologien zu entwickeln oder zu verbreiten (u. a. Dechezleprêtre und Popp 2017, 173-176). In diesem Zusammenhang etablierten sich normative

[25] Dazu Teil B Abschnitt 3.1.3.

Erklärungsansätze des Markt-, Systems- oder Regierungsversagens, aus welchen unterschiedliche staatliche Rollen und Handlungsansätze resultieren (Schmidt 2015, 7-13).

Ein weitverbreiteter neoklassischer Begründungsansatz für staatliche Eingriffe in den Markt liegt in der Annahme, dass der an sich wünschenswerte technologische Wandel aufgrund verschiedener Formen von Marktversagen nicht hinreichend stimuliert wird. Hinter dem Konzept des Marktversagens steckt die neoklassische Vorstellung des Preismechanismus, welcher knappe Ressourcen einerseits und unendliche individuelle Bedürfnisse andererseits miteinander in einen Ausgleich bringt und in der Folge zur Wohlfahrtsmaximierung der Gesellschaft führt (Krüger 2008, 151). Seit Adam Smith mit seinem ökonomischen Hauptwerk „An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations" von 1776 besteht die Annahme, dass das selbstbezogene Handeln individueller Akteure einen gesamtgesellschaftlichen optimalen Zustand erzeugt (Koesters 1982, 17 f.). Vertreter der Neoklassik leiten hieraus, anders als die klassischen Ökonomen, das Postulat der subjektiven Werttheorie ab. Diesem zufolge ergibt sich der Preis über die individuellen Präferenzen (Heisterhagen 2017, 176). Ein Eingriff in persönliche Präferenzen ist nur dann legitim, wenn der Preismechanismus nicht zu einer pareto-effizienten Allokation[26] der Ressourcen führt. Um dennoch auftretende u. a. ökologische und soziale Fehlentwicklungen in die Gleichgewichtsmodelle zu integrieren, entwickelten neoklassische Ökonomen eine Reihe von Faktoren, die Formen des Marktversagens beschreibbar und damit in ihre Modelle internalisierbar machen sollen (Rogall 2013, 132 f.).

Im Energiebereich ist die am häufigsten angeführte Ursache von Marktversagen die der negativen externen Effekte[27] der konventionellen Energieerzeugung: Preise konventioneller Energieträger bilden ökologische und soziale Kosten nur unzureichend ab, welche beispielsweise durch Kohlendioxidemissionen bei der Verbrennung entstehen. Allerdings auch in Ländern, welche mittels Verschmutzungspreisen wie Steuern oder Emissionshandelssystemen versuchen, den Markt zu korrigieren, bleibt das Preissignal aufgrund von monetären

[26] Als Pareto-Effizienz wird die Situation beschrieben, in der keine Person oder kein Personenkreis besser gestellt wird, alle Tauschvorteile ausgeschöpft sind und keine vorteilhaften Tauschgeschäfte mehr gemacht werden können (Varian 2016, 670).

[27] Historisch geht das Konzept der Externalitäten auf die Arbeit des britischen Ökonomen Arthur Pigou zurück und beschreibt allgemein die Übertragung von Kosten und Nutzen ohne monetäre Gegenleistung auf Dritte (Rogall 2008, 55).

Bewertungsproblemen[28] meist zu niedrig, um u. a. ein hinreichendes Niveau an Techniksubstitution zu stimulieren (u. a. Gillingham und Sweeney 2010, 73). Solange diese negativen externen Effekte bestehen bleiben, sind fossile Technologien aufgrund ihres komparativen Kostenvorteils im Vergleich zu Umwelttechnologien nach wie vor wettbewerbsfähig und führen zu sozial-ökologischen Fehlallokationen (Jaffe et al. 2005, 165 f.).

Selbst wenn Preissignale für Energiegüter und -dienstleistungen entsprechend ihrer Externalität korrigiert werden könnten, reicht häufig das Innovationsniveau von privaten Unternehmen nicht aus, um eine hinreichende Technologieentwicklung zu forcieren. Das neoklassische Marktversagen, welches hier angeführt wird, beschreibt den öffentlichen Gutcharakter von Wissen (Groba und Breitschopf 2013, 10). Laut Löschel und Schenker (2017, 147) ist neues Wissen in sechs Lernprozessen generierbar: learning-by-doing, learning-by-using, learning from advances in science and technology, learning from inter-industry spillovers, learning-by-interacting und learning-by-searching. Wissenschaftliche Ausarbeitungen fokussieren sich insbesondere auf Wissens-Spillover-Effekte bei den Lernprozessen learning-by-doing,[29] learning-by-using[30] und learning-by-searching (u. a. Lehmann et al. 2014, 60 f.; Gross et al. 2012, 18-21; Gillingham und Sweeney 2010, 74 f.). Gemäß quantitativen Abschätzungen[31] stellen diese Effekte signifikante Barrieren für private Unternehmen dar, neue Technologien nicht auf den Markt zu bringen oder überhaupt erst zu entwickeln. Hieraus leiten u. a. die oben angeführten Studien die Forderung ab, dass in Abhängigkeit von dem jeweils festgestellten Wissens-Spillover-Effekts differenzierte politische Maßnahmen ergriffen werden müssen, um ein optimales gesellschaftliches Niveau an Wissensentwicklung zu bewirken.

Weitere Marktversagen, welche traditionelle neoklassische Konzepte anführen, sind unvollkommener Wettbewerb in Form von existenten Monopolen oder Kartellen und Informationsasymmetrien zwischen verschiedenen Akteuren. Im Falle von unvollkommenen

[28] Die Quantifizierung (auch Monetarisierung genannt) ist stark methoden-, orts- sowie situationsabhängig und bedarf zahlreicher ungesicherter Annahmen (u. a. Rogall 2013, 133 f.). Aufgrund dieser Erfassungsprobleme und deren Implikationen (stark divergierende Umweltschutzkosten führen zu enorm divergenten Umweltschutzdynamiken) sind alleinige monetäre Internalisierungsstrategien zur notwendigen Systemtransformation nicht hinreichend.

[29] Learning-by-doing bezieht sich auf Erfahrungen, die innerhalb des Produktionsprozesses gemacht werden und somit helfen, die durchschnittlichen Kosten pro Einheit zu reduzieren.

[30] Learning-by-using sind Wissenszuwächse, die durch die Verwendung des Produkts generiert werden. Durch Rückkopplungsschleifen können Designänderungen, die zur Verbesserung des Produkts führen, erzielt werden, oder die längere Verwendung eines Produkts führt zu Nutzungsproduktivitäten.

[31] Gemäß Dechezleprêtre und Popp (2017, 173) stellen Wohlfahrtsökonomen, welche F&E Renditen untersuchen, fest, dass es einen großen Unterschied bei Wissens-Spillover-Effekten gibt: Soziale Grenzrenditen liegen zwischen 30 und 50 %, die privaten Grenzrenditen hingegen nur zwischen 7 und 15 %.

Wettbewerbssituationen wird durch Preisabsprachen oder monopolistischen Preisbildungen eine bessere Allokation der Güter verhindert (u. a. Rogall 2013, 198 f.). Gerade in entwickelten Stromsektoren treten sowohl aufgrund ehemaliger Gebietsmonopole als auch durch natürliche Monopole im Netzbereich unvollkommene Märkte auf. Damit bleibt selbst bei fortschreitender Liberalisierung im Stromsektor staatlichen Kontrolle notwendig, um unternehmerischen Marktmissbrauch u. a. im Netzbereich zu verhindern (Jordan-Korte 2011, 29).

Im Gegensatz zum neoklassischen Gleichgewichtsmodell begründen evolutionsökonomische Wissenschaftler[32] staatliche Interventionen durch eine evolutionäre Nichtgleichgewichts-ökonomie.[33] Dabei ersetzen oder ergänzen sie das Erklärungsmuster des Marktversagens durch ein Systemversagen. Staatliche Interventionen begründen sich dann aus folgender Annahme: „[I]nnovation processes are social learning processes that take place in a context of networks and institutions [...]. [T]his implies that public intervention is legitimate and needed if the complex interactions that take place among the different organisations and institutions involved in innovation do not function effectively" (Coenen et al. 2017, 603). Folglich bedarf es staatlicher Eingriffe, nicht nur am Markt, sondern auch bei den Organisationen, Institutionen und Strukturen, welche den Markt einbetten. Dieser Gesichtspunkt stellt eine zentrale Erweiterung für die Analysen von technologischem Wandel dar. Gerade im Energiesektor bilden existente Markt-, Infra- oder Nutzungsstrukturen entscheidende Barrieren, weshalb technische Neuerungen nicht diffundieren können (u. a. IRENA 2013, 6). Konventionelle Energieerzeugungstechnologien mit ihren dazugehörigen Organisationen und Infrastrukturen sind durch ihr langes Bestehen tief in formale und informelle Institutionen im Energiesektor eingebettet. In Deutschland beispielsweise richteten sich Netzinfrastruktur und -betrieb an zentralen Stromerzeugungsstrukturen mit konventionellen Kraftwerken an Lastzentren aus (Richter et al. 2019, 12 ff.). Diese Pfadabhängigkeiten[34] (path-dependency) können zu

[32] Die Evolutionsökonomie befasst sich im Kern mit wirtschaftlichem Wandel und erklärt diesen in seinen Ursachen und strukturellen Konsequenzen endogen, das heißt aus der Logik des Wirtschaftsprozesses (u. a. Innovationen, Strukturwandel, technologischer Wandel, institutioneller Wandel, Wirtschaftswachstum oder allgemein die wirtschaftliche Entwicklung) selbst (Dopfer 2012, 225–228). Allerdings gibt es große Unterschiede zwischen den einzelnen evolutionsökonomischen Ansätzen.

[33] Die ökonomische Gleichgewichts- und Nicht-Gleichgewichtstheorie stammt aus dem Werk von Adam Smith „The Wealth of Nations" / „Wohlstand der Nationen" (1776), woraus sich zum einen die neoklassische Ökonomie entwickelt hat und zum anderen differenzierte und heterodoxe Wirtschaftstheorien (beispielsweise Postkeynesianismus oder Institutionsökonomik) (Schmidt 2015, 8).

[34] Erläuterung s. Teil B Abschnitt 2.4.2.

Einschlusseffekten[35] (lock-in) (u. a. Suck 2008, 39; Foxon und Pearson 2008, 149 f.) führen, welche neue Technologien daran hindern zu diffundieren.

Instrumente, welche systemisch-infrastrukturelle Rahmenbedingungen ändern oder adressieren, sind beispielsweise (Kivimaa und Kern 2016, 209): Strukturreformen in Rechtsvorschriften (so der Liberalisierungsprozess des deutschen Stromsektors), Subventionsabbau für etablierte Technologien oder Bildung neuer Organisationen und Netzwerke, aber auch nutzenseitige Reformen (so der EE-Einspeisevorrang).

An beiden Ansätzen kritisiert Schmidt (2015, 4-7), dass sowohl beim Markt- als auch beim Systemversagen implizit die Vorstellung besteht, dass es einen gesellschaftlich optimalen Bezugspunkt gibt, an dem Steuerungshandeln ausgerichtet sein sollten. Laut Schmidt kann niemand objektiv oder wissenschaftlich exakt den optimalen Bezugspunkt von technologischem Wandel bestimmen: Weder kann in einer dynamischen Wirtschaftswelt ein statischer Gleichgewichtszustand erreicht werden, noch lässt sich beim Systemversagen ein optimales Niveau an technologischem Wandel definieren. Folglich können diese Theorien mit ihren normativen Hintergrundannahmen keine objektiv spezifischen, politischen Maßnahmen empfehlen oder rechtfertigen (Schmidt 2015, 15). Vielmehr ist es laut Schmidt (2015, 13-16) erforderlich, (energie-)politisches Handeln aus vorhandenem Wissen und Erfahrungen aus anderen Handlungssituationen in der Vergangenheit kontext-, zeit- und regionsspezifisch zu konzipieren und nicht lediglich auf Grundlage eines normativen Postulats zu entwickeln.

Was leitet sich aus diesen grundlegenden Ausführungen für diese Untersuchung ab? Bei technologischem Wandel kann es sowohl zu Markt- als auch Systemversagen kommen. Beide Theorien liefern Begründungsansätze für ein nicht hinreichendes Niveau an technologischem Wandel. Allerdings reichen beide theoretischen Konzepte, wie auch andere nicht aus, um staatliche Einflussnahmen in einem hochdynamischen sozioökonomischen Umfeld auf eine optimale Wirkung hin zu konzipieren. Vielmehr sollte Politikgestaltung eine zukunftsgewandte, kontextuelle, zeitliche und regionale Perspektive einnehmen, um Ordnungsgefüge neu auszurichten. Aus diesem Grund ist die nachfolgende Untersuchung ex-post aufgebaut und berücksichtigt bewusst kontext-, zeit- sowie regionsspezifische Aspekte.

2.2.2 Typen, Zusammenspiel und Wirkung von Instrumenten

Der vorherige Abschnitt betrachtet ausgewählte Erklärungsansätze für Steuerungshandeln bei technologischem Wandel. Auf diesen Erkenntnissen aufbauend erörtern, vor verschiedenen

[35] Erläuterung s. Teil B Abschnitt 2.4.2.

theoretischen Gesichtspunkten aus, die folgenden Passagen Arten von Politikinstrumenten sowie deren Ausrichtung, Interaktion und Wirkung. Das Ziel dieser Erörterung besteht darin, die Instrumentenvielfalt für die Untersuchung systematisch auf den Untersuchungsgegenstand hin zu bündeln und analytisch zu schärfen. Hingewiesen sei an dieser Stelle darauf, dass die Zusammenstellung angesichts der Komplexität und Detailliertheit von Theorien zu Steuerungsinstrumenten keinen Anspruch auf Vollständigkeit oder erschöpfende Betrachtungstiefe erhebt.

a) Typen von Instrumenten

Um politisch gesetzte Ziele zu verwirklichen, wie beispielsweise eine vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung, gibt es eine Fülle von Steuerungsinstrumenten, mit denen der Gesetzgeber eine notwendige Technologieentwicklung beeinflussen kann. Diese Tatsache begründet sich bereits aus den Ausführungen des vorherigen Abschnitts: Wenn bei technologischem Wandel multiple Hemmnisfaktoren existieren, müssen Steuerungsinstrumente zu dessen Lenkung auch unterschiedlich ausgestaltet sein. Ohne aktives Steuerungshandeln über den Einsatz von Instrumenten sind demnach „politische definierte Probleme und politische Zielerreichung nicht möglich“ (Braun und Giraud 2014, 179).

Bei der Gewichtung und Ausgestaltung von unterschiedlichen Instrumenten, die die staatliche Grundaufgabe einer Distributions- oder Ordnungsfunktion übernehmen (Braun und Giraud 2014, 179), spielen nach Einschätzung von u. a. Grubb (2004, 110) grundlegende Wirtschaftstheorien einzelner Länder und demnach volkswirtschaftliche Ausrichtungen im Hinblick auf die Rolle des Staates sowie des Marktes ebenfalls eine zentrale Rolle, also inwiefern Staat oder Markt auf Entwicklungen hinwirken sollen. Braun und Giraud (2014, 180) sehen aus dem historischen Kontext heraus drei grundlegende Wechsel in dem Selbstverständnis politischen Handelns: von einem Interventionistischen zu einerseits einem (Neo-)Liberalen und andererseits einem Kooperativen[36]. Demnach begründet sich der Mix an Politikinstrumenten sowohl historisch als auch von den jeweils geltenden politischen Rollenvorstellungen. Daraus leitet sich die Notwendigkeit in der Fallstudie selbst ab, Ziele und übergreifende Reglungsrichtungen zu skizzieren, um Inhalte und Wirkungsweisen von Instrumenten zu kontextualisieren. Beispielsweise vollzog sich seit den 1990er Jahren gerade im Stromsektor eine umfangreiche Privatisierung und Liberalisierung, welche Strukturen und damit Akteurszusammensetzungen neu ordnete und darauf abzielte, über mehr Marktgeschehen eine effizientere Stromversorgung zu erreichen.

[36] Zu den drei Ausrichtungen s. detailliert Braun und Giraud (2014, 179 ff.).

Um Typen von Instrumenten zu unterscheiden, haben sich in der Wissenschaft unterschiedliche Herangehensweisen und Differenzierungsarten etabliert (u. a. Hoffmann-Riem 2016, 39-47; Mitchell et al. 2011, 884-916). Beispielsweise unterscheidet die Finanzwirtschaft häufig zwischen fiskalischen und nicht fiskalischen Instrumenten (Seeliger 2018, 33), die Rechtswissenschaft zwischen ordnungsrechtlichen, ökonomischen und konsensuellen Instrumenten (Lübbe-Wolf 2001, 481) und die Wirtschaftswissenschaft zwischen direkt wirkenden (Ge- und Verbote, die unmittelbar in das Akteursverhalten eingreifen wie das Planungs- und Ordnungsrecht), indirekt wirkenden (Anreize und Informationen zur Verhaltensänderung) und ökonomischen (direkte oder indirekte Verhaltenssteuerung durch wirtschaftliche und finanzielle Anreizmechanismen) Instrumenten (u. a. Michaelis 2013, 25-32; Rogall 2012, 320–363).

Ausschlaggebend für ein gewähltes Abgrenzungsschema ist dabei der jeweils gewählte Untersuchungsgegenstand. In der vorliegenden Arbeit liegt dieser in der Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern zur Flexibilisierung des deutschen Stromsektors. Demnach steht das Nutzungsmerkmal im analytischen Mittelpunkt. Wie aus dem vorherigen Abschnitt 2.1 hervorgeht, bedarf es für eine diesbezügliche Technologieentwicklung verschiedener Instrumente mit unterschiedlicher Ausrichtung. Vereinfacht heruntergebrochen können diese grob darauf ausgerichtet sein, neutral, technologie- oder nutzungsspezifisch Barrieren abzubauen oder Ausgangsbedingungen zu verbessern. Die unten stehende Matrix (Tabelle 3) greift diese Grundausrichtung auf und kombiniert sie exemplarisch mit der Instrumentenkategorie von Michaelis (2013, 25-32) und Rogall (2012, 320-364). Da sich viele Instrumente mehreren Kategorien zuordnen lassen, zeigt die Matrix eine Simplifizierung und der Vorsatz „primär“ soll diese Vereinfachung kenntlich machen (vergleichbar mit Rogge und Reichardt 2016, 1623 f.).

Tabelle 3 führt Instrumentenbeispiele in neun möglichen Kategorie-Ausrichtung-Kombinationen auf, welche für stationäre Batteriespeicher im Stromsektor Diffusionsbedingungen verbessern könnten. Diese beispielhafte Darstellung verdeutlicht für die Untersuchung dabei drei zentrale Punkte:

Erstens zielen Instrumente mit einer technologiespezifischen Ausrichtung insbesondere darauf ab, Rahmenbedingungen für das Betreiben von Speicheranlagen zu verbessern. Hingegen liegt der Schwerpunkt bei Instrumenten mit einer nutzungsspezifischen Ausrichtung auf einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom. Indes verfolgen neutrale Instrumente das Ziel, allgemeine und übergreifende transformatorische Bedingungen

festzulegen. Damit verdeutlicht die idealtypische Ausrichtung in Tabelle 3, dass weder neutrale Instrumente noch der alleinige Einsatz von technologie- oder nutzungsspezifischen Instrumenten hinreichend ist, Technologieentwicklung in Bereichen zu forcieren, in denen es bereits existente Strukturen und Regelungen gibt. Vielmehr bedarf es komplementärer Instrumente,[37] welche unterschiedliche Barrieren abbauen oder Wettbewerbsbedingungen verbessern.

	Primärausrichtung		
Primärkategorie	Technologiespezifisch	Nutzungsspezifisch	Neutral
Direkt wirkende (harte) Instrumente	Legaldefinition, Netzanschluss, Entflechtungsvorschriften	Änderung des Marktdesigns, Normierung des Eigenverbrauchs	Rechtsverbindliche Emissionsminderungsziele
Ökonomische Instrumente	Staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen beim Strombezug des Batteriespeichers	Variable Enderbrauchertarife, dynamische staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen	Emissionshandel, Clean Development Mechanismus
Indirekt wirkende (weiche) Instrumente	Technische Anschlussbedingungen	Informationsbereitstellung über u. a. Energieagenturen zu Anwendungsmöglichkeiten, Verbändevereinbarungen	Strategien zur Emissionsminderungen

Tabelle 3: Instrumententypologie mit Beispielen; Quelle: eigene Darstellung nach Rogge und Reichardt 2016, 1624; IRENA 2013, 11-16; IRENA 2012, 7-11;Groba und Breitschopf 2013, 19; Mitchell et al. 2011, 889-906

Zweitens zeigen die Beispiele der Matrix, dass einerseits technologiespezifische und andererseits insbesondere nutzungsspezifische Instrumente eine neutrale oder favorisierende Ausrichtung haben können. Beispielsweise lässt sich über energiepolitisches Steuerungshandeln Barrieren im Nutzungsgefüge (so z. B. Verkleinerung von Losgrößen oder die Möglichkeit der Aggregation) abbauen oder gleich Nutzungsbedingungen auf neue Technologien ausrichten (so z. B. Forderung nach Schnelligkeit oder Emissionswerten). Dabei können auch Fördergesetze so konzipiert sein, dass diese einerseits Profitabilitätslücken schließen und andererseits weitere technische- und nutzungsspezifische Hemmnisse adressieren. Geht ein Gesetz, wie im EEG[38], auf mehrere Aspekte ein, lässt sich dies als kombinierter oder integrierender Ansatz definieren.

[37] Komplementäre Instrumente sind zum einen Instrumente, welche Innovationen stützen und zum anderen Instrumente, welche hemmende Strukturen abbauen (SRU 2017, 130).

[38] Integrale Bestandteile des EEG sind einerseits eine technologiespezifische Einspeisevergütung und andererseits ein technologieunabhängiger festgelegter Einspeisevorrang (Netzzugang) sowie ein garantierter Netzanschluss (u. a. Ohms 2014, 105). Die ersten beiden Bestandteile adressieren unzureichende Bedingungen auf der Nutzungsseite, hingegen der privilegierte Netzanschluss Unzugänglichkeiten auf der Betriebsseite abbaut und verbessert.

Der dritte Punkt, auf den die Matrix verweist, ist die Vielzahl an möglichen Instrumenten. Damit diese nicht eine entgegengesetzte Wirkung entfalten und sich in ihrer Wirkung aufheben, bedarf es einer Harmonisierung. Eine Änderung im EE-Ausgleichssystem, von einer EE-Quote zu einer börslichen Vermarktung (also einer Integration über den Markt), führt beispielsweise bei unverändertem konventionellen Erzeugungsbedingungen nicht zum Anreiz von mehr Flexibilität.[39] Mit sowohl dieser letzten Erkenntnis als auch dem Konzept von neutraler Steuerung setzen sich die nachstehenden Abschnitte vertiefend auseinander.

b) Neutrale Steuerung

Ein vielfach diskutierter Aspekt bei der Wahl und Ausrichtung eines Instrumentes zur Förderung und Gestaltung von technologischen Wandlungsprozessen ist dessen neutrale oder spezifische Ausgestaltung. Ein neutrales Instrument soll Wandel unter konkurrierenden Technologien ermöglichen, ohne eine spezielle Technologie zu favorisieren (Schmidt et al. 2016, 1969). Hierunter fallen Internalisierungsinstrumente wie z. B. Emissionssteuern, Handelssysteme oder generische Subventionen von Forschung und Entwicklung. Im Gegensatz dazu fördern spezifische Instrumente ausgewählte Bereiche, Sektoren oder sogar spezielle Projekte (beispielsweise technologiespezifische Einspeisetarife oder spezifische Projektzuschüsse) (Lehmann et al. 2014, 60 f.).

Gerade spezifisch ausgerichtete Instrumente sehen sich zunehmender Kritik ausgesetzt. Eine Reihe von Studien ziehen den Schluss, dass der Einsatz von spezifisch ausgestalteten Instrumenten die Technologiediffusion vergleichsweise kostspielig macht (u. a. Jägemann 2014, 237; Frontier Economics 2014, 1). Die daraus resultierenden wissenschaftlichen Empfehlungen, von spezifischen auf neutrale Ansätze umzustellen, um die Kosteneffizienz[40] bei technologischen Wandlungsprozessen zu erhöhen, fanden sowohl auf der supranationalen als auch auf der nationalen Ebene Eingang in politische Leitlinien (u. a. SVR 2016, 431-458; Europäische Kommission 2014, 10 f.).

[39] Hierzu ausführlich Teil C Abschnitt 3.

[40] In der existenten theoretischen als auch empirischen Literatur (u. a. Rogall 2015, 483 und IRENA 2012, 11–19) stehen für eine komparative Instrumentenanalyse eine Fülle an Bewertungskriterien zur Verfügung. Die in dem Kontext vielfach genannten und angewandten Kriterien sind die ökologische Effektivität und die ökonomische Effizienz. Bei der Analyse der ökologischen Effektivität bzw. Konformität wird bewertet, inwieweit das spezifische Instrument zur politischen Zielerreichung beigetragen hat. Unter ökonomischer Effizienz wird hingegen zum einen geprüft, ob die gesetzten Ziele mit größtem volkswirtschaftlichem Nutzen bzw. geringsten Kosten erreicht wurde (statische Effizienz) oder ein fortlaufender technologischer Fortschritt initialisiert wird (dynamische Effizienz).

Kritiker von neutralen Ansätzen (u. a. Azar und Sandén 2011, 138 f.) verweisen jedoch darauf, dass es durch den alleinigen Einsatz von neutralen Instrumenten zu Einschlusseffekten der kurzfristig kostengünstigsten Technologie kommen kann. Dies kommt insbesondere vor, wenn der Wettbewerb unter verschiedenen Technologien gering ist. Andres formuliert, kehrt der ausschließliche Einsatz neutraler Instrumente Steuerungshandeln um und führt zu einer indirekten Technologieauswahl.

Diese theoretische Kritik lässt sich nach den Darlegungen von u. a. Schmidt et al. (2016, 1969) auch empirisch beobachten: In den USA sind Renewable Portfolio Standards (RPS) weitverbreitet, um EE im Stromsektor zu etablieren (Durkay 2017). Aufgrund der Tatsache, dass RPS in der Regel nicht zwischen verschiedenen EE-Technologien unterscheiden, führte diese Maßnahme dazu, dass der EE-Leistungszubau zwischen 1998 und 2009 zu 94 % aus Windanlagen bestand, der günstigsten EE Technologie in diesem Zeitraum (Wiser et al. 2010, 5). Hingegen führte das deutsche Einspeisegesetz (EEG), welches spezifische Technologien fördert, im gleichen Zeitraum (1998-2009) zu einem vielfältigeren Leistungsportfolio an EE-Technologien: Wind 56 %, PV 23 % und rund 10 % Biomasse (BMWi 2016a, 12).

Daher erweiterten bereits 2011 Azar und Sandén (2011, 137) die Debatte. Sie argumentierten, dass die Dichotomie zwischen neutralen und spezifischen Ansätzen nicht wirklich evident ist und vielmehr ein Instrument auf jeder technologischen Hierarchieebene spezifisch oder neutral sein kann (vgl. Abbildung 4).

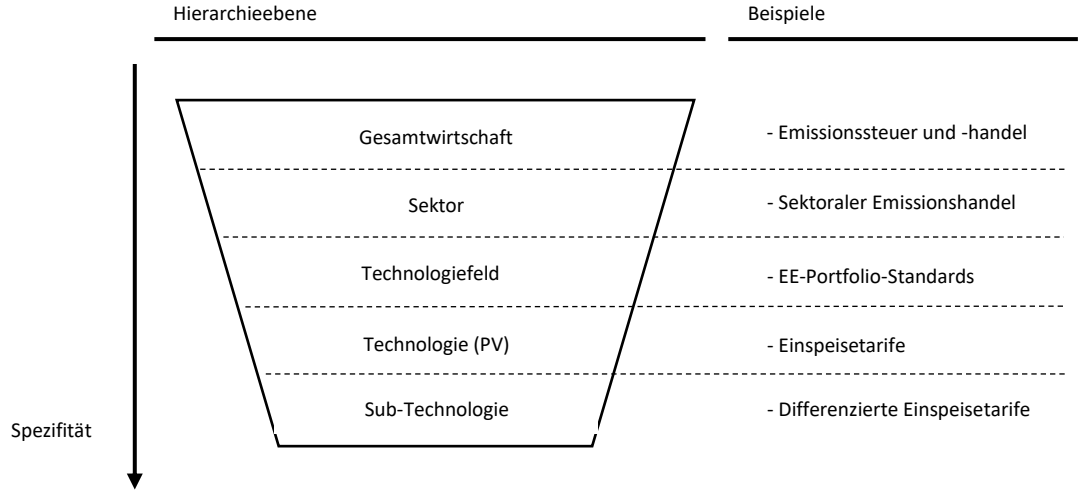

Abbildung 4: Technologiespezifische und technologieneutrale Instrumente abhängig von der Hierarchieebene; Quelle: eigene Darstellung nach Schmidt et al. 2016, 1970; Wiser et al. 2010, 100

Folglich sollten politische Entscheidungsträger, um Einschlusseffekte zu vermeiden, nicht zwischen neutralen und spezifischen Ansätzen wählen. Indes haben sie die Möglichkeit abzuwägen, auf welcher Hierarchieebene das gewählte Instrument greifen soll und welche

Wettbewerbssituation dort vorherrscht. Allerdings lassen die Autoren offen, wann und zu welchem Zeitpunkt auf eine höhere Ebene abzuzielen ist. Ohne gezielte und angemessene Steuerung entwickeln sich beispielsweise i. d. R. innovative und klimafreundliche Technologien nicht oder nicht hinreichend schnell und stehen damit, wenn überhaupt, dem im Wettbewerb stehenden Technologien nachteilig gegenüber (SRU 2017, 130).

Darüber hinaus kommen theoretische (u. a. Lehmann und Patrik 2016, 22; Vogt-Schilb und Hallegatte 2014, 650 ff.) sowie empirische (u. a. Polzin et al. 2015, 98-110; Rogge et al. 2011, 21 f.) Untersuchungen zu dem Schluss, dass es sich als notwendig herausstellt, komplementäre Instrumente zu verwenden, um frühzeitige technologische Einschlusseffekte zu vermeiden und technologische Entwicklungen auszulösen.

Aufgrund der hier skizzierten Debatte und den Erkenntnissen der vorherigen Abschnitte erscheint es sinnvoll, den Fokus in dieser Untersuchung zu ändern und zu fragen: Inwiefern sind Nutzungsbedingungen technologiespezifisch auf konventionelle Erzeugungsstrukturen ausgerichtet? Welche technologieoffenen Verschiebungen oder gar Abkehr in Richtung neuer Technologien zeichnet sich im Analyseverlauf ab? Welchen Einfluss hat dies auf die Anwendbarkeit von Batteriespeichern im Stromsektor?

c) Zusammenspiel und Wirkung von Instrumenten

In Anbetracht von existentem multiplen Markt- wie Systemversagen und ökologischen Transformationszwängen (dazu vorherige Abschnitte), kombiniert mit der Erkenntnis, dass realpolitisches Handeln eine Vielzahl von Instrumenten aus verschiedenen Politikbereichen beinhaltet, werden Instrumente zunehmend nicht mehr isoliert untersucht, sondern vielmehr Policy-Mix-Analysen[41] durchgeführt (u. a. Ossenbrink et al. 2018, 4-14; Reichardt 2016, 27-56). Dabei verstehen viele Studien implizit oder explizit unter Policy-Mix eine Kombination aus verschiedenen Instrumenten, die auf ähnliche Problemfelder abzielen (u. a. Borrás und Edquist 2013, 1513–1522). Allerdings führen Rogge und Reichardt (2016, 1621) an, dass ein Policy-Mix mehr beinhaltet als eine Kombination von politisch-rechtlichen Instrumenten: Vielmehr ist der Prozess mitzubeachten, indem Einzelinstrumente eingeführt werden und miteinander interagieren. Studien, so argumentieren Rogge und Reichardt, welche sich alleinig auf die Inhalte und Interaktionswirkungen von Instrumenten konzentrieren, sollten daher eher den Terminus Instrumenten-Mix verwenden (Rogge und Reichardt 2016, 1621). Demzufolge

[41] Ursprünglich stammt der Begriff aus der Geldpolitik und diffundierte dann in die Umwelt- und Innovationspolitik, wo Interaktionen zwischen verschiedenen klima-, respektive innovationspolitischen Instrumenten untersucht wurden (Flanagan et al. 2011, 703 f.).

handelt es sich bei dieser Untersuchung eher um eine Instrumenten-Mix- als um eine Policy-Analyse, da mehr Inhalte und Wirkungen von interagierenden Instrumenten vor dem Hintergrund einer strategischen Ausrichtung in einem dynamischen Umfeld untersucht werden.

Bei der Sichtung von wissenschaftlichen Publikationen, die sich mit Instrumenten-Mix-Analysen und dessen Zusammenspiel und Wirkung auseinandersetzen (u. a. Magro und Wilson 2013, 1647-1655; Kern und Howlett 2009, 395), lassen sich drei generelle Eigenschaften ableiten: Zunächst kann ein Instrumenten-Mix darauf ausgerichtet sein, sowohl den technologischen Wandel zu befördern als auch das bestehende System zu destabilisieren (Kivimaa und Kern 2016, 205). Demgemäß kann die Entwicklung des Instrumenten-Mix dazu beitragen, neue Technologien in vorhandene Versorgungsstrukturen zu integrieren oder über die Entwicklung ließen sich existente Versorgungsstrukturen auf technologische Entwicklungen anpassen. Beispielsweise im Fall der Atomtechnologieentwicklung wurde anhand verschiedener Maßnahmen (u. a. günstige Nachttarife, Nachtspeicherheizungen oder dem Bau von Pumpspeicherkraftwerken) die schwankende Nachfrage an die konstante Atomstromerzeugung angepasst (IEA 2018, 301). Es fand demnach eine Abstimmung der Versorgungsstruktur an die technologische Entwicklung statt.

Neben dieser grundsätzlichen Ausrichtung, so andere Untersuchungserkenntnisse, ist ein weiteres zentrales Kriterium die Konsistenz eines Instrumenten-Mix (Schrage et al. 2018, 33): Instrumente sollten horizontal (zwischen Instrumenten und ihren zugrundeliegenden Zielen) und vertikal (zwischen verschiedenen administrativen Ebenen) Synergien bilden und Konflikte vermeiden (u. a. del Río 2014, 267). Im Falle einer Dekarbonisierung der Stromerzeugung wäre die Frage, ob energie- und klimapolitische Strategien auf unterschiedlichen Ebenen miteinander harmonieren, die entsprechenden Instrumente hierauf abgestimmt sind und diese eine hinreichende Wirkung zur Strategieumsetzung entfalten.

Als letzten Punkt, so stellen es u. a. Reichardt und Rogge (2016, 71) sowie Ohlhorst (2009, 141) heraus, ist es wichtig, einen Instrumenten-Mix langfristig auszurichten, denn dies reduziere Unsicherheiten und ermögliche dauerhafte Investitionen (Investitionssicherheit). Gerade im Stromsektor werden Investitionsentscheidungen aufgrund von langen Vorlaufzeiten, langen Lebensdauern und hohen Kapitalkosten auf zukünftigen Entwicklungen aufgebaut (Europäische Kommission 2020b, 72). Hierfür bedarf es, was auch Rogge et al. (2015, 33 ff.) in ihren Befragungen als zentrales Ergebnis herausstellen, einem planbaren und langfristig ausgerichteten Instrumenten-Mix, der Investitionssicherheit schafft.

Für die Untersuchung leitet sich hieraus ab, dass grundsätzlich nicht ein Instrument isoliert zu betrachten ist. Vielmehr sollte der Fokus auf der Interaktion von Instrumenten innerhalb und über Nutzungsbereiche hinweg liegen, um im Gesamtgefüge die Angemessenheit der Strategieumsetzung zu bewerten.

2.2.3 Schlussfolgerungen

Für die Analyse ergibt sich aus der Diskussion um die theoretische Legitimation von Steuerung, dass die gesamte Untersuchung ex-post aufgebaut werden sollte. Zudem, so legt es dieser Abschnitt nahe, sollten kontext-, zeit- und regionsspezifische Aspekte Eingang in die Untersuchung finden.

Um im Fallbeispiel Ergebnisse und Wirkungen von Instrumenten differenziert zu erfassen, erörtert dieser Abschnitt ferner verschiedene Arten von Politikinstrumenten sowie deren Ausrichtung, Interaktion und Wirkung. Diese können im Ergebnis darauf ausgerichtet sein, Nutzungs- und/oder Wettbewerbsbedingungen für Technologien zu verbessern. Um Technologieentwicklung zu forcieren, sollten diese darüber hinaus in der übergreifenden Wirkung, also innerhalb von und über Nutzungsumgebungen hinweg, konsistent auf bestehende Strategien ausgerichtet sein, Synergien bilden und Konflikte vermeiden. Damit lassen sich anhand dieser Systematik Ergebnisse und Wirkungsweisen von Steuerung auf technologischen Wandel beschreiben (Top-down). Hingegen bleibt bei diesen theoretischen Überlegungen offen, wie technologischer Wandel auf die Entwicklung des Instrumenten-Mix wirken kann (Bottom-up) und welche kontext-, zeit- und regionsspezifische Aspekte mitzuanalysieren sind. Theorien, die diese Betrachtungsweise aufgreifen, sind Gegenstand des folgenden Abschnitts.

2.3 Forschungen zu transformatorischen Aspekten

Die vorangegangenen Abschnitte 2.1 und 2.2 greifen für die Untersuchung relevante Konzepte zu technologiespezifischen und instrumentellen Aspekten auf. Dabei zeigen sie entweder einen politischen Handlungsbedarf oder politische Handlungsoptionen bei technologischem Wandel auf. Allerdings konzeptualisieren sie nicht hinreichend, wie kontext-, zeit- und regionsspezifisch Aspekte auf technologischen Wandel wirken können. Diese Aspekte sind aber insbesondere im Stromsektor von Bedeutung, da es sich um einen Wirtschaftsbereich handelt, in dem sich historisch gewachsenen Strukturen und etablierte Akteurskonstellationen entwickelt haben (Hirschl 2008, 97). Die empirische Analyse dieser Arbeit nimmt vor diesem Hintergrund Bezug auf soziotechnische Transformationstheorien, welche hierfür Erklärungs-

und Strukturierungsansätze liefern. Darüber hinaus zeigen sie teilweise auch Ansätze auf, wie neue Technologien politisches Steuerungshandeln verändern können.

Grundsätzlich handelt es sich bei soziotechnischen Transformationstheorien um einen Überbegriff, welcher mehreren Forschungsansätzen dient und sich allgemein auf Perspektiven sowie Dynamiken von gesellschaftlichen Übergängen konzentriert (Twomey und Gaziulusoy 2014, 12 f.). Als theoretischer Bezugspunkt für diese Untersuchung dienen folgende zwei Ansätze: zum einen die Multi-Level-Perspektive und zum anderen das Protective-Space-Management.

2.3.1 Multi-Level-Perspektive

Um Veränderungsprozesse durch technologische Neuerungen zu erfassen, besteht die Multi-Level-Perspektive aus einem mehrdimensionalen Ansatz. Die erste Version dieses Ansatzes entwickelten Rip und Kemp in den 1990er Jahren (Rip und Kemp 1998, 327-399). Dieser Forschungsansatz erweiterte und differenzierte sich maßgeblich durch die theoretischen und empirischen Arbeiten von Geels in den 2000er Jahren (u. a. Geels 2002, 1257–1274; Geels 2005a, 363–397; Geels 2006, 445–476; Geels 2010, 495–510). Der überarbeitete Forschungsansatz, der empirisch meist langfristige (vorwiegend dekadische) Transformationen in den Blick nimmt, soll aufzeigen, warum sich einige technologische Neuerungen etablieren, sich hingegen andere nicht durchsetzen können. Transformation im Rahmen dieses Ansatzes gilt als ein Wechsel von soziotechnischen Regimen, der sich insbesondere nischengetrieben vollzieht (Geels und Schot 2007, 399-402). Dabei umfasst das zentrale Untersuchungskonstrukt einer Multi-Level-Perspektive drei Ebenen: soziotechnische Landschaft, soziotechnisches Regime und Nischen (Geels 2002, 1261; Rip und Kemp 1998, 339).

Insbesondere in Nischen (Mikroebene), dem Ausgangspunkt dieses Modells, können radikale technische Neuerungen entstehen, da diese limitierten Nutzungsbereiche vorteilhafte Rahmenbedingungen zur Weiterentwicklung bieten (Kemp et al. 1998, 186–189). Dieser „Inkubationsraum“ schützt neue Technologien vor der Marktselektion, weil sie sich entweder auf einen spezifischen Teil des Marktes konzentrieren oder durch öffentliche oder private Maßnahmen, die in verschieden gerichtete Such- und Erprobungsphasen mit offenen Akteurskonstellationen münden, von selektiven Marktmechanismen abgeschirmt werden (Geels 2006, 447). Nehmen Aktivitäten auf der Nischenebene zu, kann dies dazu verhelfen, dass sich technische Neuerungen ausbreiten und etablieren (vgl. Abbildung 5). Allerdings hängt eine vollständige Diffusion (Marktdurchdringung) einer neuen Technologie einerseits vom

soziotechnischen Regime (Mesoebene) und andererseits von der Makroebene (auch soziotechnische Landschaft genannt) ab.

Das soziotechnische Regime bezieht sich auf Technologien in den jeweiligen Einsatzbereichen oder Sektoren, die gegenwärtig den Markt dominieren und strukturieren. Diese gewachsenen und gefestigten Regimestrukturen bestehen aus Akteursnetzwerken und -gruppen, formalen, normativen und kognitiven Regeln sowie materiellen und technischen Elementen, welche miteinander interagieren (Ohlhorst 2009, 46). Diese Regimestrukturen, die zu Trajektorien[42] führen, sind vielfach stark resistent gegen Veränderungen und hindern deshalb neue Technologien an einer vollständigen Diffusion oder lassen, wenn überhaupt, nur inkrementelle Änderungen zu (Rip und Kemp 1998, 338-341). Allerdings können sich durch den Marktzutritt eines oder mehrerer Nischenanbieter neue soziotechnische Konstellationen etablieren, welche in der Folge Strukturen auf der Regimeebene verändern oder sogar ablösen und folglich das alte Regime transformieren. Ein Wandel der Regimeebene ermöglicht auch Veränderungen auf der Makroebene, hierzu der nachfolgende Absatz. Ohne Konflikte mit der Mikro- und/oder Makroebene können Regime allerdings theoretisch ewig bestehen bleiben (Kunz et al. 2016, 5).

Öffentliche Wahrnehmung	Öffentliches Bewusstsein für den Klimawandel, Technologieakzeptanz
Politischer Wille	Internationale Klimaabkommen oder -ziele
Marktstruktur	Liberalisierungsprozesse
Rohstoffsicherheit	Importabhängigkeit
Versorgungssicherheit	Faktoren (u. a. Naturkatastrophen) die zu Versorgungsstörungen führen
Wirtschaftssituation	Veränderungen im Weltwirtschaftsgeschehen

Tabelle 4: Beispiele von Veränderungsimpulsen auf der Makroebene; Quelle: eigene Zusammenstellung nach Grünewald 2012, 72; Foxon et al. 2010, 1205

Oberhalb der Regimeebene befindet sich die Makroebene. Diese kann aus verschiedenen Perspektiven bestehen, wie Tabelle 4 verdeutlicht. Übergreifend lässt sich diese als Exogene beschreiben, denn die Einflussnahme von Akteuren der Nische und/oder des Regimes sind auf die Makroebene begrenzt. Entwicklungen auf dieser dritten Ebene können Druck auf bestehende soziotechnische Regime auslösen und Diffusionsmöglichkeiten für Nischen eröffnen sowie dazu beitragen, dass sich ein Regimewechsel vollzieht (Markard et al. 2012, 958). Mit den Worten von Kunz et al. (2016, 4) beschreibt die Makroebene, „die politischen, ökologischen, ökonomischen und sozialen Faktoren, welche sich auf die Entwicklung von Regimen und Nischen auswirken“. Allerdings treten Veränderungen auf dieser Ebene langsam ein – üblicherweise über dekadische Zeithorizonte.

[42] In dem Zusammenhang steht Trajektorie für technologische Entwicklungsverläufe, welche durch vorherrschende Rahmenbedingungen kurzfristig vorgezeichnet sind.

Damit liegt die Stärke des Multi-Level-Perspektiv-Ansatzes insbesondere darin, dass Transformationsprozesse durch das Zusammenspiel stabilisierender Faktoren auf der Regimeebene in Kombination mit destabilisierenden Elementen auf der Nischen- und Landschaftsebene multidimensional erklärt werden können. Eine grafische Darstellung der mehrstufigen Perspektiven mit ihren Bezügen und Dynamiken stellt Abbildung 5 dar. Das Verhältnis dieser drei Ebenen gilt als eine verschachtelte Hierarchie, in der die Nischen, Regime und Landschaften eingebettet sind (Geels 2005b, 684).

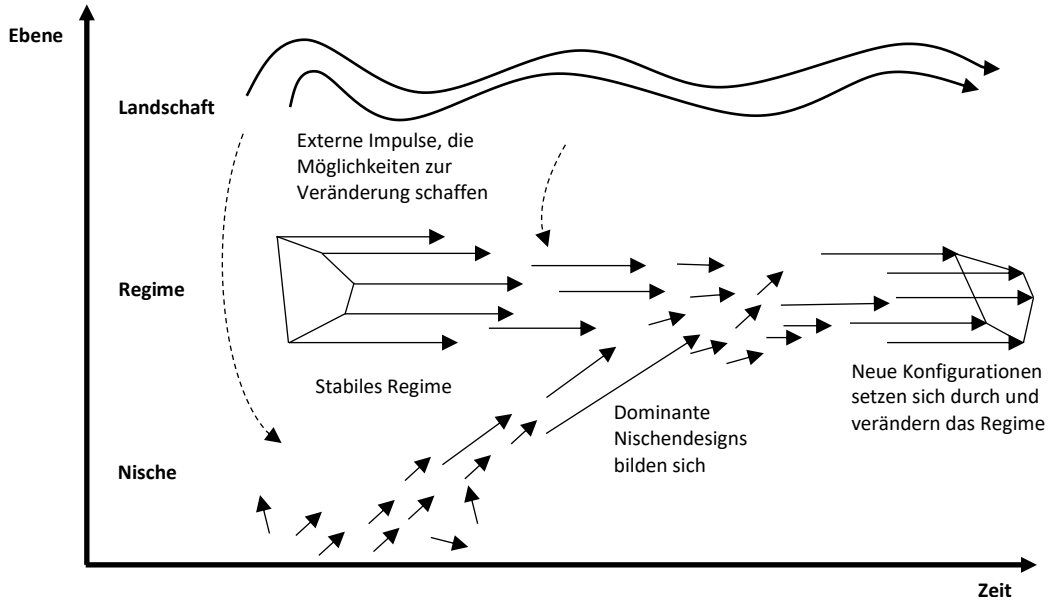

Abbildung 5: Grundmodell der Multi-Level-Perspektive; Quelle: eigene Darstellung nach Geels 2005a, 369

Obwohl der Multi-Level-Perspektiv-Ansatz speziell in empirischen Fallstudien häufig zum Einsatz kommt, wird in der Literatur eine Vielzahl an Punkten kritisiert. Namentlich Genus und Coles (2008, 1439 ff.) kritisieren, dass es keinen einheitlichen analytischen Rahmen für die einzelnen Analyseebenen gibt und ungenaue Konzepte verwendet werden. Insbesondere die Einflussfaktoren auf der Meso- (Regime) und Mikroebene (Landschaft) des Untersuchungsansatzes sind aufgrund fehlender definitorischer Ansätze und vager konzeptioneller Grenzen offen für Interpretationen, was die Gefahr der Mehrdeutigkeit birgt. Es bleibt der jeweiligen Forschung überlassen, diese Faktoren im Untersuchungskontext zu definieren und zu operationalisieren.

Auf der Nischenebene wird außerdem von Smith und Raven (2012, 1025) eine andere Schwäche angeführt: Zur Entwicklung benötigen Nischen geschützte Inkubationsräume. Diese Tatsache wird in dem Modell nicht explizit aufgegriffen. Es wird nicht thematisiert, wie

geschützte Räume ausgestaltet sein sollten, welche Interessenkonflikte und Akteurskonstellationen bestehen oder in welcher Form Protektionen bei Regimewechseln abgebaut werden können.

Als nachteilig wird auch die Komplexität der Multi-Level-Perspektive angesehen: Theoretisch ist das Konzept einfach und überschaubar, allerdings führen Dynamiken zwischen den Ebenen schnell zu einer Vielzahl von Ereignissen, welche die Kontrollierbarkeit hemmen. Dies ist insbesondere der Fall bei komplexen und großen Übergängen (Lachman 2013, 274).

Obgleich das Konzept eine Reihe von ernstzunehmenden Defiziten hat, kann durch die Multi-Level-Perspektive sehr gut konzeptualisiert werden, warum sich technologische Neuerungen nicht durchsetzen, auch wenn dies beispielsweise unter rein kommerziellen Betrachtungen zu erwarten wäre. Denn die entscheidende Erweiterung und Stärke des Ansatzes liegt darin, dass Übergänge oder sich nicht vollziehende Übergänge nur erklärbar werden, indem Bedingungen der Regime- und Landschaftsebene als erklärende Variable mit einfließen. Anders ausgedrückt, erlaubt nur die Mitbetrachtung dieser beiden Ebenen, die Wechselwirkung von Steuerung auf technologischen Wandel und umgekehrt hinreichend zu erklären.

Darüber hinaus bietet der Ansatz, für den hier gewählten Untersuchungsgegenstand der Anwendbarkeit stationärer Batteriespeicher im Stromsektor, eine gute Konzeptualisierungsgrundlage: Die klar eingrenzbare Zahl an unterschiedlichen Anwendungsfeldern für Batteriespeicher ermöglichen es, diese als Nutzungsnischen zu definieren. Hierüber lassen sich in der Fallanalyse allgemeine Betriebs- und spezielle Nutzungsbedingungen sowohl darstellen und abgrenzen als auch mit den nischenbezogenen Regimestrukturen und Veränderungsimpulsen der Makroebene abgleichen. Da die bisher betrachteten theoretisch-konzeptionellen Bezüge diesen zentralen Aspekten keine ausreichende Gewichtung verleihen oder diese nicht theoretisch fundieren, bildet der Multi-Level-Perspektiv-Ansatz theoretisch und konzeptionell eine zentrale Erweiterung.

Allerdings liegt der Fokus dieser Forschungsarbeit nicht auf dem gesamten Transformationsverlauf, sondern speziell auf dem Kanalisierungsprozess der Nische und dem im Zusammenhang stehenden Übergang. Dabei helfen die drei Ebenen des Ansatzes bei der Gesamteinordnung, liefern aber nicht ausreichend Anhaltspunkte, um die Wirkungsweise von technologischem Wandel auf Steuerung zu beschreiben. Anhaltspunkte hierfür bietet das Konzept des Protective-Space-Managements.

2.3.2 Protective-Space-Management

Basierend auf der Literatur über institutionellen Wandel und der Erkenntnis, dass der Effekt von Einflussnahmen auf den Transformationsprozess zwar als Gesamtphänomen untersucht wird, allerdings Konzepte fehlen, wie Nischen entstehen und welche Wirkung sie in Übergängen entfalten (wird beispielsweise im Multi-Level-Perspektiv-Modell vorausgesetzt), entwickelten Smith und Raven (2012, 1025-1036) einen Ansatz, der Wirkungsweisen von Nischeninkubationsräumen in Übergängen genauer analysiert. Sie argumentieren, dass für eine positive Nischenentwicklung drei Prozessschritte essenziell sind: Abschirmung, Förderung und Befähigung.

Abschirmung besteht darin, den Druck von Regimen auf Nischenentwicklungen abzuhalten. Abschirmung kann in sensibilisierten Umfeldern (beispielsweise bei Energiegenossenschaften, EE-Kleinerzeugern oder Off-Grid-Inseln), durch staatlich finanzierte Demonstrationsprojekte oder durch eine Kombination aus beiden erfolgen. In der zweiten Phase der Förderung sollen mit Hilfe von insbesondere nachfragefördernden Instrumenten[43] Anreize für nutzungsspezifisches Lernen gesetzt werden. Das Ziel besteht darin, Lernprozesse zu initiieren und damit die Verbreitungsdynamik zu beschleunigen. Die Befähigung als letzter Prozessschritt hat schließlich zum Ziel, institutionelle Veränderungen hervorzubringen, in der sich Nischen etablieren können. Dabei unterscheiden die Autoren zwischen zwei Formen der Befähigung: fit-and-conform und stretch-and-transform. Fit-and-conform steht für eine Diffusion der neuen Technologie, allerdings bei unveränderten Regimepraktiken. Folglich diffundiert die Technologie mit einer inkrementellen Wirkung auf den bestehenden Instrumenten-Mix und damit bleiben vorhandene, grundlegende Versorgungs- und Nutzungsstrukturen unverändert. Dagegen umfasst eine Technologieentwicklung in Form von stretch-and-transform eine umfassende Umgestaltung der bestehenden Regimepraktiken und in der Folge ändert sich auch der bestehende Instrumenten-Mix radikal.

Neben diesen drei Prozessschritten, so argumentieren Smith und Raven (2012, 1031-1034), sei es wichtig, die beteiligten Akteure, ihre Netzwerke und Narrative, mit der sie die Nischentechnologie entwickeln, zu analysieren. Allgemein zusammengefasst versucht das Modell, die rekursiven Beziehungen zwischen Akteuren, Netzwerken und ihren Narrativen zu erfassen und deren Auswirkungen auf die dynamischen und seriellen Prozesse Abschirmung, Förderung und Befähigung darzustellen (vgl. Abbildung 6).

[43] Hierzu s. Fußnote 20.

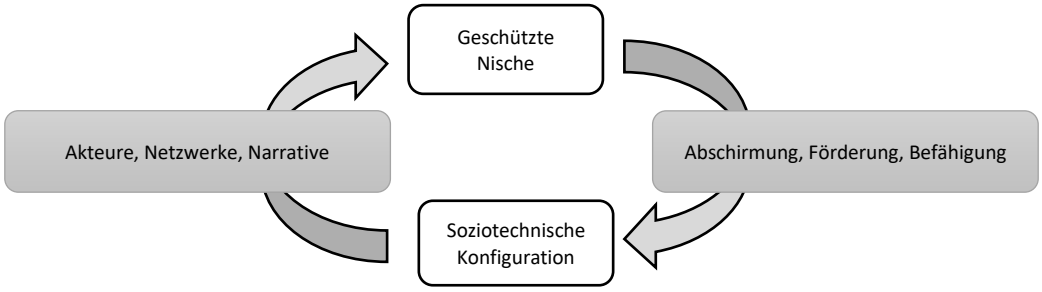

Abbildung 6: Protecitve-Space-Management-Ansatz; Quelle: eigene Darstellung nach Kern et al. 2013, 5

Aufgrund des Forschungsinteresses dieser Arbeit ist nicht der Gesamtansatz von Relevanz. Vielmehr liefert der Ansatz eine entscheidende Erweiterung in der Frage, wie Technologieentwicklung auf den bestehenden Instrumenten-Mix wirkt bzw. ihn verändert: Entweder diffundiert im Ergebnis eine Technologie, indem sie sich den Regimepraktiken und vorhandenen Nutzungsstrukturen anpasst (fit-and-conform) oder sie verändert und reformiert diese grundlegend (stretch-and-transform). Damit kann Technologieentwicklung in der Folge den bestehenden Instrumenten-Mix radikal oder inkrementell ändern.

2.3.3 Schlussfolgerungen

Aus den beiden Ansätzen der Transformationsforschung leiten sich drei wesentliche Gesichtspunkte für diese Fallanalyse ab.

Zunächst, nach der Multi-Level-Perspektive, ist die Nische der wirkungsvollste Ausgangspunkt für Transformationen. Die Untersuchung greift diese Ausrichtung auf und stellt alle in Abschnitt 1.2 beschriebenen Anwendungsfelder für Batteriespeicher als jeweilige Nutzungsnische ins Analysezentrum. Dies ist insofern zweckmäßig, als sich hierüber die Diffusionsdynamik der Technologie selbst und die Entwicklung des Instrumenten-Mix verknüpfen lassen. Damit ermöglicht dieser konzeptionelle Ansatz eine Analyse, warum Batteriespeicher in einzelnen Nutzungsumgebungen im Strommarkt zum Einsatz kommen, in anderen nicht und welche Faktoren hierfür eine Rolle spielen.

Eine weitere wichtige Ergänzung liefert die Multi-Level-Perspektive, indem dieser Ansatz erklärende Variablen in Form der Regime- und Landschaftsebene mit einfließen lässt. Diese Perspektive greift die Falluntersuchung insofern auf, als sie vor der Beschreibung der Technologie- und Instrumenten-Mix-Entwicklung strategische, rechtliche, institutionelle, technische, wirtschaftliche sowie kognitive Ausgangsbedingungen[44] erläutert. Mit Hilfe dieses Bezugsrahmens lassen sich Wirkungsweisen in einem größeren Zusammenhang darlegen.

[44] Eine dezidierte Erläuterung, warum sich die Arbeit auf diese Ausgangsbedingungen stützt, findet sich in Teil B Abschnitt 3.1.1.

Als letzter wichtiger Gesichtspunkt sind für die Untersuchung die vom Protective-Space-Management-Ansatz formulierten Ergebnisse und Wirkungsweise von Technologie-entwicklung auf den Instrumenten-Mix (Bottom-up) zentral: Entweder diffundiert eine Technologie, indem sie sich den Nutzungsregeln anpasst (fit-and-conform) oder sie verändert und ersetzt (stretch-and-transform). In der Folge wandelt sich der Instrumenten-Mix inkrementell oder radikal.

Mit den instrumentellen und transformatorischen Bezügen ist es dieser Forschung nun möglich, Top-down- oder Bottom-up-Entwicklung aus theoretischer Perspektive zu erfassen. Allerdings bedarf es, damit die unabhängigen Variablen (Top-down- oder Bottom-up-Entwicklung) auch die unterstellte Wirkung auf die abhängige Variable (Anwendbarkeit von Batteriespeichern im Stromsektor) ausüben kann, auf theoretischer Ebene einer weiteren strukturellen und prozessualen Präzisierung der erklärenden Variablen (Ausgangsbedingungen). Dieses Ziel verfolgt der nachfolgende, letzte Abschnitt der theoretisch-analytischen Bezüge.

2.4 Forschungen zu prozessualen und strukturellen Aspekten

Zur Analyse von technologischem Wandel kann es sachdienlich sein, strukturelle und prozessuale Aspekte aufzugreifen (Ohlhorst 2009, 48). Denn anhand prozessualer Betrachtungsweisen können Zustandekommen und Wirkung von technologischer Entwicklung in verschiedene Phasen eingeteilt werden und es ist möglich, auch phasenspezifische Phänomene zu analysieren. Wiederum erlauben strukturelle Aspekte, Gefüge zu ordnen und zu kontextualisieren. Prozessuale und strukturelle Aspekte tauchen zwar in den Ansätzen der Transformationsforschung auf, allerdings fehlt es an hinreichenden definitorischen Ansätzen und klaren konzeptionellen Grenzen. Dieser letzte Abschnitt greift daher zwei ausgewählte Forschungsansätze aus der Politikanalyse auf, welche auf unterschiedliche Prozessphasen oder Strukturen rekurrieren und folglich zu anderen kontextuellen Erklärungsansätzen kommen.

2.4.1 Policy-Zyklus

Für eine inhaltliche Politikanalyse, in der Inhalte und Wirkung im Zentrum der Untersuchung stehen, etablierte sich in der Policy-Forschung das Konzept des Policy-Zyklus (Wenzelburger und Zohlnhöfer 2015, 16). Der Policy-Zyklus ist ein strategischer und phasenheuristischer Ansatz, den erstmalig in den 1950er Jahren der US-amerikanische Politikwissenschaftler Harold Dwight Lasswell formulierte (Gellner und Hammer 2010, 56). Typischerweise beschreibt der Ansatz einen politischen Prozess in fünf Schritten: Problemdefinition, Agenda-Setting, Politikformulierung, Implementation, Evaluierung.

Der Ausgangspunkt eines politischen Prozesses resultiert meist aus einem spezifischen Problem oder einem speziellen Defizit, welches politische oder gesellschaftliche Akteure entsprechend ihrer Interessen thematisieren, um es auf der politischen Agenda zu verankern (Problemdefinition). Wenzelburger und Zohlnhöfer (2015, 17) stellen bei diesem ersten Schritt zwei wesentliche Aspekte heraus: Zum einen umfasst die Problemdefinition meist eine Vielzahl von Akteuren und zum anderen besitzt die Art der Problemdefinition für den weiteren Verlauf eine maßgebende Wirkung. Beispielsweise lässt sich der fortschreitende Ausbau fluktuierender EE-Erzeugung als Herausforderung zum Umbau eines Versorgungssystems beschreiben oder als eine Gefahr für die Versorgungssicherheit. Hieraus resultieren je nach Fokus andere politische Reaktionen: Im ersteren Fall mündet Steuerungshandeln eher in einer Änderung der Versorgungs- und Nutzungsstruktur. Indes im zweiten Fall fokussiert sich politisches Handeln tendenziell auf eine systemische Absicherung mithilfe von konventionellen Kraftwerken.

Ist ein Problem platziert, beginnt mit der Entscheidungsfindung zwischen den beteiligten Akteuren (Agenda-Setting) der zweite Schritt des politischen Prozesses. Dieser Schritt mündet in der Formulierung und Verabschiedung von Policies, folglich in konkreten Steuerungshandeln (Politikformulierung). Mit der Politikformulierung als dritter Schritt endet der Policy-Zyklus nicht, denn meist räumen Gesetze Verwaltungen und Gerichten einen nennenswerten Ermessensspielraum bei der Umsetzung und Auslegung ein. Darüber hinaus können sich auch Adressaten unterschiedlich verhalten (zielkonform versus Regelung umgehend). Daher gelten die Implementierung und die Evaluierung als weitere essentielle Schritte des Policy-Zyklus (Wenzelburger und Zohlnhöfer 2015, 18 f.). Wenzelburger und Zohlnhöfer (2015, 19) fügen hier an, dass der Erfolg oder Misserfolg systematisch (von der u. a. Regierung beauftragte wissenschaftliche Studien) oder weniger systematisch (Interessengruppen hinterfragen die Wirksamkeit der Maßnahme) ausgewertet werden kann. Je nach Ergebnis einer Evaluierung kann sowohl eine Novellierung als auch eine Terminierung des spezifischen politischen Prozesses erfolgen. Damit hilft das Modell mit seinen fünf Schritten, Steuerungshandeln einzuteilen und analytisch differenzierter zu betrachten, indem sich beispielsweise die jeweiligen Forschungsarbeiten in Teilen des Policy-Zyklus verorten.

Gleichwohl bleibt das Modell nicht kritikbefreit. Gerade die Phasenheuristik, dem zentralen analytischen Element des Modells, stellen Forscher entgegen, dass diese nicht immer unterteilbar sind, häufig synchron ablaufen und teilweise ganz übersprungen werden (u. a. Ohlhorst 2009, 48). Darüber hinaus, so Wenzelburger und Zohlnhöfer (2015, 20), handelt es

sich bei diesem Konzept um eine Heuristik, mit dessen Hilfe sich Phasen analytisch fassen lassen, allerdings erlaubt es nicht Hypothesen zu entwickeln.

Trotz dieser genannten Kritikpunkte verdeutlicht das Konzept des Policy-Zyklus zwei wesentliche Aspekte für diese Forschungsarbeit: Zum einen ist der Stromsektor aufgrund seines langen Bestehens von einer etablierten und hohen Steuerungsdichte geprägt, die fortlaufend erweitert und verändert wird. Folglich befinden sich oder durchliefen verschiedene Teile des Instrumenten-Mix unterschiedliche Stadien von Policy-Zyklen, zwischen denen daher analytisch zu differenzieren ist. Zum anderen liegt der Schwerpunkt dieser Forschung auf der Frage der Evaluation, also dem Ergebnis und der Wirkung des Instrumenten-Mix auf die Batteriespeicherentwicklung und dem damit verbundenen Politik-Lernens.

2.4.2 Pfadabhängigkeit

Das Erklärungsmodell der Pfadabhängigkeit beruht auf einer Analyse von Veränderungsprozessen. Das Modell entwickelten die Wirtschaftswissenschaftler W. Brian Arthur und Paul A. David (Arthur 1989, 116-131; David 1985, 332-337). In dem Modell geht es darum zu ergründen, warum sich neue und bessere Technologien trotz ihrer Vorteile nicht durchsetzen. Der Ansatz stellt damit auch die verbreitete Annahme infrage, dass Marktmechanismen zu einer optimalen Marktallokation führen.

Der Begriff Pfadabhängigkeit beschreibt einen Prozess, indem sich einzelne Entwicklungen miteinander koppeln und verstärken, was zu positiven Selbstverstärkungsmechanismen und mangelnder Veränderungsfähigkeit führt (Muders 2016, 85). Pfadabhängigkeiten können sowohl auf der technischen Angebotsseite als auch auf der Nachfrageseite entstehen und bestehen (Schmidt et al. 2016, 1967 f.). Auf der Nachfrageseite hängen sie häufig damit zusammen, dass sich gewisse Konsum- und Nutzungsstile etablieren und verbreiten. Hingegen gelten bei der Angebotsseite u. a. Skaleneffekte, Betriebserfahrungen (learning-by-doing) oder Standardisierungen, also der Aufbau von Wissens- und Absatzstrukturen, als ausschlaggebend. Besonders ausgeprägt können Pfadabhängigkeiten sein, wenn eine Technologie von physischer Infrastruktur abhängig ist (van der Vooren et al. 2012, 98), so beispielsweise die Abhängigkeit des Bahnverkehrs von Schienen oder die Stromversorgung von Netzen. Folglich gibt es potentiell verschiedene kontinuitätssichernde Mechanismen, welche einen stabilen Angebots- und Nachfragezustand hervorrufen. Sind die Bedingungen einer Pfadabhängigkeit erfüllt, treten Selektionsanomalien auf. Probleme werden dann mittels einer früheren, entwickelten und eingefahrenen Standardprozedur gelöst. Unter verschiedenen Alternativen setzt sich im Zuge

dessen nicht notwendigerweise die langfristig sinnvollste durch, sondern diejenige, die als kurzfristig am günstigsten und naheliegendsten erscheint.

Allgemein sind Pfadabhängigkeiten Determinanten von Einschlusseffekten (Lock-in), die nur schwer verlassen werden können und somit einen technologischen Regimewechsel (Lock-out) verhindern. Dabei beschreiben Einschlusseffekte technik-funktionale Bindungen eines Wirtschaftsraums, entweder an eine spezielle Technologie (z. B. Verbrennungsmotor) oder an eine spezifische Art von technologischem System (z. B. brennstoff-basiertes Elektrizitäts-system) (van der Vooren et al. 2012, 98 f.; Unruh 2002, 317 f.; 2000, 822 f.).

Bei dem Konzept gibt Beyer (2015, 80) zu bedenken, dass das Spektrum zur Begründung von Pfadabhängigkeiten (zu) weit sei und so nur einen geringen Erklärungswert besitzt. Aus seiner Sicht bedarf es daher einer Spezifikation des jeweils zugrundeliegenden kontinuitätssichernden Mechanismus. Allerdings sieht Beyer (2015, 80) in dem Konzept auch vielversprechende Bezugspunkte: Mitunter in der Umweltpolitik, wodurch sich Trägheiten in der Umsetzung von umweltpolitischen Maßnahmen analysieren lassen.

Das Konzept der Pfadabhängigkeit wird in der nachfolgenden Untersuchung bei der Analyse der Ausgangsbedingungen aufgenommen und ggf. auftretende Formen (kontinuitätssichernder Mechanismus) werden, wenn vorhanden, beschrieben. Es wird untersucht, ob und welche angebots- oder nachfrageseitigen Strukturen pfadabhängige Tendenzen aufweisen und ggf. wie sich diese in politischen Pfadabhängigkeiten wiederfinden. Diese Blickrichtung hilft, hemmende Entwicklungen bei der Diffusion neuer Technologien zu erklären und zu kontextualisieren. Das Konzept fließt demnach als mögliche erklärende und begründende Komponente in die Betrachtungen ein.

2.4.3 Schlussfolgerungen

Die zwei Konzepte zur Analyse von strukturellen und prozessualen Aspekten dienen dazu, potentiell erklärende Variable herauszuarbeiten, um Wirkungsweisen des Instrumenten-Mix und der Technologieentwicklung zu kontextualisieren. Demnach schärfen diese Ansätze die in der Transformationsforschung angelegte Regimeperspektive.

Für den Stromsektor lassen sich mit Hilfe der Ansätze sowohl die technischen und wirtschaftlichen als auch rechtlichen und institutionellen Ausgangsbedingungen prozessual und strukturell kontextualisieren, indem sie den Blick schärfen für kontinuitätssichernde Entwicklungen. Zum Beispiel kann hiermit u. a. folgender Frage nachgegangen werden:

Welche Policy-Zyklen durchliefen bereits einzelne Gesetze und wie veränderten diese grundlegende Nutzungs- und Versorgungsstrukturen?

2.5 Schlussfolgerungen

Wie bereits die Unterteilung der verschiedenen theoretischen Zugänge verdeutlicht, ist technologischer Wandel ein vielschichtiger Untersuchungsgegenstand, der einer multitheoretischen Betrachtung bedarf, da ansonsten begünstigende oder hemmende Faktoren nicht ausreichende Berücksichtigung erfahren. Allerdings zeigen die vielfachen Überschneidungen und wechselseitigen Bezüge der hier skizzierten Einzeltheorien, dass sie komplementär zueinander sind und jeweils wertvolle Ergänzungen liefern.

Aus diesen theoretischen Bezügen leiten sich Forschungsannahmen ab, welche das forschungsleitende Erkenntnisinteresse dieser Arbeit theoretisch fundieren. Dabei dienen die Annahmen in dieser Arbeit nicht dazu, kausale Zusammenhänge zwischen abhängigen und unabhängigen Variablen zu untersuchen und folglich Aussagen zu testen. Vielmehr sollen sie Untersuchungsdimensionen für die interpretative Analyse der Fallstudie eröffnen und aufzeigen. Die Annahmen lauten wie folgt:

1. *Der Instrumenten-Mix innerhalb und über einzelne Nutzungsumgebungen hinweg ist im Ergebnis darauf ausgerichtet, zugleich nutzen- und technologiespezifische Bedingungen zu verbessern.*

2. Je mehr eine Technologie diffundiert, desto entscheidender werden nutzungsspezifische Steuerungsinstrumente.

3. *Der Instrumenten-Mix innerhalb und über einzelne Nutzungsumgebungen hinweg ist konsistent und langfristig ausgerichtet, um Technologieentwicklung zu ermöglichen.*

4. Technologieentwicklung findet in speziellen und limitierten Nutzungsumgebungen statt.

5. *Technologischer Wandel in den Nutzungsnischen vollzieht sich in Form von fit-and-conform und weniger in Form von stretch-and-transform.*

6. Technologiediffusion führt zu inkrementellen und nicht zu radikalen Änderungen des Instrumenten-Mix.

Den Annahmen liegen Konzepte zugrunde, die sich in den theoretisch-konzeptionellen Bezügen finden. Für einen kompakten Zugang definiert und operationalisiert die untenstehende Tabelle in komprimierter Form die zugrundeliegenden Konzepte. Darüber hinaus finden sich in der Tabelle 5 entsprechende Verweise zu den einzelnen Theorien.

Konzept	Definition	Beispiel
Nutzungsspezifische Instrumente	Instrumente, welche entweder die Kosten- und Erlösseite verbessern oder Barrieren adressieren (s. Abschnitt 2.1.2 und 2.2.2)	Flexible Strom- und Lasttarife beim Endverbraucher, Veränderung des Marktdesigns
Technologiespezifische Instrumente	Instrumente, die Hemmnisse beim Betrieb der Technologien abbauen (s. Abschnitt 2.1.2 und 2.2.2)	Abbau von Hemmnissen bei Entflechtungs- und Netzanschlussregelungen
Konsistenter Instrumenten-Mix	Steuerungsinstrumente bilden horizontale (zwischen Instrumenten) sowie vertikale (zwischen verschiedenen administrativen Ebenen) Synergien und vermeiden Konflikte (s. Abschnitt 2.2.2)	Instrumenten-Mix, der Speicher innerhalb und über einzelne Nutzungsumgebungen bei der Diffusion hilft, Synergien bildet und mit europäischen Vorgaben konform ist
Langfristiger Instrumenten-Mix	Instrumenten-Mix orientiert sich an übergeordneten strategischen Ausrichtungen (s. Abschnitt 2.2.2)	Dekarbonisierung der Stromerzeugung unter Betrachtung des hierfür nötigen Flexibilisierungsbedarf
Technologischer Wandel	Diffusion von neuen Technologien bei gleichzeitiger Ablösung alter Technologien (s. Abschnitt 2.3.1)	Verbreitung von Batteriespeichern in den jeweiligen Nutzungsbereichen bei gleichzeitiger Ablösung alter Technologien
Fit-and-conform Strategien	Instrumente, die neue Technologien in einem sonst weitgehend unveränderten Markt bzw. Systemrahmen etablieren (s. Abschnitt 2.3.2)	Abbau von Eintritts- und Teilnahmebarrieren bei u. a. Systemdienstleistungen
Stretch-and-transform Strategien	Instrumente, welche Nutzungsstrukturen neu ausgestalten und alte Regimestrukturen aufbrechen (s. Abschnitt 2.3.2)	Einführung neuer Märkte oder eine grundlegende Reform von staatlichen Belastungstatbeständen
Radikale Änderungen	Tiefgreifende Veränderungen in Versorgungs- und Nutzungsstruktur (s. Abschnitt 2.3.2)	Abkehr vom zentralen (zentrale Erzeugung und Ausgleich über Netze) zu einem dezentralen (dezentrale EE-Erzeugung und Ausgleich über Flexibilität) Versorgungs-prinzip
Inkrementelle Änderungen	Barriereabbau in der Versorgungs- und Nutzungsstruktur (s. Abschnitt 2.3.2)	Bestehende zentral ausgerichtete Versorgungsstrukturen bleiben erhalten

Tabelle 5: Definition der Schlüsselkonzepte; Quelle: eigene Zusammenstellung

3. Forschungsheuristik und -methode

Der vorliegende Abschnitt bündelt die Erkenntnisse der theoretisch-analytischen Bezüge sowie des zugrundeliegenden Untersuchungsgegenstands und setzt diese zueinander in Beziehung. Ziel ist es, eine Forschungsheuristik zu entwickeln, welche die theoretischen Erkenntnisse aufgreift und spezifiziert, um sie der empirischen Forschung zugänglich zu machen. Dies soll einen systematisch-fokussierten Zugang zur Empirie ermöglichen. Dabei ist der Abschnitt zweistufig aufgebaut: Zunächst wird die Forschungsheuristik dargestellt und anschließend das methodische Vorgehen erörtert.

3.1 Forschungsheuristik

Abgeleitet aus den theoretisch-konzeptionellen Bezügen sowie dem forschungsleitenden Erkenntnisinteresse, besteht die in der Fallstudie angewandte Forschungsheuristik einerseits aus drei Hauptuntersuchungsteilen und andererseits aus einer übergreifenden Prozessbetrachtung (in Abbildung 7 nicht enthalten).

Der erste Analyseteil trägt die Ausgangsbedingungen des Stromsektors mit seinen potentiell erklärenden Variablen zusammen. Die Konzeption von erklärenden Variablen erfolgt, „um notwendige Bindungen abzubilden, damit die unabhängige Variable auch die unterstellte Wirkung auf die abhängige Variable ausüben kann“ (Blatter et al. 2007, 173). Im Zentrum der Untersuchung steht die Anwendbarkeit von Batteriespeichern im Stromsektor (abhängige Variable). Als Ursache für die Anwendbarkeit (unabhängige Variable) wird einerseits die Entwicklung des Instrumenten-Mix (Top-down-Analyse) und andererseits die Entwicklung der Technologie selbst (Bottom-up-Analyse) untersucht. Mittels dieses Untersuchungskonzepts soll die Wechselwirkung zwischen dem Instrumenten-Mix und der Technologieentwicklung erforscht werden. Um die Wirkmechanismen angemessen zu berücksichtigen und ihren möglichen reziproken Einfluss zu erkennen, wird eine Prozessanalyse mit deskriptiver Ausrichtung durchgeführt. Abbildung 7 stellt die drei Analyseteile mit ihren Verbindungen zum Untersuchungsgegenstand graphisch dar. Die folgenden Abschnitte erläutern die Analyseschritte im Einzelnen.

Fragestellung: Welche Wechselwirkungen ergeben sich zwischen der Entwicklung von energiepolitischem Steuerungshandeln sowie der Diffusion einer Multi-Anwendungstechnologie und welche Gestaltungsfaktoren sind dabei identifizierbar?

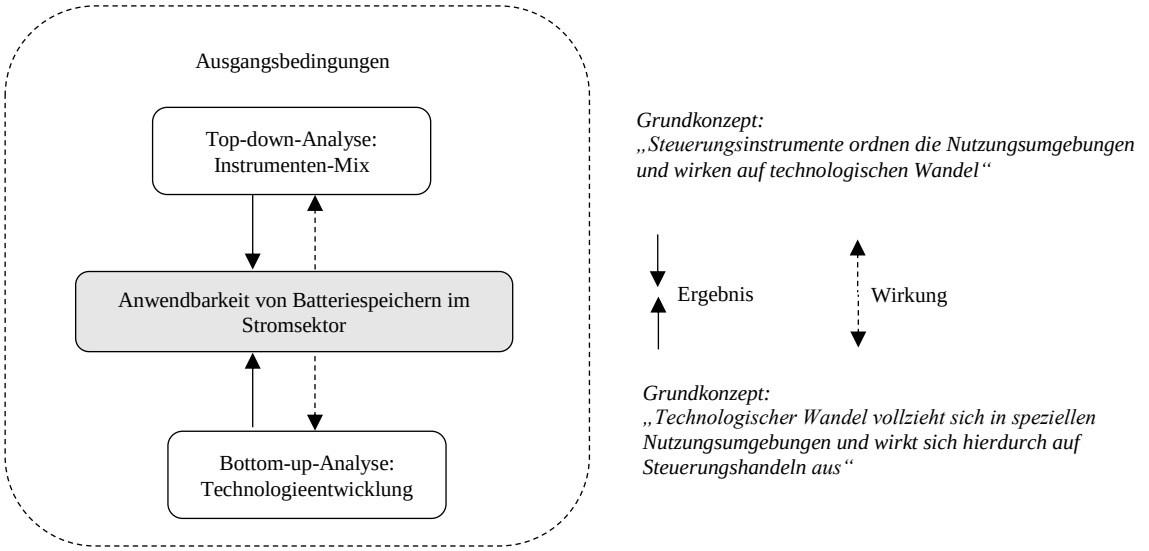

Abbildung 7: Forschungsheuristik Quelle: eigene Darstellung

3.1.1 Ausgangsbedingungen

Aufgrund der theoretisch-konzeptionellen Bezüge ist es für die vorliegende Forschungsarbeit bedeutsam, neben der Untersuchung der unabhängigen und abhängigen Variablen die Perspektive zu erweitern und ausgewählte Ausgangsbedingungen des fallspezifischen Stromsektors angemessen zu berücksichtigen. Mit Hilfe einer Betrachtung von speziellen Ausgangsbedingungen lassen sich Wirkungsweisen der beiden Untersuchungsebenen (Top-down und Bottom-up) zueinander besser abbilden und in einen umfassenderen Zusammenhang einordnen. Die vier Ausgangsbedingungen sind folgende:

1) *Strategische Bedingungen:* Klima- und energiepolitische Ziele.
2) *Rechtliche und institutionelle Bedingungen:* Rechts- und Kompetenzordnung im Politikfeld Energie.
3) *Technische und wirtschaftliche Bedingungen:* Erzeugungs-, Verteilungs-, Vertriebs- und Verbrauchsstrukturen im Stromsektor.
4) *Kognitive Bedingungen:* Gesellschaftliche Meinungsbilder und politische Programme mit Bezug zur Energiepolitik.

Die Auswahl begründet sich einerseits aus dem forschungsleitenden Erkenntnisinteresse[45] und andererseits aus den theoriegeleiteten Forschungsannahmen[46].

[45] Hierzu Teil A Abschnitt 2.
[46] Ein Überblick gibt Teil B Abschnitt 2.5.

Die *strategischen Bedingungen* skizzieren auf internationaler, EU und nationaler Ebene übergeordnete kurz-, mittel- und langfristige energie- und klimapolitische Ziele. Im Zusammenhang mit den Ergebnissen der Top-down-Analyse (der Entwicklung des Instrumenten-Mix) lässt sich hierdurch übergeordnet nachvollziehen, ob eine Konsistenz zwischen den allgemeinen Zielen und dem gesamten Steuerungshandeln vorliegt. Damit verzichtet diese Forschungsarbeit bei den Einzelinstrumenten auf die Erfassung der jeweiligen Ziele und einem entsprechenden Konsistenzabgleich. Begründet wird dies mit dem Erkenntnisinteresse dieser Arbeit: Es liegt auf der Erfassung einer Gesamtwirkung und weniger auf der Betrachtung von Einzelwirkungen.

Aus den *kognitiven Bedingungen* wie gesellschaftlichen Meinungsbildern und Wahl- und Regierungsprogrammen leiten sich gewisse Handlungsnotwendigkeiten ab. Kognitive Bedingungen können daher einerseits neue Impulse für die Technologieentwicklung selbst geben oder andererseits die Entwicklung des Instrumenten-Mix beeinflussen. Zudem lässt sich hierüber verorten, welche handlungsleitenden Motive sich politisch und gesellschaftlich abzeichnen und sich ggf. im Instrumenten-Mix niederschlagen, obwohl nach strategischer Ausrichtung ein anderes Handeln zu erwarten wäre.

Sowohl *technische und wirtschaftliche* als auch *rechtliche und institutionelle* Bedingungen bilden für den Entwicklungsverlauf prozessuale und strukturelle Handlungssituationen ab. Daher ermöglicht die gesonderte Darstellung, hemmende oder treibende Faktoren für technologische Entwicklung zu identifizieren und zentrale, direkte und indirekte Akteurskonstellationen mit ihren handlungsleitenden Motiven zu erfassen. Hierdurch lassen sich potentielle Pfadabhängigkeiten abbilden und Möglichkeiten aufzeigen, diese kontinuitätssichernden Entwicklungen zu durchbrechen.

3.1.2 Bottom-up-Analyse

Die Bottom-up-Analyse ermittelt und diskutiert, ob, wie und in welcher Form sich Batteriespeicher in den Anwendungsfeldern konsolidieren. Demnach bildet der Analyseteil die Entwicklung der Stromspeichernutzung über den Untersuchungszeitraum[47] ab. Die Erfassung erfolgt anhand einer quantitativen Auswertung, welche nach zentralen und dezentralen Batteriespeichern unterscheidet. Für ein detaillierteres Ergebnis komplementiert die Analyse die rein quantitative Auswertung um einzelne repräsentative Fallbeschreibungen. Die sowohl quantitative als auch qualitative Auswertung soll im Ergebnis erfassen, ob sich die

[47] Den Untersuchungszeitraum legt Teil B Abschnitt 3.2.3 fest.

Technologieentwicklung in den Nutzungsnischen in Form von fit-and-conform oder als strech-and-transform vollzieht und damit in der Wirkung den Instrumenten-Mix radikal oder inkrementell[48] ändert.

3.1.3 Top-down-Analyse

In Anbetracht dessen, dass technologischer Wandel ein dynamischer und komplexer Prozess ist, kombiniert mit der Erkenntnis, dass unterschiedliche Maßnahmen Technologieentwicklungen hemmen oder fördern können,[49] unterteilt sich die Top-down-Untersuchung in drei Teile: den Förderrahmen, den Rahmen für das Betreiben von Speicheranlagen und den Rahmen für die Nutzung von Speicherstrom. Diese dreigliedrige Konzeptualisierung des fallspezifischen Instrumenten-Mix soll einen geordneten und differenzierten Blick auf die Ergebnisse und Wirkungsweisen von Instrumenten auf technologischen Wandel ermöglichen. Die Untergliederung, welche Abbildung 8 zusammenführt, leitet sich dabei sowohl aus den theoretisch-analytischen Bezügen als auch aus dem Untersuchungsgegenstand der Arbeit selbst ab.

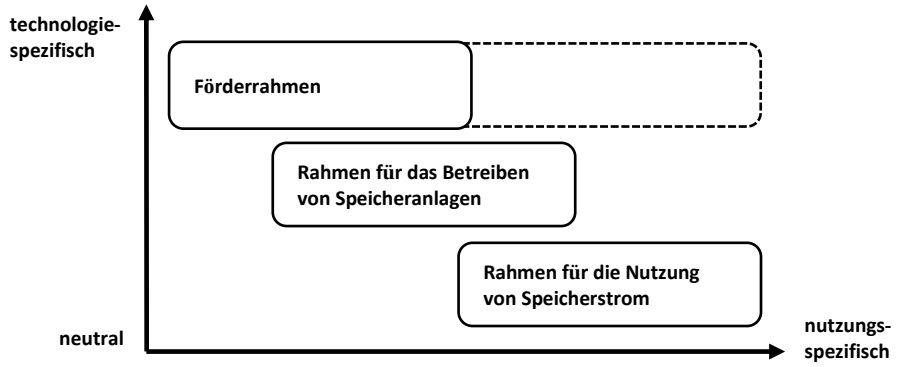

Abbildung 8: Untersuchungsteile der Top-down-Analyse; Quelle: eigene Darstellung

Untersuchungsgegenstand dieser Forschungsarbeit ist die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern im Stromsektor. Folglich liegt der Fokus auf den Entwicklungsphasen Demonstration, Marktentwicklung und kommerzielle Diffusion. Entsprechend der theoretisch-analytischen Bezüge sollen alle drei Phasen im Ergebnis dazu beitragen, Technologie- und Nutzungsbedingungen zu verbessern. Die Forschungsarbeit geht dabei nicht von einer seriellen Abfolge aus, wie beispielsweise der Protective-Space-Management-Ansatz[50] es in seinen Annahmen zugrunde legt, sondern untersucht alle drei Teile gleichermaßen.

[48] Zu den Annahmen und dahinterliegenden Konzepten s. Teil B Abschnitt 2.5.
[49] Hierzu detailliert Teil B Abschnitt 2.2.2.
[50] Hierzu Teil B Abschnitt 2.3.2.

Darüber hinaus ergibt sich die Unterteilung aus der Betriebsweise (Laden, Speichern und Entladen) eines Batteriespeichers. Einerseits erweist sich für Speicher die Einordnung als Erzeuger oder Verbraucher als einschlägig für die Nutzung, also die betreiberseitige Kategorisierung der Technologie selbst. Andererseits zeigt sich auf der Absatzseite der rechtliche Rahmen für die Verwendung von Speicherstrom als maßgebend. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, über spezielle Förderungsstrategien Speicher und/oder Speicherstrom explizit zu unterstützen, um ggf. Unzulänglichkeiten der Rahmenbedingungen auszugleichen oder zusätzlich die Technologieentwicklung zu forcieren.

Der erste Teil der Top-down-Analyse geht dementsprechend auf den rechtlichen Rahmen für das Betreiben von Speicheranlagen ein. In diesem Zusammenhang konzentriert sich dieser Teil auf vier Aspekte: die rechtliche Einordnung von Speichern, die Akteursfrage (Entflechtungsthematik), die Bedingungen für den Netzanschluss und -zugang und schließlich die Stromnebenkosten, also den gesetzlichen Strombelastungstatbeständen bei der Einspeicherung.

Der zweite Teil der Top-down-Analyse nimmt den Nutzen von Speicherstrom in den Blick. In diesem Zusammenhang untersucht der Abschnitt das Ordnungsgefüge der jeweiligen Stromspeichernutzung. Dabei wird zunächst die grundsätzliche Organisationsstruktur der Nutzungsumgebung beschrieben und anschließend die dynamische Entwicklung von Markt- und Regulierungsstrukturen erfasst. Dieser Untersuchungsschritt ermöglicht eine Auswertung, ob das Ordnungsgefüge überhaupt einen Nutzen für Speicheranwendungen zulässt und ob sich im Untersuchungszeitraum Verbesserungen über Steuerungshandeln einstellen.

Der dritte und letzte Teil geht auf die Entwicklung des Förderrahmens ein. Hier soll die Untersuchung die vorhandenen Anreize und/oder den Barriereabbau in und ggf. über Nutzungsumgebungen hinweg aufzeigen. Demzufolge liegen grundlegende Forschungs- und Entwicklungsförderungen außerhalb des Analysefokus.

Entsprechend der theoretisch-konzeptionellen Bezüge lassen sich die drei Teile der Top-down-Analyse in einer ersten theoretischen Näherung grob in die Kategorien nutzungs- oder technologiespezifisch einteilen (vgl. Abbildung 8). Die Förderebene, wenn allein auf die Schließung von Profitabilitätslücken ausgerichtet, folgt dabei aus theoretischen Erwägungen einer eher technologiespezifischen Orientierung, während der rechtliche Rahmen für die Verwendung von Speicherstrom nutzungsspezifisch und demnach technologieoffener ausgerichtet ist.

Diese dreiteilige Untersuchung mit ihrer hier vorgenommenen theoretischen Zuordnung (vgl. Abbildung 8) ermöglicht es, die Annahmen[51] zu reflektieren, ob im Ergebnis der Instrumenten-Mix darauf abzielt, die Betriebs- und Nutzungsbedingungen für Batteriespeicher zu verbessern und sich in der Wirkung langfristig und konsistent im Sinne der übergeordneten strategischen Ausrichtung gestaltet.

3.1.4 Prozessanalyse

Zentraler Gegenstand von Analysen zu technologischem Wandel sind Prozessdimensionen, welche den Verlauf erfassen. Bennett und George (2005, 206 f.) beschreiben das Ziel der Methode wie folgt: „The process-tracing method attempts to identify the intervening causal process – the causal chain and causal mechanism – between an independent variable (or variables) and the outcome of the dependent variable“. Gerade bei längerfristigen Herausforderungen, wie der Transformation des Energiesystems, lässt sich Technologieentwicklung nicht auf einzelne, situative Handlungen reduzieren, sondern es stellen sich in der Regel Handlungsbedingungen und Interaktionsdynamiken im Zeitverlauf als relevant heraus (u. a. Sohre 2014, 46). Folglich macht dies eine umsichtige Prozessanalyse mit deskriptiver Ausrichtung erforderlich, um die komplexen Wirkmechanismen der Ausgangsbedingungen, des (nischenbezogenen) Instrumenten-Mix und der technologischen Entwicklung von Batteriespeichern angemessen zu berücksichtigen und ihre reziproken Einflüsse erkennen sowie abbilden zu können.

3.2 Methodisches Vorgehen

Angesichts der forschungsleitenden Fragestellung, den Forschungsannahmen und der Forschungsheuristik basiert die Untersuchungsmethodik auf einem Fallstudiendesign. Die nachstehenden Ausführungen erläutern knapp dieses methodische Vorgehen.

3.2.1 Fallstudiendesign

Fallstudien kommen grundsätzlich zum Einsatz, um genaueres Kontextwissen zu generieren (u. a. Blatter et al. 2007, 123-127). Durch die Betrachtungsweise einer oder weniger Fälle verzichtet die Fallstudienmethodik auf den Anspruch, allgemeingültige Schlüsse zu ziehen. Richtet sich jedoch dennoch darauf, typische Problemlagen und Wirkungsbeziehungen zu identifizieren. Sie gilt als eine robuste Forschungsmethode für ganzheitliche und eingehende

[51] Zu den Annahmen und dahinterliegenden Konzepten s. Teil B Abschnitt 2.5.

Untersuchungen, mit denen ein hohes Maß an Validität sichergestellt werden soll (Jahn 2011, 448).

Allgemein kann eine Fallanalyse zwei unterschiedliche Ausprägungen haben: quantitativ oder qualitativ. Die quantitative Fallanalyse untersucht einige wenige Variablen in vielen Fällen (large n-Ansatz). Hingegen untersucht der qualitative Ansatz einen Fall oder eine begrenzte Anzahl an Fällen mit vielen Variablen (one oder small n-Ansatz). Demgemäß hängt n vom Erkenntnisinteresse einer Untersuchung ab und bestimmt folglich den Fallanalysetyp.

Sowohl die zentrale Fragestellung als auch das forschungsleitende Erkenntnisinteresse bestimmen bereits die Wahl des Fallstudiendesigns: Es handelt sich hierbei um eine komparative Fallstudienanalyse mit diszipliniert-konfigurativem Charakter.[52] Die Fokussierung auf einen Fall mit eingebetteten Fällen[53] hat für die Forschung den Vorzug, dass sich eine Vielzahl von Variablen (erklärende, unabhängige und abhängige) in einem multimethodischen Design untersuchen lassen. Auf der komparativen Ebene wird sowohl ein diachronischer als auch ein synchronischer Vergleich erstellt. Der diachronische Vergleich stellt die zeitlichen Abläufe innerhalb der einzelnen Nutzungsnischen gegenüber. Der synchronische Komparativansatz vergleicht Verläufe zwischen den einzelnen Nutzungsnischen. Der diszipliniert-konfigurative Fallstudiencharakter unterstreicht, dass die Falluntersuchung theoriegeleitet ist. Sie basiert auf einem induktiv-deduktiven Verfahren, in welchem bestehende Annahmen getestet und über die Analyse des Falles neue Annahmen aufgestellt werden (Muno 2009, 115). Folglich handelt es sich bei der vorliegenden Forschung um eine eingebettete Einzelfallstudie mit komparativer Ausrichtung.

Die Fallstudienmethode birgt neben ihren Vorteilen auch Schwächen: Zum einen wird die mangelnde Reproduzierbarkeit kritisiert (u. a. Flyvbjerg 2006, 234-237) und zum anderen, dass Fallstudien kaum komplexere Kausalzusammenhänge von Variablen formulieren können (u. a. Rohlfing 2009, 140-149). Um diesen Kritikpunkten zu begegnen, erläutern die nächsten Abschnitte dezidiert die Fallauswahl, den Untersuchungszeitraum und die eingesetzte Methodik.

[52] Zu den unterschiedlichen Typen von Fallstudien s. Jahn (2013, 327–332).

[53] Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ist die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern im deutschen Stromsektor. Demnach ist der Untersuchungsraum der deutsche Stromsektor, was einer Einzelfallanalyse entspricht. Aufgrund des Multi-Nutzungspotentials von Batteriespeichern im Strombereich handelt es sich, neben dem übergeordneten Einzelfall, um viele Einzelfälle im übergeordneten Fall.

3.2.2 Fallauswahl

Grundsätzlich beruht die Fallauswahl auf einer informationsbasierten Auswahl.[54] Aufgrund der Tatsache, dass diese Arbeit auf Theorien und einer Untersuchungslogik (Forschungsheuristik) aufbaut, folgt überdies die Fallauswahl anhand kritischer Merkmale.[55] Der deutsche Stromsektor stellt aus sachbezogener und empirischer Perspektive einen kritischen Fall für den Untersuchungsgegenstand dar. Beide Auswahlaspekte illustrieren die folgenden Ausführungen kurz.

Gemäß u. a. von Heffron (2015, 55-70) gibt es drei zentrale Punkte, warum der deutsche Stromsektor aus sachbezogener Perspektive eine hohe Relevanz aufweist. Zum einen ist Deutschland bei energierechtlichen Themen aufgrund seines föderalen Aufbaus und als Mitglied der EU mit verschiedenen politischen Ebenen verknüpft, was besondere Herausforderungen und interessante Dynamiken bei Steuerungsprozessen auslöst. Zum anderen entwickelte Deutschland sehr fortschrittliche und innovative Energiegesetze (so das EEG), welche viele Länder weltweit in ihren Gesetzgebungsverfahren aufgriffen. Ein dritter sachbezogener Aspekt bildet die Tatsache, dass Deutschland als ein zentraler Förderer neuer Energietechnologien wahrgenommen wird.

Auf der empirischen Ebene steht Deutschland exemplarisch für eine besonders dynamische technologische Entwicklung von Batteriespeichern in einem liberalisierten und verbundenen Stromsektor, welcher zunehmend signifikante Anteile volatiler Stromerzeugung (vgl. Abbildung 9) aufweist. Dabei ist von besonderem Interesse, dass es sich hier um einen industriell entwickelten und verknüpften Wirtschaftsraum handelt, was sich im Stromsektor mit einer sehr komplexen Infrastruktur abbilden muss. Herausfordernd sind dabei einerseits die unterschiedlichen, den Veränderungsprozessen unterliegenden Erzeugungs- und Verbrauchsmustern, andererseits die zunehmende Integration nationaler Netzinfrastrukturen in Marktbeziehungen und Netznutzungsanforderungen.

Neben Deutschland stellen auch die Vereinigten Staaten von Amerika (im folgenden USA) aufgrund der dynamischen Batteriespeicherentwicklung und installierten Leistungskennzahlen (vgl. Abbildung 9) einen exemplarisch interessanten Fall für eine Batteriespeicherentwicklung innerhalb eines gewachsenen und vernetzten Stromsektors dar. Allerdings verzichtet diese Untersuchung auf einen Fallvergleich, um die Variablen kontrollierbar und die Analysetiefe

[54] Flyvbjerg (2006, 230) unterscheidet allgemein zwischen einer Zufallsauswahl und einer informationsbasierten Auswahl von Fällen.

[55] Gemäß Flyvbjerg (2006, 230) ermöglicht eine informationsbasierte Auswahl, den Fall anhand von vier verschiedenen Kriterien zu bestimmen: extreme oder ungewöhnliche Fälle, Fälle mit extremer Ausprägung, kritische Fälle für das Testen von Theorien und Logik sowie paradigmatische Fälle.

hochzuhalten. In weiteren Forschungen wäre eine Komparatistik bei einschlägigen Nutzungsbereichen (mitunter basierend auf den Ergebnissen dieser Arbeit) sicherlich kenntnisreich.

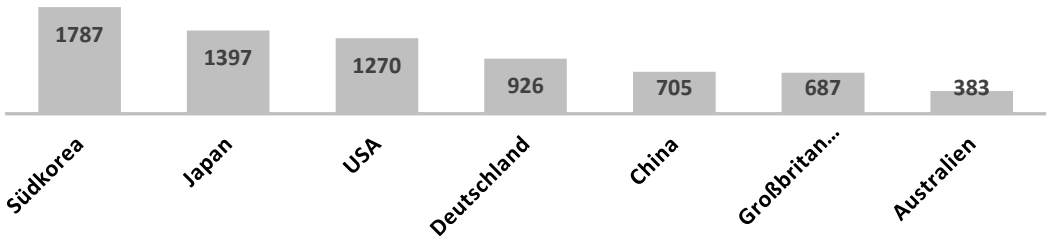

Abbildung 9: Operative zentrale und dezentrale Batteriespeicher 2018 im Stromsektor im Ländervergleich nach installierter Leistung [MW]; Quelle: eigene Abbildung nach Huntington 2019

3.2.3 Untersuchungszeitraum

Aus methodischen und inhaltlichen Gründen wird der Untersuchungszeitraum von 2005 bis 2019 gewählt. Aus methodischen Erwägungen ergibt sich dieser Untersuchungszeitraum, weil sich technologischer Wandel mit seinen Dynamiken und Entwicklungsprozessen nur in längeren Zeiträumen systematisch untersuchen lässt. Darüber hinaus treten Wirkungen und Reflexivdynamiken von energiepolitischem Steuerungshandeln erst verzögert auf.

Aus inhaltlicher Perspektive sprechen insbesondere drei Aspekte für die Wahl des Zeitintervalls: Zunächst kommt die Batteriespeichertechnologie im deutschen Stromsektor erst seit Beginn des 21. Jahrhunderts nennenswert zum Einsatz (Stenzel et al. 2019, 35–40). Außerdem setzte ein Erzeugungswandel in Richtung EE erst zum Jahrtausendwechsel dynamisch und systemisch signifikant ein (Fraunhofer ISE 2020). Als letzter Punkt, der für den Untersuchungszeitraum aus inhaltlicher Perspektive spricht, sind die weitreichenden Umbrüche in der Struktur der deutschen Energiewirtschaft, ausgelöst durch den Liberalisierungs- und Harmonisierungsprozess der EU. Diese entfalteten erst mit einem gewissen Zeitversatz ihre Wirkungen. So umfasst der Untersuchungszeitraum die Umsetzung des 2. und 3. Energiepakets und in Teilen auch deren ergänzende Rechtsakte.[56]

3.2.4 Methodik

Die empirische Analyse greift zur Auswertung und Interpretation im Rahmen der inhaltlichen Prozessanalyse auf einen Methodenmix zurück. Dieser besteht aus einer Kombination von Literatur-, Dokumenten- und Datenanalyse. Bei der Dokumenten- und Literaturanalyse werden sowohl Primär- und Sekundärliteratur als auch Primär- und Sekundärdaten verwendet. Zu den Sekundärdaten und der Sekundärliteratur gehören Veröffentlichungen aus den Bereichen

[56] Ausführlich zu den Gesetzespaketen Teil C Abschnitt 1.2.1.

Wirtschafts-, Ingenieurs-, Rechts- und Politikwissenschaften. Aufgrund des aktuellen und verhältnismäßig neuen Forschungsfeldes muss für den gesamten Untersuchungszeitraum ebenso auf Primärmaterial zurückgegriffen werden. Hierzu zählen u. a. Dokumente, Strategien, Positionspapiere, Entwürfe von Gesetzen und Richtlinien als auch Unternehmens-veröffentlichungen. Mit Hilfe der Auswertung von verschiedenem Datenmaterial soll grundsätzlich eine Mehr-Perspektiven-Untersuchung ermöglicht und außerdem eine höhere Validität erreicht werden. Kritiker geben allerdings zu bedenken, dass hierdurch lediglich umfassendere, nicht zwingend validere Ergebnisse der Empirie zu erzielen sind (Fielding und Fielding 1986, 33). Um diesen ernst zu nehmenden Bedenken Rechnung zu tragen, erfolgt der Aufbau der Fallstudie eng entlang der erarbeiteten Forschungsheuristik sowie der Forschungs-annahmen.

Teil C: Fallstudie

Die Fallanalyse folgt im Aufbau der Forschungsheuristik aus Teil B Abschnitt 3.1: Zunächst werden ausgewählte Ausgangsbedingungen erörtert (Abschnitt 1). Anschließend erfasst Abschnitt 2 die Batteriespeicherentwicklung (Bottom-up-Analyse) und Abschnitt 3 zeichnet die Entwicklung des Instrumenten-Mix (Top-down-Analyse) nach. Schließlich bündelt Abschnitt 4 die Ergebnisse aus den vorherigen Abschnitten und diskutiert ihre wechselseitige Wirkung. Auf diesen Erkenntnissen aufbauend und unter Berücksichtigung zukünftiger energiepolitischer Entwicklungen leitet dieser letzte Abschnitt darüber hinaus Gestaltungsempfehlungen für eine weitere Technologiedurchdringung ab.

1. Ausgangsbedingungen

Die Anwendbarkeit von stationären Batteriespeichern im deutschen Stromsektor steht in einem bestimmten fallspezifischen Kontext, welchen die Studie als Ausgangsbedingungen konzeptualisiert.[57] Mit einer Analyse von ausgewählten Ausgangsbedingungen und deren Entwicklung lassen sich Wirkungsweisen der unabhängigen auf die abhängigen Variablen weiter und umfassender fundieren. Daher werden im Rahmen dieses ersten Fallkapitels ausgewählte strategische (Abschnitt 1.1), rechtliche und institutionelle (Abschnitt 1.2), technische und wirtschaftliche (Abschnitt 1.3) sowie kognitive Bedingungen (Abschnitt 1.4) erörtert. Im Anschluss an die Einzelbetrachtungen werden die zentralen Ergebnisse gebündelt und im Zusammenhang der theoretisch-konzeptionellen Bezüge diskutiert (Abschnitt 1.5).

1.1 Strategische Bedingungen

Weltweit bildet die Energiebereitstellung die Hauptquelle von Treibhausgasemissionen. Sowohl in der EU als auch in Deutschland war dieser Bereich im Jahr 2017 für rund 85 % der Emissionen verantwortlich (Drosihn 2020, 8; Europäisches Parlament 2018; Ritchie und Roser 2017). Demnach spielt der Umbau des Energiebereichs hin zur Klimaverträglichkeit eine tragende Rolle für die weltweit notwendige Dekarbonisierung der Wirtschaft. Aus der Notwendigkeit zur Dekarbonisierung leitet sich folglich ein übergeordneter Handlungsrahmen

[57] Hierzu s. Teil B Abschnitt 3.1.1.

für die Energiepolitik ab. Diese übergreifende, strategische Einordnung ermöglicht es, die Konsistenz des gesamten Steuerungshandelns zu bewerten.[58]

Die klima- und energiepolitische Strategie der EU und ihrer Mitgliedstaaten ist charakterisiert durch eine Vielzahl an nationalen und supranationalen Zielen. Diese Ziele betreffen unterschiedliche, zum Teil zusammenhängende Bereiche und sind zudem häufig in internationalen Vereinbarungen begründet. Vor diesem Hintergrund fokussieren die nachfolgenden Ausführungen internationale, europäische und deutsche Klimaschutzziele mit ihrer wechselseitigen Einflussnahme und ihrer Umsetzung im Energiebereich.

1.1.1 Internationale Verpflichtungen zum Klimaschutz

Im Rahmen von Vertragskonferenzen der Klimarahmenkonvention[59] (Conference of the Parties, COP), die seit den 1990er Jahren stattfanden, gelang es der Internationalen Gemeinschaft, eine Reihe von Klimazielen zu verabschieden. Der erste rechtlich bindende Klimavertrag entstand auf der dritten Weltklimakonferenz (COP3) im Jahr 1997 mit dem Kyoto-Protokoll.[60] Darin verpflichteten sich alle beteiligten Industrienationen, darunter auch alle EU-Mitgliedstaaten, zu Emissionsreduktionszielen. Das Kyoto-Protokoll bezog sich zunächst nur auf die Phase von 2008 bis 2012. Für diese Phase verpflichteten sich die beteiligten Industrienationen, ihre Emissionen im Vergleich zum Referenzjahr 1990 um 5,2 % zu reduzieren (Schlacke 2020, 355). Speziell für die EU galt eine Pflicht zur Emissionsreduktion in Höhe von 8 %[61]. Als Mittel zur Zielerreichung etablierte das Abkommen insbesondere einen Emissionshandel zwischen den Staaten sowie weitere Anreizmechanismen zur Investition in Emissionsminderungen (Knopp und Hoffmann 2005, 616 ff.).

Lange war unklar, wie es nach dem Abschluss der Verpflichtungsphase 2012 weitergehen sollte. Nach mehrjährigen Verhandlungen entschieden sich die zur Fortsetzung bereiten Vertragsstaaten (nicht bereit dazu waren, neben den bereits zuvor nicht mehr beteiligten USA,

[58] Ausführlich zum theoretischen Hintergrund Teil B Abschnitt 2.2 und 2.3.
[59] Die Klimarahmenkonvention ist 1992 auf dem Weltgipfel für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro entstanden und wurde dort von 154 Staaten unterzeichnet. Heute haben 196 Vertragsparteien die Konvention ratifiziert. Damit erkennen die Vertragsparteien die Klimaänderung als ernsthaftes Problem an und verpflichten sich, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen. (UBA 2017)
[60] Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11.12.1997 (FCCC/CP/1997). Durch die EG ratifiziert am 31. Mai 2002 in der Entscheidung des Rates 2002/358/EG. In Deutschland umgesetzt durch das Gesetz vom 27. April 2002 (BGBl. II S. 966).
[61] Entscheidung 2002/358 EG vom 25. April 2002.

auch Japan, Kanada, Neuseeland und Russland) im Jahr 2012,[62] das Abkommen um eine zweite Phase, von 2013 bis 2020, zu verlängern. Anders als in den Vorgängerabkommen setzen sich die Teilnahmestaaten jeweils selbst eigene Minderungsverpflichtungen (Stäsche 2019, 256; Sohre 2014, 21). Die EU verpflichtete sich zu einer Minderung um 20 % gegenüber 1990 bei sieben Treibhausgasen (Schlacke 2020, 356).

Ein weitergehendes Nachfolgeabkommen gelang auf der Weltklimakonferenz 2015 in Paris (COP21). Mit dem Pariser Klimaabkommen[63], welches insgesamt 186 Staaten unterzeichneten, wurde das Klimaschutzziel, eine Begrenzung des Klimawandels auf weniger als 2 °C verglichen mit der Zeit vor der Industrialisierung, völkerrechtlich verankert. Es soll sogar eine Begrenzung auf 1,5 °C angestrebt werden. Das Pariser Klimaabkommen enthält allerdings keine bindenden Verpflichtungen zur Emissionsminderung für einzelne Vertragsstaaten. Vielmehr überlässt das Abkommen es den Staaten selbst, auf welche Weise sie ihren Beitrag zur nötigen Emissionsminderung leisten,[64] um den globalen Temperaturanstieg auf unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen (Franzius 2017, 518 ff.; Böhringer 2016, 762 ff.). Die EU hat als Klimaschutzbeitrag (Intended Nationally Determined Contributions, INDC) eine Treibhausgasreduktion um mindestens 40 % gegenüber 1990 bis 2030 hinterlegt (Stäsche 2019, 256).

Die drei Abkommen setzten und setzen damit Signale zur Dekarbonisierung der Weltwirtschaft und dem damit verbundenen Ausstieg aus der fossilen Energiegewinnung. Damit gehen von den Zielen entscheidende Impulse für Emissionsminderungen u. a. im Stromsektor aus.

1.1.2 Europäische Verpflichtungen zum Klimaschutz

Auf EU-Ebene existiert das Langfristziel, die Treibhausgasemission bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu senken.[65] Dieses Ziel hatte erstmalig 2007 der Rat der Europäischen Union bei der Etablierung einer umfassenden Klima- und Energiepolitik festgelegt (hier waren noch 60 bis 80 % vorgesehen).[66] Auf den Erkenntnissen des vierten Sachstandsberichts des Weltklimarates wurde dieses Ziel nochmals heraufgesetzt und liegt seither bei den eingangs

[62] Mit der Klimakonferenz in Doha (COP 18) einigten sich die Vertragsstaaten auf eine Verlängerung des Kyoto-Protokolls bis 2020 (FCCC/CP/2012). In Deutschland umgesetzt durch das Gesetz vom 8. Dezember 2012 (BGBl. II S. 306).
[63] Pariser Klimaabkommen vom 12. Dezember 2015 (FCCC/CP/2015).
[64] Das Vertragswerk sieht keine Durchsetzungsmechanismen vor. Vielmehr sind die Vertragspartner (Länder) dazu angehalten, alle fünf Jahre neue und ambitioniertere Klimaschutzbeiträge zu übermitteln (Art. 4 Abs. 3 und Art. 9 Abs. 9), und eine Überprüfung soll durch ein Transparenzsystem (Art. 4 Abs. 8 und Art. 13) erfolgen.
[65] Rat der Europäischen Union, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, 30. Oktober 2009, 15265/09.
[66] Rat der Europäischen Union, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, 9. März 2007, 7224/07.

genannten Zielen (Einsparung von 80 bis 95 % gegenüber 1990) (Deutscher Bundestag 2018, 8). Später verabschiedete EU-Dokumente nehmen seither darauf Bezug, so z. B. „Roadmap For Low Carbon Economy By 2050“ oder „Energy Roadmap 2050“. Das Langfristziel wurde zwar bisher nicht in eine rechtsverbindliche Form gebracht, es kann jedoch als etabliert erachtet werden. Neben dem rechtlich nicht bindenden europäischen Langfristziel existieren inzwischen rechtsverbindliche Zwischenziele für 2020 und 2030 (Schlacke 2020, 356 f.).

Ein integraler Bestandteil des „Klima- und Energiepakets 2020“, worauf sich die EU-Staats- und Regierungschefs 2007 verständigten, war die „20-20-20-Strategie“ (Europäische Kommission 2019b). Die „20-20-20-Strategie“ formulierte nominale Ziele für die EU bis 2020 in drei Bereichen: Senkung der Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990,[67] 20 % EE am Gesamtenergieverbrauch und Verbesserung der Energieeffizienz um 20 %. Um sicherzustellen, dass diese Ziele erreicht werden können, erließ die EU eine Vielzahl von Rechtsvorschriften. Eine zentrale Rolle spielte dabei die Richtlinie 2009/29/EG[68] zur dritten Phase des Europäischen Emissionshandels, welche eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 21 % gegenüber 2005 festschrieb. Die Entscheidung Nr. 406/2009/EG[69] zur Lastenverteilung legte erstmals Emissionsminderungsziele für Wirtschaftszweige außerhalb des Emissionshandels fest. Konkret wurden vor dem Hintergrund des Prinzips der Lastenverteilung unterschiedliche Korridore (von -20 bis +20 %) für einzelne Mitgliedstaaten bis 2020 vorgegeben. Deutschland wurde dazu angehalten, seine Treibhausgase im Vergleich zum Referenzjahr 2005 um 14 % zu senken (was 40 % gegenüber 1990 entspricht). Speziell im vorliegenden Kontext ist die Richtlinie 2009/28/EG[70] zur Förderung der Nutzung von erneuerbaren Energien hervorzuheben, welche eine EE-Anteilssteigerung von 20 % am Bruttoendenergieverbrauch bestimmte und den Mitgliedstaaten weitgehende Gestaltungsfreiheiten bei der Konzipierung von Förderinstrumenten zur Stromerzeugung aus EE verlieh. Die Richtlinie enthielt differenzierten Festlegungen für die einzelnen

[67] Im EU-Klimapaket werden diese Ziele geteilt, in 21 % EU-Emissionsminderung innerhalb des Emissionshandels und 10 % außerhalb des Emissionshandels in den Bereichen Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfall mit dem Basisjahr 2005. Zusammen entsprechen sie dem Reduktionsziel von 20 % im Vergleich zu den Emissionen 1990 (Deutscher Bundestag 2018, 7).
[68] Richtlinie 2009/29/EG vom 23. April 2009 zur Änderung der RL 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, ABl. L 140/63.
[69] Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020.
[70] Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 140/16.

Mitgliedstaaten; hiernach musste für Deutschland der EE-Anteil am Gesamtenergieverbrauch 18 % bis 2020 betragen.

Die darauf aufbauenden Zwischenziele für 2030 legte der Europäische Rat in den Schlussfolgerungen seiner Tagung im Oktober 2014 fest.[71] Im Rahmen des Beschlusses verpflichtete sich die EU für 2030 auf folgende Klimaziele: 2030 sollen die Treibhausgase um geringstenfalls 40 % gegenüber 1990 absinken, der EE-Anteil am Gesamtenergieverbrauch soll auf der europäischen Ebene bei mindestens 27 % liegen[72] und es sollen Energieeinsparungen um mehr als 27 % gegenüber 2007 realisiert werden. Auch hier erließ die EU zur praktischen Umsetzung diverse Rechtsakte. Hierzu gehörten u. a. die im November 2016 veröffentlichten Vorschläge des sogenannten „Clean Energy Package" der Europäischen Kommission (auch „EU-Winterpaket" genannt[73]), welches im Zeitraum 2018/2019 in einer Reihe von neuen EU-Rechtsakten (Regelwerk „Clean Energy for all Europeans") mündete. In diesem Paket wurden bestehende Richtlinien, wie die EE-Richtlinie und Energieeffizienzrichtlinie, neu gefasst und das Design des Strommarktes in Teilen neu bestimmt.[74] Darüber hinaus wurden die Ziele für den EE-Ausbau und Energieeffizienz in den Rechtsakten selbst geschärft (Stäsche 2019, 256): Nunmehr soll der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf mindestens 32 % erhöht und die Energieeffizienz auf 32,5 % gesteigert werden.

Prozessual abgesichert wird der Weg zur Erreichung der 2030-Ziele durch die neue sogenannte Governance-Verordnung der EU[75] (Schlacke 2020, 355). Die Governance-Verordnung legt insbesondere Kontrollmechanismen und Berichtspflichten in Form eines sogenannten Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) fest. Dieses Instrument stellt insofern eine zentrale Erweiterung dar, als es die einzelnen Mitgliedstaaten verpflichtet, Auskunft über ihre nationalen Energie- und Klimapolitiken für einen Zeitraum von 10 Jahren zu geben und diese fortlaufend zu aktualisieren, was einem EU-Monitoring gleichkommt (Scholtka und Keller-Herder 2019, 898). Im Rahmen der Berichte, welche in Inhalt und Struktur von der

[71] Europäischer Rat, Schlussfolgerungen, 24. Oktober 2014, 169/14.
[72] Ziele wurden alleinig für die EU-Ebene verabschiedet, nicht aber für einzelne Mitgliedstaaten wie bei der Vorgänger RL (2009/28/EG) für 2020.
[73] Die Kommission legte am 30.11.2016 mit dem sog. „Winterpaket" ein neues Legislativpaket vor, das vier Richtlinien und vier Verordnungen enthielt (Wehle 2018, 407).
[74] Auf diese neuen Rechtsakte geht Teil C Abschnitt 1.2.1 vertiefend ein.
[75] Verordnung (EU) 2018/1999 vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73,/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlamentes und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlamentes und des Rates, ABl. L 328/1.

Verordnung festgelegt werden, müssen die EU-Mitgliedstaaten in fünf Dimensionen Auskunft geben über nationale Ziele und deren strategische Umsetzung. In diesem Zusammenhang fordert die Verordnung dezidiert, auch über Flexibilitäts- und Marktintegrationsstrategien Angaben zu machen (Art. 4, 22, 23 und im Anhang I und IV VO (EU) 2018/1999). Damit ergänzt die Berichtspflicht die bisherigen Ausbau-, Effizienz- und Einsparungsstrategien um den entscheidenden Aspekt der Integration über nachfrage- und/oder angebotsseitiger Flexibilität.

1.1.3 Nationale Verpflichtungen zum Klimaschutz

In Deutschland wurden erstmalig im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) von 2007, welches die damalige Bundesregierung in ihrer Klausurtagung in Meseberg auf den Weg brachte, ambitionierte Treibhausgasminderungsziele für 2020 von 40 % gegenüber 1990 beschlossen (Deutscher Bundestag 2018, 17). Dieses politische (rechtlich nicht verbindliche) Ziel, welches über die internationalen und europäischen Zielvorgaben hinausgeht, wurde auch von den nachfolgenden Bundesregierungen weitergetragen. Neben Treibhausgas-minderungszielen enthielt das IEKP weitere Ziele für 2020: die Erhöhung des EE-Anteils bei der Stromproduktion auf 25 bis 30 %, den Anstieg des Anteils von KWK-Strom auf 25 % und den Ausbau des EE-Anteils bei der Wärmeversorgung auf 14 %. Das drei Jahre später ausgearbeitete Energiekonzept 2010 baute, was die Vorgaben zu den Emissionsminderungen bis 2020 betrifft, auf dem IEKP auf. Hingegen modifizierte das Konzept alle anderen Maßgaben. Ferner integrierte es erstmalig mittel- bis langfristige Ziele für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Auch der im November 2016 von der Bundesregierung beschlossene Klimaschutzplan 2050[76] hielt an den Zielen des Energiekonzepts fest. Allerdings sieht dieser erstmalig sektorspezifische Reduktionspfade vor. Beispielsweise ist der Energiesektor angehalten, bis 2030 seine Emissionen um rund 60 % zu mindern. Das Klimaschutzprogramm 2030 sieht sogar vor, den EE-Anteil bis 2030 auf 65 % zu erhöhen (BMU 2019a, 36 f.). Eine Übersicht über die verschiedenen Ziele gibt Tabelle 6. Dabei handelte es sich bei den Treibhausgasminderungs- und EE-Zielen um Mindestanforderungen.

[76] Weiterführend zum Klimaschutzplan Flaskühler (2018, 419 ff.).

	Treibhausgasreduktion	Erneuerbare Energien		Effizienz
		Stromanteil	Gesamtanteil	Primärenergie
2020	-40 %	35 %	18 %	-20 %
2030	-55 %	65 %	30 %	
2040	-70 %		45 %	
2050	-80-95 %	80 %	60 %	-50 %
Basisjahr	1990			2008

Tabelle 6: Deutsche Klima- und Energieziele bis 2050; Quelle: eigene Darstellung nach BMU 2019a, 36 f.; BMU 2017, 6 f.; BMWi 2014b, 11

Die deutschen Energie- und Klimaziele waren zunächst sämtlich rechtsunverbindlich und reine Absichtserklärungen. Speziell für den Energiesektor setzte sich Deutschland allerdings bereits frühzeitig (selbst-)verpflichtende Ziele, für den Ausbau der Stromerzeugung aus EE im Rahmen des EEG 2004 (damals 12,5 % Anteil an der Stromversorgung bis 2010, 20 % bis 2020). In § 1 Abs. 2 des heutigen EEG (Fassung 2017[77]) formuliert das Gesetz für den Anteil der EE am Bruttostromverbrauch Vorgaben in Gestalt von Spannbreiten. Diese betragen 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025, 55 bis 60 % bis zum Jahr 2035 und mindestens 80 % bis zum Jahr 2050. Auch in § 1 EEWärmeG von 2009 findet sich eine konkrete Zielvorgabe (14 % Anteil EE an der Endenergieversorgung mit Wärme bis 2020).

Rechtsverbindliche Klimaschutzziele brachte die Bundesregierung vor dem Hintergrund der beschriebenen europäischen Maßgaben[78] erst im Oktober 2019 mit dem Regierungsentwurf für ein Klimaschutzgesetz auf den Weg. Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) vom 12. Dezember 2019[79] setzt den gesetzlichen Rahmen zum Klimaschutzplan 2050[80] . Das KSG normiert allgemeine (§ 3 Abs. 1 KSG) und sektorenspezifische (§ 4 i. V. m. Anlage 2 KSG) Klimaschutzziele für 2030 gegenüber 1990. Allerdings sieht das KSG selbst keine konkreten Maßnahmen vor, es schafft vielmehr einen verbindlichen Vorgaberahmen für solche (Doderer und Metz 2020, 218). Denn im Jahr 2019 schien es, als ob Deutschland seine eigenen Klimaziele von 40 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020 nicht einhalten könne, was u. a. aus dem Projektionsbericht von 2019 hervorgeht. Darin werden unter Einbeziehung aller Maßnahmen Emissionsminderungen von 33,2 % bis 2020 erwartet (BMU 2019b, 25). Auch bei den 2030-Zielen sieht die Europäische Kommission, außer im Bereich des EE-Ausbaus, Deutschland mit seinen Maßnahmen nicht auf Kurs (Europäische Kommission 2019a).

[77] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719).
[78] Einschlägig sind die Klimaschutzverordnung (EU) 2018/842 und die Governance-Verordnung (EU) 2018/1999.
[79] Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2531).
[80] Hierzu ausführlich Scharlau et al. (2020, 1–7).

Demnach erhöhte sich, auch bei teilweise noch unverbindlichen nationalen Zielen, zunehmend der Handlungsdruck auf Deutschland, über den Stromsektor hinausgehend oder mit Hilfe einer schnelleren Dekarbonisierung des Stromsektors, Emissionsminderungen zu erreichen.

Durch die jüngsten EU-Vorgaben sind die Mitgliedstaaten im Rahmen der NECP aufgefordert Auskunft zu geben, wie sie beabsichtigen, die Energie- und Klimaziele bis 2030 zu erreichen. Bereits das Klimaschutzprogramm 2030, auf dem der NECP in Teilen aufbaut (BMWi 2020) und das die Umsetzung des Klimaschutzplan 2050 darlegt, beschreibt konkrete Flexibilisierungsmaßnahmen zur Integration von EE-Erzeugung. In diesem Zusammenhang schreiben sowohl das Klimaschutzprogramm 2030 als auch der Entwurf des NECP Energiespeichern eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Energiesystems zu (BMU 2019a, 33; BMWi 2019a, 91). Allerdings betonen diese beiden Strategiepapiere zugleich, dass hauptsächlich der Strommarkt selbst für Flexibilitätsoptionen sorgen soll. Folglich sollen Marktselektionsprozesse über die Art der Flexibilisierung (über Erzeugung oder Nachfrage) und eingesetzte Technologie entscheiden. Mit dem Verweis auf den Markt deuten beide Strategiepapiere darauf hin, dass eher kein direkter Handlungsbedarf bestehe. Indes sieht der Klimaschutzplan 2030 bei der Technologieverfügbarkeit von Batteriespeichern einen konkreten Handlungsbedarf, indem dieser eine Förderungsnotwendigkeit in Form einer Batteriezellfertigung ausweist (BMU 2019a, 102).

Im Wesentlichen weist die deutsche Energie- und Klimastrategie zwar einerseits ambitionierte Emissionsminderungsziele aus. Andererseits, außer bei der Stromerzeugung, waren diese bis zuletzt rechtlich unverbindlich. Darüber hinaus, so sehen es die deutschen Strategiepapiere vor, soll der Strommarkt selbst für Flexibilitätsoptionen zur Integration von EE sorgen.

1.1.4 Zwischenergebnis

Im Ergebnis zeigt die Betrachtung der strategischen Ausgangsbedingungen, dass auf internationaler, EU und deutscher Ebene unterschiedliche Bestrebungen und Maßnahmen existieren, wie Treibhausgasemissionen kurz-, mittel- und langfristig zu reduzieren sind. Dabei stehen diese Ziele im wechselseitigen Verhältnis zueinander, allerdings mit unterschiedlichen Verbindlichkeiten. So hat die EU über Richtlinien und Verordnungen ein relativ hohes Maß an Rechtsverbindlichkeit geschaffen. Für die innerhalb Deutschlands gesetzten strategischen Ziele gilt das an sich nicht, jedoch schlägt der höhere Verbindlichkeitsgrad der EU-Ziele letztlich auch auf die nationale Ebene durch. Auf der übergeordneten Ebene des Völkerrechts, konkret in Gestalt des Pariser Klimaabkommens, sind die strategischen Zielsetzungen zwar sehr allgemein gehalten und es fehlt an „scharfen“ Durchsetzungsmechanismen, an sich sind diese

jedoch verbindlich. Durch das EU-Recht erhalten sie mittelbar gegenüber Deutschland noch einmal mehr Gewicht. Insgesamt stehen die EU-Staaten, insbesondere auch Deutschland, zunehmend unter Druck, die Treibhausgasemission zu mindern. Dies läuft praktisch auf eine Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft hinaus. Konkret für den Energiesektor steht als Klimaschutzmaßnahme eine Transformation an, hin zu einem auf EE basierenden Versorgungssystem. Allerdings greifen eher neuere Strategiepapiere auf deutscher und EU-Ebene dabei den zentralen Aspekt der hierfür benötigten Flexibilität auf. Dementsprechend bestand bislang die Hauptstrategie in der EU und in Deutschland darin, sich auf den Ausbau von EE zu fokussieren, also gerade auf die Erzeugerseite einzuwirken.

1.2 Rechtliche und institutionelle Bedingungen

Wie bereits aus den strategischen Bedingungen hervorgeht, ist Deutschland in Bezug auf die Ausgestaltung seiner Energie- und Klimapolitik nicht mehr gänzlich souverän. Zentrale energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen legt immer öfter die EU-Ebene fest, was Pritzsche und Vacha (2017, 32) als „gemischten Verbund von deutschem und europäischem Recht“ bezeichnen. Daher sind Gegenstand der folgenden Ausführungen die grundlegende Kompetenzordnung auf EU und deutscher Ebene, sowie zentrale Regelwerke und hieraus resultierende institutionelle Verantwortlichkeiten für den deutschen Strombereich. Damit bilden diese, ebenso wie technisch und wirtschaftliche Bedingungen (Abschnitt 1.3), strukturelle und prozessuale Handlungssituationen ab.

1.2.1 Rahmen des EU-Rechts

Um den Einfluss der EU auf die nationale Energiepolitik abzubilden, geht dieser Abschnitt zunächst knapp auf die Rechtsetzungskompetenz der EU ein. Anschließend erläutern die folgenden Teile einschlägige, von der EU erlassene Rechtsakte für den Stromsektor.

a) Vertragsrecht (Primärrecht)

Das EU-Recht ist ein unabhängiges und vorrangiges Rechtssystem,[81] welches seine Handlungsweisen aus den früheren Gemeinschafts- bzw. heutigen Unionsverträgen (Primärrecht)[82] ableitet (Mussaeus und Küper 2017, 85). Nach vorangegangenen Verfassungs- und

[81] Im Falle einer Divergenz zwischen deutschem und europäischem Recht sind europäische Vorgaben vorrangig anzuwenden (Mussaeus und Küper 2017, 85).

[82] Als „Primärrecht“ werden im EU-Recht die übergeordneten Vertragsregelungen bezeichnet. Gemäß Schomerus (2014, 299) „ist das Primärrecht dem Völkerrecht zuzuordnen, da die Mitgliedstaaten ihre Verträge aus ihrer nationalen Souveränität heraus verhandelt und geschlossen haben“. Anders ausgedrückt, werden Lenkungskompetenzen von souveränen Mitgliedstaaten über Verträge an die EU übertragen. Grundlage hierfür ist in Deutschland Art. 23 Abs. 1 Satz 2 GG.

Reformbemühungen beruht das europäische Primärrecht auf dem „Vertrag von Lissabon“, welcher am 1. Dezember 2009 in Kraft trat (Woltering 2010, 7). Der Vertrag von Lissabon überarbeitete und ergänzte die bis dahin geltenden (zentralen) EU-Verträge, d. h. den Vertrag über die Europäische Union (EUV) und den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (EGV). Ersterer wurde im Zuge der Reform neu gefasst, letzterer wurde mit teils wesentlichen Änderungen in den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) überführt.[83] Hinzu kam als neues, eigenständiges Vertragswerk die Charta der Grundrechte der Europäischen Union (GRC). Der EUV enthält Grundsätze zum Aufbau, den Zielen, den Organen und Prinzipien der Europäischen Union, während der AEUV die Rechtsbeziehungen und Kompetenzen der EU sowie ihrer Organe im Verhältnis zu den Mitgliedstaaten regelt (Held und Wiesner 2015, 49 f.). Dabei bleibt nach Einschätzung von Schomerus (2014, 299) der Grundsatz bestehen, dass die EU immer noch vorrangig „eine Wirtschaftsgemeinschaft mit dem zentralen Instrument des Binnenmarktes“ ist.

Damit die EU in einzelnen Politikbereichen konkretes, verbindliches Recht schaffen kann, muss ihr nach Maßgabe von Art. 2 AEUV in dem betreffenden Bereich eine Rechtsetzungskompetenz zustehen.[84] Eine spezielle Rechtsetzungskompetenz für das Energierecht kannte der frühere EGV nicht, obwohl der ursprüngliche europäische Zusammenschluss auch auf eine Zusammenarbeit im Energiebereich zielte. Hierfür wurden jedoch einzelne eigenständige Verträge geschlossen.85 Der Vertrag von Lissabon enthält erstmalig in Titel XXI AEUV, hier Art. 194 AEUV, eine ausdrückliche Rechtsetzungskompetenz für den Bereich der Energiepolitik.

[83] Erst seit dem Vertrag von Lissabon entsprechend dem Art. 1 Abs. 3 EUV existiert die einheitliche Rechtsperson Europäische Union (EU), welche die Rechte und Organe der Europäischen Gemeinschaft (EG) integriert.

[84] Im Sinne von Art. 2 AEUV kann durch die Verträge der Union eine ausschließliche oder geteilte Zuständigkeit übertragen werden. Bei einer ausschließlichen Zuständigkeit kann nur die Union Rechtsakte erlassen und im Falle einer geteilten Zuständigkeit kann auch das Mitgliedstaaten gesetzgeberisch tätig werden, sofern die EU ihre Zuständigkeit nicht ausübt. Nach Art. 3 AEUV hat die EU die ausschließliche Zuständigkeit in den Bereichen der Zollunion, Funktion des Binnenmarktes, Währungspolitik innerhalb der Euroländer, Fischereipolitik, Handelspolitik und bei Abschlüssen internationaler Übereinkünfte. Eine geteilte Zuständigkeit erstreckt sich gemäß Art. 4 AEUV explizit auf folgende Bereiche: Binnenmarkt, Sozialpolitik, Zusammenhalt, Landwirtschaft, Umwelt, Verbraucherschutz, Verkehr, transeuropäische Netze, Energie, Raum der Freiheit, der Sicherheit und des Rechts sowie gemeinsame Sicherheitsanliegen.

[85] Ursprung der europäischen Staatengemeinschaft war die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS), welche 1951 durch den Vertrag von Paris begründet wurde und bereits Gesetzgebungsgrundlagen zur Energiepolitik enthielt. Später (1957) kam der Vertrag über die Europäische Atomgemeinschaft (EURATOM) hinzu, der noch heute besteht.

Gemäß Art. 194 Abs. 1 AEUV verfolgt die Energiepolitik der Union „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten […] folgende Ziele:

- Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes
- Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union
- Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und
- Förderung der Interkonnektion der Energienetze."

Art. 194 Abs. 1 und 2 AUEV stellt somit klar, dass das Hauptziel der europäischen Energiepolitik in der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes liegt und die EU zu diesem Zweck Rechtsakte schaffen kann.

Während Art 194 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 AEUV die europäische Kompetenzerweiterung festlegen, schränkt Art. 194 Abs. 2 Satz 3 und Abs. 3 AEUV die europäischen Befugnisse ein. Gem. Art 194 Abs. 2 Satz 3 AEUV hat jeder Mitgliedstaat das Recht, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen". Energiepolitische Initiativen der Kommission müssen ein „ordentliches Gesetzgebungsverfahren" durchlaufen, welches eine gleichberechtigte Beteiligung des Ministerrates mit qualifizierter Mehrheit[86] und des Europäischen Parlaments mit einfacher Mehrheit bei der Gesetzgebung fordert. Jedoch bedarf es bei steuerlichen Maßnahmen einer einstimmigen Zustimmung des Europäischen Rats (Art. 194 Abs. 3 AEUV). Folglich legt Art. 194 AEUV eine geteilte Zuständigkeit zwischen der EU und den Mitgliedstaaten fest (Fischer 2017, 112).

Dieser primärrechtlichen Verankerung der europäischen Energiepolitik ging ein langer Diskussionsprozess voraus. Bereits Mitte der 1990er forderten einige Mitgliedstaaten und das Europäische Parlament die Aufnahme eines entsprechenden Artikels (Pollak et al. 2010, 63 ff). Trotz einer fehlenden ausdrücklichen Kompetenz im Energiebereich, konnte die EU durch die EU-Kommission Rechtsakte im Bereich der Energiepolitik schaffen. Dazu bediente sich die Kommission der bereits zuvor bestehenden Kompetenzen, insbesondere in den Bereichen Wettbewerb, Binnenmarkt und Umwelt (Fischer 2017, 75). Damit handelt es sich nach Einschätzung von Schneider (2010, 301 ff.) bei dem Vertrag von Lissabon um eine Konsolidierung der bereits in Teilen vorherrschenden Gesetzgebungspraxis der EU und ihrer

[86] Bei einer qualifizierten Mehrheit im Sinne von Art. 16 Abs. 4 EUV müssen seit 1. November 2014 mindestens 55 % der Mitgliedstaaten, welche mindestens 65 % der EU-Bevölkerung vertreten und sich aus 15 Mitgliedern zusammensetzen, zustimmen.

Mitgliedstaaten. Trotz primärrechtlicher Kompetenzerweiterung im Energiebereich bleibt auch mit dem Vertrag von Lissabon die nach Innen gerichtete europäische Energiepolitik weiterhin ein rechtliches Querschnittthema. Dies ergibt sich speziell aus den primärrechtlichen Vorgaben des Binnenmarktes (Art. 26 AEUV)[87] und erfährt Erweiterungen über die vertraglich vereinbarten Zuständigkeiten, insbesondere in den Bereichen Wirtschafts-, Industrie-, Landwirtschafts-, Verkehrs-, Umweltpolitik, Forschungsförderung und Technologiepolitik sowie transeuropäische Netze (Nötzold 2011, 205).

b) Konkrete Rechtsvorschriften (Sekundärrecht und Tertiärrecht)

Wie schon im vorherigen Abschnitt angedeutet, werden die von den Unionsorganen erlassenen Rechtsakte als Sekundärrecht bezeichnet. Nach Held und Wiesner (2015, 50) „handelt es sich um das Recht, was die EU sich selbst gibt und ihren Mitgliedstaaten auferlegt, um die Vorgaben und Ziele der Verträge zu erfüllen und die Europäische Union entsprechend zu gestalten". Sekundärrechtlich sind nach Art. 288 AEUV folgende Arten von Rechtsakten möglich: Verordnungen (regulation),[88] Richtlinien (directives),[89] Beschlüsse (decisions),[90] Empfehlungen (recommendations)[91] und Stellungnahmen (opinions).[92] Besonders bedeutsam sind in der Praxis Verordnungen und Richtlinien. Ihr Wesensunterschied liegt darin, dass sich Verordnungen (wie nationale Gesetze) direkt an die Bürger richten, während sich Richtlinien

[87] Gemäß dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) von 1994 in der Rechtssache C 393/92 (auch als Almelo-Entscheidung bekannt) sind auch leitungsgebundene Energieträger wie Strom eine Ware und fallen unter die Bestimmungen des Binnenmarktes. Basierend auf den Art. 34-37 und Art. 101-109 AEUV können Mitgliedstaaten oder Institutionen zu wettbewerbskonformen Handlungsweisen und/oder Änderungen nationaler Bestimmungen durch die Kommission oder dem Europäischen Gerichtshof verpflichtet werden, was auch als negativer Integrationsprozess bezeichnet wird. Mit dieser Entscheidung erhielt die damalige EG das indirekte Recht, Vorgaben im Energiebereich zu tätigen.

[88] Verordnungen gelten unmittelbar in allen Mitgliedstaaten und sind folglich nicht an die Gesetzesgeber der Einzelstaaten gerichtet (Art 288 Abs. 2 AEUV).

[89] Richtlinien verpflichten die Mitgliedstaaten hinsichtlich des zu erreichenden Ziels, gesetzgeberisch tätig zu werden, wobei sie den einzelnen EU-Staaten die Ausgestaltungsform und -mittel überlassen (Art 288 Abs. 3 AEUV). Lediglich unmittelbar gelten sie nach Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs, wenn der Einzelstaat nach einer gewissen Frist die Richtlinie nicht umsetzt oder die Vorschrift nicht ziel- bzw. anwendungsgeeignet ist. Auch wenn die Gesetze in nationales Recht überführt werden, bleiben sie Europarecht und müssen bei Auslegungsfragen ohne Gestaltungs-spielraum durch den Europäischen Gerichtshof entschieden werden (Held und Wiesner 2015, 50).

[90] Beschlüsse sind verbindlich und unmittelbar anwendbar (Art 288 Abs. 4 AEUV). Sie können sich sowohl an einen Adressatenkreis wenden als sich auch an eine Vielzahl von Adressaten oder gar an die EU-Länder richten.

[91] In Empfehlungen können Institutionen ihre Ansichten äußern und Maßnahmen empfehlen, ohne rechtliche Verbindlichkeit (Art 288 Abs. 5 AEUV).

[92] Mittels Stellungnahmen können sich Institutionen in unverbindlicher Form zu einem Sachverhalt äußern (Art 288 Abs. 5 AEUV).

an die Mitgliedstaaten richten, also die Schaffung von nationalem Recht zu ihrer Umsetzung erfordern (u. a. Härtel 2006, 173).

Über die genannten Vorschriftarten hinaus ermöglicht der Vertrag von Lissabon ausdrücklich auch den Erlass kombinierter Vorschriften. Diese Vorschriften haben formal keinen Gesetzescharakter (Frenz 2010, 467), sind aber ebenso verbindlich. Dazu zählen gemäß Art. 290 AEUV der „Delegierte Rechtsakt“[93] und der „Durchführungsrechtsakt“.[94] Dies bedeutet, dass die Kommission innerhalb einer Verordnung oder einer, an sich an die Mitgliedstaaten gerichteten, Richtlinie (das ist der Hauptfall) ermächtigt wird, bestimmte Einzelheiten durch ergänzenden Rechtsakt selbst zu regeln. Ihrer Stellung nach können solche Rechtsakte als Tertiärrecht bezeichnet werden (Rodi et al. 2016, 30), da sie sich aus der sekundären Ebene ableiten. Die Rechtsverbindlichkeit ist nach entsprechendem Verfahrensende zwischen Sekundär- und Tertiärebene identisch, der Tertiärakt also nicht weniger verbindlich als der Sekundärakt (Wolfram 2009, 4 f.). Das Besondere ist, dass die Verantwortung für den Erlass des Rechtsakts bei der Kommission liegt – anders als beim für das Sekundärrecht üblichen „ordentlichen Gesetzgebungsverfahren“, bei dem der Rat und das Parlament die erlassenden Organe sind. Diesen ist nach Art. 290 Abs. 2 AEUV in der jeweiligen Verordnung oder Richtlinie entweder das Recht des Widerrufs der Aufgabenübertragung an die Kommission oder eine Art Veto-Recht für den fertigen Rechtsakt einzuräumen (Liebmann 2015, 51–55). Trotz dieser Kontrolle durch den europäischen Gesetzgeber führt dieses Gesetzgebungsverfahren zu einer großen Einflussnahme der Kommission.

Vor dem Inkrafttreten des AEUV hatte sich der Erlass von Durchführungsrechtsakten in der Entscheidungsverantwortung der Kommission bereits innerhalb des Sekundärrechts unter der Bezeichnung „Komitologieverfahren“ etabliert, ohne im EGV ausdrücklich geregelt zu sein. Rechtsgrundlage war der Beschluss 1999/468/EG des Rats vom 28. Juni 1999 zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der Kommission übertragenen Durchführungsbefugnisse.[95] Die praktisch bedeutsamste Art des Komitologieverfahrens war der Erlass im Wege des

[93] Gemäß Art. 290 AEUV können das EU-Parlament und der Ministerrat die Kommission betrauen, bestimmte nicht wesentliche Vorschriften mit allgemeiner Geltung des betreffenden Gesetzgebungsaktes (Verordnung, Richtlinie und Beschluss) zu ergänzen oder zu ändern. Allerdings legen EU-Parlament und Ministerrat den Rahmen (Ziele, Inhalte, Geltungsbereich und Dauer) der Befugnisübertragung fest, können diese widerrufen oder Widerspruch einlegen (Streinz 2016, 202).

[94] Nach Art. 291 Abs. 1 AEUV sind grundsätzlich die Mitgliedstaaten zur Durchführung des Unionsrechts angewiesen. Gemäß Art. 291 Abs. 2 AEUV können die Kommission oder der Ministerrat ermächtigt werden, bei einheitlichen Regelungen Durchführungsakte zu erlassen (Streinz 2016, 201–202).

[95] ABl. (EG) L 184 vom 17. Juli 1999, S. 23.

„Regelungsverfahrens mit Kontrolle“[96] nach Art. 5a des Beschlusses 1999/468/EG, in welchem dem Rat und dem Parlament eine Art Veto-Recht zugesprochen wurde (jedoch keine Möglichkeit zur Durchsetzung von Änderungen) (Härtel 2006, 218 ff.). Das Komitologieverfahren wurde auch für diverse Rechtsakte der Kommission im Bereich des Energierechts angewandt (s. weiter unten zu Netzkodizes und Leitlinien).

c) EU-Recht im Stromsektor

Wie einerseits aus den strategischen Bedingungen hervorgeht und andererseits die Ziele des europäischen Primärrechts im Energiebereich unterstreichen, liegt ein Hauptaugenmerk im EU-Recht auf der Dekarbonisierung der Energieerzeugung und der damit verbundenen Entwicklung neuer Technologien. Ein anderes zentrales Handlungsmotiv, was insbesondere aus den Zielen des Primärrechts im Energiebereich hervorgeht, ist die Schaffung eines EU-Binnenmarktes. Aus diesen beiden Motiven heraus erließ der EU-Gesetzgeber für den Stromsektor zahlreiche Sekundär- und zunehmend auch Tertiärrechtsakte. Allerdings fanden die Entwicklung der Dekarbonisierung des Stromsektors und die Schaffung einer „Energieunion“ im EU-Sekundär- und Tertiärrecht, die hier als 1., 2. und 3. Energiepakete definiert sind (s. Abbildung 10), bis jüngst weitestgehend unabhängig voneinander statt. Erst das sogenannte „Winterpaket“, hier in der Untersuchung als 4. Energiepaket bezeichnet,[97] mit einem Bündel an Rechtsvorschriften versehen, vereint sowohl die europaweite Harmonisierung der Stromversorgung als auch die Forcierung des EE-Ausbaus und dessen (Markt-)Integration. Aufgrund der Tatsache, dass der Rechtsstand von 2005 bis 2019 Gegenstand dieser Untersuchung ist, werden die sich u. a. im nationalen Umsetzungsprozess befindlichen Anforderungen des 4. Energiepakets am Ende der Ausführungen in diesem Abschnitt aufgegriffen. Zuvor stellen, aufgrund ihrer Einschlägigkeit für die Untersuchung im Rahmen der Top-down-Analyse, die zwei folgenden Abschnitte überblicksartig die Rechtsentwicklung einzeln für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erzeugungswandel in ihren groben Zügen dar.

aa) Rechtsakte zum Strombinnenmarkt

Wie seit dem Vertrag von Lissabon in Art. 194 AEUV festgeschrieben, seit den 1990er europapolitisch verfolgt (u. a. Held und Wiesner 2015, 57) sowie mit der Almelo-Entscheidung

[96] Die Komitologie im Rahmen des Vertrages von Nizza (2001) kann aus vier Verfahrensarten bestehen: Beratungsverfahren, Verwaltungsverfahren, Regelungsverfahren sowie Regelungsverfahren mit Kontrolle (Eidgenössische Elektrizitätskommission 2012, 4 f.).
[97] Weiterführend in diesem Abschnitt unter cc.

des EuGH 1994[98] klargestellt, sind Energiemärkte und damit auch der Strommarkt Teil des EU-Binnenmarktes. Vor diesem Hintergrund richtet sich die EU-Gesetzgebung seit den 1990er Jahren auf die Schaffung eines EU-Binnenmarktes im Energiebereich. Entscheidende Rechtsakte vor dem 4. Energiepaket waren hierfür die verschiedenen Fassungen der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinien (nacheinander EltRL 1996,[99] EltRL 2003[100] und EltRL 2009[101]).

Die verschiedenen Fassungen der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie regeln im Kern die Öffnung und Harmonisierung nationaler Energiewirtschaftsstrukturen (s. Abbildung 10) mit dem Ziel, Wettbewerb zu ermöglichen und insbesondere den Strom auch grenzüberschreitend diskriminierungsfrei vertreiben zu können. Das zentrale Element der Richtlinien bestand darin, die bestehenden Gebietsmonopole durch wettbewerbliche Teilbereiche zu ersetzen, also vertikalintegrierte Energieversorgungsunternehmen zu entflechten. Die Vorgaben schufen unabhängige Netzbetreiber – insbesondere auf der Ebene der Übertragungsnetze, teils auch der Verteilernetze. Die Richtlinienfassung von 2003 führte für den Netzbereich die Einrichtung eines Regulierungssystems[102] mit entsprechender Instanz (Bundesnetzagentur) im Netzbereich (natürliches Monopol) ein, welches besonders die Bereiche Netzanschluss, Netzzugang (einschließlich Tarife) sowie den Bezug von Ausgleichsleistungen (Regelenergie) umfasst (Ortlieb 2016, 202). Wiederum die Richtlinienfassung von 2009 enthielt neben weiteren Konkretisierungen ferner bestimmte Vorgaben zur planerischen Steuerung des Netzausbaus.

[98] Hierzu Fußnote 87.

[99] Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG L 27/20.

[100] Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG; ABl. EU L 176/37.

[101] Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211/55.

[102] Den Unterschied zwischen Kartellaufsicht und Regulierung definiert Ortlieb (2016, 202) wie folgt: „Anders als bei der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht, die dem unternehmerischen Verhalten typischerweise zeitlich nachgelagert ist und diese repressiv kontrolliert, liegen regulierungsbehördliche Entscheidungen zeitlich vor den regulierten unternehmerischen Tätigkeiten und steuern dies maßgeblich."

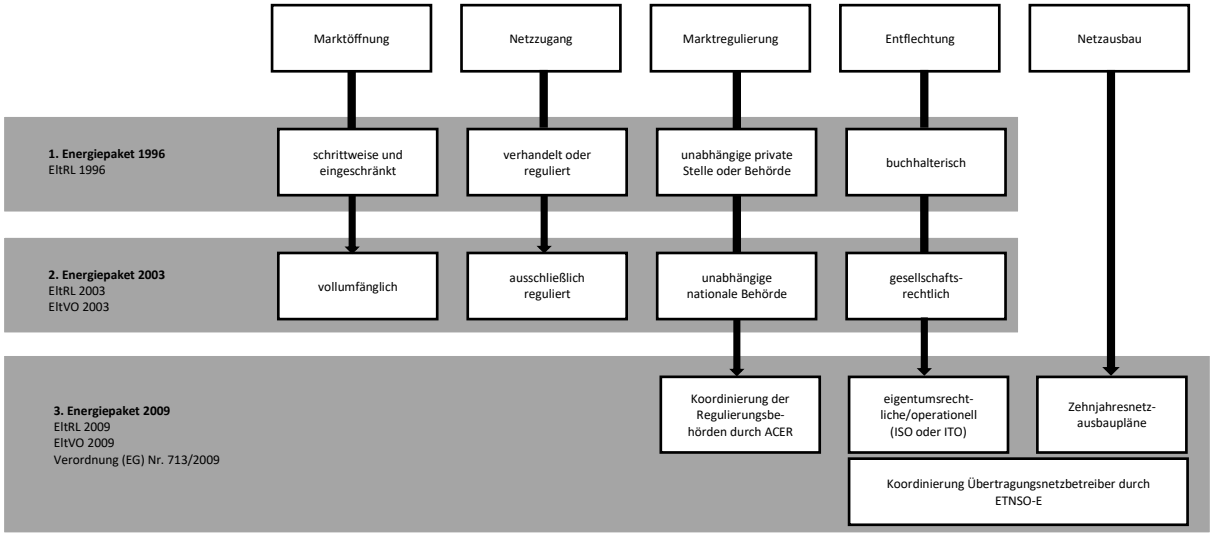

Abbildung 10: Übergeordnete Inhalte der drei Energiepakete 1996, 2003 und 2009; Quelle: eigene Darstellung nach Ortlieb 2016, 205

Darüber hinaus erweiterte das 2. Energiepaket die EltRL 2003 auf Verordnungswege (vgl. Abbildung 10). Zunächst alleinig durch die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung EltVO 2003[103] und im 3. Energiepaket dann durch die EltVO 2009,[104] welche die Vorgänger-verordnung EltVO 2003 ersetzte, und der Verordnung (EG) Nr. 713/2009,[105] welche eng miteinander zusammenhängen.

Die beiden Verordnungen regeln im Kern zwei Themen: einerseits den grenzüberschreitenden Zugang zu Netzen und andererseits mit dem 3. Energiepaket die europäische Kooperation zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern. In der Folge bzw. auf der Vorgabe der Stromhandelsverordnung EltVO 2009 beruhend entstand der Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Im Kern liegt die Aufgabe des Verbandes darin, den europäischen Netzausbau, Netzbetrieb sowie Forschung zu koordinieren und technische Normen in Form von Netzkodizes zu erarbeiten (Schüler 2019, 339). Die weitere Verordnung (EG) Nr. 713/2009 im Rahmen des 3. Energiepakets sieht die Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden vor. Hieraus entstand die EU-Behörde ACER, die ihre Kernaufgabe in der Kontrolle, Beratung, Koordination und Mitwirkung bei der Ausarbeitung von Netzkodizes innehat (Schüler 2019, 338 f.). Mit den beiden, auf EU-Ebene neugegründeten Institutionen

[103] Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. EG L 176/1.
[104] Verordnung (EG) Nr. 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. EU L 211/15.
[105] Verordnung (EG) Nr. 713/2009 vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. EU L 211/1.

entstanden zwei Organisationen mit erheblichem Einfluss auf die Koordination und Steuerung im Energiebinnenmarkt. Insbesondere bei der Entwicklung von Netzkodizes können die betreffenden Institutionen wesentlich Einfluss auf bestimmte Einsatz- und Nutzungsbedingungen für Batteriespeicher nehmen (s. Tabelle 7).

Aufgrund der Tatsache, dass unionsrechtlich erlassene Leitlinien und Netzkodizes seit dem 3. Energiepaket zunehmend bei der Gestaltung des Strombinnenmarktes an Bedeutung gewinnen und in diesem Bereich ein Regelungsnovum darstellen, befassen sich die folgenden Abschnitte mit dem Verfahren der Basisrechtsakte und den übergeordneten Inhalten der verabschiedeten Netzkodizes und Leitlinien. Die Top-down-Analyse greift dann nur noch jeweils einschlägige Aspekte der Rechtsakte auf, ohne diese weiter zu verorten.

Netzkodizes lassen sich als „Instrument zur Anwendungsregelung" beschreiben (Brüning-Pfeiffer 2018, 263). Das Verfahren zur Verabschiedung des „neuen Instruments" Netzkodize normiert Art. 6 EltVO 2009. Dort ist ein zweistufiges Verfahren vorgesehen: Auf der ersten Stufe, entsprechend einem ausgearbeiteten Prioritätsplan von ENTSO-E, ACER und Kommission, erarbeitet die ACER auf Geheiß der Kommission sogenannte Rahmenleitlinien, welche die Grundlage bilden, für die im Anschluss vom ENTSO-E zu erstellenden Netzkodizes. Entsprechen die konkreten Vorgaben der Netzkodizes den Vorgaben der Rahmenleitlinie, so empfiehlt die ACER der Kommission die Annahme. Ist die Kommission einverstanden, legt sie den Kodex im zweiten Verfahrensschritt im Wege der Komitologie rechtsverbindlich fest – also als Durchführungsakt in Form einer (EU-)Verordnung. Auf das Komitologieverfahren bei den jüngst verabschiedeten Netzkodizes wird zurückgegriffen, da das 3. Energiepaket mit seinen Gesetzespaketen vor dem Vertrag von Lissabon verabschiedet wurde. In den Erwägungsgründen (28) und (29) der EltVO 2009 heißt es ferner, dass ein Regelungsverfahren mit Kontrolle bei der Komitologie zu wählen ist, was dem Rat und dem Europäischen Parlament noch einen gewissen Einfluss belässt (Eidgenössische Elektrizitätskommission 2012, 4): Nach der erfolgten Zustimmung des Komitologie-Ausschusses[106] haben Rat und Parlament jeweils die Möglichkeit, den Rechtsakt (komplett) abzulehnen.

Im Vergleich zum Netzkodex durchlaufen Leitlinien nach dem entsprechenden Entwurf der Kommission alleinig das Komitologieverfahren, also ein einstufiges Verfahren (ebenfalls in Gestalt eines Regelungsverfahrens mit Kontrolle). Die Regelungsgegenstände werden in

[106] Hierfür werden in den einzelnen Mitgliedstaaten Expertengremien eingerichtet, welche final darüber befinden. In Deutschland ist hierfür das Bundeswirtschaftsministerium zuständig (Brüning-Pfeiffer 2018, 262).

Art. 18 Abs. 1 bis 4 EltVO 2009 bestimmt und müssen generell ein Mindestmaß an Harmonisierung bewirken. Grundsätzlich sind Leitlinien in allen Bereichen möglich, auch dort wo Netzkodizes entstehen oder bestehen (Art. 18 Abs. 3 EltVO 2009). Diese Möglichkeit hat die Kommission auch bei den jetzt verabschiedeten Netzkodizes dreimal wahrgenommen (CACM, FCA und SO, s. Tabelle 7) und fertigte, anstelle eines Netzkodizes, selbst Leitlinien an (Brüning-Pfeiffer 2018, 262). Dieser Grundsatz, über Leitlinien zu harmonisieren, bestand bereits in der Vorgängerverordnung (EltVO 2003 in Art. 8) und war somit 2009 kein rechtliches Verfahrensnovum.

Tabelle 7 zeigt die acht Netzkodizes und Leitlinien mit ihrer nach Gruppen (Markt, Netzanschluss und Netzbetrieb) eingeordneten inhaltlichen Ausrichtung. Gerade zur Harmonisierung des Marktes und auch für den Netzbetrieb entstanden Leitlinien. Leitlinien, welche sich auf den Markt fokussieren, regeln die Kapazitätsvergabe auf den langfristigen Stromhandelsmärkten (GL-FCA) und legen harmonisierende Bestimmungen für die Spotmärkte (Intraday/Day-ahead) (GL-CACAM) und Regelenergiemärkte (GL-EB) fest. Im Netzbereich bestehen für den Netzzugang für Erzeuger (NC-RfG) und Verbraucher (NC-DCC) sowie für spezielle Leitungssysteme (NC-HVDC) entsprechende Kodizes. Die letzte Regelungsreihe bestimmt Prinzipien für den sicheren Netzbetrieb in Form eines Netzkodex und einer Leitlinie (GL-SO und NC-ER). Das Tertiärrecht brachte somit eine Reihe von wirtschaftlichen, technischen und sicherheitsbezogenen Vorgaben für den Elektrizitäts-binnenmarkt und den Netzbetrieb. Teils befanden sich diese über den Untersuchungszeitraum bis 2019 noch im Einführungsprozess. Insofern beruhen Einschätzungen bei der Top-down-Analyse noch auf dem Ende 2019 bestehenden Umsetzungsstand.

	Kurzform	Englisch	Deutsch
Markt	GL-CACM[107]	Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management	Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
	GL-FCA[108]	Guideline on Forward Capacity Allocation	Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität
	GL-EB[109]	Guideline on Electricity Balancing	Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem
Netzanschluss	NC-RfG[110]	Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators	Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
	NC-DCC[111]	Network Code on Demand Connection	Netzkodex für den Lastanschluss
	NC-HVDC[112]	Network Code on High Voltage Direct Current Connections	Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung
Netz-betrieb	GL-SO[113]	Guideline on System Operation	Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
	NC-ER[114]	Network Code on Emergency and Restoration	Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes

Tabelle 7: Netzkodizes und Leitlinien des 3. Energiepakets; Quelle: eigene Darstellung

bb) Rechtsakte und Anforderungen zur EE-Stromerzeugung

Vor dem 4. Energiepaket waren für die Rechtsentwicklung in der Frage des Erzeugungswandels die verschiedenen Fassungen der EE-Richtlinie (nacheinander EE-RL 2001[115] und EE-RL 2009[116]) sowie die wettbewerblichen Vorgaben der Kommission zum EU-Beihilferecht einschlägig.

Die erste Fassung der EE-RL 2001 regelte nur sehr unspezifisch diverse übergreifende Aspekte. Hierzu zählten Berichtspflichten über u. a. eingesetzte Fördermaßnahmen, selbst zu

[107] Verordnung (EU) 2015/1222 vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. EU L 197/24.
[108] Verordnung (EU) 2016/1719 vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität, ABl. EU L 259/42.
[109] Verordnung (EU) 2017/2195 vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. EU L 312/6.
[110] Verordnung (EU) 2016/631 vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. EU L 112/1.
[111] Verordnung (EU) 2016/1388 vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss, ABl. EU L 223/10.
[112] Verordnung (EU) 2016/1447 vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, ABl. EU L 241/1.
[113] Verordnung (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. EU L 220/1.
[114] Verordnung (EU) 2017/2196 vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, ABl. EU L 312/54.
[115] Richtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG L 283/33.
[116] Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU L 140,16.

bestimmende Ziele für EE-Anteil am Stromverbrauch, die Einführung von Herkunftsnachweisen und die Sicherstellung des Netzzugangs mit einem auszugestaltenden Rechtsrahmen. Die Richtlinie enthielt damit weder konkretisierende Vorgaben zum Förderregime noch zur Ausgestaltung der Herkunftsnachweise oder den Berichtspflichten (Sliwiok-Born 2014, 40). Demnach waren die Mitgliedstaaten frei in der Schaffung und Ausgestaltung des entsprechenden Förderrahmens.

Auch die später an die Stelle der EE-RL 2001 getretene, noch bis Mitte 2021 geltende EE-RL 2009 behielt diesen weiten Gestaltungsspielraum bei. Wesentliche Änderungen bestanden in den nun festgelegten rechtsverbindlichen Ausbaumindestzielen des jeweiligen Mitgliedstaates und weiteren Vorschriften über u. a. Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen (Hazrat 2017, 72 f.; Sliwiok-Born 2014, 41 ff.).

Trotz der weitgefassten Ausgestaltungsspielräume der beiden einschlägigen Sekundärrechtsakte schränkten sich auf anderen Wegen zunehmend die Handlungsoptionen beim EE-Förderrahmen der Mitgliedstaaten ein. Ausschlaggebend hierfür war das im Primärrecht verankerte EU-Beihilferecht (u. a. Mussaeus und Küper 2017, 93; Pritzsche und Vacha 2017, 334). Aufgrund ihrer großen praktischen Bedeutung greifen die folgenden Abschnitte an dieser Stelle die Grundzüge des Beihilferechts auf und erörtern seine Wirkung, einerseits auf die Förderung der EE-Erzeugung und andererseits auf die mögliche Förderung von Stromspeichern.

Grundsätzlich sind gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV Beihilfen,[117] welche aus staatlichen Mitteln oder staatlichen Zuwendungen stammen und bestimmte Unternehmen oder Sparten begünstigen, aus Erwägungen der EU-Wettbewerbsverzerrung oder der EU-Handelsbeschränkung zwischen den Mitgliedstaaten verboten. Dieses Verbot erstreckt sich generell auf sämtliche Unternehmen und Produktionszweige, wenn die Beihilfe nicht gem. Art. 107 Abs. 2 AEUV (so z. B. Beihilfen zur Beseitigung von Schäden durch Naturkatastrophen) davon ausgenommen ist. Außerhalb dieser sehr eng gefassten Ausnahmen ist es der Kommission über das Notifizierungsverfahren gestattet, an sich verbotene Beihilfen im Einzelfall zu genehmigen.

Im sogenannten Notifizierungsverfahren nach Art. 108 AEUV prüft die Kommission im Zusammenhang mit bestehenden sekundär- und tertiärrechtlichen Rechtsakten, ob Ausnahmen gemäß Art. 107 Abs. 2 vorliegen oder nach Art. 107 Abs. 3 AEUV im Einzelfall gewährt werden können (Rodi et al. 2016, 30). Zwar gelten sekundäre Rechtsakte bei der Bewertung

[117] Der Begriff Beihilfe umfasst alle Arten von öffentlicher Zuwendung, welche an Organisationen fließen, ohne entsprechende angemessene oder marktübliche Gegenleistung (Michéle 2015, 5).

grundsätzlich als vorrangig, enthalten diese jedoch keine abschließenden Regelungen, so muss die staatliche Maßnahme eine doppelte Konformität entsprechend der Richtlinie und des beihilferechtlichen Rahmens aufweisen (Pritzsche und Vacha 2017, 338). Beispielsweise enthält die EE-RL 2009 zwar konkrete länderspezifische Ausbauziele, überlässt es allerdings den Mitgliedstaaten, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen, so dass die nationale Förderregelung im Rahmen des Notifizierungsverfahrens einer Konformitätsprüfung entsprechend Art. 107 AEUV zu unterziehen ist. Bei der Prüfung besitzt die Kommission grundsätzlich einen weiten Ermessensspielraum (Michéle 2015, 5). Allerdings kann der Rat auf Vorschlag der Kommission und nach Anhörung des Europäischen Parlaments nach Maßgabe von Art. 109 AEUV bestimmte Arten von Beihilfen festlegen, die vom Notifizierungsverfahren ausgenommen werden. Auf dieser Grundlage wiederum kann die Kommission gemäß Art. 108 Abs. 4 AEUV Verordnungen erlassen, nach denen bestimmte Beihilfen generell vom Beihilfeverbot ausgenommen sind und keinem Notifizierungsverfahren unterliegen. Laut Pritzsche und Vacha (2017, 336 f.) sind für beihilferechtliche Maßnahmen im Strombereich die De-minimis-Verordnung (De-minimis-VO)[118] und die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)[119] von Bedeutung.

Darüber hinaus hat die Kommission die Möglichkeit, für ihre eigene Entscheidungspraxis zur Erteilung von Ausnahmegenehmigungen im Wege des Einzelfallermessens nach Art. 107 Abs. 3 AEUV generelle Leitlinien zu schaffen. Speziell für den Umwelt- und Energiebereich erließ sie 2013 die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UEBLL).[120] Darin beschreibt die Kommission, unter welchen Voraussetzungen sie u. a. Energiebeihilfen generell zu genehmigen beabsichtigt. Im Unterschied zum Anwendungsbereich von Gruppenfreistellungen bedarf es für die betreffenden Beihilfen jedoch einer Notifizierung. Michéle (2015, 6) folgert hieraus für derartige Leitlinien einen „de facto verbindlichen Charakter".

Gerade für die Genehmigungspraxis für EE-Förderinstrumente enthält die UEBLL einschneidende Vorgaben. Für den Erhalt einer beihilferechtlichen Genehmigung stellt die

[118] Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen, Abl. EU L 352/1.
[119] Verordnung (EU) Nr. 651/2015 vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union Text von Bedeutung für den EWR, Abl EU L 187/1.
[120] Kommission, Mitteilung vom 28. Juni 2014, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, 2014/C 2000/1.

Leitlinie drei Kernbedingungen auf: die Verpflichtung zur Direktvermarktung, den Anreizabbau zur Einspeisung bei negativen Strompreisen und die zunehmende Umstellung auf Ausschreibungen.

Während die UEBLL konkrete Vorgaben für die Stromerzeugung von EE aufführt, adressiert die Leitlinie Stromspeicher nur sehr allgemein. So fallen Stromspeicher unter Fördermaßnahmen, welche für die Modernisierung von Energieinfrastruktur (Abschnitt 3.8) oder zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung (Abschnitt 3.9) ergriffen werden können. Alleinig Abschnitt 1.3 Nr. 31a der UEBLL führt Stromspeicheranlagen bei der Modernisierung von Energieinfrastrukturen explizit auf. Damit können, entsprechend der UEBLL, Stromspeicher sowohl im Netzbereich als auch zur Kapazitätssicherung unter bestimmten Voraussetzungen gefördert oder angereizt werden. Genauere Konditionen beschreiben die UEBLL insoweit jedoch nicht.

cc) Ausblick: 4. Energiepaket

Das bereits bei den strategischen Bedingungen aufgeführte und eingangs zum EU-Recht im Stromsektor kurz angeführte EU-Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer", hier als 4. Energiepaket bezeichnet, treibt mit einem Bündel von Rechtsvorschriften[121] sowohl die europaweite Harmonisierung der Stromversorgung als auch den EE-Ausbau und dessen (Markt-)Integration voran. Damit versucht die EU-Energiepolitik, wohl unter dem Druck vereinbarter Klimaschutzziele, beide Aspekte in einem Gesetzespaket zu integrieren (Europäische Kommission 2020b, 7; Stäsche 2019, 256).

Im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses, welcher sich von 2016 bis 2019 hinzog, entstanden acht Rechtsvorschriften.[122] Als einschlägig für den Einsatz von Batteriespeichern stellen sich insbesondere die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EltRL 2019),[123] die Elektrizitäts-binnenmarktverordnung (EltVO 2019)[124] und die EE-Richtlinie (EE-RL 2018[125]) dar. Die EltVO 2019 gilt seit 1. Januar 2020 (Art. 71 EltVO 2019). Die Vorgaben der EltRL 2019 sind

[121] Eine Übersicht über die einzelnen Rechtsakte findet sich in Pause (2019, 387–396).
[122] Eine Übersicht und Einführung in den gesamten Gesetzgebungsprozess findet sich hier (Europäische Kommission 2020a).
[123] Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. EU L 158/125.
[124] Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. EU L 158/54.
[125] Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 18. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. EU L 318/82.

bis zum 31. Dezember 2020 in nationales Recht umzusetzen (Art. 71 EltRL 2019), und die EE-RL 2018 sieht eine Umsetzungsfrist bis zum 1. Juli 2021 vor (Art. 36 EE-RL 2018). Damit entfalten die Rechtsvorschriften für den in der Top-Down-Analyse betrachteten Untersuchungszeitraum bis 2019 noch keine Wirkung. Allerdings sind sie mit weitreichenden Änderungen der energiewirtschaftlichen Strukturen in der EU und in den einzelnen Mitgliedstaaten verbunden. Insbesondere bestimmen die Rechtsvorschriften die energiewirtschaftliche Rolle für Stromspeicher neu. Ohne eine entsprechende Berücksichtigung der Rechtsvorschriften würde es den Gestaltungsempfehlungen (hierzu Abschnitt 4.2) an einem kontextuellen Bezug und an Einordnung in der Rechtsentwicklung mangeln. Demzufolge greift diese Untersuchung zentrale Bestimmungen gesondert im Punkt 4.3 dieses Teils C auf.

1.2.2 Rahmen des deutschen Rechts

Wie auch im Rahmen des EU-Rechts, erläutern die folgenden Ausführungen zunächst die innerdeutsche Rechtsetzungskompetenz. An diese Ausführungen anknüpfend gehen die folgenden Teile auf einschlägige Rechtsakte ein und skizzieren darüber hinaus maßgebende institutionelle Verantwortlichkeiten.

a) Verfassungsebene: Gesetzgebungskompetenzen

Die nationale Gesetzgebungskompetenz für den hier relevanten Bereich des Energierechts liegt nach den Kompetenzzuweisungen des Grundgesetzes (GG) grundsätzlich beim Bund. Maßgeblich sind insbesondere die Bestimmungen der Artikel 72 und 74 GG (Laux 2015, 253):

Gemäß Art. 72 Abs. 1 GG haben die Länder die Gesetzgebungskompetenz im Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung, solange und soweit der Bund von seiner Gesetzgebungszuständigkeit nicht Gebrauch gemacht hat. Daraus folgt im Umkehrschluss, dass der Bund die Kompetenz grundsätzlich auch allein wahrnehmen kann, so dass den Ländern keine Gesetzgebungskompetenzen mehr verbleiben. Zu den in Art. 74 Abs. 1 GG genannten Gesetzgebungsbereichen zählt u. a. als Teilgebiet des „Rechts der Wirtschaft“ auch die Materie „Energiewirtschaft“, um die es hier geht (Jarass und Pieroth 2018, Art. 74 GG Rn. 69). Darüber hinaus kann sich der Bund als Gesetzgeber, sofern er mit den Regelungen konkrete Ziele des Klimaschutzes im Sinne der Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen verfolgt, auch auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG unter dem Aspekt „Luftreinhaltung“ berufen (Jarass und Pieroth 2018, Art. 74 GG Rn. 69).

Begrenzt wird die Anwendung von Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG durch den Bund durch Art. 72 Abs. 2 GG. Danach hat der Bund die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz u. a. für Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (nicht im Hinblick auf Nr. 24) nur, „wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht". Im vorliegenden Kontext dürfte diese Einschränkung aber grundsätzlich keine Bedeutung haben, weil die Stromversorgung in Deutschland auf einheitlichen Netzstrukturen basiert und schon heute bundeseinheitlich geregelt ist.[126]

Praktisch stehen den Ländern im Bereich des Energierechts daher nur noch wenige Gesetzgebungsbereiche offen, die von den erlassenen Gesetzen zur Energiewirtschaft und den Gesetzen zu Erzeugung und Nutzung von EE nicht erfasst werden. Zu ergänzen ist, dass die Energieversorgung in ihrem historischen Ursprung eine „Angelegenheit der örtlichen Gemeinschaft" war, die den Gemeinden oblag (Art. 28 Abs. 2 GG). Wegen der Überlagerung durch die EU-Vorgaben zur Liberalisierung der Strom- und Gasversorgung spielt dies aber in den Bereichen Strom und Gas in der Gesetzgebung keine Rolle mehr (Kühling et al. 2018, 21-33).

b) Energiewirtschaftsrecht und weitere Rechtsgebiete

Die Energiepolitik ist in Deutschland ein etabliertes Politikfeld, indem nach Einschätzung von Hirschl (2008, 97) „sich verfestigte Strukturen, Pfadabhängigkeiten und etablierte Akteurskonstellationen entwickelt haben". Zentrales Gesetz für den Rechtsrahmen der Stromversorgung bildet das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Bereits vor der Gründung der Bundesrepublik begann ein gesetzlich verankerter Auf- und Ausbau energiewirtschaftlicher Strukturen im Strom- und Gasbereich. Die erste Fassung des EnWG stammte von 1935. Sein damaliges primäres Ziel war die Gewährleistung einer flächendeckenden Versorgung des Landes mit erschwinglichem Strom und Gas (Präambel EnWG 1935). Das EnWG von 1935 änderte sich zwar einige Male, es blieb jedoch in seinen Grundstrukturen bis 1998 bestehen (Held und Wiesner 2015, 132): Hierzu zählten der Ausschluss von Wettbewerb, die Entstehung von Verbundunternehmen, Gebietsabsprachen, langjährige Konzessionsverträge, kaum staatliche Regulierung und langwierige Vertragsbeziehungen mit Abnehmern.

[126] Zu Einzelheiten der Rechtsprechung zu Art. 72 Abs. 2 GG Jarass und Pieroth (2018, Art. 72 Rn. 15 ff.).

Das heutige EnWG[127], welches sich maßgeblich durch die drei EU-Energiepakete von 1996, 2003 und 2009 wandelte,[128] gibt in seinem § 1 Zwecke und Ziele des deutschen Energiewirtschaftsrechts vor. Als Zwecke werden genannt:

- die möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht,
- die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen und
- die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung.

Bereits aus dem Gesetzeszweck geht demnach hervor, dass das EnWG die zunehmende Rolle der EE anerkennt und die leitungsgebundene Energieversorgung unter der Beachtung des Unionsrechts regelt.

Die materiellrechtlichen Schwerpunkte des EnWG liegen in seinen Bestimmungen über Netze. Dazu gehören insbesondere die Regelungen zur Entflechtung (Teil 2), die Regulierung des Netzbetriebs mit den Vorschriften über die Aufgaben der Netzbetreiber (einschließlich der Netzentwicklungsplanung), den Netzanschluss, den Netzzugang (einschließlich Vorgaben über Netzentgelte), die Befugnisse der Regulierungsbehörden (Teil 3) und die Vorschriften zu Planfeststellung und Wegenutzung (Teil 5). Zu zentralen Regelungen des Gesetzes hat die Bundesregierung als Verordnungsgeber untergesetzliche Regelungen geschaffen, in denen Einzelheiten geregelt werden. Hierauf wird später in den Ausführungen der Top-down-Analyse (Abschnitt 3) zum Nutzungs- und Betriebsrahmen von Stromspeichern ausführlich eingegangen.

Wie bereits erwähnt, hatte Deutschland eine etablierte Energiegesetzgebung durch das von 1935 datierte EnWG. Die grundlegenden Prinzipien hatten bis 1998 Bestand. Die darauffolgenden Veränderungen zwischen 1998 und 2011 beruhten im Wesentlichen auf den EU-Vorgaben der drei Energiepakete, die darauf abzielten, die leitungsgebundene Energieversorgung wettbewerblich zu öffnen und zu harmonisieren.

[127] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002) geändert worden ist.
[128] S. dazu den vorangegangenen Abschnitt 1.2.1.

Die Novelle des EnWG von 1998, aufgrund der Vorgaben des 1. Energiepakets, hielt, mit den auf ihrer Grundlage entstandenen Verbändevereinbarungen[129] zur Netznutzung, zum Netzzugang und zu Netzentgelten in Teilen, noch an nicht wettbewerblichen Strukturen fest. Nach Einschätzungen von Held und Wiesner (2015, 138) wurde die Verbänderegulierung „von den auch politisch exzellent vernetzten Energieverbundunternehmen durchgesetzt, um die Liberalisierung faktisch aufzuhalten". Erst mit dem EnWG 2005 entstand dann im Zuge der Umsetzung des 2. Energiepakets aufgrund der zwingenden Vorgaben des EU-Rechts ein umfassendes Regulierungsregime zu Netznutzung, Netzzugang und Netzentgelten mit einer Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur. In der Folge stieg der Normumfang enorm an: Das EnWG von 2005 enthielt anstelle von zuvor rund 20 Paragraphen nunmehr 128, vier Verordnungen und 25 Verordnungsermächtigungen (Kühling et al. 2018, 24). Allerdings übernahmen die Verordnungen, so Mussaeus und Schwind (2015, 24), zunächst weitgehend die bisherige Praxis der Verbändevereinbarungen. Demzufolge löste sich das Regime von den Verbändevereinbarungen nur in Teilen ab.

Erst seit 2011 ist die EnWG-Entwicklung auch durch das Ziel geprägt,[130] die Versorgungsstruktur auf die politisch beschlossene Energiewende und damit auf eine zunehmende Stromversorgung durch EE hin auszurichten (Kühling et al. 2018, 27-33). In diesem Zusammenhang wurden auf nationale Gesetzgebungsprozesse – also ohne die Notwendigkeit, EU-Vorgaben umzusetzen – Eingriffsrechte der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Kraftwerken gestärkt, Grundlagen für Ab- und Zuschaltleistungen etabliert und Vorgaben für die Stilllegung von Erzeugungs- und Speicheranlagen formuliert. Darüber hinaus führte der Gesetzgeber im EnWG verschiedene Regelungen zur Reservevorhaltung ein. Als besonders einschlägig gelten hier die beiden Änderungsgesetze „Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften"[131] von 2011 und „Strommarktgesetz"[132] von 2016. Entsprechend ist das EnWG einerseits in seiner Struktur erheblich durch EU-Vorgaben geprägt, und andererseits beruht es bei Belangen der EE-Integration bisher auf nationalen Gesetzesvorgaben.

[129] Mit den Verbändevereinbarungen I, II und II+ wurde die Netznutzung seitens der Privatwirtschaft und in Kooperation mit den Wirtschaftsverbänden inhaltlich als Leitlinie ausgestaltet (Mussaeus und Schwind 2015, 22).
[130] Der Verweis auf die EE befindet sich erst seit 2011 in § 1 des Gesetzes. Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juni 2011 (BGBl. I S. 1554).
[131] Gesetz vom 26. Juni 2011 (BGBl. I S. 1554).
[132] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

Neben dem EnWG gibt es weitere Gesetze für bestimmte energiewirtschaftlich bedeutsame Aspekte (u. a. zur Netzplanung), und es ergeben sich auch Berührungspunkte zu anderen zu beachtenden Gesetzen (Gesetze für das Wettbewerbs-, Zivil- und Steuerrecht sowie verschiedene Vorschriften des Umweltrechts). Für die Top-down-Analyse in Abschnitt 3 ist neben dem EnWG als „strukturgebendes Gesetz" insbesondere das EEG als „transformierendes Erzeugungsgesetz" bedeutsam. Daher wird dieses Gesetz hier in seinen Grundzügen und seinen Veränderungen ebenfalls kurz überblicksartig erläutert.

Im Unterschied zur EnWG-Entwicklung, für die zunächst EU-Vorgaben entscheidende Veränderungen brachten, ist das EEG ein originäres Produkt der deutschen Gesetzgebung, das nicht auf europarechtliche Vorgaben zurückgeht (Mussaeus und Martel 2017, 106). Die Grundsätze des EEG von 2000 beruhten auf einer technologiespezifischen Einspeisevergütung, einem gesetzlich festgelegten Einspeisevorrang (Netzzugang) und einem garantierten Netzanschluss (Ohms 2014, 105). Abnahme- und zahlungspflichtig waren die jeweils nächstgelegenen Netzbetreiber. Von diesen aus wurde der EEG-Strom über die verschiedenen Netzstufen bis zu den Übertragungsnetzbetreibern „hochgeleitet" und von jenen bilanziell zu gleichen Anteilen an die Stromlieferanten weitergegeben (jeweils verbunden mit finanziellen Ausgleichsansprüchen). Dadurch glichen die örtlichen Netzbetreiber die durch die Vergütungspflicht entstandenen finanziellen Mehrbelastungen untereinander aus (Ausgleichmechanismus).

Bis einschließlich zur Novellierung 2009 entwickelte sich das EEG aus nationalen Intentionen weiter. Konzeptionell bedeutsam und folgenreich war insbesondere die 2010 erfolgte Umstellung des Ausgleichsmechanismus.[133] Dieser Mechanismus änderte sich über Verordnungswege dahingehend, dass die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Strom nicht mehr anteilig an die Letztversorgungsunternehmen weitergeben mussten, sondern verpflichtet wurden, den ihnen übertragenen EEG-Strom an der Strombörse zu veräußern. Als Differenz zwischen den Börsenerträgen und den von den Übertragungsnetzbetreibern zu leistenden Vergütungen entstand die „EEG-Umlage", die seitdem an die Endverbraucher abgewälzt wird (Hazrat 2017, 136 f.).

Erst in den nachfolgenden Novellen ab 2012 nahm der Einfluss des EU-Rechts zu. Eine wesentliche Rolle spielte dabei die Befürchtung, dass das EEG-Fördersystem als grundsätzliche staatliche Beihilfe eingestuft werden könnte. Da die Kommission mit den in den UEBLL

[133] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus (AusglMechV) vom 17.Juli 2009 (BGBl IS. 2101).

festgelegten Konditionen 2014 klare Kriterien veröffentlicht hatte,[134] nach denen mit der Erteilung einer beihilferechtlichen (Ausnahme-)Genehmigung gerechnet werden konnte (Nysten et al. 2019, 3 ff.), stellte man sich von vornherein darauf ein, die deutschen Vorschriften so zu fassen, dass sie diesen Konditionen genügten. Deutschland ging ursprünglich wegen des EuGH-Urteils zum früheren Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)[135] davon aus, dass die EEG-Förderung, wie die des StrEG, keine staatliche Beihilfe sei (Ohms 2014, 106 ff.). Wegen der Umstellung des Ausgleichsmechanismus im Jahr 2010 und mehrerer neuerer Gerichtsentscheidungen änderte sich jedoch die Ausgangslage. Vor diesem Hintergrund hatte die Kommission für das EEG 2012 ein Verfahren gegen Deutschland eingeleitet, weil das EEG 2012 aus ihrer Sicht als staatliche Beihilfe einzustufen war. Hiergegen richtete sich Deutschland an die EU-Gerichtsbarkeit und unterlag dort in der 1. Instanz im Jahr 2016.[136] Im März 2019 hob der EuGH dieses Urteil in 2. Instanz allerdings wieder auf.[137] In seinem Urteil verneinte der EuGH das Vorliegen einer staatlichen Beihilfe. Wegen des erheblichen finanziellen Risikos, im Falle einer Einordnung als Beihilfe die gezahlten Fördermittel zurückfordern zu müssen, hatte sich Deutschland in der Zwischenzeit jedoch entschieden, das EEG sicherheitshalber so auszugestalten, dass es den strengen Genehmigungskriterien der UEBLL entspricht und sie an manchen Stellen sogar übererfüllt.[138]

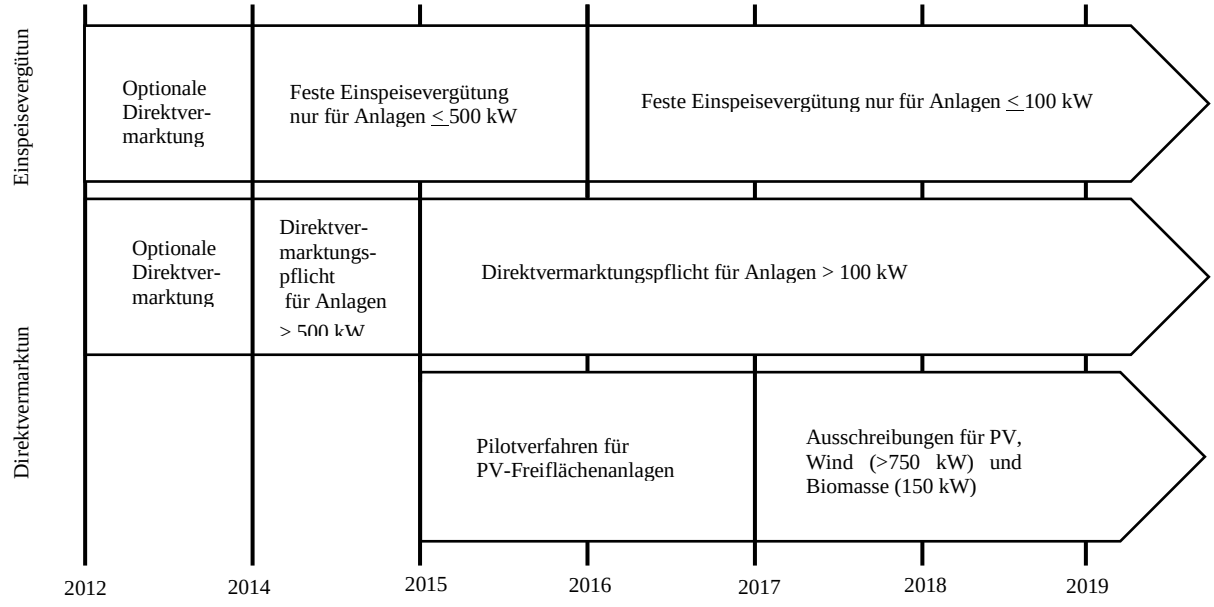

Abbildung 11: EEG-Vermarktung zwischen 2012 und 2019; Quelle: eigene Darstellung nach Töpfer et al. 2017, 10

[134] Entsprechend Ausführungen zum EU-Rechtsrahmen weiter oben.
[135] EuGH C-379/98 vom 13. März 2001.
[136] EuGH T-47/15 vom 10. Mai 2016.
[137] EuGH C-405/16 P vom 28. März 2019.
[138] Ausführlich zu den Auswirkungen des Urteils Nysten et al. (2019, 1–19).

Vor diesem Hintergrund sieht das EEG in seiner heutigen Fassung (EEG 2017) nur noch für sehr kleine Anlagen eine gesetzliche Einspeisevergütung vor (s. Abbildung 11). An deren Stelle trat für die übrigen Anlagen die Verpflichtung zur Direktvermarktung verbunden mit einer Förderung durch eine Marktprämie, welche seit dem EEG 2014 als grundsätzliche Vergütungsform gilt (Lietz 2017, 384 f.). Zusätzlich erhalten größere Anlagen (PV und Wind ab 750 kW und Biomasse ab 150 kW) nur eine Vergütung, wenn sie auf Basis einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur einen Zuschlag erhalten. Eine Förderung entfällt grundsätzlich gemäß der sogenannten „6-Stunden-Regel“ bei der Direktvermarktung, wenn der Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel der Strombörse im Verlauf von sechs Stunden oder mehr negativ ist. Darüber hinaus enthält das EEG 2017 spezifische Ausbaupfade, welche sich differenziert auf Windenergie an Land, Windenergie auf See, solare Strahlungsenergie und Biomasse erstrecken. Bei Überschreiten des Ausbauziels setzen sich Vergütungen schneller herab. Kahles (2018, 7) fasst die Veränderung im EEG verkürzt so zusammen: „vom ‚Jedermannsrecht‘ auf EEG-Förderung hin zu zugangs- und volumenbeschränkten Ausschreibungen von Förderberechtigungen“. Anders ausgedrückt, zielte der Gesetzgeber seit 2009 zunächst über den Ausgleichsmechanismus und später dann über Änderungen der Fördergrundsätze darauf ab, EEG-Strom zunehmend über den Markt zu integrieren.

1.2.3 Zwischenergebnis

Aus der Analyse lässt sich festhalten, dass die rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen im Stromsektor heute durch ein Beziehungsgeflecht von europäischen und deutschen Einflussfaktoren geprägt sind, die vielfache Policy-Zyklen vor unterschiedlichen Motiven durchlaufen haben. Deutschland agiert im Energiebereich nicht mehr nur aus eigener Souveränität heraus, sondern ist in vielfältiger Weise an vorrangiges EU-Recht gebunden. Neue Regelungen müssen sich in Rechtsrahmen einpassen und insbesondere mit den Anforderungen des EU-Rechts in Übereinstimmung stehen oder in Einstimmung gebracht werden. Das EU-Recht schafft für Neuerungen in Deutschland zugleich Grenzen, aber auch bestimmte Spielräume für die Weiterentwicklung des Stromsektors. Darüber hinaus, so zeigen es diese Ausführungen, ist für diese Untersuchung, in deren Mittelpunkt die Anwendbarkeit von Batteriespeichern steht, die EU- und Bundesgesetzgebung entscheidend. Denn diese legen maßgebend Betriebs- und Nutzungsbedingungen für Speicher fest.

Darüber hinaus folgt als grundlegende Erkenntnis aus den Ausführungen, dass EU-Vorgaben besonders auf die Struktur des Stromversorgungssystems über Liberalisierungs- und Harmonisierungsbestrebungen einwirkten und damit das EnWG veränderten. Indessen wirkte die

deutsche Gesetzgebung mit dem EEG und dessen Abänderungen maßgebend auf den EE-Erzeugungswandel ein.

1.3 Technische und wirtschaftliche Bedingungen

Technischen und wirtschaftliche Bedingungen bilden, wie auch die zuvor betrachteten rechtlich und institutionellen Bedingungen, strukturelle und prozessuale Handlungssituationen ab, die das grundlegende Nutzungsgefüge für Batteriespeicher beschreiben. Daher zeigen die nachstehenden Ausführungen Grundzüge der technischen und wirtschaftlichen Entwicklung im deutschen Stromsektor auf, indem die Ausführungen bedeutsame Strukturen und ihren Wandel entlang der elektrischen Wertschöpfungskette erläutern.

1.3.1 Erzeugung

Die EU als wirtschaftlich hoch entwickelter Raum und Deutschland als besonders wirtschaftsstarker Mitgliedstaat, gehören, trotz leicht sinkenden Bedarfs, zu den größten Energieverbrauchern der Welt (BP 2019, 10). Obwohl auf europäischer und deutscher Ebene zunehmend die Bemühung besteht, den Primärenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen zu decken, stammten 2018 noch rund 90,5 % in der EU und etwa 85 % in Deutschland aus fossilen Quellen (BP 2019, 9). Dabei ist die EU nur äußerst begrenzt mit fossilen Energiequellen ausgestattet: 2018 entfielen weltweit lediglich 0,6 % der Gas-, 0,3 % der Erdöl- und 7,2 % der Steinkohlereserven[139] auf die Mitgliedstaaten der EU (BP 2019, 14, 30, 42). Einzig mit der vergleichsweise sehr klimaschädlichen Braunkohle verfügen Europa und insbesondere Deutschland über relativ hohe verbleibende Potentiale (BGR 2019, 61 f.). Damit besteht bis heute sowohl in der EU als auch in Deutschland eine hohe Importabhängigkeit fossiler Energieträger, und dies trägt ferner den Hauptteil an den gesamten Treibhausgasemissionen bei (Drosihn 2020, 8; Europäisches Parlament 2018).

Im Kontrast zu geringen fossilen Rohstoffvorkommen verfügt die EU mittels ihrer geographischen, geologischen, klimatischen und botanischen Vielfalt über ein großes Potential für EE (Nötzold 2011, 190). Allerdings fallen diese Potentiale zum einen geographisch ungleich aus (beispielsweise mit einem hohen Nutzungspotential an Wasserkraft in den skandinavischen Ländern), zum anderen erfolgt die Ausschöpfung der Potentiale sehr unterschiedlich, was sich in einem sehr heterogenen Spektrum der EE-Anteile am Energiemix einzelner Mitgliedstaaten

[139] Reserven sind gegenwärtig eindeutig identifizierte und mit vorhandener Technologie wirtschaftlich förderbare Vorkommen eines Rohstoffs. Hingegen umfassen Ressourcen Vorkommen, welche über die Reserven hinausgehen, geologisch erwartet werden, ggf. auch bekannt sind, aber sich aus technischen und/oder wirtschaftlichen Gründen momentan nicht abbauen lassen (Kranert 2017, 48 f.).

widerspiegelt. Deutschland lag 2018 mit einem EE-Anteil von 16,6 % am Bruttoendenergieverbrauch im europäischen Mittelfeld (Eurostat 2019b; UBA 2019a). Folglich muss Deutschland, um seine und die auf EU-Ebene festgelegten strategischen Ziele bis 2020, 2030 und 2050 zu erreichen,[140] seinen EE-Ausbau enorm beschleunigen.

Im Vergleich zum Wärme- und Transportsektor, mit stagnierender oder leicht abnehmender Tendenz (UBA 2019b), stieg der EE-Anteil zwischen 2005 und 2019 im deutschen Strombereich, gemessen an der Bruttostromerzeugung, von 11,3 % auf 46 % signifikant an (s. Abbildung 12).

Der kontinuierliche Zubau an EE Kapazitäten substituierte bis 2019 bei der deutschen Stromversorgung insbesondere die Anteile der Kernenergie und Steinkohle (s. Abbildung 12). Fast unberührt von dem Trend blieb bis 2018[141] die Braunkohlestromerzeugung, die zwar inländisch abgebaut wird (BGR 2019, 17), aber auch die klimaschädlichste Stromerzeugungsform[142] aller konventionellen Energieträger darstellt.

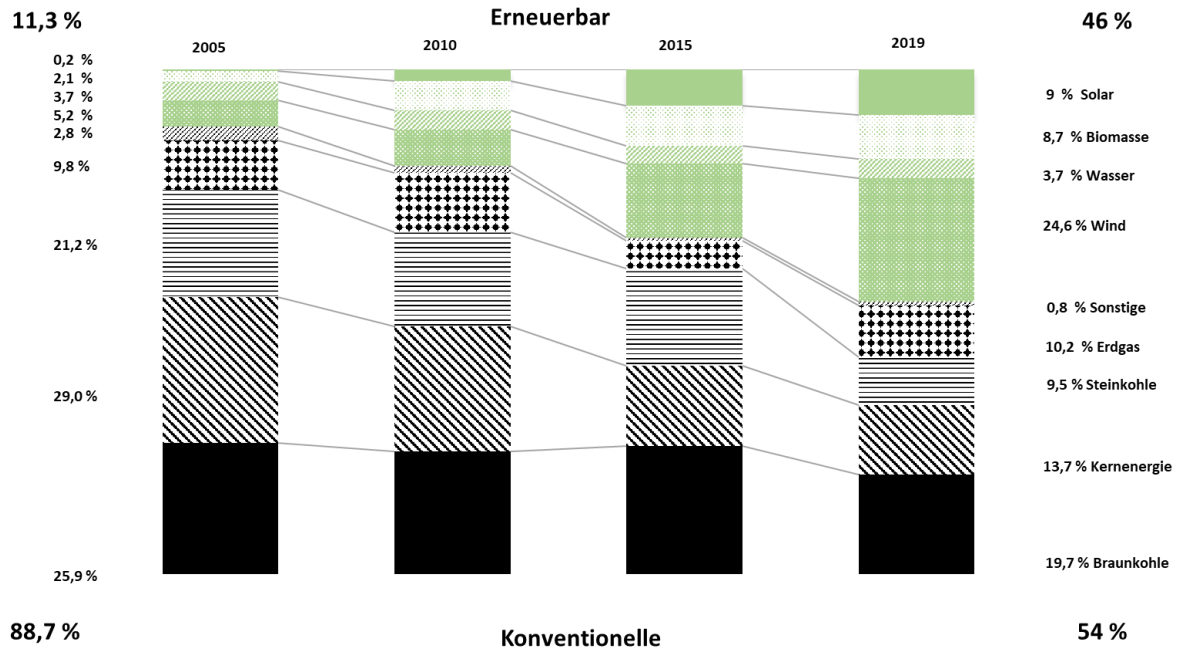

Abbildung 12: Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern zwischen 2005 und 2019; Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE 2020

[140] Hierzu Teil C Abschnitt 1.1.3.
[141] Zwischen 2018 und 2019 sank der prozentuale Anteil um 4,5 %. Zuvor lag er zwischen 2005 und 2018 mehr oder minder konstant zwischen 24 und 25 %.
[142] Unter den konventionellen Energieträgern verursacht Braunkohle die höchsten spezifischen Kohlendioxidemissionen. Sie belaufen sich auf 0,37 kg CO_2 pro kWh. Zum Vergleich liegt Erdgas mit dem geringsten spezifischen CO_2-Ausstoß unter den fossilen Energieträgern bei 0,2 kg CO_2 pro kWh (Günther 2014, 25).

Historisch basiert das Stromversorgungssystem in Deutschland auf einer Infrastruktur mit konventionellen Großkraftwerken an den Lastzentren, welche über ein angeglichenes europäisches Verbundnetz (heute Übertragungsnetz) als Back-up zusammengeschlossen waren. Stromeinspeisung und -verbrauch erfolgten unidirektional: Der erzeugte Strom wurde insbesondere auf Höchst- und Hochspannungsebene eingespeist und auf Mittel- und Niederspannungsebene dem Verbraucher zur Verfügung gestellt (s. Abbildung 15). Die Netzinfrastruktur galt als „Kupferplatte", in der Strom zu identischen Preisen und ohne Transportengpässe den Nachfragern bereitgestellt wurde (Agora Energiewende 2017a, 29). Diese Versorgungsstruktur beruhte insbesondere auf dem EnWG von 1935, welches Gebietsmonopole durch Demarkationsverträge vorsah (Holstenkamp und Radtke 2018, 392 f.). Hierdurch entstanden sowohl in Ost- als auch in Westdeutschland vertikal integrierte Verbundunternehmen. Erst im Zuge der Wettbewerbsöffnung durch die EU[143] bildeten sich bis 2002 aus den vormals acht Unternehmen[144] die „großen Vier" Elektrizitätsversorgungsunternehmen RWE, Vattenfall, E.ON und EnBW (Richter et al. 2019, 12). Mit den Fusionen wollten die Unternehmen ihre Position im einsetzenden Wettbewerb festigen und ihren Einfluss ausbauen (Kemfert 2003, 13). Demgemäß bewirkte die Wettbewerbsöffnung zunächst eine weitere Macht- und damit auch Versorgungskonzentration im Stromsektor.

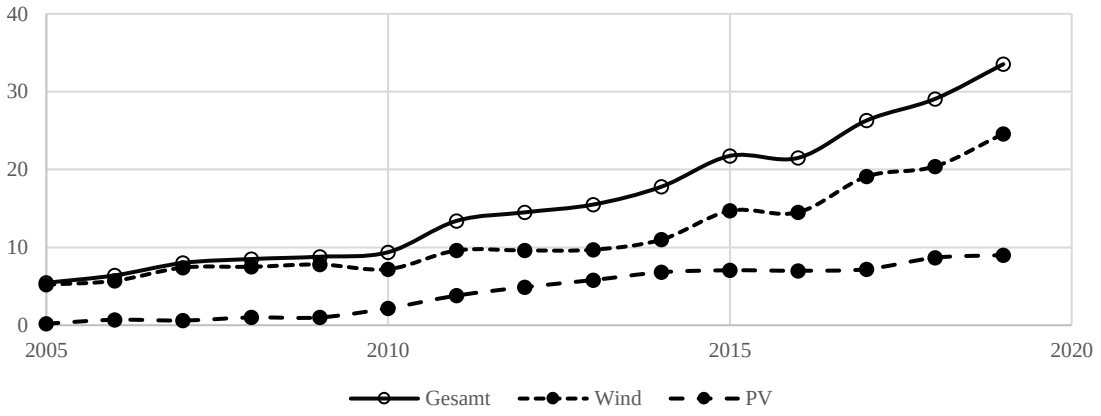

Abbildung 13: Prozentualer Anteil fluktuierender Erzeugung an der Nettostromerzeugung in Deutschland zwischen 2005 und 2019; Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE 2020

Mit der zunehmenden Liberalisierung des Stromsektors durch die Vorgaben der EU im Rahmen der drei Energiepakete und insbesondere im Zusammenhang mit dem seit 2000 in Kraft

[143] Hierzu Teil C Abschnitt 1.2.1.

[144] In Westdeutschland gab es acht vertikal integrierte Verbundunternehmen und in Ostdeutschland 15 Energiekombinate. Nach der Wiedervereinigung gingen die 15 Energiekombinate in ein privatisiertes Energieversorgungsunternehmen VEAG über, welches schließlich anteilig an die acht westdeutschen Unternehmen veräußert wurde (Richter et al. 2019, 12.).

getretenen EEG öffnete sich der Markt für neue Erzeugungsformen und -akteure erheblich. Dies waren entscheidende Voraussetzungen für den in Abbildung 12 dargestellten Stromerzeugungswandel, der, wie es auch nochmal Abbildung 13 verdeutlicht, zu einem maßgebenden Anteil auf fluktuierenden EE beruht.

Trotz dieser Veränderungsdynamik auf Erzeugungsseite entfielen 2017 auf die deutschen „Energieriesen“ (RWE/Innogy,[145] E.ON/Uniper,[146] EnBW und Vattenfall/LEAG)[147] nach wie vor 68 % des deutschen Stromabsatzmarktes (BNetzA 2018d, 43). Allerdings nahm diese Konzentration seit der Vergleichbarkeit der Daten 2010 mit 73 % stetig ab (BNetzA 2014b, 31). Damit verfügen die großen deutschen Energieversorgungsunternehmen noch immer über eine dominante Stellung beim Stromabsatz.

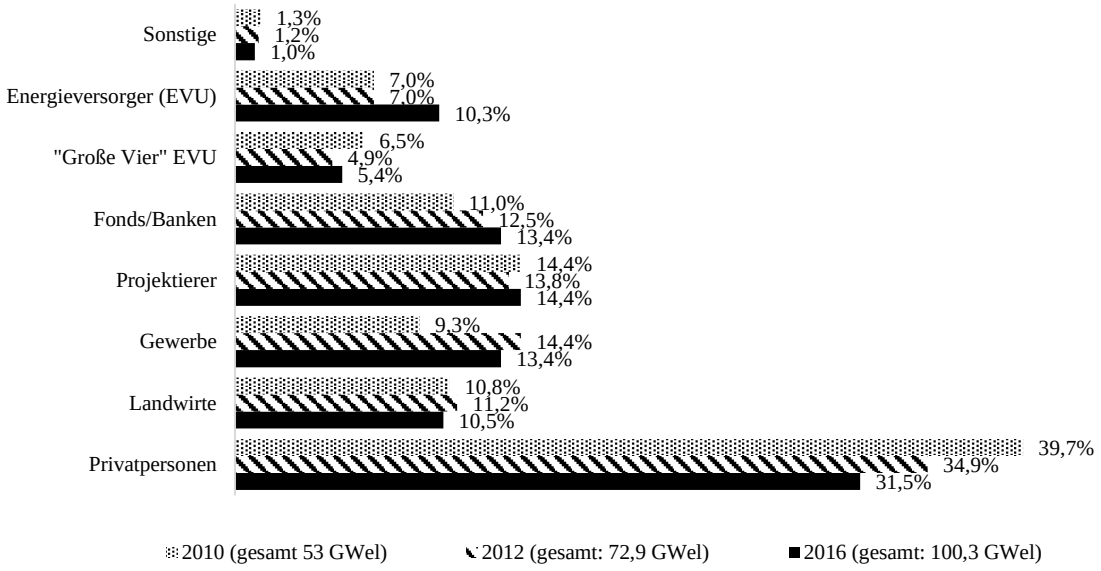

Abbildung 14: Eigentümerstrukturen 2010, 2012 und 2016 in Deutschland nach installierten EE-Leistung (ohne Pumpspeicherkraftwerke); Quelle: eigene Darstellung nach trend:research 2017, 2013, 2011

Indes ist ihr Anteil bei EE-Erzeugungskapazitäten vergleichsweise gering. Aus Abbildung 14 geht hervor, dass sich bei der Bruttostromerzeugung aus EE andere Akteure maßgeblich

[145] Im April 2016 hat RWE die Bereiche Netzbetrieb, EE und Strom- sowie Gasvertrieb in die neu gegründete Tochtergesellschaft Innogy SE ausgelagert. Auch nach dem Börsengang im Oktober 2016 hält RWE nach wie vor 77 % der Anteile, somit kann hier von einem Unternehmensverbund ausgegangen werden (BNetzA 2017f, 38).

[146] 2016 lagerte E.ON die konventionelle Stromerzeugungssparte (ohne Kernkraftwerke) in die neu gegründete Tochtergesellschaft Uniper AG aus. Im Berichtsjahr kann auch hier noch von einem Unternehmensverbund ausgegangen werden, da E.ON mit 47 % noch größter Anteilseigner ist und der Rest sich in Streubesitz (institutionelle Investoren, Privatanleger etc.) befindet (BNetzA 2017f, 38–39).

[147] Zum 1. Oktober 2016 trennte sich Vattenfall komplett von seiner Lausitzer Braunkohlesparte, welche fast die Hälfte seiner deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazität ausmachte (BNetzA 2017f, 39).

beteiligen. Darüber hinaus brachten diese neuen Akteurskonstellationen neue Vermarktungsmodelle und Konzepte wie den Eigenverbrauch, Prosumer, Bürgerenergie und Mieterstrom hervor, welche mit den klassischen Geschäftsmodellen der großen Energieversorgungsunternehmen kollidieren. Im Wesentlichen etablierten sich über die EE-Ausbaudynamik neue Marktakteure im Stromsektor, die den bestehenden konventionellen Strukturen mit ihren klassischen Geschäftsmodellen gegenüberstehen (Richter et al. 2019, 24 ff.).

1.3.2 Transport und Verteilung

Zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern befinden sich als physische Verbindung die europäischen und deutschen Stromnetze. Dieser Infrastrukturbereich untergliedert sich in Deutschland in unterschiedliche Netzebenen mit dazugehörigen spezifischen Eigenschaften, Funktionen und Akteuren. Die drei Spannungsebenen im Zusammenhang mit den jeweiligen drei Umspannebenen bilden die sieben Netzebenen des deutschen Energieversorgungsnetzes (vgl. Abbildung 15).

Der Begriff Verteilnetze umfasst die Mittel- und Niederspannungsebenen. Auf der Höchst- und Hochspannungsebene befinden sich die Übertragungsnetze. Die nationalen Netze sind auf Höchstspannungsebene in das europäische Verbundnetz eingebunden, indem über Grenzkuppelstellen der Strom über nationale Grenzen hinweg übertragen wird (Pritzsche und Vacha 2017, 95-99). Historisch diente der europäische Verbund dazu, u. a. Störungen durch Kraftwerksausfälle zu kompensieren oder aufzufangen (Lehnhoff 2010, 18). Indes fungiert das Verbundnetz heute zunehmend für den Stromaustausch, um nationale Marktgebiete im Zuge der europäischen Marktharmonisierung miteinander zu verbinden.

Die Aufteilung der Netzinfrastruktur zwischen den Netzbetreibern ist dabei äußert ungleich. 2017 betrug die Gesamtlänge des deutschen Netzverbundes 1.845.385 km (BNetzA 2018d, 36). Entsprechend der Gesamtlänge entfallen nur 7 % auf die Hoch- und Höchstspannung,[148] 28 % auf die Mittelspannung und der weitaus größte Teil mit 65 % auf die Niederspannung, und lediglich 2 % der Stromkreislängen liegen im direkten Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber. Folglich unterscheiden sich schon allein durch diese Unterteilung Aufgaben- und Verantwortungsbereiche der einzelnen Netzbetreiber.

[148] Hiervon 2 % auf die Höchstspannungsebene und 5 % auf die Hochspannungsebene (BNetzA 2018d, 36).

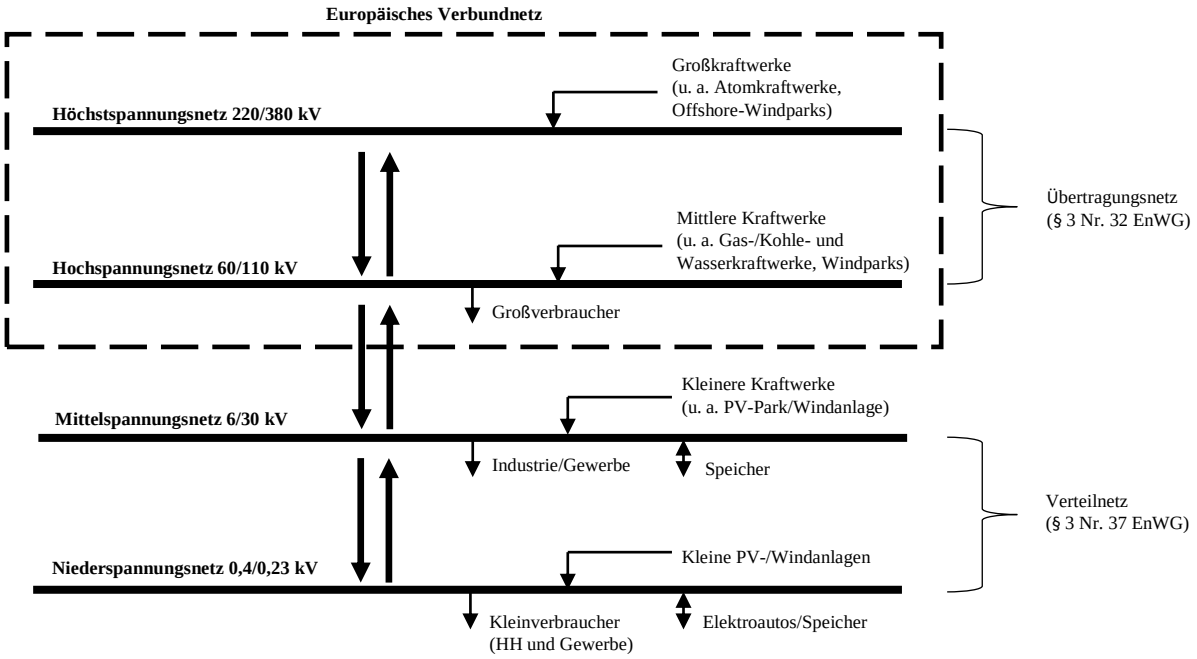

Abbildung 15: Struktur des deutschen Stromnetzes; Quelle: eigene Darstellung nach Pritzsche und Vacha 2017, 95

Um einen europäischen Strombinnenmarkt mit wettbewerblicher Ausrichtung zu schaffen, wurde insbesondere der Netzbereich, das natürliche Monopolsegment im Stromsektor, einem detaillierten Regulierungsregime[149] unterworfen. Hierdurch entstanden andere Strukturen mit teilweisen neuen Akteuren. Im Zuge dieses Abtrennungsprozesses gingen die vier deutschen Regelzonen im Übertragungsnetz, die bis dahin in den Geschäftsbereich der Stromkonzerne E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall fielen, in eigentumsrechtlich abgetrennte und unabhängige Unternehmen nach dem europäischen Modell des „Independent Transmission System Operator“ über (Ortlieb 2016, 203 f.). Hieraus entstanden auf der Übertragungsnetzebene die vier neuen Akteure Amprion, TenneT, TransnetBW und 50 Hertz.

Im Vergleich zur Übertragungsnetzebene ist der Verteilnetzbereich durch eine sehr viel kleinteiligere Unternehmenslandschaft geprägt. 2018 lag die Zahl der Verteilnetzbetreiber bei 890, wovon 809 weniger als 100.000 angeschlossene Kunden in ihrem Netzgebiet umfassten und damit teilweise unter gesonderte gesetzliche Bestimmungen fielen (BNetzA 2018d, 36). Aus der Anzahl der Netzbetreiber wird offenkundig, wie kleinteilig und zergliedert der Verteilnetzbereich im Gegensatz zu den nur vier Übertragungsnetzbetreibern ist. Zu den Akteuren im Verteilnetzbereich zählen, neben den großen Energieversorgungsunternehmen, insbesondere Stadtwerke in kommunaler Betreiberschaft (Pritzsche und Vacha 2017, 98).

[149] Zum rechtlichen Hintergrund s. Teil C Abschnitt 1.2.

Heute sind die Aufgaben aller Netzbetreiber, unabhängig von der Spannungsebene und Größe, maßgeblich im EnWG geregelt. Allgemein sollen Betreiber von Energienetzen eine sichere, preisgünstige und umweltfreundliche Versorgung mit Elektrizität im Interesse der Allgemeinheit sicherstellen (§ 11 EnWG). Die genannte allgemeine Regelung verpflichtet die Netzbetreiber demnach, die entsprechende Infrastruktur durch Netzwartung, -umbau oder –ausbau zur Verfügung zu stellen.

Neben der Übertragung und Verteilung von Energie übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 EnWG Systemverantwortung. Auch die Verteilnetzbetreiber sind angehalten, sie bei der Aufgabe zu unterstützen (§ 14 i. V. m. §§ 12 und 13 EnWG). Für dieses Aufgabenfeld greifen Verteil- und insbesondere Übertragungsnetzbetreiber auf Dienstleistungen zurück. Diese Dienstleistungen, welche den Netzbetrieb stützen, werden entweder direkt von den Netzbetreibern erbracht, vom Netznutzer unentgeltlich zur Verfügung gestellt oder entsprechend vergütet (50 Hertz et al. 2017, 5). Alle Systemaufgaben bis auf die Frequenzhaltung, welche alleinig im Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber liegt (§ 13 EnWG), erbringen kaskadiert sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetzbetreiber.

Zusätzlich zu den beiden Aufgabenbereichen Infrastrukturbereitstellung und Systemverantwortung verpflichten das EEG 2017 und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)[150] die vier Übertragungsnetzbetreiber dazu, den aufgrund von gesetzlichen Förderungen erzeugten Stroms abzunehmen und zu vergüten (§§ 11, 19 EEG 2017 und § 4 KWKG) und zur Ermittlung von deren Umlagen (§§ 60 und 61 EEG 2017, §§ 26 und 26a KWKG).

Darüber hinaus übt der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber die Rolle des Bilanzkreiskoordinators aus. Dieses Tätigkeitsfeld ist ein integraler Bestandteil für die Regelbarkeit von Ungleichgewichten (Koenig et al. 2013, 92). Prinzipiell muss jede Einspeise- oder Entnahmestelle innerhalb einer Regelzone in einen Bilanzkreis aufgenommen sein (Bilanzkreispflicht) und bildet damit die „Schnittstelle zwischen bilanzkreisbildenden Netznutzern und den Übertragungsnetzbetreibern“ (Fechter 2019, 29). Für jeden Bilanzkreis gilt auf viertelstündiger Basis die Vorgabe der Ausgeglichenheit der Fahrpläne. Entstehen Ungleichgewichte, welche der Bilanzkreisverantwortliche nicht mehr ausgleichen kann, erfolgt ein Ausgleich durch den Übertragungsnetzbetreiber mit einem Abruf von Regelleistung. Damit versetzt das Bilanzsystem die Übertragungsnetzbetreiber überhaupt erst in die Lage,

[150] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 21. Dezember 2015, zuletzt geändert durch Art. 6 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

wirkleistungsbezogen Regel- bzw. Systemverantwortung zu übernehmen (Pritzsche und Vacha 2017, 103).

Als letztes übergeordnetes Aufgabenfeld haben sowohl Übertragungs- als auch teilweise Verteilnetzbetreiber verschiedene gesetzlich normierte Berichtspflichten, welche sich u. a. in § 12 EnWG finden. Im Allgemeinen ergeben sich aus den Ausführungen zu den Aufgabefeldern der Netzbetreiber eine Bereitstellungs-, System-, Koordinations-, Berichts- und Kooperationspflicht, welche je nach Größe und Netzebene unterschiedlich ausdifferenziert ausfällt.

Nicht nur der EU-Liberalisierungs- und Harmonisierungsprozess, welcher zur Integration europäischer Strommärkte insbesondere auf die Erhöhung der Austauschkapazitäten setzt,[151] verändert die Aufgaben der Netzbetreiber. Vielmehr stellt auch die Energiewende mit zunehmenden Anteilen an fluktuierender Erzeugung (vgl. Abbildungen 12 und 13) deutsche Netzbetreiber vor umfassendere, komplexere und neue Herausforderungen, da zentrale Großkraftwerke, die vornehmlich auf der Übertragungsnetzebene einspeisen, von kleinen, häufig dezentralen Erzeugungseinheiten auf Verteilnetzebene[152] ergänzt oder ersetzt werden (s. Abbildung 15). Diese Erzeugungs- und Einspeiseveränderung wandelt den Stromfluss im Netz von einer vormals unidirektionalen – in Richtung der Nachfrage – zu einem bidirektionalen um, da die lokal eingespeiste EE-Leistung häufig größer ist als die dortige Last. Folglich kommt der Aufgabe der Gewährleistung der Systemstabilität auf der Verteilnetzebene eine immer größere Bedeutung zu. Zusätzlich ist für den stabilen Netzbetrieb die fluktuierende Einspeisung durch Solar- und Windanlagen eine Herausforderung.

In diesem Zusammenhang wirkt zudem herausfordernd, dass der Marktliberalisierungsprozess zwar neue Vermarktungsformen einführte, ohne allerdings das Prinzip der Trennung von Markt- und Netzsphäre anzutasten. So werden auf den nationalen Strommärkten ausschließlich Energiemengen gehandelt, ohne physikalische Restriktionen in die Preisfindung miteinzubeziehen (Richter et al. 2019, 42). Zuvor stellte diese Trennung keine größere Herausforderung dar, denn bei einem integrierten Verbundunternehmen waren i. d. R.

[151] Mittels eines hohen Maßes an Austauschkapazität sollen nach dem Willen von Rat und Kommission die nationalen Strommärkte vereinheitlicht werden. Beide Institutionen sehen dabei eine Austauschkapazität von mindestens 10 % der installierten Erzeugungskapazität bis 2020 vor. Bereits 2003 in den Legislativvorschlägen der Kommission enthalten, sollte das Austauschniveau jedes einzelnen Mitgliedstaates mindestens 10 % betragen (COM (2003) 743 final). Dies wird erneut bekräftigt durch den Kommissionsvorschlag zur Energieunion, wonach bis 2020 mindestens 10 % erreicht werden sollen und bis 2030 15 % vorgesehen sind (COM (2015) 82 final).

[152] 2015 waren rund 96 % der EE-Anlagen im Verteilnetz angeschlossen und häufig befinden sich die regenerativen Erzeugungszentren nicht an den Lastzentren (Mitnetz 2016, 1).

Erzeugungskapazitäten auf die Netzausbauplanung abgestimmt. Aufgrund dieser Trennung und gleichzeitigen Öffnung des Stromsektors spielen heute der Erzeugungs- und Verbraucherstandort eine geringe Rolle beim Handel. Dies kann zu infrastrukturellen Engpässen bei der Übertragung führen. Um das System von getrennter Markt- und Netzsphäre über eine zentrale deutschlandweite Versorgung aufrechtzuerhalten, was gerade bei der Winderzeugung einen räumlichen Versatz aufweist, ist in der Folge die Netzinfrastruktur hierauf anzupassen. Allerdings vollzieht sich der benötigte Netzausbau langsamer als die tiefgreifenden Veränderungen durch den Ausbau von EE (BNetzA 2019d, 5). Daher greifen Netzbetreiber, um den Netzbetrieb aufrechtzuerhalten, zunehmend auf korrektive Maßnahmen im Netzbetrieb wie Redispatch oder Einspeisemanagement zurück oder sichern diesen über diverse neugeschaffene Reserven ab (Agora Energiewende 2019a, 53, Ecofys 2016, 10).

Diese kurz skizzierte Entwicklung auf der Übertragungsseite lässt sich auch quantitativ darstellen. Abbildung 16 führt die unterschiedlichen Kosten zur Netzbewirtschaftung auf. Schwarz dargestellt sind systemdienliche Dienstleistungen, also ein ortsunabhängiger bilanzieller Ausgleich. Die blauen und roten Balken stellen netzdienliche Dienstleistungen dar, also eine Bewirtschaftung lokaler Netzsituationen. Die farbliche Unterteilung nach blau und rot soll verdeutlichen, dass blaue Dienstleistungen für die Engpassbewirtschaftung ergriffen werden und rot für die reguläre Netzbewirtschaftung notwendig sind. Die Abbildung 16 zeigt annährend eine Verdopplung der Kosten[153] von 2005 bis 2018 und eine erhebliche Dienstleistungsdifferenzierung. Dies verdeutlicht, dass eine Veränderung der Erzeugungsstruktur in Richtung EE (s. Abbildungen 12 und 13) zu einem Mehrbedarf an Dienstleistungen führen kann. Aus theoretischer Sicht erweitertet diese Entwicklung auch die Nutzungsoptionen für Batteriespeicher im Netzbereich.[154] Ob dies auch praktisch zu einem Einsatz dieser Speicher führt, erläutert Abschnitt 3.2.1, indem hier die jeweiligen Bereitstellungs- und Beschaffungsbedingungen abgebildet werden. Darüber hinaus ergeben sich aus der Erfassung in Abbildung 16 weitere interessante Aspekte. Zum einen fielen die Kosten bei der Frequenzregelung (Vorhaltung Regelleistung) massiv ab. Zum anderen blieben Kostenblöcke gerade bei der regulären Netzbewirtschaftung (rot dargestellt) so gut wie unverändert. Hierzu zählen die Verlustenergie, die Blindleistung und die Schwarzstartfähigkeit. Erklärungsansätze für diese Entwicklungen liefert über die Betrachtung der Nutzungsstruktur auch Abschnitt 3.2.1

[153] Zu bemerken ist, dass der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur für das Jahr 2005 zwar Redispatch als Systemaufgabe benennt, allerdings keine Kosten hierfür aufführt (BNetzA 2006, 17, 118), die Angaben zum Jahr 2005 die betreffenden Kosten also nicht ausweist.
[154] Zu den Anwendungsfeldern Teil B Abschnitt 1.2.

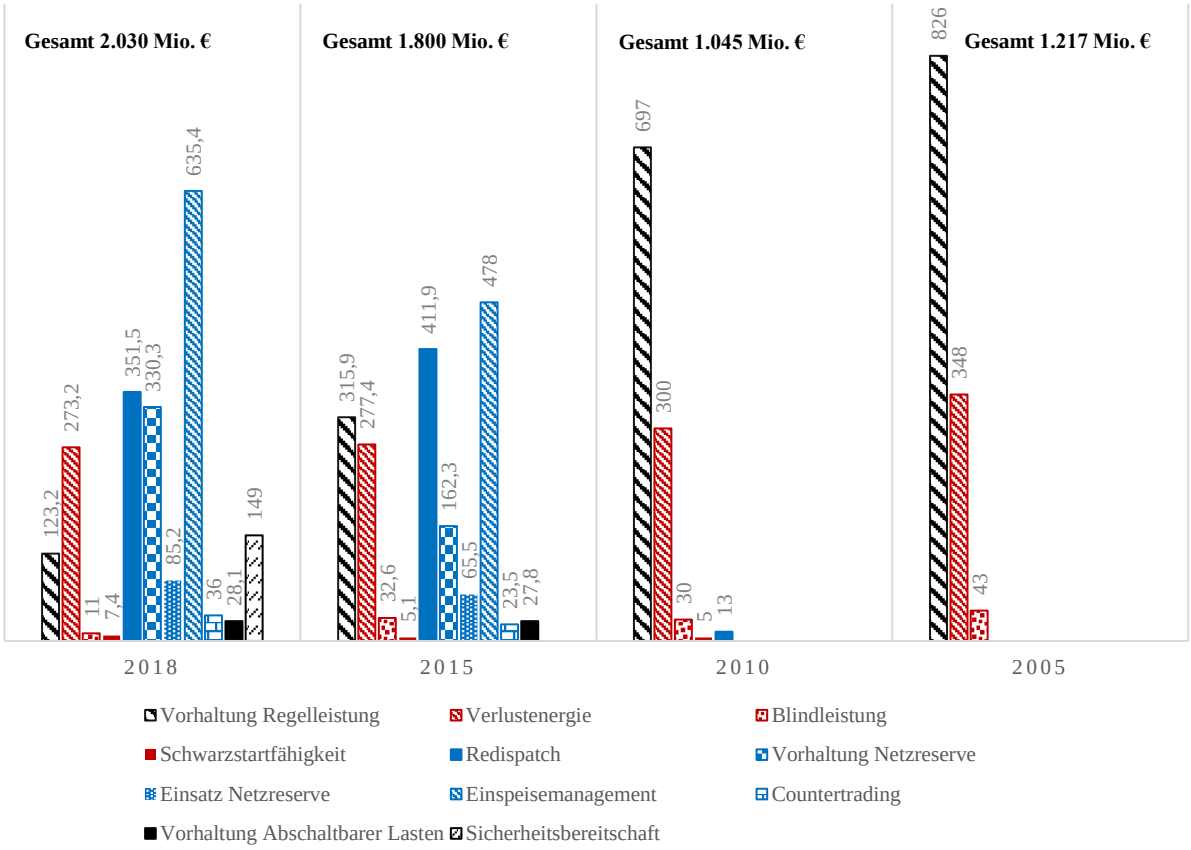

Abbildung 16: Kosten der Dienstleistungen zur Netzbewirtschaftung im Zeitraum von 2005 bis 2018; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2019d, 202, 2017f, 148, 2011, 109, 2009, 34, 2007, 39, 2006, 41[155]

Trotz der dynamischen Veränderungen bzw. Herausforderungen blieb die Versorgungsqualität in Deutschland auf konstant hohem Niveau. Darlegen lässt sich dies u. a. anhand des System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Der SAIDI erfasst die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung innerhalb eines Kalenderjahres für die Nieder- und Mittelspannung je angeschlossenem Letztverbraucher in Minuten[156] (BNetzA 2018d, 121). Allgemein gilt: je niedriger der SAIDI-Wert, desto besser die Stromversorgungssituation. Der SAIDI belief sich auf 15,14 Minuten für das Jahr 2017 und liegt unter dem Mittelwert der Jahre 2006 bis 2016 von 15,59 Minuten pro Jahr (BNetzA 2018d, 121). Folglich sind die von den Netzbetreibern ergriffenen Maßnahmen zur Systemstabilisierung in der Sache effektiv, indem die

[155] Die Kosten für die Sicherheitsbereitschaft werden vom Monitoringbericht nicht aufgeführt. Sie stammen aus der Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN (BT-Drs. 19/915, 2).

[156] Laut § 52 EnWG sind in Deutschland Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, Versorgungsstörungen, welche länger als drei Minuten andauern, zu melden.

Versorgungsqualität gemessen am SADI-Wert unverändert blieb. Allerdings führen sie zu mehr Kosten auf der Verbraucherseite.[157]

1.3.3 Handel

Das wirtschaftliche Bindeglied zwischen Stromerzeugern und -letztverbrauchern ist der Handel. Aus dem Liberalisierungsprozesse gingen zwei verschiedene Marktsegmente im Strommarkt hervor: zum einen der Großhandel mit seinen Termin- und Spotmärkten und zum anderen der Regelenergiemarkt. Während der Großhandelsmarkt grundsätzlich darauf ausgerichtet ist, die Stromnachfrage zu decken, zielt der Regelleistungsmarkt darauf ab, Einspeiseschwankungen auszugleichen, also Schwankungen abzusichern, welche nicht über den Handel ausgeglichen werden können.

Generell steht es heute allen Akteuren offen – wobei Netzbetreiber hier eine Sonderstellung einnehmen – sich am Großhandelsmarkt zu beteiligen und unabhängig von ihrer geographischen Lage innerhalb der Marktgrenzen selbstständig Strom strukturiert zu beschaffen oder zu veräußern. Dabei bildeten sich zwei Handelsformen heraus: Der Direkthandel, auch Over-the-Counter (OTC)-Geschäft genannt, und der Handel an der Strombörse (u. a. Fechter 2019, 177 f.). Der Direkthandel wird über individuelle und bilaterale Übereinkommen[158] abgewickelt, hingegen stellt die Strombörse einen organisierten, abgesicherten, standardisierten und anonymisierten Markt zur Verfügung (Pritzsche und Vacha 2017, 146 ff.). Der deutsche Börsenstromhandel umfasst den Spot- und Terminmarkt. Dabei unterscheiden sich die beiden Handelsformen bezüglich ihrer Fristigkeiten, Verbindlichkeiten und nach dem Handelsplatz.

Termingeschäfte im deutschen Marktraum wickelt die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig ab. Der dortige Handel umfasst Geschäfte, die ihren Erfüllungszeitpunkt in der Zukunft haben, der Handelszeitpunkt kann dabei zwei Tage oder mehrere Jahre im Voraus liegen. Neben verbindlichen Produkten findet auch ein Handel mit Optionen statt. Grundsätzlich dient die Handelsplattform zur Risiko- und Versorgungsabsicherung (Crastan 2018, 178; Pritzsche und Vacha 2017, 148).

[157] Die Kosten werden i. d. R. über die Netzentgelte an den Letztverbraucher weitergereicht (s. Tabelle 8 und die dortigen Ausführungen).
[158] In der Regel wird jedoch zur Abwicklung der Handelsgeschäfte auf standardisierte Verträge zurückgegriffen, um Transaktionskosten zu senken. Etabliert haben sich folgende Rahmenverträge: ISDA Verträge, EFET Verträge und DRV Verträge (Pritzsche und Vacha 2017, 145 f.).

Der kurzfristige Spotmarkt-Handel erfolgt hingegen über die European Power Exchange (EPEX Spot) in Paris und Energy Exchange Austria (EXAA) in Wien. Dabei determinieren insbesondere die Fristigkeit die beiden am Spot-Markt existenten Handelsplattformen: Day-Ahead- und Intraday-Markt.[159] Obwohl der größere Teil des Stromangebotes in anderer Form gehandelt wird, sind die Ergebnisse der Spotmarktauktionen mit den gebildeten Preisindizes zentrale Referenzpreise für mittel- und langfristige börsliche und außerbörsliche Stromverträge (u. a. Töpfer et al. 2017, 17). Denn grundsätzlich zielt der Kurzfristhandel darauf ab, alle verfügbaren Kapazitäten marktoptimal einzusetzen und Erzeugung und Verbrauch auszugleichen (Crastan 2018, 178; Pritzsche und Vacha 2017, 148).

Die einzelnen europäischen Spotmärkte sind aufgrund der zunehmenden Harmonisierung und Liberalisierung auf EU-Ebene in verschiedenen Formen miteinander gekoppelt (Fechter 2019, 21). Je nach vorhandenen Übertragungskapazitäten (Market Coupling), welche im Handel berücksichtigt werden, ist dadurch ein Handel zwischen den Einzelmärkten möglich, und im Ergebnis führt die Marktkopplung zu einer Preisangleichung zwischen den Einzelmärkten (BNetzA 2020a).

Auf dem kurzfristigen und zu weiten Teilen auch auf dem langfristigen Strombörsenhandel etablierte sich der Energy-Only-Markt als Strommarktdesign. Der Energy-Only-Markt vergütet ausschließlich die tatsächlich erzeugte Strommenge (auch als Kilowattstundenmärkte bezeichnet), nicht die Bereitstellung von Leistung (Brucker 2014, 92). Folglich steuert ein Energy-Only-Markt die Zuschaltung anhand des jeweils preisgünstigsten Energieangebots zur Deckung des aktuellen Strombedarfs. Damit impliziert dieses Marktdesign einerseits, dass sich Neuinvestitionen rein über den Stromverkauf refinanzieren. Andererseits bedeuten alleinig auf die gehandelte kWh ausgerichtete Erlöse mit deutschlandweiten einheitlichen Marktergebnissen auch eine völlige Entkopplung von Übertragungsrestriktionen im Netz bzw. der Versorgungssicherheit und Netzstabilität (Bardt 2014, 92). Netze sind aber grundsätzlich in ihrer Kapazität beschränkt, und auch eine Übertragung erfolgt nicht verlustfrei. Folglich bedingt ein Energy-Only-Markt in dieser Form die Notwendigkeit eines Systemmanagements ausschließlich seitens der Netzbetreiber (Richter et al. 2019, 43).

Anders als Stromhandel dient der Regelleistungsmarkt zur Gewährleistung der kurzfristigen Systemsicherheit bei Unter- oder Übereinspeisung bzw. unausgeglichenen Bilanzkreisen.

[159] Beim Day-Ahead-Handel werden Stromkontrakte für den Folgetag gehandelt. Hingegen können am Intraday-Handel kontinuierlich ab 15 Uhr des Folgetages bis 5 Minuten vor Lieferbeginn Stromkontrakte gehandelt werden.

Grundsätzlich rufen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung ab, wenn sich Differenzen nicht mehr über das Marktgeschehen ausgleichen lassen (Fechter 2019, 21). Hierfür kontrahieren diese differenziert nach drei Produkten gesicherte Regelleistung und rufen diese bei Bedarf in Form von Regelarbeit ab (BNetzA 2019d, 203). Der Regelleistungsmarkt ist nicht Teil des Strombörsenhandels, sondern die Übertragungsnetzbetreiber selbst führen hierzu eigenständige Auktionen durch (Pritzsche und Vacha 2017, 147). Damit stellt im Grunde der Regelleistungsmarkt eine Art Kapazitätsmarkt dar (Sterner und Stadler 2014, 636). Darüber hinaus, um die Systemsicherheit wirkleistungsbezogen abzusichern, kamen seit 2016 weitere Maßnahmen hinzu, welche die Netzbetreiber allerdings nur in Teilen marktlich beschaffen. Zu den Maßnahmen zählen die Sicherheitsbereitschaft, die Kapazitätsreserve und in Teilen kontrahierte zu- und abschaltbare Leistungen.[160]

1.3.4 Vertrieb und Verbrauch

Der Vertrieb ist das Bindeglied zum Kunden[161] und in seiner heutigen Form auch ein Ergebnis der von der EU-Ebene veranlassten Liberalisierung des Stromsektors (Pritzsche und Vacha 2017, 154). Während vor der Liberalisierung die Belieferung kleinerer Letztverbraucher durch die im Netzgebiet zuständigen Versorgungsunternehmen erfolgte, konnten Letztverbraucher 2018 im bundesweiten Durchschnitt zwischen rund 150 Anbietern wählen (BNetzA 2019d, 270).

Lieferverträge setzen sich bei der Grundversorgung und i. d. R. auch bei Sonderverträgen aus einem Grund- und Arbeitspreis zusammen (Held und Wiesner 2015, 337). Das Energiesystem finanziert sich, wie aus Tabelle 8 hervorgeht, maßgeblich über die verbrauchte kWh. Folglich über den zu entrichtenden Strompreis, welcher sich einerseits aus Beschaffung und Vertrieb und andererseits über diverse staatlich veranlasste und staatlich regulierte Belastungen zusammensetzt. Unter diese auch als Stromnebenkosten definierbaren gesetzlichen Preisbestandteile fallen Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern (vgl. Tabelle 8).

[160] Zu den Dienstleistungen detailliert Teil C in Abschnitt 3.2.1.
[161] Gesetzlich umfasst der Begriff des Kunden alle „Großhändler, Letztverbraucher und Unternehmen, die Energie kaufen“ (§ 3 Nr. 24 EnWG).

		Strompreisbestandteile		
	Finanzierungsbeitrag	Netzentgelte	Umlagen	Abgaben und Steuern
Netze	Netzbetrieb	X		
	Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve	X		
	Konzessionsabgabe			X
	Offshore-Entschädigungen		X	
	Vermiedene Netzentgelte	X		
	Individuelle Netzentgelte		X	
System	Regelleistungsvorhaltung	X		
	Sicherheitsbereitschaft	X		
	Nachrüstung von Anlagen (Systemstabilitätsverordnung)	X		
	abschaltbare Lasten		X	
	Sonstige Systemdienstleistungen (u. a. Schwarzstart)	X		
Förderung	EE-Anlagen		X	
	KWK-Anlagen		X	
	Beitrag zum öffentlichen Haushalt			X

Tabelle 8: Strompreisbestandteile und Finanzierungsbeitrag im Stromsystem; Quelle: eigene Darstellung nach Agora Energiewende 2017b, 52

Bei den Sondervertragskunden mit einer Abnahme von 70 bis 150 Mio. kWh im Jahr erhöhte sich der Strombezugspreis zwischen 2008 und 2019 um 0,75 EURO-Cent pro kWh (BDEW 2020b, 28). Damit lagen im europäischen Vergleich die Preise der deutschen Großkunden im europäischen Mittelfeld (BNetzA 2018d, 306). Hingegen waren die Haushaltsstrompreise mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im europäischen Vergleich hinter Dänemark die höchsten (Eurostat 2019a). In diesem Zeitraum stiegen die Haushaltsstrompreise um fast 9 EURO-Cent pro kWh (BDEW 2020b, 7). Allerdings waren für die Preisentwicklung bei Haushaltskunden nicht die Beschaffung und der Vertrieb ausschlaggebend, hier sanken die Kosten sogar leicht, sondern die staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen, welche sich um 8,94 EURO-Cent pro kWh erhöhten (BDEW 2020b, 11).

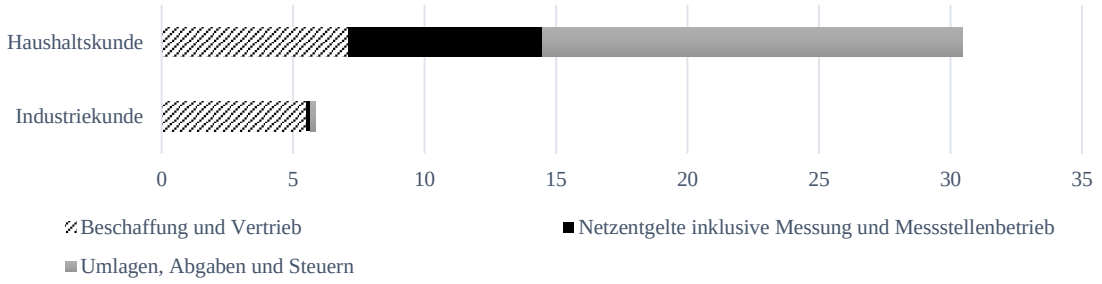

Abbildung 17: Durchschnittliche Strompreisbestandteile 2019 [EURO-Cent/kWh] für Haushalts- und Industriekunden mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh bzw. 100 Mio. kWh; Quelle: eigene Darstellung nach BDEW 2020b, 11, 29

Abbildung 17 stellt für 2019 die Spanne an Endverbraucherstrompreisen dar. Am oberen Ende befinden sich die mittleren Strompreise für Haushalte und am unteren Ende liegen die Strompreise stromverbrauchsintensiver Industrieunternehmen. Dazwischen gibt es diverse Abstufungen, welche sich insbesondere nach Verbräuchen staffeln. Hieraus geht allgemein

hervor, dass die Belastungstatbestände einen signifikanten Anteil von 77 % beim Endverbraucher mit geringen Bezugsmengen ausmachen (BDEW 2020b, 12). Für stromverbrauchsintensive (Industrie-)Unternehmen gibt es indes eine Reihe von speziellen Ausnahmeregelungen, welche die Kosten für Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen stark verringern können (BNetzA 2018d, 274). In der Folge liegt hier der marktlich bestimmbare Anteil im besten Falle bei 90 % (BDEW 2020b, 28). Allein anhand dieser Differenz ist einerseits erkennbar, dass marktliche Anreize bei Haushaltskunden, deren Anteil sich auf 24 % beim Nettostromverbrauch in Deutschland belief (BDEW 2020a), eine eher untergeordnete Rolle spielen und andererseits, dass die staatlich veranlasste oder regulierte Abgabenlast einen entscheidenden Lenkungsmechanismus enthält.

1.3.5 Zwischenergebnis

Aus den technisch und wirtschaftlichen Ausgangsbedingungen lässt sich festhalten, dass der Energieerzeugungswandel neue Akteurskonstellationen hervorbrachte und die bestehende und historisch gewachsene Infrastruktur herausfordert. Wie beschrieben, fand der Wandel vornehmlich in dezentraler Form statt, indem die großen Energieversorgungsunternehmen eine eher untergeordnete Rolle spielen. Mit den neuen Akteuren entstanden ebenfalls neue Geschäftsmodelle, welche den Absatzstrategien der großen Energieversorgungsunternehmen entgegenstehen.

Darüber hinaus sind gerade die fluktuierenden Erzeugungsformen aus Wind und Sonne, welche ihren Anteil auf über 30 % bei der Nettoerzeugung 2019 erhöhten, nicht mit den bestehenden Praktiken der Systemführung kompatibel. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der EE-Erzeugung (sowohl geographisch, tageszeitlich als auch wettertechnisch) verändern sich die systemischen Anforderungen, und alte Handlungsweisen wie das Idealbild der „Kupferplatte“ (Richter et al. 2019, 42 f.), bei dem Erzeugungs- und Entnahmestandorte keine Rolle spielen, kommen an ihre Grenzen oder bedürfen neuer Maßnahmen, wie sich exemplarisch an den Kosten der Netzbewirtschaftung zeigt.

Neben dem Erzeugungswandel schuf der Liberalisierungs- und Harmonisierungsprozess der EU neue Rollen und Strukturen. Durch die Aufspaltung der vertikal integrierten Unternehmen mit ihren Gebietsmonopolen entstanden neue Akteure im deutschen und auch im europäischen Raum: So gibt es heute eine Vielzahl von Erzeugern, Netzbetreibern, Händlern und Vertriebsunternehmen. Auch ist heute der Letztverbraucher u. a. dazu in der Lage, frei seinen Versorger

zu wählen oder teilweise selbst als Prosumer aufzutreten. Inwiefern diese technisch-wirtschaftlichen Veränderungen Möglichkeiten für die Nutzung von Speicherstrom eröffnen, zeigt die Top-down-Analyse in Abschnitt 3.2.

1.4 Kognitive Bedingungen

Kognitive Bedingungen stecken ein Handlungsspektrum sowohl für Steuerungshandeln als auch für Technologieentwicklung selbst ab und ergänzen oder differenzieren strategische Ausrichtungen.[162] Daher werten die folgenden Abschnitte zum einen gesellschaftliche und zum anderen politische Meinungsbilder mit Bezug zur Klima- und Energiepolitik aus.

1.4.1 Meinungsbilder

Sowohl auf der gesamteuropäischen als auch auf der deutschen Ebene verzeichnet die Energiewende und der damit einhergehende technologische Wandel eine hohe Zustimmung in der Bevölkerung.

Auf der europäischen Ebene erachteten 2017 rund Dreiviertel der Bevölkerung den Klimawandel als ein sehr gravierendes Problem, und dabei gaben 43 % der Befragten an, dass nationale Regierungen für die Bekämpfung des Klimawandels verantwortlich sind und hierfür Ziele setzen sollten, während knapp vier von zehn der Meinung waren, dass die EU (39 %) und die Wirtschaft (38 %) Verantwortung hierfür tragen sollen (Europäische Kommission 2017, 5). Darüber hinaus befand in der gleichen Umfrage eine große Mehrheit der EU-Bürger (79 %), dass die Bekämpfung des Klimawandels und die effiziente Nutzung von Energie die Wirtschaft in der EU stärke sowie Arbeitsplätze schaffe, und knapp acht von zehn Befragten gaben an, dass der Übergang zu sauberen Energien mehr öffentliche Unterstützung erhalten solle, selbst wenn Subventionen für fossile Brennstoffe dafür reduziert würden müssten (Europäische Kommission 2017, 45-64).

Im deutschen Kontext sind laut der „Umweltbewusstseinsstudie“ des Umweltbundesamtes von 2016 Klimaschutz und Klimapolitik ähnlich zur europäischen Ebene fest verankert: Über 90 % sahen hierin eines der wichtigsten politischen Problemfelder (BMU 2016, 17). Allerdings konstatierten die Befragten ein erhebliches Handlungsdefizit bei Industrie, Bundesregierung und in der Bevölkerung selbst. Als zielführende Lösungsansätze identifizierten die Befragten an erster Stelle technische Innovationen sowie staatliche Maßnahmen und forderten eine engagierte Umweltpolitik in den Bereichen Subventionsabbau (90 %), EE-Ausbau (89 %)

[162] Hierzu ausführlich Teil B Abschnitt 2.3.

sowie Verbote von klimaschädlichen Produkten (89 %) (BMU 2016, 40). Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch eine repräsentative Umfrage von Greenpeace 2016, in der sich über die Hälfte für einen beschleunigten und ein Drittel zumindest für einen konstanten Ausbau von EE aussprachen (Greenpeace 2016). Eine weitere Studie, welche die Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende seit 2011 aufgreift, ist der Energiemonitor des BDEW. In der Umfrage von 2018 befanden 93 % der Befragten die Energiewende für „wichtig" oder „sehr wichtig", was einer Steigerung von rund 4 % gegenüber 2012 entspricht (Agora Energiewende 2019a, 57). Im Kontrast hierzu steht die Meinung zur Frage der Umsetzung der Energiewende: Hiernach beurteilten rund 64 % den Fortschritt bei der Energiewende als ungenügend und 58 % erachteten den EE-Ausbau sogar als zu langsam (Agora Energiewende 2019a, 58 f.). In diesem Zusammenhang wurden als größte Probleme die „Kosten und Finanzierung" (25 %), die „politische Uneinigkeit" (19 %), der „zögerliche Netzausbau" (15 %) und „mangelnde Akzeptanz" (11 %) genannt (Agora Energiewende 2019a, 58). Damit eint alle drei deutschen Meinungsumfragen und auch das europäische Stimmungsbild die starke Problemwahrnehmung der Klimakrise und in diesem Zusammenhang die hohe Zustimmung zur Energiewende. Allerdings zeigen die Erhebungen zugleich, dass die Befragten bei der Umsetzung ein Defizit sehen.

1.4.2 Wahl- und Regierungsprogramme

Die überwiegend positive Haltung der Gesellschaft gegenüber EE zeigt sich auch bei allen Bundestagsparteien, ausgenommen der AfD. Dies lässt sich z. B. in den Wahl- und Regierungsprogrammen zu den Bundestagswahlen 2005, 2009, 2013 und 2017 derjenigen Parteien erkennen, welche entweder durchgängig von 2005 bis 2017 im Bundestag vertreten waren oder eine Regierungsbeteiligung innehatten[163] (vgl. Tabelle 9). Bereits 2005 war die Energiewende gesellschaftlich derartig fest verankert, dass keine Bundestagspartei eine komplette Rückabwicklung in den Programmen vertrat. Indes unterscheiden sich die Programme bei der Förderung von EE und dem grundsätzlichen Energiemix. Während die Union eine Reduzierung der Förderung vorsah und die FDP eine Umgestaltung des Fördergrundsatzes (hin zur Mengensteuerung), wollten SPD, Linke und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN das EEG beibehalten. Beim Energiemix war die Schnittmenge zwischen CDU/CSU und FDP identisch: Beide setzen auf eine Energieerzeugung mit Atomenergie. Hingegen hielten die anderen Parteien am Atomausstieg fest.

[163] Aufgrund dieser Eingrenzung gehen die Programme der AfD nicht in die Auswertung und in die Folgebetrachtungen mit ein.

Mit den Wahlprogrammen von 2009 und endgültig mit den Programmen zur Bundestagswahl 2013 veränderten sich die inhaltlichen Überschneidungen der Parteien. Zwar war ab 2013 der Atomausstieg über alle hier betrachteten Parteien hinweg verankert, bei der Frage des Energiemix waren sich jedoch FDP, CDU/CSU und SPD näher in ihren Forderungen, sowohl Kohle als auch Gas als festen Bestandteil bei der Energieerzeugung zu erhalten. Hingegen forderten Grüne und Linke den Kohleausstieg.

Seit 2013 und besonders seit der Bundestagswahl 2017 vollzog sich bei der Förderung von EE auch ein nennenswerter Wandel: Die Programme sprachen nicht mehr von Förderung, sondern vermehrt von der Ausgestaltung von Rahmenbedingungen zur systemischen Integration von EE. Auch hier lagen die Positionen von CDU/CSU und SPD sehr nah zusammen: Für die Systemsicherheit erachteten es beide Parteien als notwendig, Reservekapazitäten aus konventioneller Erzeugung aufzubauen. Im Gegensatz forderte die FDP technologieoffene Leistungsmärkte und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN eine Reformation der Abgabesysteme und des Marktdesigns zugunsten von EE und Speichern.

Bei der Frage von Speichern in den Wahlprogrammen der Bundestagsparteien lässt sich erkennen, dass die Speichertechnologien verstärkt in den politischen Zielen der Parteien auftauchten und zunehmend differenziert betrachtet wurden. Dabei ist ein großer inhaltlicher Tenor, durch Speicher den Netzausbau zu vermeiden oder zu minimieren und ein anderer, die Integration von EE mit Hilfe von Speichern zu beschleunigen.

Vor dem Hintergrund, dass seit der Bundestagswahl 2005 durchgängig die CDU/CSU mit wechselnden Koalitionspartnern aus FDP und SPD die Regierung stellte, kann allgemein davon ausgegangen werden, dass sich deren Parteipositionen maßgeblich in den Steuerungsinstrumenten im Untersuchungszeitraum abbilden. Knapp zusammengefasst lautet diese: eine Zustimmung zur Energiewende und neuen Technologien, allerdings unter den Prämissen der Bezahlbarkeit und Systemstabilität mit konventionellen Erzeugungsformen.

	2005	2009	2013	2017
CDU/CSU[164]	-Energiewende beibehalten (Förderung reduzieren) -breiter Energiemix (mit Gas, Kohle und Atom)	-Energiewende beibehalten (2020 20 %, „qualitative" Förderung mit intelligenten Netzen und Speichertechnologien) -breiter Energiemix (mit „effizienten" Gas-, Kohle- und Atomkraftwerken)	-Energiewende beibehalten (technologieoffene und marktwirtschaftliche Instrumente zum EE-Ausbau) -Ausbau von Speichern und Netzen fördern und anreizen -breiter Energiemix (mit Gas und Kohle in Form von Reservekapazitäten)	-Energiewende beibehalten (marktwirtschaftliche Umgestaltung der EE-Förderung) -Technologieoffener Wettbewerb zwischen Speichertechnologien -Förderung von Speicherforschung und -entwicklung (Aufbau Batteriezellenproduktion)
SPD[165]	-Energiewende fortführen (EEG und Atomausstieg beibehalten) - Energiemix mit Kohle, Gas und CCS -Netzinfrastruktur bereitstellen	-Energiewende fortführen (2020 ≥ 35 % Strombereich, EEG und Atomausstieg beibehalten) - Energiemix mit Kohle, Gas und CCS - Netzausbau anreizen	-Energiewende fortführen und Kompetenzen bündeln (40-45 % EE-Anteil im Strombereich 2020, 2030 75 %) -breiter Energiemix (Kohle- und Gas als auch EE mit Speicher für Versorgungssicherheit) -Netzinfrastruktur ausbauen mit Speichern und Netzausbau -Technologieförderung von Speichern	-Energiewende fortführen -Speicher für Sektorkopplung und systemische Flexibilität weiterentwickeln (insbesondere durch technologieneutrale Rahmenbedingungen) -Ausbau der Netzinfrastruktur durch Netzausbau und Speicher
BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN.[166]	-Energiewende beschleunigen (EEG und Atomausstieg beibehalten, Abbau Kohlesubvention) -Wettbewerb in Energienetz	- Energiewende beschleunigen (2030 100 % EE im Strombereich) -Kohleabbau stoppen und Atomausstieg beibehalten -Förderung von EE und Speichern als Kombikraftwerke -Netzausbau anreizen	- Energiewende beschleunigen (Strommarkt neu ausrichten, Atom- und Kohleausstieg) -Offener Technologiewettbewerb beim Aufbau einer Netz- und Speicherinfrastruktur	-Beschleunigung der Energiewende (Kohleausstieg) -Strommarktreformen (Abgabesysteme und Marktdesign zugunsten von EE und Speichern weiterentwickeln)
FDP[167]	-Energiewende beibehalten (EE-Förderung auf Mengensteuerung umbauen) -breiter Energiemix (Atomausstieg rückgängig machen) -Speichertechnologien weiterentwickeln für Grundlastfähigkeit von EE	-Energiewende beibehalten (2020 20 % EE, EE-Förderung auf Mengensteuerung umbauen, vorrangige Netzeinspeisung beibehalten) -breiter Energiemix (Atom, Gas und Kohle) -EE und Speicher Beitrag zur Versorgungssicherheit -Forschungsförderung von Energiespeichern	-Energiewende beibehalten (marktwirtschaftlicher Ausbau EE), - Netzausbau beschleunigen -Marktwirtschaftliches Förderdesign für Reserve- und Ersatzkraftwerke zur Systemsicherheit	-Energiewende beibehalten (breiter Energiemix, EEG abschaffen, Marktauswahl entscheidet über Technologieeinsatz) -Offene Leistungsmärkte anstelle geschlossener Kapazitätsreserven
Linke[168]	- Energiewende beschleunigen (EEG und Atomausstieg beibehalten) -Dezentrale Energieversorgung	-Energiewende beschleunigen (50 % EE-Anteil im Strombereich 2020) - Kohleabbau- und CCS-stoppen und Atomausstieg sofort -Energieversorgung rekommunalisieren	-Energiewende beschleunigen (EEG beibehalten) -Netzausbau durch eine dezentrale Versorgung mit Speichern minimieren -Speicheroffensive im Bereich der Forschung und Entwicklung	-Energiewende beschleunigen (2030 70 % EE-Anteil im Strombereich) -Netzausbau durch dezentrale Speicher verringern -Stromnetze in öffentliche Hand

Tabelle 9: Wahl- und Regierungsprogramme der Parteien mit Aussagen zur Umsetzung der Energiewende und Speichern Bundestagswahl 2005, 2009, 2013, 2017; Quelle: eigene Auswertung und Darstellung

[164] Chronologisch im Literaturverzeichnis: CDU/CSU 2005, 2009, 2013, 2017.
[165] Chronologisch im Literaturverzeichnis: SPD 2005, 2009, 2013, 2017.
[166] Chronologisch im Literaturverzeichnis: BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 2005, 2009, 2013, 2017.
[167] Chronologisch im Literaturverzeichnis: FDP 2005, 2009, 2013, 2017.
[168] Chronologisch im Literaturverzeichnis: PDS, Linke 2009, 2013, 2017.

1.4.3 Zwischenergebnis

Im Ergebnis zeigt sich, dass sowohl in der europäischen als auch in der deutschen Gesellschaft eine starke Akzeptanz für das Transformationsprojekt Energiewende anzutreffen ist und im Zuge dessen auch politische Maßnahmen gefordert und toleriert werden. Diese gesellschaftliche Stimmung führte wohl dazu, dass sich heute fast alle Bundestagsparteien zur Energiewende bekennen. Unterschiedliche Parteipositionen zeigen sich jedoch an der Fragestellung, wie lange und mit welcher Rolle die konventionellen Erzeugungsformen Gas und Kohle im System verbleiben sollen. Zuletzt forderten BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und Linke in ihren Bundestagswahlprogrammen einen raschen Umbau in Richtung Vollversorgung mit EE und in dem Zusammenhang auch mehr Flexibilität. Anders SPD, CDU/CSU und FDP, welche eher die systemische Notwendigkeit von konventionellen Anlagen unterstrichen und in den Fokus rückten.

1.5 Ergebnisse

In Bezug auf die vier hier skizzierten Ausgangsbedingungen stellen sich aus theoretischen und empirischen Gesichtspunkten folgende Aspekte als zentral heraus:

Grundsätzlich ist der deutsche Stromsektor aufgrund seiner hohen Emissionsanteile in einen klimastrategischen Kontext eingebunden. Dabei differenzierten und verzahnten sich klima- und energiepolitische Strategien auf internationaler, EU und deutscher Ebene zunehmend. Auch sind im Verlauf die Verpflichtungen ambitionierter und insbesondere über EU-Vorgaben verbindlicher geworden. Damit verschärft sich, gerade vor rechtsverbindlichen EU-Zwischenzielen für 2020 und 2030, der Handlungsdruck für Deutschland.

Darüber hinaus wirken wohl verstärkend die kognitiven Rahmenbedingungen: Erkennbar an Meinungsumfragen ist, dass die Klimakrise ein virulentes Thema in der Gesellschaft darstellt und in diesem Zusammenhang die Unzufriedenheit wächst, was die Umsetzung der Energiewende angeht. Der gesellschaftliche Konsens zur Energiewende bildet sich auch immer deutlicher in den Wahlprogrammen zu den Bundestagswahlen 2005, 2009, 2013 und 2017 ab. Über die vier Wahlen hinweg zeigt sich zunehmend ein grundsätzlicher und überparteilicher Konsens bei CDU/CSU, SPD, FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN zur Energiewende. Allerdings gibt es einen zunehmenden Dissens in der Frage, wie das Versorgungssystem hierauf anzupassen ist. Gerade die deutschen Regierungsparteien (CDU/CSU, SPD und FDP) hoben im Untersuchungszeitraum zwischen 2005 und 2017 in ihren Parteiprogrammen zunehmend

die Systemrelevanz von konventionellen fossilen Energieerzeugungsanlagen hervor und setzten maßgeblich auf Netzausbau.

Vor dem Hintergrund der Harmonisierungsbestrebungen der EU zum Elektrizitätsbinnenmarkt sowie dem klimapolitischen Handlungsdruck haben sich die rechtlichen und institutionellen Bedingungen in Deutschland gewandelt. Die EU weitete, zunächst auch ohne explizite vertragliche Grundlage, seit den 1990er Jahren ihre Gestaltungskompetenz auf dem Stromsektor aus. Insbesondere mit den drei Energiepaketen hat der EU-Gesetzgeber die Ablösung des seit 1935 bestehenden EnWG und die Schaffung grundlegend veränderter Strukturen bewirkt: Etablierte Akteure wie die vertikalintegrierten Energieversorgungsunternehmen wurden aufgespalten, und neue Akteure wie die Übertragungsnetzbetreiber gingen hieraus hervor. Auch brachte der Liberalisierungsprozess völlig neue Akteure, wie die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde oder die ENTSO-E als europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber, hervor. Hierdurch brachen teilweise Regimestrukturen auf. Allerdings ging es in den Energiepakten vornehmlich um die Öffnung und Harmonisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes und weniger um die Ablösung von zentralen und konventionellen Stromversorgungsstrukturen.

Auf eine Veränderung der Stromerzeugung mit EE und neuen Akteurskreisen wirkte zunächst insbesondere die nationale Gesetzgebung mit dem EEG von 2000 hin. Im Zuge dessen veränderte sich die Erzeugungslandschaft und fordert zunehmend die alten konventionellen Strukturen im Stromsystem heraus: Die ehemals integrierten Energieversorgungsunternehmen mit ihren großen und zentralen Strukturen stehen vor Herausforderungen der dezentralen und kleinteiligen Erzeugung. Diese neuen Versorgungs- und Vertriebskonzepte liegen konträr zu ihren bisherigen Geschäftspraktiken. Im Zuge des Erzeugungswandels verändern sich auch die Anforderungen an den Netzbetrieb und Verteilnetzbetreiber bekommen ein größeres Gewicht bei einer stabilen Neztbewirtschaftung. Offenkundig stehen sich durch diese Entwicklung Akteurskreise mit unterschiedlichen handlungsleitenden Orientierungen gegenüber. Auf der einen Seite befinden sich Akteure, welche an den etablierten zentralen Versorgungsstrukturen mit u. a. passiven Endverbrauchern festhalten und zur Integration von EE sowohl auf Netzausbau setzen als auch die Versorgungsicherheit über konventionelle Erzeugung sichern wollen. Auf der anderen Seite stehen Akteure, welche eine dezentrale Versorgungsstruktur mit EE aufbauen und über mehr Flexibilität im System die Versorgungssicherheit gewährleisten möchten. Wie sich diese grundlegenden Ausgangsbedingungen in der Technologieentwicklung und im Instrumenten-Mix wiederfinden, ergründen die beiden folgenden Analyseteile.

2. Chronologische Bottom-up-Analyse

Die Bottom-up-Analyse ermittelt und diskutiert, ob, wie und in welcher Form, Batteriespeicher in den Nutzungsfeldern zum Einsatz kommen. Ziel ist es, in der vergleichenden Gegenüberstellung mit der Top-down-Analyse, die mögliche Wechselwirkung von Steuerungsinstrumenten und Technologieentwicklung abzubilden und zu erörtern, ob und ggf. inwieweit sich die Technologieentwicklung an die Rahmenbedingungen anpasste oder sich umgekehrt durch ihre Verbreitung Veränderungen in den Rahmenbedingungen erkennen lassen.

Die Technologieentwicklung wird nachfolgend anhand von reinen Projektzahlen und einzelnen ausgewählten Fällen abgebildet. Um Entwicklungsdynamiken differenziert zu erfassen, unterscheidet diese Auswertung zwischen zentralen bzw. großtechnischen (im MW/MWh-Bereich) und dezentralen (kW/kWh-Bereich) Batteriespeichern, ähnlich den Ausführungen von O´Sullivan et al. (2019, 41 f.) und Stenzel et al. (2019, 34). Daher befasst sich Abschnitt 2.1 mit der Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher und Abschnitt 2.2 mit der Entwicklung dezentraler Batteriespeicher.

Datensätze, welche sowohl dezentrale als auch zentrale stationäre Batteriespeicher mit ihrer Technologie, Leistung, Kapazität und ihren Nutzungsfeldern[169] erfassen, existieren in Deutschland noch nicht umfänglich oder vollständig. Vielmehr veröffentlichen diverse Quellen unterschiedliches Datenmaterial. Auf dieses Datenmaterial greift die Erfassung zurück und systematisiert es im Sinne des Untersuchungsfokus. Vor diesem Hintergrund erhebt die Bestandsaufnahme keinen Anspruch auf Vollständigkeit, da nicht für alle Anlagen zugängliche oder nutzbare Informationen vorliegen. Aufgrund dieser heterogenen und lückenhaften Datenlage und damit einhergehender eingeschränkter Validität gehen beide Auswertungsteile zunächst ausführlich auf die herangezogenen Quellen und ihre Systematisierung ein, um dann auf der Grundlage des vorhandenen Datenmaterials Entwicklungstendenzen im Sinne des Untersuchungsfokus aufzuzeigen.

2.1 Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher

Die Auswertung von großtechnischen Batteriespeichern basiert auf einer Datenbank vom Forschungszentrum Jülich.[170] Diese Datenbank wird fortwährend gepflegt, und erstmalig

[169] Grundlage hierfür sind einerseits die in Teil B Abschnitt 1.2 identifizierten und fallunabhängigen Anwendungsfelder sowie andererseits die fallbezogene Auswertung für die Nutzung von Speicherstrom aus Teil C Abschnitts 3.2.

[170] Ein besonderer Dank geht an Herrn Dr. Stenzel vom Forschungszentrum Jülich für die Bereitstellung des Datenbankauszuges.

veröffentlichte Stenzel et al. (2013, 58-69) Auswertungen aus der Datenbank in dem Artikel „Energiespeicher“ 2013. Der dieser Arbeit zur Verfügung gestellte Datenbankauszug enthält geographische, zeitliche, technische und anwendungsspezifische Angaben. Weitere verfügbare Datenbanken, welche diese Untersuchung ergänzend auswertete, erweitern und konsolidieren die Informationen des Datenbankauszuges. Dazu gehören das Marktstammdatenregister als behördliches Register,[171] die Energy Storage Database, die Projektdatenbank des Batterie-forums und die EnArgus-Datenbank. Die beiden letztgenannten Datenbanken listen aus-schließlich geförderte Projekte auf. Mit den genannten Datenquellen umfasst die für die hiesige Arbeit angelegte eigene Datenbank in der Summe 71 operative Batteriespeicherprojekte für 2019, welche über eine Speicherkapazität von mindestens 1 MWh Speicherkapazität und/oder 1 MW Nennleistung verfügen.

Zur weiteren Datenkonsolidierung wurden alle Projekte durch eine Online-Recherche überprüft. Im Zuge dessen und um sie mit den Forschungsinhalten sowie -interessen dieser Arbeit konsistent zu halten, ergaben sich Änderungen gegenüber dem Datenbankauszug des Forschungszentrums Jülich. Beispielsweise wurde der Nutzen entsprechend den hier definierten Anwendungsfeldern aus Teil B Abschnitt 1.2 eingeordnet und entsprechend ihrer Flexibilisierungsrichtung, nach netz-, markt- und systemdienlichem Einsatz sowie ggf. bei mehreren Einsatzfeldern nach Multi-Nutzen klassiert.

2.1.1 Geographische Verteilung

Abbildung 18 gibt eine Übersicht über die geographische Auswertung in Kombination mit den nach Flexibilisierungsformen klassifizierten Nutzungssegmenten.

[171] Gerade bei zentralen Batteriespeichern führte das Register beim Datenbankauszug vom 24. April 2020 179 Anlagen – allerdings vielfach mit fehlerhaften Angaben (über 100 Anlagen) und einer vergleichsweise geringen Registrierung älterer Anlagen. Gründe hierfür diskutiert eingängig die Auswertung dezentraler Batteriespeicher in Teil C Abschnitt 2.2.

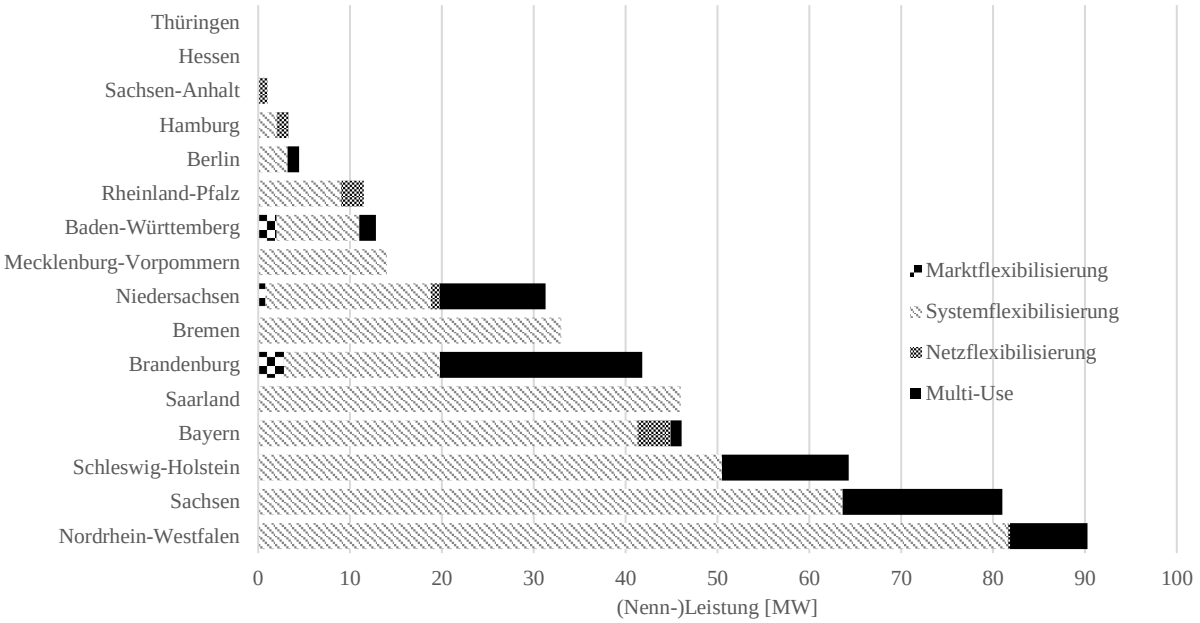

Abbildung 18: Geographische Verteilung großtechnischer Batteriespeicher 2018; Quelle: eigene Auswertung

Auf dieser Grundlage erschließen sich zwei zentrale Beobachtungen: Das Nennleistungsspektrum bei den deutschen Speichergroßprojekten reicht zwischen den Bundesländern zwischen 0 (Thüringen und Hessen) und rund 90 MW (Nordrhein-Westfalen) und lag 2019 in der Summe bei etwa 481 MW mit einer Gesamtkapazität von rund 627 MWh. Folglich handelt es sich um eine sehr heterogene Verteilung der Projekte. Das dominante Nutzungsfeld über alle Bundesländer hinweg stellt die Systemflexibilisierung mit einem Anteil von 80 % bezogen auf die Leistung dar. Aufgrund dessen, dass Systemflexibilisierung, also Regelleistung, nicht lokal zur Verfügung gestellt werden muss, lässt sich diese Verteilung nicht auf standortabhängige Bedingungen zurückführen. Auch sind die Unterschiede nicht mit Förderbedingungen erklärbar: So betrug 2019 der Anteil der Förderung[172] gemessen an der Leistung in Schleswig-Holstein 96 %, wohingegen er sich in Nordrhein-Westfalen auf 6 % und in Sachsen auf 16 % belief.

2.1.2 Nutzungsfelder

Abbildung 19 zeigt, dass in den letzten Jahren ein ausgesprochen starker Zubau an großtechnischen Batteriespeicherprojekten stattfand, welcher sich allerdings zuletzt verlangsamte: Von 2013 bis 2019 stieg die Projektanzahl von 8 auf 71 an. Gerade zwischen 2015 und 2018 erhöhte sich die Zahl der Großspeicherprojekte sprunghaft von 18 auf 64.

[172] Dabei gehen auch Teilförderungen mit ein. Eine Differenzierung nach Förderquote ist aufgrund der verfügbaren Informationslage, welche alleinig auf eigener Online-Recherche beruhen, nicht möglich.

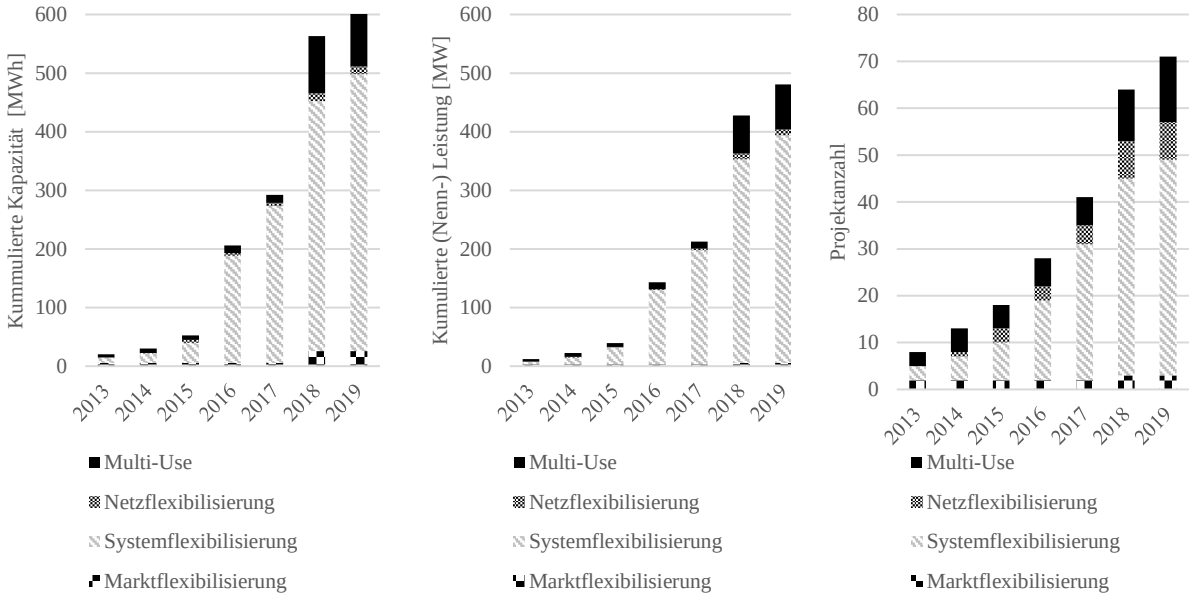

Abbildung 19: Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher nach Flexibilisierungsrichtung; Quelle: eigene Auswertung

Der Großteil der Batteriespeicher (46 Projekte mit einer Nennleistung und Kapazität von 388,2 MW und 472,5 MWh) wird zur Systemflexibilisierung eingesetzt: 44 Projekte erbringen reine Primärregelleistung,[173] die restlichen drei Projekte sind in Kombination mit anderen Anlagen auch in die Sekundär- und Tertiärregelleistung eingebunden. Fleer et al. (2017, 144 f.) führen die hohen Projektzahlen darauf zurück, dass Batteriespeicher eine kurze Reaktionszeit, eine präzise Steuerbarkeit, eine hohe Effizienz und eine flexible Dimensionierung bieten. Diese gelten gerade für die anspruchsvolle Primärregelung als zentrale Performanceparameter.

Die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zur präqualifizierten Leistung entsprechen in etwa den Leistungszahlen der Datenbank. Nach ihren Aussagen haben sich bis November 2019 für die Primärregelung rund 380 MW Batteriespeicherleistung präqualifiziert,[174] für Sekundär- und Tertiärregelleistung führen sie keine Batteriespeicher auf (50 Hertz et al. 2019d, 1). Noch im Jahr 2018 stimmten die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber mit denen diese Auswertung nicht überein, als präqualifiziert meldeten diese lediglich 250 MW (50 Hertz et al. 2018a, 1). Stenzel et al. (2019, 36) begründeten diese Differenz von fast 100 MW mit einem noch nicht abgeschlossenen Präqualifikationsverfahren und einer Ladestandkontrolle,[175] welche bis 2019 anderen Bemessungsgrundlagen unterlag.

[173] In den Zahlen nicht enthalten sind Schwarmspeicher (gemeinsame Vermarktung von dezentralen Batteriespeichern). Hierauf nimmt die Auswertung der dezentralen Batteriespeicher in Abschnitt 2.2 gesondert Bezug.
[174] Zu diesem Verfahren s. Teil C Abschnitt 3.2.1.
[175] Auch zu diesem Aspekt s. Teil C Abschnitt 3.2.1.

Während die ersten Batteriespeicherprojekte (Pilotprojekte) zur Frequenzregelung 2012 noch im 1-MW-Leistungsbereich lagen, im Pool mit anderen Anlagen vermarktet wurden und beim ersten kommerziellen Batteriespeicherkraftwerk 2014 die Leistung 5 MW und die Kapazität 5MWh betrug (Fleer et al. 2017, 145), belaufen sich heute die Projektleistungszahlen auf bis zu knapp 50 MW, bei einer Bauzeit von acht Monaten (Enkhardt 2018). Hieraus ist ersichtlich, wie schnell sich heute Großbatteriespeicherprojekte umsetzen lassen und damit marktbestimmend werden können. Beispielsweise lag der Primärregelleistungsbedarf 2018 bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bei etwa 620 MW und im gekoppelten Marktgebiet von Deutschland, Österreich, der Schweiz, den Niederlanden, Frankreich und Belgien bei 1.400 MW (BNetzA 2019d, 207, 218). Stand 2019 ist die installierte Batterieleistung entsprechend dem Gesamtmarktvolumen mit 63 % (Deutschland) und 28 % (gekoppelte Marktgebiete) bei der Primärregelleistung bereits marktdominierend. Diese Tatsache liefert auch eine erste Erklärung, warum sich die Zubaudynamik zuletzt verlangsamte. Auf diesem bisher treibenden Nischenmarkt stellen sich Sättigungen ein und in anderen Nutzungsfeldern fehlen bisher, möglicherweise aufgrund von ungenügenden Markt- und Regulierungsstrukturen, entsprechende Anreizsignale.

Der zweithäufigste Einsatz von Batteriespeichern liegt mit 14 Projekten im Multi-Nutzen-Bereich. Auch hier zeigt sich eine besondere Dynamik: Bis 2017 gab es sieben operative Speicher mit einer Multi-Nutzen-Einsatzstrategie. Gerade die ersten Großspeicherprojekte beruhten auf einem kombinierten Einsatz. Dieser beschränkte sich jedoch rein auf marktdienliche Anwendungen. 2018 stieg die Zahl um acht Projekte. Dabei lässt sich feststellen, dass von diesen neuen Systemen immer noch sieben Regelleistung anbieten und zusätzlich andere Nutzungsumgebungen testen. Dies deutet auch darauf hin, dass aufgrund der zunehmend marktdominierenden Stellung von Batteriespeichern in der Primärregelung sich Sättigungen einstellen und zusätzliche Erlöse über andere Einsätze erschlossen werden sollen oder müssen. Hierbei sind die beiden meist genannten Kombinationen, EE-Erzeugungs-management (vier Projekte) und Engpassmanagement (drei Projekte). Damit kombinieren die Projekte fast zu gleichen Teilen systemdienlichen Einsatz mit markt- oder netzdienlichen Nutzungsfeldern.

Als ein Beispiel für einen Multi-Nutzen-Ansatz eignet sich der Batteriespeicher in Trostberg. Dieser Speicher mit einer Leistung von 1,2 MW und einer Kapazität von 1,5 MWh erzielt über drei Betriebsvarianten seine Erlöse (Urban und Wilming 2019, 68): netzdienliches Peak-Shaving, Blindleistungskompensation und Vorhaltung von Primärregelleistung. Im Peak-

Shaving-Betrieb, als Hauptanwendung, gleicht der Batteriespeicher Lastspitzen im Netz der Trostberger Stadtwerke aus. Dies reduziert den maximalen Leistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz und in der Folge mindern sich die anfallenden Netzentgelte aus der vorgelagerten Netzebene. 80 % der verringerten Netzentgelte gehen an den Speicherbetreiber und die restlichen 20 % dienen der Stromkundenentlastung (EM-Power 2018). Lasten diese beiden Betriebsmodi den Speicher nicht voll aus, so kompensiert dieser Blindleistung im Netz und erbringt Primärregelleistung.

Ein weiteres und vergleichsweises neues Anwendungsfeld ist mit acht Projekten der Bereich der Netzflexibilisierung. Ein anschauliches Beispiel für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern findet sich beim Allgäuer Überlandwerk. Das Unternehmen hat fünf Batteriespeicher mit einer Gesamtleistung von 2,5 MW in seinem Stromnetz installiert (Zeilnhofer 2018). Die Batterien dienen zur Netzstabilisierung, indem sie überschüssige Energie vor Ort zwischenspeichern und bei hohem Bedarf wieder einspeisen. Hintergrund des Geschäftsmodells ist, dass in den jeweiligen Netzabschnitten i. d. R. tagsüber hohe Einspeisungen aus EE auftreten und nachts beträchtliche Strombedarfe bestehen (energate messenger 2018a).

Projekte zur reinen Marktflexibilisierung sind sehr selten. Entsprechend der in der Datenbank erfassten Batteriespeicher gibt es drei Projekte. Dies legt den Schluss nahe, dass die bestehenden Rahmenbedingungen womöglich eher weniger marktdienliche Flexibilität anreizen. Allerdings kann das Bild verzerrt sein, da zu Anlagen im Industrie- und Gewerbebereich (also Behind-the-Meter) kaum öffentlich verfügbare Informationen vorliegen,[176] worauf auch Stenzel et al. (2019, 34) und Figgener et al. (2020, 10) hinweisen.

Abbildung 20 fasst die geförderten Großbatteriespeicherprojekte zusammen. Grundsätzlich gilt bei der Darstellung zu beachten, dass es sich bei den Zuwendungen nicht allein um Vollförderung, sondern vielmehr um Anschub- und Teilförderungen handelt. Gemäß der Datenbankauswertung wurden 21 Projekte mit einer Gesamtleistung von rund 141 MW und einer Kapazität von 183 MWh gefördert. Damit belief sich der Förderanteil 2019 bei Großbatteriespeichern auf knapp 30 %, allerdings mit abnehmender Tendenz. Zwischen 2014 und 2016 betrug das Verhältnis zwischen geförderten und ungeförderten Projekten noch annähernd eins zu eins. Auch diese Tatsache deutet auf eine zunehmende kommerzielle Diffusion der Technologie hin.

[176] Künftig könnte sich die Situation bei entsprechenden Eintragungen in das Marktstammdatenregister ändern.

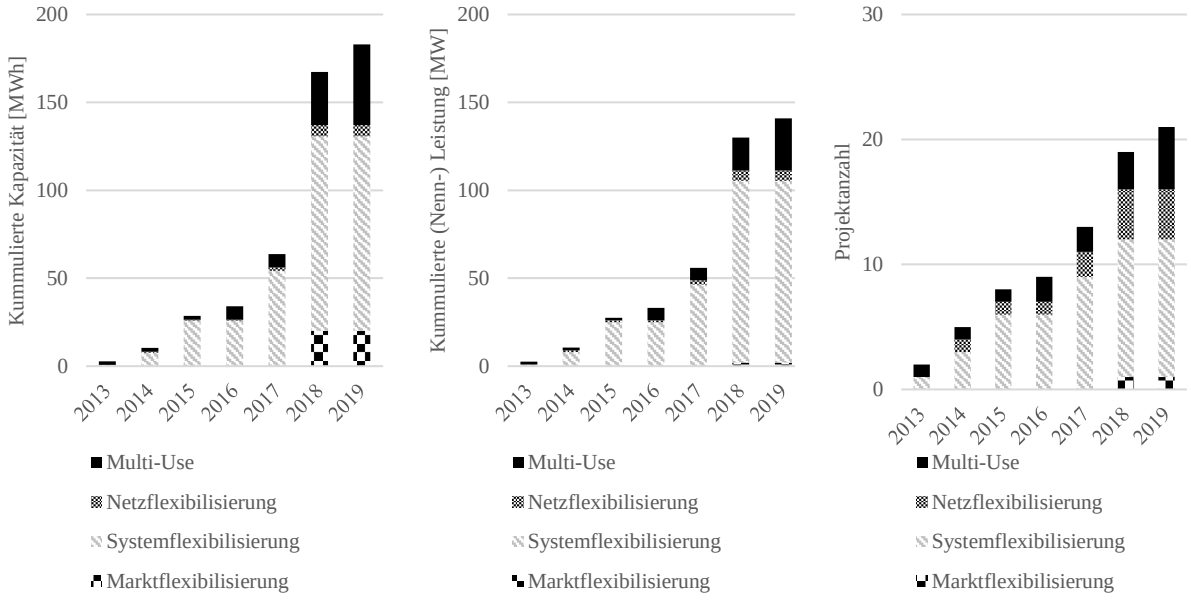

Abbildung 20: Entwicklung der Speicherförderung bei großtechnischen Batteriespeichern nach Flexibilisierungsrichtung; Quelle: eigene Auswertung

Die Auswertung zeigt darüber hinaus einen starken Zuwendungsfokus auf den Bereich der Systemflexibilisierung. Allerdings änderte sich insbesondere seit 2018 der Förderschwerpunkt und von den 21 Projekten operieren 10 Vorhaben in anderen Nutzungsbereichen. Gerade die Bereiche Multi-Nutzen und Netzdienlichkeit rückten ins Zentrum der Förderbemühungen. Hierbei zeigt sich insbesondere das Projekt SINTEG[177] als ausschlaggebend. In drei von fünf Modellregionen sind Großbatteriespeicher Projektbestandteil. Dabei lassen sich drei Speicher (Jardelund, Ludwigshafen und Brunsbüttel) dem Bereich der Systemflexibilisierung zuordnen, zwei Speicher (Gödenroth und Hamburg) werden im netzdienlichen Bereich betrieben und zwei operieren im Multi-Nutzen-Segment (Varel und Kamenz). Die Einsatzschwerpunkte der Projekte zeigen auf, dass es zunehmend politische Bestrebungen gibt, über Förderung eine Technologieentwicklung in den Bereichen Netz- und Marktflexibilisierung zu forcieren.

2.1.3 Eingesetzte Technologien

Die Zuwendungen förderten dabei unterschiedliche Speichertechnologien: Blei-Säure, Redox-Flow, Hybrid und Lithium-Ionen. Im Verhältnis zur gesamt installierten Leistung des jeweiligen Segments betrugen 2019 die geförderten Leistungsanteile bei Blei-Säure 13 %, bei

[177] Das „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ ist ein Förderprogramm des Bundeswirtschaftsministeriums, welches in fünf Modellregionen Lösungen für die fortschreitende Energiewende erforscht. Die Laufzeit des Projektes beträgt vier Jahre, 2016 bis 2020. (BMWi 2019b). Die Förderbedingungen diskutiert Teil C Abschnitt 3.3 eingängig.

Redox-Flow 87 %, bei Hybrid 83 %, bei Lithium-Ionen 34 % sowie bei Lithium-Ionen aus dem E-Mobilitätsbereich 3 %.

Trotz einer eher breitgefächerten Förderung zeigt Abbildung 21 klare Konzentrationseffekte auf: Die am häufigsten eingesetzte Technologie, sowohl nach kumulierten Kapazitäts- (77 %) und Leistungsverhältnissen (84 %) als auch bei den Projektzahlen (80 %), ist die Lithium-Ionen-Batterie (inklusive des E-Mobilitätsbereichs). Die Technologiedominanz lässt sich mitunter auf sinkende Kosten zurückführen, was einerseits Teil B in Abschnitt 1.3 skizziert und andererseits Stenzel et al. (2019, 36) sowie Figgener et al. (2020, 10 ff.) ausführlicher erfassen und diskutieren.

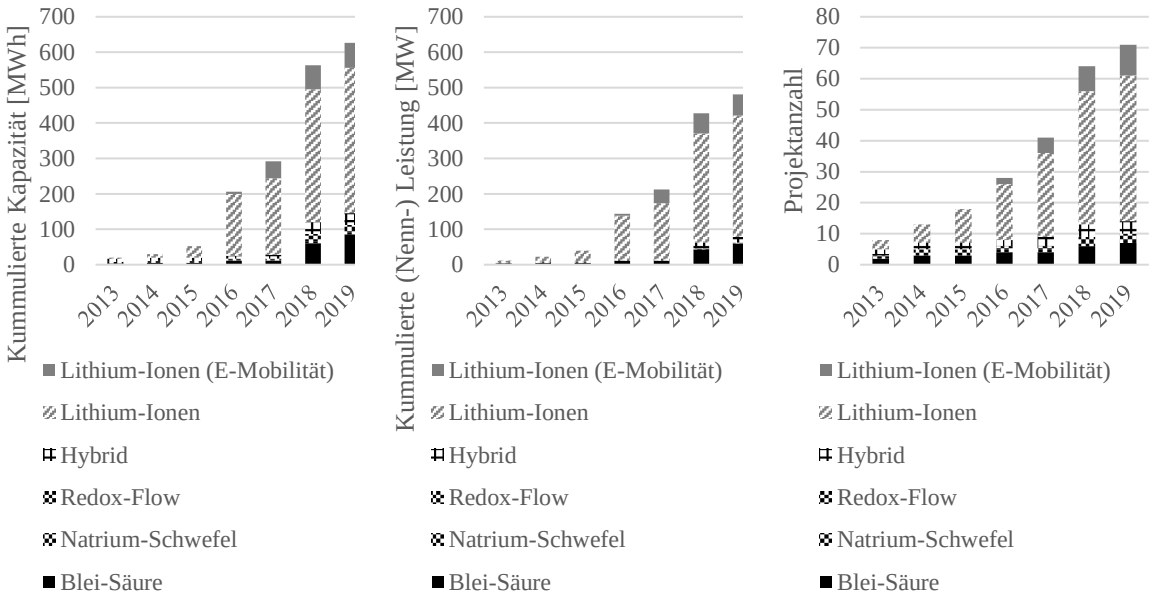

Abbildung 21: Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher nach Technologie; Quelle: eigene Auswertung

Darüber hinaus veranschaulicht Abbildung 21 neue Technologieentwicklungen: Seit 2016 kommen neben stationären Lithium-Ionen-Batterien vermehrt Lithium-Ionen-Batterien aus dem E-Mobilitätsbereich, Blei-Säure-Akkumulatoren und Hybrid-Batterien zum Einsatz.

Einen Einblick über das jeweilige Einsatzfeld der Speichertechnologien gibt Abbildung 22. Der unterschiedliche Einsatz lässt sich durch verschiedene Performance-Parameter begründen. Studien, wie Sterner und Thema 2017, 648–663; IRENA 2017, 36-50 und Luo et al. 2015, 525-531, befassen sich tiefgehend mit diesen Gegebenheiten.

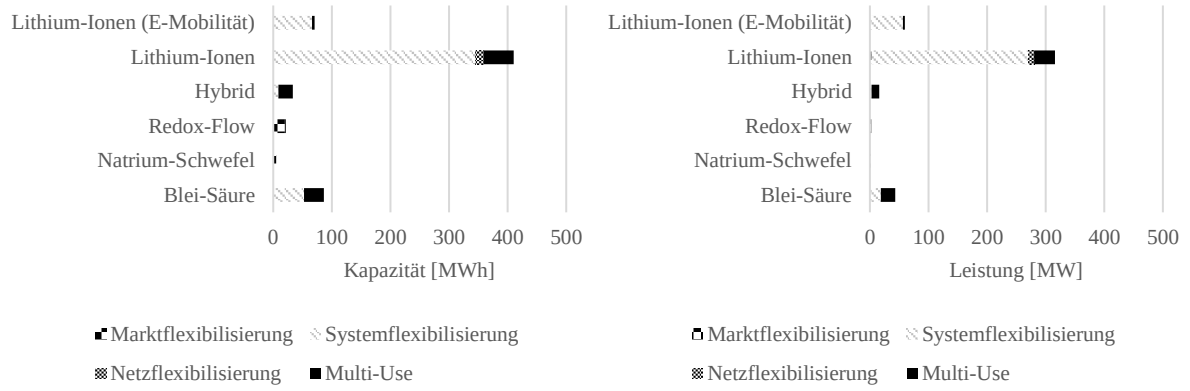

Abbildung 22: Einsatz großtechnischer Batteriespeicher nach Technologie; Quelle: eigene Auswertung

Speziell vom Bereich E-Mobilität geht für stationäre Batteriegroßspeicher eine interessante Dynamik aus. Großspeicher aus Fahrzeugbatterien mit sogenannter 1st- und 2nd-Life-Nutzung, also neue und gebrauchte elektromobile Batteriesysteme, kommen im Stromsektor vermehrt seit 2016 zur Anwendung (s. Abbildung 21). 1st-Life-Batteriemodule, welche zu einem Großspeicher zusammengefasst werden, sind Ersatzteilspeicher bzw. Nachrüstbatterien für Fahrzeugflotten. Mit einer aktiven Bevorratung der Akkumulatoren durch Microladezyklen bleiben die Batterien einsatzfähig. Allerdings ohne schonendes Be- und Entladen besteht das Problem der Tiefentladung, welche zum Schaden an der Batterie führt, darüber hinaus altern die Ersatzakkumulatoren kalendarisch selbst ohne Batteriebetrieb (Figgener et al. 2020, 16; Wilczek 2018). Vor diesem Hintergrund wird klar, warum 1st-Life Batterie-Projekte[178] ausschließlich für Primärregelleistung zum Einsatz kommen. Die Vermarktung von Primärregelleistung sorgt für die ohnehin notwendige Zyklisierung der Batterien (Figgener et al. 2020, 16).

Hingegen besitzen 2nd-Life-Batterien zwar nicht mehr die volle Anfangskapazität,[179] allerdings reicht diese hinsichtlich Sicherheit, Robustheit und Leistungsfähigkeit für viele Anwendungen im stationären Bereich noch aus (Urban und Wilming 2019, 69). Damit stehen theoretisch Batterien, die am Ende der automobilen Nutzungsphase sind, heute und insbesondere zukünftig als erhebliche Speicherkapazitäten für den 2nd-Life-Einsatz im stationären Batterienutzungsbereich zur Verfügung (Figgener et al. 2020, 15). Demzufolge kann mit zunehmendem Ausbau der E-Mobilität mit einer verstetigenden Dynamik auch für den stationären Bereich gerechnet werden. Beispielsweise prognostiziert Radics (2018, 7) bis 2032 eine Speicherkapazität von

[178] Bekannt sind der Untersuchung drei Projekte in Everlingsen, Hannover und Lünen.
[179] Je nach Hersteller genügt die Batterie i. d. R. bei einer Kapazität < 80 % nicht mehr den Anforderungen eines Antriebsspeichers (Radics 2018, 7).

mindestens 1.522 GWh an 2nd-Life-Batterien weltweit. Darüber hinaus heben Ragett und Fischhaber (2020), neben dem wirtschaftlichen Potential der Kostenminimierung, auch Umweltvorteile hervor: Je nach Nutzungsbereich liegt das Einsparpotential von Treibhausgasen je kWh Nennkapazität zwischen 30 und 106 kg CO_2-Äquivalente. Vorausgesetzt die Produktion von Neubatterien wird für den stationären Einsatzbereich vermieden. Zudem, so die Autoren, „verringert die Verwendung von Second-Life-Speichern den Neubedarf an kritischen Rohstoffen wie z. B. Nickel und Lithium". Damit stünde theoretisch dem stationären Einsatzbereich ein bedeutendes Speicherpotential mittelfristig zur Verfügung.

Von den acht Projekten mit E-Mobil-Batterien erbringen sechs allein Primärregelleistung. Innovativere Einsatzbereiche haben das bereits beschriebene Projekt in Trostberg und das Vorhaben in Kamenz. Beispielsweise erforscht im Rahmen des SINTEG-Programms Daimler in Kooperation mit Tennet in Kamenz, wie 1st- und 2nd-Life-Batterien Schwungmassenersatz und Schwarzstartfähigkeit bereitstellen können (Tennet 2019).

Vor dem Hintergrund, dass der Nutzungsbereich der Primärregelung zunehmend einen Sättigungspunkt erreicht, erhöht sich die Dringlichkeit für Speicherprojekte, über u. a. einen Multi-Einsatz neue Nutzungsfelder zu erschließen. Hierauf lässt sich möglicherweise die Zunahme an Hybridspeicherprojekten zurückführen, denn für weitere Betriebsweisen bedarf es anderweitiger Performanceparameter, für die andere Batteriespeicher als die Lithium-Ionen-Technologie eine bessere Eignung aufweisen. Beispielsweise besteht der Hybrid-Speicher in Varel, mit einem Leistungskapazitätsverhältnis von 11,5 MW zu 22,5 MWh, aus Lithium-Ionen- und Natrium-Schwefel-Batterien. Der Speicher kommt in vier Nutzungsbereichen zum Einsatz (Hannen 2018): Primär- und Sekundärregelung, Bilanzkreismanagement und Blindstromversorgung zur Stabilisierung der lokalen Netzspannung. Die Technologiekombination ermöglicht sowohl ein schnelles Be- und Entladen durch die Lithium-Ionen-Batterien als auch die Bereitstellung von größeren Kapazitäten durch die Natrium-Schwefel-Batterien (Figgener et al. 2020, 16; Stenzel et al. 2019, 38).

Aus Abbildung 21 geht auch hervor, dass wieder vermehrt Blei-Säure-Batterien zum Einsatz kommen. Die Upside-Group hat 2018 in Langenreichenbach und Bennewitz mit Blei-Carbon-Batterien zwei Projekte mit einer Leistung von 32,8 MW und 50 MWh realisiert und 2019 einen weiteren baugleichen Speicher mit 16,4 MW und 25 MWh in Betrieb genommen (pv magazine 2019). Die drei Speicher stellen nach Angaben der Betreiber Regelleistung bereit und sind schwarzstartfähig.

2.1.4 Akteure

Ein Großteil der in Deutschland 2019 installierten zentralen Batteriespeicher wurden durch Energieversorgungsunternehmen realisiert. Dies zeigt Abbildung 23. Eine weitere wichtige Gruppe bilden Projektierer. Beide Akteursgruppen eint eine starke Fokussierung ihrer Erlösstrategie auf den Primärregelleistungsmarkt (über 80 % gemessen an der installierten Leistung von 2019).

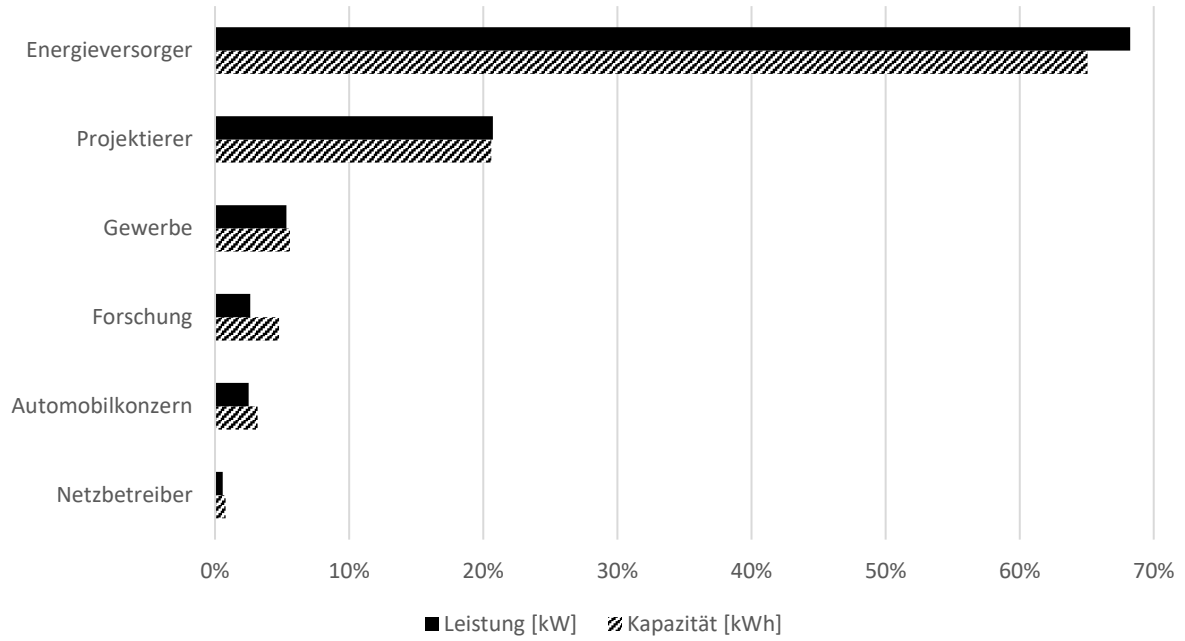

Abbildung 23: Eigentümerstrukturen bei zentralen Batteriespeichern; Quelle: eigene Auswertung

Darüber hinaus verdeutlicht Abbildung 23, dass Gewerbe und Industrie, obwohl diese bei der EE-Eigentümerstruktur durchaus eine tragende Rolle spielen,[180] im Bereich der zentralen Batteriespeicher kaum ins Gewicht fallen. Auch fokussieren die Projekte nicht, wie zu erwarten wäre, das Anwendungsfeld des EE-Eigenverbrauchs oder des EE-Energiemanagements, sondern liegen insbesondere im Bereich der Frequenzregelung. Allerdings könnte das Bild, wie bereits weiter oben angesprochen, verzerrt sein, da bisher zum Industrie- und Gewerbebereich kaum öffentlich verfügbare Informationen vorliegen. Eine vergleichsweise neue Akteursgruppe, welche seit 2015 vermehrt Aktivitäten in dem Bereich anstrebt, sind Automobilkonzerne. Wie bei den anderen Akteuren auch liegt der Nutzungsschwerpunkt im Primärregelleistungsmarkt. Demnach sehen alle Akteure eine hinreichende Geschäftsgrundlage bei der Systemflexibilisierung. Die umgekehrte Schlussfolgerung lautet, es fehlt an einem tragfähigen Geschäftsmodell in den Bereichen Markt- und Netzflexibilisierung. Dies erklärt

[180] Hierzu allgemein Teil C Abschnitt 1.3.1 und speziell zu den Eigentümerstrukturen Abbildung 14.

wohl die Tatsache, dass Energieversorgungsunternehmen und Projektierer stark im Bereich zentraler Batteriespeicher vertreten sind, Gewerbe und Landwirtschaft jedoch weniger. Denn die Primärregelleistungserbringung ist eine vergleichsweise anspruchsvolle Anwendung[181], wohingegen eine EE-Eigenverbrauchsoptimierung einen klaren Nutzungsbezug zu ohnehin schon bestehender EE-Erzeugung bei Gewerbe und Landwirtschaft darstellt.

Kaum vertreten sind Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber: Bekannt sind zwei Projekte bei Westnetz und ein Forschungsprojekt von Daimler und Tennet in Kamenz. Dies deutet darauf hin, dass seitens der Netzbetreiber eine hohe Rechtsunsicherheit bestand, ob, wie und in welcher Form ein Betrieb eines Batteriespeichers, vor dem Hintergrund entflechtungsrechtlicher Belange, möglich ist.

2.1.5 Zwischenergebnis

Nach diesen Auswertungen diffundierten stationäre Großbatteriespeicher über die Nische der Primärregelung. Allerdings ist dieser Marktbereich begrenzt und es stellen sich zunehmend Sättigungen ein. Dies nötigt Betreiber von Großprojekten, weitere Nutzungsbereiche in ihre Betriebsstrategie zu integrieren. Klare Nutzungskombinationen oder Einzelnutzungsbereiche neben der Primärregelung gehen aus der Datenauswertung nicht hervor. Somit befinden sich sowohl Mischnutzungskonzepte als auch andere Einzelbetriebsweisen noch in einem Erprobungsstadium. Dies lässt den Schluss zu, dass außerhalb der Primärregelung noch keine eindeutigen oder hinreichenden Nutzungsanreize bestehen und/oder Barrieren die Nutzung der Technologien einschränken. In der Folge hindert dies die Technologie daran, im Strombereich weiter zu diffundieren. Auf diese Entwicklung deuten anschaulich die rückgängigen Zubauzahlen 2019 hin. Dem starken Fokus auf die Einzelanwendung Primärregelleistung, mit dem bisher tragfähigen Geschäftsmodell, liegt wohl auch zugrunde, dass Energieversorgungsunternehmen und Projektierer den vergleichsweisen anspruchsvollen Markt dominieren. Die später in Abschnitt 3 folgende chronologische Top-down-Analyse kontrastiert und fundiert diese rein auf der Technologieentwicklung basierenden empirischen Einschätzungen.

2.2 Entwicklung dezentraler Batteriespeicher

Für dezentrale Batteriespeicher besteht, wie für zentrale Speicher auch, seit 2019 eine offizielle Statistik in Form des Markstammdatenregisters. Die Rechtsgrundlage bilden §§ 111e und 111f EnWG i. V. m. der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV). Hiernach sind alle ortsfesten Anlagen (dazu gehören auch stationäre Stromspeicher), mit einem mittel- oder

[181] Zu den Erbringungsbestimmungen Teil C Abschnitt 3.2.1 unter a.

unmittelbaren Stromnetzanschluss, ins Register einzutragen. Die Anforderungen zur Registrierung unterscheiden sich nach Anlagenart und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme (vgl. Tabelle 10). Allein aufgrund der Registrierungsfrist und wahrscheinlich durch Versäumnisse selbst ist der Datenbankauszug vom 29.11.2019 noch unvollständig bzw. bildet noch nicht vollständig die installierten Batteriespeicher in Deutschland ab. Trotz dieser Einschränkung und weil sonst nur auf Hochrechnungen basierende Schätzungen existieren, stützen sich die folgenden Auswertungen auf diesen Datenbankauszug.

	Registrierungsfrist für	
Inbetriebnahme der Anlage	EEG- und KWK-Anlagen (einschließlich EE-Stromspeicher)	Alle anderen Einheiten
Vor dem 1. Juli 2017	31. Januar 2021	31. Januar 2021
Ab dem 1.Juli 2017	Einen Monat nach Inbetriebnahme	31. Juli 2019

Tabelle 10: Registrierungsanforderungen des Marktstammdatenregisters; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2019c

Der Datenbankauszug zum Stichtag aus dem Marktstammdatenregister umfasst Batteriespeicher, welche über eine Leistung von weniger als 1 MW und 1 MWh Kapazität verfügen. Entsprechend der zeitlichen und sachlichen Eingrenzung liegen der folgenden Analyse 56.073 Batteriespeicherprojekte mit einer Gesamtleistung von 248,9 MW und einer Gesamtkapazität von 417,6 MWh zugrunde. Allerdings beträgt der Überprüfungsstand[182] der verantwortlichen Netzbetreiber gemessen an der Projektzahl lediglich 21 %. Was abermals die Validität einschränkt und Ergebnisse verzerren kann. Um die Mängel dieses Datenbankauszuges zu mindern, kontrastieren die folgenden Ausführungen die Ergebnisse mit weiteren Hochrechnungen für den deutschen Marktraum. Abschätzungen, welche diese Analyse vergleichend heranzieht, stammen von der RWTH-Aachen, dem Bundesverband Solarwirtschaft und EuPD Research. Nach deren Schätzungen lag die kumulierte Gesamtzahl an Batteriespeichersystemen in Deutschland im Jahr 2018 zwischen 100.000 bis 120.000 und umfasste einen Leistungs- und Kapazitätsumfang von etwa 400 MW und mehr als 900 MWh (Diermann 2019; Figgener et al. 2019a, 7; Hallerberg 2018). Die Differenz zwischen dem Datenbankauszug 2019 und den Hochrechnungen 2018 lässt sich mitunter auf die Registrierungsanforderungen (vgl. Tabelle 10), bestehende Sanktionen[183] bei Nicht-Eintragung ins Register und den Zeitpunkt des Auszugs zurückführen. Deshalb werden die auf der Datenbank beruhenden Ergebnisse mit den aufgeführten Hochrechnungen verglichen. Die Auswertungen konzentrieren sich aufgrund der

[182] Nach erstmaligem Eintrag oder bei späteren Änderungen leitet die Bundesnetzagentur den Eintrag an den verantwortlichen Netzbetreiber zur Überprüfung weiter.
[183] Im Falle einer fehlenden Meldung können Bußgelder verhängt werden oder die EEG bzw. KWKG-Vergütung entfallen.

Datenlage auf die Aspekte der Verteilung, Nutzung, Förderung und der eingesetzten Technologie.

2.2.1 Geographische Verteilung

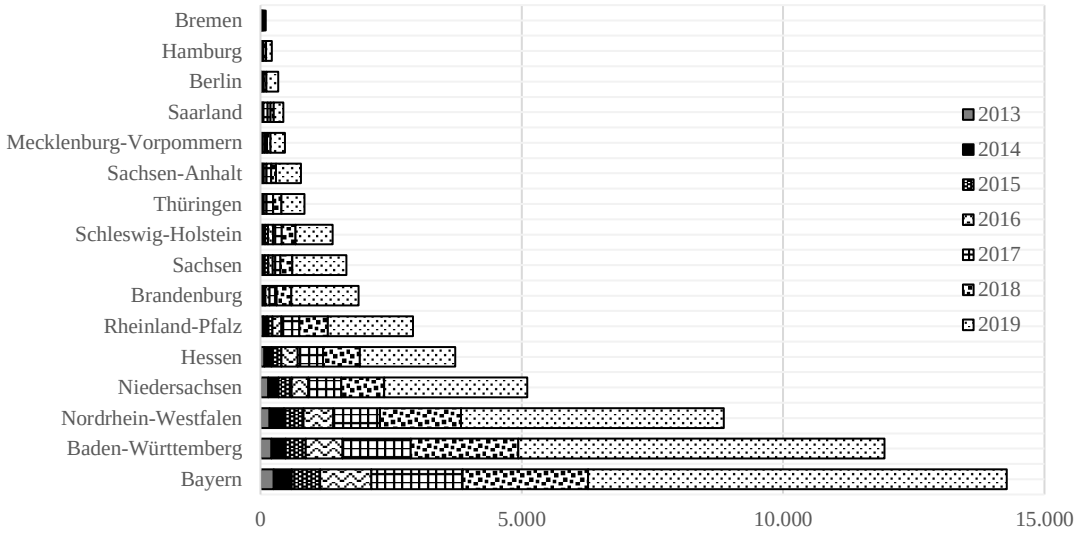

Abbildung 24: Geographische Verteilung dezentraler Batteriespeicher 2019 nach Projektzahlen; Quelle: eigene Auswertung

Abbildung 24 zeigt die geographische Verteilung von dezentralen Batteriespeichersystemen in Deutschland. Die Verteilung liefert folgende Erkenntnisse: Der Zubau an Batteriespeichern im dezentralen Bereich entwickelte eine zunehmende Dynamik, die sich insbesondere ab 2017 immer weiter verstärkte. Außerdem lässt sich erkennen, dass sich dieser Zubau insbesondere im Süden und Westen von Deutschland vollzog. Bayern nimmt hier eine führende Rolle ein, gefolgt von Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen. Die Zahl der Speichersysteme in den nördlichen und östlichen Bundesländern ist hingegen deutlich geringer. Damit entspricht die Verteilung von Batteriespeichern der geografischen Verteilung von kleinen PV-Anlagen in Deutschland: Die südlichen Bundesländer weisen hier die höchste Konzentration auf und in sowohl nördlichen als auch östlichen Ländern gibt es eine deutlich geringere Installationsdichte (Figgener et al. 2018, 32). Zu identischen Ergebnissen, allerdings mit einer vielfach höheren Speicheranzahl (etwas mehr als 120.000), kommt die Hochrechnung der RWTH-Aachen (Figgener et al. 2019a, 8; Kairies et al. 2019, 418 f.; Figgener et al. 2018, 40 f.). Die Differenz lässt sich, wie bereits eingangs erläutert, insbesondere auf noch fehlende Einträge im Register zurückführen.

2.2.2 Nutzungsfelder

Wie bereits der vorherige Abschnitt mit der Verteilung andeutet, befindet sich der Haupteinsatz von dezentralen Batteriespeichern in der EE-Eigenverbrauchsoptimierung von Kleinerzeugern

bzw. -verbrauchern (sog. Prosumern). Erschließen lässt sich dieses Nutzungsfeld nur indirekt, denn grundsätzlich enthält das Marktstammdatenregister keine Angaben zur Nutzung eines Speichers. Entsprechend dem Datensatz befinden sich 96 % der Speicher in einer Systemkonfiguration mit einer EE-Anlage, 97 % der Batterien speisen ausschließlich einen Teil ihrer Leistung[184] in das Versorgungsnetz ein und 97 % der Systeme befinden sich in privater Hand.

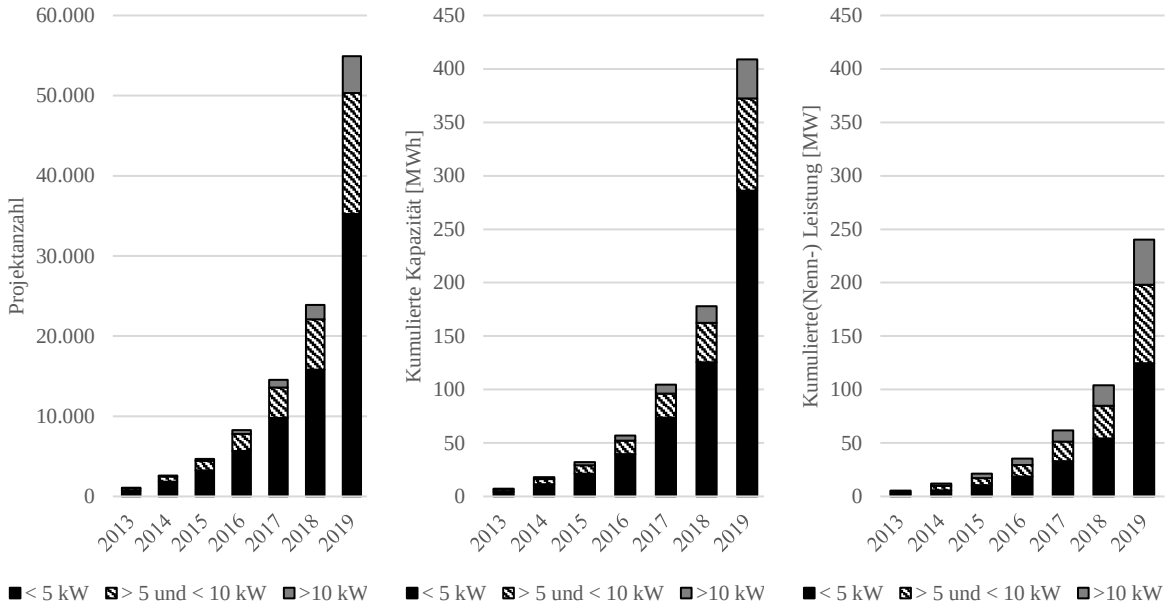

Abbildung 25: Entwicklung dezentraler Batteriespeicher nach Leistungsklassen; Quelle: eigene Auswertung

Übereinstimmende Schlüsse liefert Abbildung 25, welche eine Übersicht über die kumulierte Projektanzahl, Leistung und Kapazität geclustert in drei Leistungsbereiche zeigt. Hieraus geht hervor, dass bei dezentralen Speichern vornehmlich Anlagen im Umfang von weniger als 10 kW errichtet wurden und sogar der Hauptteil der Systeme eine Leistung von unter 5 kW aufweist. Diese starke Begrenzung in Größe und Einsatz deutet darauf hin, dass wohl gesetzliche Rahmenbedingungen und/oder ökonomische Faktoren dieses dezentrale Batterie-einsatzfeld stark determinieren.

Den jüngst zunehmenden Anstieg von leistungsstärkeren Batteriespeichern führen Figgener et al. (2020, 9), neben einer steigenden Nachfrage im industriellen Bereich, speziell auf eine fortschreitende Sektorenkopplung in Haushalten zurück. Entsprechend ihrer Korrelations-

[184] Nach der Systematik der Bundesnetzagentur beim Marktstammdatenregister liegt eine Volleinspeisung vor, wenn der erzeugte Strom vollständig in das Netz eingespeist wird oder bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe an den Netzbetreiber.

ergebnisse sind Kopplungen mit dem Mobilitäts- und Wärmebereich in Form von Elektromobilanschaffungen und gerade die Installation von Wärmepumpen, Warmwasseraufbereitung und Raumheizungen entscheidende Treiber dieser Entwicklung. Vor diesem Hintergrund ist wohl auch zukünftig mit einer zunehmenden Dynamik in Richtung größerer Batteriespeichersysteme zu rechnen.

Aus den Angaben des Registers geht mit der Notstromversorgung ein weiterer Nutzungsbereich hervor. In diesem Nutzungssegment sind rund 13 % der Speicherprojekte aktiv, und in 95 % der Fälle handelt es sich um eine Systemkonfiguration mit einer EE-Anlage. Dies lässt den Rückschluss zu, dass hier meist ein Multi-Nutzen aus Notstrom und EE-Eigenverbrauchsoptimierung vorliegt.

Ein weiterer Multi-Nutzen-Bereich, welcher zwar nicht aus den Daten des Stammdatenregisters abgeleitet werden kann, sich allerdings als Konzept zunehmend verbreitet, ist das Betreiben von Batteriespeichern im Pool oder Schwarm (Engel et al. 2018, 202). Dabei verschaltet ein Schwarm- oder Poolbetreiber (auch als Aggregator bezeichnet) intelligent dezentrale Batteriespeicher so, dass sie einerseits zur Optimierung des Eigenverbrauchs dienen und andererseits kumuliert für weitere Nutzungsbereiche eingesetzt werden können. Damit setzt der Schwarm- oder Poolbetreiber die vorhandenen Kapazitäten, welche durch die Primäranwendung ungenutzt bleiben, für weitere Einsatzbereiche ein. Hintergrund ist, dass sich laut Fitzgerald et al. (2015, 20) die ungenutzten Speicherkapazitäten bei einer einzigen Betriebsweise zwischen 50 und 95 % belaufen. Eine Vermarktungsstrategie in diesem Bereich stellt die Regelleistungserbringung durch das virtuelle Zusammenfassen von Batteriespeichern dar. 2015 präqualifizierte sich erstmalig ein derartiges Mischnutzungskonzept zur Erbringung von Primärregelung (Energy4.0 2016). Mittlerweile gibt es diverse Anbieter (u. a. Sonnen und Ampard) mit unterschiedlichen Geschäftsmodellen, welche über Schwarmlösungen Primärregelleistung anbieten (Decken 2018; Stahl 2018). Eine weitere Nutzungsstrategie für Schwarmspeicher sieht vor, dezentrale Batteriespeicher zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenzuschließen und am Energiemarkt zu vermarkten (Weinhold 2015). Über den Umfang dieser Mischnutzungen existieren jedoch keine verwendbaren Daten.

Auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene bestehen und bestanden eine Vielzahl unterschiedlicher Anreizprogramme, welche Teil C Abschnitt 3.3 gesondert in ihrer Ausrichtung auswertet. Für die Anzahl geförderter Projekte liegt nur für das Bundesprogramm eine systematische Auswertung vor. Demnach erhielten in der Laufzeit des Programms von 2013 bis 2018 rund 32.500 Speicher eine Zuwendung (Figgener et al. 2019a, 3). Mit den hier

ausgewerteten Projektzahlen des Marktstammdatenregisters, der kumulierte Zubau lag 2018 bei rund 24.000 Speichern, ergäbe dies eine Förderquote von über 100 % für 2018. Folglich zeigt dieses Ergebnis nochmals auf, dass im Register bis zum Abruf der Daten eine Vielzahl von Speicherprojekten fehlten. Allerdings deuten die Zubauzahlen von 2019 mit rund 31.000 neuen Speicherprojekten darauf hin, dass auch ohne das Bundesprogramm die Technologie weiter stark diffundiert.

2.2.3 Eingesetzte Technologie

Abbildung 26 zeigt die Technologieentwicklung für dezentrale Batteriespeicher in Deutschland.

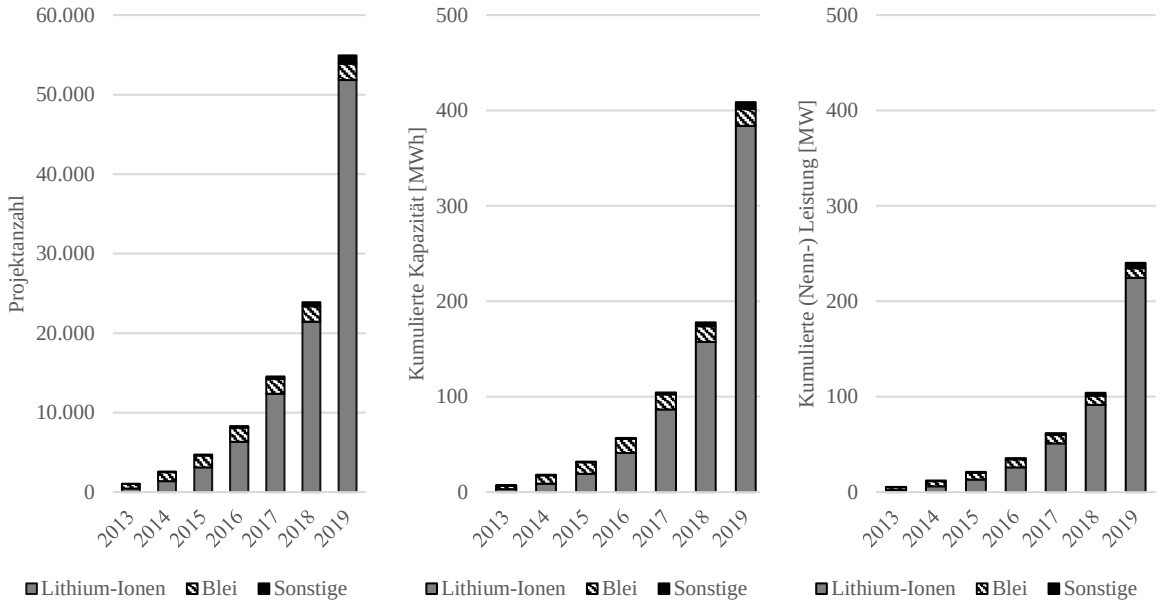

Abbildung 26: Entwicklung dezentraler Batteriespeicher nach Technologie; Quelle: eigene Auswertung

Die beiden am häufigsten eingesetzten Technologien im Betrachtungszeitraum von 2013 bis 2019 sind Blei-Säure und Lithium-Ionen. Während die Anteile 2013 noch fast gleich verteilt waren, vergrößerte sich der Anteil von Lithium-Ionen-Batterien massiv und deckte 2019 in etwa 94 % des Marktes ab. Die Hochrechnungen von Kairies et al. (2019, 419 f.) zeigen eine ähnliche Entwicklung und führen die technologische Marktdominanz auf zwei Aspekte zurück: Zum einen sanken die Preise enorm - zwischen 2013 und 2018 fielen die Preise für Lithium-Ionen-Batterien um etwa 50 % (Figgener et al. 2019a, 10). Zum anderen entwickelten sich die Performanceparameter Vollzyklen und Energieeffizienz gegenüber Blei-Säure-Batterien vorteilhaft.[185]

[185] Hierzu ausführlich u. a. Sterner und Thema (2017, 648–663), IRENA (2017, 36–50) und Luo et al. (2015, 525–531).

Zwar geht das nicht aus den Daten des Marktstammdatenregisters hervor, allerdings kommen nach Einschätzungen von Ragett und Fischhaber (2020) auch im dezentralen, stationären Anwendungsbereich vermehrt 2nd-Life-Batterien aus dem E-Mobilitätsbereich zum Einsatz. Folglich wird sich je nach Ausbaudynamik des E-Mobilitätsbereichs auch für dezentrale Batteriespeicher im stationären Bereich die Technologieverfügbarkeit erhöhen.

2.2.4 Zwischenergebnis

Die Auswertung für dezentrale Batteriespeicher lässt eine zunehmende Diffusion der Technologie erkennen. Als einschlägige Einzelnutzung etablierte sich hier die EE-Eigenverbrauchsoptimierung im Rahmen kleiner Systemkonfigurationen, was auf einen starken Einfluss von Regulierung hindeutet. Darüber hinaus lässt sich ein erweitertes Nutzungsspektrum über die Sektorenkopplung und mittels Pool- oder Schwarmkonzepten im Bereich der Frequenzregelung und als Teil eines virtuellen Kraftwerks erkennen. Dies führt zu dem Rückschluss, dass Systeme dort zum Einsatz kommen, wo Anreize über eindeutige Marktbedingungen und -signale bestehen. Die umgekehrte Schlussfolgerung lautet, aufgrund mangelnder Flexibilitätsanreize bei netzdienlichen und weiteren marktdienlichen Nutzungsbereichen kommen dezentralen Batteriespeicher dort nicht zum Einsatz.

2.3 Ergebnisse

Die Bottom-up-Auswertung zeigt seit 2013 eine dynamische Diffusion von Batteriespeichern im Stromsektor. Basierend auf der Datengrundlage dieser Untersuchung betrug die bundesweit installierte Leistung und Kapazität bei den dezentralen und zentralen Batteriespeichern 2019 rund 700 MW und etwa 1.000 MWh. Zum Vergleich, 2013 beliefen sich die gesamt installierte Leistung und Kapazität noch auf 17 MW und 28 MWh. Hiervon entfielen 2019 etwa 66 % der Leistung und 60 % der Kapazität auf zentrale Batteriespeicher.

Bereits vor 2013 gab es vereinzelt sowohl zentrale als auch dezentrale Batteriespeicherprojekte. Allerdings setzte ab 2013 eine zunehmende Verbreitung zentraler bzw. großtechnischer Batteriespeicher im Bereich der Systemflexibilisierung über die Primärregelleistungserbringung ein. Indes diffundierten dezentrale Batteriespeicher vorwiegend bei der EE-Eigenverbrauchsoptimierung. Folglich fand die Technologieentwicklung sowohl im zentralen als auch im dezentralen Bereich über jeweils eine Einzelnutzung oder aus transformatorischer Perspektive über jeweils eine Nutzungsnische statt.

An dieser technologischen Verbreitung waren maßgeblich zwei Akteursgruppen beteiligt (s. Abbildung 27): Zum einen Energieversorgungsunternehmen, die insbesondere ihr Geschäftsfeld auf den Primärregelleistungsmarkt ausrichteten und zum anderen Privatpersonen, die Batteriespeicher zur EE-Eigenverbrauchsoptimierung einsetzen. Gerade die Konzentration und Eingrenzung des Akteurskreises bei der EE-Eigenverbrauchsoptimierung deutet auf stark regulatorische Effekte hin, denn Gewerbe und Industrie spielen bei der Eigentümerstruktur der EE-Anlagen[186] durchaus eine tragende Rolle, bei der Eigentümerschaft der Batterien jedoch nicht.

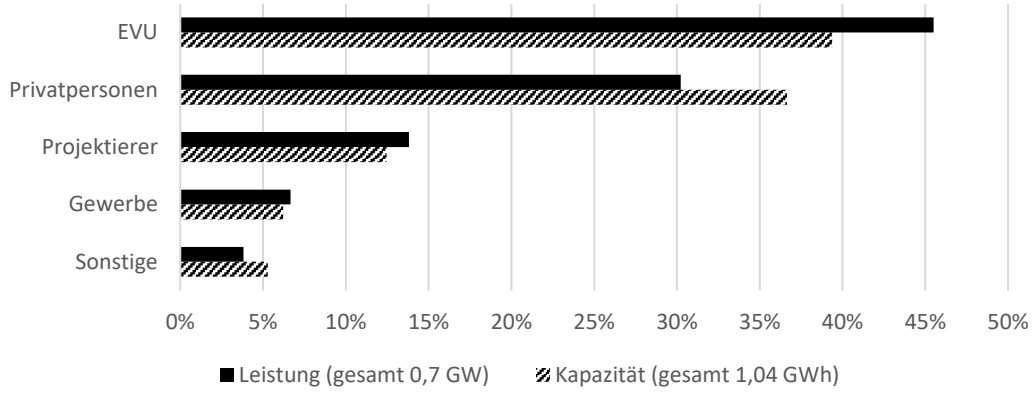

Abbildung 27: Eigentümerstruktur bei sowohl zentralen als auch dezentralen Batteriespeichern; Quelle: eigene Auswertung

Auf diese regulatorische Wirkung[187], welche die EE-Eigenverbrauchsoptimierung stark auf Privatpersonen beschränkt, deutet auch der installierte Leistungsumfang kleiner Batteriespeicher hin. Der weitaus größte Teil (bezogen auf die Leistung sind es rund 80 % der Systeme 2019) besitzt einen Leistungsumfang von weniger als 10 kW. Eine derartige Beschränkung des Leistungsumfanges ist bei zentralen Projekten nicht zu beobachten.

Entsprechend dem Einsatzfokus im dezentralen Speicherbereich konzentrierte sich der Zubau, analog zur Verteilung kleiner PV-Anlagen, auf den Süden und Westen von Deutschland. Hingegen ergibt sich bei Großprojekten kein direkter geographischer Bezug: Anlagen sind bundesweit verteilt, mit Häufungen in einzelnen Bundesländern. Dies lässt sich wohl auf die Erbringungsbedingungen von Primärregelleistung zurückführen, welche die Bereitstellung nicht örtlich begrenzt bzw. keine lokale Verfügbarkeit fordert.

Des Weiteren geht aus der Datenauswertung von Batteriespeicherprojekten hervor, dass sowohl im dezentralen als auch im zentralen Anlagenbereich mit voranschreitender Diffusion der

[186] Ein Überblick über die Eigentümerstruktur liefert Teil C Abschnitt 1.3.1. Eine graphische Zusammenfassung findet sich in Abbildung 14.
[187] Eine entsprechende Auswertung findet sich in Top-down-Analyse in Teil C Abschnitt 3.2.2.

Technologie weitere Nutzungsbereiche und Multi-Nutzungskonzepte hinzukamen. Die Entwicklung fand allerdings vor unterschiedlichen Hintergründen statt: Während sich bei zentralen Batteriespeichern aufgrund der Begrenztheit des Primärregelleistungsmarktes zunehmend Sättigungen einstellen und damit neue Nutzungsfelder erschlossen werden müssen, geht es bei den dezentralen Batteriespeichern eher um einen verbesserten Einsatz ungenutzter Kapazitäten und in der Folge um eine Optimierung der Rentabilität. Bei den weiteren einzelnen Nutzungsbereichen und bei den Multi-Nutzungskonzepten ergeben sich sowohl bei den zentralen als auch bei den dezentralen Batteriespeichern noch keine eindeutigen Verwendungsmuster. Dieses Ergebnis deutet ebenfalls auf regulatorische und marktbestimmende Faktoren hin, welche sich möglicherweise aus etablierten Strukturen bzw. Nutzungsmustern ergeben.

Sowohl bei zentralen als auch bei dezentralen Batteriespeichern dominierte 2019 die Lithium-Ionen-Technologie mit Marktanteilen von etwa 80 % bzw. über 90 % bei allen hier betrachteten Parametern (Leistung, Kapazität und Projektanzahl). Noch 2013 bestand eine sehr viel differenziertere Technologieverteilung. Diese zunehmende Technologiedominanz lässt sich auf massive Preissenkungen und sich positiv entwickelnde Performanceparameter zurückführen. Allerdings kommen seit 2018 im zentralen Bereich vermehrt auch andere Technologien in Form von Hybridspeicherprojekten bei Mischnutzungskonzepten zum Einsatz. Dies lässt den Schluss zu, dass es für weitere Einsatzfelder anderweitiger Performanceparameter bedarf, wofür sich andere Speicher oder eine Kombination von Batteriespeichertechnologien als vorteilhaft herausstellen. Möglicherweise diversifiziert sich hierüber zukünftig das Technologiespektrum.

Darüber hinaus weisen die Auswertungen der Bottom-up-Analyse darauf hin, dass sich die Technologieverfügbarkeit von Batteriespeichern im stationären Bereich, gerade durch die Dekarbonisierung des Transportsektors, durch die Elektromobilität weiter verbessern lässt. Ändern sich daher die Nutzungsbedingungen im Stromsektor nicht, entweder durch die Technologieentwicklung selbst oder durch energiepolitisches Steuerungshandeln, bleiben die sich auftuenden Synergieeffekte ungenutzt und der Aufbau doppelter Infrastrukturen wäre mutmaßlich die Folge. Dies würde sich sowohl aus ökonomischer als auch ökologischer Sicht als nachteilig erweisen.

Im Wesentlichen zeigen die Ergebnisse der Bottom-up-Analyse eine dynamische Technologieentwicklung in zwei Nutzungsbereichen durch zwei zentrale Akteure, die sich wohl den jeweiligen Rahmenbedingungen anpassten. Diese Entwicklung trug dazu bei, dass sowohl im dezentralen als auch im zentralen Bereich Batteriespeicher in unterschiedlicher Größe für

weitere Flexibilisierungsaufgaben bereitstehen. Allerdings könnte zukünftig eine weitere Technologieentwicklung, welche momentan getrieben wird von der Erschließung neuer Nutzungsmöglichkeiten und einer zunehmenden Technologieverfügbarkeit (insbesondere durch den Mobilitätsbereich), die Rahmenbedingungen möglicherweise grundlegend wandeln.

3. Chronologische Top-down-Analyse

Die nachfolgende Top-down-Analyse bildet den zweiten analytischen Hauptteil dieser Untersuchung. In ihr geht es darum, chronologisch die Rahmenbedingungen für Batteriespeicher im deutschen Stromsektor zu ergründen. Ziel ist es, in der Zusammenschau mit der Bottom-up-Analyse den reziproken Einfluss von Steuerungsinstrumenten und Technologieentwicklung zu ergründen, und zu erörtern, ob der Instrumenten-Mix über den Untersuchungszeitraum hinweg die Technologieentwicklung hemmte oder beförderte. Diese empirischen Erkenntnisse dienen als Grundlage für die Gestaltungsempfehlungen in Abschnitt 4.

Bedingt durch den Multi-Nutzungscharakter von Batteriespeichern setzt sich das Ordnungsgefüge aus vielen verschiedenen allgemeinen Vorschriften und teilweise Einzelregelungen zusammen, was diesen äußerst heterogen und teilweise unübersichtlich macht. Beispielsweise finden sich bedeutsame Vorschriften in unterschiedlichen Gesetzen und Verordnungen. Aufgrund der Vielfalt anzuwendender Regularien, aus theoretischen Erwägungen und durch den Untersuchungsstand selbst bündelt diese Untersuchung relevante Gesetze, Verordnungen und sonstige Regelungen in drei Thementeile: Der erste Teil (Abschnitt 3.1) wertet die Entwicklung der Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Speicherstrom aus. Hieran schließt die Auswertung der Rahmenbedingungen für den Nutzen von Speicherstrom an (Abschnitt 3.2). Der dritte und letzte Teil der Top-down-Analyse (Abschnitt 3.3) untersucht die Entwicklung der nutzungsspezifischen Förderbedingungen. Im Zuge dieser Unterteilung kann es zu Doppelungen und Vereinfachungen kommen. Nochmals anzumerken ist, dass der Fokus der Analyse auf dem Nutzungsrahmen für Batteriespeicher liegt und daher Raumplanung und Baurecht sowie ggf. weitere institutionelle Hemmnisse wie Abstandsregelungen oder Genehmigungsverfahren für einzelne Batteriespeichertypen nicht berücksichtigt werden.

3.1 Rahmen für das Betreiben von Speicheranlagen

Zunächst befasst sich der Themenkomplex mit der Frage der rechtlichen Einordnung von Stromspeichern (Abschnitt 3.1.1). Auf dieser Ausgangslage aufbauend, beleuchten die daran anschließenden Teile drei Aspekte: die Entflechtungsthematik (Abschnitt 3.1.2), die Bedingungen des Netzanschlusses und -zugangs (Abschnitt 3.1.3) sowie die staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen (Stromnebenkosten) bei der Einspeicherung. Demzufolge untersucht der Abschnitt, wie betriebsseitig der rechtliche Rahmen Barrieren für einen Batteriespeichereinsatz abbaute, beließ oder erhöhte.

3.1.1 Rechtliche Einordnung

a) Energiewirtschaftsrecht

Um rechtliche und regulatorische Pflichten für Akteure im Stromsektor festzulegen, erhält i. d. R. jeder Akteur einen legaldefinierten Begriff. Allerdings findet sich weder im EnWG noch in der zugrundeliegenden Strombinnenmarktrichtlinie (EltRl 2009) eine einheitliche Definition für Strom- oder Elektrizitätsspeicher (Weyer et al. 2016, 29) – im Gegensatz zur Gasbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG,[188] welche Gasspeicher explizit aufführt und dadurch entsprechende Regelungen in das EnWG aufgenommen wurden. Unter die gesetzliche Begriffsbestimmung der Speicheranlagen im Sinne von § 3 Nr. 31 EnWG fallen daher nur Gasspeicher. Demgemäß gelten als Betreiber von Speicheranlagen nur diejenigen, die einen Gasspeicher betreiben (§ 3 Nr. 9 EnWG).

Indes erfasst das EnWG Stromspeicher nur indirekt, indem das Gesetz Regelungen zum Ein- und Ausspeichern enthält. Im Strombezugsfall, also beim Ladevorgang, sind Stromspeicher „Letztverbraucher". Nach § 3 Nr. 25 EnWG sind Letztverbraucher „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen". Diese Einstufung ist zwar rechtswissenschaftlich umstritten (u. a. Weyer et al. 2016, 35 f.; Lietz 2014, 102), allerdings bereits seit 2009 vom Bundesgerichtshof bekräftigt und bestätigt.[189] Bei der Ausspeicherung zählen Stromspeicheranlagen nach § 3 Nr. 15 EnWG zu den „Energieanlagen". Hier werden sie als „Anlagen zur Speicherung von Energie", nicht explizit „elektrischer Energie" aufgeführt. Im Falle dieser Zuordnung greifen alle Regelungen für Energieanlagen auch für Stromspeicher (u. a. § 49 EnWG zum Betrieb von Energieanlagen) (Thomas 2017a, 8). Nach Einschätzungen von Thomas (2017a, 6 f.) kann daher der Betrieb von Stromspeichern als gesetzlich geregelt angesehen werden (Thomas 2017a, 6 f.).

Darüber hinaus führte zwar das Strommarktgesetz 2016[190] im EnWG den Begriff „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie" ein, allerdings ohne eine entsprechende Legaldefinition im Rahmen von § 3 EnWG vorzusehen. Der Begriff taucht seither im Zweck (§ 1 Abs. 4 EnWG), den Grundsätzen (§ 1a Abs. 3 EnWG) und diversen Bestimmungen (§§ 13a, 13b, 17, 19, 31 und 118 EnWG) des Gesetzestextes auf. Aus diesen speziellen Regelungen geht jedoch nicht

[188] Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. EG L 211/55.
[189] Bundesgerichtshof (BGH) vom 17. November 2009, EnVR 56/08, bestätigt durch BGH vom 9. Oktober 2012, EnVR 47/11.
[190] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

hervor, ob ein Batteriespeicher laut Legaldefinition ein Letztverbraucher oder Erzeuger ist (Rodi et al. 2016, 6).

b) Weitere Rechtsakte

Ähnlich zum EnWG, enthält das EEG 2017 keine eigenständige Legaldefinition für Stromspeicher (§ 3 EEG 2017). Wie im EnWG, findet eine begriffliche Zuordnung nach der Betriebsweise eines Stromspeichers statt: einmal bei der Speicherung als Verbraucher und einmal bei der Ausspeicherung beim Erzeuger.

Nach § 3 Nr. 1 EEG 2017 fallen unter den Anlagenbegriff alle Einrichtungen zur Erzeugung von EE und Anlagen, die den erzeugten Strom zwischenspeichern. Aus dieser Anlagenzuordnung lässt sich folgern, dass auch die weiteren Vorschriften zu privilegiertem Netzanschluss, Netzzugang sowie Einspeiseförderung grundsätzlich auch auf Stromspeicher ihre Anwendung finden (Thomas 2017b, 822).

Laut § 3 Nr. 33 EEG 2017 ist ein Letztverbraucher „jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht". Damit beschränkt sich diese Einordnung rein auf den Verbrauch. Hieraus schlussfolgern Weyer et al. (2016, 36), dass auf diese Weise die erwähnte Entscheidung des Bundesgerichtshofs auch für Stromspeicher anwendbar ist, denn diese bezieht sich rein auf den Verbrauch und nicht auf den Kauf von Strom.

Darüber hinaus taucht, wie auch im EnWG, der nicht im § 3 EEG 2017 definierte Begriff des Stromspeichers in diversen gesetzlichen Regelungen im Gesetzestext auf: Die Bestimmungen zum Zahlungsanspruch (§ 19 Abs. 3 EEG 2017) und bei der Ausnahme zur Pflicht der EEG-Umlage (§ 61l EEG 2017) adressieren Stromspeicher explizit. Damit existieren im EEG Ausnahmetatbestände, allerdings gibt es, wie auch im EnWG, keine eindeutige Klärung, ob ein Batteriespeicher Letztverbraucher oder Erzeuger ist.

Eine dezidierte Begriffsbestimmung für stationäre Batteriespeicher findet sich seit der Novelle des Stromsteuergesetzes[191] (StromStG) 2018 in § 2 Nr. 9 StromStG. Danach ist ein stationärer Batteriespeicher „ein wiederaufladbarer Speicher für Strom auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geografischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist". Somit umfasst die Definition allein stationäre Batteriespeicher, welche mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden sind. Mit der Definition betrachtet der Gesetzgeber erstmalig die technischen

[191] Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856) geändert worden ist.

Funktionen von Laden und Entladen eines Stromspeichers, im Falle des Batteriespeichers, als eine zu regulierende Einheit.

c) Zwischenergebnis

Das bestehende energiewirtschaftliche Regelungsgefüge weist Stromspeichern keine eigenständige Rolle zu. Die beiden Gesetze (EnWG und EEG) unterscheiden in ihrer zugrunde gelegten Akteursstruktur allein zwischen Erzeugern, Transport, Vertrieb und Letztverbrauchern. Damit sehen sich Stromspeicherbetreiber im Vergleich zu anderen Akteuren mit einer ungünstigen Betriebssituation konfrontiert, denn sie müssen sowohl Bestimmungen für Erzeuger als auch für Letztverbraucher beachten und einhalten. Diese über den Untersuchungszeitraum bestehende nicht eindeutige Ausgangssituation bleibt insofern unklar, als der Gesetzgeber über Änderungsgesetze bereits konkrete Anforderungen an Stromspeicher in die Gesetzestexte einführte. Demgemäß versäumte es der deutsche Gesetz- und Verordnungsgeber über viele Jahre, ein eindeutiges Rechtsverständnis über den Betrieb und den energiewirtschaftlichen Nutzen von Stromspeichern zu schaffen. Er baute oder beließ damit unnötige Barrieren für den Betrieb von Speichern im Stromsektor.

3.1.2 Entflechtung

Prinzipiell kann ein Stromspeicher von verschiedenen Akteuren entlang der elektrischen Wertschöpfungskette betrieben werden. Jedoch bestehen seit dem unionsrechtlichen Liberalisierungsprozess zum Ende der 1990er[192] detaillierte Vorgaben, wie der Netzbetrieb von der Erzeugung und dem Handel zu trennen ist. Die letzten unionsrechtlichen Vorgaben (EltRL 2009) setzte das sogenannte Energiepaket im August 2011[193] in nationales Recht um. Damit existieren in Deutschland in §§ 6 ff. EnWG umfängliche Regelungen zur rechtlichen,[194]

[192] Erste europäische Vorgaben zum Unbundling (Entflechtung) finden sich in der EltRL 1996. Aufgrund der Erfahrung, dass sich trotz der eingeführten Regelungen kein entsprechender Wettbewerb im Strombereich vollzog, nahm die Regelungstiefe mit den darauffolgenden Richtlinien (EltRL 2003 und 2009) zu.
[193] Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554).
[194] Gemäß § 7 EnWG müssen Netzbetreiber in ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Sparten des Unternehmens sein.

operationellen,[195] informatorischen,[196] buchhalterischen[197] und eigentumsrechtlichen[198] Entflechtung des Netzbetriebs von den Tätigkeitsbereichen Erzeugung und Handel. Anders ausgedrückt, regeln alle EnWG-Entflechtungsvorschriften das Verhältnis des Netzbetriebs zu anderen Tätigkeitsfeldern. Die Bestimmungen adressieren teilweise direkt (Erzeugung, Gewinnung, Vertrieb oder Kauf von Elektrizität) und teilweise indirekt (andere Aktivitäten im Unternehmen oder im Stromsektor) Entflechtungstatbestände (Lietz 2017, 462 f.). Normadressat sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen[199] und rechtlich selbstständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen (§ 6 EnWG).

Die Regelungen im EnWG gelten stellenweise ausschließlich für Übertragungsnetzbetreiber (eigentumsrechtliche Entflechtung, unabhängiger Systembetreiber oder unabhängiger Transportnetzbetreiber, §§ 8 EnWG) und bisweilen für integrierte Verteilnetzbetreiber (rechtliche und operationelle Entflechtung, §§ 7 EnWG) oder sind sowohl auf Übertragungs- als auch auf integrierte und nicht integrierte Verteilnetzbetreiber anwendbar (informatorische oder buchhalterische Entflechtung, §§ 6 EnWG). Integrierte Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden (De-minimis-Regelung) sind von den rechtlichen und operationellen Entflechtungsvorgaben (§§ 7 Abs. 2 und 7a Abs. 7 EnWG) ausgenommen, da der Gesetzgeber diese Anforderungen als unverhältnismäßig erachtet (BT-Drs. 15/3917, 52. f.). In der Zusammenschau kann daher nicht von einer allgemeinen Entflechtung des Netzbetriebs gesprochen werden, sondern vielmehr von einer differenzierten Entflechtung, welche sich an der Spannungsebene, den Geschäftsfeldern und/oder der Größe des speziellen Netzbetreibers bemisst.

Die zentrale regulatorische Frage, welche sich aus den bestehenden Entflechtungsvorschriften ergibt, lautet: Können Netzbetreiber Stromspeicher selbst betreiben oder ist der Speicherbetrieb

---

[195] Nach § 7a EnWG soll der Netzbetrieb in der Organisation sicherstellen, dass in der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäfts Unabhängigkeit gegenüber anderen Unternehmensbereichen besteht.

[196] § 6a EnWG regelt zum einen die vertrauliche Behandlung von Informationen Dritter und zum anderen die diskriminierungsfreie Weitergabe von wirtschaftlich relevanten Informationen.

[197] In § 6b EnWG sind die Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung zu finden. Demnach müssen Netzbetreiber getrennte Konten führen und diese in besonderer Form prüfen lassen.

[198] §§ 8 EnWG führen die Formen der eigentumsrechtlichen Entflechtungsarten des Transportnetzbetriebs auf: vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung (ownership unbundling), unabhängiger Systembetreiber (independent system operator) oder unabhängiger Transportnetzbetreiber (independent transmission operator).

[199] Eine Legaldefinition von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen findet sich in § 3 Nr. 38 EnWG. Entsprechend ist es ein Unternehmen oder eine Unternehmensgruppe, welche mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität wahrnimmt.

grundsätzlich der Erzeugung, dem Vertrieb oder einer anderen entflechtungsrelevanten Aktivität zuzuordnen? Diese Frage, ob und in welcher Form Stromspeicher unter aktuell geltenden Entflechtungsvorschriften fallen, diskutiert die Rechtswissenschaft konträr (u. a. Weyer et al. 2016, 38 ff.; Sailer und Reuter 2014, 12). Hintergrund der Diskussion ist, dass Stromspeicher im Gegensatz zu Gasspeichern keine Legaldefinition im EnWG besitzen und sowohl unter den Energieanlagenbegriff als auch unter die Letztverbraucherdefinition fallen[200]. Darüber hinaus erwähnen die EnWG-Entflechtungsvorschriften und die zugrundeliegenden Vorgaben der EltRL 2009 Stromspeicher, anders als Gasspeicher, nicht explizit. Wieser (2011, 176,182) zieht hieraus den Schluss, dass für Stromspeicher keine Entflechtungsregelungen existieren. Die weitaus verbreitetere Auffassung besagt jedoch etwas Anderes: Hiernach leitet sich die entflechtungsrechtliche Einordnung nach dem Gesichtspunkt der konkreten Stromspeichernutzung ab (u. a. Lietz 2017, 467 ff.). Dieser Argumentation folgen die nachstehenden Ausführungen und analysieren, ob und ggf. wie ein nutzungsspezifischer Speichereinsatz durch den Netzbetreiber möglich ist.

a) Nutzungsspezifische Entflechtungsvorschriften

Werden Stromspeicher im Bereich der Marktflexibilisierung (insbesondere zur Stromerzeugung und/oder -lieferung von Kunden)[201] eingesetzt, gelten die strikten Entflechtungsvorgaben zum Netzbetrieb. Sie untersagen es dem Netzbetreiber, Stromspeicher für die Zwischenspeicherung zu nutzen oder zu betreiben, denn beide Fälle stellen eine wettbewerbliche Aktivität dar (Sauer 2018, 665 f.). Selbst wenn es sich beim Netzbetreiber nicht um ein integriertes Unternehmen handelt, entstünde entsprechend der Argumentation von Haußner und Ismer (2018, 53) beim Speichereinsatz zur Marktflexibilisierung ein neues vertikales Unternehmen (entweder im Vertrieb und/oder bei der Erzeugung) und wäre in der Folge vom Netzbereich zu trennen.

Findet der Stromspeichereinsatz hingegen zum Zweck der System- und Netzflexibilisierung statt, also marktunabhängig, dann, so die verbreitete Auffassung, ist gegenwärtig eine spezielle Einzelfallnutzung entflechtungsrechtlich zu prüfen (u. a. Haußner und Ismer 2018, 53, Lietz 2017, 469).

[200] Hierzu Teil C Abschnitt 3.1.1.

[201] Haußner und Ismer (2018, 54 f.) argumentieren in dem Zusammenhang, dass nicht die Erzeugung und der Vertrieb per se entflechtungsrelevant sind, sondern vielmehr der konkrete Zweck. Ist die Erzeugung für den Endverbrauch bestimmt oder wird der Strom am Markt angeboten, kann von einer Erzeugung und/oder von einem Vertrieb im entflechtungsrechtlichen Zusammenhang gesprochen werden.

Im Rahmen der Systemverantwortung besteht für Netzbetreiber eine verbindliche Maßnahmenreihenfolge (nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG): zunächst netz-, dann markt- und schließlich notfallbezogene Maßnahmen zu ergreifen. Dabei stellen netzbezogene Maßnahmen interne Eingriffe in den Netzbetrieb dar. Hingegen sind marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 3 EnWG) und Notmaßnahmen grundsätzlich extern. Marktbezogene Maßnahmen umfassen die Bereiche Verlustenergie, Blindleistungsmanagement, Countertrading, Erzeugungsmanagement (Redispatch), Lastmanagement (zu- und abschaltbare Lasten), zusätzliche Reserven und den in § 13 Abs. 6a EnWG eingeführten Passus „nutzen statt abregeln“[202]. Unter Notfallmaßnahmen fallen sowohl weitere, über die marktbezogenen Maßnahmen hinausgehende Eingriffe in die konventionelle Erzeugung als auch das Einspeisemanagement bei EE- und KWK-Anlagen (§ 13 Abs. 2 EnWG).[203] Bei allen marktbezogenen Maßnahmen existieren, wie Abschnitt 3.2.1 weiter unten eingängig erläutert, diverse gesetzliche Bestimmungen zur Beschaffung. Nach den Beschaffungsvorgaben hat die jeweilige Bereitstellung durch ein Drittbetreibermodell zu erfolgen. Auch bei den Notfallmaßnahmen sieht das Gesetz keine interne Erbringung durch den Netzbetreiber vor. Damit liegen an dieser Stelle zwar keine eindeutigen Entflechtungsvorgaben vor, allerdings gibt es explizite Beschaffungs- und Eingriffsbestimmungen, welche gesetzlich eindeutig die Erbringung der Dienstleistung durch Dritte vorsehen.

Allerdings, so die Auffassung von Sauer (2018, 683, 694 f.) und Weyer et al. (2016, 110), besteht die gesetzliche Pflicht, Netze wirtschaftlich und effizient zu betreiben. Hiernach ergibt sich aus dem Motiv der Kosteneffizienz eine Möglichkeit der Zwischenspeicherung, und zwar indem Falle, dass eine zusätzliche Speicherung gegenüber den konventionellen Maßnahmen ohne Speicher effizienter ist. Sauer (2018, 694 f.) und teilweise auch Haußner und Ismer (2018, 55) gehen sogar in ihren Einschätzungen noch weiter, indem sie alle Fälle von netzbetriebsintegrierter Zwischenspeicherung von Markt- und Notmaßnahme, unter dem Vorbehalt der Effizienz, dem Netzbetrieb zuordnen. Folglich erschließt sich hier eine argumentative Möglichkeit für Netzbetreiber, Speicher im Kontext von markt- und notfallbezogenen Maßnahmen zu betreiben.

Netzbezogene Speicheranwendungen, welche keinen Kauf oder Verkauf von Strom voraussetzen, sind vollständig dem Netzbetrieb oder der Netzinfrastruktur zurechenbar (Weyer et al. 2016, 115). Theoretisch greifen an dieser Stelle die an den Netzbetreiber gestellten

[202] Hierzu ausführlich Teil C Abschnitt 3.2.1.
[203] Auch hierzu ausführlich Teil C Abschnitt 3.2.1.

Entflechtungsvorgaben nicht, und ein Netzbetreiber könnte demnach auch Speicherbetreiber sein. Diesen Ausnahmetatbestand unterstrich der Gesetzgeber im Rahmen des Strommarktgesetzes 2016[204]. Die neu eingeführte Regelung (§ 13k Abs. 1 EnWG a. F.) gestattete es den Übertragungsnetzbetreibern zur Systemsicherheit, Erzeugungsanlagen, welche eine Nennleistung von 2 GW nicht überschritten, als besondere netztechnische Betriebsmittel zu errichten. Allerdings hob bereits das Netzentgeltmodernisierungsgesetz[205] 2017 diese Regelung wieder auf. Stattdessen sah der Gesetzgeber (nun § 11 Abs. 3 EnWG) vor, dass Übertragungsnetzbetreiber netztechnische Betriebsmittel vorhalten können, für den Betrieb aber Dritte beauftragen müssen (Drittbetreibermodell). Vor diesem Hintergrund erscheint ein Speicherbetrieb durch Übertragungsnetzbetreiber für netzbezogene Maßnahmen eher ausgeschlossen. Allerdings existieren für Verteilnetzbetreiber bisher keine entsprechenden Regelungen, was theoretisch den Betrieb von Speichern ermöglicht. Es besteht jedoch ohne explizite Regelungen eine hohe Rechtsunsicherheit. Auch Haußner und Ismer (2018, 57 f.) kommen zu diesem Schluss und heben hervor, dass der Betrieb von Speichern insbesondere durch nicht integrierte Verteilnetzbetreiber denkbar scheint. Dennoch ergeben sich für Verteilnetzbetreiber hieraus keine eindeutigen und rechtssicheren Betriebsvarianten.

b) Zwischenergebnis

In der Frage, ob ein Netzbetreiber auch einen Speicher betreiben darf, bestand bisher keine eindeutige Rechtssituation. Vielmehr ließ der Rechtsrahmen einen weiten Interpretationsraum zu, ob, wie und in welcher Form ein Betrieb möglich sei. Gerade diese Unklarheit verhinderte wohl Investitions- oder entsprechende Betriebsentscheidungen seitens der Netzbetreiber, weil ihnen aufgrund der skizzierten Rechtsunsicherheit die Bewertung einer Gesamtsystemlösung nur schwer möglich war. Dies könnte mitunter eine Begründung dafür liefern, warum Batteriespeicher bei den Systemdienstleistungen insbesondere im Regelenergiebereich zum Einsatz kommen, aber ihr Einsatz zur Netzflexibilisierung eher gering ist.[206]

3.1.3 Netzzugang und -anschluss

Stromspeicher, welche nicht ausschließlich im Inselbetrieb eingesetzt werden, folglich das Stromnetz der allgemeinen Versorgung zum Laden und/oder Entladen nutzen, fallen unter die

[204] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).
[205] Gesetz vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503).
[206] Zum Einsatz von Batteriespeichern ausführlich die Bottom-up-Analyse in Teil C Abschnitt 2.1.

Vorschriften des Netzzugangs und -anschlusses im EnWG oder EEG. Dabei ist der Netzanschluss die physische Verbindung zwischen Anlage und Netz, und der Netzzugang berechtigt zur Netznutzung (VDE 2015, 32).

EU-Vorgaben prägten und veränderten über die Zeit die deutschen Netzzugangs- und Netzanschlussbedingungen. Zunächst mit dem verhandelten Netzzugang[207] und später mit dem regulierten Netzzugang.[208] Seither ist der Grundsatz beim Netzzugang das Jedermanns-Recht: Jedem wird das Recht eingeräumt, Strom in das Energieversorgungsnetz einzuspeisen und zu beziehen (Jülch et al. 2017, 101). Mit den ergänzenden Rechtsakten des 3. Energiepakets (NC-RfG, NC-DCC und NC-HVDC) werden nicht mehr nur allgemeine Bedingungen europäisch vorgegeben, sondern auch technische Regeln definiert. Die unionsrechtlichen Bestimmungen führten im Umsetzungsprozess zu einer Überarbeitung und Neuerstellung bestehender technischer Anschlussregeln für die verschiedenen Spannungsebenen (VDE 2019).

Während die drei Energiepakete der EU nicht zwischen Einspeisungsformen beim Netzzugang und -anschluss unterscheiden, regelt die EE-RL 2009 diesen Aspekt. Im Erwägungsgrund (61) EE-RL 2009 heißt es, dass die Mitgliedstaaten EE-Anlagen vorrangig anschließen können. Allerdings gibt es im Richtlinien-Text selbst keine entsprechende Bestimmung und diese Vorgabe ist damit ausdrücklich nicht rechtsverbindlich (Kahles et al. 2017, 12).

Anders stellt sich die gesetzliche Ausgangslage beim Netzzugang dar. Für EE-Strom ist die Übertragung und Verteilung sicherzustellen, und der Netzzugang soll entweder vorrangig oder garantiert sein (Art. 16 Abs. 2 EE-RL 2009). Jedoch sind diese beiden Bestimmungen bereits seit dem Bestehen des EEG 2000 ein integraler Bestandteil des Gesetzes. Folglich führt diese EU-Vorgabe zu keiner grundsätzlichen Änderung in diesen Belangen.

Damit haben sich aufgrund von EU-Vorgaben und durch nationale Gesetzgebung der Netzzugang und -anschluss stark ausdifferenziert. Grundsätzlich unterscheiden gesetzliche Bestimmungen zwischen Erzeugungsart, Spannungsebene, Verbraucher und Erzeuger. Vor dem Hintergrund, dass Batteriespeicher sowohl unterschiedlichen Strom ein- und ausspeichern, größenskalierbar und multi-nutzbar sind und bis dato keine einheitliche gesetzliche Normierung

[207] Die erste Binnenmarktrichtlinie (EltRL 1996) enthielt zwei Zugangsmöglichkeiten: Den regulierten (Art. 18) und verhandelten (Art. 17) Netzzugang. Deutschland entschied sich bei der Umsetzung für den verhandelten Netzzugang (§ 6 EnWG 1998) und verzichtete im Rahmen dieser Entscheidung auch auf die Einrichtung einer entsprechenden Regulierungsbehörde. Indes setzte das Wirtschaftsministerium zu dem Zeitpunkt darauf, den Zugang und die Ausgestaltung über freiwillige Verbändevereinbarungen zu organisieren. (Mengering 2017, 62)

[208] Die zweite Binnenmarktrichtlinie (EltRL 2003) führte den regulierten Netzzugang ein.

besteht,[209] können Netzzugang und -anschluss unter diverse gesetzliche Bestimmungen fallen. Die zentrale Unterscheidung beruht bisher darauf, ob ein Batteriespeicher in einem direkten räumlichen Zusammenhang mit einer EE-Anlage betrieben wird und ausschließlich EE-Strom ein- und ausspeist (Thomas 2017a, 31-35). Ist dies der Fall, sind die Regelungen des EEG maßgebend. Alle anderen Betriebsfälle fallen unter die Vorschriften des EnWG mit seinen entsprechenden Rechtsverordnungen. Beide gesetzlich voneinander zu unterscheidenden Tatbeständen erfassen und diskutieren die folgenden Ausführungen getrennt.

a) Anschluss und Zugang nach dem EnWG

Der Anspruch auf Netzanschluss findet sich für stationäre Batteriespeicher in § 17 Abs. 1 EnWG.[210] Dieser verpflichtet Netzbetreiber, allen Anschlussbegehren zu entsprechen. Seit 2011[211] besteht dieser Anspruch explizit auch für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“. Mit der expliziten Erwähnung unterstreicht der Gesetzgeber die zunehmende Bedeutung von Speichern (BT-Drs. 17/6072, 97). Der Netzbetreiber kann den Anschluss nur verweigern, wenn ihm nachweislich ein Anschluss betriebsbedingt oder nach sonstigen wirtschaftlichen und technischen Gründen unzumutbar ist (§ 17 Abs. 2 EnWG). Einschränkend wirkt dem entgegen die allgemeine Netzausbaupflicht (§ 11 Abs. 1 EnWG).

Schließt der Netzbetreiber mit dem Betreiber eines Batteriespeichers[212] einen Netznutzungsvertrag, können Netzbetreiber auf dessen Grundlage leistungsbezogene Baukostenzuschüsse[213] verlangen (Schwintowski et al. 2016, 94). Ausdrücklich geregelt, im Sinne einer Befreiung des Speicherbetreibers vom Baukostenzuschuss, ist dies nur im Falle einer Leistungsanforderung bis 30 kW auf Niederspannungsebene (§ 11 Abs. 3 NAV)[214] und ab 100

[209] Näher hierzu Teil C Abschnitt 3.1.1.
[210] Für Letztverbraucher in der Niederspannung und damit auch für bestimmte Speicheranwendungen ergeben sich die allgemeinen Anschlusspflichten aus § 18 EnWG. Hierdurch vereinfacht sich das Anschlussbegehren (Adam 2018, 277). Jedoch verweist § 18 Abs. 2 EnWG darauf, dass mit einem Speicher dieses Anschlussbegehren nicht greift und eine Ausnahme von dem Grundsatz nur im Falle eines EE-Eigenverbrauchs besteht.
[211] Gesetz vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554).
[212] Hierbei spielt es keine Rolle, ob es sich um einen einzelnen Batteriespeicher handelt oder dieser in einer Systemkonfiguration betrieben wird.
[213] Baukostenzuschüsse sind ein einmaliges Entgelt, welches vom Netzbetreiber für die dauerhafte Bereitstellung von Anschlussleistung in Ansatz gebracht werden kann (Schwintowski et al. 2016, 94).
[214] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), zuletzt geändert durch Art. 3 der Verordnung vom 14. März 2019 (BGBl. I S. 333).

MW auf der Hochspannungsebene (§ 8 Abs. 3 KraftNAV).[215] Daher können für Speicher, welche sowohl der Leistungsanforderung als auch der Spannungsebene nicht entsprechen, einmalig Baukostenzuschüsse anfallen. Für Baukostenzuschüsse gibt es zwar keine gesetzliche Grundlage, allerdings, so die Auffassung der Bundesnetzagentur, ist der Netzbetreiber grundsätzlich berechtigt, entsprechende Zuschüsse zu erheben (Schwintowski et al. 2016, 94). Sowohl Schwintowski et al. (2016, 94-98) als auch Adam (2018, 278) zweifeln, ob und inwiefern eine Belastung von Speicher beim Netzanschluss überhaupt zulässig ist. Ihr Hauptargument besteht darin, dass ein Speicher i. d. R. nicht die Leistungsfähigkeit des Netzes belastet und somit auch nicht dem Zweck der Baukostenzuschüsse entspricht. Nach Einschätzungen von Helmes (2018, 365) ist diese nicht eindeutige Gesetzgebung momentan nicht von großer Relevanz für Batteriespeicher, weil der Befreiungstatbestand aus § 118 Abs. 6 EnWG auch auf Baukostenzuschüsse Anwendung findet. Nach dieser Vorschrift sind alle Stromspeicher, welche nach dem 31. Dezember 2008 ihren Betrieb aufgenommen haben oder innerhalb von 15 Jahren ihren Betrieb aufnehmen werden, für den Zeitraum von 20 Jahren beim Bezug von Strom von den Netzentgelten befreit. Baukostenzuschüsse sind zwar nicht im engeren Sinne Netzentgelte (Helmes 2018, 365), allerdings findet der Ausnahmetatbestand, so auch die Auffassung von Schwintowski et al. (2016, 97 f.); auf Baukostenzuschüsse seine Anwendung. Die Befreiung erstreckt sich jedoch nur auf Stromspeicher, welche ihren Strom wieder einspeisen (Ausschließlichkeitsanforderung). Damit könnten bei einer Reihe von Nutzungen durchaus Baukostenzuschüsse anfallen. Folglich kann nicht von einer eindeutigen Rechtslage ausgegangen werden, was ein Hindernis bei der Betriebsaufnahme eines Speichers darstellen kann. Darüber hinaus ist diese Regelung zeitlich begrenzt.

Ungeachtet der Baukostenthematik sind grundsätzlich zur Ausführung eines Netzanschlusses die allgemein anerkannten Regeln der Technik einzuhalten (§ 19 Abs. 1 und 2 EnWG). Zwar verwies bereits das EnWG 2005 auf technische Mindestanforderungen, allerdings enthielten weder der Gesetzestext noch die zugrundeliegende EltRL 2003 nähere Definitionen oder konkrete technische Anforderungen. Eine Einhaltung der allgemeinen technischen Regelungen wird vermutet, wenn technische Verbandsregelungen eingehalten werden (§ 49 Abs. 2 EnWG). Vor diesem eher unspezifischen gesetzlichen Hintergrund aus erstellten verschiedene Verbände technische Musteranforderungen (s. Tabelle 11). Erst im Zuge der Umsetzung der Netzkodizes (NC-RfG, NC-DCC und NC-HVDC) und seit 2018 auch mit entsprechender rechtlicher

[215] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl I S. 1187).

Grundlage (§ 19 EnWG), erarbeitete und überarbeitete der Verband der Elektrotechnik (VDE) die technischen Anschlussregeln (TAR).

Spannungsebene	Alte Regelwerke	Neue Regelwerke gültig ab April 2019
Höchstspannung	TransmissionCode 2007	VDE-AR-N 4130
Hochspannung	TAB HS	VDE-AR-N 4120
Mittelspannung	TAB MS/EZA am MS	VDE-AR-N 4110
Niederspannung	TAB NS/EZA am NS (VDE-AR-N 4105)	VDE-AR-N 4110/EZA am NS (VDE-AR-N 4105)

Tabelle 11: Technische Netzanschlussregeln, Quelle: eigene Darstellung nach VDE 2018

Aufgrund mangelnder Zugänglichkeit[216] der TAR und auch über den Untersuchungshorizont hinausgehend, können an dieser Stelle keine Einschätzungen erfolgen, ob und wie sich die technischen Anschlussbedingungen im Einzelnen verändert haben. Eine derartige Untersuchung wäre allerdings bestimmt kenntnisreich und ist bisher nicht bekannt. Denn gerade die verpflichtende Vorhaltung und Erbringung ist ein gewachsener und integraler Bestandteil für Dienstleistungen bei der Netzbewirtschaftung und wirkt in die Beschaffung der Netzbetreiber hinein.[217] Auch können ungeeignete technische Anforderungen erhebliche Kosten verursachen. Beispielsweise waren EE-Anlagen (insbesondere PV) mit einer Sicherung versehen, welche bei einer bestimmten Über- oder Unterfrequenz automatisch abschalteten. Bei einer Vielzahl an Anlagen führte dies zu einem enormen Umfang an kurzzeitigen Leistungsänderungen, welche wiederum die Systemsicherheit gefährdeten (Agora Energiewende 2017b, 70). Die extra hierfür geschaffenen Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)[218] regelt diese systemisch notwendige Nachrüstung und deren Kostenumlage auf die Netzentgelte (§§ 10 und 22 SysStabV).

Den Netzzugang regeln die §§ 20-24 EnWG. Grundsätzlich ist jedermann ein Netzzugang zu gewähren (§ 20 Abs. 1 EnWG). Dies umfasst sowohl die Entnahme, den Handel als auch die Einspeisung. Nur bei nachweislich betriebsbedingten oder sonstigen Gründen kann der Netzbetreiber den Zugang verweigern (§ 20 Abs. 2 EnWG). Wobei auch an dieser Stelle grundsätzlich die Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau greift (§ 11 Abs. 1 EnWG). Einzelheiten des Netzzugangs sind im Falle der Nutzungsentgelte in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)[219] geregelt (Pritzsche und Vacha 2017, 114). Hiernach entfallen für die Einspeisung die Netzentgelte (§ 15 Abs. 1 StromNEV). Dies bedeutet

[216] Als privatrechtliche Normen sind die TAR nur gegen sehr hohe Entgelte käuflich zu erwerben.
[217] Ausführliche Betrachtungen s. Teil C Abschnitt 3.2.1.
[218] Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV) vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), zuletzt geändert durch Art. 2 der Verordnung vom 14. September 2016 (BGBl. I S. 2147).
[219] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005, zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung vom 23.12.2019 (BGBl. I S. 2935).

wiederum, dass Zugangsbedingungen im Falle einer Einspeisung in das öffentliche Stromnetz überall im deutschen Netzgebiet identisch sind.

Allein dezentrale Erzeugungsanlagen, welche sich an das Verteilnetz anschließen und einspeisen, können vom jeweiligen Netzbetreiber ein Entgelt erhalten (§ 18 StromNEV). Dieses richtet sich nach den vermiedenen Netzentgelten der vorgelagerten Netz- und Umspannebene. Ein Anspruch entfällt, wenn eine KWKG- oder EEG-Förderung vorliegt. Hintergrund der Anreizsetzung, welche erstmals die Verbändevereinbarung II[220] einführte, ist eine Reduktion eines lastseitigen Netzausbaubedarfs aufgrund von Einspeisungen in niedrigeren Spannungsebenen (Petermann 2016, 186 f.). Allerdings beendet das Netzentgelt-modernisierungsgesetz[221] durch die Zunahme an dezentraler EE-Einspeisung und Kritik an der suboptimalen Wirkung des Instruments, gerade auf möglichst niedriger Netzebene mit besonders hohen Netzentgelten einzuspeisen, dieses Instrument schrittweise (Agora Energiewende 2017b, 66): Ab 2023 können keine dezentralen Erzeugungsanlagen und bereits seit 2018 keine Anlagen mit volatiler Erzeugung ein vermiedenes Netznutzungsentgelt mehr erhalten (§ 18 Abs. 1 StromNEV). Für Speicher ist diese Regelung sowieso nicht eindeutig, da Unklarheiten bestehen, ob sie volatiler oder dezentraler Erzeuger sind. In diesem bereits gesetzlich nicht eindeutigen Zusammenhang urteilte 2018 das Landgericht Frankfurt Oder (Az. 31 O 51/17), dass Speicher keine Erzeugungsanlage darstellen und entsprechend auch keine Entgelte für dezentrale Einspeisung in Anspruch nehmen können. Henning und Valentin (2018) werten das Urteil als höchst asymmetrisch, weil völlig unklar bleibt, nach welchen Maßstäben der Betrieb eines Speichers nun zu beurteilen ist.

b) Anschluss und Zugang nach dem EEG

Wie bereits im Rahmen der gesetzlichen Grundlagen erläutert,[222] wertet das EEG 2017 Speicher als Verbraucher und Erzeuger. Will im Ausspeicherungsfall ein Speicher unter die EEG-Privilegien fallen, darf die zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus EE oder Grubengas stammen (§ 3 Nr. 1 EEG 2017). Diese Ausschließlichkeitsanforderung findet eine strenge Anwendung: Ein Speicher gilt nicht als EEG Anlage, wenn dieser, außer zum technischen Schutz vor Tiefentladung, Graustrom oder sonstigen Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung einspeist (Clearingstelle EEG|KWKG 2017). Implizit bedeutet diese enge

[220] „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ vom 13. Dezember 1999. Hier in Ziffer 2.3.3. zu finden.
[221] Gesetz vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503).
[222] S. Teil C in Abschnitt 3.1.1.

Auslegung, dass Batteriespeicher nur als EEG-Anlage fungieren, wenn sie sich vor dem Netz der allgemeinen Versorgung befinden und ein direkter räumlicher Zusammenhang mit einer EE-Erzeugungsanlage besteht. Selbst bei einer Nutzungskombination zur System- oder Netzflexibilisierung, was zumal eine Stromaufnahme aus dem öffentlichen Netz vorsieht, entfällt u. a. der privilegierte Anschluss. Erfüllt jedoch ein Stromspeicher diesen Tatbestand, kann auch dieser vorrangig angeschlossen werden (§ 8 EEG 2017). Hiermit einher geht, dass allein die Anschlusskosten auf den Anlagenbetreiber entfallen (§ 8 EEG 2017) und der Netzbetreiber die Kosten für Optimierung, Netzausbau und Netzverstärkung trägt (§ 17 EEG 2017) (u. a. Jülch et al. 2017, 104; Thomas 2017a, 32).

Handelt es sich bei der Ausspeicherung um reinen EEG-Strom, so ist auch der ausgespeicherte Strom vorrangig abzunehmen (Clearingstelle EEG|KWKG 2018). Aufgrund der immer weiter ausgeweiteten gesetzlichen Bestimmungen zur Direktvermarktung speisen heute mehr und mehr Anlagen nach marktbasierten Mechanismen ein,[223] womit indirekt eine vorrangige Abnahme entfällt. Damit fällt nur eine sehr begrenzte Anzahl an Speichern unter die Abnahmeprivilegien des EEG 2017.

c) Zwischenergebnis

Für Speicher ergeben sich aus den hier untersuchten Bestimmungen beim Netzanschluss und -zugang keine unmittelbaren Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Flexibilitätsanbietern wie Erzeugern. Allerdings bestehen auch keine besonderen Anreize in bestimmten überlasteten Netzgebieten, Speicher zu errichten und/oder den Netzzugang bei der Einspeisung oder Entnahme an bestimmte Netzgegebenheiten zu koppeln. Das derartige Lenkmechanismen bestehen oder durchaus genutzt wurden, zeigt exemplarisch das Entgelt bei dezentraler Erzeugung (§ 18 StromNEV).

Ein weiterer hier nicht vertiefend untersuchter Aspekt, welcher für den Netzbetrieb wohl weiter an Relevanz gewinnen wird und womöglich wettbewerbsverzerrend wirken kann, sind technische Anschlussbedingungen. Dieser Fall trifft zu, wenn auf gewissen Spannungsebenen überdimensionierte oder exzessive Anforderungen an bestimmte Technologien gestellt werden. Möglicherweise könnte eine detaillierte Analyse der alten und neuen Anschlussregelungen Hindernisse oder Chancen für Batteriespeicher identifizieren und eine entsprechende Weiterentwicklung ermöglichen.

[223] Ausführlich zur Änderung der EEG-Vermarktungsmöglichkeiten Teil C Abschnitt 1.2.2.

3.1.4 Staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen

Batteriespeicher sind durch die technologiespezifische Eigenschaft des Ladens und Entladens entsprechend der existenten Legaldefinitionen entweder Verbraucher oder Erzeuger.[224] Basierend auf der rechtlichen Einordnung fallen Belastungstatbestände daher grundsätzlich bei der Einspeicherung (hier ist der Stromspeicher gesetzlich als Verbraucher eingestuft) und abermals beim Letztverbraucher an (s. Abbildung 28). Man spricht aufgrund theoretisch zweifach anfallender Stromnebenkosten auch häufig von einer Doppel- oder Mehrfachbelastung (Lietz 2017, 68). Denn selbst wenn der Strombezug kostenneutral oder im manchen Fällen sogar mit einer Einnahme verbunden ist (u. a. bei negativen Preisen am Spotmarkt), fallen Stromnebenkosten an (Thomas 2017b, 825). Dies führt im Grunde zu ungleichen Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen Flexibilitätsanbietern und hindert den Speicher an einer kommerziellen Diffusion und trifft insbesondere bei einem Vergleich mit erzeugerseitiger Flexibilität zu, denn nur verbrauchseitig fallen Stromnebenkosten an.

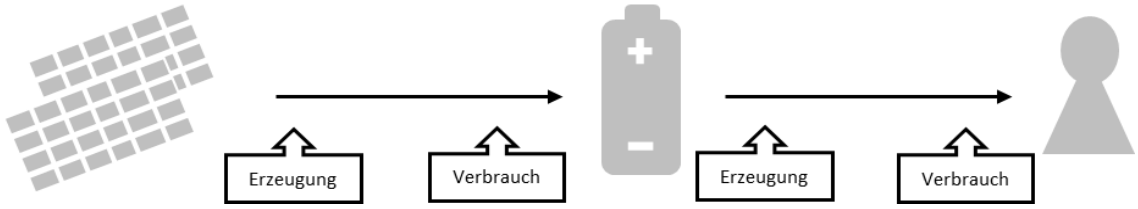

Abbildung 28: Stromspeicher gesetzliche Einordnung; Quelle: eigene Darstellung

In diesem Kontext spielt auch eine Rolle, wie der Batteriespeicher in der Wertschöpfungskette eingebunden ist. Je nachdem, ob sich der Speicher über das öffentliche Netz[225] belädt oder einzelne Wertschöpfungsstufen einen personellen und räumlichen (eigener Netzbereich) Zusammenhang aufweisen. Die vier möglichen Konstellationen, welche sich aus der systemischen Einbettung ergeben, fasst Tabelle 12 zusammen. In Fall 1 erfolgt die Einspeisung ohne öffentlichen Netzbezug, Fall 2 stellt die Eigenversorgung dar, Fall 3 das Last- und Energiemanagement, und bei Fall 4 belädt sich der Speicher über das öffentliche Netz und speist den Strom mit zeitlichem Versatz wieder in das Netz ein.

	Erzeuger	Speicher	Endverbraucher
Fall 1	bei der Erzeugung		
Fall 2	ohne Netzbezug		
Fall 3		beim Verbraucher	
Fall 4		im Netz	

Tabelle 12: Fälle der systemischen Speichereinbindung; Quelle: eigene Darstellung nach Gährs et al. 2017, 21

[224] Eingehend s. Teil C Abschnitt 3.1.1.
[225] Das öffentliche Netz umfasst gesetzlich die Netze der allgemeinen Versorgung (§ 3 Nr. 17 EnWG) sowie geschlossene Verteilnetze (§ 110 EnWG). Nicht inkludiert sind Kundenanlagen (§ 3 Nr. 24a und b EnWG) und Direktleitungen (§ 3 Nr. 16 EnWG).

Ausgehend von diesen einführenden Überlegungen bilden die folgenden Ausführungen den gesetzlichen Hintergrund und die Funktionen der einzelnen Belastungstatbestände ab. Sie analysieren dabei, inwiefern und ggf. seit wann der gesetzliche Rahmen technologie- oder konstellationsspezifische Ausnahmen vorsieht.

a) Netzentgelte

Unionsrechtlich enthalten auch die letzten beiden Rechtsakte EltRL 2009 und EltVO 2009 eher allgemeine Vorgaben für Netzentgelte (Koenig et al. 2013, 114). Zu Netzentgeltbefreiungs- oder Reduzierungsmöglichkeiten wie auch weiteren Netznebenentgelten finden sich in beiden Rechtsakten keine Vorgaben. Dementsprechend oblag es bisher dem deutschen Gesetzgeber, hierfür Regelungen zu schaffen.

Das grundsätzliche Recht zum Netzanschluss und -zugang ermöglicht jedermann, öffentliche Netze auf allen Spannungsebenen zu nutzen. Um die notwendige Netzinfrastruktur und den erforderlichen Systembetrieb bereitzustellen, erheben Netzbetreiber Entgelte (Jülch et al. 2017, 114). Ein Zweitarifsystem[226] mit mehreren Stufen[227] verteilt dabei die Kosten auf die Letztverbraucher (Agora Energiewende 2017b, 62).

Wie bereits beim Netzzugang angeführt, fallen bei Netzeinspeisung grundsätzlich keine Netzentgelte an (§ 15 Abs. 1 StromNEV). Netzentgelte ergeben sich ausschließlich pro Anschlussnetzebene der Entnahmestelle (§ 17 Abs. 1 EnWG i. V. m. 15 Abs. 1 StromNEV). Entsprechend der gesetzlichen Definition sind Entnahmestellen „der Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher, Weiterverteiler oder die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene“ (§ 2 Nr. 6 StromNEV). Die Definition verdeutlicht die eingangs beschriebene vertikal und horizontale Wälzungslogik an den Letztverbraucher. Auch geht hieraus hervor, dass Batteriespeicher, welche Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, grundsätzlich netzentgeltpflichtig sind - was auch die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs[228] unterstreicht.

[226] Das Zweitarifsystem besteht aus einem Arbeits- und einem Leistungspreis. Für Standardlastprofile werden zumeist keine Leistungspreise veranschlagt, sondern es wird ein entsprechender Grundpreis festgelegt (Agora Energiewende 2017b, 62.).

[227] Je nach Spannungsebene werden die Kosten horizontal sozialisiert und vertikal weitergereicht. Letztverbraucher auf der Höchstspannungsebene zahlen demnach keine vertikal weitergereichten Kosten. Hingegen Letztverbraucher auf der Niederspannungsebene die Kosten nicht weiterwälzen können. Faktisch sind mit dem System Netzbetreiber, außer auf der Höchstspannungsebene, Kunden der vorgelagerten Netzebene. (Agora Energiewende 2017b, 62)

[228] Beschluss vom 17. November 2009, Az. EnVR 56/08.

Bezieht indes der Speicher seinen Strom nicht über ein Energienetz der allgemeinen Versorgung, wird meist kein Netznutzungsvertrag abgeschlossen (§ 20 Abs. 1 und 1a EnWG) und so fallen auch die Netznutzungsentgelte nicht an (u. a. Lietz 2017, 73; FfE 2016a, 11). Faktisch bedeutet dies für die systemischen Einbindungen eines Speichers, dass kein entsprechender Netzentgeltanspruch besteht, wenn der Stromspeicher sich nicht über das öffentliche Netz belädt (Fall 1 und 2). Auch für Fall 3 fallen demnach nur bei der Einspeisung in den Stromspeicher Netzentgelte an.

Für Speicher im Netz (Fall 4) sehen gesetzliche Regelungen zwei Ausnahmen vor: zum einen die 2011 geschaffene Übergangsregelung nach § 118 Abs. 6 EnWG[229] und zum anderen die vergleichsweise neue Regelung in § 19 Abs. 4 StromNEV.[230] Die erste Festlegung besagt, dass Stromspeicher, welche ab 4. August 2011 und innerhalb von 15 Jahren in Betrieb gehen, für 20 Jahre ab Inbetriebnahme vollständig von der Netzentgeltzahlung befreit sind.[231] Voraussetzung ist eine Rückspeisung in dasselbe Netz (§ 118 Abs. 6 EnWG). Diese Regelung führte der Gesetzgeber als Reaktion auf die Festlegung 2008 der Bundesnetzagentur und der Rechtsprechung des Oberlandesgerichts Düsseldorf[232] ein, welche seither Stromspeicher beim Einspeichern als netzentgeltpflichtig einstufen (Lietz 2017, 74 f.).

Fallen Stromspeicher nicht unter die erste zeitlich begrenzte Regelung, sind im Zuge der zweiten Bestimmung (§ 19 Abs. 4 StromNEV) seit 2016 Netzbetreiber dazu aufgefordert, Speicherbetreibern ein individuelles Netzentgelt bei Wiedereinspeisung ins Netz anzubieten. Dabei entfällt der Arbeitspreis vollständig und nur der Leistungspreisanteil für die Speicherverluste muss entrichtet werden, was einem Leistungsentgelt für Speicherverluste entspricht (Conrads et al. 2017, 5; v. Hesler 2018, 299). Mit der Rückspeiseanforderung in beiden Regelungen stellt der Gesetzgeber sicher, dass prinzipiell einmal jede Strommenge von Netzentgelten belastet wird (Jülch et al. 2017, 115).

Allgemein lässt sich aus den Ausführungen festhalten: Für Batteriespeicher besteht eine grundsätzliche Netzentgeltpflicht beim Bezug des Stroms aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Ausnahmeregelungen existieren bei Rückspeisung in dasselbe Netz. Folglich

[229] Gesetz vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554).
[230] Eingeführt im Rahmen des Strommarktgesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786).
[231] Der Gesetzestext inkludiert seit dem „Dritten Gesetz zur Neuregelung Energiewirtschaftlicher Vorschriften“ vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) auch die Speicherverluste (v. Hesler 2018, 299).
[232] Beschluss vom 9. März 2016 Az. VI-3 Kart 17/15 (V).

entwickelte der Gesetzgeber den Rechtsrahmen insofern weiter, indem er in Form zweier Regelungen für Speicher im Netz ungleiche Wettbewerbsbedingungen abbaute.

b) Netznebenentgelte

Weitere Kosten, welche über die Netzentgelte erhoben werden und folglich bei der Stromentnahme anfallen können, sind die Entgelte für den Messstellenbetrieb mit Messung und Abrechnung, die Konzessionsabgabe, die KWK-Umlage, die Offshore-Umlage, die AbLa-Umlage und die StromNEV-Umlagen (Rodi et al. 2016, 11). Zusammen machen diese, selbst beim Haushaltsstrompreis 2019, einen vergleichsweise geringen Anteil aus (BDEW 2020b, 8).

Technologiespezifische Ausnahmeregelungen existieren mit der Ausnahme bei der KWK- und Offshore-Umlage nicht. Vielmehr wurde die lange strittige Frage, ob die Ausnahmeregelung im § 118 Abs. 6 EnWG nur auf Netzentgelte im engeren Sinn oder auch auf netzentgeltgewälzte Kosten ihre Anwendung findet (u. a. Thomas 2017a, 25; Weyer et al. 2016, 57-62; Rodi et al. 2016, 12 f.), mit dem Beschluss des Bundesgerichtshofs 2017 final geklärt. Hierin heißt es unmissverständlich, dass „der Anspruch auf Befreiung von den Entgelten für den Netzzugang im Sinne des § 118 Abs. 6 EnWG nicht die gesetzlichen Umlagen, die Konzessionsabgaben und die Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung“[233] umfasst. Damit ist eine generelle Befreiung über diesen Regelungstatbestand ausgeschlossen und nur über die jeweiligen gesetzlichen Befreiungstatbestände möglich. Die nächsten Abschnitte untersuchen, mit Ausnahme der Entgelte für die Messung und den Messstellenbetrieb, die einzelnen netzentgeltgewälzten Umlagen und Kosten auf mögliche Ausnahmereglungen.

aa) Konzessionsabgaben

Die Zulässigkeit von Konzessionsabgaben ist bundesrechtlich in § 48 EnWG geregelt. Die Bestimmung beschreibt die Konzessionsabgabe als ein Entgelt, welches Versorgungsunternehmen „zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten“ (§ 48 EnWG). Damit räumt die Abgabe das Benutzungsrecht für öffentliche Verkehrswege zur Verlegung und den Betrieb von Leitungen ein. In einem privatrechtlichen Vertrag legen Gemeinden und Netzbetreiber Abgaben und weitere Einzelheiten fest, welche sich i. d. R. nach den Vorgaben der Konzessionsabgabenverordnung

[233] Beschluss vom 20. Juli 2017 (EnVR 24/16, 1), welcher den Beschluss des Oberlandesgerichts Düsseldorf bestätigt (VI-3 Kart 17/15 (V)) vom 09. März 2016.

(KAV[234]) richten (Agora Energiewende 2017b, 74). Die Verordnung sieht für Speicherstrom keine besonderen Bestimmungen vor, damit ist die Einspeicherung von Strom anderen Sondervertragskunden[235] gleichgestellt.

Findet der Stromtransport außerhalb eines öffentlichen Verkehrswegs statt (u. a. Direktleitungen), muss der Betreiber keine Konzessionsabgabe entrichten (Weyer et al. 2016, 50). Damit entfällt die Abgabe im Fall 1 und 2.

bb) KWK-Umlage

Die KWK-Umlage dient zur Finanzierung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (§ 1 Abs. 1 KWKG). Allgemein zahlt der jeweilige Netzbetreiber an die Erzeuger von KWK-Strom die Zuschläge, welche wiederum ihren Anspruch an den Übertragungsnetzbetreiber weiterreichen können (§ 28 KWKG). Nach Ermittlung einer deutschlandweiten Umlage (§ 26a Abs. 1 KWKG) erfolgt die Wälzung durch den Netzbetreiber (§ 26 Abs. 1 KWKG). Woraus Lietz (2017, 127) schlussfolgert, dass im Falle einer ausbleibenden Netznutzung auch keine Umlage zu entrichten sei – demgemäß entfiele in den Fällen 1 und 2 für Stromspeicher eine entsprechende Umlagelast.

Im Speicherungsfall 4, wenn der Strom den Speicher wieder als Strom verlässt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, entfällt die KWK-Umlage (§ 27b KWKG) entsprechend der EEG-Saldierungsregelungen in § 61l EEG 2017[236] (Conrads et al. 2017, 5).

cc) Offshore-Umlage

Die seit 2013 bestehende Offshore-Umlage gleicht die Ertragsausfälle bei Netzunterbrechungen über 10 Tage und verspäteten Netzanbindungen von Offshore-Windpark-Betreibern aus (§ 17e Abs. 1 EnWG). Die Ausgleichskosten, welche beim Übertragungsnetzbetreiber anfallen, legt die Umlage anteilig auf Letztverbraucher um (§ 17f Abs. 1 EnWG). Der Begriff des Letztverbrauchers (§ 3 Nr. 25 EnWG) normiert nicht eindeutig, ob hierunter auch Strombezieher außerhalb des öffentlichen Netzes prinzipiell die Umlage zu entrichten haben. Allerdings heißt es weiter im Gesetzestext (§ 17f Abs. 1 EnWG), dass die Kosten als Aufschlag auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Folglich kommt dies einer indirekten Befreiung für die

[234] Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV) vom 9. Januar 1992, zuletzt geändert durch Art. 3 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477).
[235] Die KAV differenziert zwischen Tarifkunden (= Kunden von Unternehmen nach §§ 36 und 38 EnWG) und sonstigen Kunden (= Sondervertragskunden), vgl. § 1 Abs. 3 KAV.
[236] Zu dieser Regelung weiter unten unter d.

Fälle 1 und 2 gleich. Zudem finden die Regelungen der §§ 26 bis 28 und 30 KWKG ihre Anwendung. In § 26 Abs. 1 KWKG heißt es dabei ausdrücklich, dass nur Netzbetreiber den Aufschlag in Ansatz bringen können. Folgt man der Schlussfolgerung von Lietz (2017, 127), entfällt die Umlage, wenn keine Netznutzung wie in den Fällen 1 und 2 stattfindet.

Seit dem Sammelgesetz vom Dezember 2018[237] entfällt die Offshore-Umlage beim Strombezug von Speichern vollständig (§ 17f Abs. 5. EnWG i. V. m. § 27b KWKG und § 61l EEG 2017), da auch hier die Saldierungsbestimmungen des § 61l EEG 2017 entsprechend ihre Anwendung finden. Damit ist auch im Fall 4 keine Umlage mehr zu entrichten.

dd) AbLa-Umlage

Die AbLa-Umlage geht aus der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)[238] hervor: Kontrahierte Abschaltleistungen soll das Stromnetz im Falle von Frequenzschwankungen stabilisieren (FfE 2016a, 17). Die Kosten der Vorhaltung (Leistungspreise) legt der Übertragungsnetzbetreiber auf die Letztverbraucher um (§ 18 AbLaV). Folgt man den Ausführungen aus dem vorherigen Abschnitt, entfällt die Umlage bei Nicht-Netznutzung (§ 26 Abs. 1 KWKG). Anderenfalls liegen bisher keine weiteren Befreiungstatbestände vor (Doderer und Schäfer-Stradowsky 2018, 15). Folglich ist die Umlage zum Zweck der Zwischenspeicherung in voller Höhe im Fall 4 zu entrichten.

ee) StromNEV-Umlage

Die StromNEV-Umlage ergibt sich aus der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV),[239] wonach Netzbetreiber bestimmten Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten haben (§ 19 Abs. 2 StromNEV). Die Mindereinnahmen geben die Netzbetreiber als Aufschlag an die Letztverbraucher ohne Privilegierung weiter. Auch hier erfolgt die Umlage nach dem Verfahren der §§ 26, 28 und 30 KWKG (Lietz 2017, 125). Hieraus lässt sich folgern, dass bei Nichtnetznutzung keine Umlage anfällt. Andernfalls, also bei einem Speicher mit Netzbezug, ist die Umlage zu entrichten.

Im Ergebnis fallen Netznebenentgelte, selbst im Falle eines gesetzlichen Befreiungstatbestands bei den Netzentgelten, für Batteriespeicher grundsätzlich an. Jedoch ausschließlich, wenn der

[237] Gesetz vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549).
[238] Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV) vom 16. August 2016, zuletzt geändert durch Art. 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106).
[239] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005, zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935).

Speicher sich über das öffentliche Netz belädt. Bei der KWK-Umlage und seit 2017 bei der Offshore-Umlage entfallen die Umlagen bei Rückverstromung. Indes für die Konzessionsabgabe, die StromNEV-Umlage und der AbLa-Umlage gibt es keine Ausnahmeregelungen bei der Zwischenspeicherung im Netz und sie sind daher in voller Höhe zu entrichten. Hieraus ergeben sich spezifische Nachteile gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb.

c) Stromsteuer

Das „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“,[240] kurz Ökosteuer, von 1999 führte die Stromsteuer als Verbrauchssteuer ein (FfE 2016a, 13). Regelungen für die Stromsteuer finden sich im Stromsteuergesetz (StromStG)[241] und der Stromsteuerverordnung (StromStV).[242] Laut § 5 Abs. 1 StromStG ist der Endverbraucher steuerpflichtig, wenn dieser entweder Strom aus dem Versorgungsnetz bezieht oder bei Eigenerzeugung im Falle eines Selbstverbrauchs. Ohne gesetzlich verankerten Ausnahmetatbestand sind damit grundsätzlich alle Stromverbraucher, auch die ohne Netzbezug, zur Zahlung der Stromsteuer verpflichtet. Steuerschuldner ist der Stromerzeuger (Versorger oder Eigenerzeuger gemäß § 5 Abs. 1 StromStG), welcher diese Zahlung i. d. R. an den Endkunden vertraglich weiterreicht (Conrads et al. 2017, 5). Die Stromsteuer ist generell eine Entnahmesteuer (pro bezogener kWh), auch Mengensteuer genannt, und beträgt seither 2,05 EURO-Cent pro kWh (Agora Energiewende 2017b, 73). Damit fällt diese unabhängig vom Produkt an, also auch dann, wenn u. a. Strombörsenpreise negativ sind (Doderer und Schäfer-Stradowsky 2018, 26).

Eine technologiespezifische Ausnahmeregelung[243] führte der Gesetzgeber mit der seit 1. Januar 2018 geltenden Bestimmung des § 5 Abs. 4 StromStG ein. Nunmehr sind stationäre Batteriespeicher als Teil des Versorgungsnetzes zu sehen, wenn eine Rückeinspeisung am selben Netzpunkt erfolgt. Mit dieser Zuordnung stellen stationäre Batteriespeicher mit dem entsprechenden Betriebsmodus im Fall 4 faktisch keine Endverbraucher mehr dar und sind folglich nicht mehr stromsteuerpflichtig. Dem vorausgegangen war eine vielfach diskutierte unklare Rechtslage: Rechtlich erörtert wurde, ob der Ausnahmetatbestand für Pumpspeicher nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i. V. m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV auch auf Batteriespeicher anwendbar sei (u. a. Thomas 2017a, 27; FfE 2016a, 14; Pape et al. 2014, 102). Mit der neuen

[240] Gesetz vom 16. Dezember 1999 (BGBl. I S. 2432).
[241] Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378), zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2019 (BGBl. I S. 856).
[242] Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung – StromStV) vom 31. Mai 2000, zuletzt geändert durch Art. 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2019 (BGBl. I S. 856).
[243] Gesetz vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299).

Regelung sind kleine wie große Batteriespeicher von der Stromsteuer befreit. Hiermit kann bei dieser Verbrauchsabgabe von ausgeglichenen Wettbewerbsbedingungen bezüglich großen und kleinen Batteriespeichern ausgegangen werden. Von der Ausnahmeregelung nicht erfasst sind Systemkonstellationen in Fall 1 bis 3.

Für diese Fälle mit einer räumlichen Nähe gab es bis zum Änderungsgesetz 2019[244] zwei eindeutige Regelungen. Zum einen entfiel die Steuer beim Strombezug, welcher aus einem ausschließlich mit EE gespeisten Netz oder einer entsprechenden Direktleitung entnommen wurde (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG a. F.). Zum anderen bestand für Anlagen bis zu 2 MW elektrischer Nennleistung eine Steuerbefreiung, soweit dieser Strom „vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“ oder „von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen“ (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG a. F.). Diese beiden Regelungen führten in den Fällen 1 bis 3 zu keinen Doppelbelastungen.

Um eine Konformität mit dem europäischen Beihilferecht sicherzustellen (BT-Drs. 19/9297, 1), änderte der Gesetzgeber diese klare Regelung. Nunmehr sehen die Bestimmungen folgende Ausnahmefälle vor:

- Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG kann eine Stromsteuerbefreiung geltend gemacht werden, wenn „Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird“. Diese Regelung setzt voraus, dass erstens der Betreiber von Erzeugungsanlage und Speicher identisch ist und zweitens, dass der Speicher nur durch die betreffende Erzeugungsanlage gespeist werden darf.
- Nach § 9 Abs. 1 Nr. ist eine Befreiung möglich, wenn der „Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt“ aus EE oder hocheffizienten KWK-Anlagen „mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird“ und wenn dieser vom „Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“ oder „von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen“.

[244] Gesetz vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856).

Mit dieser Regelung sind Fall 1 und 2 mit einer EE-Erzeugungsanlage bis 2 MW von der Stromsteuer befreit, wenn Anlagen in hinreichender räumlicher Nähe zueinander betrieben werden. Damit entfällt die Stromsteuerbefreiung beim Endverbraucher im Falle eines Energie- und Lastmanagements (Fall 3). Möglicherweise war dem Gesetzgeber die Wirkung auf Speicher bei der Gesetzesänderung nicht bewusst, dies verdeutlicht aber, dass über komplexe Ausnahmetatbestände und deren Änderungen Nachteile für Technologien entstehen können. Derartige Regelungsprobleme lassen sich nur mit einer grundsätzlichen Regelung über eine eindeutige Akteursrolle für Stromspeicher vermeiden.

Aus den Ausführungen zur Stromsteuer folgt, dass grundsätzlich jeglicher Stromverbrauch zunächst stromsteuerpflichtig ist. Ausnahmen für Speicher bestehen bei der systemischen Einbindung in Fall 1 und 2 bis zu einem bestimmten Schwellenwert und in Kombination mit einer oder mehreren EE-Erzeugungsanlagen in räumlicher Nähe. Auch im Fall 4 sieht das Gesetz eine technologiespezifische Regelung für stationäre Batteriespeicher bei Wiedereinspeisung ins Netz vor. Für Fall 3 bestehen keine spezifischen Regelungen. Folglich sehen sich derartige Systemkonfigurationen mit einer Doppelbelastung konfrontiert, woraus sich spezifische Nachteile im Wettbewerb ergeben können.

d) EEG-Umlage

Die EEG-Umlage teilfinanziert die EEG-vergütete Stromerzeugung. Hierdurch werden allgemein die Kosten gewälzt, welche sich zwischen Börsenerträgen und den von den Übertragungsnetzbetreibern zu leistenden Vergütungen entstehen.[245] Grundsätzlich besteht heute der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen, welche Strom an Letztverbraucher liefern (§ 60 Abs. 1 EEG 2017). Letztverbraucher ist gemäß der Legaldefinition in § 3 Nr. 33 EEG 2017 „jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht“. Folglich fällt die EEG-Umlage unabhängig von der systemischen Einbettung für jede verbrauchte kWh an, was das Urteil des Bundesgerichtshofs[246] von 2009 bekräftigt.

Mit der allgemeinen Einteilung von Stromspeichern als Letztverbraucher[247] im EEG besteht hier eine grundsätzliche EEG-Umlagepflicht. Um eine doppelte Entrichtung der EEG-Umlage

[245] Dieser Wälzungsmechanismus wurde 2009 mit der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) geschaffen. Bis zu diesem Zeitpunkt waren die Stromversorgungsunternehmen verpflichtet, mittels einer EEG-Quote den Strom den Übertragungsnetzbetreibern abzunehmen (Hazrat 2017, 136).
[246] BGH-Urteil vom 9. Dezember 2009 (Az. VIII ZR 35/09).
[247] Eingehend Teil C Abschnitt 3.1.1.

bei Speichern zu vermeiden, existiert seit der EEG-Novelle von 2012 ein technologiespezifischer Befreiungstatbestand (FfE 2016a, 15): Die EEG-Umlage entfällt bei der Einspeicherung, wenn eine zeitlich verzögerte Rückverstromung in dasselbe Netz erfolgt (§ 37 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012).[248] Auch im EEG von 2014 blieb dieser Grundsatz zur EEG-Umlagebefreiung bestehen (§ 60 Abs. 3 EEG 2014). Damit war nur Fall 4 von der EEG-Umlage befreit.

Die EEG-Novellierung 2017 verbesserte die ungleiche Behandlung von Stromspeicherung in den anderen Nutzungsfällen. Die neue Regelung sieht vor den eingespeicherten Strom mit dem ausgespeicherten Strom zu saldieren. Hierzu heißt es in § 61l Abs. 1 EEG 2017, dass sich für Strom, „der in einer Saldierungsperiode zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird", der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage „in dieser Saldierungsperiode in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage für Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, gezahlt wird, höchstens aber auf null" verringert. Damit entfällt die EEG-Umlage bei der Einspeicherung, und auch Speicherverluste befreit die Regelung von der EEG-Umlage (§ 61l Abs. 1 Satz 3 EEG 2017).

Erfasst werden die von der EEG-Umlage befreiten Strommengen in sogenannten Saldierungsperioden, welche prinzipiell auf ein Kalenderjahr festgesetzt sind, außer im Falle von Mischformen zwischen Netzeinspeisung und Eigenversorgung verkürzt sich die Periode auf einen Kalendermonat (§ 61l Abs. 1a EEG 2017). Für beide Betriebsvarianten liegt ein Schwellenwert vor, der die umlagebefreite Strommenge auf 500 kWh je installierte kWh Speicherkapazität begrenzt (§ 61l Abs. 1a S. 3 EEG 2017).[249] Die Nachweispflicht u. a. durch entsprechende Messeinrichtungen liegt dabei beim Stromspeicherbetreiber (§ 61l Abs. 1b EEG 2017). Mit der Novellierung des EEG 2017 hat der Gesetzgeber nunmehr sichergestellt, dass die EEG-Umlage nur einmal pro Strommenge anfällt (BT-Drs. 18/10668, 145). Allerdings führt die Befreiung zu einem erheblichen Mehraufwand beim Mess- und Bilanzierungskonzept.

Zusammengenommen sind kleine wie große Speicher sowie Speicher vor und nach dem Zähler mit der neuen Regelung bis zu einem gewissen Schwellenwert von der EEG-Umlage befreit.

[248] Urfassung: Durch Art. 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (BGBl. I S. 1634) wurde das EEG 2009 zum 1. Januar 2012 geändert *(*EEG 2012).

[249] Gesetzlich nicht eindeutig ist hier, was unter Speicherkapazität gemeint ist: Bezieht sich die Angabe auf den Speicherinput oder -output.

Einziges Hindernis für kleinere Speicherprojekte könnte der vergleichsweise hohe Nachweisaufwand darstellen.

e) Zwischenergebnis

Prinzipiell folgt aus den Ausführungen zu den staatlich veranlassten oder regulierten Belastungstatbeständen, dass Batteriespeicher bei der Einspeicherung aufgrund der gesetzlichen Einordnung als Letztverbraucher sich mit den vorherrschenden Belastungstatbeständen konfrontiert sehen. Mit den anfallenden Stromnebenkosten entsteht zunächst eine generelle Doppelbelastung über die Einspeicherung. Auf diese Weise sind Stromspeicher gegenüber anderen Flexibilitätsakteuren benachteiligt. Anstelle einer Klarstellung über eine Legaldefinition führte der Gesetzgeber diverse Ausnahmetatbestände bei den einschlägigen Belastungen ein: jüngst Netzentgelte (2016: § 19 Abs. 4 StromNEV), EEG- und KWK-Umlage (2017: § 61l EEG), Stromsteuer (2018: § 5 Abs. 4 StromStG) und Offshore-Umlage (2019: § 17f Abs. 5 EnWG). Diese Rechtsentwicklung hob fragmentarisch die unzutreffende Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher auf und glich Wettbewerbsbedingungen an. Allerdings sind die Befreiungstatbestände komplex und bauen damit indirekte Barrieren auf. Auch können möglicherweise ungewollte Barrieren, wie im Falle der Stromsteuer beim Last- und Energiemanagement, entstehen. Darüber hinaus vollzog sich der Rechtsentwicklungsprozess verstärkt erst in den letzten Jahren, womit sich der Rechtsrahmen eher an die technologische Entwicklung anpasste, anstatt einen Innovationsrahmen zur Entwicklung bereitzustellen.

Bei den Netznebenentgelten allerdings, mit Ausnahme der KWK- und Offshore-Umlage, existieren bis dato nur Ausnahmetatbestände, welche auf die Netzeinbindung im Fall 1 und 2 abzielen. Folglich sind netzgekoppelte Batteriespeicher bei den Netznebenentgelten nach wie vor mit Doppelbelastungen konfrontiert – selbst bei einem systemdienlichen Einsatz wie der Spannungshaltung (Teschner, 20), was eine klare Ungleichheit der Wettbewerbsbedingungen gegenüber konventionellen Kraftwerken als vorherrschender Anbieter in diesem Segment darstellt.

3.2 Rahmen für die Nutzung von Speicherstrom

Aufbauend auf den in Teil B Abschnitt 1.2 möglichen Anwendungsfeldern für stationäre Batteriespeicher im Stromsektor widmet sich dieser Untersuchungsschritt den spezifischen Nutzungsstrukturen. Der Untersuchungsteil zielt darauf ab, Nutzungsbedingungen aufzuzeigen

und in diesem Zusammenhang hemmende oder anreizende Faktoren für netz-, system- oder marktliche Flexibilität mit Batteriespeichern zu identifizieren.

Dabei hängt die jeweilige Nutzungsumgebung mittel- oder unmittelbar von vielen Institutionen, Gesetzen und Regelungen ab. Aus diesem Grund greift die Analyse nur die wesentlichen Elemente des Ordnungsgefüges, welche einen signifikanten Einfluss auf die Nutzungsumgebung haben, auf. Dies führt an einigen Stellen zu Vereinfachungen oder der ausschließlichen Betrachtung von Teilaspekten.

Zunächst liegt der Fokus der folgenden Ausführungen auf den im Handlungsbereich der Netzbetreiber befindlichen netz- und systemdienlichen Nutzungsbereich (Abschnitt 3.2.1). Die daran anschließenden Teile analysieren das Ordnungsgefüge für den Nutzen von Speicherstrom im Rahmen der Marktflexibilisierung sowohl beim Endverbraucher (Abschnitt 3.2.2) als auch bei der Erzeugung und im Handel (Abschnitt 3.2.3).

3.2.1 Nutzungsrahmen im Netzbereich

Der Aufgabenbereich der deutschen Netzbetreiber[250] erstreckt sich, wie bereits in Teil C Abschnitt 1.3 beschrieben, über fünf Bereiche:

1. Infrastrukturbereitstellung durch entsprechende Netzkapazitäten, um Handel und Belieferung von Strom zu ermöglichen
2. Systemverantwortung, um einen sicheren Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten
3. Organisatorische Abwicklung der Stromübertragung als Bilanzkreiskoordinator
4. Koordinationsaufgabe im Bereich der KWKG- und EEG-Stromerzeugung
5. Berichtspflichten

Relevant für die Nutzung von Speicherstrom sind die beiden ersten Aufgabenbereiche Infrastrukturbereitstellung, Netz- und Systembetrieb, die diese Untersuchung auch als Netz- und Systemflexibilisierung bezeichnet.[251] Die folgenden Ausführungen gehen zunächst auf systemdienlichen, also ortsunabhängigen, und anschließend auf die netzdienlichen und damit ortsabhängigen Nutzungsbedingungen ein.

a) Frequenzhaltung

Die Systemfrequenz von 50 Hz ist für Deutschland und auch für das kontinentaleuropäische Verbundnetz der Sollwert der Netzfrequenz (Zapf 2017, 45). Für die Frequenzhaltung kann der

[250] Für Verteilnetzbetreiber ist der Aufgabenbereich etwas eingeschränkter und umfasst nur Punkt 1 und 2 und teilweise 5.
[251] Ausführliche Betrachtung Teil B Abschnitt 1.1 und 1.2.

Netzbetreiber je nach zeitlichem Auftreten des Ungleichgewichts auf drei Dienstleistungen zurückgreifen:

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität[252], um Frequenzgradienten zu begrenzen.
2. Europäische Frequenz-Leistungs-Regelung.
3. Zusätzlich gebildete Reserven für längerfristige Ungleichgewichte.

Die Trägheit der lokalen Netzstabilität wird bisher unentgeltlich von konventionellen Großkraftwerken erbracht und stellt bisher keine Dienstleistung dar (Meister 2017, 261). Daher betrachtet hier die Analyse diese Frequenzhaltungsmaßnahme nicht weiter. Auf die Bildung von Reserven geht ein extra Abschnitt beim Engpassmanagement ein. Folglich betrachten die folgenden Ausführungen ausschließlich die Frequenz-Leistungs-Regelung.

Bei Überschreitung des Toleranzbereiches von +/- 200 MHz (auftretender Überspeisung oder Unterdeckung im Verbundnetz) kooperieren die kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber mittels eines einheitlichen Regelungsverfahrens, der sogenannten Frequenz-Leistungs-Regelung, und halten zur Frequenzstabilisierung permanent positive (bei fehlendem Angebot bzw. bei Unterspeisung) und negative (bei Überangebot bzw. Überspeisung) Regelleistung vor (u. a. Kocevar und Wendiggensen 2015, 86). Dieses Verfahren zur Frequenzstabilisierung im Verbundnetz läuft in drei kaskadierten und abgestimmten Stufen ab, welche nach Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschiedliche Funktionen und spezifische Eigenschaften aufweisen.[253]

Die vergleichsweisen neuen europäischen Leitlinien (GL-SO und GL-EB) fassen diese drei Regelenergiearten begrifflich neu: Die Primärregelleistung (PRL) erhält den Namen Frequenzerhaltungsreserve (Frequency Containment Reserve, FCR) und Sekundär- sowie Tertiärregelleistung werden als Frequenzwiederherstellungsreserven (Frequency Restoration Reserve, FRR) zusammengefasst. Allerdings differenzieren die europarechtlichen Bestimmungen die Frequenzwiederherstellungsreserven nach automatischer Aktivierung (aFRR) durch Leistungs-Frequenz-Regler, was der Sekundärregelleistung (SRL) entspricht, und manueller Aktivierung (mFRR), was der Tertiär- bzw. Minutenreserveleistung (MRL) gleichkommt (50 Hertz et al. 2017, 7).

[252] Die Arbeit verwendet diese Begrifflichkeit, weil sie sich so im 4. Energiepaket findet. Geläufiger im innerdeutschen Kontext ist die Bezeichnung Momentanreserve (Meister 2017, 25).
[253] Weiterführende Ausführungen finden sich in u. a. BNetzA (2019d, 203).

Die Veränderungen der Nutzungsumgebung im Regelenergiebereich verliefen sehr dynamisch: Sowohl europarechtliche Vorgaben als auch eine normative und administrative Rechtsentwicklung in Deutschland selbst trugen zur Entwicklung bei.

Die erste EU-Binnenmarktrichtlinie (EltRL 1996) schrieb zwar dem Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe zu, für alle unentbehrlichen Hilfsdienste zu sorgen (Art. 7 Abs. 3 EltRL 1996), jedoch enthielt die Richtlinie keine weiteren Ausführungen über Erbringungsarten und -formen dieser Hilfsdienste. Auch das im Zuge der Binnenmarktrichtlinie neu gefasste EnWG von 1998[254] macht hierzu keine konkretisierenden Angaben. Vielmehr finden sich erste Regelungen zur Beschaffung und zum Zugang für die Frequenzhaltung in den Verbändevereinbarungen (VV Strom I) von 1998, der Verbändevereinbarungen (VV Strom II) von 1999 und Verbändevereinbarungen (VV Strom II plus) von 2001 sowie im GridCode 1998, GridCode 2000 und TransmissionCode 2003 (Meister 2017, 57-83; BBH 2003, 9–15; Jendrian 2002, 74-80). Folglich beruhte die erste Rahmensetzung dieser Systemdienstleistung auf privatwirtschaftlichen Regelwerken.

Mit einer Auflage im Rahmen eines Fusionskontrollverfahrens[255] von RWE/VEW (Az: B8-40000-U-309/99) des Bundeskartellamts im Jahr 2000, führten die Übertragungsnetzbetreiber die marktbasierte Form der Regelenergiebeschaffung ein. Zuvor stellten i. d. R. in den jeweiligen vertikalintegrierten Energieversorgungsunternehmen zugeordnete Kraftwerke Regelenergie bereit (Filzek et al. 2013, 72). Der Kartellamtsbeschluss umfasste Vorgaben sowohl zur Beschaffung und Abrechnung als auch zum Marktzugang.[256] Damit schufen im Ergebnis die Fusionsauflagen des Bundeskartellamts die Grundlage des heutigen Regelleistungsmarktes.

Durch ein weiteres Fusionsvorhaben und weiteren Verfahren des Bundeskartellamts führten alle Übertragungsnetzbetreiber 2002 die marktbasierte Form der Regelenergiebeschaffung ein (BBH 2003, 9). Die Beschlussziele eines diskriminierungsfreien Regelenergiemarktes mit Effizienzeffekten traten über die marktbasierte Beschaffung zunächst nicht ein. So konstatierte Nailis (2006, 58 f.) aufgrund eines Bietermangels eine geringfügige Liquidität auf den Märkten,

[254] Gesetz vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730).
[255] Im Zuge des Verfahrens stellte das Bundeskartellamt fest, dass in allen Formen der Regelenergiebeschaffung erhebliche monopolistische Marktmachtstrukturen in den jeweiligen Regelzonen vorhanden waren (BBH 2003, 5-9).
[256] Die Vorgaben sahen vor, PRL und SRL für sechs Monate und MRL auf Tagesbasis auszuschreiben. Der unausgeglichene Bilanzkreis war in Form einer Arbeitspreisabrechnung nach in Anspruch genommener SRL und MRL zu belasten. Darüber hinaus enthielt der Beschluss die Anforderung, ein öffentliches Präqualifikationsverfahren zu etablieren.

die er insbesondere auf unterschiedliche Präqualifikationsbedingungen mit hohen Anforderungen und ungleichen Ausschreibungsrahmenbedingungen in den einzelnen Regelzonen zurückführte. Damit etablierte sich zwar vergleichsweise früh anhand administrativer Vorgaben die marktbasierte Form der Regelenergiebeschaffung, jedoch ohne richtiges Marktgeschehen. Damit lässt sich der damalige Regelenergiemarkt als ein bilateraler und oligopolistischer Markt ohne wirklichen Wettbewerb beschreiben.

Zuweilen vor diesem Hintergrund, welcher u. a. aus dem Erwägungsgrund (17) EltRL 2003 hervorgeht, regelte diese Beschleunigungsrichtlinie des 2. Energiepaktes erstmalig umfassend den Bereich der Ausgleichsenergie. Die Richtlinie konkretisierte zum einen die Pflichten von Übertragungsnetzbetreibern, Regelenergie nach objektiven, transparenten und nicht-diskriminierenden Regelungen zu beschaffen (Art. 11 Abs. 7 EltRL 2003). Zum anderen regelte sie Befugnisse neu, indem die Richtlinie die neu geschaffene Regulierungsbehörde befähigte Beschaffungsbedingungen zu genehmigen oder falls erforderlich zu ändern (Art. 23 Abs. 2 EltRL 2003). Auf diese Weise schrieb die zweite Binnenmarktrichtlinie den national einzurichtenden Behörden die Regulierungskompetenz bei der Beschaffung zu und verankerte damit die Rechtsentwicklung vornehmlich auf administrative Ebene.

An diesen Regelungen änderte die dritte Binnenmarktrichtlinie EltRL 2009 nichts Grundsätzliches. Stattdessen enthielt das 3. Energiepaket einschlägige Ermächtigungen, Einzelheiten durch ergänzende Ausführungsakte selbst zu regeln. Für den Regelenergiebereich entstanden, wie bereits einführend erwähnt, zwei Leitlinien (GL-SO und GL-EB). Aufgrund der Tatsache, dass sich hieraus eine Vielzahl an Änderungen ergeben und sich Teile der Leitlinienvorgaben noch über 2019 hinaus in der Umsetzung befinden, betrachtet ein extra Abschnitt weiter unten die Bestimmungen in ihrer Wirkung auf die Frequenzregelung.

Die für den Regelenergiebereich einschlägigen Bestimmungen finden sich im deutschen Energierecht in den §§ 22 und 23 im EnWG und §§ 6 bis 11 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)[257]. Diese rechtlichen Bestimmungen normieren drei wesentliche Punkte: die Beschaffung, die Pflicht zur Kooperation und den Marktzugang. Die folgenden Ausführungen betrachten diese drei Aspekte in ihrer entsprechenden Rechtsentwicklung in getrennten Abschnitten.

[257] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Art. 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

aa) Beschaffung

Die allgemeinen Rechtsvorschriften des § 22 EnWG zur Beschaffung von Regelenergie konkretisieren §§ 6, 7, 27 und 30 StromNZV. Sie legen grobe Ausschreibungs-[258] und Abrufbedingungen[259] fest, bestimmen Startzeitpunkte[260] für die Ausschreibung über eine Internetplattform und bekräftigen die Kompetenz der Bundesnetzagentur, Beschaffungsmodalitäten zu bestimmen und zu ändern. Aufgrund der eher geringen Anforderungen in den Rechtsakten selbst besitzt die Bundesnetzagentur einen weitgefassten Festlegungsspielraum in Beschaffungsbelangen.

Diese Gestaltungskompetenz nahm die Bundesnetzagentur mit diversen Beschlüssen durchaus wahr und veränderte die Beschaffung von Regelenergie wesentlich. Tabelle 13 führt die Beschlüsse der Bundesnetzagentur zusammen.

Aus Tabelle 13 geht hervor, dass die Bundesnetzagentur in ihren ersten Beschlüssen (BK6-06-012, BK6-06-066 und BK6-06-065) insbesondere einheitliche Beschaffungsmodalitäten festlegte und in der Folge einen transparenteren Markt schuf. Seitdem handelt es sich bei der Regelleistungsbeschaffung um pay-as-bid-Märkte, in denen jeder Anbieter für seine Angebotsscheibe einen Leistungspreis für die Vorhaltung benennt, und beginnend mit dem niedrigsten Leistungspreis erhalten alle Gebote bis zur Deckung des jeweiligen Regelleistungsbedarfs einen Zuschlag. Für SRL und MRL, als differenziertes Produkt (Bedarfsausschreibung getrennt nach positiver und negativer Regelleistung), geben die Anbieter für den Fall eines Abrufs zudem einen Arbeitspreis an, der im Bedarfsfall die Abrufreihenfolge bestimmt (Consentec 2014, 21-23). Allerdings sind die Arbeitspreise nicht maßgebend für den Zuschlag.

Mit den Folgebeschlüssen (BK6-10-099, BK6-15-159, BK6-10-98, BK6-15-158, BK6-10-097) strebte die Bundesnetzagentur, neben einer weiteren Wettbewerbsintensivierung, erstmals explizit das Ziel an, Märkte für neue Technologien zu öffnen (u. a. BNetzA 2011, 112; BNetzA 2017e, 37 f.). Um diese Ziele zu erreichen, sahen die Beschlüsse u. a. die Möglichkeit der Poolung, kleinere Mindestgebotsgrößen und verkürzter Lieferzeiträume vor.

[258] Laut § 6 StromNZV ist Primärregelleistungen als undifferenziertes Produkt und sowohl Sekundär- als auch Tertiärregelleistung als differenziertes Produkt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf auszuschreiben.
[259] Entsprechend § 7 StromNZV muss der Abruf einzelner Anbieter anhand der Angebotskurven erfolgen.
[260] In § 30 Abs. 2 StromNZV ist der Start der gemeinsamen Ausschreibung für Tertiärregelung ab dem 1. Januar 2006 sowie für Primär- und Sekundärregelung ab dem 1. Juli. 2006 vorgesehen.

Zu einer weiteren Anpassung, allerdings ohne direkten Bezug zur Technologieöffnung, sah sich die Bundesnetzagentur genötigt, um das Auftreten von hohen Arbeitspreisen zu verhindern (BNetzA 2018d, 195). Zunächst begrenzte diese die Arbeitspreise für SRL und MRL auf maximal +/- 9.999 €/MWh (Kern und von Roon 2019). Darüber hinaus stellte sie mit den Beschlüssen BH6-18-020 und BK6-18-019 für SRL und MRL das Zuschlagsverfahren auf ein Mischpreisverfahren[261] um. Im Zuge einer Unternehmensklage, welche diese Vergabepraxis als Wettbewerbsverzerrung zugunsten konventioneller Kraftwerke einstufte (Stahl 2019), hob das Oberlandesgericht Düsseldorf[262] das Verfahren allerdings mit sofortiger Wirkung auf, und die Vergabe kehrte zur alten Zuschlagspraxis zurück.

[261] Das Mischpreisverfahren setzt sich aus der Rangfolge der Angebote gemäß dem Leistungspreis und dem gewichteten Arbeitspreis zusammen. Ein Gewichtungsfaktor bestimmt dabei, wie stark der Arbeitspreis in das Verfahren einfließt.
[262] Beschluss vom 22. Juli 2019 (3 Kart 806/18 (V)).

Minutenreserveleistung (MRL)		**2006 (BK6-06-012)**	**2011 (BK6-10-099)**	**2017 (BK6-15-159)**	**2018 (BK6-18-020)**
	Ausschreibungszeitraum	werktäglich		kalendertäglich	
	Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. 10 Uhr			
	Produktzeitscheibe	6 x 4 Stundenblöcke			
	Produktdifferenzierung	positiv/negativ			
	Mindestgebotsgröße	15 MW	5 MW	5 MW (Abweichungen nach unten möglich)	
	Angebotsinkrement	1 MW			
	Vergabekriterium	Leistungspreis (Merit-Order)			Mischpreisverfahren
	Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis (Pay-as-bid)			
	Poolung		gleiche RZ		
Sekundärregelleistung (SRL)		**2007 (BK6-06-066)**	**2011 (BK6-10-98)**	**2017 (BK6-15-158)**	**2018 (BK-18-019)**
	Ausschreibungszeitraum	monatlich	wöchentlich	kalendertäglich	
	Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. Monatsanfang	i. d. R. mittwochs	i. d. R. 10 Uhr	
	Produktzeitscheibe	HT: Mo-Fr. 8-20 h, NT: restliche Zeit		6 x 4 Stundenblöcke	
	Produktdifferenzierung	positiv/negativ			
	Mindestgebotsgröße	10 MW	5 MW	5 MW (Abweichungen möglich)	
	Angebotsinkrement	1 MW			
	Vergabekriterium	Leistungspreis (Merit-Order)			Mischpreisverfahren
	Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis (Pay-as-bid)			
	Poolung		gleiche RZ		
Primärregelleistung (PRL)		**2007 (BK6-06-065)**		**2011 (BK6-10-097)**	
	Ausschreibungszeitraum	monatlich		wöchentlich	
	Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. Monatsanfang		i. d. R. dienstags	
	Produktzeitscheibe	keine (gesamter Monat)		keine (gesamte Woche)	
	Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)		keine (symmetrisches Produkt)	
	Mindestgebotsgröße	10 MW (+/-5 MW)		(+/- 1 MW)	
	Angebotsinkrement	1 MW		1 MW	
	Vergabekriterium	Leistungspreis (Merit-Order)		Leistungspreis (Merit-Order)	
	Vergütung	Leistungspreis		Leistungspreis	
	Poolung			gleiche RZ	

Tabelle 13: Entwicklung der Beschaffungsmerkmale deutscher Regelleistungsarten; Quelle: eigene Darstellung

Im Ergebnis entwickelte sich durch die Änderungen der Beschaffungsbestimmungen der deutsche Regelleistungsmarkt von einem stark erzeugerseitig geprägten Markt, welcher auf Großkraftwerke im Grundlastbetrieb ausgelegt war, zu einem tendenziell technologieoffeneren Markt, welcher über verkürzte Lieferzeiträume, kleineren Losgrößen und der Möglichkeit zur Poolung Marktchancen für neue Anbieter öffnete (Fleer et al. 2017, 145). Für den Einsatz von Batteriespeichern im Primärregelleistungsbereich erscheint der Beschluss BK6-10-097 im Jahr 2011 entscheidend zu sein. Wohl mit einem gewissen planerischen Zeitversatz, so die Auswertungsergebnisse Bottom-up-Analyse in Abschnitt 2 der Fallstudie, kamen ab 2013 vermehrt Batteriespeicher in diesem Nischenmarkt zum Einsatz.[263]

[263] Ausführliche Betrachtung s. Teil C Abschnitt 2.1.2.

bb) Zusammenarbeit

Gesetzlich normiert ist die Zusammenarbeitspflicht der Netzbetreiber allein im EnWG (§ 22 Abs. 1 EnWG). Damit existiert im Grundsatz keine explizite Regelung, welche die Regulierungsbehörde befugt, an dieser Stelle tätig zu werden. Allerdings auch ohne explizite gesetzliche Ermächtigung[264] schlossen sich auf der Grundlage der Entscheidung der Bundesnetzagentur (BK6-08-111) alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu einem Netzregelverbund (NRV) zusammen (BNetzA 2011, 109).

Das Beschlusskonzept zum Netzregelverbund forderte Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von vier Modulen zu einer intensiveren Zusammenarbeit auf (Scherer und Geissler 2012, 27). Das erste Modul des Konzeptes sieht eine datentechnische Verknüpfung der Netzbetreiber vor, um eine gegenläufige Regelleistungsaktivierung zu verhindern. Im zweiten Modul erfolgt eine gemeinsame Regelleistungsdimensionierung. Die gemeinsame Beschaffung von Regelleistung aller Netzbetreiber ist Inhalt des Moduls drei. Das Modul vier fordert schließlich eine einheitliche Abrufliste sowohl bei der Regelleistungsdimensionierung als auch bei der -beschaffung und kostenoptimalen Aktivierung.

Mit der Entscheidung zum mehrstufigen Netzregelverbund verfolgte die Bundesnetzagentur mehrere Ziele: Zum einen ermöglicht der Netzregelverbund einen stärkeren Wettbewerb auf Teilmärkten, ferner lässt sich hierdurch Vorhaltung an Regelleistung reduzieren und ein einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis ermitteln (BNetzA 2010b, 202, 2011, 109).

Laut Bundesnetzagentur sind mit der Umsetzung aller vier Module des Netzregelverbundes seit 2011 die Effizienzsteigerungsmöglichkeiten in der Zusammenarbeit der vier deutschen Regelzonen ausgeschöpft, allerdings erlaubt der modulare Aufbau des Netzregelverbundes eine Erweiterung auf benachbarte Regelzonen (BNetzA 2011, 111).

Im Rahmen des ersten Moduls (Vermeidung von gegenläufiger Aktivierung von Sekundärregelleistung, auch Imbalance Netting Verfahren genannt)[265] findet seit 2011 eine Ausweitung sukzessive im sogenannten internationalen Netzregelverbund statt, welche Sekundärregelleistungsabrufe reduziert und damit zu Kosteneinsparungen führt (BNetzA 2017f, 162).

[264] Der Beschluss erging auf der Grundlage, Regelenergiekosten zu senken, und als Begründung führte die Bundesnetzagentur hier die §§ 29 EnWG, § 27 Abs. 1 Nr. StromNZV an (BNetzA 2010a, 11).
[265] Bei dem Verfahren liefern die Übertragungsnetzbetreiber, welche einen Überschuss an Energie aufweisen, an unterdeckte Regelzonen. Dabei werden nicht extra Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen reserviert, vielmehr werden die nach dem Handelsschluss des Intraday-Marktes noch freien Restkapazitäten ausgeschöpft (BNetzA 2016b, 139).

Darüber hinaus bestehen neben dem internationalen Netzregelverbund in einzelnen Regelleistungsbereichen Beschaffungskooperationen. Im Bereich der Primärregelung über eine Central-Clearing-System-Plattform koppelte sich seit 2012 der deutsche Markt mit der Schweiz, und in den folgenden Jahren kamen weitere Länder Europas hinzu (BNetzA 2017f, 154). Die Zugangsmodalitäten der jeweiligen Märkte blieben dabei unverändert (Regelleistung.net 2019). Die Auktionsbedingungen in diesem Zusammenschluss entsprechen dem des deutschen Regelleistungsmarktes, mit Ausnahme der unteilbaren sowie stufenweisen Angebote der Schweiz (BNetzA 2018a, 3). Hierdurch entstand der größte Primärregelleistungsmarkt Europas (BNetzA 2019d, 218). Eine ähnliche Kooperation im Rahmen der Sekundärregelleistungsbeschaffung besteht seit 2016 mit Österreich (BNetzA 2018d, 197).

Im Ergebnis reduzieren diese Zusammenschlüsse das Abrufvolumen und erhöhen den Wettbewerb auf den Teilmärkten. Auch ermöglicht ein Netzregelverbund prinzipiell eine regelzonenunabhängige Platzierung der Anbieter. Damit kann theoretisch ein Batteriespeicher an jedem Netzpunkt im Netzregelverbund Regelleistung bereitstellen.

cc) Marktzugang

Die Bedingungen für den Marktzugang normieren § 22 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 6 Abs. 5 StromNZV: Hiernach müssen potentielle Anbieter nachweisen, dass sie die erforderlichen Anforderungen erfüllen. Darzulegen sind insbesondere die technischen Befähigungen und die Erbringung für die Regelleistungsart unter betrieblichen Bedingungen (Schwintowski 2016, 248). Demzufolge müssen potentielle Anbieter für jeden Regelleistungsmarkt und ggf. nach Produktdifferenzierung (vgl. Tabelle 13) eine sogenannte technische Präqualifikation durchlaufen. Allerdings sehen die gesetzlichen Bestimmungen keine weiteren Konkretisierungen vor, und auch der Regulierungsbehörde räumt das Gesetz keine weiteren Befugnisse in diesen Belangen ein.

Im Rahmen von dieser gesetzlichen Ausgangslage legten die Übertragungsnetzbetreiber im TransmissionCode 2007 allgemeine Anforderungen (Präqualifikationen) fest, welche zu großen Teilen auf den Ausführungen des TransmissionCode 2003 beruhen (Meister 2017, 79 f.; Schwintowski 2016, 252; BBH 2003, 10-15). Zentrale Bestimmungen, die sich aus dem Verfahren ergeben und einschlägig für die zu präqualifizierende technische Einheit sind, fasst Tabelle 14 zusammen. Nach erfolgreichem Präqualifikationsverfahren steht es dem Anbieter offen, einen Rahmenvertrag mit dem verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abzuschließen und sich am Markt zu beteiligen. Die bestehenden Präqualifikationsbedingungen

regeln damit faktisch, ob ein Anbieter am entsprechenden Markt überhaupt teilnehmen darf (Schwintowski 2016, 248).

	PRL	SRL	MRL
PQ-Verfahren	nach Eingang des schriftlichen Antrags ca. 2 Monate[1, 3]		
Aktivierungszeitraum	Frequenzabweichung */- 200 mHz gleichmäßig in 30 s voll aktiviert[1]	Volle Aktivierung nach 5 min[2]	Aktivierung mit einer Vorlaufzeit von 7,5 min zum Beginn der nächsten Viertelstunde, volle Leistung innerhalb von 15 min[3,4]
Leistungszeitraum	15 min[1]	k. A.	k. A.
Zeitverfügbarkeit	100 %[1]	100 %[2]	100 %[3]
Doppelhub	Musterprotokoll: keine Festlegung im TransmissionCode 2007. Allerdings kann hieraus geschlussfolgert werden, dass PRL mit einer Pause von 15 Minuten zweimal 15 min volle Leistung erbringen muss, der Leistungszeitraum für SRL 10 Minuten und MRL 15 Minuten beträgt und diese zweimal mit einer Pause von 10 min bei SRL und 15 min bei MRL erbracht werden muss.		

Tabelle 14: Präqualifikationsbedingungen zur Erbringung von Regelleistung, Quelle: eigene Darstellung nach TransmissionCode 2003 D1, TransmissionCode 2003 D2 und D3

Bis Mitte 2019 schufen die Übertragungsnetzbetreiber 2014 und 2015 lediglich zwei geltende Neuerungen: Zum einen die „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung“ (50 Hertz et al. 2014) und zum anderen die „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“ (50 Hertz et al. 2015). Um einen Speicher in den von den Übertragungsnetzbetreibern erlaubten Ladezustandsgrenzen zu halten, legt der erste Leitfaden Freiheitsgrade in den Bereichen Überfüllung, Laden und Entladen im Toleranzband, Erbringungsgeschwindigkeit sowie Teilnahme am Energiehandel fest. Der zweite Leitfaden bestimmt Anforderungen an Speicherkapazitäten in Abhängigkeit von zwei Betriebsvarianten: eigenständig (Batteriespeicherbetrieb einzeln oder im Pool mit anderen Einheiten mit begrenzter Kapazität) oder im Pool (in Kombination mit anderen technischen Einheiten ohne Kapazitätsgrenzen). Demnach müssen Batteriespeicher ohne Besicherung für 30 Minuten ihre volle Leistung vorhalten. Hingegen müssen Batteriespeicher in Kombination mit technischen Einheiten ohne Kapazitätsgrenze (u. a. Gaskraftwerke) ihre Leistung ausschließlich, wie sonst auch alle anderen Anbieter, 15 Minuten bereitstellen. Aus den unterschiedlichen Anforderungen ergibt sich ein ungleiches Verhältnis von Leistung und Arbeit (sogenannter C-Faktor): Ohne Poolung mit einer nicht kapazitätsbegrenzten Anlage ist ein Energie-Leistungsverhältnis von 1:1 nicht möglich. Beispielsweise müssen Betreiber von Batteriespeichern im Falle eines alleinigen Gebots bei einer Vermarktungsleistung von 1 MW mindestens eine Kapazität von 1,33 MWh vorhalten, im anderen Fall, also mit einer technischen Einheit ohne Kapazitätsgrenze, reicht ein Arbeitsumfang von 1 MWh aus (Zenke und Heymann

2015). Mit diesen Neuerungen reagierten die Übertragungsnetzbetreiber auf neue technologische Entwicklungen. Allerdings galt die Mindestaktivierung von 30 Minuten für Einheiten mit beschränkter Kapazität als stark diskriminierend und wettbewerbsverzerrend, denn i. d. R. wird PRL bereits nach 5 Minuten durch die Sekundärregelung unterstützt, und auch bei sonstigen Anlagen wird nur eine 15 Minuten Erbringung vorausgesetzt (u. a. BVES 2015, 1 f.).

Im Ergebnis sind im Vergleich zur Beschaffenheit des Regelenergiemarktes, welcher stark durch Festlegungen der Bundesnetzagentur gestaltet wurde, beim Marktzugang kaum gesetzliche oder administrative Vorgaben vorhanden. Damit beruhen die Präqualifikationsbedingungen auf privaten Regelwerken, welche schon allein aufgrund ihres Erstellungszeitpunkts eher auf konventionelle Kraftwerke zugeschnitten sind. Zwar stellten sich 2014 und 2015 die Netzbetreiber mit Ergänzungen zu den Präqualifikationsverfahren technologischen Entwicklungen, indem sie Betriebs- und Bieterbedingungen neu formulierten. Allerdings sehen diese vor, dass Technologien mit begrenzter Kapazität eine doppelte Verfügbarkeit bei der Erbringung von PRL nachweisen müssen. Damit entfalteten die Präqualifikationsbestimmungen gerade für Batteriespeicher eine wettbewerbsbeschränkende und in Teilen auch diskriminierende Wirkung.

dd) Änderungswirkung der Leitlinien GL-EB und GL-SO

Die beiden ergänzenden Rechtsakte des 3. Energiepakets GL-EB und GL-SO verfolgen übergreifend im Bereich der Frequenzregelung das Ziel, nationale Märkte langfristig zu harmonisieren und einen grenzüberschreitenden Regelleistungsmarkt mit einer europäischen Merit-Order zu realisieren (Kocevar und Wendiggensen 2015, 85).

Der erste Rechtsakt GL-EB schafft insbesondere Rahmenbedingungen für einen integrierten europäischen Regelleistungs- und in Teilen einen Arbeitsmarkt im Bereich der Beschaffung und Kooperation. Dabei fordert die Verordnung für den Handel der Regelleistungsprodukte SRL und MRL (bzw. nach neuer Festlegung aFRR und mFRR) den Aufbau eines Regelarbeitsmarktes, welcher später über europäische Plattformen (PICASSO und MARI) [266] zu integrieren ist (Art. 20 und 21 GL-EB). In diesem Zusammenhang sind die Übertragungsnetzbetreiber aufgerufen, nach einem zeitlich normierten Verfahren Modalitäten hierfür zu entwickeln (Art. 18 GL-EB) und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung

[266] „Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation“ für den Abruf von aFRR und „Manually Activated Reserves Initiative“ für den Abruf von mFRR.

vorzulegen (Art. 5 GL-EB). Das diesbezügliche Verfahren BK6-18-004 war Ende 2019 noch nicht in Gänze abgeschlossen. Allerdings, so lässt es der Beschluss zum Regelarbeitsmarkt erkennen (BK6-18-004-RAM), stellen sich ausschließlich über die Einführung eines Regelarbeitsmarktes Veränderungen ein. Der Beschluss legt fest, dass die Produkte für aFRR und mFRR in zwei hintereinandergeschalteten Märkten zu beschaffen sind. Die Beschaffungsmodalitäten bleiben unverändert (vgl. Tabelle 13). Nach Aussage der Bundesnetzagentur sollen erst mit Implementierung der europäischen Plattformen PICASSO und MARI Produktzeitscheiben, Ausschreibungszeiträume[267] und Vergütungsform[268] angepasst werden.[269] Somit ergeben sich einzig aus dem neuen Regelarbeitsmarkt Änderungen.

Neben den spezifischen Vorgaben zur Harmonisierung der Regelreserven aFRR und mFRR sieht die Verordnung allgemeine Anforderungen für Regelleistungskooperationen vor (Art. 33 GL-EB). Hiernach sollen zwei oder mehr Übertragungsnetzbetreiber, welche Regelleistung austauschen oder dazu bereit sind, für die Erstellung gemeinsamer harmonisierter Bestimmungen und Verfahren unter der Maßgabe von Art. 32 GL-EB Vorschläge entwickeln. Die Vorschläge haben die betreffenden Regulierungsbehörden zu genehmigen (Art. 5 Abs. 3 GL-EB). Aus dieser gesetzlichen Aufforderung heraus entwickelten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Kooperationen bei der FCR (vormals PRL) und der aFRR (vormals SRL) die Auktionsbedingungen im gesetzlich geforderten Sinne weiter.

Im Falle der deutsch-österreichischen Kooperation zu aFRR ergeben sich aus den Verfahren und Beschlüssen bis Ende 2019 (BK6-18-064 und BK6-18-065) keine wesentlichen Änderungen.

Anders ist die Situation beim Zusammenschluss zur FCR. Die Veränderungen, welche auf dem Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-18-006 beruhen, fasst Tabelle 15 zusammen.

	ab 01.07.2019	ab 01.07.2020
Ausschreibungszeitraum	werktäglich	kalendertäglich
Ausschreibungszeitpunkt	Beginn D-14, Ende zwischen D-2 und D-4, 15 Uhr	Beginn D-14, Ende D-1, 8 Uhr
Produktzeitscheibe	Tagesprodukt	4 h
Mindestgebotsgröße	1 MW	1 MW
Vergabekriterium	Grenzpreisverfahren	Grenzpreisverfahren

Tabelle 15: Produktmerkmale der Frequenzhaltungsreserve gemäß dem Beschluss der Bundesnetzagentur (BK6-18-006), Quelle: eigene Darstellung

Vergleicht man die ab Mitte 2019 geltenden Beschaffungsbedingungen bei der FCR mit den Beschaffungsmerkmalen aus Tabelle 13, so zeigt sich, dass insbesondere der

[267] Nach Verordnung ist auf t-25 umzustellen (Art. 20 und 21 GL-EB).
[268] Die Verordnung fordert die Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren nach Art. 30 GL-EB.
[269] Dies geht aus dem Beschluss BK6-18-004-RAM hervor.

Ausschreibungszeitraum und die Produktzeitscheiben einer größeren Änderung unterworfen sind. Demnach verkürzt sich der Ausschreibungszeitraum von wöchentlich auf werk- bzw. kalendertäglich, und es wird von einem Wochenprodukt auf ein Tages- und schließlich 4-Stundenprodukt umgestellt. Gerade diese Veränderungen flexibilisieren den Markt weiter, da verkürzte Zeitscheiben und unmittelbare Ausschreibungszeiträume es grundsätzlich kleineren und flexibleren Angebotseinheiten ermöglichen, am Markt teilzunehmen. Allerdings schaffen verkürzte Ausschreibungszeiträume auch eine geringere Planbarkeit für Neuinvestitionen.

Indes legen die Bestimmungen der GL-SO erstmalig umfassend technische Eigenschaften zur Regelleistungserbringung fest und sind damit einschlägig für den Marktzugang. Die Verordnung enthält insbesondere Vorgaben zur Dimensionierung, zu technischen Mindestanforderungen, zum Präqualifikationsverfahren und darüber hinaus im Falle der FCR auch zur Bereitstellung. Für die FCR sind insbesondere die Art. 153 bis 156 GL-SO einschlägig und für aFRR wie auch mFRR bedeutsam sind die Art. 157 bis 159 GL-SO. Europarechtlich neu ist die Anforderung, dass alle Modalitäten und Methoden durch die jeweilige Regulierungsbehörde zu genehmigen sind (Art. 6 GL-SO).

Um den Anforderungen der Verordnung zu entsprechen, überarbeiteten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihre Präqualifikationsverfahren. Tabelle 16 bündelt die zentralen Vorgaben für die drei Reserveleistungsarten entsprechend dem Vorschlag vom Mai 2019. Die fett dargestellten Anforderungen stammen aus der Verordnung selbst. Alle anderen beruhen auf eigenen Vorgaben der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

	FCR	aFRR	mFRR
PQ-Verfahren	**Etwa 5 Monate bei vollständigen Unterlagen (nach Eingang des schriftlichen Antrags, 8 Wochen Prüfung auf Vollständigkeit, bei fehlenden Informationen 4 Wochen Nachreichfrist, nach vollständigem Eingang maximal 3 Monate)**		
Gültigkeitszeitraum	**Begrenzt auf 5 Jahre**		
Aktivierungszeitraum	**Frequenzabweichung +/- 200 mHz Sollwert gleichmäßig in 30 s voll erreicht**	Sollwert nach 5 min	Sollwert nach von 15 min
Leistungszeitraum (stationärer Bereich)	15 min	10 min	15 min
Zeitverfügbarkeit	**100 %**	100 %	100 %
Doppelhub	zwei fünfzehnminütige Fahrplanintervalle		

Tabelle 16: Präqualifikationsbedingungen für Regelreserveanbieter Stand Mai 2019; Quelle: eigene Darstellung nach 50 Hertz et al. 2020

Im Vergleich zu den in Tabelle 14 aufgeführten Präqualifikationsbestimmungen sind gerade die Änderungen beim Verfahrens- und Gültigkeitszeitraum einschlägig. Zum einen verlängert sich das Verfahren von zwei auf fünf Monate, was mitunter Schwintowski (2016, 264) als völlig

überdimensioniert und als unverhältnismäßig beschreibt. Zum anderen ist jede Präqualifikation entweder zeitlich oder sachlich begrenzt. Neben diesen zentralen Änderungen ist ferner für zukünftige Entwicklungen bedeutsam, dass nunmehr die Regulierungsbehörde Zugangsmodalitäten genehmigen muss. Dies ist im Vergleich zur bestehenden Praxis eine wesentliche Neuerung und könnte gerade in diesem bisher nicht regulierten Bereich für weitere Entwicklungen sorgen.

Darüber hinaus finden sich in der GL-SO für die FCR-Bereitstellung explizite Regelungen für Energiespeicher mit und ohne begrenzter Bereitstellungskapazität (Art. 156 GL-SO). Demnach müssen Speicher ohne Kapazitätsbegrenzung für eine kontinuierliche Verfügbarkeit sorgen. Im anderen Falle, also mit limitierter Kapazität, gibt es zwei Regelungen: In der grundsätzlichen Regelung gilt, dass Speicheranlagen im Synchrongebiet Kontinentaleuropa 15 Minuten volle Verfügbarkeit vorweisen müssen. In der Ausnahmeregelung kann, nach Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde auf Vorlage einer durch den Netzbetreiber erstellten Kosten-Nutzen-Analyse, die Vorhaltung auch 30 Minuten umfassen. Auch gilt für den Nachladevorgang, dass innerhalb von zwei Stunden wieder eine volle Bereitschaft sicherzustellen ist. Damit greifen diese Regelungen erstmalig im Präqualifikationskontext neue Technologien auf und stellen dabei grundsätzlich klar, dass eine Verfügbarkeit von 15 Minuten auch für Energiespeicher ohne Poolung Gültigkeit besitzt.

Vor diesem neuen europäischen gesetzlichen Hintergrund bekräftigten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur ihr bisheriges Präqualifikationsverfahren (50 Hertz et al. 2015) für Energiespeicher mit begrenzter Kapazität. Im Antrag heißt es dazu, dass grundsätzlich die 30-Minuten-Bereitstellung von begrenzten Energiespeichern beizubehalten ist (Tennet 2017). Zwei zentrale Begründungen führen die Übertragungsnetzbetreiber hierbei an (Tennet 2017, 2 ff.): Erstens unter realen Bedingungen (u. a. aufgrund von Störereignissen) findet nicht immer eine Ablösung nach 15 Minuten statt. Zweitens machten bereits zum Antragszeitpunkt 2017 Batterien bei der FCR (vormals PRL) knapp 25 % des allokierten Bedarfs aus, woran die Übertragungsnetzbetreiber eine erhöhte Relevanz bezüglich des Systembetriebs und der -sicherheit festmachen. Die Bundesnetzagentur folgte dieser Argumentation nicht und wies den Antrag im Mai 2019 zurück. Sie sah den Bedarf für 30 Minuten als nicht hinreichend belegt an[270] (BNetzA 2019a, 2). Mit der nunmehr gültigen

[270] Eine entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse fehlt bei der Antragsbegründung vollkommen (Tennet 2017, 2–5), und auch die Bundesnetzagentur sieht in einem bloßen Aneinanderreihen von Störfällen keine hinreichende Begründung (BNetzA 2019a, 17-34).

15-Minuten-Regelung können begrenzte Energiespeicher ihre präqualifizierte Leistung erhöhen. Auch sind nach Auffassung von Altrock et al. (2019) damit Anlagen, welche mit der 30-Minuten-Regelung Regelleistung erbracht haben, möglicherweise schadenersatzberechtigt.

In der Zusammenschau der beiden ergänzenden Rechtsakte zum 3. Energiepaket öffnen diese den Regelenergiebereich für neue Technologien weiter und etablieren eindeutigere Regelungsstrukturen und -kompetenzen. Damit werden wohl zukünftig Marktzutritts- und Marktteilnahmebarrieren weiter abgebaut. Allerdings sehen die beiden Leitlinien auch eine intensivere europäische Zusammenarbeit vor und weiter sich verkürzende Kontrahierungszeiträume. Hierdurch wird sich wohl der Wettbewerb weiter intensivieren und Einnahmeplanbarkeiten verringern. Gerade für neuere Technologien erschweren diese Faktoren den Marktzutritt, weil ihnen ein planbares Investitionsumfeld fehlt, um Investitionskosten zu amortisieren.

ee) Zwischenergebnis

Das Ordnungsgefüge für Regelenergie entwickelte sich in Teilen sehr dynamisch. Insbesondere die beschaffungsseitigen Beschlüsse der Bundesnetzagentur öffneten den Nischenmarkt für neue Technologien. Heute ist gerade die PRL das am häufigsten genutzte Marktumfeld insbesondere für stationäre Großbatteriespeicher.[271] Trotz zahlreicher Anpassungen bestanden und bestehen Hürden für gleiche Wettbewerbsbedingungen.

Ein zentrales Hemmnis stellte der Zugang zum Markt dar, der aus Verbändevereinbarungen und GridCode-Entwicklungen hervorging und so gut wie keine regulatorischen Veränderungen im Untersuchungszeitraum durchlief. Dies führte vor dem Hintergrund eines europäischen Kooperationsausbaus im Bereich der PRL zu paradoxen Situationen: Zwar weiteten sich PRL-Kooperationen aus, allerdings blieben für die Zugangsbedingungen nationale Bestimmungen maßgebend. Was im Ergebnis dazu führte, dass in Deutschland Batteriespeicher mit begrenzter Kapazität 30 Minuten lang gesicherte Leistung erbringen mussten und beispielsweise in Frankreich Marktzutrittsvorgaben nur eine 15 Minuten-Erbringung vorsahen (Robyns et al. 2015, 86). Damit war es einem baugleichen Batteriespeicher möglich, eine höhere Leistung in Frankreich zu präqualifizieren und in der Folge höhere Erträge zu erwirtschaften, womit eine massive Ungleichheit bei den Wettbewerbsbedingungen bestand.

Mit den Ausführungsakten des 3. Energiepakets (GL-EB und GL-SO) änderten und ändern sich die Gegebenheiten dieses Nischenmarktes nochmals: Sowohl bei der Beschaffung als auch bei

[271] Hierzu Ausführung in Teil C Abschnitt 2.1.2.

der Kooperation und neu beim Marktzugang sehen die Bestimmungen für den deutschen Markt flexibilisierte und kooperativere Bedingungen vor. Gerade die Abschaffung der ungleichen Präqualifikationsbedingungen für Speicher wird den Nischenmarkt noch weiter öffnen. Ob sich allein durch Wettbewerbsangleichung radikale Veränderungen vollziehen, wie eine völlige Ablösung konventioneller Technologien bei der Regelenergiebereitstellung, bleibt abzuwarten. Eindeutig ist aber, dass durch die Wettbewerbsöffnung für neue Technologien und Anlagekonzepte Kosten der Dienstleistung enorm sanken: Abbildung 16 bei den Ausgangsbedingungen in Abschnitt 1.2.3 der Fallstudie legt einen Rückgang der Vorhaltekosten von 826 Mio. € im Jahr 2005 auf 123,2 Mio. € im Jahr 2018 offen.

b) Engpassmanagement

Elektrizität wird in Deutschland und in Europa allein marktgetrieben eingespeist (u. a. Agora Energiewende und Energynautics 2018, 22). Aufgrund der marktseitigen Nichtberücksichtigung von Netzkapazitäten bei der Einspeisung und Entnahme können Netzengpässe entstehen. Unter diesen Begriff fallen allgemein örtliche Überlastungen von Stromleitungen oder Transformatoren (Agora Energiewende und Energynautics 2018, 14). Engpassmanagement ist demnach die „Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses“ (VDN 2007b, 76). Um welche Art Engpass es sich hier handelt (strukturell, lang- oder kurzfristig), geht aus dieser Definition nicht hervor. Nach begrifflicher Analyse von König (2013, 44) ist es Aufgabe eines Engpassmanagements, „einen Kompromiss zwischen der begrenzten technischen Kapazität der Elektrizitätsversorgungsnetze und den Transportwünschen der Netznutzer herbeizuführen“. Gemäß dieser Einschätzung zielt das Engpassmanagement grundsätzlich auf die Beseitigung von temporären und örtlichen Netzengpässen ab – einem kurzfristigen Auseinanderfallen von marktseitigem Stromtransport und Netzkapazität. Permanente Netzengpässe, die mit Hilfe von strukturellen Maßnahmen wie Netzausbau beseitigt werden, sind demnach nicht Teil des Engpassmanagements, und auch diese Arbeit betrachtet dieses Ordnungsgefüge an gesonderter Stelle.[272] Allerdings gibt Hilpert (2018, 71 f.) zu bedenken, dass es sich letztlich im Wesentlichen um eine politische Frage handelt, ob ein struktureller Engpass vorliegt.

Aus der begrifflichen Näherung geht hervor, dass im Gegensatz zur Frequenzhaltung, welche u. a. durch Regelenergie dem gesamten Netzgebiet zur Verfügung steht, sich das Engpassmanagement auf lokale Überlastungen ausrichtet. Typischerweise stuft der

[272] In Teil C Abschnitt 3.2.1 unter f.

Netzbetreiber eine Übertragungssituation in Deutschland als Überlastung ein, wenn das n-1-Netzsicherheitskriterium[273] nicht gewährleistet ist (BDEW 2018, 2). Als mögliche Eingriffsmaßnahmen stehen dann dem Übertragungs- und in Teilen auch dem Verteilnetzbetreiber folgende Mittel zur Verfügung (Antoni 2018, 11):

1. Netzbezogene Maßnahmen (eigene Netzbetriebsmittel)
2. Marktbezogene Maßnahmen (Countertrading, abschaltbare oder zuschaltbare Lasten, Nutzen statt Abregeln, vertragliches oder gesetzliches Redispatch, Mobilisierung zusätzlicher Reserven)
3. Notmaßnahmen (Abregelung von konventionellen Anlagen und EE-Erzeugung im Rahmen des Einspeisemanagements)

Dabei handelt es sich bei 1. um interne Maßnahmen der Netzbetreiber. Aus entflechtungsrechtlicher Perspektive[274] ist entweder der Betrieb eines Batteriespeichers dem Netzbetreiber untersagt oder bisher nicht rechtssicher geklärt. Damit werden wohl Speicher für diese Art des Engpassmanagements unter den bestehenden Regelungen nicht eingesetzt, und so betrachtet die Analyse diese Engpassmaßnahme an dieser Stelle nicht weiter.

Hingegen sind Maßnahmen 2. und 3. extern erbrachte Leistungen, welche die Netznutzer entweder freiwillig oder verpflichtend dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Auf diese Erbringungsformen fokussieren sich die nachstehenden Ausführungen. Allerdings aufgrund der Tatsache, dass es sich beim Countertrading um gezielte Gegengeschäfte des Netzbetreibers bei vorhersehbarer Überlastung an Grenzkuppelstellen zu anderen Gebotszonen handelt (BNetzA 2018d, 504) und damit keine unmittelbare Nutzung von Speicherstrom erfolgt, geht diese Form des Engpassmanagements nicht weiter in die folgende Auswertung mit ein. Ähnliches gilt für die Instrumente „zuschaltbare Lasten“ und „Nutzen statt Abregeln“, welche innovativere Spezialinstrumente[275] beim Engpassmanagement darstellen, allerdings eher nicht für Batteriespeicher konzipiert sind und verglichen mit den anderen Maßnahmen eine äußerst marginale Rolle beim Engpassmanagement einnehmen (BNetzA 2019d, 121 ff.).

Alle drei für den Untersuchungszeitraum einschlägigen EU-Energiepakete enthalten keine expliziten Vorgaben für das inländische Engpassmanagement (König 2013, 178-189, 373 f.). Vielmehr regeln die Verordnungen EltVO 2003 und EltVO 2009 des 2. und 3. Energiepakets die Engpässe an den Grenzkuppelstellen zwischen den Stromnetzen der Mitgliedstaaten. Diese

[273] Dieses besagt, dass bei Ausfall einer Netzkomponente die Systemsicherheit weiterhin gewährleistet ist (BDEW 2018, 2).
[274] Hierzu detailliert Teil C Abschnitt 3.1.2.
[275] Zu den beiden Instrumenten ist eine ausführliche Darstellung bei Hilpert (2018, 144 ff.) zu finden.

Form der Engpassbewirtschaftung ist für den Einsatz von Batteriespeichern nicht bedeutsam, wie schon erwähnt, gehen die folgenden Ausführungen daher auch nicht vertiefend darauf ein.[276] Nach Einschätzung von König (2013, 373) sind die fehlenden Regelungen bzw. die gesetzliche Aussparung auch im 3. Energiepaket auf die geringe praktische Erfahrung mit dem inländischen Engpassmanagement der Kommission zurückzuführen.

Allein die Binnenmarktrichtline EltRL 20009 ermächtigt die nationale Regulierungsbehörde, das Engpassmanagement in den nationalen Elektrizitätsnetzen zu beobachten und ggf. Änderungen zu verlangen (Art. 37 EltRL 20009). Um diese Regulierungsaufgabe wahrnehmen zu können, verpflichtet die Richtlinie die Übertragungsnetzbetreiber und Marktteilnehmer dazu, ihre Regeln der Behörde offenzulegen.

Einzig beim Einspeisemanagement existieren europarechtliche Vorgaben in der EE-RL 2009. Allerdings änderten die Bestimmungen[277] nichts an der deutschen Engpassmanagementpraxis, da sowohl das EnWG als auch das EEG entsprechende Handlungsweisen bereits regelten bzw. Konformität mit den EU-Vorgaben aufwiesen.

Die gesetzlichen Grundlagen für das innerdeutsche Engpassmanagement finden sich vorwiegend im EnWG und EEG. Einschlägige Vorschriften im Rahmen des EnWG existieren seit 2005 mit dem „zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“.[278] Bis zur Novellierung des EnWG 2005 führten lediglich technische Regelwerke der Netzbetreiber Maßnahmen zum Engpassmanagement auf (König 2013, 372).

Grundsätzlich werden Engpassmaßnahmen[279] gesetzlich (§ 13 EnWG) differenziert nach netzbezogenen, marktbezogenen, zusätzlichen Reserven (im engeren Sinne auch als marktbezogen zu sehen) und Notmaßnahmen (s. Abbildung 29). Außer für die Notmaßnahmen ergibt sich aus dem Gesetzestext keine Rangfolge (Klausmann 2019, 202), sondern, entsprechend der Einschätzung von Halbig (2018, 22), erfolgt ein Abruf nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit: Mehrere gleich geeignete Maßnahmen sollen so gewählt werden, dass die Rechte Dritter am geringsten beeinträchtigt werden. Hilpert (2018, 225 f.) fügt dem Kriterium der Verhältnismäßigkeit noch die Kosteneffizienz hinzu und begründet dies mit dem

[276] Umfassend zum grenzüberschreitenden Engpassmanagements Koenig et al. (2013, 165 ff.).
[277] In Art. 16 EE-RL 2009 finden sich einschlägige Bestimmungen.
[278] Gesetz vom 07. Juni 2005 (BGBl. I S. 1970).
[279] Wörtlich spricht das Gesetz von der Gefährdung oder Störung der „Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ (§ 13 Abs. 1 EnWG). Damit normiert es nicht ausdrücklich das Engpassmanagement, sondern inkludiert über die zutreffenden Maßnahmen auch die Frequenz- und Spanungshaltung. Eine Legaldefinition des Netzengpasses gibt es im deutschen Recht nicht (Hilpert 2018, 67). Einzig § 15 StromNZV normiert das Verfahren.

allgemeinen Gesetzeszweck (§ 1 Abs. 1 EnWG). Fraglich an dieser Einschätzung bleibt, warum dann nicht auch Umweltverträglichkeit – auch ein allgemeiner Gesetzeszweck - bei der Auswahl der Maßnahme eine Gewichtung erhält. Ungeachtet der Gewichtung folgt aus diesen Einschätzungen, dass netzbezogene Maßnahmen grundsätzlich vor den marktbezogenen Maßnahmen zu ergreifen sind, da hier nicht in die Einspeisung oder Entnahme Dritter eingegriffen werden muss.

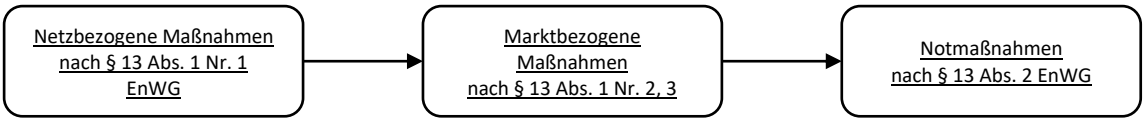

Abbildung 29: Maßnahmenreihenfolge zum Abruf von Dienstleistungen; Quelle: eigene Darstellung nach Antoni 2018, 10

Allerdings spielt beim Einsatz von Engpassmaßnahmen nicht nur die Kaskadierung eine Rolle, sondern auch der zeitlich prognostizierbare Engpass entscheidet über den Einsatz einer Maßnahme (s. Abbildung 29). Lässt sich ein Engpass bereits Wochen bis Tage vorher absehen, ist es dem Netzbetreiber möglich, zusätzliche Reserven zu mobilisieren (BNetzA 2019d, 144 f.). Tritt ein möglicher Engpass am Tag zuvor auf, also ab dem Zeitpunkt an dem den Übertragungsnetzbetreibern die Kraftwerkseinsatzplanung (i. d. R. ab 14.30 für den Folgetag) vorliegt und entsprechende Lastflussberechnungen Engpässe aufzeigen, greift dieser i. d. R. auf Redispatchmaßnahmen zurück. Im Falle einer untertägigen Überlastung stehen dem Netzbetreiber Notmaßnahmen in Form des Einspeisemanagements bei EE-Anlagen und Abregelung bei konventionellen Erzeugern zur Verfügung. Damit erfolgt das Engpassmanagement bei marktbezogenen Maßnahmen planwertbasiert, hingegen beruhen Notmaßnahmen auf einer istwertbasierten Abregelung (u. a. Reinke 2019, 4, BDEW 2018, 3 f.). Folglich legt diese kurze Ausführung offen, dass ein Engpassmanagement nicht allein von einer gesetzlichen Maßnahmenreihenfolge abhängt, sondern mitentscheiden Prognosen über den drohenden Engpass selbst sind.

Vor diesem einführenden Hintergrund aus erläutern die folgenden Abschnitte die Einzelformen des Engpassmanagements, indem zunächst Reservemaßnahmen, anschließend verschiedene Formen des Redisptachs und zuletzt Notmaßnahmen in ihrer gesetzlichen Ausgestaltung betrachtet werden.

aa) Reserven

Zur Verhinderung eines längerfristigen vorhersehbaren Netzengpasses greifen Netzbetreiber auf zusätzlich gebildete Reserven zurück, die grundsätzlich eine Vergütung der betroffenen Anlagebetreiber vorsehen. Diese Möglichkeit des Engpassmanagements bestand schon im

EnWG 2005, allerdings zählte hier die Mobilisierung zusätzlicher Reserven noch zu den marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG a. F.). Das Strommarktgesetz von 2016[280] führte schließlich für Reserven eine eigene Regelung ein (§ 13 Abs 1 Nr. 3 EnWG) und differenzierte den Reservebereich erheblich aus (Hilpert 2018, 159). Interessanterweise sollen diese Maßnahmen entsprechend der Gesetzesbegründung erst nachrangig nach den netz- und marktbezogenen Maßnahmen zum Einsatz kommen (BT-Drs. 18/7317, 85). Eine entsprechende Kaskadierung ist allerdings nicht gängige Praxis (BDEW 2018, 3 f.) und schon allein die einführenden Ausführungen zeigen die Begrenztheit dieser Vorgaben auf.

Im Reservebereich stellen im engeren Sinn nur die Netzreserve (§ 13d Abs. 1 EnWG) und netztechnische Betriebsmittel (§ 11 Abs. 3 EnWG) Engpassmaßnahmen dar. Denn sie sind dafür konzipiert, Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten zu vermeiden (Klausmann 2019, 201). Hingegen siedelt sich der Anwendungsbereich der Kapazitätsreserve außerhalb des Engpassmanagements an. Denn nach der gesetzlichen Bestimmung dient die Reserve dem Zweck, „Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund“ auszugleichen (§ 13e Abs. 1 EnWG). Folglich ist der Einsatz nicht für lokale Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten bestimmt, sondern stellt eine Sonderform der Leistungs-Frequenz-Regelung dar (Hilpert 2018, 164). Schließlich gilt die Sicherheitsbereitschaft als eine ultima ratio Maßnahme, welche nach allen verfügbaren Maßnahmen wie Redispatch, Netzreserve, netztechnische Betriebsmittel und Kapazitätsreserve, zum Einsatz kommt (BT-Drs. 19/915, 3). Die beiden letzten Reserveformen Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft markieren dementsprechend eher eine neue Form der systemdienlichen Flexibilität, die wirkleistungsbezogen Versorgungsengpässe im Netzregelverbund ausgleichen sollen. Dennoch betrachtet dieser Abschnitt aus Gründen der Übersichtlichkeit hier alle Reserveformen. Zentrale Aspekte der Beschaffung greifen die nachstehenden Ausführungen auf.[281]

Netzreserve

Bereits vor einer gesetzlichen Regelung hielten seit dem Winter 2011/2012 und 2012/2013 Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur Reservekraftwerke vor (BMWi 2014a, 7). Das Wintergesetz von 2012[282] schuf dann die entsprechende rechtliche Grundlage für Übertragungsnetzbetreiber, auf Reservekapazitäten zurückzugreifen und legte

[280] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).
[281] Eine umfassendere Analyse findet sich in Hilpert (2018, 102–217).
[282] Gesetz vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2729).

den Anlagenkreis der Netzreserve fest: vorläufig stillgelegte Anlagen, von vorläufiger oder endgültiger Stilllegung bedrohte Anlagen und in begründeten Ausnahmefällen auch neue Anlagen (§§ 13, 13a bis 13c EnWG a. F.). Zur Konkretisierung der Beschaffungsmodalitäten von Reservekraftwerken wurde ferner 2013 die Reservekraftwerksverordnung (ResKV)[283] auf der Grundlage von § 13b EnWG a. F. erlassen (Pritzsche und Vacha 2017, 109).

Das Strommarktgesetz von 2016[284] überführte die ResKV in die Netzreserveverordnung (NetzResV)[285]. Im Prinzip baut die NetzResV auf den ResKV auf. Unterscheidet sich aber in der Ausgestaltung in folgenden zwei zentralen Punkten: Zum einen verändert die Verordnung die Kaskadierung, indem sie bestimmt, dass die Netzreserve erst nachrangig zu den netz- und marktbezogenen Maßnahmen einzusetzen ist (§ 7 Abs. 2 NetzResV). Zuvor galten nur netzbezogene Maßnahmen als vorrangig. Zum anderen hat sich der Anlagenkreis, der zur Netzreserve gehört, bedeutend geändert, da neue Anlagen hier nicht mehr zum Anlagenkreis zählen (§ 13d Abs. 1 EnWG). Folglich entfallen neue Anlagen bei der Netzreserve und damit auch in den entsprechenden Bestimmungen der NetzResV. Zwar stellt dies keine neue Handlungspraxis dar, denn auch nach der alten gesetzlichen Bestimmung (§ 13b EnWG a. F. i. V. m. der ResKV) sah die Bundesnetzagentur keinen Bedarf für Neuanlagen (BNetzA 2014a, 88). Dennoch ist die NetzResV nicht mehr als Übergangsinstrument[286] angelegt, sondern zunächst unbefristet je nach Bedarfsprüfung gültig. Dem entgegen wirkt hier nur die befristete Genehmigung der Kommission bis Juni 2020.[287] Demzufolge ist im Bereich der Netzreserve gesetzlich kein technologischer Wandel vorgesehen oder verankert. Die Regelung richtet sich ausschließlich an Altanlagen, welche im Sinne von § 13a Abs. 2 EnWG als systemrelevant gelten und im Anschluss an den Einsatz in der Netzreserve nicht mehr im Strommarkt eingesetzt werden dürfen (Rückkehrverbot) (§ 5 Abs. 2 NetzResV).

Netztechnische Betriebsmittel

Das Strommarktgesetz 2016[288] führte auch diese Engpassmaßnahme ursprünglich als Netzstabilitätsanlagen ein. Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei dieser Reserve nach der

[283] Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV) vom 27. Juni 2013 (BGBI. I S. 1947).
[284] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).
[285] Überschrift neu gefasst mit Wirkung vom 30. Juni 2016 durch das Gesetz vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786).
[286] Die vorherige Verordnung war im Gegensatz zeitlich beschränkt nach § 14 ResKV auf den 31. Dezember 2017.
[287] Kommission C (2016) 8742 final vom 20. Dezember 2016.
[288] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

gesetzlichen Grundlage um eine kurative Maßnahme, also eine Notmaßnahme, welche „die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei einem tatsächlichen örtlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz“ wiederherstellen soll (§ 11 Abs. 3 EnWG). Die ursprüngliche Fassung sah vor, Übertragungsnetzbetreiber zu befähigen, entsprechende Anlagen als besonderes netzdienliches Betriebsmittel zu errichten. Im beihilferechtlichen Freigabeprozess hatte die Kommission schwerwiegende Bedenken angemeldet, und im Zuge des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes[289] von 2017 erfolgte daraufhin eine Anpassung der Rechtsgrundlage (Scholtka und Martin 2017, 2). Seither ist es den Übertragungsnetzbetreibern gestattet, netztechnische Betriebsmittel einzusetzen, allerdings über ein Drittbetreibermodell, also über Ausschreibungen entsprechende Anlagen zu kontrahieren (§ 11 Abs. 3 EnWG). Die Bedarfs- und Beschaffungsmodalitäten unterliegen der Prüfung der Bundesnetzagentur (§ 11 Abs. 3 EnWG), welche einen Bedarf von 1,2 GW vor dem Hintergrund des Atomausstiegs 2022 und des verzögerten Stromleistungsbaus als notwendig erachtet (BNetzA 2017b, 18).

Zentrale Elemente des im Anschluss von Amprion, Tennet und TransnetBW entwickelten Ausschreibungsverfahrens fasst Tabelle 17 zusammen.

Vollastbetrieb	≤ 30 Min
Lieferzeitraum	≥ 38 Stunden
Gesamtbetriebsumfang	≥ 500 Stunden
Lieferunterbrechung	≤ 12 Stunden
Losgröße	100 bis 300 MW
Erbringungszeitraum	01.10.2022 bis 30.09.2027 (Verlängerung bis 30.09.2032 möglich)

Tabelle 17: Ausschreibungsbedingungen netztechnischer Betriebsmittel, Quelle: eigene Darstellung nach Amprion et al. 2018, 7

Gerade die große Losgröße, der lange Lieferzeitraum, die kurzen Ausschreibungszeiträume und die nicht vorgesehene Poolung von Anlagen hindert wohl neue Systemkonfigurationen mit Batteriespeichern an der Teilnahme. Nach Einschätzung des Bundesverbands Energiespeicher (BVES) und des BDEW schließen diese Bedingungen Energiespeicher sowie Lastmanagement bereits im Vorfeld aus, und auch die hohen Benutzungsstunden deuten eher auf eine Regelnutzung hin (energate messenger 2018b). Darüber hinaus geht auch aus der Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion FDP keine klaren Angaben über Vergaben und entsprechende Kosten hervor (BT-Drs. 19/11051, 4), und auch im Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur findet sich keinerlei Hinweis zu dieser Dienstleistung.

[289] Gesetz vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503).

Im Ergebnis ist auch diese Reserveform für Batteriespeicher eher unzugänglich, da die Ausschreibungsbedingungen einen Einsatz wohl ausschließen. Ruttloff und Strauch (2018, 254) bewerten dies sogar als vertane Chance, um „die Etablierung neuer technologischer Ansätze zu fördern".

Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve als Instrument für die systemdienliche Flexibilität tauchte erstmals im Grünbuch „Strommarkt für die Energiewende" auf (BMWi 2014c, 52) und fand seine Umsetzung auch im Strommarktgesetz 2016[290]. Danach können Übertragungsnetzbetreiber Kapazitätsreserven vorhalten, wenn marktseitig das Angebot die Nachfrage nicht vollständig ausgleicht (§ 13e EnWG). Der Aufbau der Reserve, so sieht es die Gesetzesgrundlage vor (§ 13e Abs. 3 EnWG), soll in Form eines regelmäßigen wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens stattfinden. Darüber hinaus gilt bei einem Anlageneinsatz in der Kapazitätsreserve ein Stilllegungszwang (Rückkehrverbot) und ein Vermarktungsverbot (Anlagen dürfen ihre Leistungen nicht auf Strommärkten veräußern) (§ 13e Abs. 4 EnWG).

Einzelheiten u. a. der Beschaffung werden über Verordnungswege in Form der Kapazitäts-reserveverordnung (KapResV)[291] näher bestimmt. Grundsätzlich sieht es die Verordnung vor, dass bestehende Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten und neue Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen können (§ 9 KapResV). Allerdings beschränken weitere Vorgaben der Verordnung einen entsprechenden Einsatz. Beispielsweise ist die Ausschreibung auf zwei Jahre begrenzt (§ 8 KapResV), und eine Anfahrtszeit kann bis zu 12 Stunden betragen (§ 9 KapResV). Außerdem untersagt § 3 Abs. 2 KapResV den Multi-Nutzen eines Speichers, indem dieser den Eigenverbrauch von Speichern verwehrt. Damit ist diese Reserveform in ihrer konkreten Ausgestaltung eher auf konventionelle und bereits abgeschriebene Anlagen zugeschnitten, wie aus den kurzen Kontrahierungszeiträumen und möglichen Anfahrtszeiten hervorgeht. Dies kritisieren sowohl der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) als auch der BVES (Tix 2019).

Sicherheitsbereitschaft

Neben der Kapazitätsreserve sah das Strommarktgesetz 2016[292] ferner die Bildung einer Sicherheitsbereitschaft vor (§ 13g EnWG). Hauptzweck des Instruments ist nicht das Netz- oder

[290] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).
[291] Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV) vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S. 58).
[292] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

Systemsicherheitsmanagement, sondern der Klimaschutz (§ 13g S. 1 EnWG). Die Sicherheitsbereitschaft umfasst daher ausschließlich bestimmte Braunkohlekraftwerke, welche zwischen 2016 und 2019 in die Reserve übergehen sollten (§ 13g Abs. 1 EnWG), was einer Gesamtleistung von 2,7 GW entspricht (BMWi 2016b, 2). In der Reserve sollen die Anlagen bis zur endgültigen Stilllegung nach vier Jahren als allerletzte Maßnahme zur Absicherung der Versorgung eingesetzt werden (Hilpert 2018, 178). Hierfür muss der Anlagenbetreiber bestimmte Bereitschaftsbedingungen einhalten (§ 13 Abs. 3 EnWG). Allerdings bestehen Zweifel an der Einsatzfähigkeit der Reserve, was aus Anfragen der Bundestagsfraktion der Linken (BT-Drs. 19/492) und der Bundesfraktion Bündnis 90/Die Grünen hervorgeht (BT-Drs. 19/915). Folglich ist diese Reservemaßnahme ausschließlich technologiespezifisch angelegt und in ihrer Einsatzfähigkeit beschränkt.

In der Zusammenschau der zur Verfügung stehenden Reserven lässt sich festhalten, dass diese so gut wie keinen technologischen Innovationsanteil besitzen. Eine Teilnahme schließen die Bestimmungen zur Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft im Vorfeld aus. Zwar enthalten die Kapazitätsreserve und die netztechnischen Betriebsmittel keine Regelungen, um neue Technologien an der Teilnahme zu hindern. Jedoch begrenzen die Beschaffungsbestimmungen auf Verordnungswege oder über das Beschaffungsverfahren selbst Speicher oder allgemein neue Systemkonfigurationen an der Teilnahme.

bb) Redispatch

Mit Redispatch-Maßnahmen greifen Netzbetreiber[293] in die Kraftwerkseinsatzplanung ein, die sich über den Strommarkt ergibt und keine Netzkapazitäten berücksichtigt (Hilpert 2018, 127). Im Falle eines erkennbaren Engpasses ordnen die Netzbetreiber entweder im Vorfeld (präventiv) oder unmittelbar (kurativ) eine veränderte Einspeisung an. Das Redispatch sieht vor, die Einspeiseleistung einer Anlage diesseits des Netzengpasses zu drosseln und zugleich jenseits des Netzengpasses einer anderen Anlage zu erhöhen (Agora Energiewende und Energynautics 2018, 14). Grundsätzlich gibt es zwei Formen des Redispatch, zum einen das vertragliche und zum anderen das gesetzliche.

Vertragliches Redispatch

Neben der gesetzlichen Verpflichtung von Anlagen ab 10 MW zur Beteiligung an Redispatch-Maßnahmen können Netzbetreiber auch im Rahmen von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG andere

[293] Gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 13a EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber und auch entsprechend § 14 Abs. 1 i. V. m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 und § 13a EnWG Verteilnetzbetreiber dazu berechtigt Redispatch-Maßnahmen zu ergreifen.

Anlagen, so auch EE- und KWK-Anlagen (§ 13 Abs. 3 EnWG), für das Redispatch gewinnen. Allerdings besteht für die Anlagenbetreiber gesetzlich keine Mitwirkungspflicht, womit der Netzbetreiber, gerade für die Teilnahme von EE- und KWK-Anlagen, entsprechende Anreize setzen muss. Angesichts fehlender gesetzlicher Bestimmungen sind die Netz- und Anlagenbetreiber frei in ihrer Vertragsgestaltung. Sollen die Kosten jedoch über die Netzentgelte gewälzt werden, müssen die Netzbetreiber darauf achten, dass sie keine ineffiziente Leistungserbringung in Ansatz bringen (§ 21 Abs. 2 EnWG) (König 2013, 530). Basieren die Verträge auf den gesetzlichen Vergütungsansprüchen (§ 13a Abs. 2 EnWG) für Anlagen ab 10 MW, ist eine Anerkennung der Kosten bei den Netzentgelten sichergestellt. Fraglich bleibt jedoch, ob sich Betreiber von Batteriespeichern durch diese Vergütungspraxis angereizt sehen, für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung zu stehen. Ferner gibt es keine Anhaltspunkte über Konditionen der vertraglichen Bereitstellung von Redispatch seitens der Netzbetreiber. Diese Intransparenz allein baut Barrieren für neue Technologien auf, sich an der Dienstleistung zu beteiligen.

Gesetzliches Redispatch

Das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften von 2011[294] führte das gesetzliche Redispatch ein. Dieses sah vor, dass sich Anlagen, hierunter auch explizit Speicher, mit einer Nennleistung von 50 MW und größer sowie einer Spannungsebene ab 110 kV gegen eine angemessene Vergütung an Redispatch-Maßnahmen zu beteiligen haben (§ 13 a Abs. 2 EnWG a. F.). Das Strommarktgesetz[295] weitete 2016 den Anlagenkreis aus, und seither müssen sich alle Anlagen, unabhängig von der Spannungsebene und gegen eine angemessene Vergütung, ab 10 MW am gesetzlichen Redispatch beteiligen (§ 13a Abs. 1 EnWG).

Um den zunächst bis 2016 gesetzlich unscharfen Begriff der angemessenen Vergütung im EnWG zu präzisieren, legte die Bundesnetzagentur 2012 ein Vergütungs- und Erstattungsmodell im Beschluss BKB-12-019[296] vor. Allerdings hob das Oberlandesgericht Düsseldorf nach Beschwerden einer Reihe von Kraftwerksbetreibern die Festlegung der

[294] Gesetz vom 26. Juli 2011 (BGBI. I. S. 1554).
[295] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).
[296] Hiernach sollte sich die Entschädigung an den tatsächlich anfallenden Kosten orientieren. Bei geringfügiger Erhöhung der Wirkleistung (nicht mehr als 0,9 % der Jahresgesamteinspeisung des Vorjahres) belief sich die Kompensation auf Basis der niedrigsten stündlichen Strombörsenpreise des Vormonats an der EPEX-Spot. Anlagebetreiber, die ihre Einspeisung aufgrund des Netzengpasses verringern mussten, sollten ihre vermiedenen variablen Kosten an den Netzbetreiber abführen. Bei Redispatch-Maßnahmen, welche über 10 % der Vorjahreseinspeisung hinausgingen, sah der Beschluss vor, zusätzlich Leistungsbestandteile bei der Kompensation zu gewähren.

Bundesnetzagentur 2015 auf.[297] Zum einen begründete das Gericht die Entscheidung mit dem nicht hinreichenden Vergütungsansatz[298] und zum anderen mit der potentiell wettbewerbsverzerrenden Regelung der individuellen Leistungspreisvergütung. Die Bundesnetzagentur nahm in der Folge das Erstattungsmodell zurück, ohne gegen die Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf vorzugehen.

Erst im Zuge des Strommarktgesetzes[299] 2016 beseitigte der Gesetzgeber die unklare Rechtslage (Liebaug et al. 2017a, 187). Seither sind zu berücksichtigende Entschädigungsbestandteile der Anpassungsaufwand, der Wertverbrauch, entgangene Erlösmöglichkeiten und ggf. Auslagen für die Betriebsbereitschaft (§ 13a Abs. 2 EnWG). Nach Aussagen der Bundesnetzagentur können sich mit dieser Regelung keine profitablen Geschäftsmodelle etablieren, da „auch nach den Änderungen der §§13 EnWG durch das Strommarktgesetz im Kern weiterhin ‚nur' eine Entschädigung, die lediglich die Nachteile kompensiert, die den Erzeugern durch den Eingriff des Netzbetreibers entstehen" (BNetzA 2017g, 32), gezahlt wird. Damit besteht für das regulatorische Redispatch eine eindeutige Regelung in den Belangen, welche Anlagen sich daran zu beteiligen haben und welche Entschädigungsansprüche hieraus entstehen. Indes gibt es keine gesetzlichen Vorgaben, wann eine Redispatchmaßnahme durchzuführen ist und wie eine Bedarfsermittlung erfolgen soll (Doering et al. 2018, 12 f.).

Aus dem sehr kurzen Abriss lässt sich zusammenfassen, dass sich Batteriespeicher ab einer Leistung von 10 MW grundsätzlich am gesetzlichen Redispatch beteiligen müssen und kleinere Anlagen sich freiwillig im Rahmen des vertraglichen Redispatch beteiligen können. Allerdings basiert das Redispatch auf keinem marktorientierten und transparenten Verfahren, sondern stellt sich als ein kostenbasierter Korrekturmechanismus dar (Hilpert 2018, 131). Anstatt eine marktbezogene Maßnahme auszuarbeiten wie beispielsweise in Form lokaler Dienstleistungsmärkte und damit möglicherweise innovativere Systemkonfigurationen anzureizen, setzte der Gesetzgeber den Anlagenkreis weiter herunter. In der Folge marginalisierte sich wohl das vertragliche Redispatch. Möglicherweise hierdurch bedingt, sah sich der Gesetzgeber nicht mehr veranlasst, den vertraglichen Bereich weiter gesetzlich zu normieren.

[297] Oberlandesgericht Düsseldorf vom 28.04.2015, VI-3 Kart 332/12 (V).
[298] Neben den variablen Kosten bei der Aufwandsentschädigung sollen grundsätzlich auch Opportunitätskosten erstattungsfähig sein.
[299] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

cc) Notmaßnahmen

Dem Netzbetreiber stehen bei unmittelbaren kurativen Maßnahmen, welche nicht mehr über Redispatch-Maßnahmen abgefangen werden können, zwei gesetzlich festgeschriebene Möglichkeiten zur Verfügung. Einerseits kann er Anpassungsmaßnahmen bei konventionellen Anlagen einfordern oder das sogenannte Einspeisemanagement von EE und KWK ergreifen. Die erste Form regelt ausschließlich das EnWG, wohingegen für das Einspeisemanagement das EEG weitere Bestimmungen enthält.

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, wenn netz- und marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG) nicht zur Versorgungsstabilisierung ausreichen, Anpassungen von Stromeinspeisung und/oder -abnahme bei allen Betreibern oder Abnehmern vorzunehmen (§ 13 Abs. 2 EnWG). Jedoch ohne weitere Entschädigungsansprüche (BNetzA 2017f, 104) und damit ohne weitere Systemkosten. Die Verteilnetzbetreiber sind ebenfalls laut § 14 Abs. 1 EnWG zu diesen Anpassungsmaßnahmen verpflichtet. Im Vergleich zu anderen Engpassmaßnahmen machen diese Noteingriffe den kleinsten Teil der abgeregelten Energiemenge aus (BNetzA 2018d, 125).

Einspeisemanagement-Maßnahmen sind im Gegensatz zu den Abregelungen im Rahmen der Notmaßnahmen um ein Vielfaches höher und stiegen sowohl mengen- als auch kostentechnisch immer weiter an (BNetzA 2017f, 115 ff., 2018d, 125). Netzbetreiber regeln beim Einspeisemanagement i. d. R. ab, wovon insbesondere Windkraftanlagen im Norden betroffen sind (BNetzA 2017f, 116 f.). Eine Einspeisungserhöhung findet aufgrund der Vorrangs-regelung[300] normalerweise nicht statt.

Dagegen ist eine Wirkleistungsverringerung bzw. Abregelung der Einspeisung von EE- und KWK-Anlagen auf Anforderung des Netzbetreibers eine etablierte Maßnahme. Seit dem novellierten EEG von 2009 existiert eine gesetzliche Regelung zum sogenannten Einspeise-management als Netzsicherheitsmaßnahme von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung über 100 kWp (BNetzA 2010b, 29). Auch bereits bestehende Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 100 kWp verpflichtete die gesetzliche Neuregelung zur Nachrüstung (FfE 2016b, 188). Die nachfolgenden EEG-Novellierungen änderten an den Grundsätzen des

[300] Gesetzlich im EnWG (§ 13 Abs. 3 EnWG), EEG (§ 11 Abs. 1 EEG 2017) und KWKG (§ 3 Abs. 1 und 2 KWKG) verankert ist ein Einspeisevorrang für EE und KWK Stromerzeugnisse.

Einspeisemanagement kaum[301] etwas. Tabelle 18 fasst die gesetzlich veranlassten Anforderungen zusammen.

Technische Anforderungen an EE- und KWK-Anlagen nach § 9 EEG 2017		
EE- und KWK-Anlagen § 9 Abs. 1 $P_{inst} > 100$ kWp	EE- und KWK-Anlagen § 9 Abs. 2. S. 1 30 kW < $P_{inst} \leq 100$ kWp	EE- und KWK-Anlagen § 9 Abs. 2. S. 2 $P_{inst} \leq 30$ kWp
Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und Abruf Ist-Einspeisung	Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung	Techn. Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung oder Begrenzung $P_{Wirk,max} = 0{,}7\ P_{inst}$

Tabelle 18: Anlagenkategorien nach EEG 2017 für das Einspeisemanagement; Quelle: eigene Darstellung nach FfE 2016b, 187

Im Falle einer unfreiwilligen Abregelung durch den Netzbetreiber erhält der Anlagenbetreiber eine Entschädigung in Höhe von 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen (§ 15 Abs. 1 EEG 2017). Übersteigen durch das Einspeisemanagement die entgangenen Einnahmen 1 % eines Kalenderjahres, sind die Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt mit 100 % zu entschädigen (§ 15 Abs. 1 S. 2 EEG 2017). Die Entschädigungszahlungen trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz der Engpass auftritt (§ 15 Abs. 1 S. 3 EEG 2017). Diese Kosten werden, wenn nicht vom Netzbetreiber zu vertreten,[302] über die Netzentgelte an den Endverbraucher weitergereicht (§ 15 Abs. 2 EEG 2017). Anders als beim Redisptach kompensieren andere Anlagen nicht die Abregelung durch das Einspeisemanagement, und in der Folge muss der Netzbetreiber, um das Systemgleichgewicht zu halten, Regelenergie einsetzen (FfE 2016b, 184).

Grundsätzlich ergibt sich aus § 14 Abs. 1 EEG 2017, dass Netzbetreiber die größtmögliche Abnahme von EE-Strom gewährleisten sollen. Aufgrund dieser Anforderung ist eine EE-Abregelung nicht wie bei den netz- und marktbezogenen Maßnahmen planwert-, sondern allein istwertbasiert möglich. Denn nur im unmittelbaren Moment stellt sich heraus, ob und inwieweit eine EE-Anlage zu drosseln ist. Beispielsweise kann eine Windfront später als prognostiziert auftauchen und damit wäre mit einer frühzeitigen Abregelung die größtmögliche Abnahme nicht sichergestellt (Doering et al. 2018, 18 f.).

[301] Im Gegensatz zur 100 % Entschädigung sind Neuanlagen mit der Inbetriebnahme ab 01.01.2012 mit lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen bei Einnahmeeinbußen ≤ 1 % vom Netzbetreiber zu kompensieren (§ 12 Abs. 1 EEG 2012).

[302] Zu verantworten hat der Netzbetreiber die Maßnahmen, wenn er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat (§ 15 Abs. 2 EEG 2017).

Im Wesentlichen ergeben sich aus den bestehenden gesetzlichen Regelungen weder für den Netzbetreiber noch für EE-Anlagenbetreiber ein Anreiz, das Einspeisemanagement um Einspeicherungsvorgänge zu ergänzen.[303]

dd) Ausblick: NABEG 2.0[304]

Die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0)[305] sieht als Sammelgesetz weitreichende Änderungen beim Engpassmanagement bis zum 01. Oktober 2021 vor. Diese Änderungen heben das Einspeisemanagement (§ 14 EEG 2017) und die Härtefallregelung (§ 15 EEG 2017) auf. Stattdessen werden §§ 13 und 13a im EnWG geändert, was in der Folge das Maßnahmenverhältnis neu ordnet.

In § 13 EnWG der n. F. bleibt die Maßnahmenstaffelung erhalten, wobei das Gesetz in Abs. 1 nach S. 1 folgenden S. 2 ergänzt: „bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs sind abweichend von Satz 1 von mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen“. Damit werden zunächst verschiedene Engpassmaßnahmen relativiert und gleichgestellt. Eine Relativierung oder Konkretisierung der Gleichstellung bzw. des Entscheidungskriteriums findet sich in den Absätze 1a bis 1c, welche dem Absatz 1 in § 13 EnWG hinzugefügt werden.

Der neue Absatz 1a sieht für EE-Anlagen einen einheitlichen kalkulatorischen Preis vor, welcher so festzulegen ist, dass hierdurch i. d. R. mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor). Absatz 1b enthält ähnliche Bestimmungen für KWK-Anlagen. Absatz 1c sieht für den Einsatz der Netzreserve auch einen einheitlichen kalkulatorischen Preis vor, welcher so zu bestimmen ist, „dass ein Einsatz der Anlagen der Netzreserve in der Regel nachrangig zu dem Einsatz von Anlagen mit nicht vorrangberechtigter Einspeisung erfolgt und in der Regel nicht zu einer höheren Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG 2017 führt als bei einer Auswahlentscheidung nach den tatsächlichen Kosten“. Für EE- und KWK-Strom legt die Bundesnetzagentur den Mindestfaktor fest (§ 13j Abs. 6 EnWG n. F.). Hierzu hat die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren eröffnet, Ergebnisse lagen bis Ende 2019 nicht vor (BNetzA 2020b).

[303] Zu den möglichen Modellen des Einspeisemanagements und der Zwischenspeicherung in einer Batterie anstelle von Abregelung nehmen Lietz und Weyer (2018, 367–387) eine detaillierte rechtliche Betrachtung im Rahmen des EEG 2017 vor.
[304] Zu der gesetzlichen Änderung auch Doderer und Metz (2020, 217).
[305] Gesetz vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

Darüber hinaus sieht § 13a Abs. 1 EnWG n. F. für das regulatorische Redispatch eine Erweiterung auf Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW statt wie bisher 10 MW vor. Außerdem besteht die Möglichkeit für Netzbetreiber auf Anlagen mit einer geringeren Leistung zurückzugreifen, insofern diese fernsteuerbar sind. Vor diesem Hintergrund wird das gesamte Engpassmanagement auf ein planwertbasiertes System umgestellt: Der betroffene Netzbetreiber kann im Voraus, kostenbasiert und damit unabhängig von der Stromerzeugungsform, auf alle fernsteuerbaren Anlagen zurückgreifen, um vorhersehbare Netzengpässe zu beseitigen. Laut Gesetzesbegründung ist das Ziel, mit Hilfe der Relativierung des Einspeisevorrangs das Engpassmanagement für Netzbetreiber handhabbarer und beherrschbarer zu machen, und es wird dabei als vertretbar erachtet, dass es hierdurch zu leichten Erhöhungen der Kohlendioxidemission kommt sowie zu Verringerung der EE-Erzeugung (BT-Drs. 19/7375, 52 f.). Klausmann (2019, 202 f.) bewertet die gesetzliche Neuerung als ein ausdrückliches Wirtschaftlichkeitsgebot, indem bei Engpässen nur die wirksamste und kostengünstigste Anlage einbezogen wird und Klimaaspekte eine untergeordnete Rolle spielen. Darüber hinaus findet eine Preisfindung für die Engpassmaßnahme nur noch kostenbasiert auf Erzeugerseite statt. Potentiale lokale Engpassmärkte zu etablieren, die auch Lasten miteinbeziehen, stimulieren die neuen Regelungen nicht.

ee) Zwischenergebnis

In der Zusammenschau bleibt festzuhalten, dass es im Untersuchungszeitraum beim Engpassmanagement eine sehr dynamische Entwicklung gab. Der Gesetzgeber führte durch gesetzliche Regelungen diverse Maßnahmen zu diesem Zweck ein (u. a. Einspeisemanagement 2009, Netzreserve 2012 und netztechnischen Betriebsmittel 2016), differenzierte bestehende Maßnahmen, wie das regulatorische Redispatch, weiter aus und marginalisierte wiederum andere Maßnahmen, wie das vertragliche Redispatch. Bei dieser gesetzlichen Ausgestaltung des Engpassmanagements spielen insbesondere Kostenoptimierung und Netzsicherheit eine Rolle. Weniger bis gar keine Relevanz haben technologische Innovationen und damit liegt eine systemische Neuausrichtung nicht im Fokus. Dies zeigt sich anhand der Ausgestaltung vom Einspeisemanagement, der Ausweitung des gesetzlichen Redispatch und der Einführung von Reserven zulasten des vertraglichen Redispatch. Gerad die Regelungen zu den neu geschaffenen Reserven fokussieren sich bei ihren Beschaffungsmodalitäten auf konventionelle Erzeugung oder berücksichtigen neue Technologien erst gar nicht. Hierdurch entstanden neue Zutritts- und Teilnahmebarrieren für u. a. die Nutzung von Speicherstrom. Allerdings speziell

bei Reserven oder über das vertragliche Redispatch bestünde für den Gesetzgeber die Möglichkeit, Innovationsanteile zu verankern oder zumindest gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Dieser regulatorische Ansatz ist insofern zu hinterfragen, als bereits der Monitoringbericht 2013 die Inflexibilität der Netzreserve konstatierte: Hiernach wäre die Netzreserve am 25. und 26. März 2013 aufgrund eines extremen Netzengpasses notwendig gewesen, allerdings kam diese bedingt durch ihre mehrstündige Vorlaufzeiten für einen Einsatz nicht infrage (BNetzA 2013, 41).

Die geplanten Rechtsänderungen durch NABEG 2.0 verstärken diese Entwicklung, bei Engpässen zunächst ein stark ausgeweitetes Redispatch einzusetzen und, falls notwendig, auf Reserven zurückzugreifen. Diese Verfahrenslogik in Kombination mit den bestehenden Beschaffungsbedingungen für Reserven bestärkt einen Lock-in von konventionellen Erzeugungsanlagen zur Netzbewirtschaftung.

c) Spannungshaltung

Elektrizität wird in Deutschland und in Europa auf verschiedenen Spannungsebenen übertragen, eingespeist und entnommen.[306] Netzbetreiber halten innerhalb eines Toleranzbandes auf den verschiedenen Ebenen die vorgegebene Spannung (Schwarz et al. 2018, 28). Zur Spannungshaltung greifen die Netzbetreiber insbesondere auf Blindleistung zurück (50 Hertz et al. 2019c, 9). Darüber hinaus benötigen Netzbetreiber Blindleistung zur Übertragung von Wirkleistung an die Entnahmestelle (Halbig 2018, 5). Allerdings ist die Transportfähigkeit bei Blindleistung im Gegensatz zu Wirkleistung beschränkt und steht folglich nur lokal zur Verfügung (Brückl et al. 2016, 28 ff.). Zur lokalen Bereitstellung von Blindleistung können die deutschen Netzbetreiber grundsätzlich sieben Bereitstellungsformen nutzen (BNetzA 2018b, 12):

1. Beziehen von Blindleistung aus anderen Spannungsebenen
2. Bereitstellen durch eigene Netzbetriebsmittel
3. Von Anlagen im Netz voraussetzen (technische Anschlussbedingungen)
4. Von Anlagen zusätzlich anfordern (vertraglich gesicherte Blindleistung)
5. Spannungsbedingtes Redispatch bei Wirkleistungseinspeisung anfordern (gesetzlich gesicherte Blindleistung)
6. Spannungsbedingte Notmaßnahmen

[306] Näher hierzu Teil C Abschnitt 1.3.3.

7. Reduktion des Blindleistungsbedarfs beim Endverbraucher durch Änderungen der Anschlussverträge

Dabei handelt es sich bei den ersten beiden Möglichkeiten (1. und 2.) um interne Maßnahmen der Netzbetreiber. Wie auch beim Engpassmanagement ist aus entflechtungsrechtlichen Erwägungen, entweder der Betrieb eines Batteriespeichers untersagt oder dieser bisher nicht rechtssicher geklärt.[307] Vor diesem Hintergrund gehen die folgenden Ausführungen hierauf nicht weiter ein.

Hingegen stellen die Blindleistungsquellen (3. bis 6.) einen externen Bezug dar. In diesen Fällen wird, um den benötigten Bedarf an Blindleistung im Netzbereich zu decken, die Wirkleistungseinspeisung beim Netzanschluss normiert oder beim Netzzugang angepasst (BNetzA 2018d, 126). Bei der letzten Maßnahme (7.) handelt es sich um eine Sonderform und nach Einschätzung der BNetzA (2018c, 12) besitzt diese bis heute keine Relevanz. Insofern gehen die folgenden Ausführungen auch auf diese Form nicht weiter ein.

Ähnlich wie im Falle des Engpassmanagements existieren für die Spannungshaltung keine einschlägigen EU-Bestimmungen im Untersuchungszeitraum. Nur für den dritten Fall, den technischen Anschlussregelungen, sehen die ergänzenden Rechtsakte (NC-RfG und NC-DCC) zum 3. Energiepakets Regelungen vor. Im deutschen Regelungskontext geht die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung, wie beim Engpassmanagement auch, aus § 13 EnWG hervor. Demnach stehen den Netzbetreibern auch bei der Spannungshaltung netz-, markt- und notfallbezogene Maßnahmen zur Verfügung. Netzbezogene Maßnahmen sind nach Einschätzung von Halbig (2018, 20) der Austausch von Blindleistung zwischen den Netzebenen und -betreibern sowie die Nutzung von netzbetriebsinternen Anlagen für Blindleistung (1. und 2.). Hingegen stellt der Bezug von Blindleistung von Erzeugungsanlagen über Netzanschlussbedingungen,[308] vertragliche Vereinbarungen (freiwilliges Redispatch) und das gesetzliche Redispatch[309] (3. bis 5.) eine marktbezogene Maßnahme dar (Halbig 2018, 20 f.). Als Notfallmaßnahme kann der Netzbetreiber gemäß § 13 Abs. 2 EnWG auf sämtliche Netznutzer zwangsweise Einfluss nehmen und ihr Blindleistungsverhalten regeln (6. und 7.) (Halbig 2018, 21). Folglich besteht der zentrale Unterschied zum Engpassmanagement in der

[307] Hierzu detailliert Teil C Abschnitt 3.1.2.

[308] Halbig (2018, 20 f.) qualifiziert diese Form der Bereitstellung als marktbezogene Maßnahme mit dem Argument, dass zwar keine Vergütung gibt, aber eine vertragliche Beziehung über die Netzanschlussbedingungen besteht.

[309] Halbig (2018, 21) argumentiert in diesem Kontext, dass es sich hier eigentlich um ein gesetzliches Schuldverhältnis handelt, jedoch das EnWG in § 13 Abs. 1 Nr. 2 Redispatch ausdrücklich als marktbasiert normiert.

Bereitstellung über die technischen Netzanschlussbedingungen. Hierauf und auf Teilaspekte von spannungsbedingtem Redispatch fokussieren die folgenden Ausführungen.

aa) Netzanschlussbedingungen

Bis zu den ergänzenden Rechtsakten des 3. Energiepakets gab es keine einschlägigen gesetzlichen Regelungen bei den Netzanschlussbedingungen. Allerdings sind Netzbetreiber seit dem EnWG von 1998 dazu verpflichtet, technische Mindestanforderungen für den Anschluss festzulegen und zu veröffentlichen (§ 4 Abs. 2 EnWG a. F.). Heute finden sich die Regelungen in §§ 19 und 49 EnWG. Aufgrund der Vermutungsregel[310] in § 49 Abs. 2 EnWG greifen Netzbetreiber trotz der nicht verbindlichen Regelungen auf Muster von Netzanschluss-bedingungen von Privatverbänden zurück. Die unterschiedlichen Netzanschlussbedingungen enthalten verschiedene Blindleistungsvorgaben, welche i. d. R. durch den Leistungsfaktor cos(φ)[311] vorgegeben sind.

Auf der Höchstspannungsebene entstanden und veränderten sich die Blindleistungs-bedingungen im Rahmen der GridCode-Entwicklung 2000, 2003 und 2007 (Brückl et al. 2016, 91 ff.). Der bis 2018 gültige TransmissionCode 2007 enthält in Abschnitt 3.3.8 die jeweiligen Anforderungen und legt drei von der jeweiligen Netzspannung abhängige Blindleistungsbereiche fest. In den zwei extremen Fällen fordert der TransmissionCode 2007 für Erzeugungsanlagen Blindleistung in den Bereichen von cos(φ)=0,975 induktiv bis cos(φ)=0,9 kapazitiv bzw. cos(φ)=0,925 induktiv bis cos(φ)=0,95 kapazitiv (Brückl et al. 2016, 91). Besteht ein Bedarf seitens der Netzbetreiber, der über diesen Blindleistungsbereich hinausgeht, kann dieser die Blindleistungsbereitstellung auch über den Bereich festsetzen. Der Abschnitt 5.2.3 des TransmissonCode 2007 bestimmt für diesen Fall, dass diese zusätzliche Blindleistungsfähigkeit in bilateralen Verträgen festgelegt und auch vergütet wird. Bis zum Inkrafttreten des TransmissionCodes 2003 wurden ebenfalls die Investitionen zur technischen Ertüchtigung von Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung kompensiert (Meister 2017, 81).

[310] Die Vermutungsregel in § 49 Abs. 2 EnWG besagt, dass „die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet wird, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. eingehalten worden sind“. Die Netzbetreiber müssen bei einem Verweis auf die Vorgaben nicht nachweisen, dass sie die allgemeinen anerkannten Regeln der Technik eingehalten haben (Halbig 2018, 11 f.).

[311] Der Leistungsfaktor cos(φ) entspricht dem Verhältnis von eingespeister Wirkleistung zur Scheinleistung, und je niedriger der Leistungsfaktor, umso umfänglicher ist die Blindleistungs-bereitstellung (BNetzA 2018b, 15 f.).

Damit beruht das vertragliche Redispatch auf individuellen Übereinkünften zwischen Übertragungsnetz- und Anlagenbetreiber (Kerlen et al. 2017, 64).

Für die Hochspannungsebene regelte auch der TransmissionCode 2003 bzw. TransmissionCode 2007 die Bereitstellung von Blindleistung (Brückl et al. 2016, 96). Seit Januar 2015 gilt für das Hochspannungsnetz die TAB-Hochspannung des VDE/FNN[312] mit drei neuen Anforderungen zur Blindarbeit. Der Bereich liegt dabei zwischen cos(φ)=0,925 induktiv bis cos(φ)=0,90 kapazitiv (BNetzA 2018b, 16).

Für die Mittel- und Niederspannungsnetzebene existieren seit 2007 die TAB-Niederspannung und seit 2008 die TAB-Mittelspannung. Darüber hinaus erschien für die Niederspannung 2011 das technische Regelwerk „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. Aus den Regelwerken ergibt sich für die Niederspannung eine von der Leistung abhängige Blindleistungsbereitstellung (von 3,68kVA bis 13,8 kVA ein cos(φ)=0,95 induktiv bis cos(φ)=0,95 kapazitiv und größer 13,8 kVA ein cos(φ)=0,90 induktiv bis cos(φ)=0,90 kapazitiv) (Brückl et al. 2016, 98). Für Erzeugungsanlagen auf der Mittelspannungsebene schreibt das private Regelwerk ein cos(φ)=0,95 induktiv bis cos(φ)=0,95 kapazitiv vor (BNetzA 2018b, 16; FfE 2016b, 246).

Auch die im Rahmen der unterschiedlichen Regelwerke getroffenen technischen Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung und dessen Abruf sind vergütungsfrei. Geht, wie auf der Höchstspannungsebene auch, der Bedarf der Netzbetreiber allerdings über die definierten Grenzwerte in den Anschlussverträgen hinaus, kann dieser mit dem entsprechenden Anlagenbetreiber bilaterale Vereinbarungen treffen, welche jedoch grundsätzlich Vergütungsansprüche nach sich ziehen (Brückl et al. 2016, 91–98). Folglich steht zur Netzbewirtschaftung auf allen Spannungsebenen unentgeltliche Blindleistung bereit.

Grundsätzliche Änderungen der Blindleistungsbereitstellung stellen sich seit Mitte 2019 durch die ergänzenden Rechtsakte des 3. Energiepakets ein: für Erzeuger über NC-RfG und für Lasten über NC-DCC. Aufgrund der eingangs beschriebenen Erwägung, dass Lasten bei Blindleistungsbereitstellung kaum eine Rolle spielen, geht es im Weiteren allein um die Umsetzung des NC-RfG.

Der NC-RfG differenziert seine Anforderungen nach Spannungsebene und Leistung entsprechend Typ A, B, C, D (s. Tabelle 19).

[312] VDE/FNN, Technische Anschlussbedingungen Hochspannung, VDE-AR-N 4120.

	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D	Typ D
Spannung am Netzanschlusspunkt	unter 110 kV	unter 110 kV	unter 110 kV	unter 110 kV	mind. 110 kV
Leistungsgrenzwert	min. 0,8 kW	max. 1 MW	max. 50 MW	75 MW	unabhängig

Tabelle 19: Erzeugungsunterteilung gemäß Art. 5 Abs. 2 NC-RfG; Quelle: eigene Darstellung

Grundsätzlich gilt: je höher die Leistung, desto umfänglicher die Anforderungen. Für Typ A gibt es keine Vorgaben für die Bereitstellung von Blindleistung beim Netzanschluss (Halbig 2018, 30). Für Typ B steht es dem Netzbetreiber offen, Bestimmungen zum Blindleistungsverhalten festzulegen (Art. 17 Abs. 2 und Art. 20 Abs. 2 NC-RfG). Auch bei Anlagentypen C und D ist der jeweilige Netzbetreiber ermächtigt, Blindleistungsbereitstellung zu fordern, welche aber nicht über den Höchstbereich von 0,95 von Blindleistung zur Maximalkapazität liegen darf (vgl. Art. 18 Abs. 2.; Art. 19 Abs. 1; Art. 21 Abs. 3 und Art. 22 NC-RfG). Mit den Regelungen legitimiert der europäische Gesetzgeber Netzbetreiber grundsätzlich dazu, Anlagen bei Netzanschluss zur Blindleistungsbereitstellung zu verpflichten. Allerdings dürfen die Anforderungen der Netzbetreiber nicht über den Rahmenvorgaben der Verordnung liegen. Finden sich jedoch keine entsprechenden Bestimmungen im Gesetzestext, können nationale Vorgaben darüber hinausgehen.

Im Zug dieser Anforderungen erstellten die deutschen Netzbetreiber in Kooperation mit dem VDE/FNN neue technische Anschlussregelungen (TAR), welche gemäß Art. 72 Abs. 2 NC-RfG zum 27. April 2019 Gesamtgültigkeit erlangten. Wie bereits in Teil C Abschnitt 3.1.3 angeführt, sind die Regelungen nur eingeschränkt zugänglich und es existieren keine der Analyse bekannten Sekundärauswertungen. Aufgrund dessen kann an dieser Stelle keine Einschätzung über mögliche Änderungen gegenüber den Vorgängerregelungen gegeben werden. Diese Auswertung wäre allerdings sicherlich informativ und zentral bei der Bewertung von frei zugänglichen Blindleistungspotentialen für Netzbetreiber.

Auch ohne detaillierte Auswertung der neuen TAR geht aus den Ausführungen grundsätzlich hervor, dass Netzbetreiber über die Anschlussregelungen auf vergütungsfreie Blindleistung zurückgreifen können. In diesem Fall reduzieren die Netzbetreiber nicht die Wirkleistungseinspeisung, sondern nutzen vorhandene Kapazitäten (Halbig 2018, 18).

bb) Redispatch

Übersteigt der Bedarf die nach den Anschlussbedingungen zur Verfügung stehenden Blindleistung, kann der Netzbetreiber individuelle Regelungen mit entsprechenden Anlagen treffen, was sich als freiwilliges oder vertragliches Redispatch auch bei der Spannungshaltung definieren lässt. Dieser Mehraufwand ist jedoch grundsätzlich vergütungspflichtig. Über die

vertragliche Bereitstellung, welche i. d. R. durch konventionelle Kraftwerke auf der Übertragungsnetzebene bereitgestellt wird, gibt es kaum Informationen über die Vergütungshöhe oder den Leistungsumfang (BNetzA 2018b, 17 f.).

Darüber hinaus, gleich den Regelungen beim Engpassmanagement, ist es seit 2011 dem Netzbetreiber möglich, auf ein gesetzlich geregeltes spannungsbedingtes Redispatch zurückzugreifen. Die Rechtsquelle und damit auch die Entwicklung und Folgerungen sind identisch zum wirkleistungsbezogenen Redispatch im Rahmen des Engpassmanagements bzw. umfassen beide Erbringungsarten. Daher greift die Analyse an dieser Stelle nur die bis Ende 2019 bestehenden Bestimmungen in verkürzter Form auf.

Die Regelungen befähigen den Netzbetreiber bei Anlagen ab einer Nennleistung von 10 MW und gegen eine angemessene Vergütung, Anpassungen bei der Blindleistungseinspeisung zu fordern (§ 13a Abs. 1 EnWG). Die angemessene Vergütung ist auch gesetzlich normiert und umfasst den Anpassungsaufwand, den Wertverbrauch, die entgangenen Erlösmöglichkeiten und ggf. Auslagen für die Betriebsbereitschaft (§ 13a Abs. 2 EnWG). Anders als beim Engpassmanagement wickelt der Netzbetreiber die Gegengeschäfte über die Börse ab (BNetzA 2019d, 150).

Mit der Einführung eines gesetzlichen Redispatchs bei Spannungsschwankungen und dem Herabsenken des betroffenen Anlagekreises marginalisieren sich vertragliche Vereinbarungen, welche über die Anschlussbedingungen hinausgehen. Damit nehmen Anwendungspotentiale für Batteriespeicher ab. Diese Situation wird sich wohl noch verstärken, wenn die vorgesehenen Änderungen zum Spannungs- und Engpassmanagement im Rahmen des NABEG 2.0 zum 01. Oktober 2021 umgesetzt werden.[313]

cc) Zwischenergebnis

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass Netzbetreiber heute auf unterschiedliche normierte Blindleistungsbereitstellungen zurückgreifen. Allerdings bleibt gerade der Bereich des vertraglichen Redispatchs bezüglich Umfang und Kosten eher intransparent. Diese Tatsache stellen auch Hinz et al. (2014, 15) in ihrer Analyse heraus. Damit wird die einzige Form, in der sich technische Neuerungen einbringen können und auch eine entsprechende Vergütung erhalten, erschwert. Grundsätzlich wirkt dies, wie auch beim Engpassmanagement, hindernd auf eine technologische Wende bei den Dienstleistungen im Netzbereich. Allerdings wird sich wohl diese Art der Blindleistungsbereitstellung mit den Bestimmungen der NEBG 2.0 weiter

[313] Ausführlich beim Engpassmanagement unter Punkt dd) Ausblick: NABEG 2.0.

marginalisieren. Ob hierdurch der vom Monitoringbericht 2019 beschriebene Engpass[314] gedeckt werden kann, bleibt abzuwarten.

d) Versorgungswiederaufbau

Für einen eventuellen vollständigen Versorgungszusammenbruch in Teilen oder im gesamten europäischen Verbundnetz erstellt jeder Übertragungsnetz-, in Kooperation mit den Verteilnetz- und bestimmten Anlagenbetreibern ein Konzept zum Netzwiederaufbau (VDN 2007b, 42). Das Konzept zum Netzwiederaufbau umfasst drei Kategorien (50 Hertz et al. 2017, 10):

1. Hilfe durch angrenzende Übertragungsnetzbetreiber des Verbundnetzes
2. Start mit Anlagen im Inselbetrieb, wenn keine Hilfe durch das Verbundnetz kommen kann[315]
3. Start mit schwarzstartfähigen Anlagen, welche ebenfalls einen Inselbetrieb absichern können.

Damit sind ein integraler Bestandteil beim Versorgungswiederaufbau, wie aus Punkt drei hervorgeht, schwarzstartfähige Anlagen. Je nach Netz- und Erzeugungsstruktur befinden sich Inselanlagen oder schwarzstartfähige Einheiten auf der Übertragungs- und/oder auf der Verteilnetzebene. Um die Beschaffung dieser Dienstleistung geht es in den folgenden Ausführungen.

aa) Schwarzstartfähigkeit

Die gesetzliche Pflicht, schwarzstartfähige Anlagen zu kontrahieren, ergibt sich ausschließlich über die Systemverantwortung der Netzbetreiber (§§ 13 und 14 EnWG). Auch in den technischen Anschlussregelungen finden sich keine genaueren Vorgaben (Kraft 2018, 46). Laut Transmission- und DistributionCode von 2007 obliegt es vielmehr dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber, mittels bilateraler Vereinbarungen, ggf. in Zusammenarbeit mit dem Verteilnetzbetreiber Art und Umfang der Dienstleistung mit den entsprechenden Anlagenbetreibern in seiner Regelzone festzulegen (VDN 2007b, 42, 2007a, 3). Faktisch beruht damit diese Dienstleistung allein auf privaten Regelwerken, welche allerdings auch keine wesentlichen Vorgaben enthalten.

[314] Hiernach erhöht sich in den Sommermonaten bedingt durch eine niedrigere Last der Bedarf an Blindleistung, allerdings, so der Monitoringbericht 2019, stellen Blindleistungen insbesondere konventionelle Erzeugungsformen bereit. Durch einen geringeren Strombedarf im Sommer sind diese jedoch nicht verfügbar, und in der Folge muss der Bedarf zunehmend über Redispatchmaßnahmen gedeckt werden (BNetzA 2019d, 150).

[315] Zur Inselbetriebsfähigkeit sind Kraftwerke mit einer Leistung ab 100 MW verpflichtet (TransmissionCode 2007, 41).

Aufgrund der bilateralen Vergabepraxis und unspezifischen technischen Vorgaben der privaten Regelwerke, der Tatsache, dass die Bundesnetzagentur nur Gesamtkosten der Schwarzstartfähigkeit und nicht die kontrahierte Leistung veröffentlicht (u. a. BNetzA 2017g, 146 ff.) sowie der bisher fehlenden bzw. nicht spezifizierten gesetzlichen Regelungen auf nationaler und EU-Ebene war dieser Nutzungsbereich bisher äußerst intransparent ausgestaltet. Einzig bekannte Information zu dieser Dienstleistung sind die Jahresgesamtkosten, welche sich über den Betrachtungszeitraum hinweg im einstelligen Millionenbereich beliefen (s. Abbildung 16). Im Vergleich zu den Gesamtkosten aller Dienstleistung verursachte damit die Kontrahierung von Schwarzstartfähigkeit die geringsten Kosten (BNetzA 2019d, 202). Die Marginalität gegenüber anderen Dienstleistungen zur Netzbewirtschaftung könnte folglich eine Begründung liefern, warum bisher der Gesetzgeber in diesem Bereich kaum Vorgaben erließ.

Erst durch den ergänzenden Rechtsakt NC-ER zum 3. Energiepaket änderte sich diese von Intransparenz gekennzeichnete Beschaffungssituation. Nach Vorgaben des Rechtsakts (Art. 4 Abs. 4 NC-ER) waren im Fall einer vertraglichen Beschaffung[316] die Übertragungs-netzbetreiber angehalten, bis zum 18. Dezember 2018 einen Vorschlag für die Beschaffungsmodalitäten der zuständigen Regulierungsbehörde zu unterbreiten, in denen mindestens folgende Punkte festzulegen sind: Merkmale der zu erbringenden Dienstleistung, Möglichkeiten und Bedingungen zur Aggregation und geographische Verteilung der schwarzstartfähigen Anlagen.

Auf Grundlage dieser europarechtlichen Aufforderung erarbeiteten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber einen Vorschlag (50 Hertz et al. 2018b, 3) zu den „Vertraglichen Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau“, und im Zuge dessen eröffnete die Bundesnetzagentur ein entsprechendes Verfahren (BK6-18-249), welches bis Ende 2019 noch als offen galt. Der Vorschlag enthält zunächst eine Definition für eine Schwarzstartanlage. Hierunter fallen Anlagen, welche „ohne externe Spannungsversorgung aus eigener Kraft Spannung an einem Netzanschlusspunkt bereitstellen und ein vom Netzbetreiber vorgegebenes Teilnetz unter Spannung setzen kann. Eine Schwarzstartanlage kann ggf. aus mehreren Einheiten bestehen, die an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt die vereinbarten Eigenschaften bereitstellen“ (50 Hertz et al. 2018b, 3). Damit ist die vorgeschlagene Definition technologieneutral formuliert, indem hier mitunter von Anlage gesprochen wird und nicht von Erzeugungseinheiten, wie noch im Transmission- und DistributionCode von 2007 (VDN 2007b, 42, 2007a, 3). Rein definitorisch stellt dies eine Weiterentwicklung dar. Weitere

[316] Alternativ können Modalitäten auch rechtlich festgelegt werden (Art. 4 Abs. 4 NC-ER).

zentrale, von den Netzbetreibern vorgeschlagene Modalitäten finden sich Tabelle 20. Demnach führt der Vorschlag eine gewisse Form von Transparenz bei vertraglichen Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern ein. Insbesondere die Möglichkeit zur Aggregation eröffnet neuen Anlagenkonfigurationen die Teilnahme an der Dienstleistung und auch lange Vertragslaufzeiten begünstigen dies.

Einsatzbereitschaft	1 h nach Anforderung, ggf. max. 2 h bei technischen Randbedingungen
Betriebszustände	Zeitdauer sowie betriebliche Vorgänge und Betriebszustände der Schwarzstartanlage werden bilateral verhandelt bzw. vom zuständigen Netzbetreiber festgelegt
Aggregation	An einem Netzanschlusspunkt möglich
geografische Verteilung	Netztopologie und Netzwiederaufbauplan
Kündigung und Vertragslaufzeit	Lange Vertragslaufzeit und lange Kündigungsfristen

Tabelle 20: Modalitäten für die Schwarzstartfähigkeit, Quelle: eigene Darstellung nach 50 Hertz et al. 2019b, 4 ff.

Allerdings bleiben auch mit diesem Vorschlag viele Punkte Gegenstand einer vertraglichen Verhandlung. Beispielweise zu nennen wären die Vergütungsmodalitäten, die für eine Teilnahme neuer Technologien äußerst zentral sind. Im ersten Entwurf machten die Übertragungsnetzbetreiber sogar noch Angaben zu Vergütungsmodalitäten (50 Hertz et al. 2018b, 4 ff.). Allerdings, so die Einschätzung der Bundesnetzagentur selbst, fehlt es an einer „Ermächtigungsgrundlage für die Genehmigung von Vergütungsregelungen in den vertraglichen Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau“ (BNetzA 2019b). Aufgrund dieser Einschätzung entfällt ein zentraler Aspekt bei den Modalitäten restlos und die Transparenz verringert sich in einem entscheidenden Bereich für neue Drittanbieter.

bb) Zwischenergebnis

Bisher kennzeichnend für die Kontrahierungspraxis von schwarzstartfähigen Anlagen war dessen äußerst intransparente Ausgestaltung: Über Art, Umfang und Vergütung dieser Dienstleistung gab es keinerlei weiterführende Informationen. Änderungen an dieser intransparenten Beschaffungssituation stellten sich erst über die europarechtlichen Vorgaben des NC-ER ein. Gleichwohl bleiben auch nach Umsetzung der EU-Vorgaben die Vergütungsmodalitäten unbekannt. Ohne hier entsprechende Transparenz zu schaffen, werden es neue Technologien schwer haben, sich im Rahmen dieser Dienstleistung zu positionieren.

e) Verlustenergie

Um physikalisch bedingte Netzverluste auszugleichen, kontrahieren Netzbetreiber entsprechende Verlustenergiemengen (Zapf 2017, 54). Die physikalischen Netzverluste

entstehen, weil sich bei der Übertragung Teile des Stroms in den Netzen in Wärme umwandelt (ohmsche Verluste) (Hinz et al. 2014, 15). Dieser physikalische Grundsatz findet sich auch in der Legaldefinition § 2 Nr. 12 StromNZV: Verlustenergie gleicht physikalisch bedingte Netzverluste aus. Demnach kompensieren Verlustenergiemengen die übertragungsbedingten Differenzen zwischen ein- und ausgespeister Strommenge sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsnetzebene (Loebert 2014, 99).

Häufig zählt Verlustenergie nicht zu den eigentlichen Dienstleistungen der Netzbewirtschaftung. Allerdings fasst sie diese Arbeit hierunter, da sie der Argumentation von Hinz et al. (2014, 15) folgt, wonach Verlustenergie „nicht in einem unmittelbaren funktionalen Zusammenhang zum Netzausbau steht“ und für den Betrieb des Netzes unabdingbar ist.

aa) Beschaffungsanforderungen

Gesetzliche Grundlagen existieren für die Verlustenergie seit dem EnWG von 2005 und in der Folge auch in der StromNZV. Zuvor sahen die verschiedenen Verbändevereinbarungen minimal Anforderungen zur Beschaffung und Abwicklung von Verlustenergie vor (Meister 2017, 62). Seit der gesetzlichen Normierung soll Verlustenergie nichtdiskriminierend und marktorientiert beschafft werden (§ 22 Abs. 1 EnWG und § 10 StromNZV). Die ergänzende Verordnung legt eine Ausschreibungspflicht bei Netzbetreibern mit mehr als 100.000 Kunden (De-minimi-Regelung) fest (§ 10 StromNZV). Ausnahmen sind nur zulässig, wenn die Kosten des Ausschreibungsverfahrens in einem unangemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen (§ 10 StromNZV).

Die seit 2005 in Deutschland bestehenden Regelungen lassen sich auf die Vorgaben im Rahmen der zweiten Binnenmarktrichtlinie EltRL 2003 zurückführen. Dort weisen Art. 11 Abs. 6 und Art 13 Abs. 5 EltRL 2003 sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Verteilnetzbetreiber an, Energie, welche sie zur Deckung von Energieverlusten in ihrem jeweiligen Netz benötigen, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Darüber hinaus ermächtigen Art. 23 Abs. 4 i. V. m. Abs. 2b EltRL 2003 die Regulierungsbehörde Änderungen zu veranlassen, um sicherzustellen, dass u. a. Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen angemessen sind und nichtdiskriminierend angewendet werden. Die Ermächtigung der Regulierungsbehörde findet ihre Entsprechung in § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV. Hier heißt es, dass die Bundesnetzagentur „Festlegungen zum Ausschreibungsverfahren und zum Verfahren zur Bestimmung der Netzverluste treffen“ kann. Folglich beinhaltet die Regulierungskompetenz der Bundesnetzagentur einerseits, das

Beschaffungsverfahren zu bestimmen und andererseits Entscheidungen über die Anerkennungsfähigkeit der hieraus resultierenden Kosten zu treffen (Lismann 2015, 84).

Die übertragene Gestaltungskompetenz griff die Bundesnetzagentur 2008 im Beschluss zur Festlegung des Ausschreibungsverfahrens von Verlustenergie und zur Bestimmung der Netzverluste (BK6-08-006) auf. Der Beschluss fordert Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden auf, Verlustenergie im Rahmen eines mindestens jährlich stattfindenden Ausschreibungsverfahrens getrennt nach langfristigen und kurzfristigen Komponenten zu beschaffen. Die zentralen Beschaffungsbedingungen des Beschlusses fasst Tabelle 21 zusammen.

	Langfristkomponente	Kurzfristkomponente
Vertragslaufzeit	max. 1 Jahr	
Teilnahmevoraussetzung	Extra Bilanz- oder Unterbilanzkreis, weiter Bedingungen sind nicht zulässig	
Angebotsabgabe	Zeitraum der Angebotsabgabe nicht kürzer als sechs Stunden und Angebotszuschlag an einem werktäglichen Handelstag	
Zentrale Verfahrenselemente	Losgröße maximal 50.000 MWh, Ausschreibungsgemeinschaften zulässig, Zuschlag kostengünstigste Angebot.	Vergütung nach einem fixen mengenunabhängigen und mengenabhängigen Anteil, welcher durch den EEX-Spotmarktpreis vorgegeben ist, Zuschlag nach fixer Komponente

Tabelle 21: Bedingungen zum Ausschreibungsverfahrens gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-08-006, Quelle: eigene Darstellung

Entsprechend der aufgeführten Beschaffungsbestimmungen besitzen die Netzbetreiber einen durchaus großen Freiraum bei der Ausschreibung bezüglich der jeweiligen zeitlichen und mengenmäßigen Bänder bzw. Losgrößen im Vergleich zu den gesetzlichen Regelungen, Vorgaben und Festlegungen im Bereich der Regelenergie[317].

Allerdings ließen die im Zuge des Verfahrens BK6-08-006 getroffenen Festlegungen noch zu große Auslegungsfreiräume offen, um als wirksame Verfahrensregulierung im Sinne des § 11 Abs. 1 ARegV gelten zu können (Meister 2017, 110; Lismann 2015, 93 f.). Vor diesem Hintergrund und der neuen Kategorisierung von Verlustenergie als volatile Kosten[318] hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur ab 2009 für Übertragungsnetzbetreiber und ab 2010 für Verteilnetzbetreiber Festlegungen getroffen, welche auf Basis von freiwilligen Selbstverpflichtungen ergingen (Meister 2017, 110). Die ansatzfähigen Verlustenergiekosten

[317] Hierzu Teil C Abschnitt 3.2.1 unter a.

[318] Mit der Anreizregulierungsverordnung von 2007 werden in § 11 Abs. 2 die Beschaffung von Verlustenergie als nicht beeinflussbare Kosten eingestuft und gehen damit unter der Voraussetzung einer Verfahrensregulierung nicht in den Effizienzvergleich laut §§ 12 ff. ARegV mit ein (Meister 2017, 98). Seit 2010 wird Verlustenergie in der Verordnung in eine neue Kostengruppe gefasst, wo sie seither als volatiler Kostenanteil gelten.

setzen sich zusammen aus dem Produkt des Referenzpreises und der Verlustenergiemenge des jeweiligen Netzbetreibers (Guss et al. 2014, 111 f.). Der Referenzpreis ergibt sich aus dem durchschnittlichen Phelix-Year-Future-Settlement-Preisen, wo anteilig der Base-Preis (69 %) und der Peak-Preis (31 %) einfließen (Lismann 2015, 96). Hierdurch soll die Beschaffung der Verlustenergie und Umlegung auf Netzentgelte über Selbstverpflichtungserklärungen sachgerecht erfolgen. Benötigt der Netzbetreiber wenig Verlustenergie oder kann diese zu besseren Konditionen beschaffen, darf er die Überschüsse als zusätzliche Einnahmen verbuchen. Im anderen Fall entstehen dem Netzbetreiber zusätzliche Kosten.

Im Ergebnis ist die Verlustenergiebeschaffung für Netzbetreiber ab 100.000 Kunden marktorientiert ausgestaltet. Allerdings mangelt es an Transparenz, denn über Art und Umfang sind nur bei den entsprechenden Ausschreibungen der Netzbetreiber Informationen zu erhalten. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur veröffentlicht hierzu ausschließlich die Kosten (BNetzA 2019d, 201 f.).

bb) Zwischenergebnis

Grundsätzlich ist die Beschaffung und Bereitstellung von Verlustenergie technologieoffen, da sie keine direkten Hindernisse zum Markteintritt enthalten. Jedoch können folgende Regelungen indirekt Hemmnisse für Technologien darstellen (Hauser et al. 2014, 45; Bokelmann et al. 2008, 141-144): Zum einen ist die maximal zulässige Losgröße von 50.000 MWh sehr groß, was je nach angesetzten Zeitscheiben nur Großanlagen zur Ausschreibung qualifiziert. Zum anderen sind Ausschreibungszeiträume von einem Jahr sehr kurz, um Investitionsanreize auszulösen. Darüber hinaus müssen kleinere Netzbetreiber nicht ausschreiben. Dies verhindert die Ausschreibung von kleineren Mengen von rund 800 Verteilnetzbetreibern (BNetzA 2018d, 36). Folglich ist auch dieses Ordnungsgefüge eher unzugänglich für neue Technologien wie Batteriespeicher und steht exemplarisch dafür, dass sich über ein marktorientiertes Verfahren nicht zwingend die Technologievielfalt erhöht.

f) Netzausbau

Netzbetreiber in Deutschland sind gesetzlich 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“ (§ 11 Abs. 1 EnWG). Ähnlich lautet die Anforderung in § 12 EEG 2017. Folglich besteht ein Netzoptimierungs- und/oder Netzausbaubedarf immer dann, wenn ein sicherer oder leistungsfähiger Betrieb gefährdet scheint – meist wenn Netzkapazitäten nicht den Erzeugungs-

und Verbrauchsentwicklungen entsprechen (FfE 2016b, 2). Grundsätzlich gehen Netzbetreiber bei der Bedarfsanpassung nach dem sogenannten NOVA-Prinzip vor: Zunächst werden die Netze optimiert, verstärkt und erst nach Ausschöpfung dieser beiden Möglichkeiten ausgebaut (Heimann 2017, 86). Damit ziehen Netzoptimierungsmaßnahmen nicht zwingend einen Leitungsausbau nach sich, sondern können prinzipiell vielseitig sein.

Zur Refinanzierung der Netzinfrastruktur erhebt der Netzbetreiber Netzentgelte. Aufgrund der Tatsache, dass es sich beim Netz um ein natürliches Monopol handelt und sich die Netznutzung entscheidend auf Wettbewerbschancen Dritter auswirkt, unterliegen die Netzentgelte einer staatlichen Regulierung (Wellerdt 2018, 40 f.). Damit sind beim Aus- und Umbau der deutschen Strominfrastruktur nicht nur technische Potentiale einschlägig, sondern gerade die Regulierung von Netzentgelten setzt entscheidende Investitionsimpulse (FfE 2016b, 33). Vor diesem Hintergrund fokussieren die folgenden Ausführungen auf die Regulierung von Netzentgelten zur Finanzierung der Netzinfrastruktur.

Unionsrechtlich nahm zwar die Regulierungstiefe bei den Netzentgelten zu, aber auch das 3. Energiepaket ließ noch einen weiten Spielraum für die nationalen Gesetzgeber (Kühling et al. 2018, 115). Erste konkrete Bestimmungen legte die 2. Binnenmarktrichtlinie für Netzentgelte fest, indem sie Tarife und Berechnungsmethoden einer Genehmigung durch Regulierungsbehörden unterwirft (Art. 20 Abs. 1 i. V. m. Art. 23 EltRL 2003) und allgemein festlegt, dass diese objektiv, transparent und nichtdiskriminierend sein sollen (Art. 23 Abs. 1f EltRL 2003) sowie die Lebensfähigkeit der Netze zu sichern haben (Art. 23 Abs 2a EltRL 2003). Diese Bestimmungen blieben im Grundsatz auch in der 3. Binnenmarktrichtlinie so erhalten (Art. 32 Abs. 1 i. V. m. Art. 37 ElRL 2009). Neu ist die Ergänzung, welche nationale Tarifsysteme dazu anhält, Anreize zu schaffen, um „sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen“ (Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009).

Entsprechungen finden die unionsrechtlichen Vorgaben in den §§ 21 EnWG. Dabei werden Netzentgelte auf „der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet“ (§ 21 Abs. 2 EnWG). Daraus leitet sich der Grundsatz ab, dass der Netzbetreiber anfallende Kosten für die Netzentgelte in Ansatz bringen kann, jedoch nicht alle Kosten sich zwangsläufig in den Entgelten niederschlagen müssen (Kühling et al. 2018, 118 f.).

Bis Ende des Jahres 2008 begründeten sich Netzentgelte ausschließlich kostenorientiert (§ 21 Abs. 2 bis 4 EnWG i. V. m. StromNEV) (Rolli 2011, 180 f.). In diesem Fall orientiert sich die Regulierung an den Kosten und gewährt hierauf einen Gewinnaufschlag. Mit der grundsätzlich Anreizwirkung, dass sich Kosten im Zeitverlauf immer weiter erhöhen, weil sich nur hierrüber der Gewinn der Netzbetreiber steigern lässt (Mahn 2018, 19). Allerdings enthielt das EnWG bereits 2005 eine Verordnungsermächtigung, welche die Umstellung von einem kostenorientierten[319] auf ein anreizorientiertes System vorsah. Im Grundsatz zeichnet sich ein Anreizsystem durch eine Methode aus, welche Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt (§ 21a Abs. 1 EnWG). Die Verordnung soll also Effizienzdruck auf Netzbetreiber auslösen, um sie zu einer effizienteren Leistungserbringung über einen regulatorischen Wettbewerb zu bewegen (Lismann 2015, 18 ff.). Um diese Form der Anreizsetzungen handeln die folgenden Ausführungen. Speziell geht es dabei um die Frage, welche Anreize das Regulierungsregime für alternative Maßnahmen zum Netzausbau setzt.

aa) Anreizregulierungsverordnung (ARegV)[320]

Grundsätzlich orientiert sich die Verordnung daran, innerhalb einer Regulierungsperiode[321] die Leistungserbringung anhand individueller Erlösobergrenzen der Netzbetreiber zu verbessern (Lismann 2015, 22): Gelingt es dem Betreiber, Netzleistungen zu niedrigeren Kosten als es die jährlichen Erlösobergrenzen vorgeben, zu realisieren, macht er Gewinne (positiver Anreiz). Im umgekehrten Falle muss er Verluste hinnehmen (negativer Anreiz). Die jährlichen Erlösobergrenzen werden dabei in drei Schritten ermittelt: Zunächst erfolgt eine Kostenermittlung und -allokation der Betriebs- und Kapitalkosten durch die Netzbetreiber für das Basisjahr[322] (§ 6 ARegV), anschließend prüft die zuständige Regulierungsbehörde[323] die Kosten (regulatorische Kostenprüfung) und vergleicht diese nach dem Netz zuordenbaren Kosten mit denen anderer Netzbetreiber (Effizienzvergleich) (§§ 12 bis 16 ARegV) (FfE 2016b, 18). Die

[319] Zu den Schwächen der kostenorientierten Entgeltregulierung detailliert Lismann (2015, 22).
[320] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Art. 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935).
[321] Gemäß § 3 ARegV ist eine Regulierungsperiode auf einen Zeitraum von 5 Jahren festgelegt und begann am 01.01.2009. Entsprechend lief die erste Regulierungsperiode von 2009 bis 2013 und zweite Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 und die dritte Regulierungsperiode läuft von 2019 bis 2023.
[322] Das Basisjahr ist laut § 6 Abs. 1 ARegV das vorletzte Kalenderjahr vor der Regulierungsperiode mit den entsprechenden Daten des abgeschlossenen Geschäftsjahres.
[323] Je nach Größe und geographischer Lage des Netzes ist entweder für die Prüfung die jeweilige Landesregulierungsbehörde oder die Bundesnetzagentur zuständig.

ermittelten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen bilden dann die Basis, anhand derer der jeweilige Netzbetreiber die Höhe seiner Netzentgelte bemisst.

Prinzipiell setzen sich die Gesamtkosten der Netzbetreiber aus Betriebs- (OPEX) und Investitionsausgaben (CAPEX) für das Ausgangsjahr nach der Kostenartenrechnung der StromNEV der §§ 4 bis 11 zusammen (Kostenallokation) und sind nicht Teil der ARegV. Diese Vorgaben stellen eine Konkretisierung des in § 21 Abs. 2 EnWG gesteckten Ziels dar. Demnach sollen nur Kosten eingehen, welche einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetrieb entsprechen. Anschließend an die Kostenallokation werden diese in die Kategorien beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten unterteilt (§ 11 ARegV). Hieran anschließend erfolgt ein mehrstufiger Effizienzvergleich (Brancheneffizienzvergleich, Qualitätsbeurteilung des Netzes, individueller Effizienzwert und Effizienzbonus) der beeinflussbaren Kosten. Die Parameter gehen dann in die Regulierungsformel aus § 7 ARegV ein, welche die netzbetreiberspezifische Erlösobergrenze ermittelt.

Aufgrund der Tatsache, dass nach § 7 StromNEV eine Verzinsung nur auf betriebsnotwendigem Eigenkapital möglich ist, sind Betriebskosten (OPEX) gegenüber den Kapitalkosten (CAPEX) schlechter gestellt (Mahn 2018, 23 ff.). Konkret bedeutet dies, „je höher die Betriebskosten einer Investition im Vergleich zu den Kapitalkosten sind, desto weniger interessant ist die Maßnahme für Netzbetreiber aus regulatorischer Sicht“ (FfE 2016b, 29). Folglich zieht der Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen netzoptimierende Betriebsmittel, wie konventioneller Netzausbau oder regelbare Ortsnetztransformatoren, den netzorientierten Maßnahmen[324], wie Demand-Side-Management, vor, auch wenn eine solche Maßnahme kosteneffizienter sein sollte.

Neben der Kostenanerkennung ergibt sich ein weiterer Nachteil bei netzorientierten Maßnahmen: Durch Netzausbau (netzoptimierende Betriebsmittel) erhöhen sich im Effizienzvergleich Strukturparameter und bei netzorientierten Maßnahmen lediglich die Kosten, was zu einem schlechteren Effizienzwert führt und somit die Rendite des Netzbetreibers schmälert (BBH 2018, 56).

[324] Anerkennung von operativen Maßnahmen werden ausschließlich im Basisjahr berücksichtigt, und daher haben Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt in der Regulierungsperiode keinen Anreiz auf betriebsintensive Maßnahmen als Flexibilitätsoptionen gegenüber einem konventionellen Netzausbau zu setzen (BBH 2018, 56).

Wie bereits in Teil C Abschnitt 3.1.2 diskutiert, fallen Batteriespeicher aufgrund der Entflechtungsthematik nicht unter Netzersatzanlagen[325] (CAPEX-Modell), sondern zählen zu den netzorientierten Maßnahmen (OPEX-Modell) (BBH 2018, 50; Sauer et al. 2016, 22-25). Demnach könnte der Netzbetreiber von Drittanbietern Speicherkapazitäten kontrahieren, um Netzausbau zu vermeiden. Allerdings fehlen aus den oben angeführten Gründen hierfür die entsprechenden finanziellen Anreize.

Indes etwas anders gestaltet sich die Situation auf der Übertragungsnetzebene, denn hier sind für die Bewertung noch andere Bestimmungen maßgebend. Entsprechend § 23 ARegV genehmigt die Bundesnetzagentur notwendige Investitionsmaßnahmen für die Erweiterung und Umstrukturierung der Übertragungs- und Fernleitungsnetze. Die Notwendigkeit geht dabei aus den Netzentwicklungsplänen hervor, welche auf unionsrechtliche Bestimmungen zurückzuführen sind. Sowohl die EltRL 2009 (hier Art. 22) als auch die der EltVO 2009 (hier Art. 8) des 3. Energiepakets fordern die Übertragungsnetzbetreiber dazu auf, zehnjährige Netzentwicklungspläne zu erstellen. In Deutschland findet sich diese Pflicht seit 2011[326] insbesondere in §§ 12a bis 12e EnWG. Hiernach müssen die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam einen Netzentwicklungsplan anfertigen, welcher zweijährlich[327] (bis 2015 jährlich) fortzuschreiben und von der Bundesnetzagentur zu genehmigen ist. Der nationale Netzentwicklungsplan basiert dabei auf einem Szenariorahmen (§ 12a EnWG) mit mindestens drei Entwicklungspfaden und enthält alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau. Basierend auf den fortgeschriebenen Netzentwicklungsplänen schlägt die Bundesnetzagentur seit 2016[328] alle vier Jahre (zuvor waren es alle drei Jahre) vordringliche Ausbaumaßnahmen für den Bundesbedarfsplan vor, der vom Bundesrat konsultiert und vom Bundestag beschlossen wird (Barrios Büchel et al. 2015, 75 ff.). Je nach Kennzeichnung der Maßnahmen im Bundesbedarfsplan sind in der Folge andere Gesetze einschlägig (entweder Energieleitungsausbaugesetz oder Netzausbaubeschleunigungsgesetz) und damit maßgebend für die Anerkennung von Investitionsmaßnahmen.[329]

---

[325] Es stellt sich die Frage, ob der Netzbetreiber im Entflechtungssinne auch Betreiber eines Batteriespeichers sein kann: Hierbei wird das Einspeichern von Strom als eher unkritisch gesehen, jedoch beim Ausspeichern existieren Unklarheiten bezüglich u. a. der bilanziellen Erfassung und dem Einsatz der Energiemengen (Vermarktung) (Sauer et al. 2016, 22 ff.).
[326] Gesetz vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554).
[327] Gesetz vom 10. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2194).
[328] Gesetz vom 10. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2194).
[329] Zum Netzausbau auf der Übertragungsnetzebene im deutschen Energierecht detailliert Steinbach und Franke (2017, Teil 4).

Vor diesem grob skizzierten Hintergrund aus ist es entscheidend, ob und wie Batteriespeicher in den Netzentwicklungsplan bzw. zuvor in den Szenariorahmen eingehen. Die Version des Netzentwicklungsplans 2017 enthält zwar bei den Szenarien Batteriespeicher als Flexibilitätsoption, wertet sie aber nicht als innovative Alternative gegenüber Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (BNetzA 2017a, 22).

Diese Einschätzung wandelte sich mit dem Netzentwicklungsplan 2019: Durch eine veränderte Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmals die Möglichkeit, Potentiale alternativer Technologien zu berücksichtigen (50 Hertz et al. 2019a). Das Szenario B 2025 mit Ad-hoc-Maßnahmen und sogenannten Netzboostern[330] zur Entlastung des Netzausbaus identifiziert dabei einen konkreten Batteriespeicherbedarf von 900 MW (50 Hertz et al. 2019c, 130 ff.). Ob die Netzbooster tatsächlich realisiert werden, hängt zunächst von der Prüfung der Bundesnetzagentur ab und muss ggf. anschließend noch durch den Bundestag im Bundesbedarfsplangesetz Eingang finden (Berkel 2019). Allerdings zeigt es, dass Batteriespeicher zunehmend bei der Netzverstärkung beachtet werden und ein Bedarf seitens der Übertragungsnetzbetreiber besteht, der über der bisher (bis 2019) installierten Gesamtkapazität von Großspeichern liegt.[331] Allerdings ausschließlich, so der hiesige Rückschluss, wenn diese als Bestandteil des Übertragungsnetzes gelten.

bb) Zwischenergebnis

Obgleich prinzipiell strukturellen Engpässen mit anderen Maßnahmen als Netzausbau begegnet werden kann, setzt das Anreizsystem hierzu keine hinreichenden Impulse. Denn neue oder innovativere Maßnahmen, worunter auch der Einsatz von Speichern fällt, sind durch die zugrunde gelegte Kostenzurechnung bei der Rendite der Netzbetreiber grundsätzlich schlechter gestellt als standardmäßiger Netzausbau. Damit hemmt das Anreizsystem die Durchsetzung innovativer Konzepte. Allein über den Planungsprozess auf der Übertragungsnetzebene (Netzentwicklungsplan) besteht die Möglichkeit, Alternativen zum Netzausbau anders zu werten. Damit weicht beim Übertragungsnetzausbau in gewisser Hinsicht die Prämisse auf, strukturellen Engpässen nur mit Netzausbau zu begegnen oder diesen primär anzureizen. Allerdings bleiben Potentiale auf Verteilnetzebene hiervon bisher unberührt und auch auf Übertragungsnetzebene bleibt die Umsetzung bisher unklar.

[330] Netzbooster sind Batteriespeicher, welche bei Leitungsüberlastungen in Millisekunden einspringen und damit die Übertragungskapazität erhöhen (Kairies 2019).
[331] Zur Entwicklung großtechnischer Batteriespeicher s. Teil C Abschnitt 2.1.

3.2.2 Nutzungsrahmen beim Endverbraucher

Endverbraucher können mit Hilfe von Speichern ihren Verbrauch gleichmäßiger gestalten, optimieren oder der Erzeugung anpassen.[332] Zentrales Unterscheidungsmerkmal bei den Nutzungsbedingungen ist, ob der Endverbraucher hierfür eigenerzeugten erneuerbaren Strom einsetzt (EE-Eigenverbrauchsoptimierung) oder beim Strombezug externen Marktsignalen anhand von zeit- und/oder lastvariablen Tarifen (Last- und Energiemanagement) folgt.

a) Last- und Energiemanagement

Das Last- und Energiemanagement bei Endverbrauchern umfasst prinzipiell zwei Formen (Busch 2017, 33 ff.): zum einen über externe Signale für den netz- oder systemdienlichen Einsatz beim Netzbetreiber, zum anderen intern anhand beeinflussbarer Preisbestandteile. Einige Formen des externen Last- und Energiemanagements beleuchten die Ausführungen der Nutzungsbedingungen von Speicherstrom im Netzbereich.[333] Daher beschränken sich die folgenden Ausführungen auf das interne Last- und Energiemanagement - also auf direkte Anreize mittels zeit- und lastvariabler Tarife und Stromnebenkosten. Neben diesen direkten Anreizen für das Energie- und Lastmanagement bedarf es für dessen Nutzung weiterer Voraussetzungen. Hierzu zählen insbesondere die Strombelastungstatbestände beim Endverbraucher, die Erfassung (Bilanzierung) und die Messung (Entwicklung von intelligenten Messsystemen). Diese vier Aspekte des Nutzungsgefüges mit ihren Zusammenhängen erfassen und bewerten die folgenden Ausführungen.

aa) Unionsrechtliche Vorgaben

Viele Veränderungen im Bereich des internen Last- und Energiemanagements beim Endverbraucher lassen sich auf EU-Vorgaben zurückführen.

Erstmalig finden sich europäische Vorgaben für zeit- und lastvariable Tarife in der 2. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. Darin heißt es, dass es den Mitgliedstaaten freisteht, Elektrizitätsunternehmen Preise aufzuerlegen, welche u. a. Versorgungs- und Umweltaspekte berücksichtigen (Art. 3 Abs. 2 EltRl 2003). Etwas konkretere Bestimmungen enthält die Endenergieeffizienz- und Energiedienstleistungsrichtlinie 2006/32/EG.[334] Sie befugt die Mitgliedstaaten, überhöhte Verteilungstarife anzupassen (Art. 10 Abs. 1 RL 2006/32/EG) und

[332] Eingehend Teil B Abschnitt 1.2.1.
[333] S. Teil C Abschnitt 3.2.1.
[334] Richtlinie 2006/32/EG vom 5. Mai 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, ABl. EG L 114/64.

sieht vor, falls technisch machbar, finanziell vertretbar und bei Einspareffekten, innovative Zähler einzuführen (Art. 13 RL 2006/32/EG).

Die noch sehr allgemein gehaltenen anfänglichen Grundsätze für Last- und Energiemanagement konkretisiert schließlich die 3. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie EltRL 2009 und die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU[335] weiter.

Die Binnenmarktrichtlinie normiert erstmalig Nachfragesteuerung als ein „globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs" (Art. 2 Nr. 29 EltRL 2009). Zur Umsetzung empfiehlt die Richtlinie den Einsatz von intelligenten Messeinrichtungen und die Einführung von flexiblen Tarifen (Art. 3 Abs. 11 EltRL 2009). Nach Einschätzungen von Wieser (2014, 48) folgt hieraus keine Rechtsverbindlichkeit. Allerdings greift der Anhang (Anhang 1 Abs. 2 EltRL 2009) die eher fakultative Einführung von Messeinrichtungen auf. Dieser fordert eine wirtschaftliche Prüfung[336] von intelligenten Messeinrichtungen und im Falle einer positiven wirtschaftlichen Abwägung sind mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 auszustatten. Zwar bestehen zwischen dem Artikel und dem Anhang gewisse Formen der Inkonsistenz bei der Rechtsverbindlichkeit der Einführung von intelligenten Messsystemen, jedoch folgert Busch (2017, 270), dass hier eine Pflicht zur Einführung besteht. Was genau unter intelligenten Messsystemen zu verstehen ist, definiert die Richtlinie allerdings nicht weiter.

Weitere unionsrechtliche Bestimmungen enthält die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU. Mitgliedstaaten sind dazu angehalten, Lastmanagement mit entsprechenden Netztarifen und Netzregelungen (dynamische Tarife) auch für kleine Endverbraucher zu ermöglichen (Erwägungsgrund (45) RL 2012/27/EU), jegliche Teilnahmehindernisse bei Laststeuerungsmaßnahmen abzuschaffen und auf eine Markteinbeziehung von steuerbaren Verbrauchern hinzuwirken (Art. 15 RL 2012/27/EU) (Kühling und Klein 2016, 8). Für die Tarifierung gibt darüber hinaus der Anhang XI der Richtlinie konkrete Maßgaben vor. Auch normiert die Richtlinie intelligente Verbrauchserfassungssysteme, was in etwa den intelligenten Messsystemen der Binnenmarktrichtlinie EltRL 2009 entspricht (Busch 2017, 275).

[335] Richtlinie 2012/27/EU vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. EU L 315/1.

[336] In Deutschland wurde in diesem Zusammenhang eine Kosten-Nutzenanalyse angestellt, welche in ihrem 2013 veröffentlichten Endbericht zu dem Schluss kommt, dass die Einführung von intelligenten Messeinrichtungen für den Großteil der Stromkunden nicht zumutbar ist (Lüdemann et al. 2016, 339).

Folglich existieren bereits sehr früh unionsrechtliche Bestimmungen zur Flexibilisierung von Endverbrauchertarifen, deren Messung und Bilanzierung. Obwohl über die Zeit Bestimmungen zu den einzelnen Aspekten detailliertere Regelungen erhielten, überließen sie den Mitgliedstaaten bei der Umsetzung weite Handlungsräume.

bb) Last- und zeitvariable Tarife

Zwar gab es bereits in der Binnenmarktrichtlinie EltRL 2003 allgemein formulierte Vorgaben zu variablen Tarifen, allerdings ließ erst die Richtlinie 2006/32/EG den deutschen Gesetzgeber tätig werden (BR-Drs. 14/08, 5) und das Änderungsgesetz 2008[337] führte in § 40 EnWG zu variablen Tarifen einen entsprechenden Passus ein. Laut Gesetzesbegründung sollen variable Tarife Anreize auslösen, um die Stromnachfrage von Spitzen- in Nebenzeiten zu verschieben (BT-Drs. 16/9470, 7). Die eingeführte Regelung verpflichtet Lieferanten ab dem 30. Dezember 2010, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, variable Tarife anzubieten (insbesondere tages- und lastvariable Tarife), welche Anreize zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzen. Dies bedeutet, dass eine Verbrauchsmenge (kWh) nicht zu jedem Zeitpunkt und/oder gleichwelcher Höhe dasselbe kosten darf. Bis heute änderte sich an der grundsätzlichen Bestimmung kaum etwas. Damit verzichtet der Gesetzgeber bisweilen auf eine genauere Festlegung, wie variable Tarife auszugestalten sind. Auch überlässt die Regelung es dem Anbieter, selbst zu bestimmen, ob er einen Tarif anbietet, welcher entweder Energieeinsparungen und/oder Steuerungen des Energieverbrauchs anreizt.

Allerdings sind für Endverbraucher mit geringen Strombezugsmengen nicht die marktlichen oder tariflichen Teile ausschlaggebend, sondern vielmehr die Stromnebenkosten. Im Vergleich zu Industriekunden mit höchsten Abnahmemengen (24 GWh pro Jahr), bei denen sich der marktliche Teil 2018 auf rund 90 % belief, kehrt sich dieses Verhältnis bei den Haushaltskunden um (Abnahme zwischen 2.500 und 5.000 kWh) und lag bei 23 % (BDEW 2020b, 12). Allein hieraus ist ersichtlich, dass über die Einführung flexibler Tarife nur begrenzte Impulse für Flexibilität und den damit verbundenen Anreiz für die Nutzung von Speicherstrom ausgehen.

cc) Staatlich veranlasste oder regulierte Strompreisbestandteile

Dieser Unterpunkt beschränkt sich rein darauf, die Reduzierungen von Stromnebenkosten beim Endverbraucher zu erfassen. Eine detaillierte Beschreibung und Darstellung der einzelnen Bestandteile findet sich in Teil C Abschnitt 3.1.4.

[337] Gesetz vom 29. August 2008 (BGBl. I S. 1790).

Zur Reduzierung von Netzentgelten bestehen auf Verbraucherseite drei Optionen. Einmal bei atypischer Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV): Weicht die Höchstlast des Letztverbrauchers erheblich von der Last auf der Netz- und Umspannebene ab, können sich Netzentgelte um bis zu 80 % reduzieren. Die Verringerung der Netzentgeltzahlung richtet sich dabei nach dem Grad des netzdienlichen Verhaltens (Sailer und Reuter 2014, 8). Der jeweilige Netzbetreiber bestimmt i. d. R. starre Höchstlastzeitfenster, in denen der atypische Netznutzer kaum Leistung beziehen darf (Agora Energiewende 2017b, 64).

Die zweite Möglichkeit, Netzentgelte zu reduzieren, existiert bei stromintensiven Letztverbrauchern (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV). Individuelle Netzentgelte sollen eine intensive und konstante Netznutzung anreizen, die in gleichmäßigen und damit vorhersehbaren Lastverläufen münden (Agora Energiewende 2017b, 64). Je nach Benutzungsstundenzahl und einem Strombezug von mehr als 10 GWh jährlich ist eine gestaffelte Reduzierung gemäß Tabelle 22 möglich.

Benutzungsstundenzahl	Netzentgeltreduzierung
≥ 7.000	80 %
≥ 7.500	85 %
≥ 8.000	90 %

Tabelle 22: Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 StromNEV; Quelle: eigene Darstellung

Nach Einschätzung von Rodi et al. (2016, 9) sind allerdings derartig hohe Benutzerstundenzahlen oder Betriebsweisen für Batteriespeicher allein eher ungewöhnlich. Dennoch könnte der Batteriespeicher bei einem energieintensiven Unternehmen von derartigen reduzierten Netzentgelten profitieren. Allerdings stehen Pape et al. (2014, 99 f.) dem Ausnahmetatbestand sehr kritisch gegenüber, da dies kein netzdienliches Verhalten veranlasst und damit ein systemisch sinnvoller Einsatz von Speichern fraglich erscheint.

In diesem Zusammenhang der beiden gerade ausgeführten Ausnahmen ist für Stromspeicher bedeutsam, dass die „Verordnung zur Novelle der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung“ 2013[338] eine Möglichkeit des Poolings einführte (§ 17 Abs. 2a StromNEV). Hiernach kann eine zeitliche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen zur Ermittlung eines Jahres-leistungsentgeltes führen. Vorausgesetzt, die Entnahme erfolgt durch denselben Netznutzer, mit demselben Netzbetreiber, am identischen Netz- und Umspannknoten. Fälle, wie etwa ein Quartier- oder Industrieverbundspeicher, schließt diese Form des Poolings damit aus, weil solche Konzepte nicht die Forderung nach einem identischen Netznutzer erfüllen.

[338] Gesetz vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250).

Als letzter und dritter Punkt, der ein reduziertes Netzentgelt vorsieht, besteht seit 2011[339]: Nach § 14a EnWG ist auch auf der Niederspannungsebene eine Reduzierung möglich, wenn „im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird“. Ob die Regelung auch Stromspeicher berücksichtigt, gilt als noch unklar (Lietz 2017, 105). Gerade die Doppelfunktion von Stromspeichern (hier die Einspeisung) findet keine Erwähnung im Gesetzestext. Darüber hinaus fehlt es an einer entsprechenden Rechtsverordnung, welche seit 2016[340] in § 14a Abs. 3 EnWG vorgesehen ist.[341]

Bei den Netznebenentgelten existieren, wie bei den Netzentgelten auch, insbesondere rein mengenbezogene Ausnahmen (s. Tabelle 23). Einzig die Konzessionsabgabe sieht auch eine lastbezogene Ausnahme vor: Im Fall einer flexiblen Fahrweise bzw. in Schwachlastzeiten kann ein reduzierter Tarif von 0,61 EURO-cent pro kWh (§ 2 Abs. Nr. 1a KAV) in Anspruch genommen werden. Allerdings beläuft sich die absolute Reduktion zwischen 0,71 und 1,78 EURO-cent pro kWh, womit dieser Anreiz eher gering ausfällt (Doderer und Schäfer-Stradowsky 2018, 14).

Alle Reduktionsmöglichkeiten für die Netznebenentgelte führt Tabelle 23 zusammen. Im Ergebnis existieren für staatlich veranlasste oder regulierte Strompreisbestandteile fast ausschließlich mengenmäßige Reduktionsmöglichkeiten. Von diesen pauschalen mengenmäßigen Ausnahmen gehen kaum Flexibilisierungsanreize aus, um die zunehmend schwankende EE-Erzeugung über den Verbrauch zu glätten. Hinzu kommt, dass diese Ausnahmen sich im Grundsatz auf einzelne Großverbraucher beschränken, da das Pooling explizit nur für einen Netznutzer zulässig ist. Darüber hinaus wirkt die Wälzung der Stromnebenkosten vornehmlich über den Arbeitspreis hemmend. Dies reizt zwar auf der einen Seite das Energiemanagement und den EE-Eigenverbrauch an, führt aber andererseits auch dazu, dass die Kosten für die verbleibenden Netznutzer steigen (Schluzy 2019, 20).

[339] Das Gesetz von 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554) führte diese Reduktionsmöglichkeit neu ein.
[340] Gesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034).
[341] Das Bundeswirtschaftsministerium kündigte einen entsprechenden Entwurf erst für 2020 an (bne 2019).

Preisbestandteile	Tatbestand	Bedingung	Wirkung
Konzessionsabgabe	§ 2 Abs. 3 und Abs. 4 KAV	Sondervertragskunden (Jahresverbrauch 30.000 kWh und Leistungsüberschreitung zwei Monate > 30 kW)	Obergrenze 0,11 EURO-Cent/kWh bis vollständige Befreiung
KWK-Umlage	§ 27 KWKG	Unternehmen muss in der Anlage 4 EEG 2017 enthalten sein und einen Verbrauch >1 MWh	Ab einem Verbrauch von >1 GWh Senkung der KWK-Umlage bis 0,03 EURO-Centt/kWh
EEG-Umlage	§ 64 EEG 2017	Unternehmen muss in der Anlage 4 EEG 2017 enthalten sein und einen Verbrauch >1 MWh	Reduktion EEG-Umlage auf 15 bzw. 20 %
Offshore-Umlage	§ 17f EnWG	Stromkosten eines Unternehmens muss >4 % des Umsatzes übersteigen	Ab 1 Mio. kWh Reduktion um die Hälfte des Betrages
StromNEV-Umlage	§ 19 StromNEV	Stromkosten eines Unternehmens muss >4 % des Umsatzes übersteigen	Ab 1 Mio. kWh maximal 0,025 EURO-Cent/kWh
Stromsteuer	§§ 9a und 9b StromStG	Für bestimmte Unternehmenszweige und -prozesse	Vollständige Befreiung und Reduktion

Tabelle 23: Privilegierungstatbestände für Endverbraucher bei Abgaben, Umlagen und Steuern; Quelle: eigene Darstellung

dd) Bilanzierung

Für die Nutzung von variablen Tarifen und damit ein letztverbraucheraktives Last- und Energiemanagement ist eine entsprechende Bilanzierung unabdingbar. Denn eine unterschiedliche Bilanzierung von Letztverbrauchern führt zwangsläufig zu einer tariflichen Eingrenzung (Busch 2017, 353 f.). Ursprünglich regelte diesen Aspekt die StomNZV: Seit Bestehen der Verordnung erfolgt eine Bilanzierung bis zu einer jährlichen Entnahme von 100.000 kWh anhand von standardisierten Lastprofilen[342] (§ 12 Abs. 1 StromNZV), welche sich an typischen Abnahmeprofilen orientieren (§ 12 Abs. 2 StromNZV). Demnach stellen Lieferanten anhand von prognostizierten Standardstromverbräuchen den Strom bereit (Schellong 2016, 379). Abweichungen erfassen lediglich periodische Zählerstandablesungen (§ 40 Abs. 2 Nr. 4 EnWG). Folglich ist diese statische Form der Verbrauchserfassung für den Einsatz variabler Tarife ungeeignet.

Anders gesetzlich ausgestaltet ist die Erfassung bei Letztverbrauchern mit einem jährlichen Stromverbrauch über 100.000 kWh (§ 12 Abs. 1 StromNZV). Eine registrierende Leistungsmessung erfasst den Leistungsmittelwert pro 15 Minuten individuell beim jeweiligen Verbraucher. Diese Bilanzierung ermöglicht es, den Letztverbraucher auf sein Nutzungsverhalten abgestimmte Tarife zu beziehen (Liebaug et al. 2017b, 35).

[342] Lastprofile bilden den Stromverbrauch eines Letztverbrauchers über einen bestimmten zeitlichen Verlauf ab.

Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)[343] von 2016 erweiterte diese Bilanzierungsvorschriften. Nunmehr sind neben den Bestimmungen der StromNZV auch die Vorgaben MsbG maßgebend für die Bilanzierung.[344] Für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch ab 100.000 kWh ändert sich nichts an der bestehenden Zählerstandsgangmessung[345] (§ 55 Abs. 1 Nr. 1 MsbG). Die ermittelten Messdaten werden täglich für den Vortag an den Lieferanten (§ 60 Abs. 2 und Abs. 3 Nr. 3a MsbG) und Bilanzkreiskoordinator (§ 60 Abs. 2 und Abs. 3 Nr. 4a MsbG) übermittelt. Der Lieferant kann die Daten u. a. zur Beschaffung und Tarifierung nutzen (§ 69 MsbG).

Änderungen ergeben sich bei den anderen bisher undifferenziert erfassten Verbrauchsgruppen. Bei Endverbraucher mit einem intelligenten Messsystem und einem Jahresstromverbrauch von 10.000 bis 100.000 kWh entspricht die Bilanzierung, die Datenkommunikation und die Datenverwertung denen eines Jahresstromverbrauchs ab 100.000 kWh.[346] Auch bei Letztverbrauchern mit einem Verbrauch zwischen 6.000 bis 10.000 kWh und einem intelligenten Messsystem ist eine viertelstündige Zählerstandsgangmessung verpflichtend.[347] Anders als im Falle der ersten beiden Verbrauchsgruppen findet keine automatische Übermittlung der Daten an den Lieferanten und den Bilanzkreiskoordinator statt.[348] Mit dieser eingeschränkten Datenübermittlung bleibt die Letztverbrauchergruppe faktisch ein standardisiertes Lastprofil für den Lieferanten und Bilanzkreiskoordinator, was Nachteile bei der Energiebeschaffung, Bilanzierung und Tarifierung bedeutet (Busch 2017, 361). Ausnahmen bestehen für diesen Letztverbraucherkreis nur, wenn im Sinne von § 12 Abs. 4 StromNZV diese zur Umsetzung eines variablen Tarifs nach § 40 Abs. 5 EnWG dienen. Nach Einschätzungen von Busch (2017, 361) entstehen bei der Regelung folgende Probleme: Der Lieferant, der normalerweise dem Letztverbraucher die Verträge beschafft und die Netznutzung mit dem Netzbetreiber koordiniert, bindet die Regelung nicht unmittelbar in die Informationsweitergabe ein, wodurch unnötige Hindernisse für die Verbreitung von variablen Tarifen entstehen.

[343] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) vom 29. August 2016, zuletzt geändert durch Art. 90 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1626).
[344] Verweise auf die Gesetzesnorm finden sich u. a. in § 18, § 12 Abs. 1, 2 und 4 StromNZV.
[345] Als Zählerstandsgangmessung definiert das Gesetz in § 2 Nr. 27 MsbG als „die Messung einer Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit".
[346] § 55 Abs. 1 Nr. 2 MsbG i. V. m. § 60 Abs. 2 und Abs. 3 Nr. 3b und Nr. 4b MsbG.
[347] § 55 Abs. 1 Nr.2 MsbG i. V. m. § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG.
[348] Entsprechend § 60 Abs. 3 Nr. 3b und Nr. 4b MsbG werden nur Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 10.000 kWh gesetzlich dazu aufgefordert.

Vor diesem Hintergrund bleiben allein durch die Bilanzierung viele, ausgerechnet kleinere Letztverbraucher (Verbrauch unter 10.000 kWh) passive Strombezieher, und damit fehlen entscheidende Impulse für ein entsprechendes Last- und Energiemanagement.

ee) Messsysteme

Zentrale Bestimmungen für Messsysteme finden sich heute im MsbG. Das MsbG legt einerseits Einbauverpflichtungen nach Verbrauchsgruppen fest, und andererseits bestimmt es Anforderungen an den intelligenten Messsystembetrieb (dazu der vorherige Abschnitt). Allerdings unterlag der Messstellenbetrieb seit 2005 einem stetigen regulatorischen Wandel: Bereits seit 2005 bestand die gesetzlich verankerte Möglichkeit zum Wechsel des Messstellenbetreibers durch den Anschlussnehmer (§ 21 b Abs. 2 EnWG). Das „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für den Wettbewerb“[349] 2008 ändert die Vorschrift dahin gehend, dass das Wahlrecht auf den Anschlussnutzer überging. Beim Auseinanderfallen zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer (u. a. im Falle eines Mietverhältnisses) bestand zuvor häufig kein Anreiz zur Nutzung neuer Zählertechnologien (Mühe 2017, 124 f.). Des Weiteren führte die Energierechtsnovelle von 2011[350] erstmals Einbauverpflichtungen und Anforderungen an den Messstellenbetrieb ein (§§ 21b bis 21i EnWG a. F.), wobei die Ausgestaltung auf Rechtsverordnungsebene erfolgen sollte. Zum Erlass dieser Verordnungen[351] kam es jedoch nicht, stattdessen erließ der Gesetzgeber das MsbG als neues Stammgesetz (Busch 2017, 290 f.).

Das Gesetz regelt die Einbaupflichten intelligenter Messsysteme[352] entsprechend dem jeweiligen Jahresstrombezug beim Endverbraucher. Ein Einbau ist, wenn technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar, bei einem Jahresverbrauch von über 6.000 kWh grundsätzlich verpflichtend (§ 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG). Bei geringerem Letztverbrauch besteht keine gesetzliche Einbaupflicht. Gemäß wirtschaftlicher Vertretbarkeit ergeben sich in Abhängigkeit des Verbrauchs die in Tabelle 24 aufgeführten Preisobergrenzen und Zeiträume (§§ 31 und 34 MsbG)

[349] Gesetz vom 29. August 2008 (BGBI. I S. 1790).
[350] Gesetz vom 26. Juli 2011 (BGBI. I S. 1554).
[351] Geplant war eine Messsystemverordnung (MsysV) und eine datenschutzrechtliche Verordnung (Lüdemann et al. 2016, 339).
[352] Das Gesetz normiert intelligente Messsysteme in § 2 Nr. 7 i. V. m. §§ 21 und 22 MsbG als eine Einrichtung, welche Messung vornimmt, Daten visualisiert und über eine Kontroll- sowie Steuerungsfunktion verfügt.

Jahresverbrauch	Preisobergrenze pro Jahr und Zählerpunkt	Zeitraum des verpflichtenden Einbaus	Betroffene Zählerpunkte 2016
>100.000 kWh		ab 2017 innerhalb 16 Jahre	300.000
>50.000 bis 100.000 kWh	200 €	ab 2017 innerhalb von 8 Jahren	2 Mio.
>20.000 bis 50.000 kWh	170 €	ab 2017 innerhalb von 8 Jahren	
>10.000 bis 20.000 kWh	130 €	ab 2017 innerhalb von 8 Jahren	
>6.000 bis 10.000 kWh	100 €	ab 2020 innerhalb von 8 Jahren	2,4 Mio.

Tabelle 24: Obligatorische Einführung von intelligenten Messsystemen nach Jahresverbrauch; Quelle: eigene Darstellung nach § 31 Abs. 1 MsbG und BT-Drs 18/7555

Auch sind stromverbrauchsintensive Letztverbraucher (>100.000 kWh Jahresverbrauch), welche bereits gesetzlich zur registrierten Lastmessung verpflichtet sind, von der Einbaupflicht betroffen. Gesetzliche Vorgaben sehen ab 2017 innerhalb von 16 Jahren die Einführung intelligenter Messsysteme vor (§ 31 Abs. 1 Nr. 1 MsbG), wenn eine entsprechende Marktanalyse mit drei zertifizierten Systemen seitens des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik vorliegt (§ 30 MsBG). Im Untersuchungszeitraum lag diese nicht vor.

Im Fall eines Jahresstromverbrauchs bis 6.000 kWh regelt das Gesetz einen fakultativen Einbau von intelligenten Messsystemen, wobei ein Einbau erst ab 2020 starten soll (§ 31 Abs. 3. 1 MsbG). Auch hier existieren gestaffelte Preisobergrenzen, welche Tabelle 25 zusammenfasst.

Jahresverbrauch	Preisobergrenze pro Jahr und Zählerpunkt	Betroffene Zählerpunkte 2016
>4.000 bis 6.000	60 €	5,2 Mio.
>3.000 bis 4.000 kWh	40 €	33 Mio.
>2.000 bis 3.000 kWh	30 €	
bis 2.000 kWh	23 €	

Tabelle 25: Fakultative Einführung von intelligenten Messsystemen nach Jahresverbrauch; Quelle: eigene Darstellung nach § 31 Abs. 3 MsbG und BT-Drs 18/7555

Vergleicht man die beiden fakultativen und obligatorischen Vorgaben zum Einbau von intelligenten Messsystemen, ist ersichtlich, dass es sich bei den fakultativen Regelungen überwiegend um Haushaltskunden handelt. Damit ist eine flächendeckende Infrastruktur zur umfassenden Steuerung von Lasten heute und zukünftig zunächst auf Mittel- bis Großverbraucher ausgerichtet. Allerdings fassen die Vorgaben auch hier die Zeiträume für einen Einbau weit. Dies lässt eine dynamische Entwicklung in näherer Zukunft eher unwahrscheinlich erscheinen.

Vergleicht man das neue Gesetz mit der vorherigen Rechtslage (EnWG 2011), ist dabei sogar ein Rückschritt erkennbar. Zum einen ordnete der § 21c EnWG a. F. einen Pflichteinbau nach technischer Verfügbarkeit von intelligenten Zählern ab einen Jahresverbrauch von 6.000 kWh sowie bei Neubauten und umfassender Renovierung flächendeckend an. Im MsbG ist der zweite Grund (Renovierung) nicht mehr enthalten, und neben der technischen Verfügbarkeit ergänzt

das Gesetz bei der Einführung die wirtschaftliche Vertretbarkeit sowohl beim fakultativen als auch beim obligatorischen Einbau. Auch verlängerte das MsbG die Bestandsschutzregelungen, womit alte Zähler noch bis 2024 verbaut werden dürfen. (Busch 2017, 310 ff.)

ff) Zwischenergebnis

Regelungen für flexible Tarife, welche eine Grundlage für ein Energie- und Lastmanagement bilden, gibt es schon vergleichsweise lang. Allerdings ohne dabei genauere Wirkungsweisen zu definieren. Somit überlässt es der Gesetzgeber dem Versorger, Flexibilitätsanreize zu setzen und verzichtet auf einen strategischen Flexibilisierungseffekt. Um u. a. die Nutzung derartiger Tarife zu ermöglichen, änderten sich darüber hinaus, teilweise auf unionsrechtlichen Vorgaben beruhend, Anforderungen an Bilanzierung und Messung. Diese Bestimmungen nehmen weniger die Haushalte als Mittel- bis Großverbraucher in den Blick. Darüber hinaus sind die Vorgaben erst mit einem erheblichen zeitlichen Versatz einzuführen. Doch selbst wenn die Umsetzung beschleunigt oder auf Kleinverbraucher ausgeweitet würde, blieben die tariflichen Anreize, aufgrund der bedeutenden staatlich regulierten oder veranlassten Belastungstatbestände für Haushalts- und Gewerbekunden mit niedrigen Verbräuchen, gering. Denn Ausnahmen bei den Stromnebenentgelten zielen fast ausschließlich auf große Verbrauchsmengen ab oder schließen Nutzerkreise wie Quartierskonzepte aus. In der Summe beschränken diese Einzelbedingungen den Nutzen von Last- und Energiemanagement fast ausschließlich auf Mittel- bis Großverbraucher. In der Folge bleibt ein großer Teil der Nachfrage unelastisch.

b) EE-Eigenverbrauchsoptimierung

Letztverbrauchern mit einer EE-Anlage (insbesondere PV-Anlage) ermöglicht ein Batteriespeichersystem, die Eigenverbrauchsquote zu optimieren. Eine höhere Eigenverbrauchsquote verringert den Strombezug aus dem öffentlichen Netz, und der Eigenverbrauchsanteil steigt.

Interessant ist die Anwendung aus Nutzerperspektive, um Energiekosten zu optimieren. Aus systemischer Sicht kann ein höherer Eigenverbrauch zur Reduzierung von Lastspitzen beitragen und Netzausbau reduzieren. Dies tritt aber nur im Falle eines entsprechenden Lenkungsmechanismus ein. Anderenfalls lädt die Batterie i. d. R., sobald vormittags die Erzeugungsleistung die Verbrauchsleistung übersteigt. Mittags bei Erreichen der Batteriekapazitätsgrenze speist dann die PV-Anlage die Energieüberschüsse ins Netz ein, und Erzeugungsspitzen bleiben unreduziert (VDE 2015, 96-99; Weniger et al. 2015, 51-54). Daneben bedingen höhere Autarkiegrade, dass Systemkosten gewälzt über staatlich induzierte

Strompreisbestandteile von weniger Verbrauchern getragen werden müssen (Schluzy 2019, 20).

Zentrale Anreizmechanismen für die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils sind sinkende EE-Gestehungskosten, abnehmende Vergütungssätze oder steigende Endverbraucherpreise. Auf beide Seiten (Vergütungssätze oder Endverbraucherpreise) kann der Gesetzgeber maßgebend Einfluss nehmen. Eine weitere Möglichkeit der gesetzlichen Einflussnahme besteht durch die Normierung des Eigenverbrauchs. Hier stellt sich die Frage, welche Verbrauchskonstellationen unter den gesetzlichen Tatbestand des Eigenverbrauchs fallen und damit von privilegierten Bedingungen profitieren. Darüber hinaus, um ein netzdienliches Verhalten von Speichersystemen zu fördern und Einspeicherungen zur Mittagszeit zu stimulieren, können Einspeiseleistungen ins Netz begrenzt (Spitzenkappung) und/oder Anforderungen an ein Einspeisemanagement gestellt werden (Weniger et al. 2015, 73 f.). Diese einschlägigen Einflussebenen greift die folgende Analyse auf. Hinsichtlich der Tatsache, dass Batteriespeicher tendenziell eher Kurzzeitspeicher sind und gerade bei der PV-Stromerzeugung häufig ein zeitlicher Versatz von maximaler Einspeiseleistung und Last besteht, fokussieren die folgenden Ausführungen auf diese Erzeugungstechnologie.

Unionsrechtlich existieren für den Untersuchungszeitraum bis 2019 keine einschlägigen Vorgaben zum EE-Eigenverbrauch (Papke und Kahles 2018, 4). Demnach entwickelte sich das Ordnungsgefüge rein im innerdeutschen Kontext weiter. Die nachfolgenden Ausführungen betrachten im Einzelnen die unterschiedlichen Anreizebenen.

aa) Verhältnis von Einspeisevergütung und Strombezugskosten

Ein ausschlaggebender Anreiz geht bei der EE-Eigenverbrauchsoptimierung von den beiden Parametern Einspeisevergütung und Strombezugskosten aus. Abbildung 30 setzt diese beiden Parameter ins Verhältnis.

Hieraus ist ersichtlich, dass durch die Absenkung der Einspeisevergütung und die Erhöhung der Strombezugskosten im Kleinverbraucherbereich in etwa seit 2011 und bei Großverbrauchern seit ungefähr 2012 eine Netzparität erreicht ist - also Strombezugskosten den Einspeisevergütungen entsprechen. Seither erhöhte sich das Spreizungsdelta einerseits durch sinkende Einspeisevergütungen und andererseits durch steigende Strombezugskosten. Gerade für kleine und mittlere Endverbraucher stieg der Anreiz, insbesondere getrieben durch die Strombezugskosten – maßgeblich über die Strombelastungstatbestände - , zuletzt immer weiter an (BDEW 2020b, 7).

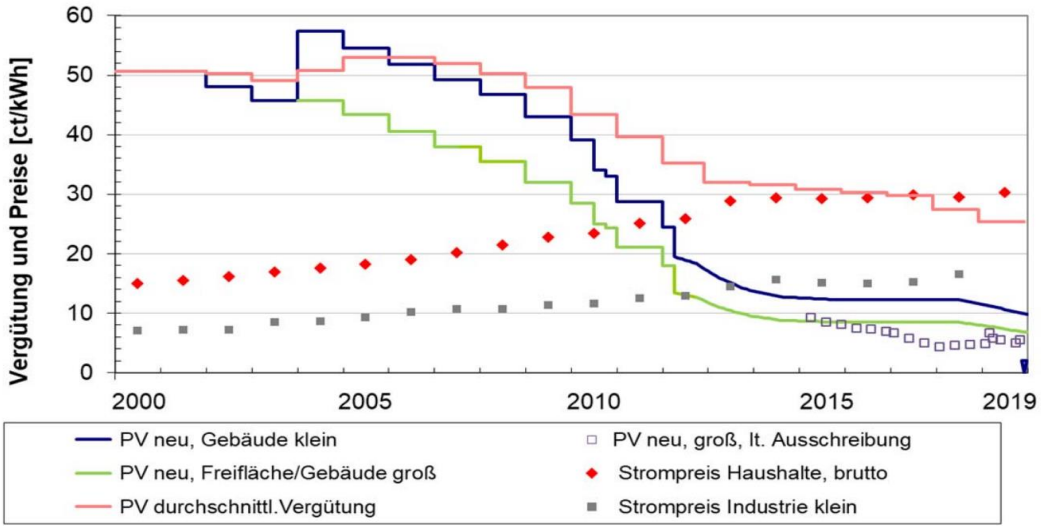

Abbildung 30: Entwicklung der EEG-Vergütung[353] für PV-Anlagen und Strombezugspreise; Quelle: Wirth 2020, 10

bb) Spitzenkappung

Eine weitere Möglichkeit Eigenverbrauch anzureizen, besteht durch verschiedene Formen der Spitzenkappung. Seit dem EEG 2012 können Anlagenbetreiber mit einer Nennleistung bis zu 30 kWp zwischen einem vereinfachten Einspeisemanagement oder einer Begrenzung der Einspeisewirkleistung am Netzverknüpfungspunkt auf 70 % der installierten Leistung wählen (§ 9 Abs. 2 EEG 2017). Die Wirkung dieser Anforderung auf den Eigenverbrauch fällt indes gering aus (IBC-Solar 2012): Je nach Ausrichtung der Anlage führt dies zu Verlusten zwischen 2,4 und 5 %.

Eine weitere Einspeisebegrenzung, mit ebenfalls eher untergeordneter Bedeutung für Eigenverbrauchsoptimierung mit Speicher, führte der Gesetzgeber mit dem Strommarktgesetz[354] 2016 mit der sogenannten Spitzenkappung ein. Um Netzausbau zu minimieren, kann der Übertragungsnetzbetreiber Windenergie an Land oder solare Strahlungsenergie um bis zu 3 % in ihrer jährlichen prognostizierten Stromerzeugung begrenzen (§ 12b Abs. 1 EnWG). Auch auf Verteilnetzebene räumt dieses Änderungsgesetz den Betreibern die Möglichkeit der Spitzenkappung von bis zu 3 % ein (§ 11 Abs. 2 EnWG). Damit ist die Spitzenkappung kein neues Instrument im Ordnungsgefüge, allerdings mit bisher geringer Anreizwirkung für den Eigenverbrauch. Doch, so Analysen von Weniger et al. (2016, 8 ff.), kann eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % äußert wirkungsvoll für einen

[353] Ab 2012 wurde eine monatliche Degression eingeführt, daher bilden die Werte nur Durchschnitte und damit Tendenzen ab.
[354] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

weiteren erforderlichen Zubau von PV sein, wenn dies mit einem prognosebasierten Energiemanagement verknüpft wird und damit der Eigenverbrauch netzdienlich erfolgt.

cc) EEG-Umlage

Neben der Spitzenkappung führte der Gesetzgeber im EEG 2009[355] zunächst einen weiteren Anreiz für den Eigenverbrauch ein, indem er eine Vergütung von 25,01 EURO-Cent/kWh für Anlagen bis zu einer Leistung von 30 kV im Eigenverbrauchsfall vorsah (§ 33 Abs. 2 EEG 2009). Zunächst differenzierte der Gesetzgeber Eigenverbrauchskonstellationen noch weiter aus, passte Vergütungssätze entsprechend an und weitete den Anlagenkreis aus.[356] In der Gesetzesbegründung hierzu heißt es, dass es gerade bei höheren Eigenverbrauchsanteilen zusätzlicher Anreize bedarf, um technische Innovationen und Verhaltensänderungen anzureizen (BT-Drs. 17/1604, 15). Doch bereits das erste Änderungsgesetz[357] stellte die Förderung restlos im EEG 2012 ein.

Im EEG 2014 fand sogar eine gesetzliche Abkehr der Förderung des Eigenverbrauchs statt: PV-Anlagen mit einer Leistung über 10 kWp oder mit einem Eigenverbrauch über 10.000 kWh pro Jahr müssen seither für den selbstverbrauchten Strom eine EEG-Umlage entrichten, die sich von 30 % 2014 auf 40 % 2017 erhöhte (§ 61 EEG 2014). Für Anlagen unterhalb der Bagatellgrenze blieb weiterhin eine Befreiung der EEG-Umlage bei Eigenverbrauch bestehen. Allerdings gilt das Privileg nur für 20 Jahre plus einem Inbetriebnahmejahr.[358] Auch im EEG 2017 bestehen diese Regelungen weitestgehend fort. Ein Überblick über die aktuelle Rechtslage zur EEG-Umlage bei Eigenversorgung zeigt Abbildung 31.

[355] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074).
[356] Gesetz vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1170).
[357] Gesetz vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).
[358] Diese Beschränkung könnte durchaus für Anlagen, welche aus der EEG-Förderung fallen, von Relevanz sein. Denn dann ist faktisch eine EE-Umlage von 40 % zu zahlen (Enkhardt 2019).

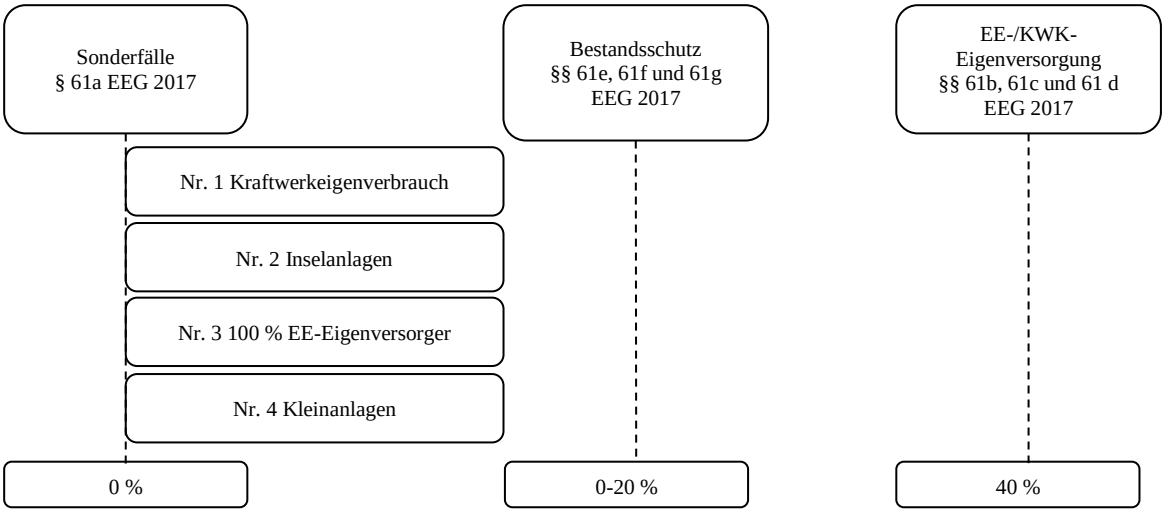

Abbildung 31: Regelungen zur EEG-Umlage bei Eigenversorgung im EEG 2017; Quelle: eigene Darstellung nach Gährs et al. 2017, 20

Folglich minimieren diese Regelungen gerade für größere Prosumer das potentielle Erlösdelta: Für 2017 mit einer EEG-Umlage von 6,88 EURO-Cent/kWh (Netztransparenz 2018) fielen im Eigenbedarfsfall bei einer zu entrichtenden EEG-Umlage von 40 % rund 2,75 EURO-Cent/kWh an. Mit dem Effekt, dass die meisten Fälle für PV-Energieverlagerung zur Eigenverbrauchsoptimierung u. a. mittels Batteriespeicher sich nicht mehr rechnen, da sich keine entsprechenden Deckungsbeiträge mehr erzielen lassen (vgl. Abbildung 30).

dd) Normierung des Eigenverbrauchs

Weiter einschränkend für den EE-Eigenverbrauchsfall wirkt dessen gesetzliche Normierung. Damit ein Wegfall oder eine Reduzierung der EEG-Umlage überhaupt zutreffen, muss die Systemkonstellation den gesetzlichen Tatbestand des Eigenverbrauchs erfüllen. Anderenfalls fällt die volle Höhe der EEG-Umlage beim Stromverbrauch an (§ 61 Abs. 1 EEG 2017). Das EEG 2014 führte hierfür erstmalig eine Legaldefinition zur Eigenversorgung ein. Auch mit dem EEG 2017 hat sich die Definition nicht gewandelt, und laut § 3 Nr. 19 EEG 2017 ist eine „Eigenversorgung der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“. Folglich liegt eine gesetzliche Eigenversorgung vor, wenn folgende vier Merkmale erfüllt sind (Herz und Henning 2018, 6):

1. Eigener Betreiber der Anlage
2. Personenidentität zwischen Anlagebetreiber und Stromverbraucher
3. Strom wird nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet
4. Verbrauch besteht in unmittelbarem räumlichem Zusammenhang zur Anlage

Diese sehr enge gesetzliche Auslegung des Eigenverbrauchs[359] verhindert Eigenverbrauchskonstellationen und bedingt hohe Unsicherheiten. Zum einen ist eine Eigenversorgung nur in begrenzten Fällen möglich: Handelt es sich beispielsweise um Mieterstromkonstellationen oder Gewerbegebiete mit verschiedenen Unternehmen (Energy-Sharing-Modelle), fällt eine volle EEG-Umlage an und macht diese Fälle, auch vor dem Hintergrund des Mieterstromzuschlags,[360] wirtschaftlich uninteressanter (Jülch et al. 2017, 49-71). Zum anderen selbst bei zutreffenden Eigenverbrauchskonstrukten bleibt eine hohe Unsicherheit, was die Pflichten und Vertragsbeziehungen der Akteure beinhaltet,[361] bestehen.

ee) Zwischenergebnis

Die Auswertung des Nutzungsgefüges im Bereich der EE-Eigenverbrauchsoptimierung ergibt ein konträres Bild: Einerseits setzt der Gesetzgeber Anreize, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Andererseits begrenzt er diesen an anderen Stellen stark. Zu den fördernden und hemmenden Maßnahmen zählen sowohl die Förderung und Spitzenkappung als auch das Erheben der EEG-Umlage und die strenge Normierung des Eigenverbrauchs. Regen die ersten beiden gesetzlichen Maßnahmen noch Eigenverbrauch an, wirken die anderen beiden Maßnahmen grundsätzlich hemmend. Gerade die zu zahlende EEG-Umlage macht es für Großverbraucher bzw. -erzeuger eher wirtschaftlich uninteressant, Anlagenkonfigurationen aufzubauen, welche auf Eigenverbrauch abzielen. Dies ist insofern bemerkenswert, als der Gesetzgeber EEG-Umlagebefreiungen bei Großverbrauchern vorsieht. Allerdings ist dies nur der Fall beim Strombezug aus dem Netz und losgelöst vom Energiemix.

Darüber hinaus wirkt zudem die Normierung des Eigenverbrauchs stark hemmend. Damit fallen viele Nutzungsformen (wie Konzepte zum Mieterstrom oder weitere Energy-Sharing-Modelle) nicht unter den Privilegierungstatbestand. Mit dem Effekt, dass dezentrales Verbrauchs- und damit auch Flexibilisierungspotentiale ungenutzt bleiben. Vor diesem inkonsistenten Hintergrund bleibt die Haltung des deutschen Gesetzgebers paradox: Einerseits steigen die Systemkosten aufgrund des seit 2009 gesetzlich eingeführten

[359] Gerade der Aspekt des Selbstbetreibens wird dabei eng gefasst: Der Betreiber muss nicht zwangsläufig Eigentümer, aber hinreichend mit Nutzungsrechten versorgt sein (BNetzA 2016a, 20-23).
[360] Beim Mieterstromzuschlag handelt es sich um eine spezielle Förderung nach dem EEG, welche ein Anlagenbetreiber mit einer Solaranlage auf einem Wohngebäude bei direkter Lieferung an die Mieter des Hauses in Anspruch nehmen kann (detailliert hierzu: BNetzA 2017d, 3-12). Allerdings gleicht der Zuschlag die fällige EEG-Umlage von 100 % nicht in vollem Umfang aus und führt im Ergebnis zu einer Ungleichstellung zwischen Mietern und Eigenheimbesitzern (Solarimo 2018).
[361] Eine detaillierte Analyse der gesetzlichen Unsicherheiten und Pflichten findet sich im Rechtsgutachten von Herz und Henning (2018, 1–41).

Einspeisemanagements. Andererseits schränkt der Gesetzgeber Eigenverbrauchskonstellationen stark ein, anstatt hier u. a. netzdienlichen Eigenverbrauch anzureizen, um Netzbelastungen zu mindern. Mit der Folge, dass für alle Letztverbraucher Kosten zunehmen und innovative Flexibilisierungsformen mit Batteriespeichern begrenzt zum Einsatz kommen – vornehmlich bei Kleinanlagen (< 10 kWp) und bei Personenidentität zwischen Erzeuger, Speicherbetreiber und Verbraucher.[362]

3.2.3 Nutzungsrahmen beim Erzeuger und im Handel

Speicher eröffnen Erzeugern, Händlern und Bilanzkreisverantwortlichen die Möglichkeit, einerseits ihre Einspeisung zu verstetigen und zu optimieren oder andererseits Preisspreizungen als Ertragsoption zu nutzen. Diese Markt-basierten bzw. marktlichen Nutzungsformen sind Gegenstand der folgenden Ausführungen.

a) Arbitrage

Der Großhandel, wie bereits in Teil C Abschnitt 1.3.3 beschrieben, findet in Deutschland heute in unterschiedlichen Formen statt: zum einen über den außerbörslichen Direkthandel und zum anderen über den Handel an der Strombörse. Aufgrund der Tatsache, dass Batteriespeicher ihren Anwendungsbereich eher in der Kurzzeitspeicherung verorten, liegt ihr Potential hauptsächlich im kurzfristigen intertemporalen Arbitrage-Geschäft bzw. einem Lastausgleich aufgrund von Preisspreizungen (u. a. Svoboda 2018, 490). Intertemporale Arbitrage-Geschäft ermöglichen in organisierter Form die sogenannten Spotmärkte (Day-Ahead- und Intraday-Handel). Die Vermarktung findet in Deutschland seit 2009 an der EPEX Spot SE statt. Allerdings gab es bereits seit 2000 durch den nationalen Liberalisierungsprozess einen entsprechenden Handel mit Strom an den Börsen. Für den Einsatz eines Speichers sind dabei die Handelsorganisation und die sich an den Teilmärkten bildenden Preisdifferenzen maßgebend. Auf beide Merkmale gehen die folgenden Ausführungen ein.

aa) Handelsorganisation am Spotmarkt

Die Handelsorganisation am Spotmarkt hängt sowohl EU als auch deutsche Maßgaben ab. Hierzu zählen insbesondere die Regelungen zum Bilanzkreissystem, Netzanschluss und -zugang (Boll 2010, 94).[363]

[362] S. Ergebnisse aus Teil C Abschnitt 2.2.

[363] Gerade das Bilanzkreissystem besitzt einen maßgeblichen Einfluss auf die Handelszeiten und -produkte: Momentan müssen Fahrpläne bis 14:30 Uhr für den Folgetag dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet werden, untertägig ist eine Änderung bis 15 Minuten vor Lieferung möglich, und nachträglich lassen sich Fahrplane bis zum Folgetag 16 Uhr anpassen (§ 5 StromNZV).

Der Day-Ahead-Handel findet in Form eines bestimmten Handels statt: Das tägliche Gebotsverfahren schließt um 12 Uhr und bündelt damit Angebot und Nachfrage. Gehandelt werden Einzelstundenkontrakte für den Folgetag und diverse standardisierte Blöcke, wobei die kleinste Handelseinheit 0,1 MW betragen darf und Blockgebote auf 600 MW festgesetzt sind (Bertsch et al. 2019, 11). Durch den täglichen Handelsschluss lassen sich Referenzpreise (auch Markträumungspreise genannt) bilden, welche sich aus dem Schnittpunkt von nachgefragter und angebotener Menge ergeben. Markträumungspreise und -mengen sind maßgebend für alle bezuschlagten Gebote: Das letzte Angebot, welches zur Deckung des Bedarfs einen Zuschlag erhält, setzt den Preis für alle Angebote fest (Einheitspreisauktion), was auch als Merit-Order-Effekt bezeichnet wird (Heymann 2019, 63 ff.).

Seit Ende 2014 ist es möglich, in vergleichbarer Handelsform (Einheitspreisauktion) Viertelstundenprodukte für den Folgetag zu handeln (Meese 2018, 27). Das Gebotsverfahren, welches als Intraday-Auktion bezeichnet wird, schließt an den Day-Ahead-Handel an und findet täglich um 15 Uhr statt. Nach Einschätzungen von Meese (2018, 27) besteht „der vornehmliche Einsatzzweck der Intraday Auktion im Viertelstundenausgleich der Leistungsgradienten von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“, was auch die BNetzA (2015, 25) so sieht. Darüber hinaus schafft der Handel über sein Auktionsdesign (Einheitspreisauktion) transparente Referenzpreise für individuelle Kontrakte des kontinuierlichen Handels (Bertsch et al. 2019, 12).

Die dritte Form des kurzfristigen Börsenhandels, der Intraday-Handel, welcher 2006 startete, ist nicht als Einheitspreisauktion ausgelegt, sondern findet in Form eines kontinuierlichen Handels statt (Töpfer et al. 2017, 14). Alle Gebote gehen in entsprechende Orderbücher ein, und bei einer vorhandenen Ausführbarkeit erfolgt eine sofortige Zusammenführung (pay-as-bid). In der Folge entstehen keine Einheitspreise für identische Produkte. Der Teilmarkt ermöglicht einen Handel in Stunden-, Halbstunden und Viertelstundenrastern und öffnet entsprechend der Zeitraster um 15, 15.30 und 16 Uhr (Meese 2018, 29). Der gesamte Intraday-Handel schließt 5 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt. Um mehr Flexibilität in den Handel zu bekommen, verkürzte sich dabei zunehmend der Zeitpunkt der Handelsschließung: Bis 2015 waren es 45 Minuten, anschließend 30 Minuten und seit 2017 sind es 5 Minuten innerhalb einer Kontrollzone (BNetzA 2019d, 250; BNetzA 2015, 25). Dementsprechend ermöglicht diese Form des Börsenhandels Anpassungen an innerstündliche Veränderungen von Erzeugung und Verbrauch.

Neben verkürzten Handelszeitpunkten und Produkten ist für Flexibilität auch die Frage der zugelassenen Preisspannen ausschlaggebend. Hier gilt: Je näher der Handelszeitraum, umso größer ist die festgelegte Preisspanne an der Börse (vgl. Tabelle 26). Seit 2007 lässt die Börse auch negative Preise zu (EPEX SPOT SE 2018d). Hintergrund der Veränderung war es, Anreize zu schaffen, um konventionelle Erzeugungskapazitäten zu flexibilisieren, Impulse für Speichertechnologien zu setzen oder verbrauchsseitig Verlagerungen zu initiieren, denn zuvor (Spanne 0 €/MWh) musste die Börse festlegen, welcher Anbieter bei einem preisunlimitierten Angebot zum Zuge kam (Götz et al. 2014, 16).

Gemäß den hier kurz skizzierten Gegebenheiten und Änderungen bestehen heute die in Tabelle 26 dargestellten Beschaffungsmodalitäten für die Gebotszone[364] Deutschland und Luxemburg auf den Spotmärkten. Folglich sind die Handelsbedingungen an den Spotmärkten so ausgestaltet, dass Batteriespeicher je nach Größe sich einzeln oder im Pool hieran beteiligen können.

	Day-Ahead-Stundenauktion	**Day-Ahead-15-Minuten-Intraday Auktion**	**Intraday-Auktion**
Auktionszeit	kalendertäglich 12 Uhr Ergebnisse i. d. R. 12:40	kalendertäglich 15 Uhr Ergebnisse i. d. R. 15:10	kalendertäglich ab 15 Uhr bis 5 Min. vor Lieferbeginn
Preisbildung	Einheitspreisauktion	Einheitspreisauktion	Orderbuchauktion
Preispanne	-500 €/MWh bis 3.000 €/MWh	± 3.000 €/MWh	± 9.999 €/MWh
Min. Kontraktgröße	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW

Tabelle 26: Ausgewählte Handelsbedingungen am Spotmarkt; Quelle: eigene Darstellung nach EPEX SPOT SE 2018c, 2018a, 2018b

bb) Preisdifferenzen am Spotmarkt

Wie eingangs beschrieben, sind für das Arbitrage-Geschäft mit Batteriespeichern neben Handelsbedingungen auch die auftretenden Preisdifferenzen und die Liquidität entscheidend. In Deutschland erhöhte sich auf allen Spotmärkten die Liquidität gemessen am Handelsvolumen: Zwischen 2005 und 2018 stieg das Handelsvolumen von 86 TWh auf 224,6 TWh im Day-Ahead-Markt, und im kontinuierlichen Intraday-Handel erhöhte sich der Umfang von 0,14 TWh 2006 auf 52,8 TWh 2018 (BNetzA 2019d, 51; BNetzA 2008, 79). Auch das Preisniveau verändert sich. Für den Day-Ahead-Handel lässt sich die Entwicklung

[364] Grundsätzlich gelten innerhalb einer Gebotszone gleiche Marktbedingungen, womit sich Angebot und Nachfrage frei, also ohne auf die Transportvoraussetzungen achten zu müssen, zu einem einheitlichen Preis bilden können (BNetzA 2019d, 229).

exemplarisch an den Strommarktindizes[365] Phelix Base und Phelix Peak, welche die Bundesnetzagentur veröffentlicht, nachvollziehen. Abbildung 32 zeigt ein sinkendes Preisniveau, das zuletzt seit 2017 leicht stieg.

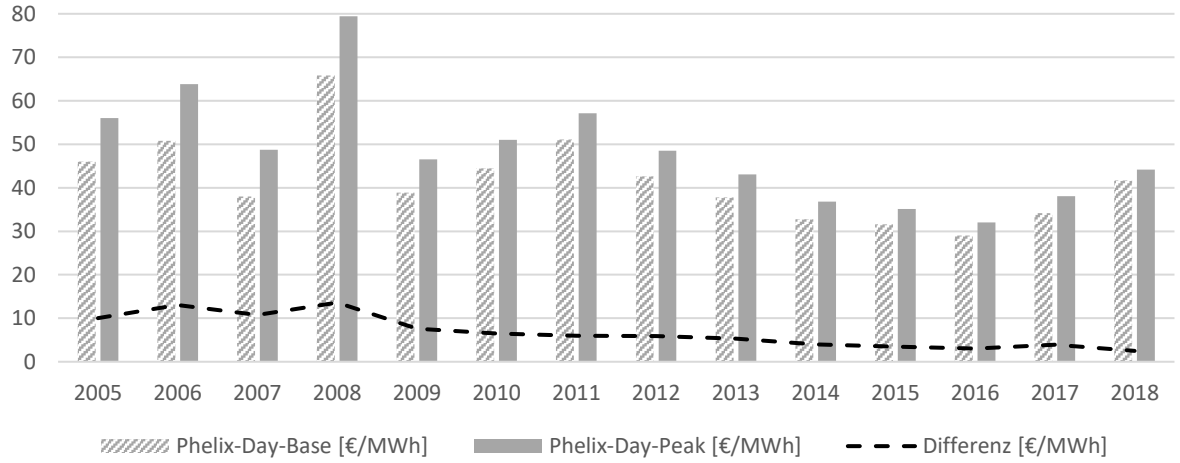

Abbildung 32: Entwicklung der Preisindizes zwischen 2005 und 2018[366] Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2007, 71, 2008, 82, 2017f, 192, 2019d, 254

Allerdings und wie bereits beschrieben, ist für den Einsatz von Speichern nicht das allgemeine Preisniveau ausschlaggebend, vielmehr sind die Preisspreizungen wesentlich. Wie auch Abbildung 32 in Form der Differenz zwischen den Preisindizes exemplarisch verdeutlicht, verringerten sich die Preisspreizungen kontinuierlich bzw. die Tagesgänge näherten sich zunehmend an. Diese sehr vereinfachte Darstellung deutet damit schemenhaft an, dass die Ausgleichs- und damit Ertragspotentiale für Speicher abnahmen. Detaillierte Auswertungen zu den Preisspreizungen auf allen drei Spotmärkten gehen u. a. aus den Analysen von Kern et al. (2019, 2) und Meese (2018, 32 f.) hervor. Nach ihren Auswertungen bestehen dennoch moderate Spreizungsdeltas für einen Einsatz von u. a. Batteriespeichern.

Die Einflussfaktoren auf das Preisniveau und die Preisspreizung sind vielfältig. Neben der Marktkopplung und dem Bilanzmanagement wirken auf Preisspreizungen u. a. die gesetzliche Art der Vermarktung des EEG-Stroms und in diesem Zusammenhang auch generell steigende Anteile volatilen EE-Stroms, die Flexibilisierung der Nachfrage, der Emissionshandel, die Beschaffenheit des Regelleistungsmarktes, Brennstoffkosten fossiler Erzeugung, sowie der Atom- und Kohleausstieg (Abbau von inflexiblen Kapazitäten). Diese wechselseitigen Effekte

[365] Phelix Base ist der einfache Durchschnitt der Preise aller 24 Einzelstunden am Day-Ahead-Markt, wobei der Phelix-Peak die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00 Uhr bis 20.00 Uhr) berücksichtigt.
[366] Die Indizes für 2018 berücksichtigen das Marktgebiet Deutschland, Luxemburg und Österreich bis September 2018, da aufgrund der Gebotszonentrennung am 1. Oktober 2018 Österreich aus dem gleichen Marktgebiet ausschied (BNetzA 2019d, 253).

mit ihrer entsprechenden Rechtsentwicklung auszuwerten, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Gleichwohl verdeutlicht die exemplarische Aufzählung die Komplexität des Regelungsgegenstandes. Allerdings befördert eine stetige Zunahme an volatilen EE-Strom grundsätzlich Preisspreizungen, und auch der Abbau von konventionellen Erzeugungsstrukturen hat eine entsprechende Wirkung. Demnach kann es langfristig durchaus zu höheren Preisdifferenzen auf den Märkten kommen.

cc) Zwischenergebnis

Laut u. a. Töpfer et al. (2017, 17) ist der Referenzpreis der Börse „entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt“, denn aus ihm leiten sich kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen ab und er setzt Anreize für langfristige Investitionen. Diese Prämisse lässt folgende Rückschlüsse aus den hier angestellten Betrachtungen zu: Einerseits eignet sich die Handelsorganisation für den Einsatz von Speichern. Noch mehr Flexibilität ließe sich durch kleinere Kontraktgrößen und verkürzte Zeitscheiben erzielen. Voraussetzung für verkürzte Zeitscheiben wäre eine entsprechende Anpassung der Bilanzabrechnungsintervalle (Echtzeitmanagement). Diese Ansätze sind jedoch eher zweitrangig, da andererseits Preisspreizungen nur in sehr begrenztem Maße einen Speichereinsatz anreizen und Handelsbedingungen hier keine substanziellen Änderungen bringen. Diese mitunter im vorherigen Abschnitt nicht abschließend aufgezählten, sich überlagernden Effekte, welche Einfluss auf die Preisspreizungen nehmen, wären theoretisch zunächst zu ändern. Allerdings ist dies mit einem sehr tiefen und umfangreichen Regelungsprozess, welcher in Teilen auch schon läuft (beispielsweise der Kohleausstieg), verbunden. Faktisch bedeutet dies aber auch, dass der heutige Energy-Only-Markt nur in sehr geringem Umfang Flexibilität anreizt und daher bisher nur bedingt Investitionen auslöst.

b) Bilanzmanagement

Zentrales Element eines Bilanzkreismanagements bilden die Bilanzkonten, welche Gut- (Einspeisungen oder Buchungen auf andere Bilanzkonten) und Lastschriften (Ausspeisungen oder Buchungen auf andere Bilanzkonten) führen. Entspricht die Gutschrift nicht der Lastschrift, ist das Bilanzkonto unausgeglichen. In diesem Fall muss der Netzbetreiber zur Systemstabilität entweder positive oder negative Ausgleichsenergie bereitstellen, wenn in der Summe der Regelverbund unausgeglichen ist (Stelter und Ipsen 2016, 484). Anreize für eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung und damit sowohl für eine hohe Versorgungssicherheit als auch für die Refinanzierungsmöglichkeit von Kapazitäten ergeben sich durch die

ggf. zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise. Auf diesen Mechanismus und der damit verbundenen Bilanzkreistreue gehen die nachfolgenden Ausführungen ein.

aa) Bilanzausgleichsenergiepreis

Vor dem Hintergrund eher allgemeiner europäischer Bestimmungen[367] beruht das Bilanzkreismodell in Deutschland in seinen Ursprüngen auf Verbändevereinbarungen (Fritz und König 2001, 18). Das EnWG 2005 übernahm zunächst diese Regelungen und konkretisierte diese auf dem Verordnungsweg (Koenig et al. 2013, 92).

Ein Bilanzkreis ist entsprechend § 3 Nr. 10a EnWG eine Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen. Jeder Netznutzer[368] muss innerhalb einer Regelzone einem Bilanzkreis angehören (Bilanzkreispflicht), und jeder Bilanzkreis benennt einen Bilanzkreis-verantwortlichen (BKV)[369], der gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber für die Bewirtschaftung des Bilanzkreises Verantwortung trägt (§ 4 StromNZV). Die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises regelt § 5 StromNZV. Hiernach erfolgt eine Bewirtschaftung anhand von Fahrplänen, welche dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber einen Tag im Voraus bis spätestens 14.30 Uhr zu übermitteln sind. Die aufgestellten Fahrpläne können „mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens einer Viertelstunde zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden“ (§ 5 Abs. 2 StromNZV). Nachträgliche Fahrplanänderungen sind innerhalb einer Regelzone bis zum Folgetag 16 Uhr möglich. Unausgeglichene Fahrpläne gleichen die Übertragungsnetzbetreiber mit maximal vier Viertelstunden durch Regelenergie aus (§ 5 Abs. 4 StromNZV).

In diesem Ausgleichskonstrukt sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, alle Ungleich-gewichte in ihrer Regelzone zu saldieren und entstandene Kosten auf entsprechende Bilanz-kreise umzulegen (§ 8 Abs. 2 StromNZV). Seit der Vollendung des deutschen Netzregelverbundes im Zuge des Beschlusses (BK6-08-111) der Bundesnetzagentur ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber den deutschlandweit einheitlichen Ausgleichsenergiepreis als regelzonenübergreifenden Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP). Prinzipiell stellt der reBAP

[367] Einschlägige europäische Bestimmungen existieren für den Bereich des nationalen Bilanzmanagements im Untersuchungszeitraum nicht. Allein die EltRL 2009 erteilt den nationalen Regulierungsbehörden Befugnisse, ggf. Methoden und Tarife zu bestimmen (Art. 37 Abs. 10 EltRL 2009). Konkrete Vorgaben enthält erst der ergänzende Rechtsakt GL-EB des 3. Energiepaketes.

[368] Nach § 3 Nr. 28 EnWG sind Netznutzer natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitätsnetz einspeisen oder daraus beziehen. Folglich muss jeder Erzeuger und Verbraucher einem Bilanzkreis angehören. Auch Händler sind grundsätzlich verpflichtet, Bilanzkreise zu führen.

[369] Ein Bilanzkreisverantwortlicher ist derjenige, welcher mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber einen Vertrag nach § 26 StromNZV abschließt und hierdurch Verantwortung für mögliche Ab-weichungen im Bilanzkreis übernimmt.

einen mengengewichteten Arbeitspreis auf Viertelstundenbasis dar, der sich aus den Kosten der eingesetzten Regelarbeit von Sekundär- und Tertiärregelleistung im Netzregelverbund ergibt (Bertsch et al. 2019, 32 ff.). Somit leitet der reBAP die Kosten eines Regelenergieabrufs an die hierfür verantwortlichen BKVs weiter.

Grundsätzlich bemisst sich der reBAP auf der ersten Berechnungsstufe, indem die in einer Viertelstunde aufgetretenen Regelenergieaufwendungen (Kosten und Erlöse durch den Bezug von Regelenergie) durch den Saldo der abgerufenen Regelenergiemengen in einem Netzregelverbund (NRV) dividiert werden, gemäß folgender Formel (Linden und Sänger 2017, 125 f.):

$$reBAP = \frac{\sum Kosten_{NRV} - \sum Erlöse_{NRV}}{Saldo_{NRV}} \qquad \left[\frac{€}{MWh}\right]$$

Der NRV-Saldo kann dabei sowohl positiv als auch negativ sein: positiv bei Unterspeisung und negativ bei Überspeisung. Folglich nimmt der reBAP sowohl positiv als auch negative Werte an (Zapf 2017, 56). Die Forderungen gegenüber dem Bilanzkreis resultieren aus dem reBAP Vorzeichen sowie dem jeweiligen Bilanzkreissaldo (Meese 2018, 139). Dabei können sich folgende vier Konstellationen einstellen:

reBAP	Bilanzkreis	Zahlungsflüsse
positiv	unterdeckt	BKV zahlt an Übertragungsnetzbetreiber
positiv	überdeckt	Übertragungsnetzbetreiber zahlt an BKV
negativ	unterdeckt	Übertragungsnetzbetreiber zahlt an BKV
negativ	überdeckt	BKV zahlt an Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Kombinationen von Bilanzkreissaldo und reBAP; Quelle: eigene Darstellung nach Consentec 2014, 38

Sowohl auf administrativer als auch auf normativer Ebene entwickelte sich der reBAP weiter. Zum einen führte die Bundesnetzagentur mit Beschluss BK-12-024 Schwellenwerte[370] ein, welche den reBAP an den Intraday-Handel koppelt und damit sicherstellt, dass für den BKV Anreize bestehen, Bilanzkreise aktiv, also über den Handel, auszugleichen (Bertsch et al. 2019, 33). Zum anderen überarbeitete der Gesetzgeber mit dem Strommarktgesetz[371] 2016 das Ausgleichenergiesystem. Das Ziel bestand darin, die Bilanzkreistreue zu verbessern (Stelter und Ipsen 2016, 484). Die neu eingeführte allgemeine Maßgabe (§ 1a Abs. 2 EnWG) konkretisierte die StromNZV weiter. Demnach besteht für die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, in einem Festlegungsverfahren zu bestimmen, dass ebenfalls die Vorhaltungskosten der Regelenergie aus Sekundär- und Minutenreserveleistung auf den verursachenden Bilanzkreis umgelegt werden können (§ 8 Abs. 1 StromNZV). Doch selbst im Fall einer

[370] Zu den verschiedenen Berechnungsstufen TransnetBW (2012, 2–3) und BNetzA (2016b, 163).
[371] Gesetz vom 26. Juni 2016 (BGBl. I S. 1786).

Änderung fällt dieser Anreiz wohl zunehmend schwächer aus, weil die Kosten der Regelleistungsbereitstellung in den letzten Jahren sanken (BNetzA 2019d, 202).

Neben diesen beiden Regelungen sieht es die KapResV auch vor, die Kapazitätsreservearbeit, analog zu den momentan umgelegten Kosten der Regelenergiearbeit, auf den Ausgleichsenergiepreis umzulegen bzw. hieraus zu finanzieren (§ 32 KapResV). Hierdurch kann es zukünftig tendenziell zu höheren, aber auch stärker schwankenden Ausgleichsenergiepreisen kommen (Linden und Sänger 2017, 127).

Vor dem Hintergrund des bis Ende 2019 bestehenden Ordnungsgefüges sind die durchschnittlichen Preise für viertelstündliche Ausgleichsenergie im Netzregelverbund im Fall positiver Regelzonensalden (Unterdeckung) und auch im Bereich der negativen Salden (Überdeckung) in der Tendenz gesunken (vgl. Tabelle 28). Allein die maximalen Ausgleichsenergiepreise verstärkten sich. Trotzdem, so geht es aus der rein rechtlichen Einschätzung von Busch (2017, 246) und den von den Übertragungsnetzbetreibern in Auftrag gegebenen Gutachten (Consentec 2019, 6 ff.) hervor, bleiben die Anreize für eine stärkere Bilanzkreistreue schwach.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Positiver NRV-Saldo	102,3	107,11	107,95	84,36	75,42	75,99	50,17	78,01	81,28
Negativer NRV-Saldo	-3,19	-0,64	-4,77	-8,43	-24,22	-42,67	-14,12	-29,68	-1,62
Maximaler NRV-Saldo	600,9	551,6	1501,2	1608,2	5998,41	6343,59	1212,8	24455,05	2013,51

Tabelle 28: reBAP-Entwicklung zwischen 2010 und 2018 [€/MWh]; Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2017f, 160 f., 2019d, 216 f.

bb) Ausblick

Eine Änderung über den ergänzenden Rechtsakt des 3. Energiepakets GL-EB stellt sich ab Mitte 2020 beim Bilanzmanagement ein. Der Rechtsakt selbst normiert erstmalig auf unionsrechtlicher Ebene zentrale Elemente des Bilanzmanagements. In diesem Zusammenhang fordert die Leitlinie die Übertragungsnetzbetreiber auf, einen gemeinsamen Vorschlag zur Harmonisierung der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen unter den Vorgaben des Rechtsaktes, bei den nationalen Regulierungsbehörden einzureichen (Art. 18 Abs. 6 GL-EB). Mit dem Beschluss (BK6-18-061) vom April 2019 genehmigte die Bundesnetzagentur die neuen Modalitäten. Neu eingeführt und mit möglicherweise hoher Wirkung ist die Anforderung zur Deklarierung maximaler Energiemengen durch den Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der Fahrplanmeldung. Bei Überschreitung (Über- oder Unterdeckung) kann der Übertragungsnetzbetreiber bis zur Vertragskündigung sanktionieren. Nach Einschätzungen von Schmeichel (2020) könnten sich diese undifferenzierten Bilanzregeln gerade auf fluktuierende

EE-Erzeugung negativ auswirken, da sie ein höheres Risiko für Prognoseabweichungen gegenüber konventioneller Erzeugung haben und damit gleichbehandelt werden wie missbräuchlich handelnde Bilanzkreisverantwortliche. Ob sich hierdurch eine bessere Bilanzkreistreue einstellen wird, bleibt abzuwarten.

cc) Zwischenergebnis

Für eine verbesserte Bilanzkreistreue entwickelten sich Verfahren und Verträge auf normativer und administrativer Ebene weiter. Allerdings bleibt bei der Rechtsentwicklung unklar, ob die Anreize grundsätzlich ausreichen, um eine Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten und einen hierfür notwendigen Kapazitätsaufbau anzureizen. Grundsätzlich wirkt eine Verbesserung der Bilanzkreistreue nicht nur systemkostenreduzierend, sondern setzt auch Preissignale für Flexibilitäten über einen entsprechenden Ausgleich über den Intraday-Handel oder bilaterale Absicherungsgeschäfte (Bertsch et al. 2019, 34).

c) EE-Erzeugungsmanagement

In Deutschland für den Ausbau von EE nach wie vor einschlägig ist der Anreizrahmen des EEG. Daher bestünde die Möglichkeit, über entsprechend ausgestaltete Vergütungs- und Vermarktungssysteme die volatile EE-Erzeugung mit einem Speicher zu glätten und so Schwankungen bei der EE-Stromerzeugung auszugleichen oder nicht integrierbaren Strom für spätere Bedarfe zu speichern. Diese Anreizebenen, welche sich aus den gesetzlichen Vermarktungsformen ergeben,[372] fokussieren die nachfolgenden Ausführungen.

aa) Einspeisevergütung

Um eine Einspeisevergütung zu erhalten, müssen Anlagenbetreiber den gesamten erzeugten Strom, welcher nicht unmittelbar in räumlicher Nähe verbraucht wird, dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen und dürfen allgemein nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen (§ 21 Abs. 2 EEG 2017).[373] Wie bereits in Teil C Abschnitt 3.1 erläutert, wertet das Gesetz Speicher als EEG-Erzeugungsanlage (§ 3 Nr. 1 EEG 2017), und ferner regelt § 19 Abs. 3 EEG 2017, dass auch bei einer Zwischenspeicherung der gesetzliche Förderanspruch bestehen bleibt. Bedingungen für den Erhalt des Förderanspruches sind eine Einspeisung in den Speicher vor dem Netz der allgemeinen Versorgung, und ausschließlich für die in das Netz eingespeiste

[372] Zu den Vermarktungsformen s. Teil C Abschnitt 1.2.2.
[373] Diese Vermarktungseinschränkung bei Regelenergie im Rahmen der Einspeisevergütung hatte der Gesetzgeber im Zuge der EEG-Novellierung 2012 in § 16 Abs. 3 EEG 2012 eingeführt, um eine Doppelvermarktung zu verhindern (BT-Drs. 17/6071, 66).

Strommenge besteht ein Förderanspruch (Rodi et al. 2016, 23). Folglich fällt ein Speicher ausschließlich unter den Fördertatbestand, wenn eine unmittelbare Nähe zwischen Stromspeicher und EE-Erzeugungsanlage besteht. Speicherverluste bleiben beim Förderanspruch unberücksichtigt (Rodi et al. 2016, 22). Demgemäß sieht das System der Festvergütungen keinen eigenen Vergütungssatz für zwischengespeicherten Strom vor und bemisst sich an der Vergütungshöhe der entsprechenden EE-Erzeugungsanlage (Thomas 2017a, 37 f.).

Darüber hinaus fällt ein Speicher nur unter den gesetzlichen Anlagebegriff, wenn dieser ausschließlich EE-Strom zwischenspeichert (§ 3 Nr. 1 i. V. m. § 19 Abs. 1 EEG 2017). Auch die Clearingstelle interpretiert dieses Ausschließlichkeitsprinzip eng, indem sie klarstellt, dass bei einer Mischnutzung, welche über eine technische Notwendigkeit hinausgeht, die Förderung restlos entfällt (Clearingstelle EEG|KWKG 2017). An dieser Auslegung bestehen nach Thomas (2017a, 41) Zweifel, denn bereits die besondere Vorschrift in § 19 Abs. 3 EEG 2017 bezieht sich auf den Strom und nicht auf die Anlage. Dadurch wäre bei entsprechender Messung bzw. Zeiteinheiten eine Mischnutzung möglich. Allerdings bleibt auch bei gegenteiliger Auffassung eine Rechtsunsicherheit für den Speicherbetrieb bestehen.

Eine weitere hemmende Wirkung für den Einsatz von Speichern zum EE-Erzeugungsmanagement entfaltet die Härtefallregelung im Rahmen des Einspeisemanagements (§ 14 Abs. 1 EEG 2017): Treten Netzengpässe auf, kann der jeweilige Netzbetreiber als Notmaßnahme die EE-Einspeisung reduzieren. Für die entgangenen Einnahmen erhält der EE-Anlagenbetreiber eine Entschädigung von 95 %, teilweise auch 100 % vom Netzbetreiber (§ 15 Abs. 1 EEG 2017). Der Netzbetreiber wiederum kann diese Kosten auf die Netzentgelte umwälzen, wenn er die Maßnahme nicht selbst zu vertreten hat (§ 15 Abs. 2 EEG 2017). Dadurch wird auch bei Abregelung fast die gesamte EEG-Vergütung gezahlt, und es besteht kaum ein Anreiz im Rahmen des Engpassmanagements für den Zubau eines Speichers (u. a. Lietz 2017, 395 f.; Oppen 2014, 9). Folglich ist auf der Grundlage gesetzlicher Bestimmungen derzeit ausschließlich eine Integration über eine EE-Eigenverbrauchsoptimierung mit Speichern beim Erzeuger gegeben. Für andere Fälle fehlt aus den angeführten Gründen bei der festen Einspeisevergütung ein entsprechender Anreiz.

Eine weitere Option, EE-Erzeugung zu integrieren, bestünde über das Ausgleichssystem. Bis 2009 erfolgte der Ausgleich über sogenannte EE-Quote. Verkürzt bedeutet dies, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber den gesamt erzeugten EE-Strom zum Vergütungspreis an alle Energieversorgungsunternehmen weiterleiteten (Hazrat 2017, 135). Hierdurch befand sich bei allen Stromversorgern im Portfolio eine identische EE-Quote, und die konventionellen

Stromerzeuger mussten ihr sonstiges Portfolio hierauf abstimmen, also entsprechend flexibilisieren. Durch eine Verordnungsermächtigung im Rahmen der EEG-Novelle 2009 ändert sich das vormals „physische“ in ein „bilanzielles“ Ausgleichssystem (Scholtka und Baumbach 2010, 1119). Die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)[374] verpflichtet seither die Übertragungsnetzbetreiber, anstelle vormals einer geregelten Abnahme über alle Letztverbraucher den EE-Strom am Spotmarkt zu veräußern (§ 2 AusglMechV). Um den gesetzlich vorgeschriebenen Vorrang zu garantieren, verfolgt der Übertragungsnetzbetreiber beim Handel eine garantierte bzw. preisunlimitierte Abnahmestrategie (§ 8 AusglMechV). Demgemäß bieten die Übertragungsnetzbetreiber fast zu 100 % preisunabhängig an (BNetzA 2019d, 252). Dieser Mechanismus entbindet seither die Energieversorgungsunternehmen von der Abnahme und die Stromerzeuger von einer eigenen Flexibilisierung ihres Kraftwerkparks (Jarass et al. 2009, 107 f.). Dies dezimiert Anreize in flexible Infrastruktur zu investieren. Folglich setzt das System der Einspeisevergütung in Kombination mit dem Ausgleichsmechanismus keinerlei Anreize für eine Integration von EE mit u. a. Stromspeichern. Tatsächlich schmälern die Bestimmungen und die damit verbundene Vermarktung an der Börse Anreize zur Flexibilität.

bb) Direktvermarktung

Mit dem seit 2012 optional und 2014 verpflichtend eingeführten System der Direktvermarktung verringert sich jedoch die Menge der von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EE-Mengen kontinuierlich. 2018 betrug der Umfang 35,1 TWh und machte 21 % des Spotmarktvolumens aus. Noch 2012 lag der Anteil bei 34 % (BNetzA 2013, 102).

Die gesetzliche Direktvermarktung verpflichtet EE-Anlagenbetreiber, ihren EE-Strom direkt oder an Dritte zu veräußern, und anstelle einer Festvergütung erhalten sie hierfür den Veräußerungspreis plus eine Marktprämie. Die Marktprämie, welche sich aus Referenzpreis (anzulegender Wert) minus Marktwert (durchschnittlicher Strombörsenpreis) zusammensetzt, soll gegen Verluste absichern oder Anreize für höhere Erlöse setzen (Töpfer et al. 2017, 7 f.). Neben der eigenständigen Veräußerung ist im Falle der Direktvermarktung eine Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich (§ 80 Abs. 1 EEG 2017). Wie bei der Einspeisevergütung bleibt im Fall der Direktvermarktung der Anspruch auf die Marktprämie auch bei Zwischenspeicherung bestehen (§ 3 Nr. 1 i. V. m. § 19 Abs. 3 EEG 2017). Somit beinhaltet die Direktvermarktung

[374] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung – AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. 2101), zuletzt geändert durch Art. 4 der Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).

mehr Vermarktungsoptionen und einen schwachen Anreiz, Speicher einzusetzen, wenn sich durch die Zwischenspeicherungen höhere Marktpreise erzielen lassen. Vorausgesetzt, die höheren Einnahmen kompensieren die Speicherverluste und amortisieren längerfristig Speicherinvestitionen. Allerdings, so argumentieren Rodi et al. (2016, 23), setzt das EEG damit keinen signifikanten Anreiz für Zwischenspeicherung, da schlussendlich doch nur eine Vergütung erzielt werden kann, die in etwa einer direkten Einspeisung entspricht.

Der bereits geringe Anreiz mindert weiter die strenge Interpretation des Ausschließlichkeitsprinzips, welche Speichermischnutzungen und damit ggf. eine verbesserte Wirtschaftlichkeit des Speichers verhindert. Eine Möglichkeit, diese ungleichen Wettbewerbsbedingungen zu umgehen, sieht Thomas (2017a, 39) darin, den Speicher über das Netz der allgemeinen Versorgung zu betreiben, denn die Marktprämie wird bereits bei der Stromlieferung an den Speicher an den EE-Erzeuger gezahlt, und der Speicher kann dann den Strom als „Graustrom" bedarfs- bzw. marktentsprechend liefern. Zweifelsfrei ist diese Vermarktungsform mit einem höheren Aufwand verbunden.

Aus dem Grund, dass auch bei direktvermarktetem Strom das gesetzliche Einspeisemanagement greift (s. Ausführungen weiter oben), resultieren hieraus auch bei Netzengpässen keine Anreize für eine entsprechende Zwischenspeicherung.

Weitere Einschränkungen bei der Direktvermarktung ergeben sich bei Ausschreibungen. Seit dem EEG 2017 müssen EE-Anlagen ab einem gewissen Leistungsumfang und je nach Erzeugungsart (vgl. Abbildung 11), wenn sie unter die Privilegien des EEG fallen möchten, bei einer entsprechenden Ausschreibung zum Zuge kommen. Erhält ein Anlagenbetreiber einen Zuschlag, ist der Zahlungsanspruch mit der Forderung verknüpft, im gesamten Zeitraum den Strom nicht für die Eigenversorgung zu nutzen (§ 27a EEG 2017). Ausnahmen sieht das Gesetz nur im Falle von auszugleichenden Netzverlusten, in Stunden negativer Strompreise und bei Netzüberlastungen vor. Inbegriffen in der Ausnahme sind auch Anlagen, welche Strom am selben Netzknotenpunkt verbrauchen.

Neben dem eher marginalen direkten Anreiz, Speicher bei der Direktvermarktung einzusetzen, sehen Grashof und Weber (2013, 14-18) indirekte Effekte, welche Flexibilisierungsanreize bzw. ein EE-Einspeisemanagement grundsätzlich mindern. Die Marktprämie bewegt Anlagenbetreiber bei niedrigen Preisen, wenn viel PV und/oder Wind eingespeist wird, ihre Anlage abzuschalten. Mit dem Effekt, dass Preisspreizungen am Spotmarkt, wo der

hauptsächliche Teil der Direktvermarktung stattfindet,[375] niedriger ausfallen und dort Anreize zur Flexibilisierung verloren gehen.

cc) Innovationsausschreibungen

Zu den allgemeinen im EEG 2017 eingeführten Ausschreibungen sieht Abschnitt 3 unter dem Unterabschnitt 5 in § 39j EEG 2017 Innovationsausschreibungen vor, welche in den Jahren 2019 bis 2021 durchzuführen sind.[376] Der Normtext legt weitere Anforderungen fest (§ 39j Abs. 1 bis 4 EEG 2017): Ausschreibungen müssen technologieoffen ausgestaltet sein, sollen technologische Kombinationen ermöglichen und besonders netz- oder systemdienliche Lösungen anreizen. Für die Rechtsverordnung wiederum sieht § 88d EEG 2017 eine umfangreiche Ermächtigung für Zahlungs- und Zuschlagsvorschriften vor, in der auch, abweichend vom bestehenden Zahlungssystem im EEG, Zahlungsansprüche nach Art, Form und Inhalt bestimmbar sind (Schäfer-Stradowsky und Kalis 2019, 106 f.). Beispielsweise können Zahlungsansprüche an eine Leistungsbereitstellung gekoppelt werden (§ 88d Nr. 2 EEG 2017). Gerade § 88d Nr. 3 EEG 2017 berücksichtigt bei den Zuschlags- und Zahlungsanforderungen Speicher. Allerdings, so kritisieren Schäfer-Stradowsky und Kalis (2019, 107), fokussieren die Anforderungen eher ein besonderes Erzeugungsmanagement und sehen nicht vordergründig auch ein Entnahmemanagement vor, was bei entsprechend berücksichtigter Rechtsverordnung einen erzeugerseitigen Flexibilitätsmarkt etabliert.

Die Verordnung, so der Normtext, sollte ursprünglich bereits im Mai 2018 vorliegen und Innovationsausschreibungen 2019 starten (§ 39j Abs. 1 und 3 EEG 2017). Allerdings beschloss erst am 12. Dezember 2019 der Bundestag die entsprechende Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV)[377].

Nach § 4 InnAusV ist zunächst der Teilnehmerkreis auf herkömmliche EE-Anlagen begrenzt und ab dem Jahr 2020 können und 2021 müssen verschiedene Anlagen mit unterschiedlichen EE-Technologien oder Stromspeichern teilnehmen (Doderer und Metz 2020, 219 f.). Anreize für Anlagenkombinationen bestehen bei der Ausschreibung in Form einer bevorzugten Berücksichtigung im Ausschreibungsverfahren und einer höheren Marktprämie (Höchstwerte für eine Anlagenkombination beträgt 7,5 EURO-Cent/kWh und ohne 3 EURO-Cent//kWh), welche, anders als bei der sonstigen Direktvermarktung im EEG, in Form einer fixen

[375] Als Gründe führen u. a. Töpfer et al. (2017, 15) an, dass sich beim Kurzfristhandel EE-Erzeugung besser prognostizieren lässt als beim Terminmarkt.
[376] In der ursprünglichen Fassung sollten die Ausschreibungen bereits 2018 starten. Dies verschob das Energiesammelgesetz vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) mit weiteren Änderungen auf 2019.
[377] Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) vom 20. Januar 2020 (BGBl. I S. 106).

Marktprämie ausbezahlt wird (§§ 8 und 10 InnAusV). Auch abweichend der sonstigen EEG-Regelungen entfällt die Marktprämie bereits nach einer und nicht nach sechs Stunden negativer Strompreise an der Strombörse (§ 9 InnAusV).

Neben den genannten Ausschreibungsbedingungen besitzen besonders drei Vorgaben für Speicher Einschlägigkeit: Speicher dürfen ausschließlich EE-Strom aus der Anlagenkombination aufnehmen (§ 2 InnAusV), Anspruch auf Marktprämien besteht nur auf die ausgespeicherte Energie (§ 8 Abs 4 InnAusV) und wenn die Anlagenkombination mit ihrer installierten Leistung mindestens 25 % positive Sekundärregelleistung erbringen kann (§ 13 Abs. 2 InnAusV).

Im Ergebnis sind die Forderungen der InnAusV darauf ausgerichtet, die Einspeisung von EE zu verstetigen. Hingegen reizen die Ausschreibungsmodalitäten Mischnutzungskonzepte, welche beispielsweise Netze flexibilisieren, nicht an. Darüber hinaus kritisieren der Bundesverband Erneuerbare Energie, die EEX und das Fraunhofer IEG/ISI das Konzept der fixen Marktprämie als Rückschritt, da diese Prämienart aufgrund ihrer Inflexibilität weniger Marktintegration anreizt und Kosten der Förderung erhöht (Gersdorf und Wragge Daniel 2019, 3; Strohmayer 2019, 10 f.; Ragwitz et al. 2017, 1 f.).

dd) Zwischenergebnis

Die momentanen EEG-Förderansätze reizen nur in sehr begrenztem Maße eine sich vergleichmäßigende Einspeisung an. Von der festen Einspeisevergütung gehen keine direkten Anreize aus, und gerade der heutige Wälzungsmechanismus ist sogar teilweise hinderlich für eine indirekte Flexibilisierung über den Markt. Allerdings nimmt die Signifikanz des Problems ab, weil die Direktvermarktung zunehmend die Einspeisevergütung ersetzt. Jedoch reizt auch diese Vermarktungsform nicht hinreichend einen Speichereinsatz an bzw. setzt diesem sogar Hürden durch das strikte Ausschließlichkeitsprinzip. Damit ist ein optimaler Multi-Nutzen nicht möglich. Diese Einschränkung und damit verbunden höhere volkswirtschaftliche Kosten durch den Aufbau mehrerer, auf einen Nutzungszweck orientierter Speicher, ist vor dem Hintergrund bestehender intelligenter Mess- und Zähltechnik nicht mehr nachvollziehbar. Umso mehr zu kritisieren ist daher, dass die beschlossene Verordnung zur Innovationsausschreibung an einer derartigen Einschränkung für Speicher festhält.

3.3 Rahmen der Anwendungsförderung

Aufgrund des Forschungsfokus sind Gegenstand der folgenden Analyse ausschließlich Anreizinstrumente und geförderte Demonstrationsprojekte, die der Markteinführung von

stationären Batteriespeichern dienen. Folglich gehen Forschungsförderungen, die sich ausschließlich auf Forschung und Entwicklung fokussieren, nicht unmittelbar in die Betrachtung ein.

Grundsätzlich zielt dieser Untersuchungsteil darauf ab aufzuzeigen, wo, wie und in welchen Nutzungsumgebungen Förderungen für stationäre Batteriespeicher bestanden. Das Kapitel setzt sich dabei aus zwei Teilen zusammen: Der erste Teil (Abschnitt 3.3.1) analysiert die Anreizförderung und der anschließende zweite Teil (Abschnitt 3.3.2) betrachtet die Demonstrationsforschung. Zur Systematisierung unterscheidet die Auswertung, wie auch in Abschnitt 2, bei den Förderebenen zwischen zentralen bzw. großtechnischen und dezentralen Batterien.

3.3.1 Anreizförderung

Für dezentrale Batteriespeicher gab es sowohl auf Bundes- und Landesebene als auch vereinzelt auf kommunalen Ebenen diverse Anreizprogramme.

Auf Bundesebene wurde im Mai 2013 erstmalig ein Förderprogramm für den Marktanreiz dezentraler Speicher aufgesetzt. Das Programm, welches das BMWi finanzierte und die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unter der KfW-Programmnummer 275 von 2013 bis 2018 abwickelte, förderte dezentrale Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage. Ziel der Förderung war es, den Eigenverbrauch zu erhöhen und gleichzeitig die Netzbelastung zu verringern, um im Ergebnis eine Netz- und Strommarktentlastung zu erreichen (Kairies et al. 2015, 17). Grundsätzlich erfolgte die Förderung über einen zinsgünstigen Kredit der KfW und einen vom BMWi finanzierten Tilgungszuschuss für den Speicher. Förderungsberechtigt waren Privatpersonen, Freiberufler, Landwirte sowie private und gemeinnützige Organisationen, die entweder ihre bestehende PV-Anlage mit einer Inbetriebnahme nach dem 31.12.2012 um einen Speicher ergänzten oder eine PV-Anlage mit Speichersystem errichteten (Kairies et al. 2015, 17 f.). Der Tilgungszuschuss orientierte sich an der Art des geförderten Systems.[378] Dabei gestalteten sich die zentralen Fördervoraussetzungen wie folgt (BAnz AT 20.06.2017 B1, S. 3 f.):

- Maximale Nennleistung der PV-Anlage $\leq$ 30 kWp.
- Nur ein Speichersystem ist pro PV-Anlage förderfähig.

[378] Bei Speichernachrüstungen zu einer bestehenden PV-Anlage setzt sich der Zuschuss aus den gesamten Investitionskosten und der Nennleistung der PV-Anlage zusammen. Bei neu errichteten PV-Anlagen mit Speichersystem wird ein fixer Abzug, der sich theoretisch am Marktpreis für PV-Anlagen orientieren soll (aber im gesamten Förderzeitraum bei 1.600 €/kWp lag), von den Speicherinvestitionskosten abgezogen (Figgener et al. 2018, 23; Kairies et al. 2016, 19).

- Das Speichersystem muss mindestens fünf Jahre zweckgebunden betrieben werden.
- Die Einspeisung der PV-Anlage in das Netz ist auf 50 bzw. 60 % (je nach Förderrunde) der Nennleistung begrenzt und muss diese Betriebsweise über 20 Jahre beibehalten. Der zuständige Netzbetreiber kann ggf. diese Leistungsbegrenzung überprüfen.
- Der geförderte Speicherbetreiber verpflichtet sich zur Teilnahme am Monitoring-programm.

Aufgrund einer breiten öffentlichen Debatte und des Erfolgs des ersten Programms wurde im März 2016 eine zweite Förderrunde unter modifizierten Bedingungen aufgelegt (Figgener et al. 2018, 23). Die zentralen Änderungen im Förderzeitraum vom 01.03.2016 bis 31.12.2018 waren anstelle eines starren Tilgungszuschusses die Einführung eines zeitlich degressiv ausgestalteten Fördersatzes und die Reduzierung der Leistungsabgabe der PV-Anlage in das öffentliche Netz. Wesentliche Änderungen von der ersten zur zweiten Förderperiode führt Tabelle 29 auf.

Förderperiode	Zeitraum	Tilgungszuschuss	Begrenzung der Nennleistungseinspeisung	Max. Nennleistung PV-Anlage
1.	01.05.2013 - 31.12.2015	30 %	60 %	
2.	01.03.2016 – 30.06.2016	25 %		
	01.07.2016 – 31.12.2016	22 %		
	01.01.2017 – 30.06.2017	19 %	50 %	30 kWp
	01.07.2017 – 30.09.2017	16 %		
	01.10.2017 – 31.12.2017	13 %		
	01.01.2018 – 31.12.2018	10 %		

Tabelle 29: Zentrale Speicherförderbedingungen im KfW-Programm 275; Quelle: eigene Darstellung nach Figgener et al. 2018, 23 ff. und Kairies et al. 2016, 17 ff.

Innerhalb seiner Laufzeit von 2013 bis 2018 förderte das Programm 32.500 Speicher, mit einem bewilligten Kreditvolumen von 534 Mio. € und einem ausgelösten Investitionsvolumen von 700 Mio. € (Figgener et al. 2018, 3). Noch in der ersten Förderperiode von 2013 bis 2015 lag der Anteil der geförderten Speicher nach Schätzungen bei rund 55 % des jährlichen Solarspeicherzubaus in Deutschland, mit Beginn der zweiten Periode ging dieser Anteil allerdings massiv zurück und belief sich zuletzt im Jahr 2018 nach Schätzungen auf 5 % (Figgener et al. 2019b, 4). Damit sieht das Speichermonitoring die Aufgabe der Marktanreizförderung als erfüllt an: „Während zu Beginn noch mehr als jedes zweite Speichersystem eine Förderung in Anspruch nahm, steht der Markt heute auf eigenen Beinen“ (Figgener et al. 2018, 12). Als Haupttreiber hinter dieser Entwicklung führen Figgener et al. (2018, 8) die Kostendegressionen an, denn laut ihrer Auswertung fielen seit 2013 die Systemkosten für Batteriespeicher um über 50 % (Figgener et al. 2019b, 8).

Einzelne Bundesländer legten parallel zur Bundesförderung eigene Förderprogramme auf. Tabelle 30 stellt die Programme bis 2018 hinsichtlich ihres Ziels, des Fördergegenstandes und

der zentralen Anforderungen dar. Die Erfassung erhebt dabei nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Grundsätzlich haben sieben der sechzehn Bundesländer eigene Zuwendungen für Stromspeicher aufgesetzt, worunter vier Programme sowohl Gewerbe als auch Hausspeicher förderten.

Bundesland	Name und Laufzeit	Ziel	Förderung	Anforderung
Baden-Württemberg	Progres.nrw [2018 -2 019]	Anreiz zum Bau von PV-Anlagen und Entlastung des Verteilnetzes	Finanzzuschuss für Heim- und Gewerbespeicher in Kombination mit einer neu installierten PV-Anlage	Begrenzung der Nennleistungseinspeisung, wenn nicht gemäß § 9 Abs. 1 EEG 2017 steuerbar, auf 50 % bei PV-Anlagen > 30 kWp bzw. 60 % bei PV-Anlagen ≤ 30 kWp
Bayern	10.000 Häuserprogramm [2016 - 2019]	Förderung von innovativen und intelligenten Technologien zur Erhöhung des Selbstversorgungsgrades und Netzintegration	Technikbonus u. a. netzdienlicher PV-Speichersysteme für Ein- und Zweifamilienhäuser	Begrenzung der Nennleistungseinspeisung 50 %
Brandenburg	1000 Speicherprogramm [2018 - 2022]	Eigenverbrauchserhöhung und Entlastung des Stromnetzes	Finanzzuschuss für private Wohneigentümer mit Solaranlagen	Netzeinspeisung maximal 60 % und Autarkiegrad 50 %
Nordrhein-Westfalen	Progres.nrw [2018 - 2021]	Einführung innovativer Technologien zur Nutzung von EE	Finanzzuschuss für Heim- und Gewerbespeicher (von 3 bis 30 kWh) in Kombination mit einer neu installierten PV-Anlage	Netzeinspeisung maximal 50 %
Saarland	Klima Plus Saar [2015 - 2018]	Förderung des Autarkiegrads durch Speicher und Entlastung des Stromnetzes	Zuschuss für Batteriespeicher mit einer Nennkapazität von 3 bis 30 kWh in Kombination mit einer EE-Anlage	Autarkiegrad durch Speicher muss mindestens 50 % betragen
Sachsen	InES 24 [2013-2019[379]]	Innovationsförderung	Zuschuss für den Neubau von netzgekoppelten Stromspeichern mit einer nutzbaren Kapazität von mindestens 2 kWh für Privatpersonen und Institutionen	Bei Speichern mit Solaranlage ist die Nennleistungseinspeisung auf 50 % zu begrenzen
Thüringen	Solar Invest [2016 - 2019]	Förderung des Eigenstromverbrauchs	Zuschuss für stationäre Speichersysteme für Privatpersonen und Institutionen	Maximale Nennleistungseinspeisung 50 %

Tabelle 30: Förderprogramme der Bundesländer; Quelle: eigene Darstellung

Aus der Darstellung der Förderprogramme der Bundesländer geht hervor, dass diese von der Ausgestaltung her eng an das Bundesprogramm angelehnt sind: Alle Programme eint, dass mit der Speicherförderung der Autarkiegrad steigen soll, um damit die Nennleistungseinspeisung

[379] In der dritten Förderrunde mit leicht veränderten Fördergrundsätzen.

in das öffentliche Netz zu reduzieren. Ziele sind dabei implizit oder explizit eine Innovationsförderung und in manchen Programmen auch die Entlastung der Stromnetze.

Neben der Bundesförderung und diversen Landesförderprogrammen legten einige Kommunen und Landkreise eigene Zuschüsse für Stromspeicher auf, wie Tabelle 31 zusammenfasst. Die Darstellung erhebt wiederum keinen Anspruch auf Vollständigkeit und beschränkt sich zeitlich in der Erfassung bis Ende 2018.

Kommune/Landkreis	Ziel	Förderung	Anforderung
Stadt Friedrichshafen		Finanzzuschuss für Heimspeicher	
München		Finanzzuschuss für stationäre Batterien in Kombination mit einer PV-Anlage	Batteriespeicher muss eine Notstromoption enthalten
Freiburg	Energetische Sanierung	Finanzzuschuss für Stromspeicher mit Solaranlagen	
Düsseldorf	Klimafreundliches Wohnen	Finanzzuschuss für stationäre Batterien in Kombination mit einer PV-Anlage	Die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt darf maximal 60 % der installierten Leistung betragen
Münster	Energetische Optimierung von Wohngebäuden	Zuschuss Neuinstallation eines stationären Batteriespeichersystems mit Lithium-Eisenphosphat- oder mit Salzwasser-Technologie in Verbindung mit der Neuerrichtung einer fest installierten netzverbundenen PV-Anlage	Maximale Wirkleistungseinspeisung der Anlage in das öffentliche Netz ist zu jedem Zeitpunkt auf 60 % der installierten Leistung begrenzt
Landkreis Wolfenbüttel	Klimaschutz in privaten Haushalten	Finanzzuschuss für stationäre Batterien in Kombination mit einer PV-Anlage	
Gemeinde Wallenhorst	Klimaschutz	Finanzzuschuss für stationäre Batterien in Kombination mit einer PV-Anlage	
Marburg	Förderung von EE	Finanzzuschuss für stationäre Batterien in Kombination mit einer PV-Anlage	
Braunschweig	Förderung von EE	Zuschuss für Batteriespeicher in Kombination mit neuen PV-Anlagen bzw. PV-Anlagen, die nach 31.12.2012 in Betrieb gegangen sind	

Tabelle 31: Förderprogramme in Kommunen und Landkreisen; Quelle: eigene Darstellung nach SFV 2019; Mein Klimaschutz 2019

Die Auswertung der kommunalen Förderprogramme ergibt, dass auch hierbei der Fokus auf der Eigenverbrauchsoptimierung von vor Ort erzeugtem EE-Strom liegt. Im Gegensatz zur Bund- und Länderebene verzichten viele Kommunen in ihren Förderprogrammen auf Anforderungen wie die Spitzenkappung. Damit reizten die aufgelegten Programme die Flexibilisierungskombination aus Netzentlastung durch Eigenverbrauchsoptimierung nicht an. Interessant ist insbesondere das Förderprogramm der Stadt München. Dieses enthält die Anforderung an das Speichersystem, eine Notstromoption zu garantieren, was ein Novum in der Anreizförderung ist. Darüber hinaus sieht das Förderprogramm von Münster spezielle

Technologien vor. Hieraus lässt sich schließen, dass andere Anwendungen und spezielle Technologien bei Förderungen durchaus eine Rolle spielen können, allerdings bisher im dezentralen Anwendungsbereich von Batteriespeichern so gut wie nicht gefordert waren.

Für großtechnische Batteriespeicher gibt es auf Bundes- und Landesebene bis heute kein systematisches bzw. einheitliches Markteinführungsprogramm. Allerdings existieren zwei EU-Programme, die speziell den Einsatz von Großspeichern bezuschussen:

Die Europäische Innovationsbank stellte im Rahmen von „InnovFin – Demonstrationsprojekte im Energiesektor“ Darlehen, Garantien und eigenkapitalähnliche Finanzierungen zur Verfügung, womit u. a. großtechnische Speicherdemonstrationsprojekte Unterstützung erhielten (Europäische Investitionsbank 2019, 20 ff.). Hierfür standen bis Oktober 2018 Mittel in Höhe von insgesamt 52 Mio. € bereit (European Court of Auditors 2019, 24 f.). Nach der Auswertung des Europäischen Rechnungshofs ist dabei aber nicht eindeutig, in welcher Innovationsphase sie genau ansetzen, welchen Anwendungsbereich sie förderten und/oder welche Batteriespeichertechnologie hierdurch zum Einsatz kommt (European Court of Auditors 2019, 24). Auch bei der Auswertung der stationären Großspeicherprojekte in Abschnitt 2.2 konnte nicht ein einziges entsprechend gefördertes Projekt identifiziert werden.

Hingegen wurden bundesweit aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)[380] gemäß der Auswertung der Großspeicherprojekte in Abschnitt 2.2 im Untersuchungszeitraum sieben Projekte gefördert: zwei in Schleswig-Holstein, zwei in Sachsen und drei in Brandenburg. Alle Batteriespeicherprojekte stellen Primärregelleistung zur Verfügung, sind also im Anwendungsbereich der Systemflexibilisierung tätig. Das letzte bezuschusste Projekt in Bordesholm in Schleswig-Holstein wird außerdem noch zum Versorgungswiederaufbau eingesetzt und stellt somit das erste Projekt im Förderungsfonds mit einem Multi-Nutzen dar.

Zwischenergebnis

Alle hier erfassten Anreizprogramme eint, dass sie mit einer Ausnahme grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet sind. Folglich differenzieren die Zuschüsse nicht nach Batteriespeichertechnologien. Bei den dezentralen Anreizinstrumenten auf Bundes-, Länder- und kommunaler Ebene liegt der Fokus auf der EE-Eigenverbrauchoptimierung und teilweise auf einer Spitzenkappung der PV-Anlage, was zugleich Markt- und Netzflexibilität anreizt.

[380] Die Aufgaben des Fonds in den Jahren 2014 bis 2020 liegen gemäß Art. 2 der zugrunde liegenden Verordnung (EU) Nr. 1301/2013 darin, Ungleichheiten zwischen verschiedenen Regionen über einen Ausgleich (Zuschüsse) abzubauen und damit den territorialen Zusammenhalt in der EU zu stärken.

Allerdings verzichten fast alle Programme darauf, an den Batteriespeicher weitere Anwendungsbedingungen zu stellen. Damit ist der Einsatz des Speichers rein auf eine Nutzungsumgebung (EE-Eigenverbrauchsoptimierung) beschränkt und die Chance, weitere Innovationen über Anreize auszulösen, bleibt ungenutzt. Dies hat zur Folge, dass Potentiale der Technologie nicht ausgeschöpft werden.

Darüber hinaus steht der Förderfokus auf EE-Eigenverbrauchsoptimierung teilweise im Gegensatz zu den Entwicklungen der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom. Denn seit 2014 fällt, außer für Kleinanlagen und -verbraucher (10 kWp und 10.000 kWh/a), eine 40 %ige EEG-Umlage an, was den Nutzerkreis stark beschränkt. Anders im Falle der Anreizförderungen, die häufig auf Anlagen bis zu 30 kWp ausgerichtet sind und eine entsprechende Spitzenkappung von bis zu 50 % zur Netzentlastung fordern. Hieran zeigt sich mitunter, wie inkonsistent die Batteriespeicherentwicklungen durch Rahmenbedingungen begleitet werden.

Zwar ist das Einsatzgebiet mit der Bereitstellung von Primärregelleistung bei Speichergroßprojekten ein anderes, dennoch erfolgt der Einsatz auch hier in einem einzigen Nutzungsbereich. Im Unterschied zu den strukturierten Anreizprogrammen für dezentrale Speicher handelt es sich hierbei um individuelle Projektzuschüsse und damit lassen sich hierbei nur schwierig allgemeine Bedingungen ableiten.

3.3.2 Demonstrationsforschung

Im Bereich der Demonstrationsforschung existiert sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene eine Vielzahl an geförderten Projekten.

Neben Förderinitiativen für einen strategischen Rahmen in Form von Strategieplanung und Allianzbildung[381] gewährte die EU für Innovationen im Bereich der Energiespeicherung bis 2018 Finanzhilfen in Höhe von 1,392 Mrd. € (European Court of Auditors 2019, 28). Der größte Teil der europäischen Zuwendungen stammte dabei aus dem Rahmenprogramm Horizont 2020,[382] was 3,9 % der gesamten Mittel für Horizont-2020-Projekte entsprach (European Court

[381] Im integrierten Strategieplan für Energietechnologien (SET-Plan) aus dem Jahr 2007 und auch in der überarbeiteten Version von 2015 sind in den vorrangigen Maßnahmen Energiespeicher enthalten. Im Rahmen der europäischen Batterie-Allianz, die aus dem SET-Plan hervorgeht, soll über ein heterogenes Netzwerk aus Politik, Verbänden, Unternehmen und Forschung der Aufbau von europäischen Batterieproduktionsstätten vorangebracht werden. Dieser Netzwerkaufbau basiert auf der Annahme, dass sich Innovationen (hier im Falle der Elektromobilität) vollziehen, wenn eine geringe Entfernung zwischen Batterielieferant und Automobilherstellern vorhanden ist (European Court of Auditors 2019, 16 ff.).

[382] „Horizont 2020“ ist ein EU-Förderprogramm aus dem Zeitraum 2014 bis 2020 mit dem Ziel, die wissenschaftliche und technologische Basis in Europa zu erhöhen (Bundesregierung 2017, 1).

of Auditors 2019, 23). Von diesen Mitteln flossen 25 % in die Förderung von Batteriespeichern (European Court of Auditors 2019, 26), wobei der Förderfokus nach Auswertungen vom Europäischen Rechnungshof weniger auf der Demonstration und Einführung als auf dem Bereich der Forschung und Entwicklung sowie dem Aufbau von eigenen europäischen Batteriespeicherfabriken lag (European Court of Auditors 2019, 16 ff.). Im Rahmen der Auswertung von Großspeicherprojekten in Abschnitt 2.1 ließ sich nur ein Projekt auf eine Horizont-2020-Förderung zurückführen.

Auch in Deutschland intensivierte und differenzierte sich die Demonstrationsforschung für Batteriespeicher. Nach der Datenbank von EnArgus[383] (2019) erhielten 194 Vorhaben mit einem Gesamtzuwendungsumfang von 91,4 Mio. € im Zeitraum von 2000 bis 2019 eine Förderung, wobei der größte Teil der Projekte (165 Vorhaben) ab 2010 realisiert wurde. Zu einer ähnlichen Vorhabenzahl kommt auch das Batterieforum in seiner Projektdatenbank, die 219 Projekte[384] listete (Batterieforum 2019). Aufgrund der Fülle an Förderprojekten greifen die folgenden Ausführungen zwei übergreifende und für Batteriespeicher einschlägige Förderrahmenprogramme auf.

Zum einen die Förderinitiative Energiespeicher, die seit 2012 rund 250 Projekte mit 200 Mio. € förderte und den Fokus auf Batterien im Verteilnetz setzte (BMWi 2019c). Im Zeitraum von 2014 bis 2017 unterstützte die Initiative laut Projektseite 42 Vorhaben, worunter 11 als Demonstrationsprojekte verortbar sind (Energie Speicher 2019). Bei den 11 Projekten lag der Schwerpunkt nach Auswertung dieser Untersuchung insbesondere im Anwendungsbereich von Eigenverbrauch mit gleichzeitiger Netzentlastung. Damit entsprach dieser Fokus auch dem der Anreizförderung auf Bundes-, Länder- und teilweise kommunaler Ebene.

Zum anderen das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG), das 2016 startete (BMWi 2019b). Die fünf ausgewählten Modellregionen sollen skalierbare Musterlösungen für ein Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen an Wind- und Solarstromerzeugung erarbeiten. Im Mittelpunkt der Forschung stehen dabei auch innovative Verfahren, aus denen hervorgeht, wie sich staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen bei neuen Technologien zur Flexibilisierung von Netzen und Märkten anpassen können (Schluzy 2019, 20). In diesem Zusammenhang stellt die neu

[383] Die EnArgus-Datenbank ist ein Informationssystem, das die Energieforschungsförderung von Bund und Ländern zusammenführt. Das System wird vom Forschungszentrum und Projektträger Jülich gepflegt und vom BMWi unterstützt.
[384] Allerdings schwanken die Projektzahlen bei gleichen Abrufkriterien stark, wodurch sich die weiteren Ausführungen auf die EnArgus-Datenbank stützten.

geschaffene SINTEG-Verordnung[385] ein Novum im deutschen Rechtsrahmen dar (Doderer und Schäfer-Stradowsky 2018, 31 ff.). Die Verordnung gestattet es, von gültigen gesetzlichen Bestimmungen abzuweichen, um einen wirtschaftlichen Nachteil aufgrund der Projekttätigkeit abzuwenden (§ 1 SINTEG-V).

Ausgleichsbedürftige Nachteile entstehen laut SINTEG-V, wenn der Strombezug netz- oder marktdienlichen Signalen folgt. Ein netzdienlicher Strombezug ist gegeben, wenn der Netzbetreiber den Umfang an Maßnahmen zur Netzbewirtschaftung (einschließlich Einspeisemanagement) reduzieren kann (§ 6 Abs. 2 Nr. 1 SINTEG-V). Ein marktdienlicher Strombezug liegt bei null oder negativ Preisen am Spotmarkt (also sowohl Day-Ahead- als auch Intraday-Markt) vor. In diesen netz- und/oder marktdienlichen Einsatzzeiträumen sind Teile der staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen rückerstattungsfähig (§ 6 Abs. 1 i. V. m. § 8 SINTEG-V). Hierzu zählen:

- Netzentgeltumlage nach § 17f Abs. 5 S. 1 EnWG (Offshore-Umlage)
- Netzentgeltumlage nach § 26 Abs. 1 KWKG (KWK-Umlage)
- Netzentgeltumlage nach § 17 Abs. 1 StromNEV (StromNEV-Umlage)
- Netzentgeltumlage nach § 19 Abs. 2 (StromNEV-Umlage)
- Netzentgeltumlage für individuelles Netzentgelt für Stromspeicher nach § 19 Abs. 4 StromNEV (StromNEV-Umlage)
- Netzentgeltumlage nach § 18 Abs. 1 AbLaV (AbLaV-Umlage)
- Reduzierung der Umlage nach §§ 60 und 61 EEG um 40 % (EEG-Umlage)

Folglich fallen bei Anwendung sämtlicher Befreiungs- und Minderungstatbestände in netz- oder marktdienlichen Zeiträumen für den Bezug von Strom nur die Beschaffungskosten, 60 % der EEG-Umlage und die Strom- und Mehrwertsteuer an.

Allerdings sieht die Verordnung neben dem Nachteilsausgleich auch einen Vorteilsausgleich vor (§ 10 Abs. 2 SINTEG-V). Vorteile entstehen, wenn es durch den Verkauf von Strom und das Erbringen von Systemdienstleistungen zu Einnahmen oder entsprechenden Vergütungen kommt. Vorteilmindernd lassen sich 50 % der operativen Kosten, 50 % der Aufwandskosten für die Teilnahmen am Förderprogramm und 100 % der Kosten für Wirtschaftsprüfer in Ansatz bringen.

[385] Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-Verordnung – SINTEG-V) vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653), zuletzt geändert durch Art. 16 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

Demnach regeln §§ 8 und 10 SINTEG-V eine Saldierung von wirtschaftlichen Nach- und Vorteilen bei netzgekoppelten Stromspeichern (Schluzy 2019, 21). Für Batteriespeicher ergeben sich mit den Regelungen der SINTEG-V im Zusammenhang mit bestehenden Ausnahmetatbeständen bei Wiedereinspeisung ins Netz keine weitreichenden Änderungen. Darüber hinaus ist die Verordnung zeitlich bis Ende Juni 2022 begrenzt und damit rund fünf Jahre gültig. Diese Tatsache schmälert ebenfalls den Anreizeffekt für Projektinvestitionen, die unter die Bestimmung der SINTEG-V fallen. Allerdings legt die Verordnung nach der Einschätzung von Doderer und Schäfer-Stradowsky (2018, 34) „Grundsteine für die Bestimmung der Begriffe Netz- und Marktdienlichkeit“ und damit möglicherweise für zukünftige Regulierungsansätze.

Im Rahmen der Bottom-up-Analyse ließen sich fünf stationäre Großspeicherprojekte auf eine SINTEG-Förderung zurückführen. Der Fokus bei allen Projekten lag auf der Netz- und Systemflexibilisierung. Dabei stellt die Primärregelleistungserbringung nach wie vor eine Hauptanwendung dar. Allerdings findet der Speichereinsatz auch in anderen Bereichen statt. Hierunter fallen das Engpassmanagement, der Schwarzstart und die Schwungmasse. Dies zeigt, dass in der Demonstrationsforschung durchaus weitere Einsatzfelder für Speicher erprobt werden und dabei den staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen mitunter eine entscheidende Lenkungsfunktion zukommt.

Zwischenergebnis

Die Speicherforschung zum Zweck der Demonstration und des Marktzutritts hat sich sowohl auf EU- als auch auf der deutschen Ebene seit 2010 intensiviert. Allerdings konzentrierte sich im dezentralen Bereich die Zuwendung auf die Eigenverbrauchsoptimierung, bei Großprojekten zunächst auf die System- und zuletzt vermehrt auf die Netzflexibilisierung. Dabei verfolgten die Förderstrategien den Ansatz, den unzureichenden Nutzen für Speicherstrom in den Projekten selbst über Zuschüsse zu erhöhen. An den ungleichen Wettbewerbsbedingungen oder nicht hinreichenden Nutzungsbedingungen änderte der Förderrahmen nichts. In der Folge etablierten sich mitunter durch diverse Förderprogramme Batteriespeicher in den Nutzungsnischen EE-Eigenverbrauchsoptimierung und Erbringung von Primärregelleistung. Einzig das SINTEG-Rahmenprogramm verfolgt eine weiter gefasste bzw. integrierte Förderstrategie, indem es nicht allein die Projekte selbst fördert, sondern zugleich Einsatzbarrieren adressiert. Hierzu passt das Programm durch eine eigene Verordnung staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen an entsprechende markt- und netzdienliche Anwendungsstrategien an. Damit kann hierbei von einer integrierten Förderung gesprochen werden, die nicht nur die

Technologieverfügbarkeit erhöht bzw. hierüber Innovationen auslöst, sondern auch Möglichkeiten aufzeigt, wie Barrieren im Rechtsrahmen abbaubar sind, um Anreizeffekte zu setzen. Allerdings schränkt der Vorteilsausgleich diese Innovationskraft stark ein. Dennoch zeigt der Ansatz auf, dass energiepolitisches Handeln auch über die reine Schließung von Profitabilitätslücken hinausgehen kann, indem Barrieren in der bestehenden Regulatorik ebenfalls adressiert werden.

3.4 Ergebnisse

Die in der Analyse betrachteten Rahmenbedingungen entwickelten sich an vielen Stellen im Untersuchungszeitraum von 2005 bis 2019 weiter. Allerdings bestehen nach wie vor Barrieren für den Betrieb eines Batteriespeichers und in vielen möglichen Einsatzfeldern fehlen Anreize für eine entsprechende Nutzung der Technologie.

Eine entscheidende Hürde, insbesondere für den Betrieb eines Batteriespeichers, stellt eine fehlende bzw. inkonsistente Legaldefinition im Energierecht dar. Bisher hielten der deutsche und auch der EU-Stromrechtsrahmen an drei Säulen fest: Erzeugung, Transport und Verbrauch. Dementsprechend stufte das deutsche Energierecht Stromspeicher einerseits als Erzeuger (bei der Ausspeisung), andererseits als Verbraucher (bei der Einspeisung) ein. Aus dieser rechtlichen Doppelzuordnung ergeben sich unweigerlich Doppelpflichten. Gerade mit der Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher verknüpfen sich verschiedene Abgaben, Umlagen und Entgelte. Sehen Einzelbestimmungen keine entsprechenden Ausnahme-regelungen vor, führt dies zu einer Belastung sowohl bei der Einspeicherung als auch erneut beim Endverbrauch. Die Beseitigung dieser Hemmnisse über diverse Einzelbestimmungen war insbesondere Gegenstand der deutschen Rechtsentwicklung der letzten Jahre. Entstanden ist ein komplexes Rechtsgefüge, in dem unter bestimmten Voraussetzungen Doppelbelastungen für Speicher entfallen oder deutlich niedriger ausfallen als für sonstige Letztverbraucher. Dieser Prozess der Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen wie Erzeugern gilt als noch nicht abgeschlossen, denn entsprechende Ausnahmeregelungen fehlen bei Teilen der Netznebenentgelten (wie AbLaV-Umlage oder StromNEV-Umlage). Im Ergebnis verringerten sich durch die Weiterentwicklung der Regulatorik gerade in den letzten Jahren spezifische Nachteile im Wettbewerb für den Betrieb von Speicheranlagen, allerdings zum Preis eines komplexen Regel-Ausnahme-Verhältnisses.

Weitere Hemmnisse, die im Grundsatz auch auf eine fehlende bzw. eigenständige Legaldefinition zurückzuführen sind, zeigen sich sowohl bei der Entflechtungsthematik als auch beim Netzzugang und -anschluss. Die unklare Rechtslage, ob und wie ein Netzbetreiber

auf den Betrieb eines Speichers einwirken kann, baute wohl Hürden für eine entsprechende Einsatzstrategie im Netzbereich auf. Im Gegensatz besteht bei Netzanschluss- und –zugangsfragen zwar eine eindeutige Rechtslage dahin gehend, dass EEG-Privilegien nur auf reine EE-Speicher ihre Anwendung finden (strikte Ausschließlichkeitsanforderung). Offen und eher einzelfallorientiert bleibt jedoch, ob Privilegien wie das Entfallen von Baukostenzuschüssen oder der Anspruch auf Entgelte nach § 18 StromNEV für Stromspeicher Anwendung finden.

Die Analyse der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom zur system-, netz- und marktdienlichen Flexibilisierung zeigt, dass diese an vielen Stellen starken Veränderungen unterworfen waren, diese bisher aber nur in sehr begrenzten Bereichen den Einsatz von Batteriespeichern stimulieren oder vorsehen. Dies ist zum einen auf nicht hinreichende Nutzungsanreize und zum anderen auf hemmende Wettbewerbsbedingungen durch bestehende Eintritts- und Teilnahmebarrieren im Netzbereich, im Handel sowie beim Verbraucher und Erzeuger zurückzuführen.

Nutzungsbedingungen für Batteriespeicher im Netzbereich gestalten sich sehr unterschiedlich. Im Rahmen der systemdienlichen Nutzung, die bisher insbesondere die Frequenzregelung umfasste, stellten sich durch europäische Vorgaben des 2. Energiepakets und in der Folge zunächst über eine administrative Rechtsentwicklung in Deutschland selbst seit 2011 begünstigende Beschaffungsmodalitäten für Batteriespeicher ein. Mit der Umsetzung des ergänzenden Rechtsaktes (GL-SO) zum 3. Energiepaket und der entsprechenden Einschätzung der Bundesnetzagentur bestehen nun auch beim Zugang zum Primärregelleistungsmarkt (Präqualifikation) gleiche Ausgangsbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom.

Anders gestaltet sich die Situation bei dem neueren, alleinig auf der jüngeren deutschen Rechtsentwicklung beruhenden Instrument der Kapazitätsreserve, das längerfristige Leistungsbilanzdefizite ausgleichen soll. Die Beschaffungsbedingungen wie das Rückkehrverbot, die vergleichsweise kurze Ausschreibungsdauer und lange Anfahrtszeiten favorisieren konventionelle und bereits abgeschriebene Anlagen. Folglich hindern hier die Beschaffungsbedingungen Speicher an der Teilnahme. Neben diesen Barrieren bleibt ferner unklar wie mögliche Defizite, die sich nach Ende der Minutenreserve und bis zur Verfügbarkeit der Kapazitätsreserve auftun, auszugleichen sind. Denn rein von den Ausschreibungsbedingungen her ergibt sich ein zeitlich ungedecktes Delta von elf Stunden. Diese Versorgungslücke über das weitere neu geschaffene Instrument der Sicherheitsbereitschaft auszugleichen ist aufgrund des sehr eingeschränkten Adressatenkreises und der Einsatzbedingungen nicht möglich. Damit sind die neueren „Sonderregime“ zur längerfristigen systemischen Absicherung auf

konventionelle Kraftwerke zugeschnitten und für die Systemsicherheit nur bedingt angemessen.

Die netzdienliche Nutzung von Speicherstrom ist gekennzeichnet durch fehlende oder intransparente Zugangs- und Teilnahmebedingungen bei den Dienstleistungen selbst und einem weitgehenden Verzicht auf Impulse zur Flexibilisierung im regulatorischen Rahmen. So setzt sich der marktliche Teil beim Engpassmanagement mittels Redispatch teils aus gesetzlich bindenden Anpassungen mit Kompensationszahlungen und, teils aus vertraglichen Erbringungsformen zusammen. Gerade bei den bilateralen Verträgen mangelt es an Transparenz und es ist nicht hinreichend klar, ob und in welcher Form Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Allerdings bedingte die rechtliche Ausweitung des Anlagenkreises beim gesetzlichen Redispatch ohnehin, dass sich das vertragliche Redispatch zunehmend marginalisiert und damit innovativere Erbringungsformen wie die Schaffung eines Dienstleistungsmarkts für Engpassmanagement eine geringere Dringlichkeit aufweisen. Verstärkt wird diese Entwicklung durch die in jüngerer Vergangenheit eingeführten Reserven. Diese schließen entweder explizit über Teilnahmebeschränkungen wie im Falle der Netzreserve oder implizit über Ausschreibungsbedingungen wie im Falle der netztechnischen Betriebsmittel Batteriespeicher aus. Ähnlich der Kapazitätsreserve sind die Beschaffungs- und Einsatzbedingungen eher auf den konventionellen Kraftwerkspark zugeschnitten. Auf diesem Wege bleiben auch diese netzdienlichen Maßnahmen für Speicher eher unzugänglich.

Ähnlich gestaltet sich die Situation bei der Spannungshaltung. Neben einer verpflichtenden Vorhaltung beim Netznutzer über Anschlussbedingungen gelten auch hierbei, wie beim Engpassmanagement, die Redisptachvorgaben: Über das vertragliche Redispatch kann der Netzbetreiber über bilaterale Verträge seinen zusätzlichen Blindleistungsbedarf decken oder über das gesetzliche Redispatch auf Blindleistung durch die Reduktion von Wirkleistung zugreifen. Demgemäß fallen die Folgerungen für den Einsatz von Batteriespeichern ähnlich aus. Verkürzt kann festgehalten werden, dass der Gesetzgeber durch die Ausweitung des gesetzlichen Redispatch innovativeren Erbringungsformen eher geringere Bedeutung beimisst.

Auch von Intransparenz gekennzeichnet und damit eher unzugänglich für neue Akteure ist die bilaterale Kontrahierungspraxis von schwarzstartfähigen Anlagen zum Versorgungswiederaufbau. Bis zur Umsetzung des ergänzenden Rechtsaktes (NC-ER) zum 3. Energiepaket enthielten weder nationale Rechtsakte noch private Regelwerke hierzu konkrete Bestimmungen. Insofern blieb wohl auch diese Dienstleistung etablierten Vergabeverfahren konventioneller Erbringungsstrukturen vorbehalten. Hieran änderten auch die jüngsten

unionsrechtlichen Bestimmungen nichts Wesentliches. Der Netzkodex (NC-ER) schafft zwar etwas mehr Transparenz in Beschaffungsbelangen, gleichwohl bleiben auch nach Umsetzung die Vergütungsmodalitäten unbekannt. Hierdurch bleiben entscheidende Teilnahmebarrieren bestehen.

Etwas anders stellt sich die Situation bei der Verlustenergiebeschaffung dar. Vorgaben des 2. Energiepakets sehen bereits vor, Verlustenergie, außer im Falle von De-minimis-Regelungen, die eine Vielzahl an kleineren Mengen von der Ausschreibung befreien, am Markt zu beschaffen. Um diesen Vorgaben zu genügen, schreiben Netzbetreiber ihre Bedarfe an Verlustenergie unter Vorgaben der Bundesnetzagentur aus. Dabei bestehen Beschaffungsmodalitäten aufgrund von administrativen Vorgaben häufig aus umfänglichen Losgrößen und langen Lieferzeiträumen, die u. a. eine Teilnahme von Batteriespeichern verhindern. Im Ergebnis steht dieser Bereich exemplarisch dafür, dass eine marktbasierte Form der Beschaffung bei nicht hinreichender Ausgestaltung (u. a. der Berücksichtigung von begrenzten Erbringungszeiträumen oder der Möglichkeit des Poolings) indirekt zum Ausschluss von Technologien führen kann.

Im Ergebnis sind die bestehenden Dienstleistungen für einen Speichereinsatz immer noch begrenzt. Das bedeutet, dass Maßnahmen zum Netzbetrieb, außer im Falle der Regelleistungserbringung, vornehmlich auf konventionelle Anlagen zur Erbringung beruhen und damit Must-run-Kapazitäten konventioneller Kraftwerke im System binden. In Anbetracht der Kosten für diese Dienstleistungen, die aus Abbildung 16 hervorgehen und sich insgesamt auf 2,03 Mrd. € im Jahr 2018 beliefen und noch nicht die Kapazitätsreserve und die netztechnischen Betriebsmittel berücksichtigen, stehen lediglich 6 % (bezogen auf die Kosten) im Bereich der Regelleistungserbringung für innovativere Erbringungsformen bzw. einen größeren Akteurskreis offen. Die Zahlen verdeutlichen, wie tief Nutzungsstrukturen im Netzbereich noch mit den konventionellen Erzeugungsanlagen verknüpft sind.

Darüber hinaus bedingt die Vergütungslogik für deutsche Netzbetreiber bei der Netzplanung, dass sich allein über CAPEX-Ausgaben (eigene netzdienliche Betriebsmittel) Renditen bilden lassen. In der Folge setzen Netzbetreiber insbesondere auf Netzausbau, anstelle möglicherweise alternative Dienstleistungsoptionen (Drittbetreibermodelle) einzubeziehen. Ausnahmen bestehen auf Übertragungsnetzebene, wenn im Planungsprozess Batteriespeicher als innovative Alternative zum Netzausbau (sogenannte Netzbooster) Eingang finden und dann als netzdienliche Betriebsmittel gelten. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen im Netzentwicklungsplan 2019 einen Bedarf von 900 MW. Bei entsprechender Genehmigung überstiege dieser Zubau

die bisher gesamtinstallierte Leistung sowohl zentraler als auch dezentraler Batteriespeicherprojekte 2019.[386]

Bei der Nutzung von Speicherstrom zur marktlichen Flexibilisierung fehlt es insbesondere an Anreizen: Gerade die Stromnebenkosten verzerren die Nutzung von Flexibilitätsoptionen beim Endverbraucher. Denn Voraussetzungen für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen sind Preissignale, die sich im Idealfall über Überschüsse und Knappheiten bilden. Infolge von immer marginaleren marktlichen Anteilen am Endverbraucherpreis und bedingt durch zumeist starre Stromnebenkosten ist der Anreiz für Energie- und Lastmanagement bei kleinen und mittleren Endverbrauchern gering. Bei Großverbrauchern zielen die Reduktionstatbestände tendenziell auf konstant hohe Verbräuche ab, die den Erzeugungsmustern konventionellen Anlagen entsprechen. Indes bewirkt die Entwicklung von steigenden staatlich veranlassten und regulierten Belastungen am Stromverbraucherpreis, dass es sich als immer attraktiver gestaltet, den Strombezug zu reduzieren bzw. den EE-Eigenverbrauch zu erhöhen. Allerdings zogen rechtliche Bestimmungen wie die strikte Personenidentität (Selbstbetreiben) sowie eine leistungs- und verbrauchsabhängige EEG-Umlage Hürden zur EE-Eigenverbrauchs-optimierung ein. In der Folge existieren privilegierende Rahmenbedingungen im Bereich des EE-Eigenverbrauchs gerade bei Kleinsystemkonfigurationen. Darüber hinaus verdeutlichen diese gesetzlichen Eingrenzungen, wie regelungssensibel sich der Nutzen in bestimmten Bereichen gestalten kann.

Eine Glättung der EE-Erzeugung mit Speichern über den Eigenverbrauch hinaus oder ergänzend zu den Kleinsystemen bestünde über entsprechend ausgestaltete Vergütungs- und Vermarktungssysteme im EEG. Allerdings reizen weder die Einspeisevergütung noch die Direktvermarktung eine entsprechende Erzeugungs- oder Einspeisestrategie an. Gegenteilig ziehen Regelungen sogar Hürden für Speicher ein, indem sie eine Vergütung an strikte Ausschließlichkeitsanforderungen (Speicher dürfen nur EE-Strom aufnehmen) knüpfen und bei Ausschreibungen sogar einen Eigenverbrauch unterbinden. Diese Regelungen verhindern grundsätzlich eine Amortisation von Speichern über mehrere Nutzungszwecke und bedingen somit womöglich den Aufbau größerer Versorgungsstrukturen durch den Ausbau mehrerer auf einen Nutzungszweck orientierter Speicher. Diese beiden Einschränkungen bleiben auch bei den geplanten Innovationsausschreibungen bestehen. Ob sich über die Bilanzkreistreue und den

[386] S. Ergebnisse der Bottom-up-Analyse in Teil C Abschnitt 2.

Stromhandel allerdings hinreichend Flexibilitätsanreize ergeben, bleibt angesichts vielfach überlagernder Effekte zweifelhaft.

Der Förderrahmen, der auch bei nicht hinreichenden Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern und/oder den Nutzen von Speicherstrom Investitionsimpulse auslösen kann und gleichzeitig die politische Bereitschaft widerspiegelt, in welcher Form Speicher für die Zuverlässigkeit und Stabilität des Stromversorgungssystems eingesetzt werden sollen, zeigt kein umfassendes und strategisches Konzept auf.

Bei dezentralen Batteriespeichern lag der Förderfokus der diversen Bundes-, Landes- und Kommunalprogramme auf der Anreizförderung über Zuschüsse im Bereich des EE-Eigenverbrauchs. Folglich sollen über die Einzelanwendung EE-Eigenverbrauchsoptimierung dezentrale Batteriespeicher in den Markt integriert werden mit dem teilweise vorsätzlichen zu erzielendem Effekt der Netzentlastung. Aufgrund dieses eingeschränkten Fokus bleiben Teile der technologischen Potentiale ungenutzt, genauer gesagt: Eine nutzungsübergreifende Technologieentwicklung wird nicht angereizt oder angestrebt. Auch sind die Förderungen teilweise gegensätzlich zu den gesetzlichen Nutzungsbedingungen, die seit 2014 den EE-Eigenverbrauch stark einschränken.

Anders gestaltet sich die Situation bei den Großbatteriespeichern: Systematische Anreizförderungen existierten hierbei nicht. Jedoch gibt es eine relativ breite Demonstrationsforschung, die zunächst System- und immer mehr Netzflexibilisierung mit Großbatterien förderte. Gerade mit dem integrierten Förderansatz des SINTEG-Rahmens sind Potentiale vorhanden, nicht nur die System- und Vermarktungsfähigkeit zu erforschen, sondern gezielt Barrieren im Ordnungsgefüge (in diesem Fall über Verordnungswege) abzubauen und hierüber Innovationen auszulösen. Allerdings wirkt die zeitliche Beschränkung der Verordnung auf fünf Jahre hinderlich für Großprojekte, die sich typischerweise nicht in einer solch kurzen Laufzeit amortisieren. Darüber hinaus ändern die Bestimmungen der Verordnung aufgrund des Vorteilausgleichs nur wenig an den wirtschaftlichen Bedingungen für diverse Nutzungsfelder von stationären Batteriespeichern.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die hier erfasste Entwicklung des Instrumenten-Mix in Teilen gleiche Wettbewerbsbedingungen für das Betreiben von Speicheranlagen schuf. Allerdings blieben diverse Barrieren bei der Nutzung von Speicherstrom erhalten oder kamen sogar hinzu, die insbesondere den markt- und netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichertechnologien einschränken und häufig noch aus zentralen und konventionellen Versorgungsstrukturen hervorgehen oder speziell auf diese ausgerichtet sind. Auch die ergriffenen Fördermaßnahmen

führen hierbei nicht zu einer substanziellen Änderung, da diese nur sehr begrenzt Betriebs- und Nutzungsbedingungen für Batteriespeicher berücksichtigen und verbessern.

4. Wechselwirkungen, Gestaltungsempfehlungen und Anpassungsbedarf

Ziel dieses Abschnitts ist es, zunächst in Teil 1 (Abschnitt 4.1) festzuhalten, wie sich die Ergebnisse der vorherigen Untersuchungen unter Berücksichtigung theoretischer Konzepte aufeinander auswirken und welche Schlussfolgerungen sich hieraus ableiten lassen. Aus dieser Zusammenführung ergeben sich Gestaltungsempfehlungen, die Abschnitt 4.2 aufgreift. Der letzte Teil (Abschnitt 4.3) dient dazu, die Änderungswirkungen des 4. Energiepakets aufzuzeigen und sie im Zusammenhang der Gestaltungsempfehlungen zu diskutieren. Mit der Zusammenführung der beiden letzten Teile lässt sich aufzeigen, ob und ggf. inwieweit die Steuerungskraft kontinuitätssichernder Rahmenbedingungen durch EU-Vorgaben durchbrochen werden kann.

4.1 Wechselwirkungen der Top-down- und Bottom-up-Ebene

Die Ergebnisse aller hier betrachteten Analyseteile lassen den Schluss zu, dass die Rechtsetzung nur sehr begrenzt Innovationen ausgelöst hat. Der Instrumenten-Mix änderte sich auch durch die Technologieentwicklung selbst nur inkrementell im Bereich des Betriebs von Speicheranlagen und hierbei insbesondere bei den staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen über ein komplexes Regel-Ausnahme-Verhältnis weiter. In der Folge glichen sich die Wettbewerbsbedingungen insbesondere zwischen Stromerzeuger und Speicherbetreiber als Flexibilitätsdienstleister an. Begünstigende oder privilegierende Bedingungen für Stromspeicher beim Netzzugang und -anschluss waren indes nicht Gegenstand der Rechtsentwicklung. Darüber hinaus weisen die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom hohe Inkonsistenzen und eine Kurzfristfokussierung auf noch bestehende zentrale Versorgungsstrukturen auf, in der Flexibilität nur eine marginale Rolle zugestanden wird. Demgemäß setzte die Regulatorik bisher kaum Impulse zur Flexibilisierung. Auch der Förderrahmen änderte an dieser Situation wenig, da er sich weitestgehend auf die Schließung von Profitabilitätslücken in einzelnen Nutzungsumgebungen fokussierte und weniger den Abbau von Hemmnissen bei Betriebs- und/oder Nutzungsbedingungen adressierte.

Die Gründe hierfür sind vielfältig. Grundlegende Bedeutung haben die rechtlichen Strukturen: Das EnWG mit seinen untergesetzlichen Regelungen und das EEG sind die beiden zentralen Gesetze, auf denen diese Untersuchung vornehmlich fußt. Das EnWG lässt sich vereinfacht als das strukturgebende Gesetz beschreiben, wohingegen sich das EEG als ein transformierendes Gesetz für die Stromerzeugung darstellt. Diese beiden Rechtsakte veränderten sich im

Untersuchungszeitraum durch unionsrechtliche und nationale Gesetzgebungsprozesse weiter. Allerdings wurde in der Gesetzesentwicklung bisher die Speicherung von Strom nicht in der Funktion eines zentralen Elements für die Sicherung der (flexiblen) Stromversorgung mit EE adressiert.

Die energiewirtschaftliche EU-Gesetzgebung sowohl mit dem 2. und 3. Energiepaket als auch mit den ergänzenden Rechtsakten (Leitlinien und Netzkodizes) zielte zunächst auf die Liberalisierung und später auf die Harmonisierung der EU-Versorgungsstruktur ab[387]. Infolge der nationalen Umsetzung entstand ein vielfach komplexeres und in Teilen technologie-, verbraucher- und erzeugeroffeneres EnWG, beispielsweise bei der Regelleistung, mit weiteren gesetzlichen und untergesetzlichen Vorgaben. Die Frage der Integration und Entwicklung von EE war hingegen nicht Gegenstand der unionsrechtlichen Energiepakete.

Im Untersuchungszeitraum war die unionsrechtliche Förderung der EE-Stromerzeugung Bestandteil der 1. und 2. EE-Richtlinie (EE-RL 2003 und 2009)[388]. Diese EU-Rechtsakte hatten aber keine große Änderungswirkung auf die bestehenden Regelungen im EEG. Vielmehr wirkte, ohne direkte Veranlassung, das EU-Beihilferecht im Zusammenhang mit den UEBLL auf eine marktgetriebene Einspeisung von EE hin. Dies hatte zur Folge, dass heute die Direktvermarktung den Regelfall darstellt und die Einspeisevergütung den Sonderfall. Demnach fokussierten sich unionsrechtliche Vorgaben auf die Schaffung von Wettbewerb, indem sie eine Integration von EE über den Markt forcierten. Der Frage nach mehr Flexibilität entlang der elektrischen Wertschöpfungskette, also auf den verschiedenen Akteursebenen, schenkten EU-Vorgaben geringere bis kaum Beachtung. Im Ergebnis blieb die Integration bzw. die zu schaffende Flexibilität zwischen 2005 und 2019 vorwiegend ein nationales Rechtsthema.

Zwar gab es im gesamten Untersuchungszeitraum einen breiten gesellschaftlichen Konsens zum Ausbau von EE[389], allerdings spielte die komplexe Frage nach mehr Flexibilität im Versorgungssystem insoweit keine bedeutsame Rolle. Somit fehlten hierzu entscheidende Veränderungsimpulse, die vorherrschende Versorgungsstrukturen zum Wandel in Richtung mehr Flexibilität veranlasst hätten.

Auch in den in dieser Arbeit exemplarisch untersuchten Wahl- und Regierungsprogrammen zu den Bundestagswahlen 2005, 2009, 2013 und 2017 spiegelt sich der gesellschaftliche Konsens

[387] Ausführlich Teil C Abschnitt 1.2.1.
[388] Ausführlich Teil C Abschnitt 1.2.1.
[389] Hierzu Teil C Abschnitt 1.4.1.

zur Energiewende wider[390]. Unterschiedliche Parteipositionen zeigten sich vielmehr in der Frage der Integration von EE und der damit verbundenen Ausrichtung des Versorgungssystems. Der Fokus der Wahl- und Regierungsprogramme der jeweiligen regierungsbeteiligten Parteien (CDU/CSU, SPD und FDP) lag in dieser Frage vornehmlich auf Netzausbau und Versorgungssicherheit mit konventionellen Erzeugungsanlagen und weniger auf Flexibilisierung. Angestrebt wurde demnach regierungsseitig ein Erzeugungswechsel in Richtung mehr EE bei im Übrigen weitgehend gleichbleibenden Versorgungsstrukturen.

Diese Ausrichtung lässt sich insbesondere anhand des Instrumenten-Mix[391] zu den Nutzungsbedingungen von Speicherstrom erkennen: Weder auf EE-Erzeugungs- oder -Eigenverbrauchsseite noch auf Nachfrageseite setzen Instrumente hinreichende Anreize, Versorgungsstrukturen umzubauen, um sie an einem zunehmend auf EE-Erzeugung beruhenden System flexibel auszurichten. So bedingen starre Stromnebenkosten bei Kleinverbrauchern passive Endkunden. Die Reduktionstatbestände bei Großverbrauchern zielen tendenziell auf konstant hohe Verbräuche ab, die den Erzeugungsmustern konventioneller Anlagen entsprechen. Der EE-Eigenverbrauch ist stark auf Kleinverbraucher beschränkt, und auf der EE-Erzeugerseite fehlen Anreize im gesetzlichen Vermarktungssystem, die Einspeisung zu verstetigen.

Der Mangel an marktlichen Flexibilitätsanreizen führt unweigerlich zu einem höheren netzseitigen Integrationsbedarf, der sich u. a. an steigenden Systemkosten zeigt[392]. Doch auch netzseitig verzichtete die deutsche Regulatorik weitestgehend auf Flexibilisierung und Technologieoffenheit: Für das Engpassmanagement gibt es bisher keine lokalen Dienstleistungsmärkte. In der Netzplanung, bedingt durch die Vergütungslogik, liegt der Schwerpunkt auf dem Netzausbau. Zwar vergrößerte und differenzierte sich der Bereich der Netz- und Systemdienstleistungen und somit stieg auch der Anteil von Erzeugungskapazitäten außerhalb des eigentlichen Strommarktes an. Allerdings, mit Ausnahme des Bereichs der Regelleistungserbringung, zeichnen sich diese Dienstleistungen aufgrund diverser Barrieren durch eine geringe bis keine Technologieoffenheit aus. Dieser Bereich steht eher für eine Art geschützte Nutzungsnische für konventionelle Erzeugungsanlagen. Mit diesen im System gehaltenen konventionellen Kapazitäten verknüpfen sich zwei grundlegende Probleme: Zum einen stehen erhebliche finanzielle Mittel für technologische Innovationen nicht zur Verfügung. Zum

[390] Detailliert Teil C Abschnitt 1.4.2.
[391] Detailliert Teil C Abschnitt 3.2.2 und 3.2.3.
[392] Hierzu Teil C Abschnitt 1.3.2.

anderen kann dies zu Lock-in-Effekten führen, indem ein Abregeln von konventionellen Anlagen auch bei negativen Marktpreisen wegen des Erfordernisses eines sicheren Systembetriebs nicht möglich ist. Dies wiederum mildert nochmals die ohnehin schwachen marktwirtschaftlichen Flexibilitätsanreize – entgegen dem Ansinnen des Klimaschutzplans 2030, nach dem neue Flexibilisierungsformen etabliert werden bzw. hauptsächlich der Strommarkt selbst für Flexibilitätsoptionen sorgen soll.

Kontrastiert man diese Erkenntnisse mit der bisherigen Technologieentwicklung von Batteriespeichern im Stromsektor[393], lässt dies folgenden Schluss zu: Bisher vollzog sich eine Marktdiffusion der Technologie in den beiden Nutzungsnischen Regelleistungserbringung und EE-Eigenverbrauchsoptimierung in Form von „fit-and-conform". Betreiber von Großbatteriespeichern passten sich den zunächst bestehenden hohen Eintrittsbarrieren bei der Erbringung von Primärregelleistung an. Bei dezentralen Batteriespeichern finden sich indes fast ausnahmslos Kleinsystemkonfigurationen, die den EE-Eigenverbrauch optimieren. Allerdings könnten sich zukünftig Nutzungsbedingungen zu mehr Dezentralität und Flexibilität über eine weitere Technologiediffusion grundlegend wandeln. Als hierfür entscheidend, so die Auswertung dieser Studie, könnten einerseits kommerziell tragfähige Mischnutzungskonzepte und andererseits eine zunehmende Technologieverfügbarkeit über die Elektromobilität werden.

Die empirischen Ergebnisse dieser Arbeit lassen folgende theoretische Rückschlüsse zu: Damit Technologien in bestehende Versorgungsstrukturen außerhalb von Nischen diffundieren können, bedarf es komplementärer Instrumente: Einerseits solche, die ggf. Profitabilitätslücken schließen, andererseits – und das ist entscheidender, so die zentrale Erkenntnis dieser Analyse – solche, die technologiespezifische Einsatzhürden abbauen und Nutzungsbedingungen verbessern oder grundlegend ändern.

Darüber hinaus bestünde bei Technologien mit einem Multi-Nutzungs-Potential die Möglichkeit, Förderkosten zu minimieren, indem nur nach Bedarf seriell gefördert wird. Vorausgesetzt umsichtiges Steuerungshandeln schaffen frühzeitig in weiteren Einsatzbereichen technologiespezifische Einsatzhürden und gerade nutzungsseitige Barrieren ab. Versäumen es politische Entscheidungsträger, derartige Maßnahmen zu ergreifen, bleibt die Technologieentwicklung, insbesondere wenn sich diese nur im Bereich gewachsener Versorgungsstrukturen entfalten kann, auf wenige Nutzungsfelder beschränkt. Folglich greift energiepolitisches Steuerungshandeln bei der Diffusion von neuen Technologien in bestehende

[393] Ausführlich Teil C Abschnitt 2.

Versorgungsstrukturen zu kurz, wenn sich dieses ausschließlich auf die Schließung von Profitabilitätslücken ausrichtet.

Darüber hinaus lässt sich aus der empirischen Analyse dieser Arbeit erkennen, dass Batteriespeicher im deutschen Strommarkt durch die nischengetriebene Technologieentwicklung für weitere Flexibilisierungsaufgaben bereitstehen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine technologiespezifische Projektförderung anhand von Finanzierungsanreizen weniger dringlich als eine nutzungsspezifische Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern und insbesondere für die Nutzung von Speicherstrom. Eine derartige Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen in Richtung einer verbesserten Nutzung von Speicherstrom und ggf. privilegierende Bedingungen für das Betreiben von Speicheranlagen käme einem technologischen Wandel in Form von „stretch-and-transform“ bzw. einer radikalen Änderung des Instrumenten-Mix gleich. Um derartige Gestaltungsempfehlungen für den deutschen Stromsektor, die sich aus den empirischen Ergebnissen dieser Arbeit ableiten, geht es im nächsten Abschnitt.

4.2 Folgerungen für die deutschen Rahmenbedingungen

Die durchgeführten Top-down- und Bottom-up-Analysen zeigen vielfältige Hindernisse für eine weitere Diffusion der Batteriespeichertechnologie bei den deutschen Rahmenbedingungen auf. Häufig handelt es sich sowohl um Hindernisse in bestehenden Nutzungsbereichen als auch um Hindernisse in potentiellen Nutzungsbereichen, in denen ein Einsatz von Batteriespeichern möglich wäre, der aber noch nicht besteht oder bisher unzugänglich ist. Das Potential sinnvoller Anwendungen wird nicht annähernd ausgeschöpft.

Wie bisher in der gesamten Arbeit gehen die Ausführungen zunächst auf den Änderungsbedarf für den Betrieb von Speichern und anschließend auf die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom ein.

4.2.1 Umsetzung und Ansatzpunkte für das Betreiben von Speicheranlagen

Für den Begriff „Stromspeicher“ gibt es bisher keine umfassende und eindeutige Legaldefinition im deutschen Energierecht. In den einschlägigen deutschen Gesetzestexten findet sich eine Vielzahl von Speicherformulierungen, die komplex, inkonsistent und nicht eindeutig sind und die Stromspeicherung typischerweise dem Letztverbrauch zuordnen. Für ein konsistentes Rechtsverständnis sollten daher die Speicherung von Strom als eigene Aktivität und Stromspeicher als eigenständiger Marktakteur eine Legaldefinition im Energierecht erhalten. Diese Definition sollte den Speichervorgang als Medium beschreiben, der den Nutzen

elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt verschiebt und hierdurch verschiedene Flexibilitätsdienste erbringen kann. Auf vergleichsweise einfache Weise ließe sich diese neue Rolle für Speicher im Rahmen des § 3 EnWG verankern. Um Konsistenz zu gewährleisten und Komplexität zu reduzieren, müssten sich dann in einem weiteren Schritt sämtliche Rechtsvorschriften auf diese grundlegende Regelung beziehen oder diese Legaldefinition integrieren.

Mit dem Wegfall der Doppelzuordnung entfielen auch die bisher bestehenden Doppelpflichten bei den staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen. Denn der Speicher wäre hierdurch nicht mehr als Letztverbraucher definiert und der Belastungstatbestand wäre nicht mehr erfüllt. Das bisher bestehende komplizierte Regel-Ausnahme-Verhältnis wäre in der Folge obsolet und die Grundlage für gleiche Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen wie Erzeugern geschaffen. Die Entbindung aus den bisher geltenden Pflichten wäre insofern konsequent, als der Nutzen eines Speichers immer darin liegt, das System zu flexibilisieren. Indes muss die Koordinierung von markt-, system- und netzdienlicher Flexibilität Gegenstand der spezifischen Nutzungsvorgaben sein, also an entsprechender Stelle geregelt werden, und auch die dortigen Belastungen mit entsprechenden Ausnahmen wären beim tatsächlichen Letztverbraucher zu normieren.

Beim Netzanschluss und -zugang gibt es zwar keine direkten Nachteile für Batteriespeicher, allerdings ergeben sich auch keine Anreize für eine netzdienliche Platzierung. Daher wäre zu prüfen, ob der an die Netzbetreiber zu entrichtende Baukostenzuschuss nur dann entfällt, wenn Speicher gemäß § 118 Abs. 6 EnWG wieder am selben Netzpunkt einspeichern. Vielmehr ließe sich diese Befreiung mit einer Sektorendienlichkeit verknüpfen. Ein ähnlicher Anreiz wäre beim Netzzugang denkbar, indem der auslaufende Tatbestand aus § 18 StromNEV anstelle von vermiedenem Netzbezug aus höheren Spannungsebenen auf vermiedene Rückspeisung auf höhere Spannungsebenen umgestaltet wird.

4.2.2 Umsetzung und Ansatzpunkte für die Nutzung von Speicherstrom

a) Nutzungsbedingungen im Netz

Zur Schaffung eines eindeutigen und rechtssicheren Investitionsumfelds für die Nutzung von Speicherstrom im Netzbereich wäre zunächst entflechtungsrechtlich klarzustellen, dass Netzbetreiber nicht Eigentümer, Errichter, Verwalter oder Betreiber von Speicheranlagen sein dürfen. Von diesem Grundsatz sollte es auch keine subsidiären Ausnahmen geben, weil diese

immer mit (insbesondere EU-)rechtlichen Unsicherheiten verbunden sind und somit kein planbares Investitionsumfeld zulassen.

Vor dem Hintergrund eines eindeutigen Entflechtungsgrundsatzes wäre es zwingend erforderlich, um Lock-in-Effekte von konventionellen Kraftwerken zu umgehen und Innovationen auszulösen, eine Flexibilitätswende sowohl beim Netzausbau als auch beim Netz- und Systembetrieb einzuleiten.

Damit sich Flexibilitäten besser in die Netzplanung integrieren lassen, muss sich die Grundlage ändern, auf der Netzbetreiber ihre Renditen erwirtschaften. Hierfür ist es erforderlich, die Bewertungsunterschiede zwischen den Ausgaben für CAPEX (Kapitalgüter wie Netze) und OPEX (Dienstleistungen) anzugleichen, indem die Anreizregulierung in der Bewertung nicht mehr zwischen den beiden Ausgaben differenziert. Zur Umsetzbarkeit besteht bereits eine detailliertere Ausführung, auf die an dieser Stelle verwiesen wird.[394]

Das deutsche Engpassmanagement ist momentan an zwei Stellen gesetzlich geregelt (EnWG und EEG) und wird mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 im Zuge des Gesetzes NABEG 2.0 in die geänderten §§ 13 und 13a EnWG n. F. überführt und dort weiterentwickelt. Diese Regelungen inkludieren alle Erzeugungs- und Speicheranlagen ab 100 kW in das gesetzliche Redispatch und schaffen in der Folge das gesonderte EEG-Einspeisemanagement ab. Von diesen momentan und 2021 in Kraft tretenden deutschen Bestimmungen gehen grundsätzlich keine Anreize für die Schaffung eines Dienstleistungsmarktes für das Engpassmanagement aus. In der Folge bleiben insbesondere nachfrageseitige Potentiale unbeachtet und es findet keine Preisfindung über den Markt statt. Dies ist insofern zu hinterfragen, als bereits eine Vielzahl an erprobten Konzepten für lokale Flexibilitätsmärkte existiert,[395] deren rechtliche Machbarkeit bereits geprüft worden ist.[396]

Für den Bereich der bestehenden netz- und systemdienlichen Dienstleistungen (Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstart, Netzreserve, netzdienliche Betriebsmittel, Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft) ergibt sich aus der Analyse sowohl ein kurz- als auch ein langfristiger Änderungsbedarf.

Um technologische Lock-in-Effekte abzumindern, müssten kurzfristig alle Dienstleistungen auf ihre Technologieoffenheit überprüft werden. In diesem Falle gilt es, bestehende Eintritts-

[394] Consentec (2019, 1–40) und Yannick et al. (2019, 1–144).
[395] Eine Metastudie zu den unterschiedlichen Konzepten findet sich in Bertsch et al. (2019, 1–76).
[396] Zu Aspekten eines „Rechtsrahmens für netzdienliche Flexibilitätsplattformen“ Hilpert und Antoni (2019, 1–50) und Doering et al. (2018, 1–156) zu „Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs“.

und Teilnahmebarrieren in Form von u. a. fehlenden Poolingkonzepten, hohen technischen Anforderungen, langen Ausschreibungszeiträumen oder großen Losgrößen abzubauen. In diesem Zusammenhang zu klären wäre auch, ob überhaupt Technologieoffenheit vor einer zwingend notwendigen Dekarbonisierung des Stromsektors ein hinreichendes Kriterium darstellt. Vielmehr ließe sich auch dieser Bereich an neuen Systemkonfigurationen ausrichten, indem entsprechende Beschaffungsmerkmale, z. B. Emissionswerte, in die Bewertung eingehen.

Ein mittel- bis langfristiger Veränderungsbedarf ergibt sich aus einem voranschreitenden Systemwandel und der Frage, welche Dienstleistungen für einen sicheren Netz- und Systembetrieb bei hoher bis vollständiger Stromerzeugung aus EE notwendig sind. Dabei bedarf dieser zwingend notwendige Prozess einer sehr viel umfänglicheren Ausgestaltung und fordert die Beteiligung einer breiten Akteurskonstellation (u. a. Politik, Netzbetreiber, Wissenschaft, Industrie etc.). Wesentliche zu beantwortende Fragen in diesem Diskurs sind:

- Welche Störwirkungen entstehen bei welchen EE-Penetrationen?
- Welche Dienstleistungen sind nötig, um den Störanfällen zu begegnen?
- Wie können die Dienstleistungen durch Netznutzer bereitgestellt werden (Vorhaltung/Erbringung verpflichtend oder freiwillig)?
- Welche Änderungen ergeben sich hieraus bei den Anschlussbedingungen oder wie sind entsprechende Beschaffungs- und Zugangsmodalitäten zu konzipieren?

b) Nutzungsbedingungen im Markt

Selbst in dem Falle, dass alle Dienstleistungen in der Netzbewirtschaftung offen sind für technologische Neuerungen oder sich diese sogar an ihnen ausrichten, bleiben es doch verhältnismäßig kleine und abgeschlossene Nutzungsbereiche. Aufgrund ihrer limitierten Größe können sich dort schnell Sättigungen einstellen und damit Technologieentwicklungen ausbremsen. Dieses Phänomen zeigt sich bereits beim Primärregelleistungsmarkt, dem hauptsächlichen Einsatzfeld für große Batteriespeicher[397]. Daher bedarf es für eine kontinuierliche Technologieentwicklung weiterer marktlicher Nutzungsfelder, die eine langfristige und damit planbare Einsatzperspektive ermöglichen. Darüber hinaus ist es für eine weitere Intensivierung des EE-Ausbaus und die Nutzung von Strom im Wärme- und Mobilitätssektor unabdingbar, mehr Flexibilität aufzubauen, um mit dem hierfür erforderlichen Infrastrukturausbau mitzuhalten.

[397] Detailliert hierzu Teil C Abschnitt 2.1.

aa) Last- und Energiemanagement

Neben einer weiteren Differenzierung von dynamischen Tarifen und den hierfür erforderlichen Messsystemausbau und notwendigen Bilanzierungsvorgaben ist es für eine Intensivierung des Last- und Energiemanagements unabdingbar, staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen zu dynamisieren.

Zwar gibt es, wie in dieser Studie aufgezeigt[398], bestehende Reduzierungstatbestände für große Endverbraucher. Diese zielen aber fast ausschließlich auf einen möglichst hohen und kontinuierlichen Stromverbrauch ab, was einem marktdienlichen Verhalten bei konventioneller Erzeugung mit trägen Kohle- und Atomkraftwerken entspricht. Darüber hinaus berücksichtigen sie durch die fehlende Pooling-Möglichkeit kaum weitere Akteursmodelle. Obwohl Nebenentgelte für kleine bis mittlere Endverbraucher beim Nutzungsverhalten ausschlaggebend sind, gibt es bisher keine diesbezüglichen Anpassungen.

In der Folge fehlt es sowohl bei Groß- als auch bei Kleinverbrauchern an Flexibilitätssignalen und damit können sich hierüber auch keine tragfähigen Geschäftsmodelle entwickeln. An dieser Stelle lässt sich nur die Notwendigkeit der Dynamisierung von staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen aufzeigen. Auf eingehende Betrachtungen, die entsprechende Reformvorschläge ausarbeiten, soll an dieser Stelle verwiesen sein.[399]

bb) EE-Eigenverbrauch

Die Systematik der staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen wäre allerdings auch im Hinblick auf eine zunehmende EE-Eigenversorgung zu diskutieren und anzupassen. Wie die Auswertungen dieser Arbeit zeigen, stellt die EE-Eigenverbrauchsoptimierung bisher den hauptsächlichen Nutzungsfall für Speicherstrom dar.[400] Allerdings ist dieser Nutzungsfall bislang stark auf bestimmte Personenkreise (bedingt durch die gesetzliche Anforderung der Personenidentität) und Anlagengrößen (aufgrund der gesetzlichen Maßgabe einer EEG-Umlagebefreiung) beschränkt. Dies limitiert die Möglichkeit, dezentral erzeugten Strom auch dezentral zu nutzen und damit Stromnetze zu entlasten oder einen Ausbau gerade in

[398] Detailliert hierzu Teil C Abschnitt 3.2.2.
[399] Ein Gesamtüberblick geben Agora Energiewende (2017b, 1–132) sowie Doderer und Schäfer-Stradowsky (2018, 1–44). Zur Dynamisierung einzelner Bestandteile der Stromnebenkosten s. Frontier Economics und BET (2016, 1–314), Consentec und Fraunhofer ISE (2018, 1–200) sowie Agora Energiewende (2019b, 1–17).
[400] Detailliert hierzu die Auswertung in Teil C Abschnitt 2.2.

Ballungsräumen zu beschleunigen. Möglichkeiten, Konzepte des EE-Eigenverbrauchs für weitere Akteurskreise zu öffnen, finden sich in Huneke und Nitzsche (2020, 1–30).

cc) EE-Erzeugungsmanagement

Entscheidend für einen weiteren EE-Ausbau wird u. a. sein, Anreize zu setzen für eine bedarfsorientierte Einspeisung. Denn einerseits führt dies prinzipiell zu einer besseren bzw. konstanteren Netzauslastung und andererseits müssten nicht erst marktseitig, also ortsunabhängig, Flexibilisierungsoptionen geschaffen werden. Ein bereits diskutierter Baustein liegt darin, den EE-Eigenverbrauch zu öffnen. Darüber hinaus ist unabhängig vom EEG-Vermarktungsmodell (feste Einspeisevergütung, Direktvermarktung oder Ausschreibung) die Ausschließlichkeitsanforderung abzuschaffen, die den Erhalt von EEG-Förderung nur für reine EE-Speicher vorsieht. Denn diese Einschränkung und die damit verbundenen höheren volkswirtschaftlichen Kosten durch den Aufbau mehrerer auf den Nutzungszweck orientierter Speicher sind vor dem Hintergrund bestehender intelligenter Mess- und Zähltechnik nicht mehr nachvollziehbar.

Neben dieser größen- bzw. leistungsunabhängigen Weiterentwicklung im Bereich des EE-Erzeugungsmanagements ergeben sich folgende größenspezifische Gestaltungsoptionen: Möglich wäre es, für Anlagen bis zu einem definierten Schwellwert eine Spitzenkappung von 50 % mit einem entsprechenden prognosebasierten Lademanagement einzuführen. Inwiefern hierfür Förderansätze angehoben werden müssten (Speicher-Bonus, Speicher-Prämie oder erweiterte Vergütung)[401] oder eine Befreiung der EEG-Umlage für Eigenverbrauch entsprechende Anreize setzen würde, muss einer eigenständigen Prüfung an anderer Stelle unterzogen werden. Die Effekte der Begrenzung für einen Zubau von EE diskutieren Weniger et al. (2016) anschaulich. Hingegen ließe sich bei größeren Anlagen über eine entsprechend ausgestaltete Flexibilitätsprämie oder über entsprechende Ausschreibungsbedingungen eine bedarfsorientiertere Einspeisung über Hybridprojekte anreizen. Hierfür könnte die Evaluation der Innovationsausschreibung Ansatzpunkte liefern.

c) Entwicklung einer Flexibilitätsstrategie

Da Batteriespeicher nur eine Flexibilitätsoption von vielen darstellen, ist es unverzichtbar, Gesamtsystemstudien über die Flexibilitätsanforderungen durchzuführen und auf dieser Grundlage eine politische Strategie für Flexibilität zu entwickeln. Aus dieser sollten sich klare politische Handlungsaufforderungen ableiten, die besagen, wie erzeuger-, handels-, netz- und

[401] Zu den unterschiedlichen Instrumenten s. Weiß et al. (2014, 23–28).

verbraucherseitig das System flexibilisiert werden kann. Denn allein wie bisher (u. a. im Rahmen des NECP als Strategiepapier[402]) darauf zu verweisen, dass der Markt selbst für Flexibilitätsoptionen sorgen soll, reicht vor den bestehenden gesetzlich manifestierten Versorgungsstrukturen, die sich noch maßgeblich an einer konventionellen Erzeugung ausrichten, nicht aus, um ein hinreichendes Integrationsumfeld zu schaffen, das sich konsequent und umfänglich an der Dekarbonisierung der Stromerzeugung orientiert.

4.3 Änderungsbedarfe durch das 4. Energiepaket der EU

Die EU sieht mit ihren häufig als sogenanntes „Winterpaket" bezeichneten teils neuen, teils grundlegend überarbeiteten Rechtsvorschriften tiefgreifende Änderungen der energiewirtschaftlichen Strukturen vor. Im Sinne des theoretischen Konzepts der Multi-Level-Perspektive[403] könnten hiervon entscheidende Impulse ausgehen, um Veränderungen zu mehr Flexibilität auszulösen. Entscheidend dafür ist, so die Erkenntnisse aus den vorherigen Abschnitten, ob sich durch die Vorgaben die Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern und insbesondere für die Nutzung von Speicherstrom verbessern.

Bedeutsamer als die bereits 2018 erlassene und bis spätestens 30. Juni 2021 umzusetzende EE-Richtlinie 2018 (Art. 36 EE-RL 2018) sind im vorliegenden Zusammenhang die bis zum 31. Dezember 2020 in nationales Recht umzusetzende Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Art. 71 EltRL 2019) und die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2019 (EltVO 2019). Letztere setzt unmittelbar geltendes Recht, bedarf also keiner Umsetzung in nationales Recht, und gilt bereits seit dem 1. Januar 2020 (Art. 71 EltVO 2019). Hervorzuheben ist Art. 62 EltVO 2019, der den Mitgliedstaaten ausdrücklich das Recht zubilligt, „Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als diese Verordnung (…) enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind." Damit erhalten die Mitgliedstaaten indirekt eine Art Konkretisierungsauftrag, soweit die Verordnung nicht selbst hinreichend konkrete Vorgaben enthält.

Die neuen Vorschriften berücksichtigen erstmals Stromspeicher auf eine integrierende Weise, indem sie für alle Ebenen der hier durchgeführten Top-down-Analyse Vorgaben enthalten. Diverse Stellen[404] in den Rechtsakten betonen bereits die Bedeutsamkeit von Speichern als eine zentrale Flexibilitätskomponente zur Integration von EE. Beispielsweise heißt es im

[402] Detailliert zu diesem Aspekt Teil C Abschnitt 1.1.3.
[403] Zu dieser Theorie s. Teil B in Abschnitt 2.3.1.
[404] Insbesondere die Erwägungsgründe (7), (22), (23), (25), (39) und (60) der EltVO 2019 sowie die Erwägungsgründe (6), (13), (42) sowie (61) bis (64) der EltRL 2019 heben diese Rolle hervor.

Erwägungsgrund (13) der EltRL 2019: „Um den Wettbewerb zu fördern und die Stromversorgung zu den wettbewerbsfähigsten Preisen zu sichern, sollten die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden den länderübergreifenden Zugang sowohl für neue Stromversorger, die Energie aus unterschiedlichen Quellen erzeugen, als auch für neue Anbieter in den Bereichen Erzeugung, Energiespeicherung und Laststeuerung (demand response) begünstigen.“ Ähnlich lautet der Erwägungsgrund (23) der EltVO 2019: „Da die Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft mit einem großen Marktanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen eines der Ziele der Energieunion ist, ist es von entscheidender Bedeutung, dass im Markt bestehende Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel beseitigt und Investitionen in die unterstützende Infrastruktur, beispielsweise in flexiblere Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung, gefördert werden.“

Die folgenden Ausführungen analysieren die u. a. aus den hier aufgeführten Erwägungsgründen zu den Vorschriften des 4. Energiepakets hervorgehende neue Rolle für Speicher im EU-Recht. Dabei bündeln diese Ausführungen die über die drei einschlägigen Rechtsakte verteilten Speichervorschriften entsprechend der bisher angewandten Untersuchungslogik: Zunächst werden Regelungen, die für den Betrieb von Speichern einschlägig sind, aufgezeigt. Hieran schließt ein Überblick an, der die sich ändernden Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom erörtert. Wegen der Komplexität der europäischen Regelungen erhebt die Darstellung keinen Anspruch auf Vollständigkeit und versteht sich mehr als eine Übersicht für bevorstehende Weiterentwicklungen im deutschen Rechtsrahmen.

4.3.1 Regelungen des EU-Gesetzespakets für das Betreiben von Speicheranlagen

a) Rechtliche Einordnung

Im Gegensatz zum 3. Energiepaket existieren nunmehr drei Legaldefinitionen für die Stromspeicherung:[405]Gemäß Art. 2 Nr. 60 EltRL 2019 ist eine Energiespeicheranlage eine Anlage im Elektrizitätsnetz, „in der eine Energiespeicherung erfolgt“. Der Prozess der Energiespeicherung fasst Art. 2 Nr. 59 EltRL 2019 genauer: Hier heißt es in verkürzter Form, dass Energiespeicherung grundsätzlich den Nutzen elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt verschiebt. Dabei ist es zulässig, die Energie in einer anderen Form zwischenzuspeichern. Auch, so sieht es die begriffliche Bestimmung vor, kann die Ausspeicherung, also die Rückumwandlung, sowohl in elektrischer Energie als auch in Form eines anderen Energieträgers (beispielsweise Gas) erfolgen. Damit unterstreicht bereits die

[405] Ausführlich hierzu auch Halbig (2020, 3 f.).

Definition der Energiespeicherung, dass Speicher zur Sektorkopplung eingesetzt werden können bzw. sollen. Die Definition fasst das Nutzungsspektrum damit sehr weit und definiert erstmalig den Speicherungsprozess als eine eigenständige Betriebsvariante.

Des Weiteren kann ein Energiespeicher auch eine „vollständige integrierte Netzkomponente“ im Sinne von Art. 2 Nr. 51 EltRL 2019 sein. In diesem Fall besteht die Nutzung des Speichers darin, den Netzbetrieb „sicher und zuverlässig“ aufrechtzuerhalten, ohne dabei dem „Systemausgleich- oder Engpassmanagement“ zu dienen. Damit ist diese Definition nur im Kontext von Entflechtungsfragen und der damit einhergehenden Netzbewirtschaftung einschlägig.

Darüber hinaus sind gemäß Art. 2 Nr. 25 EltVO 2019, worauf sich auch die EltRL 2019 bezieht (Art. 2 Nr. 10 EltRL 2019), Speicher allgemeine Marktteilnehmer. Der Begriff „Marktteilnehmer“ bezeichnet „eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität kauft, verkauft oder erzeugt, sich mit Aggregierung beschäftigt oder Leistungen im Bereich der Laststeuerung oder der Speicherung betreibt“. Halbig (2020, 3) folgert hieraus, dass Speicher als gleichberechtigter Marktakteur neben Erzeugern und Lastmanagement einzustufen sind und damit auch die allgemeinen Rechte und Pflichten, die Marktakteure adressieren, auf sie Anwendung finden.

Die neu eingeführten Definitionen für die Stromspeicherung ermöglichen bzw. fordern es, eine eigenständige Rolle für Stromspeicher national gesetzlich zu verankern und damit eine eindeutige rechtliche Zuordnung für die verschiedenen Nutzungsumfelder zu entwickeln. Dabei ist die Legaldefinition umfassend und technologieneutral ausgestaltet, was prinzipiell einem breiten Technologiespektrum gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen ermöglicht.

b) Entflechtung

In der Frage, ob und wie ein Netzbetreiber Speicheranlagen betreiben kann, legt das EU-Recht ein neues sogenanntes Regel-Ausnahme-Verhältnis fest. Ein zentrales Element insbesondere der EltRL 2019 sieht die Integration von u. a. Speicherdiensten über Drittbetreibermodelle zur System- und Netzflexibilisierung vor. Bereits die Erwägungsgründe (insbesondere (61) bis (64) EltRL 2019) der Richtlinie verdeutlichen diese Maxime. Netzbetreiber sollen Stromspeicher für einen effizienten Netzbetrieb auf der Grundlage von Marktverfahren berücksichtigen (Erwägungsgründe (61), (62), (64) EltRL 2019) und im Grundsatz nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein (Erwägungsgründe (62) und (63) EltRL 2019). Die Artikel 31, 36,

40 und 54 der EltRL 2019 konkretisieren diese allgemeinen Erwägungen für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber rechtsverbindlich.

Die Richtlinie fordert die Netzbetreiber auf, bei ihren für den Systembetrieb erforderlichen Produkten und Leistungen alle Teilnehmer (explizit auch Speicher) zu berücksichtigen (Art. 31, 32 und 40 EltRL 2019). Demzufolge gelten Speicher als ein integraler Bestandteil des Netzbetriebs. Allerdings dürfen Netzbetreiber im Allgemeinen weder Eigentümer von Speicheranlagen sein noch ist es ihnen erlaubt, sie zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben (Art. 36 Abs. 1 und Art. 54 Abs. 1 EltRL 2019).

Von diesem Grundsatz gibt es drei Ausnahmen (Art. 36 Abs. 2-4 und Art. 54 Abs. 2-5 EltRL 2019):

1. im Falle einer vollständig integrierten Netzkomponente und bei einer entsprechenden Ausnahmegenehmigung der zuständigen Regulierungsbehörde,
2. im Falle einer Nichtverfügbarkeit einer von der betreffenden Regulierungsbehörde genehmigten Dienstleistung (Drittanbietertest),[406]
3. im Falle einer bestehenden Investitionsentscheidung.[407]

Folglich, so die Regelungen, dürfen Netzbetreiber nur unter subsidiären Ausnahmen (Drittanbietertest oder vollständig integrierte Netzkomponente) einen Speicher betreiben (Pause 2019, 395). Damit schließt das EU-Recht einen Speicherbetrieb durch Netzbetreiber aufgrund bloßer Kosteneffizienzerwägungen wohl aus. Vielmehr sollen im Grundsatz Flexibilitätsdienste über Drittbetreibermodelle einen effizienten Netzbetrieb ermöglichen.

c) Netzzugang und Anschluss

Vom 4. Energiepaket gehen für den allgemeinen Netzanschluss und -zugang keine maßgeblichen Änderungen aus. Allerdings sieht die EltRL 2019 zwei neue Bestimmungen speziell zum Netzanschluss von Stromspeichern vor. Bei „aktiven Kunden“,[408] in deren Eigentum sich ein Stromspeicher befindet, muss der Netzanschluss in einem angemessenen Zeitraum erfolgen (Art. 15 Abs. 5 EltRL 2019). Diese Bestimmung führt nach deutscher Netzanschlusspraxis vermutlich kaum zu einer Änderung, da im EnWG ohnehin eine

[406] In diesem Ausnahmefall prüft jedoch die zuständige Regulierungsbehörde in regelmäßigen Abständen (mindestens alle fünf Jahre), ob ein Drittbetreiberinteresse besteht.
[407] Die betreffenden Entscheidungen mussten auf Verteilnetzebene bis zum 4. Juli 2019 getroffen worden sein, die jeweiligen Anlagen müssen spätestens zwei Jahre danach ans Netz gehen. Auf Übertragungsnetzebene sind entsprechende Investitionsentscheidungen zeitlich bis 2024 begrenzt.
[408] Die EE-RL 2018 und die EltRL 2019 führen fünf neue Akteursgruppen ein. Detailliert hierzu die Ausführungen weiter unten.

Netzanschlusspflicht für Verbraucher und Erzeuger besteht und ein angemessener Zeitraum in der Richtlinie selbst nicht weiter definiert wird.

In der anderen speicherspezifischen Bestimmung heißt es, dass Übertragungsnetzbetreiber ein transparentes und effizientes Verfahren für den Netzanschluss von u. a. Energiespeichern zu entwickeln haben, das einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf (Art. 42 Abs. 1 EltRL 2019). Auch aus diesen Anforderungen gehen keine weitreichenden Änderungen hervor, weil eine Netzanschlusspflicht ohnehin besteht. Ein Novum ist die Ausnahme des Art. 42 Abs. 2 EltRL 2019, nach der Übertragungsnetzbetreiber den Anschluss neuer Erzeugungs- und Speicheranlagen verweigern oder beschränken können, „um die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen sicherzustellen", sofern dafür eine Genehmigung durch die Regulierungsbehörde erteilt worden ist; bei der Genehmigung ist sicherzustellen, dass „keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden". Von der Ausnahme darf kein Gebrauch gemacht werden, wenn die Kosten von der Speicheranlage selbst getragen werden.

Anders ist die Situation für den Netzzugang und -anschluss von EE-Anlagen bzw. reinen EE-Speichern. Die EE-Richtlinie 2018 führt den privilegierten Netzanschluss für EE-Anlagen im Erwägungsgrund (61) nicht mehr auf.[409] Allerdings hatte dieser auch in der Vorgängerrichtlinie EE-RL 2009 keine Text- bzw. Artikelentsprechung und besaß damit bereits zuvor keine rechtliche Bindungskraft. Wiederum in der neuen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie EltRL 2019 heißt es dazu, dass im Sinne von Art. 31 Abs. 2 und Art. 42 Abs. 1 jeder Netzanschluss diskriminierungsfrei erfolgen muss. Nach Einschätzung von Kahles et al. (2017, 44 f.) ist daher entscheidend, was unter Diskriminierung verstanden wird und damit, wie man den vorrangigen Netzanschluss im EEG zukünftig begründet.[410]

Im Gegensatz zum EE-Netzanschluss enthält das 4. Energiepaket beim EE-Netzzugang weitreichende Veränderungen: In der EE-RL 2018 entfällt der vorrangige Netzzugang im Erwägungsgrund (60) und in Art. 16 Abs. 2.[411] Stattdessen regelt die EltVO 2019 alle Formen des Netzzugangs (Pause 2019, 393). Die Verordnung sieht im Regelfall einen marktbasierten Dispatch vor (Art. 12 Abs. 1 EltVO 2019), wovon nur in Form gestufter Ausnahmen abgewichen werden darf (Art. 12 Abs. 1 bis 7 EltVO 2019). Entsprechend ist eine Ausnahme, also ein vorrangiger Dispatch, nur noch für EE-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von

[409] Vgl. COM/2016/0767 final/2.
[410] Die beschleunigte Systemtransformation hin zu einer Vollversorgung mit EE wäre nach Einschätzung von Kahles et al. (2017, 45) hinreichend.
[411] Vgl. COM/2016/0767 final/2.

weniger als 400 kW vorgesehen oder für Demonstrationsvorhaben in einem begrenzten Zeitraum und mit Genehmigung durch die Regulierungsbehörde (Art. 12 Abs. 2 EltVO 2019). Darüber hinaus können Mitgliedsländer diesen Schwellenwert absenken, wenn sie bestimmte Voraussetzungen erfüllen (s. Art. 12 Abs. 3 lit. a bis e EltVO 2019). Allgemein sieht die Verordnung eine Absenkung des Kapazitätswertes auf 200 kW ab dem 1. Januar 2026 vor (Art. 12 Abs. 5 EltVO 2019). Nach Bewertungen von Kahles et al. (2017, 46 f.) fallen in diese Kategorie nur noch Anlagen mit fester Einspeisevergütung, denn diese entsprechen der unionsrechtlichen Definition eines Dispatch (Art. 2 Nr. 20 EltVO 2019), wonach sie nach „anderen Kriterien als der wirtschaftlichen Reihung der Gebote" einspeisen. Bestandsschutz haben EE-Anlagen, die vor Inkrafttreten der Verordnung installiert waren, solange diese nicht wesentlich modifiziert werden (Art. 12 Abs. 6 EltVO 2019). Als Modifizierung gilt eine Kapazitätserweiterung, die zu einem veränderten Netzanschlussvertrag führt. Die Folge ist, dass EE-Anlagen, die später ihre Systemkonfiguration um einen Stromspeicher erweitern und damit ihre Kapazität vergrößern, keinen Bestandsschutz mehr genießen, wenn dies den Netzanschlussvertrag berührt. Faktisch besitzen nach Einschätzung von Kahles et al. (2017, 52 f.) die europäischen Vorgaben für den vorrangigen Netzzugang im Rahmen des EEG 2017 kaum Änderungswirkung. Allerdings bleibt unklar, wie Deutschland mit Anlagen beim Einspeisevorrang verfahren soll, die nicht unter die Einspeisevergütung fallen (Anlagen mit einer Nennleistung >100 kW nach § 20 Abs. 1 EEG 2017 i. V. m. § 21 Abs. 1 EEG) und eine Nennleistung unter 400 kW aufweisen.

d) Staatlich veranlasste oder regulierte Belastungen

Das 4. Energiepaket enthält bezüglich der Doppelbelastungen von Stromspeichern einige Vorgaben. Eine generelle, also nutzungsübergreifende, Befreiung von doppelten Belastungen geht aus den Vorgaben nicht hervor. Indes führen die EE-RL 2018 und EltRL 2019 Ausnahmetatbestände für Speicher in speziellen Akteurskonstellationen wie beim „EE-Eigenverbraucher" oder bei „aktiven Kunden" ein. Nur die EltVO 2019 enthält allgemeine Anforderungen zur Ausgestaltung von Netzentgelten.

Die EltVO 2019 sieht in Art. 18 Abs. 1 vor, dass die Netzentgelte „Energieeinspeicherung oder -aggregierung weder bevorteilen noch benachteiligen" dürfen. Was allerdings unter „bevorteilen" oder „benachteiligen" zu verstehen ist, bleibt unklar. So könnte die Abschaffung einer Doppelbelastung für Speicher bei den Netzentgelten (§ 118 EnWG und § 19 Abs. 4 StromNEV) auch als ein Bevorteilen verstanden werden. In Kombination mit den anderen Rechtsakten des 4. Energiepakets (insbesondere EltRL 2019), die Speichern eine eigenständige

Rolle als Marktteilnehmer zuweisen, würde eine derartige Auslegung allerdings zu einem Wertungswiderspruch führen und dürfte daher als sinnwidrig einzuordnen sein. Denn ein Vorteil stellt sich nur ein, wenn ein Speicher mit einem Letztverbraucher verglichen wird. Nimmt er, wie im 4. Energiepaket vorgesehen, eine neue Rolle ein, so ist ein Speicher mit anderen im Wettbewerb stehenden Akteuren zu vergleichen. Gerade im Falle der Erzeugung entfallen Netzentgelte restlos, und für Speicher bestünde demnach eine Benachteiligung. Hieraus ergibt sich wohl in der Folge kein grundlegender Änderungsbedarf bei den Netzentgelten im deutschen Recht, weil sich eine ähnliche Regelung bereits in § 19 Abs. 4 StromNEV findet.

4.3.2 Regelungen des EU-Gesetzespakets für die Nutzung von Speicherstrom

a) Allgemeine Anforderung

Die EltVO 2019 schreibt allgemeine Grundsätze für den Betrieb von Elektrizitätsmärkten vor, indem alle Akteure (Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Marktbetreiber und delegierte Betreiber) dafür zu sorgen haben, dass neben Erzeugung und Laststeuerung Energiespeicher gleichberechtigt am Markt teilnehmen, vom Markt für diese Technologie entsprechende Investitionsanreize ausgehen und sie einen unverzerrten Betrieb ermöglichen (Art. 3 lit. g, j, m und n EltVO 2019).

Aufgrund der nicht näheren Eingrenzung auf bestimmte Teilmärkte bzw. Regelungsaspekte sind die Anforderungen umfassend, also auf das gesamte Marktgeschehen im Stromsektor anzuwenden. Damit fordern diese Regelungen alle Akteure direkt auf, Regelungen hinsichtlich einer Speicherbeteiligung zu bewerten und ggf. neu zu gestalten (Europäische Kommission 2020b, 97). Allerdings geht die EltVO 2019 an dieser Stelle nicht weiter darauf ein, wie neue Regelungen aussehen sollen (die EE-RL 2018, EltRL 2019 und EltVO 2019 enthalten zu Teilaspekten spezifische Vorschriften). Die konkrete Marktausgestaltung bleibt damit den Mitgliedsländern und den zuständigen Regulierungsbehörden überlassen. Unter Wahrnehmung von Art. 62 EltVO 2019 ist es Sache der Mitgliedstaaten, hierzu detaillierte Regelungen zu schaffen. Diese müssten ggf. so gefasst werden, dass eine Diskriminierung von Speichern ausgeschlossen ist.

b) Neue Akteurskonzepte[412]

Die Rechtsakte sehen insgesamt fünf neue Akteurskonzepte vor, die das Ziel verfolgen, die Stromversorgung zu flexibilisieren und mit ihrer Hilfe die Integration von EE zu beschleunigen und in der Folge den EE-Ausbau zu erleichtern (Pause 2019, 391 f.; Kahles und Pause 2019, 47 ff.).

aa) Aktive Kunden

Die EltRL 2019 führt das neue Akteurskonzept des sogenannten „aktiven Kunden“ ein. Der Letztverbraucher ist demnach nicht mehr nur Konsument, sondern Prosumer. Die begriffliche Bestimmung beschreibt den aktiven Kunden als „einen Endkunden oder eine Gruppe von Endkunden“, der Strom verbraucht oder speichert bzw. den in räumlicher Nähe erzeugten Strom verkauft oder verbraucht sowie an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt, sofern es sich hierbei nicht um eine gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt (Art. 2 Nr. 8 EltRL 2019).

In ihrer neuen Rolle dürfen aktive Kunden in ihrer Tätigkeit keinen „unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen“ sein (Art. 15 Abs. 1 EltRL 2019). Diese Tätigkeitsbereiche umfassen explizit auch den Betrieb von Speichern. In diesem Kontext dürfen aktive Kunden als Eigentümer von Speichern keiner „doppelten Entgeltpflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltpflicht unterworfen“ werden, wenn der gespeicherte Strom in räumlicher Nähe verbleibt oder für Flexibilitätsdienstleistungen zum Einsatz kommt (Art. 15 Abs. 5 EltRL 2019). Ein Ausschluss von Doppelbelastungen besteht auch, wenn der Speicher in mehreren Dienstleistungen gleichzeitig Verwendung findet (Art. 15 Abs. 5 lit. d EltRL 2019). Damit beschränkt sich die Ausnahme der Doppelbelastung nur auf den Verbrauch vor Ort oder Fälle des Erbringens von Flexibilitätsdienstleistungen.

Was unter Doppelbelastung zu verstehen ist und ob eine Entgeltpflicht alle Stromnebenkosten umfasst, bleibt nach Halbig (2020, 5 f.) unklar. Bei einem weiten Verständnis und im Falle einer einfachen Belastung von aktiven Verbrauchern müsste überprüft werden, ob die in jüngerer Zeit eingeführten Befreiungstatbestände in den Bereichen der Netzentgelte (2016: § 19 Abs. 4 StromNEV), EEG-Umlage (2017: § 61k EEG), Stromsteuer (2018: § 5 Abs. 4 StromStG) hinreichend sind, um die Vorgaben der Richtlinie zu erfüllen. Ein eindeutiger

[412] Ausführliche Betrachtung in Halbig (2020, 5 ff.).

Regelungsbedarf ergibt sich bei den Netznebenentgelten, wo mit Ausnahmen bei der KWK-Umlage und seit Kurzem bei der Offshore-Umlage bis dato keine Ausnahmetatbestände existieren.

bb) Aggregatoren

Das Konzept der Aggregierung beschreibt „eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden“ (Art. 3 Nr. 18 EltRL 2019). Folglich fasst ein Aggregator Lasten und/oder Erzeugungen zusammen, um diese für verschiedene Fälle der Marktteilnahme zu bündeln (Pause 2019, 393).

Entsprechend der EltRL 2019 sollen die Mitgliedstaaten „gestatten und fördern“, dass Endverbraucher auch durch Aggregierung Zugang zu allen Strommärkten haben, und zwar sowohl zur Laststeuerung als auch zur Erzeugung (Art. 17 Abs. 1 EltRL 2019). Hierdurch sollen sich neue Geschäftsmodelle etablieren.[413] Vor diesem Hintergrund fordert die Richtlinie die Mitgliedstaaten auf, einen für Aggregatoren diskriminierungsfreien nationalen Regelungsrahmen zu schaffen (Art. 17 Abs. 5 EltRL 2019).

Das Poolen bzw. Aggregieren von Einheiten stellt im deutschen Regelungskontext kein komplett neues Konzept dar. Zum Beispiel ist eine Aggregation bei der Regelleistungserbringung möglich und dezentrale Batteriespeicher als Schwarmspeicher zusammengefasst nehmen bereits hieran teil.[414] Eine konsequente Integration dieses Konzepts in allen Nutzungsbereichen (u. a. im Reservebereich oder beim Last- und Energiemanagement) könnte sich positiv auf die Stromspeicherung vor und hinter dem Zähler auswirken und wäre daher ein Katalysator, um konventionelle Anlagen zu ergänzen oder ganz zu ersetzen.

cc) Bürgerenergiegemeinschaften

Die EltRL 2019 fasst den Begriff „Bürgerenergiegemeinschaften“ weit: Nach Art. 2 Nr. 11 EltRL 2019 ist die Bürgerenergiegemeinschaft eine Rechtsperson, die „auf freiwilliger und offener Mitgliedschaft beruht“ mit dem Hauptzweck, Vorteile zu schaffen im Hinblick auf Umwelt, Wirtschaft oder die soziale Gemeinschaft. Der Tätigkeitsrahmen der Bürgerenergiegemeinschaften umfasst dabei explizit die Energiespeicherung. Auch hierfür sind die Mitgliedstaaten angehalten, einen Rechtsrahmen zu schaffen, der u. a. sicherstellen soll, dass sie „diskriminierungsfreien, fairen, verhältnismäßigen und transparenten Verfahren,

[413] Eingehend Wimmer (2020, 18–23).
[414] Ausführlich in Teil C Abschnitt 2.2.2.

Abgaben und Umlagen unterworfen sind“, Zugang zu allen Strommärkten haben (auch durch Aggregation) und hinsichtlich des Eigenverbrauchs wie aktive Kunden behandelt werden (Art. 16 Abs. 3 EltRL 2019).

dd) EE-Eigenverbrauch[415]

Die EE-RL 2018 enthält erstmalig eigene Normbestandteile für den EE-Eigenverbrauch. Mit diesen Regelungen, so schlussfolgern Papke und Kahles (2018, 1), „erkennt der europäische Gesetzgeber die steigende Bedeutung der Eigenversorgung mittels erneuerbarer Energien mit Wirkung für alle Mitgliedstaaten an“.

Die EE-RL 2018 legt mit den Art. 21 und 22 sowie in Kombination mit der dazugehörigen Legaldefinition in Art. 2 umfassende Bestimmungen fest, die relativ präzise Anforderungen an die nationalen Rechtsrahmen enthalten, um EE-Eigenversorgung zu ermöglichen.

Im Sinne von Art. 2 Nr. 14 EE-RL 2018 beinhaltet das Konzept der Eigenversorgung mit EE-Strom „einen Endkunden, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten – im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität – nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt“. Entsprechend dem Normtext umfasst die Eigenversorgung folgende Fallgestaltungen:

1. Erzeugung von EE-Strom für die Eigenversorgung durch einen Endkunden,
2. Speicherung und Verkauf des eigenerzeugten EE-Stroms,
3. Erzeugung des Stroms in räumlichem Zusammenhang (abweichend, wenn Mitgliedsländer dies auch an einem anderen Ort vorsehen),
4. sofern die Tätigkeit nicht Haupterwerbszweck ist.

Damit enthält die Definition nicht das Merkmal des „Selbstbetreibens“, wie es im EEG 2017 verankert ist, und löst insoweit einen Umsetzungs- bzw. Anpassungsbedarf aus (Papke und Kahles 2018, 10 ff.). Die Aufgabe des Betreibens der Anlagen für die Eigenversorgung kann daher auch einem Dritten überlassen oder übertragen werden.

Neben der grundsätzlichen Anforderung an Eigenversorgung regelt Art. 21 EE-RL 2018 in fünf großen Blöcken unterschiedliche Anforderungen zur Eigenversorgung. Für den Eigenverbrauch müssen die Mitgliedstaaten einen Regulierungsrahmen schaffen, um die Entwicklung des EE-Eigenverbrauchs zu forcieren (Art. 21 Abs. 6 EE-RL 2018). Darüber

[415] Hierzu auch Pause und Kahles (2019, 15 f.) sowie ausführlich Boos (2019, 280 ff.).

hinaus regelt der Artikel die Rechtsstellung (Art. 21 Abs. 2 EE-RL 2018), die Ausnahmetatbestände (Art. 21 Abs. 3 EE-RL 2018), Akteurskonstellationen (Art. 21 Abs. 4 EE-RL 2018) und Eigentumsverhältnisse (Art. 21 Abs. 5 EE-RL 2018).

Aus der Rechtsstellung geht allgemein hervor, dass der europäische Gesetzgeber eigenverbrauchten Strom und seine Zwischenspeicherung unter besonderen Schutz stellt und diesen in der Folge erstmalig von staatlich veranlassten und/oder regulierten Belastungen zu befreien hat. Ausnahmen von diesen Befreiungen, unter dem Vorbehalt der Verhältnismäßigkeit und Nichtdiskriminierung, können Mitgliedstaaten treffen, wenn der Strom aus Anlagen mit einer Nennleistung von über 30 kW produziert wird, wenn eine Förderung besteht und die Belastung die Rentabilität nicht untergräbt oder allgemein, wenn sich 2026 der Gesamtanteil an Eigenversorgungsanlagen auf über 8 % der Stromerzeugungskapazität in den Mitgliedstaaten beläuft. Hieraus folgern Papke und Kahles (2018, 17-21), dass sich für Anlagen mit einer Leistung bis 10 kW kein Änderungsbedarf des EEG ergibt und die Bestimmungen für Eigenversorgungsanlagen über 30 kW ebenfalls mit den europarechtlichen Vorgaben zu vereinbaren sind, jedoch bei den Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 und 30 kW, die aus der Förderung fallen, ein Anpassungsbedarf besteht.

Folglich ergeben sich aus europarechtlichen Vorgaben zu den Akteurskonstellationen und Eigentumsverhältnissen weitreichende Änderungsimpulse. Konkret muss der deutsche Gesetzgeber Regelungen zu gemeinschaftlich handelnden Eigenversorgern einführen (Papke 2019, 392; Papke und Kahles 2018, 28 ff.). Dies könnte eine Dynamik zur Erweiterung der Akteurskreise auf Energy-Sharing-Konzepte bei der Eigenversorgung auslösen.

ee) EE-Gemeinschaften[416]

EE-Gemeinschaften (Art. 2 Nr. 16 EE-RL 2018) ähneln den Bürgergemeinschaften (Art. 2 Nr. 11 EltRL). Nach Art. 22 EltRL 2019 sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, begünstigende Rahmenbedingungen zu schaffen und ihnen insbesondere die Möglichkeit einzuräumen, „erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, und zwar auch im Rahmen von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom“. Darüber hinaus sollen sie direkt oder über Aggregatoren Zugang zu allen Energiemärkten erhalten.

[416] Hierzu Pause und Kahles (2019, 17) sowie ausführlich (Boos 2019, 282 ff.).

c) Nutzungsbedingungen im Netzbereich

Die Rechtsakte ordnen Aufgaben im Netzbetrieb neu und sehen dabei für den Betrieb sowie den Ausbau in Teilen eine Speicherintegration und allgemein mehr Flexibilität vor. Ferner sollen Verteilnetzbetreiber eine aktivere Lenkungsrolle im Netzbetrieb erhalten.

aa) Systemdienstleistungen

Zu den Systemdienstleistungen zählt als frequenzgebundene Dienstleistung die Regelreserve. Als nicht-frequenzgebundene Dienstleistungen gelten die statische Spannungsregelung, die dynamische Einspeisung von Blindstrom, die Trägheit der lokalen Netzstabilität sowie Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit (Art. 2 Nr. 48 und 49 EltRL 2019). Damit differenziert bereits die Legaldefinition Systemdienstleistungen weiter aus und exkludiert hiervon das Engpassmanagement.

Regelenergie als frequenzgebundene Dienstleistung ist, wie nach der Vorgängerrichtlinie EltRL 2009 auch, nach einem transparenten, nichtdiskriminierenden Verfahren zu beschaffen, das alle Marktteilnehmer (nun auch explizit Speicher) berücksichtigt (Art. 40 Abs. 4 EltRL 2019). Ein Novum stellt in diesem Zusammenhang folgender Zusatz dar: Technische Anforderungen sollen kooperativ zwischen Übertragungsnetzbetreibern, der Regulierungsbehörde und den Markteilnehmern entstehen. Auf diese Weise wird ein partizipativer Entstehungsprozess bei den Präqualifikationsbedingungen forciert.

Ferner stellt die EltVO 2019 die Forderung auf, alle Regelleistungsprodukte getrennt zu beschaffen, es sei denn, die zuständige Regulierungsbehörde genehmigt hiervon eine Ausnahme (Art. 6 Abs. 9 EltVO 2019). Folglich müssten, ohne entsprechende Ausnahmegenehmigung, zukünftig die Netzbetreiber alle Regelleistungsarten, so auch die Primärregelleistung, getrennt ausschreiben.

Für das Beschaffungsverfahren von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, also Dienstleistungen, die in einem konkreten Netzbereich oder -knoten zur Verfügung stehen müssen, legt das EU-Recht erstmalig umfassende Vorgaben fest. Die EltRL 2019 fordert die Übertragungsnetzbetreiber auf, nicht-frequenzgebundene Dienstleistungen ebenfalls nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktbasierten Verfahren zu beschaffen, die alle Marktteilnehmer berücksichtigen, explizit auch Energiespeicher (Art. 40 Abs. 5 EltRL 2019). Dies gilt nicht, wenn die zuständige Regulierungsbehörde den Beschaffungsfall als nicht wirtschaftlich effizient definiert. Ferner hält die Richtlinie die Übertragungsnetzbetreiber dazu

an, auf der Ebene der Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte festzulegen (Art. 40 Abs. 6 EltRL).

Unabhängig von Ausnahmetatbeständen unterliegen alle Produkte und Beschaffungsverfahren bei nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden (Art. 59 Abs. 1 lit. d EltRL). In Umsetzung dieser Vorschrift ist im deutschen Recht die Spannungshaltung mit Blindstrom neu zu regeln, und im Falle der Schwarzstartfähigkeit ist auch das Beschaffungsverfahren von der Bundesnetzagentur zu genehmigen. Hierdurch ließen sich auf administrativer Ebene transparente und technologieoffene Beschaffungsregelungen einführen. Folglich verpflichtet das zukünftige EU-Recht dazu, nicht-frequenzgebundene Dienstleistungen auf den Prüfstand zu stellen und ggf. auch neue Dienste, beispielsweise Schwungmassenersatz, einzuführen.

bb) Engpassmanagement

Auf europäischer Ebene enthält das 4. Energiepaket erstmalig Bestimmungen im Bereich des nationalen Engpassmanagements, die insbesondere in der EltVO 2019 geregelt sind. Die EltVO 2019 bündelt dabei sowohl die konventionelle als auch die erneuerbare Engpassbewirtschaftung (Doering et al. 2018, 4 f.). Vor dem Hintergrund eines festgelegten Dispatches (Art. 12 EltVO 2019) müssen Redispatchmaßnahmen transparent und diskriminierungsfrei organisiert sein, eine Auswahl soll anhand marktbasierter Mechanismen vorgenommen werden (Art. 13 EltVO 2019). Von diesem Grundsatz darf nur abgewichen werden, wenn bestimmte Fälle gemäß Art. 13 Abs. 3 EltVO 2019 erfüllt sind. Demgemäß sehen europäische Vorgaben grundsätzlich ein marktbasiertes Verfahren bei Redispatchmaßnahmen ab 400 kW vor. Allerdings bleibt unklar, was unter dem unbestimmten Rechtsbegriff „marktbasierter Mechanismen“ zu verstehen ist (Klausmann 2019, 205). In diesem Zusammenhang enthält die Verordnung auch gewisse Vorgaben zu Abschaltreihenfolgen (Art. 13 Abs. 6 EltVO 2019) und legt für diese nicht marktbasierte Form zwei Ausgleichsalternativen fest (Art. 13 Abs. 7 EltVO 2019).

Es ist unsicher, ob die jüngste deutsche Rechtsentwicklung mit diesen Anforderungen zu vereinbaren ist, denn die Änderungen durch das NABEG 2.0[417] gehen über die Bestimmungen der EltVO 2019 hinaus: Einerseits hält die deutsche Neuregelung mit dem gesetzlichen

[417] Zu dieser Rechtsentwicklung eingehend Teil C Abschnitt 3.2.1 in b.

Redispatch ab 100 kW das geforderte prioritäre Dispatch nicht ein, andererseits bleibt fraglich, ob grundsätzlich das vertragliche Redispatch als marktbasierte Maßnahme anzuerkennen ist.[418]

cc) Kapazitäts- und Reservemechanismen

Die EltVO 2019 regelt auch erstmalig umfassend den Bereich der Kapazitäts- und Reservemechanismen (Art. 21 bis 27 EltVO 2019). Ein Aufbau derartiger Kapazitäten bzw. Reserven darf nur erfolgen, wenn sich auf EU- oder Mitgliedslandebene die Angemessenheit der Ressourcen nachweisen lässt (Art. 23 oder Art. 24 EltVO 2019). Grundsätzlich überwacht und prüft die Kommission diese Mechanismen, und die zuständigen Regulierungsbehörden erteilen die entsprechenden Genehmigungen. Darüber hinaus legt die EltVO 2019 Gestaltungsgrundsätze sowohl für Kapazitätsmechanismen (Art. 22 Abs. 1 und 3) als auch für Reserven (Art. 22 Abs. 2) fest. Für Kapazitätsmechanismen gibt es weitreichende Bestimmungen, die auch Speicher explizit aufführen (Art. 22 Abs. 1 h EltVO 2019). Die Anweisungen für Reserven sind indes eher gering und Speicher werden nicht gesondert aufgeführt. Darüber hinaus besteht Bestandsschutz für Mechanismen, die vor dem Wirksamwerden der Verordnung in Kraft traten (Art. 22 Abs. 5 EltVO 2019). Aus den Vorgaben gehen vermutlich erst mal für den Reservebereich im deutschen Stromsektor keine Änderungen hervor.

dd) Flexibilitätsdienste für Verteilnetzbetreiber

Bedeutsamkeit besitzt insbesondere Art. 32 der EltRL 2019, der die Mitgliedstaaten auffordert, für die Verteilernetze „den erforderlichen Regelungsrahmen“ zu schaffen, damit für Verteilernetzbetreiber Anreize bestehen, Flexibilitätsdienstleistungen einschließlich Engpass-management in ihrem Versorgungsbereich gemäß transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren zu beschaffen, wenn sich hierdurch der Betrieb und der Ausbau effizienter gestaltet. Dabei sollen explizit auch Leistungen wie dezentrale Erzeugung, Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch genommen werden (Art. 32 Abs. 2 EltRL 2019).

Ferner müssen die Mitgliedstaaten von den Verteilnetzbetreibern im Elektrizitäts-, Fernwärme- und Kältebereich eines Netzgebiets verlangen, dass sie mindestens „alle vier Jahre eine Bewertung des Potentials der Fernwärme- und -kältesysteme für die Erbringung von Bilanzierungs- und anderen Systemdiensten vornehmen, darunter Nachfragesteuerung und Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen, und dass sie prüfen, ob die

[418] Ausführliche Betrachtung Klausmann (2019, 201-206) und Kahles et al. (2017, 29–40).

Nutzung des ermittelten Potentials gegenüber alternativen Lösungen ressourcenschonender und kostengünstiger wäre“ (Art. 24 Abs. 8 EE-RL 2019).

Unabhängig von der Bewertung und einem zu etablierenden Regelungsrahmen müssen die Verteilnetzbetreiber die Beschaffung von Produkten und Leistungen, die für den Netzbetrieb erforderlich sind, objektiv, transparent und diskriminierungsfrei ausgestalten (Art. 31 Abs. 6 EltRL 2019). Bei der Beschaffung müssen sie sicherstellen, dass sie alle Marktteilnehmer berücksichtigen, hierunter explizit auch Speicher (Art. 31 Abs. 8 EltRL 2019).

Aus diesen beiden Bestimmungen leitet sich ab, dass gerade auf Verteilnetzebene nicht nur Effizienz beim Netzbetrieb eine Rolle spielen soll, sondern auch ökologische Aspekte zu beachten sind und Verteilnetzbetreiber eine aktivere Rolle beim Systemmanagement über einen entsprechenden Regelungsrahmen einnehmen sollen, der auf Flexibilitätsdienstleistungen aufbaut. Das deutsche Recht kennt bisher keine dieser Anforderungen. Bei entsprechender Umsetzung ergäbe sich eine völlig neue Netzbewirtschaftung in den deutschen Verteil- und Übertragungsnetzen. Allerdings könnte sowohl der Gesetzgeber beim entsprechenden Regelungsrahmen als auch die Regulierungsbehörde bei den Dienstleistungen unter der Ausnahmeregelung von begründeten wirtschaftlichen Ineffizienzen, bei schwerwiegenden Marktverzerrungen oder bei hierdurch hervorgerufenen stärkeren Engpässen (Art. 32 Abs. 1. EltRL 2019) eine derartige Rechtsentwicklung infrage stellen.

ee) Netzausbau

Das 4. Energiepaket enthält zwei zentrale Anforderungen zur Flexibilisierung des Netzausbaus. Zum einen fordert Art. 18 EltVO 2019, Flexibilität bei der Netzentgelterhöhung zu berücksichtigen, indem Tarifmethoden sowohl die Fixkosten der Netzbetreiber widerspiegeln sollen und Anreize für Effizienz zu setzen haben als auch Innovationen, u. a. für Flexibilitätsdienste, ermöglichen müssen. Mit diesen unionsrechtlichen Anforderungen ist eine Anreizangleichung zwischen dem CAPEX- und dem OPEX-Modell bei der Anreizregulierung möglich bzw. geboten.

Darüber hinaus verpflichtet die EltRL 2019 nicht mehr nur die Übertragungsnetzbetreiber (Art. 51 EltRL 2019), alle zwei Jahre einen fortzuschreibenden Netzentwicklungsplan zu erstellen, sondern auch die Verteilnetzbetreiber sind aufgefordert, eine entsprechende Planung einzuführen (Art. 32 Abs. 3 EltRL 2019). Außerdem fordern beide Artikel sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetzbetreiber auf, alle Potentiale (einschließlich Stromspeicher) bei ihrer Netzplanung zu berücksichtigen. Auf Verteilnetzebene soll der Plan ausweisen, wenn

Alternativen zum Netzausbau genutzt werden können (Art. 32 Abs. 3 EltRL 2019). Den Planungsprozess überwacht die zuständige Regulierungsbehörde (Art. 59 Abs. 1 lit. l EltRL 2019). Damit ermöglichen diese Regelungen, auch neue Technologien bzw. Verfahren beim Netzausbau zu berücksichtigen.

d) Nutzungsbedingungen im Markt

aa) Last- und Energiemanagement

Unabhängig von der Akteursgruppe sieht die EltRL 2019 vor, dass Stromkunden, die mit einem intelligenten Zähler ausgestattet sind, einen dynamischen Tarif vom Lieferanten verlangen können und dieser den Kunden umfassend über Chancen und Risiken von dynamischen Tarifen und intelligenten Messgeräten zu beraten hat (Art. 11 Abs. 2 EltRL 2019). Folglich steht es dem Stromlieferanten weiterhin offen, Tarife frei zu gestalten. Für einen größeren Effekt hätte der EU-Gesetzgeber bei dynamischen Tarifen abstrakte Wirkungsweisen formulieren können und müssen.

Neben tariflichen Vorgaben und Bestimmungen zu Strompreisbestandteilen normiert die EltRL 2019 erstmalig auf europäischer Ebene intelligente Messsysteme. Gemäß Art. 2 Nr. 23 EltRL 2019 ist ein intelligentes Messsystem eines, „das mehr Informationen liefert als ein herkömmlicher Zähler sowie mittels elektronischer Kommunikation Daten zu Informations-, Kontroll- und Steuerungszwecken übertragen und empfangen kann“. Aus der Definition ergibt sich, dass Messgeräte zugleich Empfänger und Sender von Verbrauchsdaten sind und hierüber Kontroll- und Steuerungsfunktionen möglich sein sollen. In diese Richtung gehende Anforderungen an ein intelligentes Messsystem setzt in Deutschland bereits das MsbG. Allerdings legt die Richtlinie für den Bereich des „Smart-Meter-Rollout“ weitere Anforderungen fest (Art. 19 EltRL 2019). Demnach sollen Mitgliedstaaten zwar grundsätzlich den Einsatz von intelligenten Zählern sicherstellen. Sie können sich aber aufgrund von Kosten-Nutzen-Erwägungen auch gegen einen flächendeckenden Einsatz von Smart-Metern entscheiden. Darüber hinaus haben sich Letztverbraucher an den Kosten zu beteiligen und sind berechtigt, im Falle eines nicht vorhandenen Rollouts eigene Smart-Meter zu installieren. Die neuen Regelungen markieren in ihren Grundzügen keine Abkehr zu den vorangegangenen EU-Normierungen. Mitgliedstaaten müssen sich mit dem Thema Smart-Meter befassen, sind aber nicht grundsätzlich zur Einführung verpflichtet. Neu ist der Ansatz, dass Endkunden im Zweifel einen Zähler selbst installieren dürfen, was sie damit auch grundsätzlich befähigt, dynamische Tarife zu verlangen (Art. 11 Abs. 2 EltRL 2019).

Von den Bilanzierungsanforderungen der Richtlinie gehen die umfassendsten Änderungen aus. Die Messung soll den tatsächlichen Verbrauch abbilden sowie für Letztverbraucher zugänglich sein (Art. 20a RL EltRL 2019) und selbsterzeugten Strom berücksichtigen (Art. 20d EltRL 2019). Den Letztverbrauchern ist ein kostenloser Zugang zu den Daten zu ermöglichen und sie sollen selbst darüber entscheiden, wem sie die Daten zur Verfügung stellen (Art. 23 Abs. 1 und 4 EltRL 2019). Darüber hinaus ist das Unternehmen, das die Daten verwaltet, bei Zustimmung des Verbrauchers dazu angehalten, anderen Akteuren einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Daten einzuräumen (Art. 34 RL EltRL 2019). Interessant ist auch die Anforderung, dass Eigenverbräuche bei der Messung zu berücksichtigen sind. Hier hätte der Gesetzesgeber in Anbetracht einer notwendigen systemischen Flexibilisierung eine umfassendere Messanforderung formulieren können, die u. a. Zwischenspeicherung und Systemdienstleistungen berücksichtigt.

bb) EE-Erzeugungsmanagement[419]

Ein weiteres Novum im 4. Energiepaket ist, dass dort erstmalig konkrete Vorgaben für die Ausgestaltung von nationalen Regelungssystemen für die Förderung der Stromerzeugung aus EE aufgestellt werden („Förderregeln", Art. 4 EE-RL 2018). Grundsätzlich sind danach nur noch Fördersysteme auf Basis von Ausschreibungen und/oder Marktprämien zulässig. Ausnahmen gelten nur für Kleinprojekte sowie Demonstrationsvorhaben. Angesichts dieser Bestimmungen ergibt sich kein grundsätzlicher Änderungsbedarf für die heutigen im EEG 2017 vorhandenen Fördermechanismen, denn diese wurden bereits vor einigen Jahren auf Ausschreibungen und Marktprämienregelungen umgestellt. Eine Rückkehr zu Systemen der Festvergütung schließen die Vorgaben aber damit aus.

Im Hinblick auf die Frage, ob die Kommission eine feste oder eine gleitende Prämie favorisiert, schafft die Richtlinie hinreichend Klarheit, indem sie beide Möglichkeiten ausdrücklich vorsieht (Art. 4 Abs. 3 EE-RL 2018). Ferner dürften für die Ausgestaltung von Fördersystemen zukünftig folgende Vorgaben ausschlaggebend sein: Förderregeln sollen Wettbewerbsverzerrung vermeiden, Systemintegrationskosten sowie Netzstabilität berücksichtigen und sie können sich bei Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien beschränken, wenn eine technologieoffene Regelung aus den Gründen in Art. 4 Abs. 5 lit. a bis e EE-RL 2018 zu suboptimalen Ergebnissen führen würde. Diese Vorgaben stellen dabei eine grundsätzliche

[419] Eingehend Pause und Kahles (2019, 13 ff.).

Abkehr der technologieoffenen Prämisse dar und ermöglichen bei Förderungen einen höheren Grad an sowohl technologischer als auch geographischer Differenzierung.

cc) Spotmarkt

Die Handelsorganisation auf den Spotmärkten soll nach Art. 8 EltVO 2019 sicherstellen, dass Energiespeicher an den Märkten teilnehmen können. Auch darf der Mindestproduktumfang nicht mehr als 500 kW betragen und muss mindestens so kurz sein wie das Bilanzkreisabrechnungsintervall. In Kombination mit den Vorgaben zur Bilanzkreisbewirtschaftung (Art. 6, 7, 8 EltVO 2019) ergeben sich weder direkt über die Handelsbedingungen noch indirekt über Vorgaben zur Bilanzführung bzw. -abrechnung größere Anpassungsfolgen für die deutsche Handelsorganisation.

dd) Multi-Nutzen

Im Rahmen des Akteurskonzepts zu „aktiven Kunden" verankerte die EltRL 2019 in Art. 15 Abs. 5 lit. d erstmals die Möglichkeit zum Angebot und zur Erbringung eines Multi-Nutzens. Hierin heißt es, dass aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage befindet, befugt sind, „mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen". Eine weitere Maßgabe zum Multi-Nutzen findet sich der EE-RL 2018. Sowohl Art. 22 Abs. 2 als auch Art. 22 Abs. 6 EE-RL 2018 verweisen darauf, dass auch nach einer Zwischenspeicherung EE-Strom noch als selbiger verkauft werden kann und auch im Fall einer Förderung beim Zugang zum Elektrizitätsmarkt EE-Strom nicht diskriminiert werden darf.

Aus diesen EU-Vorgaben ergibt sich ein Änderungsbedarf bei den bestehenden Ausschließlichkeitsanforderungen im deutschen Energierecht. Bei allen Arten der Förderung nach dem EEG gilt bisher ein eng verstandenes Ausschließlichkeitsprinzip (§ 3 Nr. 1 i. V. m. § 19 Abs. 1 EEG 2017). Danach verliert die EE-Anlage ihre Förderfähigkeit, wenn nicht ausschließlich EE-Strom erzeugt wird – im Falle der Speicherung auch dann, wenn nicht ausschließlich EE-Strom zwischengespeichert wird. Darüber hinaus finden sich weitere Ausschließlichkeitsanforderungen: So gilt eine Vermarktungseinschränkung bei Regelenergie im Rahmen der Einspeisevergütung oder im Falle einer Ausschreibung darf der Strom nicht zur Eigenversorgung genutzt werden.

4.4 Schlussfolgerungen

Der EU-Gesetzgeber verfolgt im Rahmen des 4. Energiepakets einen integrierten Ansatz zur Weiterentwicklung des Elektrizitätsbinnenmarkts, der erstmals auch stark die Nutzungs- und die damit verbundene Akteursperspektive in den Fokus rückt. Die rechtliche Ausgangssituation

für die Speicherung von Strom ändert sich dadurch grundlegend. Aus den Regelungen geht ein umfangreicher und teils komplexer Regelungsbedarf für das nationale Recht hervor, der an diversen Stellen neben den Vorgaben und zu ihrer Konkretisierung auch Gestaltungsspielräume lässt. In diesem Zusammenhang besteht für den deutschen Gesetzgeber die Möglichkeit, rechtliche Hindernisse über die Vorgaben des 4. Energiepakets hinaus abzubauen oder darüber hinausgehende Anreize zu setzen. Hierdurch bestünde die Chance, weitere Innovationen durch Rechtsetzung auszulösen und damit die Transformation des Stromsektors zu beschleunigen. Daher kontrastieren die Schlussfolgerungen die auf dieser Analyse beruhenden Änderungsbedarfe (Abschnitt 4.2) mit den Vorgaben des 4. Energiepakets (Abschnitt 4.3).

Für den Rahmen des Betriebs von Speicheranlagen enthält das 4. Energiepaket insbesondere Neuerungen bei der Definition von Speicherung. Damit ließe sich, wie auch bei den Schlussfolgerungen dieser Arbeit gefordert, eine eigenständige Rolle von Stromspeichern im deutschen Energierecht verankern. Ein ausdrückliches generelles Verbot der Doppelbelastung mit Abgaben und Entgelten sieht das 4. Energiepaket indes nicht vor. Vielmehr enthalten die EltRL 2019 und die EE-RL 2019 konkrete Vorgaben dazu nur bei aktiven Kunden und beim EE-Eigenverbrauch. Darüber hinaus gibt die EltVO vor, dass Netzentgelte den Speicherbetreiber weder bevorteilen noch zu benachteiligen dürfen. Bei einem engen Verständnis der Vorgaben könnte dies zu weiteren komplexen Regel-Ausnahme-Verhältnissen führen. Um das zu vermeiden, wäre die einfachste Lösung, die Stromspeicherung im EnWG nach dem Vorbild der EU-rechtlichen Vorschriften eigenständig über ihre Systemfunktion als Erbringer von Marktleistungen zu definieren. In der Folge wäre die Stromeinspeicherung nicht mehr mit Letztverbrauchern gleichgestellt und viele Fragen der Abgaben- und Entgeltbelastung würden sich über die eigenständige Legaldefinition erübrigen.

Für Nutzungsbedingungen im Netz schafft das 4. Energiepaket (insbesondere EltRL 2019 und EltVO 2019) an vielen Stellen Klarheit darüber, ob, wie und wann Netzbetreiber auf Speicher zurückgreifen können. Darüber hinaus setzt es eine Reihe von Impulsen, um Dienstleistungen neu zu gestalten und Verantwortlichkeiten zwischen den Netzbetreibern eindeutig festzulegen oder neu zu definieren (explizit für den Verteilnetzbereich werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, einen „erforderlichen Regelungsrahmen“ zu schaffen, Art. 32 EltRL 2019). Diese Flexibilisierungsanforderungen umfassen dabei auch den Netzausbau.

Auf diese Weise leiten die EU-Vorgaben einen Paradigmenwechsel ein – von einer zentralen Versorgung mit Integration über Netze und einer starken Stellung der Übertragungsnetzbetreiber hin zu einer eher dezentralen Versorgung mit unterschiedlichen

Flexibilitätsformen unter der Beteiligung aller Netzbetreiber. Dies impliziert auch eine Umverteilung von Verantwortungen und damit einhergehenden Einflussverlusten für den Netzbetrieb (u. a.) bei den etablierten Übertragungsnetzbetreibern. Allerdings halten die Vorgaben auch diverse „Hintertüren" offen, um die geforderten Veränderungen zu verlangsamen oder abzuschwächen, z. B. bei der vollständigen integrierten Netzkomponente (Art. 2 Nr. 51 EltRL 2019)[420], bei der Nichtwirtschaftlichkeitsprüfung[421] der Regulierungsbehörde bei Dienstleistungen sowohl auf der Verteil- (Art. 32 Abs. 1 EltRL 2019) als auch auf Übertragungsnetzebene (Art. 40 Abs. 5 EltRL), außerdem beim Begriff der marktgestützten Beschaffung[422], u. a. im Bereich der Engpassbewirtschaftung (Art. 13 Abs. 2 EltVO 2019).

Von der Auslegung und Konkretisierung im nationalen Umsetzungsprozess hängt maßgebend ab, ob überhaupt beispielsweise einzelne Dienstleistungen auf Übertragungsnetzebene in eine marktliche Beschaffung überführt werden – und falls ja, wie die Beschaffung (via Ausschreibungen, bilateralen Verträgen oder nach gesetzlichen Kompensationsansprüchen) auszugestalten ist. Vergleichbares gilt für die Flexibilisierung der Verteilnetze. Je nach Auslegung der EU-Vorschriften kann sich eine kleinere oder größere Hürde für eine dynamische Weiterentwicklung der Netzbewirtschaftung ergeben. Statt die Maßgaben des nationalen Rechts – gerade was die wirtschaftliche Effizienz und marktliche Beschaffung betrifft – an alten Strukturen auszurichten, könnte der deutsche Gesetzgeber hierüber hinausgehen und konsequent sowohl Innovationspotentiale durch Technologieoffenheit als auch ökologische Effizienz mitbewerten. In diesem Zusammenhang wäre auch, wie in der EltVO 2019 oder EltRL 2019 gefordert, die Anreizregulierung anzupassen, um die CAPEX-Kosten den OPEX-Kosten gleichzustellen. Auf dieser Grundlage wäre über das 4. Energiepaket die hinausgehende Frage zu beantworten, wie Netzbewirtschaftungen bei hoher bis vollständiger Stromerzeugung aus EE sich zukünftig gestalten und welche Flexibilitätsdienste und welcher Netzausbau hierfür erforderlich werden.

[420] Bei der vollständig integrierten Netzkomponente gibt es keine Konkretisierung, die besagt, in welchem Rahmen diese zu den nicht-frequenzgebundenen Dienstleistungen steht. Insofern bleibt unklar, wie sich beispielsweise die vollständig integrierte Netzkomponente von den netztechnischen Betriebsmitteln unterscheidet.

[421] Nicht näher definiert ist, welche Kriterien eine wirtschaftliche Effizienz umfassen. Darüber hinaus erscheint der begrenzte Fokus auf wirtschaftliche Effizienz kreditwürdig. Grundsätzlich wäre es sinnvoll und auch geboten, weitere Maßstäbe wie ökologische Effizienz oder Innovationspotential bei den Bewertungen heranzuziehen.

[422] Auch dieser Begriff ist nicht näher definiert und fordert daher eine argumentative Auslegung, in der anstelle eines Dienstleistungsmarktes auch bilaterale Verträge als marktgestütztes Verfahren gelten können.

Die derzeitigen Rahmenbedingungen für marktliche Flexibilität im deutschen Stromsektor bieten wenig oder gar keinen Wert für Flexibilität. Das liegt zum einen am Marktdesign, das in erster Linie auf dem Verkauf von Energie und nicht von Leistung beruht, zum anderen an der Beschränkung von entsprechendem Akteurshandeln. Gerade auf diesen zweiten Aspekt, Bedingungen für das Handeln von Akteursgruppen zu verbessern, legt das 4. Energiepaket einen zentralen Schwerpunkt. Hieraus ergibt sich ein vielschichtiger Änderungsbedarf für das deutsche Energierecht. Angesichts unionsrechtlicher Anforderungen zum Einspeisevorrang, zur Eigenversorgung, zur Schaffung neuer Akteurskreise, zum Recht auf Multi-Nutzen und zu den Fördergrundsätzen ergäben sich Gestaltungsmöglichkeiten. So könnte die EEG-Vergütung für Kleinanlagen (< 400 kW) an eine Spitzenkappung von 50 % gebunden werden. Für Anlagen über 400 kW ließe sich über eine entsprechend ausgestaltete Flexibilitätsprämie oder über entsprechende Ausschreibungsbedingungen eine bedarfsorientierte Einspeisung für Hybridprojekte anreizen. Unabhängig von der Erzeugungsgröße sollte das Ausschließlichkeitsprinzip des EEG, das eine Förderung nur bei reinen EE-Speichern vorsieht, im Hinblick auf Speicher abgeschafft werden. Denn dieses verhindert grundsätzlich die Ausschöpfung des technologischen Potentials für einen Multi-Nutzen und wirkt angesichts zur Verfügung stehender intelligenter Messtechnik als eine überzogene Anforderung.

Darüber hinaus ist es – neben den sich aus dem 4. Energiepaket ergebenden Änderungsbedarfen zu dynamischen Endverbraucherpreisen, Bilanzierung und Messsystemen – von zentraler Bedeutung, das System von Umlagen, Abgaben und Steuern grundlegend umzubauen[423], um es an fluktuierende EE-Erzeugung und neue Akteurskreise wie u. a. den EE-Eigenverbrauch und die Speicheroptionen anzupassen.

Neben diesem konkreten Bedarf an energiepolitischem Steuerungshandeln ist es für eine konsistente und planbare Weiterentwicklung unabdingbar, eine mittel- bis langfristige Flexibilitätsstrategie zu entwickeln. Hierfür ergeben sich nutzbare Ansatzpunkte aus dem 4. Energiepaket sowie aus der Governance-Verordnung der EU[424]. Allerdings sollte eine nationale Strategie hierüber hinausgehen: Unter der Prämisse einer konsequenten Dekarbonisierung sollten Synergieeffekte der Flexibilitätsressourcen in und über die Sektoren hinweg ausgelotet werden. Hieraus wären konkrete mittel- bis langfristige politische Handlungsweisen abzuleiten. Denn alleinig über den Markt (bisherige Strategie), so zeigt es u. a.

[423] Hierzu Teil C Abschnitte 1.3.4, 3.2.2 unter a und 4.2.2 unter b.
[424] Hierzu Teil C Abschnitt 1.1.2 und 1.1.3.

diese Studie, lassen sich bei gleichbleibender Versorgungsregulatorik keine hinreichenden Flexibilitätsoptionen etablieren, zu denen als eine wichtige Option auch die Speicherung zählt.

In der Gegenüberstellung der Anforderungen des 4. Energiepakets und jenen auf dieser Analyse beruhenden Änderungsbedarfe zeigt sich, dass die EU-Vorgaben eine Reihe von Hindernissen adressieren und damit einen klaren Umgestaltungsauftrag in Richtung der deutschen Regulatorik setzen. Gerade über die neuen Akteursformen und eine stärkere Stellung von Verteilnetzbetreibern sollen sich Nutzungsstrukturen in Deutschland wandeln und mehr Flexibilität ermöglichen. Gleichwohl bleibt es gerade im marktdienlichen Bereich der nationalen Gesetzgebung überlassen, weitere entscheidende Impulse für Flexibilität und damit für den Einsatz neuer Technologien über die Dynamisierung von Stromnebenentgelten und eine entsprechende Ausgestaltung von EEG-Vergütungssystemen zu setzen. Darüber hinaus könnten national viel umfänglichere Flexibilitätsstrategien angestrebt werden, die alle Optionen integrieren und hierüber mittel- bis langfristige Handlungsweisen ableiten.

Teil D: Ergebnisse und Folgerungen

Dieser abschließende Teil fasst die vorliegende Forschungsarbeit zusammen. Zunächst werden im ersten Abschnitt Hintergrund und Ziele dieser Untersuchung nochmals knapp skizziert. Im zweiten Abschnitt folgt eine Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse dieser Arbeit. Der dritte und letzte Abschnitt zeigt schließlich in komprimierter Form den Beitrag zur Forschung auf und geht auf den weiteren Forschungsbedarf ein.

1. Hintergrund und Ziele

Für eine weitestgehend treibhausgasfreie Wirtschaft ist es unerlässlich, die Stromerzeugung in Richtung einer Vollversorgung mit EE umzubauen. Diese Umgestaltung der Erzeugung beruht weltweit, in der EU und auch in Deutschland, zu einem großen Teil auf fluktuierenden Energiequellen wie Solar- und Windkraft. Aufgrund der Abhängigkeit der Erzeugung vom Dargebot an Sonne und Wind und der tendenziellen Dezentralität erhöht sich im Zuge eines voranschreitenden Ausbaus der Bedarf an Flexibilität.

Speicher im Allgemeinen und Batteriespeicher im Besonderen gelten aufgrund ihres bidirektionalen Elektrizitätsumwandlungsprozesses, ihrer schnellen Reaktionszeit und ihrer skalierbaren Energie- und Leistungskennwerte als eine essenzielle Säule für den Ausbau fluktuierender EE. Demzufolge wächst zunehmend das Bewusstsein für das vielfältige Anwendungspotential von Batteriespeichern: Sie können in sehr unterschiedlicher Weise und für viele verschiedene Akteure entlang der elektrischen Wertschöpfungskette Flexibilitätsdienste bereitstellen und daher vielfältige Anwendungsfelder bedienen. Diese Vielfach-Anwendungsfelder schaffen Freiheitsgrade bei der Etablierung der Technologie im Stromsektor. Einerseits eröffnet dies Betreibern die Chance, Batteriespeicher in unterschiedlichen Anwendungsumgebungen einzusetzen und hierüber eine Durchdringung der Technologie zu realisieren. Andererseits besteht für den Gesetz- und Verordnungsgeber die Möglichkeit, in diversen Anwendungsumgebungen die Rahmenbedingungen anzupassen, um Wettbewerbs- und Nutzungsbedingungen der Technologie zu verbessern und einen höheren Verbreitungsgrad zu erreichen. Für beide Einflussbereiche, sowohl den technologischen Wandel als auch den Wandel der Rahmenbedingungen (Instrumenten-Mix), gibt es eine Vielzahl an theoretischen und empirischen Untersuchungen. Nicht bekannt sind der Forschungsarbeit Analysen, die beide Perspektiven über die Nutzungsumgebungen verknüpfen und über Feedbackschleifen und Interaktionen einerseits theoretische und andererseits empirische Gestaltungsempfehlungen ableiten.

Diese Untersuchung hat daher das Ziel verfolgt, die beiden Wandlungsperspektiven zu konzeptualisieren und anhand dieses Konzepts Entwicklungshemmnisse für eine weitere Technologiedurchdringung zu identifizieren und hierüber Handlungsspielräume auszuloten. Entsprechend diesen beiden übergeordneten Zielen hat diese Dissertation folgende Forschungsfragen bearbeitet:

1. Welche technologische Reife und welches Anwendungspotential besitzen Batteriespeicher zur Flexibilisierung eines Stromsektors mit hohen EE-Anteilen?
2. Wie lassen sich Wechselwirkungen zwischen der Entwicklung von energiepolitischem Steuerungshandeln und der Technologieentwicklung konzeptualisieren?
3. Wie und in welcher Form konsolidieren sich stationäre Batteriespeicher im Stromsektor und welche Entwicklungs- und Veränderungsdynamiken löst der Einsatz der Technologie dort aus?
4. Wie wirkt sich die Entwicklung von energiepolitischem Steuerungshandeln auf den Einbindungsprozess von Batteriespeichern aus?
5. Welche Wechselwirkungen ergeben sich durch die beiden Einflussebenen?
6. Welche politischen Gestaltungsempfehlungen lassen sich aus diesen Erkenntnissen ableiten, um das Speicherpotential zur Flexibilisierung besser nutzen zu können?

2. Zentrale Ergebnisse

Die Zusammenfassung der Ergebnisse gliedert sich nach den im vorherigen Abschnitt aufgeführten sechs Forschungsfragen.

Teil B dieser Arbeit befasst sich mit den beiden grundlegenden Forschungsfragen 1. und 2., also dem Untersuchungsgegenstand selbst und der Konzeptualisierung der Falluntersuchung.

Der Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit umfasst die Entwicklung von stationären Batteriespeicheranwendungen im Stromsektor. Insofern ist es als Vorüberlegung bedeutsam, für Batteriespeicher zunächst das Anwendungspotential im Flexibilisierungskontext zu betrachten und die technologische Reife zu erfassen. Die Ergebnisse zeigen, dass Batteriespeicher in zwölf potentiellen Anwendungsfeldern im Stromsektor system-, netz- und marktdienliche Flexibilisierungsaufgaben übernehmen können und sich auch die Anwendungsfelder mitunter kombinieren lassen. Darüber hinaus hat sich über eine fortschreitende Kostendegression die Marktreife der unterschiedlichen Batteriespeichertechnologien verbessert. Daher stehen stationäre Batteriespeicher zunehmend dem Stromsektor als Multi-Anwendungstechnologie zur Verfügung. Aufgrund von weiteren prognostizierten

Kostendegressionen und verbunden mit der Tatsache, dass stationäre Batteriespeicher eine Investition mit hoher Kapitalbindung sowie einer längeren technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer darstellen, sind verlässliche Einsatzbindungen für eine Verbreitung allerdings unerlässlich.

Basierend auf einer ausführlichen Betrachtung existenter Forschungsansätze, vor allem im Bereich der Politik- und Innovationsanalyse, den hieraus resultierenden Annahmen und dem forschungsleitenden Erkenntnisinteresse setzt sich die entwickelte Forschungsheuristik zur Konzeptualisierung des Forschungsinteresses (Forschungsfrage 2.) aus drei Hauptuntersuchungsteilen und einer übergreifenden Prozessbetrachtung zusammen. Der erste Untersuchungsteil befasst sich mit den Ausgangsbedingungen – also den potentiell erklärenden Variablen, die in dieser Studie strategische, rechtliche und institutionelle, technische und wirtschaftliche sowie kognitive und situative Bedingungen umfassen. Als abhängige Variable ist die dynamische Entwicklung der Batteriespeicheranwendungen im Stromsektor konzeptualisiert. Mögliche Einflussebenen (unabhängige Variablen) sind der Instrumenten-Mix (Top-down-Analyse) und die Technologieentwicklung selbst (Bottom-up-Analyse). Diese beiden Analysen (Top-down und Bottom-up) bilden die Untersuchungsteile 2 und 3 in Teil C der Untersuchung. Das Konzept differenziert diese beiden Einflussebenen weiter aus und gibt ihnen, abgeleitet aus theoretisch-konzeptionellen Bezügen, Forschungsannahmen an die Hand. Damit fundieren die Annahmen das forschungsleitende Erkenntnisinteresse theoretisch und machen die Wechselwirkungen beschreibbar.

Die Bottom-up-Analyse besteht aus einer quantitativen Auswertung, die nach zentralen und dezentralen Batteriespeichern differenziert sowie diese um einzelne Fallbeschreibungen ergänzt. Dieses Vorgehen erlaubt es, die theoretischen Annahmen zu diskutieren, ob sich im Ergebnis die Technologieentwicklung in Form von „fit-and-conform“ oder als „stretch-and-transform“ vollzogen und damit in der Wirkung den Instrumenten-Mix radikal oder inkrementell geändert hat.

Um den Instrumenten-Mix differenziert zu erfassen, was sich einerseits aus dem Untersuchungsgegenstand selbst ableitet und andererseits aus den theoretisch-analytischen Bezügen hervorgeht, gliedert sich die Top-down-Analyse in drei Teile:

1. Rahmen für das Betreiben von Speicheranlagen,
2. Rahmen für die Nutzung von Speicherstrom und
3. Förderrahmen.

Mit der differenzierten Betrachtung lassen sich die theoretischen Annahmen reflektieren, ob im Ergebnis der Instrumenten-Mix darauf ausgerichtet ist, die Wettbewerbs- und Nutzungsbedingungen für Batteriespeicher zu verbessern, und damit in der Wirkung eine langfristige und konsistente Orientierung aufweist.

Teil C dieser Forschungsarbeit wendet das zuvor entwickelte Konzept aus Teil B auf den Fall der Anwendbarkeitsanalyse von Batteriespeichern im deutschen Stromsektor an. Damit befasst sich dieser Teil mit den Forschungsfragen 3. bis 6. Für eine komprimierte Darstellungsweise fassen die folgenden Abschnitte die zentralen Ergebnisse anhand von vier thematischen Rubriken zusammen.

Entwicklung der Batteriespeichertechnologie

Die Ergebnisse der Bottom-up-Analyse zeigen eine dynamische Technologieentwicklung in zwei begrenzten Nutzungsnischen durch zwei zentrale Akteursgruppen auf, die sich den dortigen Rahmenbedingungen anpassten, anstatt diese grundlegend zu reformieren. Indes deuten neuere Entwicklungen über die Erschließung neuer Nutzungsmöglichkeiten und einer zunehmenden Technologieverfügbarkeit darauf hin, dass sich hierdurch die Rahmenbedingungen möglicherweise in der Zukunft grundlegend wandeln könnten. Diese zusammenfassende Schlussfolgerung lässt sich an folgenden zentralen Erkenntnissen der Bottom-up-Untersuchung festmachen:

Vor 2013 existierten vereinzelt sowohl zentrale als auch dezentrale Speicherprojekte. Allerdings belief sich in Deutschland der gesamte Leistungs- und Kapazitätsumfang auf nur knapp 20 MW und etwa 27,6 MWh mit acht Großspeicherprojekten und etwas mehr als 1.000 dezentralen Batteriespeichern. Im Jahr 2019 betrug die gesamtinstallierte Leistung und Kapazität rund 700 MW und 1.000 MWh mit 71 Groß- und fast 55.000 Kleinspeicherprojekten. Folglich fand zwischen 2013 und 2019 eine äußerst dynamische Entwicklung von Batteriespeichern im deutschen Stromsektor statt.

Diese dynamische Einbindung der Technologie fand über jeweils eine Einzelnutzung oder aus transformatorischer Perspektive über jeweils eine Nische statt. Bei Großspeichern vollzog sich der Einbindungsprozess über das Anwendungsfeld der Systemflexibilisierung im Rahmen der Primärregelleistungserbringung. Hingegen diffundierten dezentrale Batteriespeicher bei der EE-Eigenverbrauchsoptimierung. An dieser Entwicklung waren maßgeblich zwei Akteursgruppen beteiligt: einerseits im zentralen Bereich die Energieversorgungsunternehmen und andererseits bei dezentralen Projekten Privatpersonen. Neben der Dominanz der Lithium-Ionen-Technologie, sowohl im zentralen als auch im dezentralen Bereich, sind gerade

Systemkonfigurationen bei der EE-Eigenverbrauchsoptimierung bisher auf sehr kleine Anlagen begrenzt. All diese genannten Punkte weisen auf starke regulatorische Effekte hin, die bisher die Technologieentwicklung bestimmten und diese auf ein Einsatzfeld oder teilweise sogar Anlagengrößen sowie Personenkreise begrenzten.

Auf eine mögliche Änderung der Rahmenbedingungen durch die Technologieentwicklung selbst deuten insbesondere zwei sich auftuende Trends hin: Seit 2016 zeigt sich eine Zunahme an Mischnutzungskonzepten, also dem Einsatz eines Speichers in zwei oder mehreren Einsatzfeldern. Bei diesen Konzepten ergeben sich bisher keine eindeutigen Nutzungsmuster, was ebenfalls auf regulatorische Effekte hindeutet. Gleichwohl ist diese Entwicklung von verschiedenen Handlungsmotiven geprägt: Bei den zentralen Batteriespeichern stellen sich in der dominierenden Einzelnutzung aufgrund der Begrenztheit der Nische (Primärregelmarkt) zunehmend Sättigungen ein. Folglich sehen sich Anlagenbetreiber gezwungen, neue Geschäftsfelder zu erschließen. Hingegen geht es bei den dezentralen Batteriespeichern eher um einen verbesserten Einsatz ungenutzter Kapazitäten und damit aus Investorensicht um eine Optimierung der Rentabilität. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive gilt es, sowohl für den zentralen als auch für den dezentralen Speicherbereich den Aufbau von mehreren ausschließlich auf einen Nutzungszweck ausgerichteten Speichern zu vermeiden. Demgemäß geht es um die Verhinderung doppelter nicht voll ausgelasteter Infrastrukturen.

Darüber hinaus lässt die allmählich anlaufende Dekarbonisierung des Transportsektors erwarten, dass bei einem entsprechenden Ausbau der Elektromobilität sich die Technologie-verfügbarkeit von Batteriespeichern im stationären Bereich sowohl bei zentralen als auch bei dezentralen Batteriespeichern weiter verbessern wird. Folglich gibt es, ausgehend von der Technologieentwicklung selbst, einen starken Impuls, zusätzliche Einsatzfelder zu erschließen und in diesem Zusammenhang Nutzungsbedingungen zu wandeln, um tragfähige Geschäfts-modelle zu entwickeln.

Entwicklung des Instrumenten-Mix

Die zentralen Erkenntnisse der Top-down-Analyse lauten: Die Weiterentwicklung des Instrumenten-Mix schuf für Batteriespeicher in Teilen gleiche Wettbewerbsbedingungen. Gleichwohl existieren nach wie vor Barrieren oder es entstanden sogar neue Barrieren, welche die Technologie hindern, ihr volles Nutzenpotential zu entfalten. Folglich stehen der Tech-nologie nur begrenzte Einsatzfelder offen, weil entweder Anreize fehlen oder diese direkt oder indirekt die Technologie von einem Einsatz ausschließen. Diese übergreifenden Schlussfolgerungen leiten sich aus den drei Analyseteilen (Rahmen für das Betreiben von

Speicheranlagen, Nutzung von Speicherstrom sowie Förderrahmen) ab, die in den nachfolgenden Abschnitten zusammengefasst werden.

Aus der Analyse der Rahmenbedingungen für das *Betreiben von Speicheranlagen*, also der betriebsseitigen Einordnung der Technologie selbst, geht hervor, dass ungleiche Wettbewerbsbedingungen, insbesondere gegenüber Erzeugern als Flexibilitätsdienstleistern, auf einer fehlenden Legaldefinition für Stromspeicher beruhen: Der Stromspeicherbetrieb wird nicht als eine regulatorische Einheit definiert, der als Medium die Stromerzeugung auf einen späteren Verbrauch verschiebt. Vielmehr ordnet das bestehende Rechtsgefüge die speicherspezifische Betriebsweise des Ladens und Entladens bestehenden Akteursgruppen zu, also einerseits dem Erzeuger und andererseits dem Verbraucher. Aus dieser rechtlichen Doppelzuordnung ergeben sich unweigerlich Doppelpflichten und in der Folge auch Inkonsistenzen in der rechtlichen Einordnung und ihrer Auslegung. So bedingt die rechtliche Einordnung, dass Belastungstatbestände (Abgaben, Umlagen und Steuern) bei einer erzeugten Strommenge zweimal anfallen: zuerst beim Einspeichern in den Batteriespeicher und später beim Stromkunden. Die Beseitigung dieser Hemmnisse über diverse Einzelbestimmungen war in den letzten Jahren Gegenstand der deutschen Rechtsentwicklung. Entstanden ist ein komplexes, in sich nicht konsistent wirkendes Regel-Ausnahme-Verhältnis, in dem unter bestimmten Voraussetzungen Teile der Doppelbelastungen für Speicher entfallen oder deutlich niedriger als für sonstige Letztverbraucher liegen.

Weitere unklare Wettbewerbsbedingungen, welche die Speicherung an einer kommerziellen Diffusion als Flexibilitätsoption gerade im netzdienlichen Bereich hindern, betreffen die Entflechtungsthematik. Besonders hemmend wirkt hierbei die bisher unklare Rechtslage, wie oder unter welchen Umständen Netzbetreiber Speicher betreiben dürfen.

Die *Nutzenanalyse von Speicherstrom* zur system-, netz- und marktlichen Flexibilisierung des deutschen Stromsektors zeigt eine äußerst heterogene Entwicklung auf:

Durch unionsrechtliche Impulse auf den Regelleistungsmärkten entstanden bei der Frequenzregelung, also dem *systemdienlichen Nutzen* von Speichern, zunächst begünstigende Bedingungen bei der Beschaffung und später auch beim Zugang zu dieser Dienstleistung. Indes hindern bei der Kapazitätsreserve, einer neueren nationalen Maßnahme im Rahmen der Frequenzregelung, die rechtlichen Beschaffungsbedingungen Speicher daran, am Markt teil-zunehmen. Neben dieser Teilnahmebarriere bleibt ferner unklar, wie mögliche Defizite auszugleichen sind, die sich nach dem Ende der Regelleistungserbringung und bis zur

Verfügbarkeit der Kapazitätsreserve auftun. Allein aus den Ausschreibungsbedingungen ergibt sich ein ungedeckter Zeitraum von elf Stunden.

Bei der *netzdienlichen Nutzung* von Speicherstrom, zu der das Engpassmanagement, die Spannungshaltung, die Kontrahierung schwarzstartfähiger Anlagen und die Verlustenergiebeschaffung zählen, hindern vor allem fehlende oder intransparente Zugangsbedingungen die Ausweitung der gesetzlichen Erbringung (gesetzliches Redispatch) und die Kontrahierungsbedingungen die Technologie an einem entsprechenden Einsatz. Demnach sehen die Maßnahmen zum Netzbetrieb nur sehr begrenzt innovative Erbringungsformen vor und binden in der Folge konventionelle Kraftwerke an dieses Aufgabenfeld. Auch beim Netzausbau liegt der Fokus, bedingt durch ungleiche betriebswirtschaftliche Anreize für netzorientierte Maßnahmen (Drittbetreibermodell) und netzdienliche Betriebsmittel (Netz-Asset), auf der Erweiterung der Netzinfrastruktur. Ausnahmen bestehen bisher nur auf Übertragungsnetzebene, wenn Batteriespeicher im Planungsprozess als Netzbooster eingehen und in der Folge als netzdienliche Betriebsmittel gelten, also der Netzinfrastruktur zugeordnet werden. Daher ist in der Summe der netzdienliche Nutzen von Stromspeichern stark eingeschränkt.

Beim *marktlichen Nutzen* von Speichern zur Flexibilisierung des Strommarktes mangelt es an entsprechenden Anreizen, und teilweise schränken gesetzliche Vorgaben den Akteurskreis deutlich ein. Auf der Endverbraucherseite gehen von den Strompreisen, vornehmlich bedingt durch starre Stromnebenkosten, kaum Signale für ein flexibles Verhalten (Last- und Energiemanagement) bei Gewerbe- und Kleinverbrauchern aus. Auch bei Großverbrauchern zielen bestehende Anreize auf einen hohen, stetigen und häufig starren Verbrauch ab, der nicht das Erzeugungsverhalten von fluktuierenden EE abbildet und kaum benötigte Flexibilität schafft. Andererseits bewirken steigende Stromnebenkosten im Zusammenhang von fallenden EE-Vergütungen, dass sich die Attraktivität, eigenerzeugten EE-Strom selbst zu verbrauchen, immer weiter erhöht hat. Für dieses Einsatzfeld zogen rechtliche Bestimmungen wie die strikte Personenidentität (Selbstbetreiben) sowie eine leistungs- und verbrauchsabhängige EEG-Umlage Hürden ein, die den Nutzen auf Kleinsystemkonfigurationen im Privatpersonenkreis beschränken. Folglich mangelt es auf der Endverbraucherseite an Flexibilitätsanreizen, die auf eine dargebotsabhängige EE-Erzeugung reagieren. Allerdings gehen bisher von den EEG-Vermarktungs- und Vergütungssystemen auch keine hinreichenden Anreize für eine glättende Einspeisestrategie aus. Es bestehen sogar gesetzliche Hemmnisse, einen Speicher über mehrere Nutzungszwecke zu amortisieren, indem eine Förderung von EE-Strom aus dem Speicher nur besteht, wenn der Speicher ausschließlich Strom aus der EE-Anlagenkombination aufnimmt

oder zwischenspeichert (Ausschließlichkeitsforderung für EE-Strom). Folglich fehlt es sowohl beim EE-Erzeuger als auch beim Endverbraucher an Flexibilitätsanreizen. Ob sich über die Bedingungen des Bilanzkreismanagements oder des Stromhandels Anreize zur Glättung ergeben, bleibt durch die sich vielfach überlagernden Effekte, die nicht in Gänze Gegenstand dieser Untersuchung waren, offen.

Der *Förderrahmen* hat an den unzureichenden und eingeschränkten Nutzungsbedingungen nur wenig geändert. Vereinzelt gab es bei zentralen Großspeichern und schwerpunktmäßig bei dezentralen Speichern Anreiz- bzw. Projektförderungen, die darauf ausgerichtet waren, Profitabilitätslücken zu schließen. Anders als bei der EEG-Förderung[425] verfolgten diese Förderprogramme bisher aber keinen integrierenden Ansatz. So blieben nutzen- und betriebsseitige Rahmenbedingungen für Stromspeicher unverändert und stellten sich nicht als begünstigend dar.

Wechselwirkung der beiden Einflussebenen

Aus der vergleichenden Gegenüberstellung der Top-down- und Bottom-up-Analyse geht hervor, dass sich durch die Technologieentwicklung der Instrumenten-Mix nur inkrementell im Bereich des Betriebs von Speicheranlagen, insbesondere bei den staatlich veranlassten oder regulierten Belastungen, über ein komplexes Regel-Ausnahme-Verhältnis gewandelt hat. In der Folge glichen sich die Wettbewerbsbedingungen zwischen Erzeugern und Speicherbetreibern als Flexibilitätsdienstleister an. Indes weisen die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Speicherstrom hohe Inkonsistenzen und eine Kurzfristfokussierung auf bestehende zentrale Versorgungsstrukturen auf. Selbst der Förderrahmen änderte an dieser Gegebenheit wenig, da dieser vornehmlich im Bereich der Projektfinanzierung verhaftet blieb und insbesondere auf die beiden ohnehin vorteilhaften Nutzungsbereiche oder aus transformatorischer Perspektive auf die beiden Nischen abzielte. In der Folge fehlt es aus Investorensicht bei zentralen Speicherprojekten an weiteren Nutzenperspektiven, und im dezentralen Bereich bleiben Kapazitäten, die für weitere Anwendungen einsetzbar wären, ungenutzt. Zwar gibt es bereits eine Reihe von Mischnutzungskonzepten, allerdings ergeben diese bisher keine eindeutigen Anwendungsmuster. Diese Tatsache unterstreicht nochmals den regulatorischen Einfluss bei der nutzerseitigen Verwendung von Speicherstrom und dem Fehlen von entsprechenden Geschäftsgrundlagen. Hieraus folgt, dass eine anwendungsspezifische Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern und insbesondere für die Nutzung von

[425] Bei der EEG-Förderung adressiert der Förderrahmen neben einem technologiespezifischen Anreiz auch Nutzungs- und Betriebsbarrieren.

Speicherstrom für eine weitere Technologieentwicklung bzw. den optimalen Nutzen von vorhandenen Kapazitäten für den deutschen Stromsektor immer mehr an Dringlichkeit gewinnt, während der finanzielle Förderbedarf eine abnehmende Rolle spielt.

Es gibt vielfältige Gründe, warum gerade der Nutzenbereich stark eingeschränkt ist. Aus den Erkenntnissen des ersten Analyseteils (Ausgangsbedingungen) in Verbindung mit den Ergebnissen der Top-down- und Bottom-up-Analyse lassen sich folgende zentrale Ursachen ableiten: Maßgebend für Flexibilitätsdienstleistungen sind als strukturgebendes Gesetz das EnWG und als transformierendes Erzeugungsgesetz das EEG. Beide Rechtsakte veränderten sich im Untersuchungszeitraum durch unionsrechtliche und nationale Vorgaben weiter.

Durch das 2. und 3. EU-Energiepaket und mit den ergänzenden Rechtsakten (Leitlinien und Netzkodizes) entstand ein vielfach komplexeres und in Teilen technologie-, verbraucher- und erzeugeroffeneres (beispielsweise auf den Regelleistungsmärkten) EnWG mit weiteren gesetzlichen und untergesetzlichen Vorgaben. Auf die Ausgestaltung des deutschen EEG wirkten weniger die beiden recht allgemein bleibenden EE-Richtlinien 2003 und 2009 als vielmehr das EU-Beihilferecht im Zusammenhang mit den Beihilfeleitlinien der EU-Kommission (UEBLL) ein. Dieses forcierte eine marktgetriebene EE-Einspeisung. Die Erhöhung der Flexibilitäten entlang der elektrischen Wertschöpfungskette zur Integration von volatilen EE blieb folglich vor allem ein nationales Rechtsthema.

Im nationalen Kontext gab es einen breiten gesellschaftlichen Konsens zum weiteren Ausbau von EE, was sich auch in den Wahl- und Regierungsprogrammen zu den Bundestagswahlen zwischen 2005 und 2017 so abbildete. Allerdings thematisierten die öffentlichen Diskussionen nicht die äußerst komplexe Frage nach mehr Flexibilität. Der Fokus der Wahl- und Regierungsprogramme der an den Regierungen beteiligten Parteien lag in dieser Frage vornehmlich auf Netzausbau und Versorgungssicherheit mit konventionellen Erzeugungsanlagen und weniger auf Flexibilisierung. Dieser Ausrichtung folgend setzt der Instrumenten-Mix bisher weder auf EE-Erzeugungs- oder EE-Eigenverbrauchsseite noch auf Letztverbraucherebene hinreichend Anreize, Versorgungsstrukturen umzubauen, um sie an einem zunehmend auf EE-Erzeugung beruhenden System flexibel auszurichten. Hieraus resultierend wird Flexibilität weniger über den Markt als vielmehr über den Netzbetrieb bereitgestellt. Um dieser Aufgabe zu entsprechen, entwickelten sich Dienstleistungsangebote, beispielsweise im Reservebereich, dynamisch weiter. Allerdings sind diese, außer im Regelleistungsbereich, stark mit den Bereitstellungsbedingungen konventioneller Erzeugungsanlagen verknüpft. Das hat zum einen zur Folge, dass finanzielle Mittel für technologische Innovationen kaum zugänglich sind, zum anderen, dass

hierdurch ein systemischer Lock-in konventioneller Erzeugungsanlagen bedingt wird. Dies hemmt den Strommarkt, selbst für Flexibilitätsoptionen zu sorgen, obwohl dies u. a. als erklärtes strategisches Ziel im Rahmen des Klimaschutzplans 2030 gilt.

Gestaltungsempfehlungen

Die Ergebnisse und Wirkungsweisen der Top-down- und der Bottom-up-Analyse zeigen vielfältige und bedeutende Hindernisse für eine weitere Diffusion von Batteriespeichern auf. Diese liegen insbesondere in der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern und besonders für die Nutzung von Speicherstrom. Damit betreffen die Hindernisse die grundlegende regulatorische Aufgabe, das Versorgungssystem zu flexibilisieren, um es auf weiter steigende Anteile fluktuierender EE-Erzeugung auszurichten. Allerdings sind gerade Nutzungsstrukturen in gewachsenen Versorgungssystemen mit etablierten Denk- und Handlungsmustern verknüpft. Daher blieben die nationalen Ansätze zur Umgestaltung der Versorgungsstruktur bisher trotz sich wandelnder Bedingungen wie insbesondere der Zunahme an fluktuierender und dezentraler EE-Erzeugung nur von inkrementeller Natur. Das 4. EU-Energiepaket liefert demgegenüber möglicherweise entscheidende Impulse und Handlungsaufforderungen, bestehende politische Pfadabhängigkeiten zu durchbrechen und damit den Lock-in der konventionellen Erzeugung gerade im System- und Netzbetrieb aufzulösen.

Tabelle 32 fasst den zentralen Regelungsbedarf des 4. Energiepakets (Eingang in die Auswertung fanden die EE-RL 2018, die EltRL 2019 und die EltVO 2019) für die Stromspeicherthematik zusammen und differenziert diesen entsprechend der bisher angewandten Untersuchungslogik nach betriebs- und nutzerseitigen Aspekten. In verkürzter Form zeigt Tabelle 32 auf, dass aus den Anforderungen der EE-RL 2018, der EltRL 2019 und der EltVO 2019 (4. Energiepaket) ein weitreichender Regelungsbedarf erwächst, der diverse Themenfelder umfasst, Gestaltungsspielräume öffnet und sowohl auf gesetzlicher Ebene, hier überwiegend im EnWG und im EEG, als auch auf Verordnungsebene umzusetzen ist.

Betriebsseitig	
- kohärente Definition von Stromspeichern im nationalen Rechtsrahmen - Abschaffung doppelter Netzentgelte - Schaffung eindeutiger Entflechtungsgrundsätze	
Nutzerseitig	
Im Netz- und Systembetrieb: - Anreizangleichung zwischen netzorientierten Maßnahmen (Drittbetreibermodell) und netzdienlichen Betriebsmitteln (Netz-Assets) - Beschaffung von frequenz- und nicht-frequenz-gebundenen Dienstleistungen nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktbasierten Verfahren - Einführung eines marktbasierten Verfahrens beim Engpassmanagement, das allen Technologien offensteht - Schaffung eines „Regelungsrahmens“ für Verteilnetzbetreiber für einen eigenständigen und flexiblen Netzbetrieb	Im Markt: - Den energiewirtschaftlichen, teils neu einzuführenden Akteursgruppen aktive Kunden, Bürgerenergiegemeinschaften, Aggregatoren, Eigen-versorgung und EE-Gemeinschaften obliegen spezifische Rechte bei der Speichernutzung. Hierfür muss der Gesetzgeber Einzelbestimmungen anpassen oder in anderen Fällen einen entsprechenden Regelungsrahmen schaffen

Tabelle 32: Regelungsgegenstände des 4. Energiepaktes basierend auf der EE-RL 2018, EltRL 2019 und EltVO 2019; Quelle: eigene Darstellung

Das 4. Energiepaket eröffnet dem deutschen Gesetz- und Verordnungsgeber mit seinen Gestaltungsaufträgen und -freiräumen die Möglichkeit, bestehende rechtliche Hindernisse über die Vorgaben des 4. Energiepakets abzubauen und dadurch bedeutende Innovationen in Richtung von mehr Flexibilitäten auszulösen, wodurch insbesondere für einen Multi-Nutzen von Batteriespeichern größere Impulse entstehen können. Dies ist für nationale Entscheidungsträger von besonderer Bedeutung, da sie es als strategisches Ziel erachten, Batteriezellenfertigung mit Hilfe von erheblicher staatlicher Unterstützung anzusiedeln, um die Beherrschung und Anwendung der Technologie in großem Maßstab zu sichern (BMWi 2018, 2). Das BMWi sieht neben der Anschubhilfe eine weitere zentrale staatliche Aufgabe darin, für eine Forcierung elektromobiler Batterien notwendige Rahmenbedingungen zu schaffen (BMWi 2018, 2). Um volks- und betriebswirtschaftliche Potentiale einer sich durch den Ausbau des Elektromobilitätsbereichs ergebenden verbesserten Technologieverfügbarkeit auch für den stationären Bereich voll auszuschöpfen, wäre es dringend geboten, auch die betriebs- und nutzerseitigen Rahmenbedingungen im Strombereich anzupassen. Denn nur über eine Nutzung der Technologie in diversen Anwendungsfeldern über Sektorgrenzen hinweg lassen sich die damit verbundenen Wertschöpfungseffekte in Gänze ausloten bzw. Innovationen im stationären und mobilen Bereich über Anwendungen vor Ort auslösen.

Vor diesem Hintergrund und um die in dieser Arbeit festgestellten Hindernisse für Einsatzfelder im stationären Bereich abzubauen, integrieren die nachfolgend zusammengetragenen sechs übergreifenden Folgerungen zwei Perspektiven: Einerseits zeigen sie Wege für die Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben des 4. EU-Energiepakets auf. Andererseits gehen sie über diese mit weitergehenden, spezifischer auf die Ausschöpfung des Flexibilitätspotentials von Batteriespeichern gerichteten Vorschläge hinaus.

1. Entwicklung einer eigenständigen und dem EU-Recht entlehnten Definition für Stromspeicher als Medium und als eigener Marktakteur für Flexibilitätsdienstleistungen. Demgemäß sollte eine grundsätzliche Abkehr von der bisherigen deutschen Rechtszuordnung erfolgen, welche die Stromspeicherung den Letztverbrauchern zuordnet. Auf diese neue Legaldefinition sollten sich sämtliche Rechtsvorschriften beziehen.

2. Abschaffung sämtlicher bisher auf die Stromspeicherung erhobenen staatlich veranlassten oder regulierten Belastungstatbestände. Dieses Ziel wird mittelbar (automatisch) erreicht, wenn die Stromspeicherung nicht mehr als Letztverbraucher gilt, ist aber unabhängig davon als eigenständige Maßnahme von zentraler Bedeutung. In der Folge wären die Wettbewerbsbedingungen gegenüber sonstigen Erzeugern identisch, da nur der marktliche Anteil am Strompreis zu entrichten wäre.

3. Flexibilitätswende, sowohl beim Netzausbau als auch beim Netz- und Systembetrieb. Hieraus leitet sich einerseits ein vielfältiger und andererseits ein kurz-, mittel- und langfristiger Regelungsbedarf ab. Kurzfristig, entsprechend den EU-Vorgaben des 4. Energiepakets, müsste die Entflechtungsfrage hinreichend eindeutig im deutschen Recht geregelt werden. Gerade bei nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen wäre je nach Einschätzung der Bundesnetzagentur der Beschaffungsprozess neu zu gestalten, das Engpassmanagement in Richtung marktbasierter Beschaffung weiterzuentwickeln und es wären die Anreize zwischen netzorientierten Maßnahmen (Drittbetreibermodell) und netzdienlichen Betriebsmitteln (Netz-Assets) anzugleichen. Bei entsprechender Ausgestaltung ließen sich bereits hierüber innovativere Systemkonfigurationen in den Netz- und Systembetrieb integrieren.

Ein mittel- bis langfristiger Änderungsbedarf ergibt sich aus einem voranschreitenden Systemwandel und der hiermit verbundenen Frage, welche Dienstleistungen hierfür zukünftig notwendig sind. Wesentliche zu klärende Punkte umfassen folgende Fragen: Welche Netz- und Systemherausforderungen entstehen bei welchen EE-Penetrationen? Welche Dienstleistungen sind nötig, um diesen Anforderungen zu begegnen? Wie können die Dienstleistungen durch Netznutzer bereitgestellt werden (Vorhaltung/Erbringung verpflichtend oder freiwillig)? Und wie lassen sich entsprechende Beschaffungs- und Zugangsmodalitäten konzipieren, damit diese Innovationen anreizen und den Bedarf an konventioneller Erzeugung sukzessiv minimieren?

4. Den Endverbrauch flexibilisieren. Neben der Weiterentwicklung dynamischer Endverbrauchspreise, der Einführung von intelligenten Messsystemen und der Abschaffung von standardisierten Lastprofilen ist es von zentraler Bedeutung, das System von Umlagen,

Abgaben und Steuern zu dynamisieren und grundlegend umzubauen, um es an fluktuierende EE-Erzeugung und neue Akteurskreise wie den EE-Eigenverbrauch anzupassen.

5. EE-Erzeugung vergleichmäßigen. Angesichts unionsrechtlicher Anforderungen zum Einspeisevorrang, zur Eigenversorgung, zur Schaffung neuer Akteurskreise, zum Multi-Nutzen und zu erweiterten Fördergrundsätzen ergäben sich z. B. Gestaltungsmöglichkeiten, indem die EEG-Vergütung für Kleinanlagen (< 400 kW) an eine Spitzenkappung von 50 % gebunden wird. Für Anlagen über 400 kW ließe sich über eine entsprechend ausgestaltete Flexibilitätsprämie oder entsprechende Ausschreibungsbedingungen eine bedarfsorientierte Einspeisung über Hybridprojekte anreizen. Unabhängig von der Erzeugungsgröße und europäischen Vorgaben sollte das Ausschließlichkeitsprinzip, das eine EEG-Förderung nur bei reinen EE-Speichern vorsieht, abgeschafft werden. Denn die Anwendung dieses Prinzips verhindert grundsätzlich die Ausschöpfung des technologischen Potentials und wirkt angesichts zur Verfügung stehender intelligenter Messtechnik als eine überzogene Anforderung.

6. Entwicklung einer mittel- und langfristigen Flexibilitätsstrategie. Die Strategie sollte Synergieeffekte der Flexibilitätsressourcen in und über die Sektoren hinweg und unter der Prämisse einer konsequenten Dekarbonisierung der Energiewirtschaft betrachten und bewerten sowie hieraus konkrete mittel- bis langfristige politische Handlungsweisen ableiten. Denn alleinig über den Markt und partiell über eine finanzielle Förderung (wie in der bisherigen Strategie), so zeigt es diese Studie, lassen sich bei gleichbleibender Versorgungsregulatorik keine hinreichenden Flexibilitätsoptionen etablieren, zu denen als eine wichtige Option auch die Speicherung zählt.

3. Beitrag zur Forschung und weiterer Forschungsbedarf

Die vorliegende Arbeit liefert sowohl auf theoretisch-konzeptioneller als auch auf empirischer Ebene einen analytischen Mehrwert. Die empirische Fallstudie verknüpft hierfür zwei Entwicklungsergebnisse miteinander: zum einen das des Instrumenten-Mix, zum anderen das der Technologiediffusion. Um angemessen ihre wechselseitige Wirkungsweise beschreiben zu können, werden die jeweiligen Ergebnisse mit ausgewählten Ausgangsbedingungen kontrastiert, die auf die Politik- und Innovationsforschung Bezug nehmen.

Mit Hilfe dieser Konzeptualisierung lässt sich theoretisch folgender Rückschluss ableiten: Für eine anwendungsgetriebene Technologieentwicklung bedarf es komplementärer Instrumente, die einerseits über gezielte Förderungen Profitabilitätslücken schließen und andererseits sowohl technologiespezifische Einsatzhürden abbauen als auch nutzungsseitige Zugangs- und

Teilnahmehindernisse reduzieren. In diesem Handlungsspektrum besteht insbesondere bei Multi-Anwendungstechnologien das Potential, Förderkosten zu minimieren, indem nur nach Bedarf seriell gefördert wird und schon frühzeitig in weiteren Nutzungsbereichen technologiespezifische Einsatzhürden und insbesondere nutzungsseitige Zugangs- und Teilnahmehindernisse abgebaut werden. Versäumen es politische Entscheidungsträger, derartige Maßnahmen zu ergreifen, bleibt die Technologieentwicklung, gerade wenn diese im Bereich gewachsener Versorgungsstrukturen zum Einsatz kommt, auf wenige Einsatzfelder und damit auf eine nur teilweise Ausnutzung der Potentiale beschränkt.

Auf der Fallebene liefert diese Forschungsarbeit folgenden Mehrwert: Die Ergebnisse der Technologieentwicklung zeigen sehr eindringlich, dass zentrale und dezentrale Batteriespeicher über jeweils eine Nischenentwicklung dem deutschen Strommarkt sowohl für weitere Einzel- als auch für Multi-Anwendungen zur Verfügung stehen. Allerdings stellt sich, außer in den beiden Nischen, bisher keine klare Diffusionsdynamik ein. Die Betrachtungen zur Entwicklung von Steuerung bilden wiederum ab, dass eine anwendungsspezifische Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern und insbesondere für die Nutzung von Speicherstrom geboten ist, um Barrieren abzubauen und Wettbewerbsbedingungen für die Technologie zu verbessern. Gerade der Wandel von Nutzungsstrukturen über Steuerungshandeln würde Flexibilitätsdynamiken auslösen. Dieses politische Handeln könnte sowohl die Integration als auch die Ausbaudynamik von EE im deutschen Stromsektor bedeutsam beschleunigen. Allerdings müsste hierfür die Ausrichtung der deutschen Steuerungspraxis durchbrochen werden, die bisher neue technische Möglichkeiten in vorhandene Versorgungs- und Nutzungsstrukturen integriert und damit Innovationsdynamiken ausbremst. Vor diesem Hintergrund und unter der Betrachtung von EU-Vorgaben im Rahmen des 4. Energiepakets entwickelt diese Arbeit Gestaltungsempfehlungen, die sich als Impulse verstehen. Im Zusammenhang mit der detaillierten Darstellung der Rechtsentwicklung, gerade bei der Nutzungsperspektive, können diese von verschiedenen Akteuren aufgegriffen und weiterentwickelt werden.

Zwar liefert die Dissertation an einigen Stellen wichtige Erkenntnisse, dennoch ist sie nicht frei von Beschränkungen, die Wege für weitere Forschungen aufzeigen. Dieser letzte Abschnitt weist daher auf weitere bedeutsame Untersuchungsfragen hin.

Diese Forschungsarbeit beschränkt sich darauf, Inhalte und Wirkung von Steuerungshandeln auf technologische Entwicklung zu erfassen. Nicht im Fokus standen die Entstehungsprozesse von Instrumenten, also die Fragen danach, wer sich wie und mit welchen Intentionen hieran

maßgeblich beteiligt. Diese Perspektive ist offensichtlich von hoher Relevanz, insbesondere wenn neue Technologien auch neue Akteure hervorbringen, die den alten Nutzungsstrukturen und ihren etablierten Akteurskreisen gegenüberstehen. Entsprechende Forschungsansätze finden sich beispielsweise bei Ohlhorst (2009) sowie Reichardt und Rogge (2016). Diese untersuchen den Entstehungsprozess zum einen mit einer Konstellationsanalyse und zum anderen mit einer Verknüpfung aus Policy-Mix-Ansatz und Technological Innovation System. Mit Hilfe beider theoretischer Untersuchungszugänge, so zeigen es die jeweiligen Fallanalysen, lassen sich zentrale Akteure identifizieren und ihr Einfluss auf Steuerungshandeln lässt sich erfassen. Mit den Ergebnissen ließe sich u. a. aufzeigen, wie Akteurskreise systematisch auf politische Entscheidungsprozesse einwirken können.

Ein weiterer Forschungsbedarf ergibt sich aus der in dieser Arbeit angewandten Methode. Diese beschränkt sich auf eine Kombination aus vorhandener Literatur-, Dokumenten- und Datenanalyse. Mit Hilfe von Interviews sowohl mit Akteuren, welche die traditionellen Strukturen des bestehenden Sektors verkörpern, als auch mit Akteuren, die durch die Etablierung neuer Technologien in Erscheinung treten, ließen sich Konflikte aufzeigen und möglicherweise pfadabhängiges politisches Handeln auflösen. Einen interessanten Ansatz hierzu liefern Grünewald et al. (2012). Mit Ansätzen der Transformationsforschung verknüpfen die Forscher in ihren Interviews sowie einem Workshop beide Perspektiven miteinander und zeigen anschaulich für Großbritannien im Rahmen der Stromspeicherentwicklung politische Handlungsmöglichkeiten auf.

Darüber hinaus wäre eine Vergleichsanalyse zweckmäßig, um weitere Erkenntnisse über einzelne erfolgversprechende Instrumente oder die Ausgestaltung von vorteilhaften Rahmenbedingungen zu erzielen. Ein Vergleich böte sich zwischen Stromsektoren an, die sich in der Ausprägung ähneln, also zugleich hohe oder dominante fluktuierende EE-Anteile und einen starken Zubau an Batteriespeicherprojekten aufweisen. Eine interessante Studie hierzu stammt von der Europäischen Kommission (2020b), welche die Rahmenbedingungen einzelner Mitgliedstaaten systematisch erfasst und kontrastiert.

Ein letzter Forschungsbedarf ergibt sich aus der Frage, wie Länder- und Kommunalkompetenzen begünstigende Bindungen bei der Einbindung von Batteriespeichern schaffen können – ähnlich der Untersuchung zu EE-Aktivitäten der Bundesländer von Schill et al. (2017).

Glossar

Begriff	Definition
Arbitrage	Der Energiehandel an der Börse lässt intertemporale Arbitrage-Geschäfte zu. Diese zeichnen sich durch den Erwerb elektrische Energie zu Niedrigpreisphasen und den Verkauf zu Hochpreisphasen aus (Fitzgerald et al. 2015, 15).
Ausgleichsenergie	Abgerufene Regelleistung, um die Frequenz zu stabilisieren.
Bilanzkreis	Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Ungleichgewichte zu erkennen, abzurechnen und auszugleichen.
Bilanzmanagement	In einem liberalisierten Stromsektor mit multiplen Akteuren ist das Bilanzmanagement integraler Bestandteil der Systemführung. Bilanzkreise fassen nach bestimmten Kriterien alle Einspeise- und Entnahmestellen zusammen. Für einen störungsfreien Systembetrieb müssen die jeweiligen Bilanzkreise zeitlich ausgeglichen sein.
Blindleistung	Blindleistung ist eine Dienstleistung zur Spannungshaltung. Sie wird u.a. benötigt, damit Strom überhaupt erst von Erzeuger zum Verbraucher fließen kann.
CAPEX-Modell	Netzersatzanlagen, welche durch den Netzbetreiber selbst betrieben, verwaltet oder errichtet werden. Sie zählen zu den Kapitalkosten.
EE-Eigenverbrauchs-optimierung	Die EE-Eigenverbrauchsoptimierung zielt darauf ab, mit Hilfe eines Speichers den Verbrauch selbsterzeugter Energie (z. B. durch eine PV-Dachanlage) erheblich zu steigern (Battke 2014, 64 f.).
EE-Erzeugungsmanagement	Mit Hilfe eines batteriegestütztem EE-Erzeugungsmanagements lassen sich Rampen abfedern und die Erzeugung bis zu einem gewissen Grad vergleichsmäßigen bzw. glätten.

Einspeisemanagement	Eine spezielle geregelte Form des Engpassmanagements gegenüber EEG- und KWKG-Anlagen.
Engpassmanagement	Kurzfristige Engpässe, die netzseitig auftreten.
Frequenzhaltung	Einsatz von zusätzlichen Leistungen (Regelarbeit) seitens des betroffenen Netzbetreibers, um bei Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage entgegenzuwirken.
Kapazitätsreserve	Systemdienliche Dienstleistung im Rahmen der Frequenzhaltung, welche längerfristige Ungleichgewichte zwischen Nachfrage und Angebot ausgleichen soll.
Last- und Energiemanagement	Optimierung der Strombezugskosten, indem der Verbraucher sein Verhalten anpasst.
Marktflexibilisierung	Verbraucher oder Anbieter, die aufgrund von wirtschaftlichen Anreizen ihr Verhalten anpassen.
Must-run-Kapazitäten	Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken, die aus netz- oder systemtechnischen Gründen zur Systemstabilität am Laufen gehalten werden müssen.
Netzanschluss	Verbindet den Anschlussnehmer mit dem Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung.
Netzausbauentlastung	Eine wachsende Energienachfrage, die Entkopplung von Angebots- und Nachfrageregionen und/oder steigende Anteile volatiler und dezentraler EE-Erzeugung bedingen Investitionen in neue Leitungen, Transformatoren und Umspannwerke (Battke 2014, 64). Zur Netzausbauentlastung können Batteriespeicher Leistungsflüsse glätten, indem sie durch Zwischenspeicherung die Verteil- und Übertragungskapazitäten erhöhen (Müller 2018, 34-37).
Netzflexibilisierung	Bewirtschaftung lokaler Netzsituationen seitens der Netzbetreiber, um die Übertragung sicherzustellen.
Netzreserve	Netzdienliche Dienstleistung im Rahmen des Engpassmanagements, die an bestimmten Netzknoten Überlastungen

	abfedert und von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahiert wird.
Netztechnische Betriebsmittel	Netzdienliche Dienstleistung im Rahmen des Engpassmanagements, die an bestimmten Netzknoten Überlastungen abfedert und von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahiert wird.
Netzzugang	Der Netzzugang berechtigt zur Netznutzung (Einspeisung und Entnahme).
OPEX-Modell	Dienstleistungen zur Netzentlastung, die der Netzbetreiber von Dritten abruft und als Betriebskosten gewertet werden.
Redispatch	Eine spezielle geregelte Form des Engpassmanagements gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen und Speichern, indem über vertragliche oder gesetzliche Schuldverhältnisse auf eine Erhöhung oder Absenkung des Einspeiseleistung seitens der Netzbetreiber hingewirkt wird.
Regelleistung	Vorhaltung von zusätzlicher Leistung, um ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ständig zu gewährleisten.
Schwarzstartfähigkeit	Anlagen, welche „ohne externe Spannungsversorgung aus eigener Kraft Spannung an einem Netzanschlusspunkt bereitstellen und ein vom Netzbetreiber vorgegebenes Teilnetz unter Spannung setzen kann. Eine Schwarzstartanlage kann ggf. aus mehreren Einheiten bestehen, die an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt die vereinbarten Eigenschaften bereitstellen“ (50 Hertz et al. 2018b, 3)
Sicherheitsbereitschaft	Systemdienliche Dienstleistung im Rahmen der Frequenzhaltung, welche nach und ggf. zusätzlich zur Kapazitätsreserve längerfristige Ungleichgewichte zwischen Nachfrage und Angebot ausgleichen soll.
Spannungshaltung	Das Spannungsniveau ist innerhalb einer Spannungsebene nicht konstant, sondern variiert abhängig von der Topologie des Netzes sowie der Höhe der Leistungseinspeisung und -entnahme an den

	verschiedenen Netzknoten (Engel et al. 2018, 192 f.). Zur Spannungshaltung bedarf es Blindleistung – also eines Scheinleistungsmanagements (Engel et al. 2018, 195 f.).
Systemflexibilisierung	Ortsunabhängiger bilanzieller Ausgleich von Ungleichgewichten, die durch den betroffenen Netzbetreiber abgerufen wird.
Trägheit der lokalen Netzstabilität	Zur Begrenzung von Frequenzgradienten werden Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder Umrichter eingesetzt.
Verlustenergie	Energie, die zum Ausgleich von physikalisch bedingten Netzverluste eingesetzt wird.
Versorgungswiederaufbau	Für einen eventuellen vollständigen Versorgungszusammenbruch in Teilen oder im gesamten europäischen Verbundnetz erstellt jeder Übertragungsnetzbetreiber in Kooperation mit den Verteilnetz- und bestimmten Anlagenbetreibern ein Konzept zum Netzwiederaufbau (VDN 2007b, 42).

Literaturverzeichnis

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2014): Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung. Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL, zuletzt geprüft am 20.11.2019.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2015): Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung. Online verfügbar unter https://www.bves.de/wp-content/uploads/2015/08/2015_08_26_Anforderungen_Speicherkapazitaet_Batterien_PRL.pdf , zuletzt geprüft am 10.10.2019.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2018a): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity, zuletzt geprüft am 10.11.2018.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2019a): Besonderheiten des NEP2030. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/de/besonderheiten-des-nep-2030-2019, zuletzt geprüft am 23.09.2019.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2019b): Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-249/BK6-18_249_begleitdokument_vom_02_10_2019_vergleichsversion.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.03.2020.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2019c): Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2019. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1_1.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2019d): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity, zuletzt geprüft am 10.11.2019.

50 Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW (2020): PQ-Anforderungen. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_Vergleichsversion_2020_05, zuletzt geprüft am 22.01.2020.

50 Hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW (2017): Aktuelles und zukünftiges Rollenverständnis der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere hinsichtlich der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.transnetbw.de/uploads/2017-11-07-14-01-05-6-1.pdf, zuletzt geprüft am 03.04.2019.

50 Hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW (2018b): Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-249/BK6-18_249_vorschlag_vom_14_12_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

Adam, Markus (2018): Der regulatorische Rahmen für die Erbringung von Sekundärregelenergie. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 273–295.

Agora Energiewende (2017a): Energiewende und Dezentralität. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiz4eWAn5vsAhUS3aQKHfBeBhMQFjABegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.agora-

energiewende.de%2Ffileadmin2%2FProjekte%2F2016%2FDezentralitaet%2FAgora_Dezentralitaet_WEB.pdf&usg=AOvVaw1Bea4N67xOtPzhP5c8FnaD, zuletzt geprüft am 10.04.2020.

Agora Energiewende (2017b): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2020.

Agora Energiewende (2019a): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Jahresauswertung_2018/125_Agora-JAW-2018_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

Agora Energiewende (2019b): Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_Netzentgelte_2019.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2020.

Agora Energiewende und Energynautics (2018): Toolbox für die Stromnetze. Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Innovative_Netze_Toolbox/Agora_Netze_Toolbox_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

Altrock, Martin; Vollprecht, Jens; Dalibor, Marcel (2019): Gleicher Zugang zum Regelleistungsmarkt für Stromspeicherbetreiber. Hg. v. BBH-Energieblog. Online verfügbar unter http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/gleicher-zugang-zum-regelleistungsmarkt-fuer-stromspeicherbetreiber/, zuletzt geprüft am 09.09.2019.

Amprion; Tennet; TransnetBW (2018): Vergabeverfahren. Besondere netztechnische Betriebsmittel nach § 11 Abs. 3 EnWG. Online verfügbar unter https://platform.negometrix.com/doc/510d0c27-727b-4bb3-85cd-dbe09035208a/I_bnBm_Informationsmemorandum_zum_Teilnahmewettbewerb.pdf?type=saveas, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

Antoni, Oliver (2018): Redispatch, EinsMan & Co. Welche Instrumente enthält der Rechtsrahmen für Netzengpässe und wie könnte es weiter gehen? Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/10/Stiftung_Umweltenergierecht_20181024_20WG_Redispatch_EinsMan_Antoni.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

Arthur, W. Brian (1989): Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events. In: *The Economic Journal* 99 (394), S. 116–131.

Azar, Christian; Sandén, Björn A. (2011): The elusive quest for technology-neutral policies. In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (1), S. 135–139.

Bardt, Hubertus (2014): Ein wettbewerblicher Strommarkt für die Energiewende. In: Christian Aichele und Oliver D. Doleski (Hg.): Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer, S. 81–96.

Barrios Büchel, Hans; Natemeyer, Hendrik; Winter, Sebastian (2015): Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_41_130_energieinfrastruktur_europa_bf.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

Batterieforum (2019): Projektdatenbank. Online verfügbar unter https://www.batterieforum-deutschland.de/projektdatenbank/, zuletzt geprüft am 15.11.2019.

Battke, Benedikt; Schmidt, Tobias S. (2015): Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies – The case of stationary electricity storage. In: *Applied Energy* 2015 (155), S. 334–348.

Battke, Benedikt; Schmidt, Tobias S.; Grosspietsch, David; Hoffmann, Volker H. (2013): A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013 (25), S. 240–250.

Battke, Benedikt M. (2014): Multi-purpose technologies, lock-in and efficiency. Policy implications from the case of stationary electricity storage. Dissertation. ETH Zürich.

BBH (2003): Regelmarkt. Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2003/BET-Studie_REM.pdf, zuletzt geprüft am 11.02.2018.

BBH (2018): Verteilnetzbetreiber 2030. Aufgaben, Herausforderungen, Strategien. Online verfügbar unter https://www.beckerbuettnerheld.de/fileadmin/user_upload/rundschreiben/Studie_VNB_2030.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2019.

BDEW (2017): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf, zuletzt geprüft am 27.08.2019.

BDEW (2018): Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20180815_Redispatch-als-Teil-des-marktlichen-Engpassmanagements.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BDEW (2020a): Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettostromverbrauch-nach-verbrauchergruppen/, zuletzt geprüft am 23.12.2020.

BDEW (2020b): Strompreisanalyse. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Beise, Marian; Rennings, Klaus (2005): Lead markets and regulation. A framework for analyzing the international diffusion of environmental innovations. In: *Ecological Economics* 2005 (52), S. 5–17.

Bekar, Clifford; Carlaw, Kenneth; Lipsey, Richard (2018): General purpose technologies in theory, application and controversy: a review. In: *Journal of Evolutionary Economics* 2018 (28), S. 1005–1033.

Bennett, Andrew; George, Alexander L. (2005): Case Studies and Theory Development in the Social Sciences. 1. Auflage. London: MIT Press.

Berkel, Manuel (2019): Transnet BW plant Netzbooster. Hg. v. energate-messenger. Online verfügbar unter https://www.energate-messenger.de/news/189442/transnet-bw-plant-netzbooster, zuletzt geprüft am 13.05.2019.

Bertsch, Joachim; Schweter, Helena; Sitzmann, Amelie; Buhl, Hans Ulrich; Fridgen, Gilbert; Körner, Marc-Fabian et al. (2019): Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/335870361_Ausgangsbedingungen_fur_die_Vermarktung_von_Nachfrageflexibilitat_Status-Quo-Analyse_und_Metastudie_2_Fassung, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Beyer, Jürgen (2015): Pfadabhängigkeit. In: Georg Wenzelburger und Reimut Zohlnhöfer (Hg.): Handbuch Policy-Forschung. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer, S. 149–171.

BGR (2019): Energiestudie. Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=10, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Blatter, Joachim K.; Janning, Frank; Wagemann, Claudius (2007): Qualitative Politikanalyse. Eine Einführung in Forschungsansätze und Methoden. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

BMU (2016): Umweltbewusstsein in Deutschland 2016. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/umweltbewusstsein_deutschland_2016_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMU (2017): Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2017_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMU (2019a): Klimaschutzprogramm 2030. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMU (2019b): Projektionsbericht 2019 für Deutschland. Online verfügbar unter https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2019/05/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMWi (2014a): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zu-enwg-massnahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 27.11.2020.

BMWi (2014b): Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=15, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMWi (2014c): Ein Strommarkt für die Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=19, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMWi (2016a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=27, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMWi (2016b): Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/evaluierung-der-braunkohle-sicherheitsbereitschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMWi (2018): Thesen zur industriellen Batteriezellfertigung in Deutschland und Europa. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/thesen-zur-industriellen-batteriezellfertigung-in-deutschland-und-europa.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BMWi (2019a): Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-des-integrierten-nationalen-energie-und-klimaplans.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 05.09.2020.

BMWi (2019b): Förderprogramm SINTEG: "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende". Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html, zuletzt geprüft am 17.06.2019.

BMWi (2019c): Förderung Energiespeicher. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/foerderung-energiespeicher.html, zuletzt geprüft am 17.06.2019.

BMWi (2020): Bundeskabinett beschließt den Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan der Bundesregierung. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200610-bundeskabinett-beschliesst-den-integrierten-nationalen-energie-und-klimaplan-der-bundesregierung.html, zuletzt geprüft am 01.07.2020.

bne (2019): bne-Statement zur fehlenden Verordnung für Flexibilität im Verteilnetz (§14a EnWG). Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/bne-statement-zur-fehlenden-verordnung-fuer-flexibilitaet-im-verteilnetz-%c2%a714a-enwg/, zuletzt geprüft am 05.12.2019.

BNetzA (2006): Monitoringbericht 2006. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2006.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.02.2018.

BNetzA (2007): Monitoringbericht 2007. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2007/Monitoringbericht2007Id12086pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 04.05.2017.

BNetzA (2008): Monitoringbericht 2008. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2008.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2009): Monitoringbericht 2009. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2009.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2010a): BK6-08-111. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2008/BK6-08-111/Beschluss_BK6-08-111.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2010b): Monitoringbericht 2010. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2010.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2011): Monitoringbericht 2011. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2013): Monitoringbericht 2013. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2014a): Feststellung Reservekraftwerksbedarf für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/FeststellungReservekraftwerksbedarf2014_2015_2016_2017_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2014b): Monitoringbericht 2014. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2015): Monitoringbericht 2015. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2016a): Leitfaden zur Eigenversorgung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2016b): Monitoringbericht 2016. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017a): Bedarfsermittlung 2017-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Online verfügbar unter https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017b): Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017c): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017d): Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung. Online verfügbar unter http://www.energiewirtschaft.pro/download/2017-12-20-BNetzA-Hinweis-Mieterstrom.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017e): Jahresbericht 2016. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/JB2016.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017f): Monitoringbericht 2017. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2017g): Übersicht Stromnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht_Netzbetreiber/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html, zuletzt geprüft am 15.12.2017.

BNetzA (2018a): Beschluss BK6-18-006. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-006/BK6_18_006_beschluss_vom_2018_12_13.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2018b): Diskussionspapier Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2018c): Leitfaden zur Eigenversorgung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Eigenversorgung-node.html, zuletzt geprüft am 28.09.2018.

BNetzA (2018d): Monitoringbericht 2018. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2019a): BK6-17-234. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-234/BK6-17-234_beschluss_2019_05_02.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 06.10.2020.

BNetzA (2019b): BK6-18-249. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-249/BK6-18-249_geaenderter_vorschlag_vom_01_10_2019.html?nn=869698, zuletzt geprüft am 15.12.2019.

BNetzA (2019c): Marktstammdatenregister. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/MaStR/MaStR_node.html;jsessionid=1DB46DE275011DCB2F4005EB3A136D2B, zuletzt geprüft am 01.01.2020.

BNetzA (2019d): Monitoringbericht 2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BNetzA (2020a): Europäische Marktkopplung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling_node.html, zuletzt aktualisiert am 19.03.2020, zuletzt geprüft am 19.03.2020.

BNetzA (2020b): Redispatch. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, zuletzt aktualisiert am 08.06.2020, zuletzt geprüft am 08.06.2020.

Boerse (2019): Euro-Dollar Historie. Online verfügbar unter https://www.boerse.de/historische-kurse/Euro-Dollar/EU0009652759, zuletzt geprüft am 13.07.2019.

Böhringer, Ayşe-Martina (2016): Das neue Pariser Klimaübereinkommen. Eine Kompromisslösung mit Symbolkraft und Verhaltenssteuerungspotential. In: *Zeitschrift für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht* (76), S. 753–794.

Bokelmann, Heiko; Klinski, Stefan; Leprich, Uwe; Müller, Thorsten; Ringel, Christina; Klann, Uwe; Schweiger, Anton (2008): Strom aus Erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts. Online verfügbar unter http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/EM_7_525.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Boll, Jörn-Peter (2010): Stromspeicherung. Die Gestaltung einer umweltfreundlichen und sicheren Energieversorgung als Herausforderung für Recht und Politik. 1. Auflage. Hamburg: Diplomica.

Boos, Philipp (2019): Europäische Förderung von kollektiver Eigenversorgung und Erneuerbarer-Energie-Gemeinschaft. In: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 2019 (4), S. 280–287.

Borrás, Susana; Edquist, Charles (2013): The choice of innovation policy instruments. In: *Technological Forecasting and Social Change* 2018 (80), S. 1513–1522.

Böttcher, Jörg; Nagel, Peter (Hg.) (2018): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter.

BP (2019): Statistical Review of World Energy 2019. Online verfügbar unter https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Brand, Ulrich; Görg, Christoph; Wissen, Markus (2019): Overcoming neoliberal globalization: social-ecological transformation from a Polanyian perspective and beyond. In: *Globalizations* 13 (2), S. 1–16.

Braun, Dietmar; Giraud, Edgar (2014): Politikinstrumete im Kontext von Staat, Markt und Governance. In: Klaus. Schubert und Nils C. Bandelow (Hg.): Lehrbuch der Politikfeldanalyse. 3. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 179–210.

Bresnahan, Timothy F.; Trajtenberg, M. (1995): General purpose technologies 'Engines of growth'? In: *Journal of Econometrics* 65 (1), S. 83–108.

Brucker, Guido (2014): Rechtliche Rahmenbeidngungen. Energiemarktregulierung und ihre Instrumente. In: Jörg Böttcher (Hg.): Stromleitungsnetze. Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 65–93.

Brückl, Oliver; Haslbeck, Matthias; Riederer, Michael; Adelt, Christian; Eller, Johannes; Habler, Florian et al. (2016): Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=9, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Brüning-Pfeiffer, Anna (2018): Der Einfluss der EU-Netzkodizes für die Elektrizität auf das deutsche Recht und erneuerbare Energien. In: Andreas Rühmkorf (Hg.): Nachhaltige Entwicklung im deutschen Recht. Möglichkeiten und Grenzen der Förderung. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos, S. 251–270.

Bundesregierung (2017): Zwischenevaluierung von Horizont 2020. Positionspapier der Bundesregierung. Online verfügbar unter https://www.bmbf.de/files/2017_01_12_Positionspapier_Zwischenevaluierung_Horizont%202020.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2005): Wahlprogramm 2005. Online verfügbar unter https://www.boell.de/sites/default/files/assets/boell.de/images/download_de/publikationen/2005_Wahlprogramm_Bundestagswahl.pdf?dimension1=division_agg, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2009): Wahlprogramm 2009. Online verfügbar unter https://www.boell.de/sites/default/files/assets/boell.de/images/download_de/publikationen/2009_Wahlprogramm_Bundestagswahl.pdf?dimension1=division_agg, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2013): Wahlrprogramm 2013. Online verfügbar unter https://cms.gruene.de/uploads/documents/BUENDNIS-90-DIE-GRUENEN-Bundestagswahlprogramm-2013.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2017): Wahlprogramm 2017. Online verfügbar unter https://cms.gruene.de/uploads/documents/BUENDNIS_90_DIE_GRUENEN_Bundestagswahlprogramm_2017_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Busch, Claudia (2017): Demand Side Management. Rechtliche Aspekte der Vermarktung flexibler Lasten in der Stromwirtschaft. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

BVES (2015): Faire Bedingungen für Energiespeicher am Regelenergiemarkt in Sicht. Online verfügbar unter https://www.bves.de/wp-content/uploads/2015/10/20151022_PM_BVES_PQ_30Minuten.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Carlaw, Kenneth; Lipsey, Richard (2002): Externalities, technological complementarities and sustained economic growth. In: *Research Policy* 31 (8-9), S. 1305–1315.

CDU/CSU (2005): Regierungsprogramm 2005 - 2009. Online verfügbar unter https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=6c914ac8-7c46-b010-b1a1-24aa4261d24b&groupId=252038, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

CDU/CSU (2009): Regierungsprogramm 2009 – 2013. Online verfügbar unter https://www.hss.de/fileadmin/user_upload/HSS/Dokumente/ACSP/Bundestagswahlen/BTW-2009.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

CDU/CSU (2013): Regierungsprogramm-2013-2017. Online verfügbar unter https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/regierungsprogramm-2013-2017-langfassung-20130911.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

CDU/CSU (2017): Regierungsprogramm 2017 - 2021. Online verfügbar unter https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/170703regierungsprogramm2017.pdf?file=1, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Clearingstelle EEG|KWKG (2017): Gelten stationäre Speicher als Anlagen im Sinne des EEG? Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/beitrag/3673, zuletzt geprüft am 07.09.2018.

Clearingstelle EEG|KWKG (2018): Besteht ein anteiliger EEG-Förderanspruch für vor Netzeinspeisung zwischengespeicherten Strom, wenn nicht ausschließlich erneuerbare Energien oder Gubengas eingespeichert werden (Mischspeicher)? | Clearingstelle EEG|KWKG. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/beitrag/3510, zuletzt geprüft am 07.09.2018.

Coenen, Lars; Asheim, Bjørn; Bugge, Markus M.; Herstad, Sverre J. (2017): Advancing regional innovation systems. What does evolutionary economic geography bring to the policy table? In: *Environment and Planning C: Politics and Space* 35 (4), S. 600–620.

Conrads, Lisa; Meyer, Anna Katharina; Velten, Alexa (2017): Stromspeicher. Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen. Online verfügbar unter https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/EA-paper-9.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung., zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Consentec (2019): Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/CON_AEP_GUTACHTEN., zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Consentec; Fraunhofer ISE (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=9, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Crastan, Valentin (2018): Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung. 4. Auflage. Berlin: Springer.

Curry, Claire (2017): Lithium-ion battery costs & market. Online verfügbar unter https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

David, Paul A. (1985): Clio and the Economics of QWERTY. In: *American Economic Review* 75 (2), S. 332–337.

David, Paul A. (1990): The Dynamo and the Computer: An Historical Perspective on the Modern Productivity Paradox. In: *American Economic Review* 80 (2), S. 355–361.

Dechezleprêtre, Antoine; Popp, David (2017): Fiscal and Regulatory Instruments for Clean Technology Development in the European Union. In: Ian W. H. Parry, Karen Pittel und Herman R. J. Vollebergh (Hg.): Energy tax and regulatory policy in Europe. Reform priorities. 1. Auflage. Cambridge: MIT Press, S. 167–213.

Decken, Klaus (2018): Ampard-Speicher ist jetzt für Regelenergie präqualifiziert. Hg. v. Energyload. Online verfügbar unter https://energyload.eu/stromspeicher/ampard-speicher-regelenergie/, zuletzt geprüft am 05.01.2020.

del Río, Pablo (2014): On evaluating success in complex policy mixes: the case of renewable energy support schemes. In: *Policy Sciences* 47 (3), S. 267–287.

del Río González, Pablo (2009): The empirical analysis of the determinants for environmental technological change. A research agenda. In: *Ecological Economics* 68 (3), S. 861–878.

dena (2017): dena-NETZFLEXSTUDIE. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Deutscher Bundestag (2018): Aktuelle Klimaschutzziele auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene. Nominale Ziele und Rechtsgrundlagen. Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/resource/blob/543798/743f401f49bea64a7af491c6d9a0b210/wd-8-009-18-pdf-data.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Diermann, Ralph (2019): EuPD Research meldet starkes Wachstum des deutschen Heimspeicher-Marktes. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2019/10/09/eupd-research-meldet-starkes-wachstum-des-deutschen-heimspeicher-marktes/, zuletzt geprüft am 05.01.2020.

Doderer, Hannes; Metz, Jonathan (2020): Rechtlicher Überblick: Was hat sich 2019 im Energiewenderecht geändert? In: *EnWZ* 2020 (6), S. 216–221.

Doderer, Hannes; Schäfer-Stradowsky, Simon (2018): Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems. Online verfügbar unter https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/03/WindNODE_Bestandsaufnahme-regulatorische-FlexHemmnisse.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Doering, Michael; Beier, David; Burges, Karsten; Lehnert, Wieland; Voss, Nadine; Vollprecht, Jens (2018): Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz. Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs - Endbericht. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistun-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Dopfer, Kurt (2012): Evolutionsökonomie. In: Hermann May und Claudia Wiepcke (Hg.): Lexikon der ökonomischen Bildung. 8. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 225–228.

Drosihn, Detlef (2020): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2018. Hg. v. UBA. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#energiebedingte-treibhausgas-emissionen, zuletzt geprüft am 29.05.2020.

Durkay, Jocelyn (2017): State Renewable Portfolio Standards and Goals. Hg. v. National Conference of State Legislatures. Online verfügbar unter http://www.ncsl.org/research/energy/renewable-portfolio-standards.aspx, zuletzt geprüft am 05.05.2017.

DWDS (2020): Heuristik. Hg. v. Digitales Wörterbuch der deutschen Sprache. Online verfügbar unter https://www.dwds.de/wb/Heuristik, zuletzt aktualisiert am 23.09.2020, zuletzt geprüft am 23.09.2020.

EASE/EERA (2017): European Energy Storage Technology Development Roadmap. Online verfügbar unter https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

E-Bridge (2017): Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz. Online verfügbar unter https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2017/06/E-Bridge_Abschlussbericht-Sichere-und-effiziente-Koordinierung-von-Flexi…-1.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Ecofys (2016): Weiterentwicklung des Einspeise-Managements. Bewertung von Ansätzen. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/01-netze/studie_weiterentwicklung_einspeisemanagement.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

EIA (2020): Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends. U.S. Energy Information Administration. Online verfügbar unter https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (2012): Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E-Networkcodes. Online verfügbar unter https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2012/02/rechtsnatur_und_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf.download.pdf/rechtsnatur_und_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

EM-Power (2018): Einmal Spitzen schneiden. Wie ein Großspeicher durch Lastspitzenkappung das Stromnetz entlastet und Kosten spart. Online verfügbar unter https://www.em-power.eu/de/news-presse/neuigkeiten/neuigkeiten/best-practice-beispiel-batteriespeicher/trostberg, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

EnArgus (2019): Batteriespeicher. Online verfügbar unter https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=batteriespeicher&m=4&s=8&v=10, zuletzt geprüft am 15.11.2019.

energate messenger (2018a): Dezentrale Batteriespeicher flexibilisieren Allgäuer Stromnetz. energate messenger. Online verfügbar unter https://www.energate-messenger.de/news/182323/dezentrale-batteriespeicher-flexibilisieren-allgaeuer-stromnetz, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

energate messenger (2018b): Kraftwerksplaner sichten Ausschreibungsunterlagen. Online verfügbar unter https://www.energate-messenger.de/news/184353/kraftwerksplaner-sichten-ausschreibungsunterlagen, zuletzt geprüft am 19.09.2019.

Energie Speicher (2019): Batterien im Verteilnetz. Projektliste. Online verfügbar unter https://forschung-energiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/, zuletzt geprüft am 17.06.2019.

Energy4.0 (2016): Haushalte stabilisieren das Netz. Online verfügbar unter https://www.industr.com/de/haushalte-stabilisieren-das-netz-1970417, zuletzt geprüft am 05.01.2020.

Engel, Bernd; Hesse, Holger; Jossen, Andreas; Loges, Hauke; Müller, Markus; Naumann, Maik et al. (2018): Technik der Batteriespeicher. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher.

Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 139–230.

Enkhardt, Sandra (2018): 48-Megawatt-Großspeicher von Eneco in Schlewsig-Holstein geht ans Netz. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2018/05/31/48-megawatt-grossspeicher-von-eneco-in-schlewsig-holstein-geht-ans-netz/, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Enkhardt, Sandra (2019): Photovoltaik-Anlagen dürfen nach Ende der EEG-Förderung nicht einfach „wild einspeisen“. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2019/08/01/pv-anlagen-duerfen-nach-ende-der-eeg-foerderung-nicht-einfach-wild-einspeisen/, zuletzt geprüft am 27.09.2019.

EPEX SPOT SE (2018a): 15 Minuten-Intraday-Auktion mit Lieferung in den deutschen Regelzonen. Online verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction/deutschland, zuletzt geprüft am 05.05.2018.

EPEX SPOT SE (2018b): Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen. Online verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich, zuletzt geprüft am 05.05.2018.

EPEX SPOT SE (2018c): Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen. Online verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland, zuletzt geprüft am 05.05.2018.

EPEX SPOT SE (2018d): Negative Preise. Online verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise, zuletzt geprüft am 05.05.2018.

ESA (2017): State Policies to Fully Charge Advanced Energy Storage. Online verfügbar unter https://energystorage.org/wp/wp-content/uploads/2019/09/state_policy_menu_for_storage_0.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Europäische Investitionsbank (2019): InnovFin – Demonstrationsprojekte im Energiesektor. Online verfügbar unter https://www.eib.org/de/products/blending/innovfin/products/energy-demo-projects.htm, zuletzt geprüft am 12.11.2019.

Europäische Kommission (2014): European Commission guidance for the design of renewables support schemes. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Europäische Kommission (2017): Special Eurobarometer 459. Climate change. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/support/docs/report_2017_en.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2020.

Europäische Kommission (2019a): Deutschland muss bei Umsetzung der EU-Klimaziele nachbessern. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/germany/news/20190618-klimaziele-energieunion_de, zuletzt geprüft am 24.10.2019.

Europäische Kommission (2019b): Klima- und Energiepaket 2020. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_fi?2nd-language=de, zuletzt geprüft am 01.11.2019.

Europäische Kommission (2020a): Clean energy for all Europeans package. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en, zuletzt geprüft am 29.05.2020.

Europäische Kommission (2020b): Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe. Online verfügbar unter https://op.europa.eu/en/publication-detail/-

/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1/language-en, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Europäisches Parlament (2018): Treibhausgasemissionen nach Ländern und Sektoren. Online verfügbar unter https://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/society/20180301STO98928/treibhausgasemissionen-nach-landern-und-sektoren-infografik, zuletzt geprüft am 29.05.2020.

European Court of Auditors (2019): EU support for energy storage. Briefing Paper. Online verfügbar unter https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/BRP_ENERGY/BRP_ENERGY_EN.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Eurostat (2019a): Electricity price statistics. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics, zuletzt geprüft am 16.08.2019.

Eurostat (2019b): Share of renewable energy in gross final energy consumption %. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1, zuletzt geprüft am 13.08.2019.

FDP (2005): Wahlprogramm 2005. Online verfügbar unter https://www.freiheit.org/sites/default/files/2019-10/2005bundestagswahlprogramm.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

FDP (2009): Wahlprogramm 2009. Online verfügbar unter https://www.freiheit.org/sites/default/files/2019-10/2009deutschlandprogramm.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

FDP (2013): Wahlprogramm 2013. Online verfügbar unter https://www.freiheit.org/sites/default/files/2019-10/2013bundestagswahlprogramm.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

FDP (2017): Wahlprogramm 2017. Online verfügbar unter https://www.freiheit.org/sites/default/files/2019-10/btw2017wahlprogramm.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Fechter, Jennifer (2019): Die rechtliche Bewertung von Stromgebotszonen. Am Beispiel der deutsch-österreichischen Gebotszone unter besonderer Berücksichtigung der CACM-Leitlinie. 1. Auflage. Tübingen: Mohr Siebeck.

FfE (2016a): Merit Order der Energiespeicherung 2030 - technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

FfE (2016b): Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/images/stories/publikationen/718_MONA_Massnahmenbericht/20170403_MONA_Teilbericht_Ma%C3%9Fnahmenklassifizierung.pdf, zuletzt geprüft am 12.06.2018.

Fielding, Nigel; Fielding, Jane (1986): Qualitative Research Methods. Linking data. 1. Auflage. Thousand Oaks: SAGE.

Figgener, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Sauer, Dirk Uwe (2018): Wissenschaftliches Mess-und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0..Jahresbericht 2018. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/326507444_Wissenschaftliches_Mess-und_Evaluierungsprogramm_Solarstromspeicher_20_Jahresbericht_2018, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Figgener, Jan; Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Wessels, Oliver (2019a): Evaluation der KfW-Förderung für PV-Heimspeicher: Marktentwicklung und Wirkungsanalyse. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/335464810_Evaluation_der_KfW-Forderung_fur_PV-Heimspeicher_Marktentwicklung_und_Wirkungsanalyse, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Figgener, Jan; Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Wessels, Oliver; Sauer, Dirk Uwe (2019b): Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland. Online verfügbar unter https://docplayer.org/131975987-Markt-und-technologieentwicklung-von-pv-heimspeichern-in-deutschland.html, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Figgener, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver et al. (2020): The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 2020 (29), S. 1–20.

Filzek, Dirk; Ritter, Peter; Oldenburg, Katrin; Werum, Josef (2013): Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt. Online verfügbar unter http://regmodharz.iee.fraunhofer.de/fileadmin/user_upload/bilder/Service/Arbeitspakete/2013-01-28_Arbeitspaketbericht_Marktzugangsbedingungenx_01.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Fischer, Severin (2017): Die Energiewende und Europa. Europäisierungsprozesse in der deutschen Energie- und Klimapolitik. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Fitzgerald, Garret; Mandel, James; Jesse, Morris; Touati, Hervé (2015): The Economics of Battery Energy Storage. Rocky Mountain Institute. Boulder. Online verfügbar unter https://www.rmi.org/wp-content/uploads/2017/03/RMI-TheEconomicsOfBatteryEnergyStorage-FullReport-FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2017.

Flanagan, Kieron; Uyarra, Elvira; Laranja, Manuel (2011): Reconceptualising the 'policy mix' for innovation. In: *Research Policy* 40 (5), S. 702–713. DOI: 10.1016/j.respol.2011.02.005.

Flaskühler, Christina Agnetha (2018): Föderale Klimaschutzgesetzgebung in Deutschland im Lichte des wohlgeordneten Rechts. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Fleer, Johannes; Zurmühlen, Sebastian; Meyer, Jonas; Badeda, Julia; Stenzel, Peter; Hake, Jürgen-Friedrich; Uwe Sauer, Dirk (2017): Price development and bidding strategies for battery energy storage systems on the primary control reserve market. In: *Energy Procedia* 2017 (135), S. 143–157.

Flyvbjerg, Bent (2006): Five Misunderstandings About Case-Study Research. In: *Qualitative Inquiry* 12 (2), S. 219–245.

Foxon, Tim; Pearson, Peter (2008): Overcoming barriers to innovation and diffusion of cleaner technologies. Some features of a sustainable innovation policy regime. In: *Journal of Cleaner Production* 16 (1), S. 148–161.

Foxon, Timothy J.; Hammond, Geoffrey P.; Pearson, Peter J.G. (2010): Developing transition pathways for a low carbon electricity system in the UK. In: *Technological Forecasting and Social Change* 77 (8), S. 1203–1213.

Franzius, Claudio (2017): Das Paris-Abkommen zum Klimaschutz. Auf dem Weg zum transnationalen Klimaschutzrecht? In: *Zeitschrift für Umweltrecht* 2017 (10), S. 515–525.

Fraunhofer ISE (2020): Stromerzeugung | Energy Charts. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2019, zuletzt geprüft am 05.06.2020.

Frenz, Walter (2010): Handbuch Europarecht. Band 6: Institutionen und Politiken. 1. Auflage. Berlin: Springer.

Fritz, Wolfgang; König, Siegfried (2001): Der liberalisierte Strommarkt. In: Martin Kahmann und Siegfried König (Hg.): Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt: Regeln und Techniken. 1. Auflage. Berlin: Springer, S. 2–24.

Frontier Economics (2014): Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Ein Bericht für EFET Deutschland. Online verfügbar unter https://efet-d.org/Files/Veroffentlichungen%20-%20Gutachten//EFET-Deutschland-Studie-26-06-2014.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Frontier Economics; BET (2016): Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-dynamisierung-strompreiskomponenten.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Online verfügbar unter https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Gährs, Swantje; Knoefel, Jan; Cremer, Noelle (2017): Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher. Bestandsaufnahme der aktuellen Rahmenbedingungen und Diskurse. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Online verfügbar unter https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2018/Arbeitspapier_Politische_Zielsetzungen_und_rechtlicher_Rahmen_fuer_Quartierspeicher-aktualisiert.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Gallhöfer, Phillip (2014): Effizienz und Effektivität durch Verteidigungskooperation. Auswirkungen innerhalb der Europäischen Union. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Gambardella, Alfonso; McGahan, Anita M. (2010): Business-Model Innovation. General Purpose Technologies and their Implications for Industry Structure. In: *Long Range Planning* 43 (2-3), S. 262–271.

Gardiner, Dan; Schmidt, Oliver; Heptonstall, Phil; Gross, Rob; Staffell, Iain (2020): Quantifying the impact of policy on the investment case for residential electricity storage in the UK. In: *Journal of Energy Storage* 27 (2020), S. 101140.

Geels, Frank W. (2002): Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. In: *Research Policy* 31 (8-9), S. 1257–1274.

Geels, Frank W. (2005a): Co-evolution of technology and society. The transition in water supply and personal hygiene in the Netherlands (1850–1930)—a case study in multi-level perspective. In: *Technology in Society* 27 (3), S. 363–397.

Geels, Frank W. (2005b): Processes and patterns in transitions and system innovations. Refining the co-evolutionary multi-level perspective. In: *Technological Forecasting and Social Change* 72 (6), S. 681–696.

Geels, Frank W. (2006): Major system change through stepwise reconfiguration. A multi-level analysis of the transformation of American factory production (1850–1930). In: *Technology in Society* 28 (4), S. 445–476.

Geels, Frank W. (2010): Ontologies, socio-technical transitions (to sustainability), and the multi-level perspective. In: *Research Policy* 39 (4), S. 495–510.

Geels, Frank W.; Schot, Johan (2007): Typology of sociotechnical transition pathways. In: *Research Policy* 36 (3), S. 399–417.

Gellner, Winand; Hammer, Eva-Maria (2010): Policyforschung. 1. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.

Genus, Audley; Coles, Anne-Marie (2008): Rethinking the multi-level perspective of technological transitions. In: *Research Policy* 37 (9), S. 1436–1445.

Gersdorf, Robert; Wragge Daniel (2019): Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung für eine Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen. Online verfügbar unter

https://www.bundestag.de/resource/blob/671126/2fd271505af292b3e4148cf918acefdd/stgn_paulun-data.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Gillingham, Kenneth; Sweeney, James (2010): Market Failure and the Structure of Externalities. In: Boaz Moselle, Jorge Padilla und Richard Schmalensee (Hg.): Harnessing renewable energy in electric power systems. Theory, practice, policy. Washington: RFF Press, S. 69–92.

Gitis, Alexander; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe (2015): Applications and Markets for Grid-Connected Storage Systems A2 -. In: Jürgen Garche, Patrick T. Moseley und Peter Adelmann (Hg.): Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing. 1. Auflage. Amsterdam: Elsevier, S. 33–52.

Goel, Rajeev K. (2009): Technological complementarities, demand, and market power. In: *NETNOMICS: Economic Research and Electronic Networking* 10 (2), S. 161–170.

Götz, Phillipp; Henkel, Johannes; Lenck, Thorsten (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Grashof, Katharina; Weber, Andreas (2013): Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik. Online verfügbar unter https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/201402-strom-direktvermarktung-izes.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Greenpeace (2016): Ökostromumfrage. Online verfügbar unter https://www.greenpeace.de/presse/presseerklaerungen/greenpeace-umfrage-breite-mehrheit-will-raschen-oekostrom-ausbau, zuletzt geprüft am 21.12.2017.

Groba, Felix; Breitschopf, Barbara (2013): Impact of Renewable Energy Policy and Use on Innovation. In: *DIW Discussion Papers* 2013 (1318), S. 1–43.

Gross, Robert; Stern, Jonathan; Charles, Chris; Nicholls, Jack; Candelise, Chiara; Greenacre, Philip; Heptonstall, Phil (2012): On picking winners. The need for targeted support for renewable energy. Online verfügbar unter https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/research-centres-and-groups/icept/On-Picking-Winners-low-res.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Grubb, Michael (2004): Technology Innovation and Climate Change Policy. An Averview of Issues and Options. In: *Keio Economic Studies* 41 (2), S. 103–132.

Grünewald, Philipp (2012): The Role of Electricity Storage in Low Carbon Energy Systems. Techno-Economic Drivers and Transitional Barriers. Dissertation. Imperial College London.

Grünewald, Philipp H.; Cockerill, Timothy T.; Contestabile, Marcello; Pearson, Peter J.G. (2012): The socio-technical transition of distributed electricity storage into future networks—System value and stakeholder views. In: *Energy Policy* 2012 (50), S. 449–457.

Günther, Matthias (2014): Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien: Möglichkeiten, Potenziale, Systeme. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Guss, Hermann; Luxenburger, Martin; Sabatier, Matthias; Baur, Frank; Klann, Uwe; Weber, Andreas et al. (2014): Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken - Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier. Online verfügbar unter http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/EM_10_085.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Halbig, Anna (2018): Blindleistung und Erneuerbare-Energien-Anlagen. Welcher Rechtsrahmen gilt für die Bereitstellung und Vergütung? In: *Würzburger Studien zum Umweltenergierecht* 2018 (11), S. 1–35.

Halbig, Anna (2020): Der neue europarechtliche Rahmen für Speicher. In: *EnZW* 2020 (3), S. 3–8.

Hallerberg, Christian (2018): Meilenstein der Energiewende: 100.000ster Solarstromspeicher installiert. BSW-Solar. Online verfügbar unter https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/meilenstein-der-energiewende-100000ster-solarstromspeicher-installiert.html, zuletzt geprüft am 05.01.2020.

Hannen, Petra (2018): 11,5-Megawatt-Speicher in Varel in Betrieb genommen. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2018/11/01/115-megawatt-speicher-in-varel-in-betrieb-genommen/, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Härtel, Ines (2006): Handbuch Europäische Rechtsetzung. 1. Auflage. Berlin: Springer.

Hauser, Eva; Baur, Frank; Noll, Florian (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140703_BEE-IZES-BeitragBioenergie.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Haußner, Manuel; Ismer, Roland (2018): Betrieb von Stromspeichern durch Verteilernetzbetreiber: Eine Analyse des aktuellen Entflechtungsregimes und der geplanten Änderungen durch das Winterpaket der Europäischen Kommission. In: *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft* 2018 (13), S. 51–59.

Hazrat, Jessika (2017): Die Förderung Erneuerbarer Energien in Deutschland, dem Vereinigten Königreich und Frankreich. Eine vergleichende Untersuchung unter Einbeziehung europarechtlicher und ökonomischer Aspekte. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

He, Xian; Delarue, Erik; D'haeseleer, William; Glachant, Jean-Michel (2011): A novel business model for aggregating the values of electricity storage. In: *Energy Policy* 39 (3), S. 1575–1585.

Heffron, Raphael J. (2015): Energy Law. An Introduction. 1. Auflage. Heidelberg: Springer.

Heimann, Ursula (2017): Aufgaben der Netzbetreiber. In: Armin Steinbach und Peter Franke (Hg.): Kommentar zum Netzausbau. NABEG/EnLAG/EnWG/BBPlG/PlfZV. 2. Auflage. Berlin: De Gruyter, S. 63–138.

Heisterhagen, Nils (2017): Kritik der Postmoderne: Warum der Relativismus nicht das letzte Wort hat. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Held, Christian; Wiesner, Cornelius (2015): Energierecht und Energiewirklichkeit. Ein Handbuch für Ausbildung und Praxis nicht nur für Juristen. 1. Auflage. Herrsching: Energie & Management.

Helmes, Sebastian (2018): Genehmigung und Netzanschluss von Batteriegroßspeichern. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 355–366.

Henning, Bettina; Valentin, Florian (2018): Neues aus Absurdistan: Speicher laut aktuellem Urteil nun doch keine Stromerzeuger?!? Bredow Valentin Herz. Online verfügbar unter https://www.vbvh.de/news-detail/neues-aus-absurdistan-speicher-laut-aktuellem-urteil-nun-doch-keine-stromerzeuger/, zuletzt geprüft am 21.01.2020.

Herz, Steffan; Henning, Bettina (2018): Rechtsgutachten "Kleiner Mieterstrom" und gemeinschaftliche Eigenversorgung. Online verfügbar unter https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2019-01/Rechtsgutachten%20Gemeinschaftliche%20Eigenversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Heymann, Tigran (2019): Der Strommarkt 2.0 im Lichte des europäischen und deutschen (Wettbewerbs) Rechts. Zur Einordnung des Erstabsatzes von Grün- und Graustrom. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Hilpert, Johannes (2018): Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0. Zur Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit unter den Herausforderungen von Liberalisierung und Energiewende. 1. Auflage. Berlin: Duncker & Humblot.

Hilpert, Johannes; Antoni, Oliver (2019): Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen. Rechtliche Prüfung des Konzeptes „Grid Integration“. In: *Würzburger Studien zum Umweltenergierecht* 2019 (14), S. 1–50.

Hinz, Fabian; Iglhaut, Daniel; Frevel, Tobias; Möst, Dominik (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. In: *Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft* 2014 (3).

Hirschl, Bernd (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Hoffmann-Riem, Wolfgang (2016): Innovation und Recht, Recht und Innovation. Recht im Ensemble seiner Kontexte. 1. Auflage. Tübingen: Mohr Siebeck.

Holstenkamp, Lars; Radtke, Jörg (2018): Handbuch Energiewende und Partizipation. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Huenteler, Joern; Ossenbrink, Jan; Schmidt, Tobias S.; Hoffmann, Volker H. (2016a): How a product? S design hierarchy shapes the evolution of technological knowledge?Evidence from patent-citation networks in wind power. In: *Research Policy* 45 (6), S. 1195–1217.

Huenteler, Joern; Schmidt, Tobias S.; Ossenbrink, Jan; Hoffmann, Volker H. (2016b): Technology life-cycles in the energy sector — Technological characteristics and the role of deployment for innovation. In: *Technological Forecasting and Social Change* 2016 (104), S. 102–121.

Huneke, Fabian; Nitzsche, Sara (2020): Impulspapier Energy Sharing. Online verfügbar unter https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf, zuletzt geprüft am 09.12.2020.

Huntington, Sam (2019): Global battery storage: Poised for rapid growth as renewables drive need for flexibility? Hg. v. HIS Markit. Online verfügbar unter https://ihsmarkit.com/research-analysis/global-battery-storage-poised-for-rapid-growth-renewables.html, zuletzt aktualisiert am 05.03.2020, zuletzt geprüft am 05.03.2020.

IBC-Solar (2012): 70%-Leistungsbegrenzung im EEG 2012 – Dächer im Vergleich. Online verfügbar unter https://www.ibc-blog.de/2012/04/70-leistungsbegrenzung-im-eeg-2012-dacher-im-vergleich/, zuletzt geprüft am 10.02.2020.

IEA (2018): World Energy Outlook 2018. Paris: IEA.

IEA (2019): World Energy Outlook 2019. Paris: IEA.

IEA (2020): Technology mix in storage installations excluding pumped hydro, 2011-2016. Online verfügbar unter https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/technology-mix-in-storage-installations-excluding-pumped-hydro-2011-2016, zuletzt geprüft am 02.09.2020.

IRENA (2012): Evaluating Policies in Support of the Development of Renewable Power. Online verfügbar unter Evaluating Policies in Support of the Development of Renewable Power, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

IRENA (2013): Renewable Energy Innovation Policy. Success Criteria and Strategies. Online verfügbar unter https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/Renewable_Energy_Innovation_Policy.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

IRENA (2015): Battery Storage for Renewables. Market Status and Technology Outlook. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

IRENA (2017): Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

IRENA (2018): Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Jacobs, David; Couture, Toby D.; Zinaman, Owen; Cochran, Jaquelin (2016): Re-Transition. Transitioning to policy frameworks for cost-competitive renewables. International Energy Agency's Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment. Online verfügbar unter http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2016/03/IEA-RETD_RE-TRANSITION.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Jaffe, Adam B.; Newell, Richard G.; Stavins, Robert N. (2003): Environmental Policy and Technological Change. In: Karl-Göran Mäler und Jeffrey R. Vincent (Hg.): Handbook of Environmental Economics. 1. Auflage. Burlington: Elsevier, S. 461–515.

Jaffe, Adam B.; Newell, Richard G.; Stavins, Robert N. (2005): A tale of two market failures. Technology and environmental policy. In: *Ecological Economics* 54 (2-3), S. 164–174.

Jägemann, Cosima (2014): A Note on the Inefficiency of Technology- and Region-Specific Renewable Energy Support. The German Case. In: *Z Energiewirtschaft* 2014 (38), S. 235–253.

Jahn, Detlef (2011): Einführung in die vergleichende Politikwissenschaft. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Jahn, Detlef (2013): Einführung in die vergleichende Politikwissenschaft. 2. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Jarass, Hans D.; Pieroth, Bodo (2018): Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland. Kommentar. 15. Auflage. München: C.H. Beck.

Jarass, Lorenz; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried (2009): Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2. Auflage. Berlin: Springer.

Jendrian, Lars (2002): Nutzungsentgelte elektrischer Energieverteilungsnetze: Ein zahlungsstromorientiertes Verfahren. 1. Auflage. Berlin: Erich Schmidt.

Jordan-Korte, Katrin (2011): Government Promotion of Renewable Energy Technologies. Policy Approaches and Market Development in Germany, the United States, and Japan. 1. Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag.

Jülch, Verena; Hartmann, Niklas; Hock, Carina; Welsch, Julia; Fahl, Ulrich; Ruhland, Stefan et al. (2017): Anwenderleitfaden. Möglichkeiten für den Einsatz von Energiespeichern bei genossenschaftlichen Energieprojekten. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4774320.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kahles, Markus (2018): Förderung von Erneuerbaren-Strom und die Reform der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL). Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/10/Stiftung_Umweltenergierecht_20181023_FokusEU_F%C3%B6rderung-EE-Strom_Kahles.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kahles, Markus; Kahl, Hartmut; Pause, Fabian (2017): Die Vorschläge zur Neuregelung des Vorrangs erneuerbarer Energien im Energie-Winterpaket der Europäischen Kommission. In: *Würzburger Studien zum Umweltenergierecht* 2017 (5), S. 1–59.

Kahles, Markus; Pause, Fabian (2019): Die finalen Rechtsakte des EU-Winterpakets "Saubere Energie für alle Europäer". EU-Strombinnenmarkt (Teil 2). In: *ER* 2019 (2), S. 47–52.

Kairies, Kai-Philipp (2019): Retten Gigabatterien unsere Stromnetze? Hg. v. ErneuerbareEnergien. Online verfügbar unter https://www.erneuerbareenergien.de/retten-gigabatterien-unsere-stromnetze, zuletzt geprüft am 30.11.2020.

Kairies, Kai-Philipp; Figgener, Jan; Haberschusz, David; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Sauer, Dirk Uwe (2019): Market and technology development of PV home storage systems in Germany. In: *Journal of Energy Storage* 2019 (23), S. 416–424.

Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Magnor, Dirk; Leuthold, Matthias; Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2015): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprgramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/314078160_Wissenschaftliches_Mess-_und_Evaluierungsprogramm_Solarstromspeicher_2015, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Strebel, Jan; Wessels, Jan; Magnor, Dirk; Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2016): Wissenschaftlicher Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2016. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/303817664_Wissenschaftliches_Mess-_und_Evaluierungsprogramm_Solarstromspeicher_Jahresbericht_2016, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kemfert, Claudia (2003): Märkte unter Strom: Die Folgen der Strommarktliberalisierung. In: *EINBLICKE* 2003 (38), S. 12–14.

Kemp, Ren; Schot, Johan; Hoogma, Remco (1998): Regime shifts to sustainability through processes of niche formation. The approach of strategic niche management. In: *Technology Analysis & Strategic Management* 10 (2), S. 175–198.

Kerlen, Ulrich; Katsampani, Marina; Cuderman, Luka; Scherer, Marc (2017): Technische und tarifliche Aspekte der Spannungshaltung. Auswertung bei vierzehn europäischen Übertragungsnetzbetreibern. In: *EW* 116 (5), S. 62–66.

Kern, Florian; Howlett, Michael (2009): Implementing transition management as policy reforms. A case study of the Dutch energy sector. In: *Policy Sciences* 42 (4), S. 391–408, zuletzt geprüft am 08.09.2017.

Kern, Florian; Smith, Adrian; Raven, Rob; Verhees, Bram (2013): The Politics of Low Carbon Transitions – Protected niches, actor networks, narratives and changing contexts. Online verfügbar unter https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.1085.4210&rep=rep1&type=pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kern, Timo; Hinterstocker, Michael; von Roon, Serafin (2019): Rückwirkungen von Batterie-Vermarktungsoptionen auf den Strommarkt. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiJwLTr97H0AhXbwQIHHRV9A5cQFnoECBwQAQ&url=https%3A%2F%2Fiewt2019.eeg.tuwien.ac.at%2Fdownload%2Fcontribution%2Ffullpaper%2F236%2F236_fullpaper_20190219_133648.pdf&usg=AOvVaw1WV01AOqS9LwnHZgjzT1uG, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kern, Timo; von Roon, Serafin (2019): Einführung des Mischpreisverfahrens im Regelleistungsmarkt führt deutlich zu steigenden Leistungspreisen und sinkenden Arbeitspreisen - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Online verfügbar unter https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/816-einfuehrung-des-mischpreisverfahrens-im-regelleistungsmarkt-fuehrt-deutlich-zu-steigenden-leistungspreisen-und-sinkenden-arbeitspreisen, zuletzt geprüft am 10.09.2019.

Kivimaa, Paula; Kern, Florian (2016): Creative destruction or mere niche support? Innovation policy mixes for sustainability transitions. In: *Research Policy* 45 (1), S. 205–217.

Klausen, Mira (2015): Economic and legal analysis of potential business models for grid connected electrical storage devices. Masterarbeit, Universität Leipzig.

Klausen, Mira; Resch, Matthias; Bühler, Jochen (2016): Analysis of a Potential Single and Combined Business Model for Stationary Battery Storage Systems. In: *Energy Procedia* 2016 (99), S. 321–331.

Klausmann, Nikolas (2019): Die nationale und unionsrechtliche Neuregelung des Redispatchs – Zur Vereinbarkeit des NABEG 2.0 mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. In: *EWeRK* 2019 (5), S. 201–206.

Knopp, Lothar; Hoffmann, Jan (2005): Das Europäische Emissionsrechtehandelssystem im Kontext der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. In: *EuZW* 2005 (20), S. 616–620.

Kocevar, V.D.; Wendiggensen, J. (2015): Auswirkungen des Network Code on Electricity Balancing auf den deutschen Regelleistungsmarkt. In: Detlef Schulz (Hg.): Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern. Tagungsband zur NEIS 2015. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer, S. 85–88.

Koenig, C.; Kühling, J.; Rasbach, W. (2013): Energierecht. 3. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Koesters, Paul-Heinz (Hg.) (1982): Ökonomen verändern die Welt. Wirtschaftstheorien, die unser Leben bestimmen. 4. Auflage. München: Goldmann.

Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (4), S. 249–260.

König, Carsten (2013): Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Kraft, Sophie (2018): Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns. In: *Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement* 2018 (1), S. 1–104.

Kranert, Martin (2017): Einführung in die Kreislaufwirtschaft. 5. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Krüger, Hans-Wilhelm (2008): Öffentliche und private Durchsetzung des Kartellverbots von Art. 81 EG: Eine rechtsökonomische Analyse. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Kühling, Jürgen; Klein, Carolin (2016): Übersicht gesetzlicher Rahmenbedingungen für Demand Side Management. Online verfügbar unter http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Begleitforschung/160301_Kuehling-Klein-Gutachten-DSM-14-12-22-aktualisiert.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Kühling, Jürgen; Rasbach, Winfried; Busch, Claudia (2018): Energierecht. 4. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Kunz, Paul; Vögele, Stefan; Rübbelke, Dirk (2016): Innovationsökonomische Analyse der Entwicklung von Solarstromspeichern in Deutschland. In: *STE Preprint* 2016 (2), S. 1–23.

Lachman, Daniël A. (2013): A survey and review of approaches to study transitions. In: *Energy Policy* 2013 (58), S. 269–276.

Laux, Matthias (2015): Gesetzgebungskompetenzen für die Integration von Kapazitätsmärkten im Stromsektor. In: *EnWZ* 2015 (6), S. 249–254.

Lehmann, Paul; Patrik, Söderholm (2016): Can Technology-Specific Deployment Policies Be Cost-Effective? The Case of Renewable Energy Support Schemes. In: *UFZ Discussion Papers* 2016 (1), 1-27.

Lehmann, Paul; Strunz, Sebastian; Gawel, Erik; Korte, Klaas (2014): EU-Energiepolitik nach dem Jahr 2020. Vorteile eines Ziel- und Instrumentenmixes. In: *GAIA* 23 (1), S. 60–61.

Lehnhoff, Sebastian (2010): Dezentrales vernetztes Energiemanagement. Ein Ansatz auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit-Multiagentensystems. 1. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.

Liebaug, Christian; Sinagowitz, Maik; Neuschwander, Felix (2017a): Regelenergie. In: PwC (Hg.): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft - inklusive Arbeitshilfen online. Band II Strommarkt. 1. Auflage. München: Haufe, S. 179–189.

Liebaug, Christian; Sinagowitz, Maik; Neuschwander, Felix (2017b): Technisch-wirtschaftliche Grundlagen der Stromwirtschaft. In: PwC (Hg.): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft - inklusive Arbeitshilfen online. Band II Strommarkt. 1. Auflage. München: Haufe, S. 15–36.

Liebmann, Mirjam (2015): Zulässigkeit und Bedeutung von delegierten Rechtsakten und Durchführungsrechtsakten am Beispiel der Lebensmittelinformationsverordnung (EU) Nr. 1169/2011: Behr's Verlag.

Lietz, Franziska (2014): Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher - Eine kritische Betrachtung. In: *EWeRK* 2014 (2), S. 96–102.

Lietz, Franziska (2017): Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Lietz, Franziska; Weyer, Hartmut (2018): EEG-Einspeisemanagement und Zwischenspeicherung in Batteriespeichern. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 367–387.

Linden, Christian; Sänger, Christoph (2017): Bilanzkreistreue. In: PwC (Hg.): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft - inklusive Arbeitshilfen online. Band II Strommarkt. 1. Auflage. München: Haufe, S. 124–128.

Linke (2009): Wahlprogramm 2009. Online verfügbar unter https://www.die-linke.de/fileadmin/download/wahlprogramme_alt/bundestagswahlprogramm2009.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Linke (2013): Wahlprogramm 2013. Online verfügbar unter https://www.die-linke.de/fileadmin/download/wahlprogramme_alt/bundestagswahlprogramm2013.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Linke (2017): Wahlprogramm 2017. Online verfügbar unter https://www.die-linke.de/fileadmin/download/wahlen2017/wahlprogramm2017/die_linke_wahlprogramm_2017.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Lipsey, Richard G.; Bekar, Clifford; Carlaw, Kenneth (2006): Economic transformations. General purpose technologies and long-term economic growth. 1. Auflage. Oxford: Oxford University Press.

Lismann, Christian (2015): Effizienzanforderungen in den Festlegungen einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Loebert, Ina (2014): Industrieökonomische Analyse der Entflechtungsoptionen des 3. EU-Liberalisierungspaketes. Dissertation. Helmut-Schmidt-Universität.

Löschel, Andreas; Schenker, Oliver (2017): On the Cohrence of Economic Instruments: Climate, Renewables, and Energy Efficiency Policies. In: Ian W. H. Parry, Karen Pittel und Herman R. J. Vollebergh (Hg.): Energy tax and regulatory policy in Europe. Reform priorities. 1. Auflage. Cambridge: MIT Press, S. 135–161.

Lübbe-Wolf, Gertrude (2001): Instrumente des Umweltrechts - Leistungsfähigkeit und Leistungsgrenzen. In: *NVwZ* 2001 (5), S. 481–494.

Lüdemann, Volker; Ortmann, Christian; Porkant, Patrick (2016): Das neue Messstellenbetriebsgesetz. Wegbereiter für ein zukunftsfähiges Smart Metering? In: *EnWZ* (8), S. 339–346.

Luo, Xing; Wang, Jihong; Dooner, Mark; Clarke, Jonathan (2015): Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. In: *Applied Energy* 2015 (137), S. 511–536.

Magro, Edurne; Wilson, James R. (2013): Complex innovation policy systems. Towards an evaluation mix. In: *Research Policy* 42 (9), S. 1647–1656.

Mahn, Ulrich (2018): Anreizregulierung - einfach erklärt. 1. Auflage. Berlin: VDE.

Malhotra, Abhishek; Battke, Benedikt; Beuse, Martin; Stephan, Annegret; Schmidt, Tobias (2016): Use cases for stationary battery technologies. A review of the literature and existing projects. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016 (56), S. 705–721.

Markard, Jochen; Raven, Rob; Truffer, Bernhard (2012): Sustainability transitions. An emerging field of research and its prospects. In: *Research Policy* 41 (6), S. 955–967.

Meese, Jan (2018): Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal.

Mein Klimaschutz (2019): Batteriespeicher: Förderprogramme & Zuschüsse. Online verfügbar unter https://www.klima-sucht-schutz.de/foerdermittel/liste/einbau_batteriespeicher/, zuletzt geprüft am 17.06.2019.

Meister, Moritz (2017): Systemdienstleistungen und Erneuerbare Energien. Unter besonderer Berücksichtigung des Rechts der Versorgungssicherheit im engeren Sinne und der Entwicklung des Regulierungsrechts. 1. Auflagen. Berlin: Erich Schmidt.

Mengering, Kim Sophie (2017): Die Entgeltregulierung im Telekommunikations- und Energierecht: Ermittlungsmethoden, Regulierungsermessen, Kontrolldichte. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Michaelis, Peter (2013): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung. 1. Auflage. Heidelberg: Physica.

Michéle, John (2015): Klimareserve aus Braunkohlekraftwerken. Online verfügbar unter https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/klimareserve-braunkohlekraftwerke-analyse-greenpeace-20150916.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Mitchell, Catherine; Sawin,, Janet L.; Pokharel, Govind R.; Kammen, Daniel; Wang, Zhongying; Fifita, Salomone et al. (2011): Policy, Financing and Implementation. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Hg. v. Cambridge University Press. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Chapter-11-Policy-Financing-and-Implementation-1.pdf, zuletzt geprüft am 21.06.2018.

Mitnetz, E-Bridge (2016): Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20160906_Studie-E-Bridge-MITNETZ-DSO2.0-Praesentation.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Muders, Sonja (2016): Das Konzept der organisationalen Pfadabhängigkeit. In: Andreas Schröer, Michael Göhlich, Susanne Maria Weber und Henning Pätzold (Hg.): Organisation und Theorie. Beiträge der Kommission Organisationspädagogik. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer VS, S. 85–95.

Mühe, Simone (2017): Wechsel des Messstellenbetreibers. In: Armin Steinbach und Michael Weise (Hg.): Messstellenbetriebsgesetz. 1. Auflage. Berlin: De Gruyter, S. 124–148.

Müller, Marcus (2018): Stationary Lithium-Ion Battery Energy Storage Systems: A Multi-Purpose Technology. Dissertation. TU München.

Muno, Wolfgang (2009): Fallstudien und die vergleichenden Methoden. In: Susanne Pickel, Detlef Jahn, Hans-Joachim Lauth und Gert Pickel (Hg.): Methoden der vergleichenden Politik- und Sozialwissenschaft. Neue Entwicklungen und Anwendungen. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag, S. 113–132.

Mussaeus, Peter; Küper, Michael (2017): Politische Ziele und gesetzliche Rahmenbedingungen. In: PwC (Hg.): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft - inklusive Arbeitshilfen online. Band II Strommarkt. 1. Auflage. München: Haufe, S. 85–100.

Mussaeus, Peter; Martel, Dominik (2017): Die Entwicklung bis zum EEG 2014. In: PwC (Hg.): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft - inklusive Arbeitshilfen online. Band II Strommarkt. 1. Auflage. München: Haufe, S. 106–109.

Mussaeus, Peter; Schwind, Eva-Maria (2015): Europäische und nationale Energienetzregulierung. In: PwC (Hg.): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Band I Netzwirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 1. Auflage. München: Haufe, S. 13–24.

Nailis, Dominic (2006): Steht der Regelenergiemarkt vor dem Umbruch? Auswirkungen des EnWG und der Netzzugangsverordnung auf Regel- und Ausgleichsenergie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56 (1/2), S. 56–60.

Netztransparenz (2018): EEG-Umlagen. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage, zuletzt geprüft am 21.06.2018.

Nötzold, Antje (2011): Die Energiepolitik der EU und der VR China. Handlungsempfehlungen zur europäischen Versorgungssicherheit. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Nykamp, Stefan (2014): Integrating Renewables in Distribution Grids : Storage, regulation and the interaction of different stakeholders in future grids. Dissertation, Universität Twente.

Nykamp, Stefan (2018): Batteriespeicher im Portfolio eines Verteilnetzbetreibers. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 79–103.

Nysten, Jana; Kahles, Markus; Kahl, Hartmut; Müller, Thorsten; Pätzold, Henning (2019): Das EEG 2012 ist keine Beihilfe - was genau bedeutet das EuGH-Urteil? In: *Würzburger Studien zum Umweltenergierecht* 2019 (41), S. 1–19.

O´Sullivan, Marlene; Edler, Dietmar; Lehr, Ulrike (2019): Ökonomische Indikatoren der Energiebereitstellung. Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2017. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/oekonomische-indikatoren-der-energiebereitstellung.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Ohlhorst, Dörte (2009): Windenergie in Deutschland. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Ohms, Martin J. (2014): Recht der erneuerbaren Energien. Klimaschutz im Wirtschaftsverwaltungsrecht. München: Beck.

Oppen, Margarete von (2014): Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Optimierungsbedarf. In: *ER* 2014 (1), S. 9–16.

Ortlieb, Birgit (2016): Europäischer Energiebinnenmarkt – Rückblick und Ausblick. In: *EWeRK* 2016 (3), S. 198–209.

Ossenbrink, Jan; Finnsson, Sveinbjoern; Bening, Catharina R.; Hoffmann, Volker H. (2018): Delineating policy mixes: Contrasting top-down and bottom-up approaches to the case of energy-storage policy in California. In: *Research Policy* 48 (10).

Pape, Carsten; Norman, Gehardt; Härtel, Philipp; Scholz, Angela; Schwinn, Rainer; Drees, Tim et al. (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien-Speicheralternativen-Speichereinsatz-Überwindung rechtlicher Hermmnisse. Online verfügbar unter https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Papke, Anna (2019): Sonnige Zeiten für Eigenversorger? Die Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht. In: *EnWZ* 2019 (11), S. 387–393.

Papke, Anna; Kahles, Markus (2018): Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung. Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht. In: *Würzburger Studien zum Umweltenergierecht* 2018 (36), S. 1–34.

Pause, Fabian (2019): „Saubere Energie für alle Europäer“ – Was bringt das Legislativpaket der EU? In: *ZUR* 30 (7-8), S. 387–396.

Pause, Fabian; Kahles, Markus (2019): Die finalen Rechtsakte des EU-Winterpakets "Saubere Energie für alle Europäer". Governance für die Energieunion und Erneuerbare Energien (Teil 1). In: *ER* 2019 (1), S. 9–17.

PDS: Wahlprogramm 2005. Online verfügbar unter https://www.die-linke.de/fileadmin/download/wahlprogramme_alt/bundestagswahlprogramm2005.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Petermann, Bernd (2016): Entgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV - ein Auslaufmodell. In: *EWeRK* 2016 (3), S. 185–190.

Peters, Michael; Schneider, Malte; Griesshaber, Tobias; Hoffmann, Volker H. (2012): The impact of technology-push and demand-pull policies on technical change – Does the locus of policies matter? In: *Research Policy* 41 (8), S. 1296–1308.

Pollak, Johannes; Schubert, Samuel; Slominski, Peter (Hg.) (2010): Die Energiepolitik der EU. Wien: UTB.

Polzin, Friedemann; Migendt, Michael; Täube, Florian A.; Flotow, Paschen von (2015): Public policy influence on renewable energy investments—A panel data study across OECD countries. In: *Energy Policy* 80 (2), S. 98–111.

Pritzsche, Kai U.; Vacha, Vivien (2017): Energierecht. Einführung und Grundlagen. 1. Auflage. München: C.H. Beck.

pv magazine (2019): Drittes großes Upside Speicher-Kraftwerk mit SMA Batterie-Wechselrichtern nimmt Betrieb auf. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/drittes-grosses-upside-speicher-kraftwerk-mit-sma-batterie-wechselrichtern-nimmt-betrieb-auf/, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Radics, Andreas (2018): Batterie-Produktion heute und morgen. zu viele Hersteller und zu wenig Abnehmer. Online verfügbar unter https://www.berylls.com/wp-content/uploads/2018/03/20180308_Studie_E-Mobilitaet_DE.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Ragett, Anika; Fischhaber, Sebastian (2020): Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/publikationen/vortraege/620-second-life-konzepte-fuer-lithium-ionen-batterien-aus-elektrofahrzeugen, zuletzt geprüft am 30.03.2020.

Ragwitz, Mario; Winkler, Jenny; Anatolitis, Vasilios (2017): Kurzstellungnahme zum Entwurf einer Verordnung zu den lnnovationsausschreibungen. Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/resource/blob/671642/dbf88964c15b1d314a255dd91b87466d/stgn_ragwitz-data.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Regelleistung.net (2019): Internationale PRL-Kooperation: Kopplung der Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Frankreich, Schweiz und Österreich. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/static/prl, zuletzt geprüft am 03.09.2019.

Reichardt, Kristin (2016): The policy mix and its role for innovation: Insights from offshore wind in Germany. Dissertation. Universität Utrcht.

Reichardt, Kristin; Rogge, Karoline (2016): How the policy mix impacts innovation: Findings from company case studies on offshore wind in Germany. In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 18, S. 62–81. DOI: 10.1016/j.eist.2015.08.001.

Reinke, Florian (2019): Status und Ausblick Engpassmanagement. Online verfügbar unter https://www.strommarkttreffen.org/2019-03-15_Reinke_Aktuelle_Entwicklungen_bei_RD_Einsman.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Richter, Mascha; Heider, Anya; Krumm, Alexander; Janiak, Felix (2019): Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende. Systemische Hemmnisse der Energiewende und Lösungsansätze. Online verfügbar unter https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS_Uebersichtsstudie_zur_EnergieSystemWende_2.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Rip, Arie; Kemp, René (1998): Technological change. In: Stephan Rayner und Elizabeth L. Malone (Hg.): Human Choice and Climate Change. 2. Auflage. Columbus: Battelle Press, S. 327–399.

Ritchie, Hannah; Roser, Max (2017): CO_2 and Greenhouse Gas Emissions. Online verfügbar unter https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions, zuletzt geprüft am 17.10.2018.

RLS (2020): New Deal für das Erneuerbare Energiesystem. Wie die Energiewirtschaft entfesselt werden kann und so 100 % Erneuerbare Energien möglich werden. Online verfügbar unter https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/images/energiewende/RLS_New_Deal_f_r_das_Erneuerbare_Energiesystem_Feb_2020.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Robson, Paul; Bonomi, David (2018): Growing The Battery Storage Market 2018. Energy Storage World Forum. Online verfügbar unter https://energystorageforum.com/files/ESWF_Whitepaper_-_Growing_the_battery_storage_market.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Robyns, Benoit; François, Bruno; Delille, Gauthier; Saudemont, Chirstophe (2015): Energy Storage in Electric Power Grids. 1. Auflage. London: ISTE.

Rodi, Michael; Gawel, Erik; Schäfer-Stradowsky, Simon; Purkus, Alexandra (2016): Behandlung von Stromspeichern im Stromsteuer- und Energiewirtschaftsrecht. Rechtliche und ökonomische Untersuchung mit Reformvorschlägen. 1. Auflage. Berlin: Lexxion.

Rogall, Holger (2008): Ökologische Ökonomie: Eine Einführung. 2. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Rogall, Holger (2012): Nachhaltige Ökonomie. Ökonomische Theorie und Praxis einer nachhaltigen Entwicklung. 2. Auflage. Marburg: Metropolis.

Rogall, Holger (2013): Volkswirtschaftslehre für Sozialwissenschaftler. Einführung in eine zukunftsfähige Wirtschaftslehre. 2. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Rogall, Holger (2015): Grundlagen einer nachhaltigen Wirtschaftslehre. Volkswirtschaftslehre für Studierende des 21. Jahrhunderts. 2. Auflage. Marburg: Metropolis-Verlag.

Rogge, Karoline S.; Reichardt, Kristin (2016): Policy mixes for sustainability transitions. An extended concept and framework for analysis. In: *Research Policy* 45 (8), S. 1620–1635.

Rogge, Karoline S.; Schneider, Malte; Hoffmann, Volker H. (2011): The innovation impact of the EU Emission Trading System — Findings of company case studies in the German power sector. In: *Ecological Economics* 70 (3), S. 513–523.

Rogge, Karoline. S.; Breitschopf, Barbara; Mattes; Katharina, Cantner, Uwe; Graf, Holger; Herrmann, Johannes et al. (2015): Grüner Wandel: Erneuerbare Energien, Policy mix und Innovation. Ergebnisse des GRETCHEN-Projektes zum Einfluss des Policy Mixes auf technologischen und strukturellen Wandel bei erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/gretchen/GRETCHEN_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Rohlfing, Ingo (2009): Vergleichende Fallanalysen. In: Susanne Pickel, Detlef Jahn, Hans-Joachim Lauth und Gert Pickel (Hg.): Methoden der vergleichenden Politik- und Sozialwissenschaft. Neue Entwicklungen und Anwendungen. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag, S. 133–151.

Rolli, Felix T. (2011): Marktstrukturanalyse der Stromwirtschaft. Der Regelleistungsmarkt und seine Bedeutung für die ordnungspolitische Gestaltung hinsichtlich Entflechtung, Wettbewerb und Regulierung. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Ruttloff, Marc; Strauch, Markus (2018): Besondere netztechnische Betriebsmittel nach § 11 III ENWG. Noch ein „Kapazitätsmechanismus“ im „Energy-Only-Market“? In: *EnWZ* 2018 (7), S. 241–254.

Sailer, Frank; Reuter, Simon (2014): Rechtliche Rahmenbedingungen für Stromspeicher – Stand und Anpassungsbedarf. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_4.-vdi-fachkonferenz_stromspeicher_sailer_2014.pdf, zuletzt geprüft am 19.07.2018.

Sauer, Dirk Uwe; Nykamp, Stefan; Fuchs, Christopher; Nikogosian, Vigin; Zaehringer, Michael; Oennigmann, Thomas et al. (2016): Dezentrale Speicher als neue Elemente mit Flexibilitätspotenzial für die Netze. Handlungsempfehlungen einer Expertengruppe im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW. Online verfügbar unter https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/herunterladen/der/datei/ag3-final-pdf/von/energiespeicher-in-nordrhein-westfalen-handlungsempfehlungen-fuer-speicher-und-systemflexibilisierung/vom/energieagentur/2396, zuletzt geprüft am 15.06.2018.

Sauer, Mirko (2018): Die Integration von Stromspeicheranlagen in den Netzbetrieb - Juristische Bestandsanalyse und aktuelle Reformbestrebungen. In: Christoph Brömmelmeyer, Martin Ebers und Mirko Sauer (Hg.): Innovatives Denken zwischen Recht und Markt: Festschrift für Hans-Peter Schwintowski. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos Verlag, S. 658–699.

Schäfer-Stradowsky, Simon; Kalis, Michael (2019): Innovationsgrad des Energiewenderechts. In: *EnZW* 2019 (4), S. 104–109.

Scharlau, Jan; Swieykowski-Trzaska Lilly; Keimeyer, Friedhelm; Klinski, Stefan; Sina; Stephan (2020): Das Bundes-Klimaschutzgesetz. In: *NVwZ* 2020 (1), S. 1–7.

Schellong, Wolfgang (2016): Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen. 1. Auflage. Berlin: Springer.

Scherer, Marc; Geissler, Bernd (2012): Das Konzept Netzregelverbund. Hintergründe der Kooperation von Übertragungsnetzbetreibern. In: *Bulletin* 2012 (5), S. 27–29.

Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen; Plättner, Andreas (2017): Bundesländervergleich erneuerbare Energien. In: *DIW Wochenbericht* 2017 (46), S. 1029–1041.

Schlacke, Sabine (2020): Klimaschutzrecht im Mehrebenensystem. Internationale Klimaschutzpolitik und aktuelle Entwicklungen in der Europäischen Union und in Deutschland. In: *EnZW* 2020 (1), S. 355–363.

Schluzy, Marcus (2019): Wirtschaftliche Analyse und Bewertung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in regionalen Energiesystemen mit steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien. Masterarbeit. TU Berlin.

Schmeichel, Andrea (2020): Oberlandesgericht Düsseldorf bestätigt Genehmigung des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bundesnetzagentur. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2020/04/22/oberlandesgericht-duesseldorf-bestaetigt-genehmigung-des-standardbilanzkreisvertrages-durch-die-bundesnetzagentur/, zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Schmidt, Oliver; Hawkes, A.; Gambhir, A.; Staffell, I. (2017): The future cost of electrical energy storage based on experience rates. In: *Nature Energy* 2012 (17110).

Schmidt, Peter (2015): Market failure vs. system failure as a rationale for economic policy? A critique from an evolutionary perspective. In: *Paper on Economics & Evolution* 2015 (1504).

Schmidt, Tobias S.; Battke, Benedikt; Grosspietsch, David; Hoffmann, Volker H. (2016): Do deployment policies pick technologies by (not) picking applications? —A simulation of investment decisions in technologies with multiple applications. In: *Research Policy* 45 (10), S. 1965–1983.

Schmidt, Tobias S.; Huenteler, Joern (2016): Anticipating industry localization effects of clean technology deployment policies in developing countries. In: *Global Environmental Change* 38, S. 8–20. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2016.02.005.

Schmidt, Tobias S.; Sewerin, Sebastian (2017): Technology as a driver of climate and energy politics. In: *Nature Energy* 2017 (17084), S. 1–3.

Schneider, Almut Madlen (2010): EU-Kompetenzen einer europäischen Energiepolitik. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Schoenberger, Philipp (2016): Kommunale Politik zum Ausbau erneuerbarer Energien. Handlungsmöglichkeiten, Praxisbeispiele und Erfolgsbedingungen. 1. Auflage. München: Oekom.

Scholtka, Boris; Baumbach, Antje (2010): Die Entwicklung des Energierechts in den Jahren 2008 und 2009. In: *NJW*, S. 1118–1124.

Scholtka, Boris; Keller-Herder, Laurenz (2019): Die Entwicklung des Energierechts im Jahr 2018. In: *NJW*, S. 897–901.

Scholtka, Boris; Martin, Jule (2017): Bundestag streicht § 13k EnWG und beschließt Neuregelung zur Errichtung von Netzstabilitätsanlagen. In: *Legal News Energierecht* 2017 (10), S. 2.

Schomerus, Thomas (2014): Nachhaltigkeit aus rechtlicher Perspektive. In: Harald Heinrichs und Gerd Michelsen (Hg.): Nachhaltigkeitswissenschaften. 1. Auflage. Berlin: Springer, S. 290–304.

Schrage, Alexander; Wassermann, Sandra; Berneiser, Jessica; Gölz, Sebastian (2018): Sozialwissenschaftliche Determinanten von Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energietechnologien. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9607/1/%c3%9cberblickstudie_Schrage%20et%20al%202018.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Schüler, Maria (2019): Der institutionelle Regulierungsrahmen für die europäische Energiewirtschaft. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos.

Schumpeter, Joseph A. (1947): The Creative Response in Economic History. In: *J. Eco. History* 7 (02), S. 149–159.

Schwarz, Harald; Pfeiffer, Klaus; Matzekat, David; Amanpour, Saman; Butter, Emanuel (2018): Systemdienstleistungen für Netz- und Systemsicherheit. Online verfügbar unter https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/SDL_Studie_BB_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Schwintowski, Hans-Peter (2016): Verfassungs- und europarechtliche Grenzen zulässiger Präqualifikation auf Märkten für Regelenergie. In: *EWeRK* 2016 (4), S. 248–267.

Schwintowski, Hans-Peter; Wojanowski, Rico; Sauer, Mirko (2016): Der Baukostenzuschuss bei der Netzintegration von Batteriespeichern. In: *EWeRK* 2016 (2), S. 94–99.

Seeliger, Aandreas (2018): Energiepolitik: Einführung in die volkswirtschaftlichen Grundlagen. 1. Auflage. München: Vahlen.

SFV (2019): Speicherförderung in Bundesländern und Kommunen. Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V. Online verfügbar unter http://www.sfv.de/artikel/speicherfoerderung_in_bundeslaendern_und_kommunen.htm#toc017, zuletzt geprüft am 17.06.2019.

Sliwiok-Born, Daniel (2014): Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien. 1. Auflage. Tübingen: Mohr Siebeck.

Smith, Adrian; Raven, Rob (2012): What is protective space? Reconsidering niches in transitions to sustainability. In: *Research Policy* 41 (6), S. 1025–1036.

Sohre, Annika (2014): Strategien in der Energieund Klimapolitik. Bedingungen strategischer Steuerung der Energiewende in Deutschland und Großbritannien. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Solarimo (2018): Solaranlagen in die Städte bringen, Mieterstrom erfolgreich machen. Online verfügbar unter https://mieterstrom-magazin.solarimo.de/vorschlaege-politik-mieterstrom, zuletzt geprüft am 25.09.2019.

SPD (2005): Regierungsprogramm 2005 - 2009. Online verfügbar unter http://library.fes.de/pdf-files/bibliothek/downl/040705_wahlmanifest.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

SPD (2009): Regierungsprogramm 2009 -2013. Online verfügbar unter http://library.fes.de/prodok/ip-02016/regierungsprogramm2009_lf_navi.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

SPD (2013): Regierungsprogramm 2013 - 2017. Online verfügbar unter https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Beschluesse/Bundesparteitag/20130415_regierungsprogramm_2013_2017.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

SPD (2017): Regierungsprogramm 20017 - 2021. Online verfügbar unter https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Bundesparteitag_2017/Es_ist_Zeit_fuer_mehr_Gerechtigkeit-Unser_Regierungsprogramm.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

SRU (2017): Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Online verfügbar unter https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2016_2020/2017_11_SG_Klimaschutz_im_Verkehrssektor.pdf;jsessionid=8D67A5144E4A084F832E5D51A3CE7CA9.1_cid284?__blob=publicationFile&v=26, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Stahl, Alexander (2018): Sonnen wird zum Regelenergieanbieter. Hg. v. energate messenger. Online verfügbar unter https://www.energate-messenger.de/news/188073/sonnen-wird-zum-regelenergieanbieter, zuletzt geprüft am 05.01.2020.

Stahl, Alexander (2019): Gericht kippt Mischpreisverfahren im Regelenergiemarkt. Hg. v. energate messenger. Online verfügbar unter https://www.energate-messenger.de/news/193312/gericht-kippt-mischpreisverfahren-im-regelenergiemarkt, zuletzt geprüft am 03.09.2019.

Stanfield, Sky; Petta, Joseph; Auck, Sara (2017): Charging Ahead: Energy Storage Guide for Policymakers. Online verfügbar unter https://irecusa.org/wp-content/uploads/2017/04/IREC_Charging-Ahead_Energy-Storage-Guide_FINALApril2017.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Stäsche, Uta (2019): Entwicklungen des Klimaschutzrechts und der Klimaschutzpolitik 2018/19. In: *EnWZ* 2019 (2), S. 248–262.

Steinbach, Armin; Franke, Peter (Hg.) (2017): Kommentar zum Netzausbau. NABEG/EnLAG/EnWG/BBPlG/PlfZV. 2. Auflage. Berlin: De Gruyter.

Stelter, Christian; Ipsen, Nils (2016): Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). In: *EnWZ* 2016 (11), S. 483–489.

Stenzel, Peter; Bongartz, Richard; Hennings, Wilfried; Fleer, Johannes; Linssen, Jochen (2013): Energiespeicher. In: *BWK* 2013 (4), S. 58–69.

Stenzel, Peter; Linssen, Jochen; Stolten, Detlef; Gottke, Valeska; Tschner, Helena; Velten, Alexa; Schäfer, Frank (2019): Energiespeicher. In: *BWK* 2019 (6), S. 33–47.

Stephan, Annegret (2016): Innovation in Multi-Component and Mulit-Purpose Technologies. The Case of Battery Stroage. Dissertation. ETH Zürich.

Sterchele, Philip; Brandes, Julian; Heilig, Judith; Wrede, Daniel; Kost, Christoph; Schlegl, Thomas et al. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf, zuletzt geprüft am 22.12.2020.

Sterner, Michael; Bauer, Franz (2017): Definition und Klassifizierung von Energiespeichern. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. Auflage. Berlin: Springer, S. 25–52.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 1. Auflage. Berlin: Springer.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (Hg.) (2017): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. Auflage. Berlin: Springer.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo; Eckert, Fabian; Thema, Martin (2017): Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. Auflage. Berlin: Springer, S. 685–764.

Sterner, Michael; Thema, Martin (2017): Vergleich der Speichersysteme. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. Auflage. Berlin: Springer, S. 645–684.

Streinz, Rudolf (2016): Streinz, Europarecht. 10. Auflage. Heidelberg: C.F. Müller.

Strohmayer, Bernhard (2019): BEE-Stellungnahme zur Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen (InnAusV). Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/resource/blob/671640/dd8685182b78a9d9fe0e3daee4660c7a/stgn_strohmayer-data.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Suck, André (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien. 1. Auflage. Wiesbaden: VS Verlag.

Svoboda, Petr (2018): Randbedingungen für große stationäre Batteriespeicher. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 478–501.

SVR (2016): Zeit für Reformen. Jahresgutachten 2016/17. Hg. v. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Online verfügbar unter https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201617/ges_jg16_17.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Tawney, Letha; Weischer, Lutz; Torre, Pablo (2011): Two Degrees of Innovation. How to seize the oppertunities in low-carbon power. In: *WRI Working Paper* 2011 (1).

Tennet (2017): Antrag zur Genehmigung eines Mindesterbringungszeitraums von 30 Minuten bei der Ergbringung von Primärregelleistung nach Artikel 156 Absatz 9 SO GL in Verbindung mit Artikel 6 Absatz 4 (e). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-234/BK6-17-234_Antrag.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Tennet (2019): Pilotprojekt von TenneT und Daimler: Automobile Batteriespeicher stabilisieren das Stromnetz. Online verfügbar unter https://www.tennet.eu/de/news/news/pilotprojekt-von-tennet-und-daimler-automobile-batteriespeicher-stabilisieren-das-stromnetz-1/, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Teschner, Helena: Energiespeicher in Deutschland. Geschäftsmodelle und Regulatorischer Rahmen. Strommarkttreffen. Online verfügbar unter https://www.strommarkttreffen.org/2019-07_Gottke&Teschner_Energiespeicher_in_Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Thomas, Henning (2017a): Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung. EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Thomas, Henning (2017b): Rechtliche Rahmenbedingungen für Speicher in Deutschland. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. Auflage. Berlin: Springer, S. 819–844.

Tix, Michaela (2019): Erste Ausschreibung für Kapazitätsreserve startet. energate messenger. Online verfügbar unter https://www.energate-messenger.de/news/194717/erste-ausschreibung-fuer-kapazitaetsreserve-startet, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Töpfer, Kora; Adigbli, Patrick; Martin, Arnault (2017): Direktvermarktung von erneuerbaren Energien an der Strombörse. Online verfügbar unter https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/hintergrundpapier-zur-direktvermarktung-von-erneuerbaren-energien-an-der-stromboerse.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/04-systemes-et-marches/171002_Hintergrundpapier_EPEX_Direktvermarktung_DFBEW.pdf., zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Trancik, J. E. (2006): Scale and innovation in the energy sector. A focus on photovoltaics and nuclear fission. In: *Environ. Res. Lett.* 2006 (1).

TransnetBW (2012): Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012. Online verfügbar unter https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/Modellbeschreibung_reBAP-Berechnung_ab_05_2016.pdf, zuletzt geprüft am 03.07.2018.

trend:research (2011): Marktakteure Erneuerbare – Energien - Anlagen In der Stromerzeugung. Online verfügbar unter https://docplayer.org/14991426-Marktakteure-erneuerbare-energien-anlagen-in-der-stromerzeugung.html, zuletzt geprüft am 07.02.2018.

trend:research (2013): Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland (2. Auflage). Online verfügbar unter http://energiewende-ebersberg.de/Down.asp?Name={OCLZKWOSMK-66201310536-CASEPHVHVZ}.pdf., zuletzt geprüft am 07.02.2018.

trend:research (2017): Eigentümerstruktur: Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter https://www.trendresearch.de/studien/20-01174.pdf?3c1443613a233cd2ad069a2fef34a24d, zuletzt geprüft am 07.02.2018.

Twomey, Paul; Gaziulusoy, A. Idil (2014): Review of System Innovation and Transitions Theories. Concepts and frameworks for understanding and enabling transitions to a low carbon built environment. Online verfügbar unter https://minerva-access.unimelb.edu.au/bitstream/handle/11343/194392/Twomey_Gaziulusoy_Innovation-and-Transition-Theory.pdf?sequence=1&isAllowed=y, zuletzt geprüft am 19.06.2017.

UBA (2017): Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/internationale-eu-klimapolitik/klimarahmenkonvention-der-vereinten-nationen-unfccc, zuletzt geprüft am 22.10.2019.

UBA (2019a): Bilanz 2018: Anteil erneuerbarer Energien steigt auf 16,6 Prozent. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2018-anteil-erneuerbarer-energien-steigt-auf, zuletzt geprüft am 01.11.2019.

UBA (2019b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Entwicklung der Anteile der Erneuerbaren Energien 2012-2018. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen, zuletzt geprüft am 13.08.2019.

Unruh, Gregory C. (2000): Understanding carbon lock-in. In: *Energy Policy* 28 (12), S. 817–830.

Unruh, Gregory C. (2002): Escaping carbon lock-in. In: *Energy Policy* 30 (4), S. 317–325.

Urban, H; Wilming, W (2019): Damit es sich rechnet. Großspeichersystem im Trostberger Verteilnetz nutzt drei Erlöspfade. In: *Elektropraktiker* 73 (1), S. 68–69.

v. Hesler, Wolfdieter (2018): Einbindung von Speichern und deren Privilegierung im Rahmen der Netzentgelte und der EEG-Umlage. In: Jörg Böttcher und Peter Nagel (Hg.): Batteriespeicher. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter, S. 296–326.

van der Vooren, Alexander; Alkemade, Floortje; Hekkert, Marko P. (2012): Effective public resource allocation to escape lock-in. The case of infrastructure-dependent vehicle technologies. In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 2012 (2), S. 98–117.

Varian, Hal R. (2016): Grundzüge der Mikroökonomik. 9. Auflage. Oldenbourg: De Gruyter.

Vassallo, A.M. (2015): Application for batteries for grid-scale energy storage. In: Chris Menictas, Maria Skyllas-Kazacos und Tuti Mariana Lim (Hg.): Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage: Types and Applications. 1. Auflage. Cambridge: Elsevier Science, S. 587–606.

VDE (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Online verfügbar unter https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/03-Batterienspeicher.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2018.

VDE (2018): Allgemeines und Übersicht zu Technischen Anschlussregeln. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Online verfügbar unter https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/uebersicht, zuletzt geprüft am 30.05.2018.

VDE (2019): Europäische Network Codes – nationale Ausgestaltung durch VDE|FNN. Online verfügbar unter https://www.vde.com/de/fnn/themen/europaeische-network-codes, zuletzt geprüft am 22.02.2019.

VDN (2007a): DistributionCode 2007. Online verfügbar unter https://www.stst.de/de/NETZE/Stromnetz/Netzanschluss/070801-DistributionCode-2007.pdf, zuletzt geprüft am 18.05.2018.

VDN (2007b): TransmissionCode 2007. Online verfügbar unter https://www.n-ergie-netz.de/public/remotemedien/media/mdn/produkte_und_dienstleistungen/netzanschluss/gesetze/070801TransmissionCode_20072.pdf, zuletzt geprüft am 18.05.2018.

Vogt-Schilb, Adrien; Hallegatte, Stéphane (2014): Marginal abatement cost curves and the optimal timing of mitigation measures. In: *Energy Policy* 2014 (66), S. 645–653.

Wehle, Laura (2018): Der Lange Weg Des Eu-»Winterpakets« – Teil 1 – Bereits Überwundene Hindernisse Bei Der Ee-Rl Und Der Eeg-Rl –. In: *Recht der Energiewirtschaft* 18 (9), S. 407–414.

Weinhold, Nicole (2015): Ideen für wirtschaftliches Strom speichern. Hg. v. ErneuerbareEnergien. Online verfügbar unter https://www.erneuerbareenergien.de/archiv/ideen-fuer-wirtschaftliches-strom-speichern-150-436-87552.html, zuletzt geprüft am 05.01.2020.

Weiß, Thomas; Schulz, Detlef; Meister, Moritz (2014): Empfehlungen zur Anpassung der politischen und marktregulatorischen Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-action-list-in-germany-with-summary-in-english, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Wellerdt, Alexander (2018): Organisation der Regulierungsverwaltung am Beispiel der deutschen und unionalen Energieverwaltung. Berlin: Springer.

Weniger, Johanes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker (2016): 50%-Studie: Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. Online verfügbar unter https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/02/HTW-Berlin-50-Prozent-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Online verfügbar unter https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf, zuletzt geprüft am 22.06.2018.

Wenzelburger, Georg; Zohlnhöfer, Reimut (Hg.) (2015): Handbuch Policy-Forschung. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Weyer, Hartmut; Lietz, Franziska; Nadler, Christoph (2016): Batteriespeicheranlagen im Multi-Purpose-Betrieb: Energiewirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen. 1. Auflage. Götttingen: Cuvillier.

Wieser, Matthias (2011): Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz? In: *EurUP* 9 (4), S. 176–183.

Wieser, Matthias (2014): Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze – Ausgewählte Rechtsfragen unter besonderer Berücksichtigung des EnWG 2011 und des EEG 2012. 1. Auflage. München: Herbert Utz.

Wilczek, Markus (2018): Batteriespeicher auf Kraftwerksgelände in Elverlingsen ist in Betrieb. Online verfügbar unter https://www.come-on.de/lennetal/werdohl/batteriespeicher-werdohl-elverlingsen-betrieb-9974283.html, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Wimmer, Maximilian (2020): Aggregatoren als "Enabler" dezentraler Akteure im Strommarkt der Zukunft. In: *ER* 2020 (1), S. 18–24.

Winskel, Mark; Markusson, Nils; Jeffrey, Henry; Candelise, Chiara; Dutton, Geoff; Howarth, Paul et al. (2014): Learning pathways for energy supply technologies. Bridging between innovation studies and learning rates. In: *Technological Forecasting and Social Change* 81, S. 96–114. DOI: 10.1016/j.techfore.2012.10.015.

Wirth, Harry (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Wiser, Ryan; Barbose, Galen; Holt, Edward (2010): Supporting Solar Power in Renewables Portfolio Standards: Experience from the United States. Online verfügbar unter https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-3984e.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2017.

Wolfram, Dieter (2009): „UNDERGROUND LAW“? Abgeleitete Rechtsetzung durch Komitologieverfahren in der EU: Bedeutung, Stand und Aussichten nach dem Vertrag von Lissabon. Online verfügbar unter https://www.cep.eu/Studien/Komitologie/Studie_Komitologie.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Wolfschmidt, Holger (2020): Alternative innerhalb der Übertragung und Verteilung: Energiespeicher als Asset im Netz. Online verfügbar unter https://blog.fluenceenergy.com/energiespeicher-als-asset-im-netz, zuletzt geprüft am 29.06.2020.

Woltering, Tobias (2010): Die europäische Energieaußenpolitik und ihre Rechtsgrundlagen. 1. Auflage. Frankfurt a.M: Peter Lang.

World Energy Council (2019): Energy Storage Monitor. Online verfügbar unter https://www.worldenergy.org/assets/downloads/ESM_Final_Report_05-Nov-2019.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Yannick, Severin; Mischinger, Stefan; Müller, Alexander; Seidl, Hannes; Fritz, Wolfgang; Bangert Luise (2019): Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2020.

Zapf, Martin (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. 1. Auflage. Wiesbaden: Springer.

Zeilnhofer, Iris (2018): Allgäuer Überlandwerk installiert fünf Batteriespeicher - Kempten / Oberallgäu -. Hg. v. B4B Schwaben. Online verfügbar unter https://www.b4bschwaben.de/b4b-nachrichten/kempten-oberallgaeu_artikel,-allgaeuer-ueberlandwerk-installiert-fuenf-batteriespeicher-_arid,253791.html, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Zenke, Ines; Heymann, Tigran (2015): Was ist den Übertragungsnetzbetreibern der Einsatz von Batteriespeichern wert? Hg. v. BBH-Energieblog. Online verfügbar unter http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/was-ist-den-uebertragungsnetzbetreibern-der-einsatz-von-batteriespeichern-wert/, zuletzt geprüft am 12.04.2019.