Rationalität von Vertriebswettbewerb im Stromsektor

Eine institutionenökonomische Analyse von Optionen zur Ausgestaltung der Schnittstelle zum Endkunden

vorgelegt von

Lydia Franziska Weygoldt, M. Sc.

an der Fakultät VII – Wirtschaft und Management
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktorin der Wirtschaftswissenschaften
- Dr. rer. oec. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzende:	Prof. Dr. Astrid Cullmann
Gutachter:	Prof. Dr. Christian von Hirschhausen
Gutachter:	Prof. Dr. Thorsten Beckers (Bauhaus-Uni Weimar)
Gutachter:	Prof. Dr. Pao-Yu Oei (Univ. Flensburg)

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 07. Juli 2026

Berlin 2026

Verzeichnisse

Inhaltsübersicht

Verzeichnisse ii
1 Einleitung.....1
2 Grundlagen.....5
3 Zentrale Optionen für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität 32
4 Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems bei verschiedenen Modellausgestaltungsvarianten der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität 59
5 Betrachtung, Einordnung und Bewertung von internationalen Stromvertriebssystemen.....186
6 Das Stromvertriebssystem in Deutschland: Status quo und Reformoptionen.....215
7 Fazit.....245
Literaturverzeichnis 249

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnisse ii

Inhaltsübersicht ii
Inhaltsverzeichnis iii
Abbildungsverzeichnis viii
Abkürzungsverzeichnis ix

1 Einleitung 1

2 Grundlagen 5

2.1 Ökonomische Grundlagen 5
2.1.1 Grundlagen der Neuen Institutionenökonomik 5
2.1.2 Einordnung und Grundlagen der Verbraucherpolitik 8
2.2 Technisch-systemische Grundlagen 16
2.2.1 Überblick über das Stromsystem 16
2.2.2 Eigenschaften des Gutes Strom 18
2.3 Existenz von Schnittstellen und daraus resultierende Koordinationserfordernisse 20
2.3.1 Umfassend integrierte Energiewirtschaft 21
2.3.2 Entbündelte Energiewirtschaft im Status quo in Deutschland 22
2.3.3 Schnittstelle zu den Konsumenten im Allgemeinen und im Status quo im Detail im Speziellen 24
2.4 Eigenschaften der Stromnachfrage und der Nachfrager 26
2.5 Annahmen für die weiteren Analysen und verwendetes Zielsystem 28

3 Zentrale Optionen für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität 32

3.1 Vorstellung der idealtypischen Modelle EOM und CRM 33
3.1.1 EOM-Modell 33
3.1.2 CRM-Modell 35
3.2 Diskussion von Modellausgestaltungsvarianten 37
3.2.1 Modell Energy-Only-Markt (EOM) 37
3.2.1.1 Basissetting: Vorgabe eines Unbundling von Erzeugung und Vertrieb 37
3.2.1.1.1 Grundlegende Analysen zur Eignung des EOM-Modells (im Basissetting) 38
3.2.1.1.2 Instrumente zur Unterstützung der Bereitstellung von Erzeugungskapazität bzw. zur Beeinflussung des Erzeugungsportfolios 41
3.2.1.2 Erlaubnis integrierter Versorgungskonzepte 44
3.2.1.3 Regulatorische Ansätze zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien im EOM unter Rückgriff auf Kontrollen von Vertrieben 47
3.2.1.4 Fazit 48

3.2.2 Modell Kapazitätsmechanismus (CRM) 49
3.2.2.1 Vorgelagerte und übergreifende Betrachtungen 49
3.2.2.2 CRM-Variante Umsetzungswettbewerb: Beschaffung von Erzeugungskapazität durch den Regulierer 50
3.2.2.3 CRM-Variante Vertriebsobligationen: Ex ante-Vorgaben und -Kontrollen von Vertrieben 54
3.2.2.4 Fazit 57
3.3 Fazit 57

4 Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems bei verschiedenen Modellausgestaltungsvarianten der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität 59

4.1 Untersuchung in einem vereinfachten Analysesetting mit Standardlastprofilen 61
4.1.1 Annahmenset 1: CRM-Variante Umsetzungswettbewerb 61
4.1.1.1 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb mit ausschließlicher Betrachtung der Vertriebsbasisfunktionen 62
4.1.1.1.1 Zentrale monopolistische Varianten 63
4.1.1.1.1.1 Analyse unter der Annahme des Vorliegens öffentlicher Eigentümerschaft 63
4.1.1.1.1.1.1 Definition der Vertriebsbasisfunktionen 63
4.1.1.1.1.1.2 Überblick über Optionen hinsichtlich des dem öffentlichen Unternehmen vorgegebenen Zielsystems 67
4.1.1.1.1.1.3 Darstellung und Einordnung der Variante öffentlicher Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs 68
4.1.1.1.1.1.4 Überblick über weitere Aufgaben, die über die grundlegenden Aufgaben von Vertrieben hinausgehen 72
4.1.1.1.1.2 Analyse unter der Annahme des Vorliegens privater Eigentümerschaft und externer Regulierung 74
4.1.1.1.1.2.1 Rationalität und Umsetzungsoptionen für die Regulierung des zentralen privaten Vertriebs 74
4.1.1.1.1.2.2 Darstellung und Einordnung der Variante privater Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs in Verbindung mit einer Regulierung 83
4.1.1.1.1.3 Vergleichende Betrachtung von öffentlicher und privater Eigentümerschaft bei zentralen monopolistischen Varianten 85
4.1.1.1.1.4 Fazit 88
4.1.1.1.2 Dezentrale monopolistische Varianten 88
4.1.1.1.2.1 Analyse unter der Annahme des Vorliegens öffentlicher Eigentümerschaft mit zentralen Vorgaben 89
4.1.1.1.2.2 Analyse unter der Annahme des Vorliegens privater Eigentümerschaft sowie einer externen Regulierung mit zentralen Vorgaben 93
4.1.1.1.2.3 Analyse unter der Annahme der Existenz sowohl öffentlicher als auch privater Gebietsmonopolisten und zentraler Vorgaben 94
4.1.1.1.2.4 Fazit 95
4.1.1.1.3 Fazit 96

4.1.1.2 Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt 97
4.1.1.2.1 Analysen unter der Annahme, dass Vertriebe Strom ausschließlich am Spotmarkt beschaffen 98
4.1.1.2.1.1 Grundvariante ohne „Gegenmaßnahmen“ 98
4.1.1.2.1.1.1 Vorliegende Konstellation 98
4.1.1.2.1.1.2 Gewinnmaximierende Strategie für Unternehmen 100
4.1.1.2.1.1.3 Auswahlprobleme für Nachfrager 105
4.1.1.2.1.1.4 Übergreifende Analyse und Bewertung 107
4.1.1.2.1.2 Varianten mit dezentralen und nicht-staatlichen Gegenmaßnahmen 109
4.1.1.2.1.3 Varianten mit staatlichen Regulierungen als Gegenmaßnahmen 114
4.1.1.2.1.4 Varianten mit weiteren Gegenmaßnahmen 121
4.1.1.2.1.5 Fazit 122
4.1.1.2.2 Analysen unter veränderten Annahmensets 123
4.1.1.2.2.1 Modifikation 1: individuelle langfristige Beschaffungspolitiken 124
4.1.1.2.2.2 Modifikation 2: unterschiedliche Strommixe 125
4.1.1.2.2.3 Fazit zu Analysen unter veränderten Annahmensets 126
4.1.1.2.3 Fazit 126
4.1.1.3 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb mit Integration ausgewählter Elemente des liberalen Endkundenmarktes 127
4.1.1.4 Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen 129
4.1.1.4.1 Varianten mit Zentralität bei bestimmten Aufgaben und Dezentralität bzw. Wettbewerb bei anderen (entbündelten) Aufgaben 130
4.1.1.4.2 Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb 132
4.1.1.5 Fazit 134
4.1.2 Annahmenset 2: Energy-Only-Markt 135
4.1.2.1 Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt 136
4.1.2.1.1 Annahme einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit 137
4.1.2.1.2 Aufhebung der Annahme einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit 143
4.1.2.2 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb unter Berücksichtigung sinnvoller Ausgestaltungselemente 145
4.1.2.3 Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen 147
4.1.2.3.1 Varianten mit Zentralität bei bestimmten Aufgaben und Wettbewerb bei anderen (entbündelten) Aufgaben 147
4.1.2.3.2 Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb 148
4.1.2.4 Fazit 150
4.1.3 Annahmenset 3: CRM-Variante Vertriebsobligationen 152
4.1.3.1 Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt 152
4.1.3.1.1 Annahme einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit 152
4.1.3.1.2 Aufhebung der maximalen Endkunden-Vertragslaufzeit 155
4.1.3.2 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb unter Berücksichtigung sinnvoller Ausgestaltungselemente 156
4.1.3.3 Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen 157
4.1.3.3.1 Varianten mit Zentralität bei bestimmten Aufgaben und Wettbewerb bei anderen (entbündelten) Aufgaben 157
4.1.3.3.2 Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb 158
4.1.3.4 Fazit 159
4.1.4 Fazit 160

4.2 Analysen unter erweiterten Annahmen zu flexiblen Lasten, Netzrestriktionen und Messinfrastruktur 162
4.2.1 Darstellung des veränderten Annahmensets 163
4.2.1.1 Annahmen zu traditionellen und neuen Lasten im Haushaltsbereich 163
4.2.1.2 Annahmen zu Netzrestriktionen im Verteilnetz 165
4.2.1.3 Annahmen zur Messinfrastruktur und zeitlichen Auflösung der Verbrauchserfassung 166
4.2.2 Freiwillige Bereitstellung von Flexibilität durch Haushalte 167
4.2.2.1 Begriffsabgrenzung und Ziele von Demand Response 168
4.2.2.2 Kostenstrukturen und Hemmnisse im Haushaltsbereich 169
4.2.2.3 Optionen zur Zuordnung der Steuerungskompetenz 170
4.2.3 Kapazitätsallokation im Verteilnetz 171
4.2.3.1 Problemstellung und Einordnung der Kapazitätsallokation im Verteilnetz 172
4.2.3.2 Allokationsobjekt und zeitliche Logik der Kapazitätsallokation 172
4.2.3.3 Voraussetzungen anspruchsvoller Allokationslösungen 173
4.2.3.4 Bewertungskriterien im Lichte des Zielsystems 174
4.2.3.5 Ausgestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus: Prioritätsrechte und regelgebundene Reallokation 176
4.2.3.6 Aufgabenwahrnehmung der Akteure und Zwischenfazit zur Steuerungsfrage 178
4.2.4 Abweichungen zum Analysesetting mit Standardlastprofilen 179
4.3 Fazit 182
5 Betrachtung, Einordnung und Bewertung von internationalen Stromvertriebssystemen 186
5.1 Stromvertriebssystem in Norwegen 187
5.1.1 Entwicklung und Zuständigkeiten 187
5.1.2 Organisation des Vertriebsmarktes 188
5.1.2.1 Anbieterstruktur 188
5.1.2.2 Angebotene Tarife 188
5.1.2.3 Nachfrage 191
5.1.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden 191
5.1.2.5 Staatliche Regulierung 192
5.1.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden 193
5.1.3 Bewertung 194
5.2 Stromvertriebssystem in Großbritannien 195
5.2.1 Entwicklung und Zuständigkeiten 195
5.2.2 Organisation des Vertriebsmarktes 196
5.2.2.1 Anbieterstruktur 196
5.2.2.2 Angebotene Tarife 197
5.2.2.3 Nachfrage 199
5.2.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden 200
5.2.2.5 Staatliche Regulierung 201
5.2.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden 203
5.2.3 Bewertung 204

5.3 Stromvertriebssystem in der Schweiz 205
5.3.1 Entwicklung und Zuständigkeiten 205
5.3.2 Organisation des Vertriebsmarktes 207
5.3.2.1 Anbieterstruktur 207
5.3.2.2 Angebotene Tarife 208
5.3.2.3 Nachfrage 208
5.3.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden 209
5.3.2.5 Staatliche Regulierung 210
5.3.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden 210
5.3.3 Bewertung 211
5.4 Übergreifende Bewertung und Einordnung der internationalen Erfahrungen 212
6 Das Stromvertriebssystem in Deutschland: Status quo und Reformoptionen 215
6.1 Status quo 215
6.1.1 Entwicklung und Zuständigkeiten 215
6.1.2 Organisation des Vertriebsmarktes 217
6.1.2.1 Anbieterstruktur 217
6.1.2.2 Angebotene Tarife 218
6.1.2.3 Nachfrage 221
6.1.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden 222
6.1.2.5 Staatliche Regulierung 223
6.1.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden 225
6.1.3 Entwicklungen nach 2020 230
6.1.4 Bewertung 233
6.2 Reformoptionen 238
7 Fazit 245
Literaturverzeichnis 249

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Marktliche und physikalische Ebene des Stromsystems. 16

Abbildung 2: Grundlegendes Konzept des EOM. 34

Abbildung 3: Grundlegendes Konzept der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb. 36

Abbildung 4: Grundlegendes Konzept der CRM-Variante Vertriebsobligationen. 37

Abbildung 5: Strukturierung der Analyse von Kombinationen verschiedener Annahmensets für die Organisation der Erzeugungsseite mit Ausgestaltungsvarianten für die Organisation des Stromvertriebssystems. 60

Abbildung 6: Phasen einer Transaktion. 65

Abkürzungsverzeichnis

ACER	=	Agency for the Cooperation of Energy Regulators; Europäische Agentur für die Kooperation der Energieregulierer
BaFin	=	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BEIS	=	Department for Business, Energy and Industrial Strategy; Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie (Großbritannien)
BFE	=	Bundesamt für Energie (Schweiz)
BGB	=	Bürgerliches Gesetzbuch
BGV	=	Bilanzierungsgebietsverantwortlicher
BiKo	=	Bilanzkreiskoordinator
BKV	=	Bilanzkreisverantwortlicher
BMJV	=	Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz
BMUKN	=	Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWE	=	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	=	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	=	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CEER	=	Council of European Energy Regulators; Rat der europäischen Energieregulierer
CMA	=	Competition and Markets Authority; Wettbewerbs- und Marktbehörde (Großbritannien)
CRM	=	Capacity Remuneration Mechanism; Kapazitätsmechanismus
EDV	=	Elektronische Datenverarbeitung
EE	=	Erneuerbare Energien
EEG	=	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ElCom	=	Eidgenössische Elektrizitätskommission (Schweiz)
EnWG	=	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	=	Energy-Only-Markt
EU	=	Europäische Union
FEE	=	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FO	=	Flexibilitätsoptionen

GEMA	=	Gas and Electricity Markets Authority; Gas- und Elektrizitätsmarktbehörde (Großbritannien)
HT/NT	=	Hochtarif/Niedertarif
MsbG	=	Messstellenbetriebsgesetz
NIÖ	=	Neue Institutionenökonomik
NordREG	=	Nordic Energy Regulators; Kooperation der nordischen Energieregulierer
Ofgem	=	Office of Gas and Electricity Markets; Amt für Gas- und Elektrizitätsmärkte (Großbritannien)
OTC	=	Over the counter; bilaterale Handelsgeschäfte
PV	=	Photovoltaik
SLP	=	Standardlastprofile
StromGVV	=	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden
StromVG	=	Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz) (Schweiz)
StromVV	=	Stromversorgungsverordnung (Schweiz)
SVT	=	Standard Variable Tariff; variabler Standardtarif für Kunden in Großbritannien
TOTEX	=	Total expenditures; Gesamtkosten
ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	=	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (Schweiz)
VNB	=	Verteilnetzbetreiber
vzbv	=	Verbraucherzentrale Bundesverband
WEKO	=	Wettbewerbskommission (Schweiz)

1 Einleitung

UNTERSUCHUNGSGEBIET UND AUSGANGSLAGE

Im Rahmen der Energiewende wird ein Umbau des Stromsystems hin zu einer umwelt- und klimafreundlichen Erzeugungsstruktur auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) angestrebt.[1] Dies erfordert sehr hohe Investitionen, vor allem in Stromerzeugungsanlagen, da ein großer Anteil der aktuell eingesetzten Kraftwerke aufgrund ambitionierter Klimaziele spätestens mittel- bis langfristig ersetzt werden müssen, und zudem von einer steigenden Stromnachfrage durch die Elektrifizierung verschiedener Bereiche ausgegangen wird.[2] Um die Investitionskosten möglichst gering zu halten, bedarf es einer effizienten Anlagenauswahl sowie einer kostengünstigen Umsetzung der ausgewählten Projekte.[3] Darüber, wie diese Ziele erreicht werden können und welches Stromsektordesign dafür sinnvoll ist, gibt es aktuell eine kontroverse Diskussion.[4] Auf der einen Seite gibt es Stimmen, die generell „mehr Wettbewerb“ fordern und die weitere Aufgaben und Kompetenzen privaten Akteuren zuordnen wollen. Auf der anderen Seite steht die pauschale Forderung nach einer umfangreichen öffentlichen Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität, bei der private Akteure, Vertriebe und Nachfrager eingeschlossen, tendenziell keine wichtige Rolle übernehmen. Generell ist jedoch zu beachten, dass mit Blick auf ökonomische Erkenntnisse weder eine pauschale Forderung nach mehr öffentlicher Aktivität noch nach mehr Wettbewerb gerechtfertigt werden kann. Vielmehr erfordert die Identifikation eines sinnvollen Organisationsmodells die tiefergehende Betrachtung der jeweiligen Situation, wobei nicht nur die Erzeugungsseite, sondern auch die Organisation der Schnittstelle zu den Endkunden, einschließlich der Rolle von Vertrieben und Nachfragern, sowie die Ressourcenausstattung der beteiligten Akteure zu berücksichtigen sind.

Durch die Strommarktliberalisierung, die seit 1996 innerhalb der Europäischen Union schrittweise umgesetzt wurde, ist bereits ein weitgehend wettbewerbliches Umfeld in den Marktstufen Energieerzeugung, Energiehandel und Energievertrieb geschaffen worden. In Deutschland ebenso wie in vielen anderen Ländern wurde der Markt auch für Haushaltskunden geöffnet, die seitdem aus dem Angebot verschiedener Stromvertriebe wählen können. In einem stark auf Wettbewerb ausgerichteten Organisationsmodell übernehmen die Vertriebe eine wichtige Rolle bei Bereitstellungsentscheidungen und der Refinanzierung von Stromerzeugungsanlagen. Ziel der Liberalisierung des Strommarktes auch für Haushaltskunden war es, auf diese Weise eine günstigere und effizientere Bereitstellung von Erzeugungskapazität zu erreichen sowie den Kunden die Artikulation ihrer Präferenzen zu ermöglichen, beispielsweise in Bezug auf die Förderung von EE im Allgemeinen oder lokaler Erzeugungsanlagen im Speziellen.[5] Empirisch lässt sich jedoch beobachten, dass der Vertriebswettbewerb für

[1] § 1 Absatz 1 und 2 EEG.

[2] Vgl. WISSENSCHAFTLICHE DIENSTE DES DEUTSCHEN BUNDESTAGES (2024, S. 2 f.).

[3] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 1).

[4] Vgl. beispielsweise SACHVERSTÄNDIGENRAT ZUR BEGUTACHTUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG (2012, S. 282 ff. und S. 292 ff.) mit unterschiedlichen Positionierungen der Mitglieder des Rates.

[5] Siehe Erwägungsgründe in Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG - Erklärungen zu Stilllegungen und Abfallbewirtschaftungsmaßnahmen.

Haushaltskunden mit vielfältigen verbraucherpolitischen Problemen einhergehen kann. Zu den häufigsten Problemen zählen laut dem Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) und der Verbraucherzentrale NRW unlautere Vertriebspraktiken, falsche oder verzögerte Abrechnung und Auszahlung von Guthaben und Boni sowie die Erschwerung des Vergleichs verschiedener Tarife und Anbieter durch Bonuszahlungen oder die Bündelung mit anderen Produkten.[6] Es ist zudem davon auszugehen, dass es für Verbraucher mit hohen Transaktionskosten verbunden ist, sich regelmäßig mit der Frage zu beschäftigen, welcher Stromvertrieb und Tarif am besten zu ihren Präferenzen passt. Daher sind die Wechselquoten von Verbrauchern überwiegend nicht so hoch, wie vor der Marktöffnung prognostiziert wurde.[7] Falls eine Entscheidung zugunsten eines wettbewerblichen Systems mit einer umfangreichen Einbindung privater Akteure erfolgt, muss daher bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden, wie Verbraucher adäquat geschützt werden können. Grundsätzlich stellt sich allerdings insb. im Hinblick auf die Eigenschaften der Verbraucher die Frage, ob die Koordination der dezentralen Akteure und speziell eine starke Einbindung von Vertrieben und somit letztendlich auch den Verbrauchern in den Bereitstellungsprozess zu effizienten Ergebnissen führt, oder ob hingegen umfangreiche zentrale Aktivitäten sinnvoll sind.

ZENTRALE FRAGESTELLUNGEN UND VERWENDETES ZIELSYSTEM

Zunächst wird in dieser Arbeit erörtert, dass es im Hinblick auf eine effiziente Anlagenauswahl sowie eine kostengünstige Umsetzung von Anlagenprojekten nicht sinnvoll ist, Aktivitäten bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität ausschließlich privaten Akteuren zu übertragen, wodurch der Nachfrageseite bzw. den die Nachfrager teilweise aggregierenden Stromvertrieben eine große Verantwortung zukommt, sondern stattdessen eine zentrale Übernahme von Aktivitäten zu vorzugswürdigen Ergebnissen führt. Vor diesem Hintergrund werden die beiden idealtypischen Organisationsmodelle Energy-Only-Markt (EOM) und Kapazitätsmechanismus (aufgrund der üblichen englischen Bezeichnung „Capacity Remuneration Mechanism“ nachfolgend mit CRM abgekürzt) sowie verschiedene Modellausgestaltungsvarianten betrachtet.[8] Darauf aufbauend wird untersucht, ob im Hinblick auf die Kapazitätsbereitstellung einerseits und verbraucherpolitische Gesichtspunkte andererseits, Wettbewerb bei Stromvertriebsaufgaben sinnvoll ist, oder ob eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb geeigneter wäre. Die Frage nach der optimalen Ausgestaltung der Schnittstelle zu den Endkunden hängt u. a. mit dem Organisationsmodell für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zusammen und wird daher jeweils in Kombination mit den verschiedenen Modellausgestaltungsvarianten analysiert. Weiterhin wird die weitgehend abstrakte Analyse mit real existierenden Stromvertriebssystemen in Bezug gesetzt, um daraus eine Einordnung der internationalen Erfahrungen und letztendlich eine übergreifende Beurteilung abzuleiten.

Das Zielsystem, das in der gesamten Arbeit bei der Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Organisationsmodellen zugrunde liegt, setzt sich aus den Zielen Klima- und Umweltfreundlichkeit sowie

---

[6] Vgl. ASTORGA ET AL. (2019, S. 16 ff.) und WALLRAF / JAHN / SIEVERDING (2018, S. 10 f.).

[7] Vgl. JOSKOW (2000, S. 2 f.).

[8] Die Ausführungen hierzu beruhen umfangreich auf HOFFRICHTER (2021).

Versorgungssicherheit, die gemeinsam die übergeordneten Ziele der Energiewende bilden, und dem Ziel der Kosteneffizienz zusammen.[9] Letzteres sollte insb. deshalb einbezogen werden, da meist mehrere Möglichkeiten vorliegen, über welche die ersten beiden Ziele erreicht werden können. Bezüglich der Kosteneffizienz wird in dieser Arbeit fast ausschließlich (und in abweichenden Fällen besonders gekennzeichnet) die Nachfragerperspektive eingenommen, was bedeutet, dass eine langfristige Minimierung der Kosten für die Konsumenten angestrebt wird. Die Dimension der Langfristigkeit bedeutet dabei auch, dass keine opportunistische Behandlung von Anbietern durch den Regulierer stattfindet und die Anbieter für ihre Leistungen adäquate Vergütungszahlungen erhalten.

STRUKTUR DER ARBEIT

Die Arbeit ist wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 werden zunächst die für die Untersuchung relevanten ökonomischen Grundlagen dargestellt, insb. aus der Neuen Institutionenökonomik sowie der Verbraucherpolitik. Darauf aufbauend werden technisch-systemische Grundlagen des Stromsystems erläutert, einschließlich eines Überblicks über das Stromsystem und der Eigenschaften des Gutes Strom. Anschließend wird auf die Existenz von Schnittstellen in der Energiewirtschaft eingegangen und es werden die daraus resultierenden Koordinationserfordernisse analysiert, wobei sowohl eine umfassend integrierte Energiewirtschaft als auch die entbündelte Energiewirtschaft im Status quo in Deutschland betrachtet werden. Darauf aufbauend werden die Schnittstellen zu den Konsumenten im Allgemeinen sowie im aktuellen Status quo im Detail untersucht. Abschließend werden die Eigenschaften der Stromnachfrage und der Nachfrager herausgearbeitet sowie die für die weiteren Analysen verwendeten Annahmen und das zugrunde gelegte Zielsystem definiert.

In Kapitel 3 erfolgt die Darstellung zweier idealtypischer Organisationsmodelle für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität: das Modell EOM und das Modell CRM. Bei der Betrachtung des EOM wird dafür zunächst von einem vereinfachten Analysesetting ausgegangen und dieses schrittweise um weitreichendere Eingriffsmöglichkeiten für den Regulierer erweitert. Bei der anschließenden Betrachtung des CRM wird zwischen den beiden Ausgestaltungsvarianten „Umsetzungswettbewerb“, bei der eine direkte Beschaffung von Erzeugungskapazität durch den Regulierer erfolgt, und „Vertriebsobligationen“, bei der Vertriebe mit der Beschaffung und Vorhaltung von Erzeugungskapazität beauftragt werden, unterschieden. Für die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten dieser Modelle wird ihre jeweilige Eignung für die Kapazitätsbereitstellung im Hinblick auf das Zielsystem dargestellt.

Unter Rückgriff auf die Erkenntnisse aus dieser Darstellung werden in Kapitel 4, dem zentralen Kapitel dieser Arbeit, Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems bei verschiedenen Modellausgestaltungsvarianten der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität untersucht. Grundlegende Ausgestaltungsoptionen für das Stromvertriebssystem sind die Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb, der liberale Endkundenmarkt, sowie Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen. Diese Ausgestaltungsoptionen werden jeweils in Kombination mit den Organisationsmodellen für die

[9] § 1 Absatz 1 und 3 EEG.

Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität analysiert und im Hinblick auf das definierte Zielsystem bewertet. Ergänzend zur Betrachtung marktlicher Koordinationsmechanismen wird in Kapitel 4 auch die Verteilnetzebene sowie die Organisation der Schnittstelle zu den Endkunden systematisch einbezogen. Insbesondere wird untersucht, inwiefern veränderte technische Annahmen zur Messung, zur Steuerbarkeit und zur Kapazitätsallokation im Verteilnetz die Bewertung der Ausgestaltungsvarianten des Stromvertriebssystems beeinflussen.

In Kapitel 5 werden internationale Stromvertriebssysteme im Hinblick auf die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität sowie auf die Organisation des Stromvertriebs dargestellt und auf Basis der Analyseergebnisse aus den vorangegangenen Kapiteln sowie des definierten Zielsystems eingeordnet und bewertet. Die Betrachtung findet dabei jeweils lediglich bis zum Anfang des Jahres 2020 statt, da ab diesem Zeitpunkt zunächst durch die Corona-Pandemie und anschließend durch die Energiekrise viele kurzfristige und teilweise temporäre regulatorische Eingriffe erfolgten, die sich direkt oder indirekt auf den Strommarkt auswirkten und die einen Vergleich verschiedener Stromvertriebssysteme erschweren.

In Kapitel 6 wird anschließend das Stromvertriebssystem in Deutschland zunächst analog zu Kapitel 5 bis zum Anfang des Jahres 2020 dargestellt und analysiert, sodass Parallelen und Unterschiede zu den internationalen Stromvertriebssystemen herausgearbeitet werden können. Darüber hinaus werden in einem gesonderten Abschnitt zentrale Entwicklungen und regulatorische Anpassungen nach 2020 betrachtet. Kapitel 6 schließt mit der Diskussion verschiedener Reformoptionen für das deutsche Stromvertriebssystem.

Die Arbeit wird durch ein übergreifendes Fazit in Kapitel 7 abgeschlossen, in dem die zentralen Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst werden sowie ein Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf erfolgt.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die für die weiteren Untersuchungen dieser Arbeit relevanten Grundlagen dargestellt. In Abschnitt 2.1 werden zunächst die wesentlichen ökonomischen Grundlagen eingeführt, auf denen die Analyse aufbaut. Dabei handelt es sich zum einen um ausgewählte Konzepte der Neuen Institutionenökonomik und zum anderen um das darauf aufbauende Konzept der Verbraucherpolitik. Abschnitt 2.2 widmet sich anschließend den technisch-systemischen Grundlagen des Stromsystems und behandelt sowohl einen Überblick über das Stromsystem als auch die Eigenschaften des Gutes Strom. In Abschnitt 2.3 werden darauf aufbauend die in der Energiewirtschaft bestehenden Schnittstellen und die daraus resultierenden Koordinationserfordernisse analysiert, wobei sowohl eine umfassend integrierte als auch eine entbündelte Energiewirtschaft im Status quo in Deutschland betrachtet werden. Daran anschließend werden in Abschnitt 2.4 die Eigenschaften der Stromnachfrage und der Nachfrager untersucht. Abschließend werden in Abschnitt 2.5 die für die weiteren Analysen verwendeten Annahmen sowie das zugrunde gelegte Zielsystem vorgestellt.

2.1 Ökonomische Grundlagen

Ziel dieses Abschnittes ist es, die Grundlagen für die nachfolgenden Darstellungen und Analysen zu liefern. Die Arbeit verwendet die methodischen Grundlagen der NIÖ, die eine detaillierte Betrachtung von Transaktionen sowie Vertragsbeziehungen zum Ziel hat. Durch die genaue Beschäftigung mit dem institutionellen Rahmen, damit, welches Wissen bei den einzelnen Akteuren vorliegt, und den Transaktionskosten der Akteure lassen sich Implikationen für die Ausgestaltung des Stromsystems und insb. der Schnittstelle zu den Endkunden ableiten. Da bei den Untersuchungen in dieser Arbeit Verbrauchern eine zentrale Rolle zukommt, findet auch eine Darstellung der Grundlagen der Verbraucherpolitik statt, um die Eigenschaften von Verbrauchern sowie ihre grundsätzliche Stellung im Wirtschaftssystem darzustellen.

2.1.1 Grundlagen der Neuen Institutionenökonomik

ÜBERBLICK

Gegenstand der NIÖ ist die Untersuchung, wie sich Institutionen auf das Verhalten und die Entscheidungen von Akteuren auswirken sowie die Analyse verschiedener institutioneller Lösungen für die Ausgestaltung von (Austausch-)Beziehungen zwischen Akteuren.[10] Unter Institutionen werden dabei formelle und informelle Regeln und deren Durchsetzung verstanden. Diese haben eine hohe Bedeutung bei der Übertragung von Leistungen, Gütern und Verfügungsrechten. Besonders relevant für die Untersuchung sind zudem die unterschiedlichen Wissensstände von Akteuren. Auch die Kosten der Übertragung von Wissen sowie die Verteilung von Wissen in einer Population spielen eine wichtige Rolle in den verschiedenen Ansätzen der NIÖ. Auf Basis der NIÖ können sowohl positive Aussagen bzgl. bestehender institutioneller Lösungen getroffen werden und ihre Wirkung auf das Verhalten von Wirtschaftssubjekten erklärt werden als auch normative Untersuchungen hinsichtlich des optimalen

[10] Vgl. ERLEI / LESCHKE / SAUERLAND (2007, S. 40 ff.).

Designs von Institutionen zur Herbeiführung effizienter Allokationsergebnisse erfolgen. Grundlegende Theorien sind die Transaktionskostentheorie und die Prinzipal-Agent-Theorie, deren Erkenntnisse in der folgenden Analyse der Transaktionsbeziehungen und Verträge zwischen Verbrauchern, einzelwirtschaftlichen sowie öffentlichen Unternehmen und dem Regulierer relevant sind.

TRANSAKTIONSKOSTENTHEORIE

Die Transaktionskostentheorie untersucht, wie sich der institutionelle Rahmen, in dem eine Transaktion stattfindet, auf die Kosten für die Durchführung der Transaktion auswirkt. Unter Transaktionen wird der Austausch von Gütern oder Dienstleistungen bzw. der Austausch von Verfügungsrechten an diesen verstanden.[11] Transaktionskosten sind jene Kosten, die bei der Anbahnung und Durchführung von Austauschbeziehungen sowie bei der Schaffung und Nutzung von Institutionen anfallen. Transaktionskosten lassen sich im Allgemeinen in Kosten vor Vertragsschluss (ex ante) und Kosten nach Vertragsschluss (ex post) unterscheiden.[12] Vor Vertragsschluss entstehen sie durch das Einholen von Informationen, durch Verhandlungen oder durch die Ausgestaltung von Verträgen; nach Vertragsschluss durch Kontrollen, Nachverhandlungen oder die Durchsetzung vertraglicher Ansprüche.

Die Transaktionskostentheorie hat das Ziel, für Transaktionen mit bestimmten Eigenschaften kostenminimale Governanceformen zu finden, wobei sowohl Produktions- als auch Transaktionskosten in die Betrachtung einbezogen werden. Dabei werden die Annahmen der begrenzten Rationalität und des möglicherweise opportunistischen Verhaltens der Akteure getroffen. Unter begrenzter Rationalität wird verstanden, dass die Akteure zwar bestrebt sind, sich rational zu verhalten, aber über begrenzte Kapazität zur Aufnahme und Verarbeitung von Informationen verfügen und ihnen zudem nur unvollständige Informationen zur Verfügung stehen.[13] Eigenschaften von Transaktionen, die sich auf die Höhe der Transaktionskosten auswirken, sind Spezifität, Unsicherheit und Häufigkeit, wobei die Spezifität im Zentrum der Betrachtung der Transaktionskostentheorie steht. Unter Spezifität wird verstanden, dass ein Akteur eine Investition tätigt, die nur im Rahmen der Austauschbeziehung zum Transaktionspartner einen bestimmten Wert hat und außerhalb dieser Austauschbeziehungen einen deutlich geringeren oder keinen Wert aufweist. Eine Annäherung an die Spezifität erfolgt über das Konzept der Quasirente, bei der es sich um die Differenz der erstbesten und der zweitbesten Verwendung einer Investition handelt. Verträge sind aufgrund von Umweltunsicherheit und der begrenzten Rationalität der Akteure immer unvollständig. Je größer die Umweltunsicherheit ist, desto mehr Spielräume für Nachverhandlungen entstehen, die von einem der Akteure ausgenutzt werden können. Inwiefern sie ausgenutzt werden können, hängt insb. von der Spezifität der im Rahmen der Transaktion getätigten Investitionen ab. So kann der Transaktionspartner, der nicht oder weniger spezifisch investiert hat, sich opportunistisch verhalten und versuchen, sich über Nachverhandlungen Renten anzueignen. Ein Akteur, der spezifisch investiert, setzt sich somit der Gefahr aus, von seinem Transaktionspartner ausgebeutet und ex post benachteiligt zu werden. Zur Absicherung dieses

[11] Vgl. COMMONS (1932, S. 4) und WILLIAMSON (1998, S. 76).

[12] Vgl. WILLIAMSON (1990, S. 67 f.).

[13] Vgl. SIMON (1955, S. 99 f.) und WILLIAMSON (1999, S. 311).

Problems, das als „Hold-up“ bezeichnet wird, treffen die Akteure Maßnahmen, die mit Transaktionskosten einhergehen.[14]

Die Transaktionskostentheorie wird häufig auf Ronald Coase zurückgeführt, der in seinem Aufsatz „The Nature of the Firm“ auf Basis von Kosten, die für Verträge für die Benutzung des Marktes anfallen, die Existenz von Unternehmen begründet hat.[15] Die heutige Prägung der Transaktionskostentheorie erfolgte insb. durch Oliver E. Williamson, der eine Analyse von Koordinationsformen für die Erstellung von Leistungen entwickelte. Allerdings geht die Anwendung inzwischen noch darüber hinaus; so werden auch Fragen der Regulierung, des Marktdesigns und die Bereitstellung von Gütern und Leistungen durch die Öffentliche Hand mithilfe der Transaktionskostentheorie und weiteren Theorien der NIÖ untersucht.

PRINZIPAL-AGENT-THEORIE

In der grundlegenden Konstellation der Prinzipal-Agent-Theorie beauftragt ein Prinzipal einen Agenten mit der Durchführung einer Aufgabe, wobei damit ein gewisser Entscheidungsspielraum für den Agenten einhergeht. Der Prinzipal und der Agent haben zwar grundsätzlich das gleiche Ziel, jedoch unterschiedliche Interessen hinsichtlich der Verteilung der Kooperationsrente. Es wird angenommen, dass sowohl der Prinzipal als auch der Agent eigennutzmaximierend handeln. Das Wissen der Akteure ist asymmetrisch verteilt, sodass der Agent einen Informationsvorsprung vor dem Prinzipal hat, der sich auf das Wissen über die Qualität einer Leistung oder eines Gutes sowie auf das Zustandekommen eines Ergebnisses beziehen kann. Letzteres kann sowohl von den Leistungen des Agenten als auch von externen Faktoren beeinflusst werden.[16]

Die Prinzipal-Agent-Theorie untersucht sowohl vorvertragliche Selektionsprobleme, die als Adverse Selektion (bzw. Adverse Selection) bezeichnet werden, als auch nachvertragliche Überwachungsprobleme, die Moralisches Risiko (bzw. Moral Hazard) genannt werden. Beim Problem der Adversen Selektion kann der Prinzipal bestimmte Eigenschaften der Leistung nur unzureichend beurteilen, weshalb diese Art der Informationsasymmetrie als Versteckte Eigenschaften (bzw. Hidden Characteristics) bezeichnet wird. Gelingt es nicht, die Informationsasymmetrie ausreichend zu reduzieren, kann dies dazu führen, dass Anbieter höherer Qualität aus dem Markt gedrängt werden. Prinzipale sind auf der einen Seite nicht bereit, höhere Preise für Leistungen zu bezahlen, bei denen sie nicht beurteilen können, ob es sich um eine höhere Qualität handelt, und Agenten sind auf der anderen Seite nicht bereit, höhere Qualitäten anzubieten, wenn sie dafür keine hohen Preise erzielen können. Letztendlich können diese Probleme zum Zusammenbruch des gesamten Marktes führen.[17]

Beim Problem des Moralischen Risikos gelingt es dem Agenten nach Vertragsschluss, den Prinzipal zu täuschen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn es für den Prinzipal nicht möglich ist zu beurteilen, ob eine vom Agenten erbrachte Leistung von externen Faktoren beeinflusst wurde und deshalb nicht auf

[14] Vgl. TIROLE (1988, S. 16 f.).
[15] Vgl. ERLEI / LESCHKE / SAUERLAND (2007, S. 42 f.).
[16] Vgl. FURUBOTN / RICHTER (2010, S. 31).
[17] Vgl. AKERLOF (1970, S. 489 f.).

das zugrundeliegende Anstrengungsniveau des Agenten geschlossen werden kann. Die entstehenden Spielräume des Agenten werden als Versteckte Handlungen (bzw. Hidden Action) bezeichnet. Wenn der Prinzipal zwar die Handlungen des Agenten beobachten, aber aufgrund seines Informationsnachteils nur unzureichend beurteilen kann, so wird dies Versteckte Information (bzw. Hidden Information) genannt.

Neben der Untersuchung abstrakter einzelwirtschaftlicher Verträge kann die Prinzipal-Agent-Theorie auch auf die Regulierung von Unternehmen angewendet werden. In diesem Zusammenhang werden insb. Informationsasymmetrien analysiert, die im Verhältnis zwischen Regulierungsbehörde und reguliertem Unternehmen bestehen und bei der Ausgestaltung regulatorischer Vorgaben zu berücksichtigen sind.

In der Literatur wird dabei häufig zwischen einer normativen Prinzipal-Agent-Theorie, die auf die Gestaltung anreizkompatibler Vertragslösungen unter idealisierten Annahmen abzielt, und einer positiven Prinzipal-Agent-Theorie unterschieden, die reale Organisations- und Governance-Strukturen vor dem Hintergrund begrenzter Rationalität und institutioneller Restriktionen analysiert. In der normativen Prinzipal-Agent-Theorie steht die Frage im Vordergrund, wie Verträge und Anreizmechanismen unter gegebenen Informationsasymmetrien so ausgestaltet werden können, dass sie aus Sicht des Prinzipals möglichst effiziente Ergebnisse erzielen. Dabei wird i. d. R. von rational handelnden Akteuren ausgegangen, und es werden optimale Vertragslösungen unter idealisierten Annahmen abgeleitet.[18] Demgegenüber zielt die positive Prinzipal-Agent-Theorie darauf ab, tatsächlich beobachtbare Vertrags-, Organisations- und Governance-Strukturen zu erklären. Sie berücksichtigt dabei institutionelle Rahmenbedingungen, begrenzte Rationalität der Akteure sowie die praktischen Beschränkungen bei Kontrolle und Durchsetzung. Diese Perspektive ist insb. für die Analyse regulierter Märkte relevant, in denen formale Vertragslösungen regelmäßig durch institutionelle Arrangements ergänzt oder ersetzt werden.[19] Für die folgenden Ausführungen steht daher insb. die positive Prinzipal-Agent-Perspektive im Vordergrund.

2.1.2 Einordnung und Grundlagen der Verbraucherpolitik

Ziel dieses Abschnittes ist es, die Grundlagen der Verbraucherpolitik, insb. die Eigenschaften der Verbraucher, ihre Einbettung in das Wirtschaftssystem sowie mögliche verbraucherpolitische Instrumente vorzustellen, um in den Analysen innerhalb dieser Arbeit, speziell in Kapitel 4, auf diese Erkenntnisse zurückgreifen zu können. In der Verbraucherpolitik findet die Auswertung und Anwendung der Ergebnisse der Verbraucherwissenschaften statt, weshalb sie sehr eng mit diesem Forschungszweig verbunden ist. Aufgaben der Verbraucherwissenschaften sind die Erforschung der Verhaltensweisen von Verbrauchern, wobei ihre inneren Motive und äußere Gegebenheiten berücksichtigt werden, die Erforschung der Entstehung und des Verhaltens von Verbrauchergruppen und Institutionen sowie die Analyse der Stellung des einzelnen Verbrauchers und der Gesamtheit aller

[18] Vgl. JÄKEL (2026, S. 98–102).
[19] Vgl. JÄKEL (2026, S. 103–110).

Verbraucher im Wirtschaftssystem.[20] Die Verbraucherpolitik leitet aus diesen Erkenntnissen Empfehlungen für politische Instrumente ab, die in erster Linie dem Schutz von Verbrauchern dienen sollen.

VERBRAUCHER

In einer funktionellen Sichtweise der Verbraucherwissenschaften sind Verbraucher allgemein all jene Institutionen und Individuen, die Güter oder Dienstleistungen verbrauchen, wohingegen in einer institutionellen Sichtweise nur jene (Wirtschafts-)Subjekte als Verbraucher bezeichnet werden, die überwiegend Verbrauchsfunktionen übernehmen und nicht primär produzierende oder distribuierende Funktionen.[21] In dieser Arbeit werden, ebenso wie in der überwiegenden verbraucherpolitischen Literatur, unter Verbrauchern private Haushalte verstanden, deren Ziel es beim Konsum verschiedener Güter und Dienstleistungen ist, Güter-Preis-Kombinationen zu finden, die ihren Präferenzen und ihrem Budget entsprechen, und dabei geringe Transaktionskosten tragen zu müssen.

Verbraucher konsumieren eine Vielzahl an Gütern und Dienstleistungen, was dazu führt, dass sie i. d. R. weniger Wissen über die Eigenschaften einzelner Güter und Leistungen, über die Kostenstrukturen und über die Eigenschaften der Märkte haben, als die Anbieter der entsprechenden Güter und Leistungen. Generell sind die Informationsaufnahme-, -verarbeitungs- und -speicherungsfähigkeiten von Menschen begrenzt[22], was nach SIMON (1955) eine Beschränkte Rationalität (bzw. Bounded Rationality) von Verbrauchern zur Folge hat.[23] Mit Beschränkter Rationalität wird die psychologische Beschränkung des menschlichen Organismus im Hinblick auf die Aufnahme und Verarbeitung von Informationen und das Vorhersehen von Ereignissen beschrieben. Durch dieses Konzept findet eine Abkehr von der Annahme der vollständigen Rationalität statt, die in der Neoklassik den Untersuchungen zugrunde liegt. Der Mensch begnügt sich mit befriedigenden Lösungen seiner Probleme, anstatt nach einer optimalen Lösung zu streben, und wird somit vom „Optimierer“ zum „Satisfizierer“.[24] Auch das Konzept der Beschränkten Rationalität geht jedoch weiterhin von einem prinzipiell rationalen Verhalten der Akteure aus.[25]

Verbraucher sind i. d. R. nicht vollständig über die angebotenen Qualitäten und Preise informiert und deshalb dem Anbieter weitgehend strukturell unterlegen. Ursachen sind die Intransparenz von Märkten, die fehlende Warenkenntnis von Verbrauchern sowie ihre Unsicherheit bei der Beurteilung der Qualität von Waren und Dienstleistungen. Um dennoch zu Bewertungen verschiedener Optionen zu gelangen, nutzen Verbraucher oftmals Heuristiken, um die Komplexität der Aufgabe zu reduzieren. Dabei kann es jedoch zu systematischen Fehlern kommen, wenn zugunsten der Vereinfachung nicht alle bekannten oder zumindest zugänglichen Informationen genutzt werden, wenn die Bewertung ausgehend von

[20] Vgl. KENNING (2017, S. 4 f.) und BOCK / SPECHT (1958, S. 24).
[21] Vgl. KENNING (2017, S. 5).
[22] Vgl. beispielsweise MÄHLING (1983, S. 192 f.) und NORTH (2005, S. 14).
[23] Vgl. SIMON (1955, S. 99 ff.).
[24] Vgl. SIMON (1978, S. 10).
[25] Vgl. MÄHLING (1983, S. 194) und RISCHKOWSKY (2007, S. 54).

einem Referenzpunkt stattfindet, oder wenn Verbraucher unbewusst den Status quo höher bewerten als mögliche Alternativen.[26]

Die vorliegenden Informationsasymmetrien zugunsten des Anbieters und die Entscheidungsmuster von Verbrauchern können von Anbietern gezielt ausgenutzt werden.[27] Die Verhandlungsmacht eines Verbrauchers gegenüber einem Anbieter ist i. d. R. gering, da ein einzelner Verbraucher nur für einen sehr kleinen Teil der Umsätze eines Anbieters verantwortlich ist und weil Verbraucher auf vielen verschiedenen Gütermärkten agieren und kein einzelner Markt für sie so essenziell ist, dass sie auf diesem nachdrücklich für ihre Rechte eintreten können. Die gemeinsame Interessenvertretung von Verbrauchern wird dadurch erschwert, dass die Gruppe der Verbraucher sehr divers ist, sowohl hinsichtlich ihres Budgets und ihrer Zahlungsbereitschaften als auch hinsichtlich ihrer Präferenzen.[28] Zudem entwickeln sich Interessen und Präferenzen eines einzelnen Nachfragers evtl. erst während einer Transaktion und können sich über die Zeit verändern.[29]

Einbettung des Verbrauchers in das Wirtschaftssystem

In der grundlegenden Konstellation, mit der sich die Verbraucherwissenschaften beschäftigen, gibt es eine Anbieterseite und eine Verbraucherseite, die sich gegenüberstehen. Auf der Anbieterseite befinden sich überwiegend private Unternehmen, die eine Gewinnerzielung anstreben, eine Gewinnmaximierung verfolgen und die relativ kurzfristorientiert agieren. Sie verfügen über technische Elemente für das Angebot von Gütern und Dienstleistungen, über Wissen bzgl. des Angebots von Gütern und Dienstleistungen sowie über Wissen bzgl. der Eigenschaften der Nachfrage. Die Akteursstruktur auf der Anbieterseite kann sehr unterschiedlich sein und sich im Zeitverlauf verändern, wobei die beiden Randlösungen eine Monopolsituation und eine Situation mit vielen im Wettbewerb stehenden Unternehmen sind. Auf der Nachfragerseite steht eine große und heterogene Gruppe von Verbrauchern, die sich nur schwer organisieren können. Zwischen einzelnen Verbrauchern bzw. Verbrauchergruppen kommt es zudem zu Verteilungseffekten, da einige Verbraucher aufgrund ihrer Ressourcenausstattung und ihrer Fähigkeiten besser in der Lage sind, ihre Interessen durchzusetzen, als andere.[30]

Zwischen der Anbieter- und der Verbraucherseite findet der Austausch einer Leistung, bei der es sich um ein Produkt oder eine Dienstleistung handeln kann, und einer Gegenleistung (i. d. R. Geld) statt. Die Eigenschaften der Leistung sind entscheidend für den Ablauf der Transaktion und den mit dieser einhergehenden Kosten und möglicherweise Problemen. So beeinflusst die Art des Transaktionsgegenstandes beispielsweise die Informationslage des Verbrauchers.[31] Die Unterscheidung zwischen Austausch- und Kontraktgütern erfolgt danach, ob die Transaktion

[26] Siehe zur Diskussion verschiedener Heuristiken und deren Auswirkungen beispielsweise Tversky / Kahneman (1974).
[27] Vgl. Rischkowsky (2007, S. 62).
[28] Vgl. Klug (2017, S. 14 ff.).
[29] Vgl. Rischkowsky (2007, S. 111).
[30] Vgl. Strünck (2011, S. 165 f.).
[31] Vgl. Rischkowsky (2007, S. 91).

Auswirkungen auf die Zukunft hat, sich also ggf. eine lange Vertragsphase anschließt, oder nicht.[32] Bei Austauschgütern kann es zu Informationsproblemen kommen, wenn es sich um Erfahrungs- oder Vertrauensgüter handelt; also um Güter, die sich dem Verbraucher erst nach Vertragsschluss und ggf. Nutzung des Gutes oder Durchführung der Dienstleistung offenbaren, bzw. um Güter, bei denen der Verbraucher nie vollständig die Qualität beurteilen kann. Bei einem Kontraktgut kommt die Unsicherheit über das Verhalten des Anbieters nach Vertragsschluss hinzu. Solche Austauschbeziehungen weisen strukturelle Parallelen zu den in der Prinzipal-Agent-Theorie untersuchten Konstellationen auf, insb. wenn Entscheidungsspielräume und Informationsasymmetrien bestehen. Weiterhin können die Kostenstrukturen eines Gutes sowie seiner Produktion relevant für die Transaktion sein, sowie ob unterschiedliche Varianten oder Qualitäten des Gutes angeboten werden. Auch weitere Konditionen, insb. den Vertrieb des Gutes betreffend, beeinflussen die Transaktion. Zudem können weitere Aspekte eine Rolle spielen, auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen wird.[33]

EINORDNUNG DER VERBRAUCHERPOLITIK

Grundsätzlich lässt sich zwischen Verbraucherpolitik im engen Sinne und Verbraucherpolitik im weiten Sinne unterscheiden. Bei Verbraucherpolitik im engen Sinne wird konkret die Beziehung zwischen Verbrauchern und Anbietern (wobei es sich hierbei um Produzenten, um Zwischenhändler oder Vertriebe handeln kann) im Hinblick auf diverse Aspekte, u. a. Preis, Qualität oder Interaktion bei Langfristigkeit der Beziehung, adressiert. Dabei werden insb. auch spezielle Organisationsformen der Anbieter, wie die Frage, ob Wettbewerb oder eine Monopolsituation vorliegt, berücksichtigt. Die Verbraucherpolitik im weiten Sinne bezieht sich darüber hinaus auch auf das allgemeine Sektordesign, wenn sich dieses auf Verbraucher auswirkt.

Verbraucherpolitik ist noch nicht lange ein eigenständiges Analysefeld der Wirtschaftspolitik.[34] In der neoklassischen Theorie herrschte das Bild eines perfekt informierten sowie rational handelnden Verbrauchers und es wurde angenommen, dass der annahmengemäß vollkommene Markt optimale Preis-Mengen-Kombinationen generiert. Die Verhaltensannahmen der Neoklassik stammen aus der Theorie Rationaler Entscheidungen (bzw. Rational Choice Theory) und nicht wie in der Verbraucherpolitik aus der Theorie der Beschränkten Rationalität. In der Sichtweise der Neoklassik reicht Wettbewerbspolitik als Verbraucherschutz aus und es besteht kein weiterer Bedarf an verbraucherpolitischen Maßnahmen.[35] Die Annahmen der Neoklassik werden jedoch u. a. durch Forschungsarbeiten im Bereich der Verhaltensökonomik weitreichend in Zweifel gezogen, die zeigen, dass die Entscheidungsfindung von Verbrauchern durch Voreinstellungen verzerrt werden kann, was zu einem Abweichen der tatsächlichen von den eigentlich für sie optimalen Entscheidungen führen kann.[36] Die Informationsökonomik, zu der auch formale Ansätze wie die normative Prinzipal-Agent-

---

[32] Vgl. ALCHIAN / WOODWARD (1988, S. 66).

[33] Beispielsweise können sich besondere Fragestellungen bei wiederholten Transaktionen, aus der Bündelung von Gütern oder in Konstellationen mit einem Systemgut und spezifischen Investitionen ergeben. Diese sind für den konkreten Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit jedoch weniger relevant.

[34] Vgl. JANNING (2004, S. 401 f.).

[35] Vgl. RISCHKOWSKY (2007, S. 53 f.).

[36] Vgl. beispielsweise KAHNEMAN (2003, S. 1469 f.).

Theorie zählen, beschäftigt sich mit Informationsmängeln als Ursprung von Verbraucherproblemen und analysiert das aus Informationsasymmetrien sowie Informationssuch- und Transaktionskosten resultierende Verhalten der Marktakteure und die daraus entstehenden Funktionsdefizite von Märkten. Es wird angenommen, dass Verbraucher, wenn sie ausreichend informiert werden, angemessen geschützt sind. Auch die im vorangegangenen Kapitel dargestellte NIÖ beschäftigt sich u. a. mit Problemen, die aus mangelnder oder asymmetrisch verteilter Information resultieren. Darüber hinaus werden in der NIÖ auch Probleme betrachtet, die durch die begrenzte Rationalität der Akteure sowie aufgrund opportunistischen Verhaltens entstehen und institutionelle Möglichkeiten zur Lösung dieser Probleme analysiert.[37] Die Verhaltensökonomik beschäftigt sich mit den begrenzten kognitiven Fähigkeiten von Akteuren bei der Informationsaufnahme und -verarbeitung. Sie geht davon aus, dass Verbraucher internen Handlungsrestriktionen unterliegen, also kognitive Grenzen existieren, wodurch sie die ihnen im Wettbewerb angebotenen Handlungsalternativen nicht erkennen und nutzen können.[38] Im Rahmen der Verbraucherwissenschaften und der Verbraucherpolitik werden verschiedene ökonomische Theorien herangezogen, um reale Phänomene wie die Unvollkommenheit von Märkten und das Verhalten von Verbrauchern zu erklären und Handlungsempfehlungen zu formulieren.[39] Dabei herrscht jedoch kein Konsens über die Problemlage und die Eigenschaften der Verbraucher, sondern es werden oftmals einzelne der beschriebenen Probleme in den Fokus der Begründung für verbraucherpolitisches Eingreifen gerückt und auf Basis dessen mögliche Eingriffe abgeleitet.

Ziele und Akteure von Verbraucherpolitik

Wie zu Beginn des Kapitels bei der Charakterisierung von Verbrauchern bereits beschrieben, bestehen die Ziele einzelner Verbraucher darin, passende Güter-Preis-Bündel entsprechend ihren Präferenzen und ihres Budgets zu finden und bei diesem „Matching“ möglichst geringe Transaktionskosten zu haben. Zu beachten ist, dass diese Ziele zwischen verschiedenen Verbrauchern im Detail sehr heterogen sein können. Verbraucherpolitik verfolgt daher das gesamtgesellschaftliche Ziel, die Präferenzen aller Verbraucher möglichst gut zu befriedigen sowie Verbraucher vor der Macht der Anbieter zu schützen und hat dabei die Transaktionskosten der Verbraucher sowie die Qualitäten und Preise aller Güter im Blick.[40] Zudem hat sie das Ziel der Kosteneffizienz, zum einen im Hinblick auf die Ressourcennutzung und zum anderen im Hinblick auf die Nutzerzahlungen.

Akteure der Verbraucherpolitik sind die Öffentliche Hand und daneben Verbraucherfremdorganisationen[41] und Verbraucherselbstorganisationen, also Verbraucherzusammenschlüsse, die meist mit einem spezifischen Fokus agieren. Weiterhin gibt es Akteure, die zwar staatlich gefördert sind bzw. einen rechtlichen Sonderstatus innehaben, jedoch unabhängig agieren.[42] Welche konkreten Ziele und Maßnahmen aus den grundsätzlichen Zielen der

[37] Vgl. Rischkowsky (2007, S. 88 ff.).

[38] Vgl. Rischkowsky (2007, S. 103 ff.) und Reisch / Oehler (2009, S. 34).

[39] Vgl. Rischkowsky (2007, S. 57).

[40] Vgl. Billen (2011, S. 160 f.).

[41] In Deutschland handelt es sich dabei beispielsweise um die Verbraucherzentralen.

[42] Hierzu zählen in Deutschland beispielsweise die Schlichtungsstelle Energie oder auch Stiftung Warentest. Siehe dazu Abschnitt 6.1.2.

Verbraucherpolitik abgeleitet werden und von welchen Akteuren die Zielsetzung und Durchführung erfolgt, hängt einerseits davon ab, welche Ursachen für verbraucherpolitische Probleme identifiziert werden sowie von der jeweiligen speziellen Situation. Im Folgenden werden einige Probleme im Verhältnis zwischen Anbietern und Verbrauchern dargestellt und jeweils mögliche verbraucherpolitische Instrumente diskutiert, auf die in der konkreten Analyse des Stromvertriebssystems in Kapitel 4 zurückgegriffen werden kann.

Probleme, die an der Schnittstelle zu den Endkunden auftreten können, und mögliche Instrumente von Verbraucherpolitik

Anbieter können zur Steigerung ihres Gewinns Preis- und Produktdifferenzierung anwenden. Bei der Preisdifferenzierung werden für unterschiedliche Kunden oder Kundengruppen, für unterschiedliche Güterbündel oder abhängig von äußeren Faktoren verschiedene Preise angeboten. Differenziert wird dabei zwischen der Preisdifferenzierung ersten, zweiten und dritten Grades, die sich hinsichtlich der Menge an Informationen, die der Anbieter über die Zahlungsbereitschaft seiner Kunden hat bzw. nutzt, unterscheiden. Die Reihenfolge bei der folgenden Darstellung ergibt sich aus der Menge des Wissens über Zahlungsbereitschaften, über das ein Anbieter für die jeweilige Form der Preisdifferenzierung verfügen muss. Bei der Preisdifferenzierung zweiten Grades verfügt der Anbieter anfangs über sehr wenig Wissen über die Nachfrager, denen er ein (oder mehrere) Preis-Mengen-Angebot(e) macht. Die Konsumenten wählen die Kombination, die ihren Präferenzen am ehesten entspricht, oder gehen nicht auf das Angebot ein. Dadurch findet eine Selbstselektion der Konsumenten statt, welche die Kundenpräferenzen teilweise offenbart. Der Anbieter lernt durch die Analyse der gewählten Kombinationen etwas über die Zahlungsbereitschaft der Kunden und kann diese Information zur Steigerung seines Gewinns nutzen. Häufig findet dazu eine dynamische Preissetzung statt, um so die Zahlungsbereitschaft der Kunden schrittweise immer besser zu ermitteln. Bei der Preisdifferenzierung dritten Grades kann der Anbieter verschiedene Konsumentengruppen gemäß bestimmten Merkmalen unterscheiden, die daraufhin unterschiedliche Preisangebote für ansonsten identische Produkte erhalten. Die Gruppen müssen dafür klar voneinander unterscheidbar sein, um Arbitrage zu verhindern.[43] Die Abgrenzung der Preisdifferenzierung dritten Grades von der Preisdifferenzierung ersten Grades ist teilweise nicht eindeutig; generell kann die Preisdifferenzierung dritten Grades jedoch als unvollkommene Form der Preisdifferenzierung ersten Grades gesehen werden.[44] Bei der Preisdifferenzierung ersten Grades, die auch als „perfekte Preisdifferenzierung“ bezeichnet wird, kann der Anbieter einzelne Kunden so gut unterscheiden und ist so gut über die Präferenzen und Zahlungsbereitschaften informiert, dass jeder Konsument seinen Reservationspreis zahlt. Der Verkäufer schöpft somit die gesamte Zahlungsbereitschaft der Nachfrager ab.[45] Ob und wie gut eine Preisdifferenzierung funktioniert hängt davon ab, ob die Möglichkeit der Arbitrage besteht, d. h. ob die Kunden, denen vom Unternehmen unterschiedliche Preisangebote gemacht werden, untereinander mit

[43] Vgl. Pigou (1920, S. 244 f.) und Bester (2017, S. 71).
[44] Vgl. McAfee (2008, S. 468).
[45] Vgl. Varian (1996, S. 4).

dem Gut handeln können und wie hoch die Transaktionskosten dabei sind.[46] Wohlfahrtsökonomisch ist die Einordnung von Preisdifferenzierung nicht eindeutig, da damit auch Vorteile für einige Verbraucher einhergehen können, die sich das Produkt zu einem einheitlichen Preis evtl. nicht leisten könnten. Es sind jedoch auch distributive Effekte zwischen verschiedenen Kundengruppen und insb. zwischen Verbrauchern und Anbietern zu berücksichtigen, die gegen Preisdifferenzierung sprechen können.[47] Die Möglichkeiten und Anreize für die Anbieter, Preisdifferenzierung zu nutzen, hängt stark von der Anbieterstruktur ab. Wenn Wettbewerber bei der Preissetzung berücksichtigt werden müssen, so kann die Preisdifferenzierung dadurch verzerrt und ggf. abgeschwächt werden. Wettbewerb kann aber wiederum auch Anreize zu komplexen Bepreisungssystemen schaffen, um die Transparenz gegenüber den Nachfragern zu verringern und dadurch einen höheren Anteil der Zahlungsbereitschaft abschöpfen zu können. Dabei besteht auch die Möglichkeit, ex ante einen geringeren Preis vorzutäuschen und den wahren Preis erst ex post zu offenbaren. Beispiele dafür sind versteckte Gebühren, wie es sie oft bei Flugtickets gibt, Bonuszahlungen bei Vertragsschluss und Cashback-Aktionen.[48]

Mögliche verbraucherpolitische Instrumente, um den Problemen, die sich aus der Preisdifferenzierung ergeben, zu begegnen, sind die Preisregulierung, das Bereitstellen von Preisinformationen und der Schutz durch heterogene Verbrauchergruppen. Bei der Bereitstellung von Preisinformationen stellt sich die Frage, in welcher Form dies erfolgen sollte, damit Verbraucher sie möglichst gut aufnehmen und verarbeiten können, und welche Akteure (Anbieter, provisionsbasierte Plattformen, Öffentliche Hand, Verbraucherzentralen etc.) sie bereitstellen sollen. Die Idee des Schutzes durch heterogene Verbrauchergruppen besteht darin, dass, falls eine hinreichend große Gruppe informierter und preissensibler Verbraucher existiert, diese u. U. die trägen und uninformierten Verbraucher „mitschützen“ können, indem der drohende Verlust der wechselbereiten Verbraucher dafür sorgt, dass sich Preiserhöhungen für den Anbieter nicht lohnen. Dies setzt allerdings voraus, dass Anbieter nicht zwischen den verschiedenen Verbrauchergruppen differenzieren können.

Während bei der Preisdifferenzierung von einem einheitlichen Produkt ausgegangen wird, das unterschiedlichen Kunden(gruppen) oder in Abhängigkeit äußerer Faktoren zu unterschiedlichen Preisen angeboten wird, werden bei der Qualitätsdifferenzierung unterschiedliche Varianten eines Produktes angeboten. So wird bei der horizontalen Produktdifferenzierung ein Produkt in verschiedenen Varianten oder an unterschiedlichen Standorten angeboten. Kunden haben unterschiedliche Präferenzen im Hinblick auf die Ausprägungen bestimmter Eigenschaften eines Produktes und fragen bei gleichen Preisen unterschiedliche Varianten des Produktes nach. Bei der vertikalen Produktdifferenzierung wird hingegen ein Produkt in unterschiedlichen Qualitätsniveaus angeboten. Die Kunden sind sich einig, welches das bessere Produkt ist, und fragen bei gleichen Preisen alle dieses nach.[49] Insofern geht mit einer vertikalen Qualitätsdifferenzierung auch stets eine Preisdifferenzierung

---

[46] Vgl. TIROLE (1999, S. 292).

[47] Vgl. TIROLE (1999, S. 304), wo insb. die Verteilungswirkung von Verbrauchern mit niedriger Preiselastizität zu Verbrauchern mit hoher Preiselastizität sowie zu den Anbietern beschrieben wird. Unerwünschte Verteilungseffekte können beispielsweise dann auftreten, wenn Verbraucher mit geringen Einkünften aufgrund hoher Transaktionskosten (z. B. aufgrund von Sprachbarrieren) zu der niedrigelastischen Gruppe gehört.

[48] Vgl. SOVERN (2006, S. 1656 ff.).

[49] Vgl. PFÄHLER / WIESE (2008, S. 250).

einher. Bei der Entscheidung über die Einführung neuer Varianten müssen Anbieter berücksichtigen, dass dies evtl. zu sinkenden Einnahmen bei den bestehenden Varianten führen kann. Zudem gibt es einen allgemeinen Trade-off zwischen Produktvielfalt und Größenvorteilen bei den Varianten, der insb. von den Fixkosten abhängig ist, die bei Einführung einer Variante anfallen. Aus einer gesamtgesellschaftlichen Perspektive kann es zu Situationen kommen, in denen zu viele oder zu wenige Varianten angeboten werden. Ein mögliches Instrument, um diesen Problemen zu begegnen, ist die Einführung von Standards zur Variantenreduktion, wobei sich auch hier die Frage stellt, wer diese Standards erstellt (staatliche Normungsinstitute, Branchenverbände etc.).[50]

Bei Kontraktgütern kann es durch die lange Vertragslaufzeit, komplexe Vertragsgestaltung oder Wechselkosten zu Problemen kommen. Kontraktgüter haben grundsätzlich eine lange ex post-Phase, die durch Abhängigkeiten zwischen den Transaktionspartnern gekennzeichnet ist. Dadurch kommen Vertragsklauseln, welche die ex post-Phase betreffen (bspw. im Hinblick auf die Anpassung von Vertragsinhalten) eine besondere Bedeutung zu. Das Problem dabei ist, dass Vertragsklauseln durch Nachfrager häufig nicht adäquat beurteilt werden können bzw. bei der Entscheidung nicht adäquat berücksichtigt werden. Insofern kann im Hinblick auf die Vertragsklauseln das Problem der Adversen Selektion vorliegen. Mögliche verbraucherpolitische Instrumente in diesem Bereich können die Überprüfung von Vertragsklauseln oder sogar die Vorgabe von Standardklauseln sein. Zudem können bestimmte Grenzwerte, wie eine maximal zulässige Vertragslaufzeit, eine maximale Kündigungsfrist usw. definiert werden. Weiterhin kann es durch die Existenz von Wechselkosten nach Vertragsschluss zu Problemen kommen. Wechselkosten können durch die Spezifität von Investitionen, durch Grundgebühren oder Mitgliedsbeiträge, durch Rabatt- und Treueprogramme oder durch Suchkosten nach einem neuen Anbieter und Unsicherheit hinsichtlich der Qualität eines neuen Anbieters entstehen. Daraus ergibt sich eine potenzielle Hold-up-Problematik und die Gefahr eines Lock-ins bei einem Anbieter. Andere Anbieter können jedoch Anreize haben, die Wechselkosten für Verbraucher zumindest teilweise zu übernehmen, in der Hoffnung, dass die Verbraucher längerfristig ihre Kunden bleiben. Zur Senkung der Wechselkosten können Vertragsklauseln vorgegeben oder die Informationslage der Verbraucher hinsichtlich alternativer Anbieter verbessert werden.

Nachfrager benötigen i. d. R. viele Güter, wodurch es für Anbieter zu Bündelungsmöglichkeiten für den gemeinsamen Erwerb von Produkten im Rahmen einer Transaktion geben kann. Für den Verbraucher ergeben sich dadurch zwar ggf. geringere Umsetzungskosten, dies erhöht jedoch auch die Gefahr eines Lock-ins. Für die Verbraucher ist es zudem schwieriger, sich über einzelne Produkte zu informieren, wenn diese in verschiedenen Bündeln angeboten werden. Auch hier können evtl. die verbraucherpolitischen Instrumente Informationsbereitstellung, Senkung von Wechselkosten, Vorgabe von Vertragsinhalten oder Verbote von Bündelangeboten genutzt werden.

[50] Vgl. RISCHKOWSKY (2007, S. 100 f.).

2.2 Technisch-systemische Grundlagen

Die Analyse des Stromvertriebssystems und die Überlegungen hinsichtlich einer sinnvollen Ausgestaltung der Schnittstelle zu den Endkunden im weiteren Verlauf der Arbeit setzen grundlegendes Wissen über das Stromsystem und die Eigenschaften des Gutes Strom voraus, da sich diese in wesentlichen Punkten von anderen Gütern unterscheiden. Diese Besonderheiten beeinflussen die Aufgabenverteilung im Stromsystem, die Beziehungen zwischen den beteiligten Akteuren sowie die Anforderungen an das Wissen über das Stromsystem, das insb. auf Seiten der Verbraucher aufgrund der Komplexität typischerweise begrenzt ist.

2.2.1 Überblick über das Stromsystem

Für das Angebot von Strom ist eine Reihe vorgelagerter Aktivitäten erforderlich, die miteinander koordiniert werden müssen, weshalb Strom als Systemgut[51] kategorisiert werden kann. Bei Systemgütern braucht es für das letztendliche Angebot eine Vielzahl vorgelagert zu erbringender oder parallel anzubietender Leistungen. Findet nur eine unzureichende Koordination der einzelnen Aktivitäten statt, kann dies zu erheblichen Problemen oder zu einem vollständigen Ausbleiben bzw. Ausfall des Angebots führen. Bei einer physikalischen Betrachtung können in einer groben Unterteilung die Aufgaben Stromerzeugung, Stromtransport und Stromverbrauch voneinander abgegrenzt werden. In einer marktlichen Betrachtung gibt es ebenfalls Erzeuger und Endkunden und zwischengelagert zum einen den Großhandelsmarkt und zum anderen den Endkundenmarkt. Hierbei handelt es sich um ein Abstraktionsniveau, das nicht alle technischen Details beinhaltet, aber für die folgende Analyse ausreichend ist.[52] Die beiden Ebenen des Stromsystems sind in Abbildung 1 dargestellt.

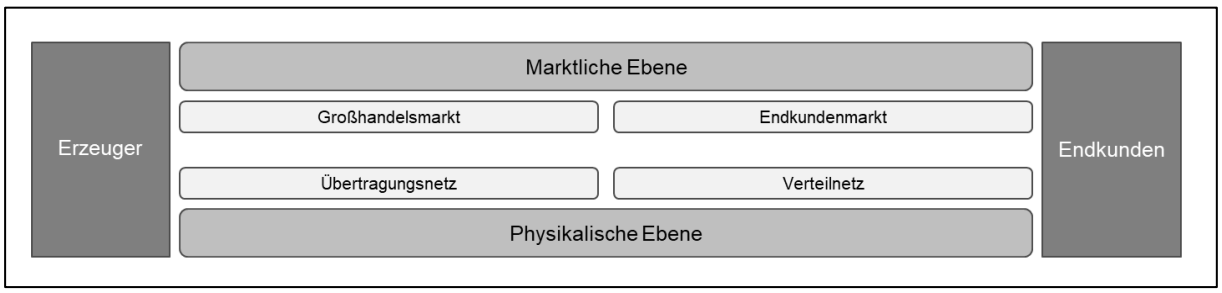

Abbildung 1: Marktliche und physikalische Ebene des Stromsystems.[53]

Für die Stromerzeugung können verschiedene Erzeugungstechnologien verwendet werden, die sich in ihren Kostenstrukturen sowie hinsichtlich der verwendeten Inputs und der Produktionsprozesse unterscheiden. Zudem hängt die Herstellung unerwünschter Kuppelprodukte wie Luftschadstoffen sowie die Möglichkeit zum Angebot von Systemdienstleistungen von der Erzeugungstechnologie ab.

[51] Vgl. zum Begriff Systemgut GIZZI (2016, S. 1 f. und S. 11 ff.).

[52] Im bisherigen und auch im weiteren Verlauf der Untersuchung werden andere Unterteilungen der verschiedenen Aufgaben beim Angebot von Strom für Haushaltskunden angestellt, welche die Vertriebsebene einbeziehen. Hier liegt der Fokus jedoch auf der technischen Ebene, weshalb nur zwischen Erzeugung und Transport unterschieden wird.

[53] Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an GEORG (2019, S. 13).

Eine grobe Unterscheidung kann auf Basis der Steuerbarkeit des Anlageneinsatzes zwischen fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) und zwischen Flexibilitätsoptionen (FO) getroffen werden.

FEE-Anlagen sind abhängig von einem schwankenden Angebot.[54] Einzelne Anlagen bzw. Anlagenparks können daher nicht jederzeit auf Abruf für die Produktion eingesetzt werden. Aufgrund fehlender langfristiger Dargebotsprognosen kann der Anlageneinsatz nicht mit langem Vorlauf geplant werden und auch während der Produktion kann es zu Erzeugungsschwankungen kommen. Die Produktion ist nur in der Form regelbar, dass die Erzeugung gedrosselt oder komplett abgeregelt werden kann. Bei einer größeren Menge an FEE im Stromsystem und wenn eine sinnvolle räumliche Verteilung der Anlagen stattfindet, kann jedoch aufgrund von Portfolioeffekten erreicht werden, dass zu jedem Zeitpunkt ein gewisser Teil der FEE-Produktionskapazität mit hoher Wahrscheinlichkeit einsatzbereit ist. Die kurzfristigen Grenzkosten liegen bei FEE-Anlagen quasi bei Null, da der Einsatz der natürlichen Inputfaktoren nicht mit Kosten einhergeht und lediglich durch den Verschleiß von Anlagenteilen in geringem Umfang variable Kosten entstehen. Der große Vorteil von FEE-Anlagen liegt darin, dass sie während des Betriebs keine Treibhausgas- und Schadstoffemissionen erzeugen. Die Erzeugung geht jedoch mit einem insgesamt hohen Flächenbedarf einher.

Bei FO-Anlagen kann zwischen konventionellen Erzeugungsanlagen, also Anlagen, bei denen fossile Energieträger wie Kohle, Erdgas und Erdöl verbrannt werden, Kernenergieanlagen sowie Biomasseanlagen und Pumpspeicherkraftwerken unterschieden werden. Perspektivisch können hierzu auch Anlagen gezählt werden, die auf Wasserstoff als Energieträger zurückgreifen. Die eingesetzten Energieträger dieser Anlagen sind lagerbar, weshalb betriebsbereite Kraftwerke jederzeit zur Stromproduktion zur Verfügung stehen, der Einsatz der Anlagen langfristig geplant werden kann und die Erzeugung i. d. R. gut steuerbar ist. Zu beachten sind jedoch Anfahrts- und Mindeststillstandszeiten von Anlagen, durch die der sofortige Einsatz eines stillstehenden Kraftwerkes nicht möglich ist, ggf. maximale und minimale Lastgradienten, welche die Steuerbarkeit der Anlage während des Betriebs einschränken können, sowie ggf. Mindestlaufzeiten.[55] Neben den hohen Fixkosten im Rahmen der Anlagenerrichtung kommt es bei FO-Anlagen auch zu höheren variablen Kosten aufgrund von Brennstoffkosten. Diese können während der Lebensdauer der Anlage zudem erheblich schwanken und liegen, da es sich bei vielen Brennstoffkosten um Weltmarktpreise handelt, außerhalb des Einflussbereichs des Anlagenbetreibers. Insbesondere die Stromerzeugung in konventionellen Anlagen ist mit diversen negativen Umweltwirkungen verbunden, da bei der Verbrennung fossiler Rohstoffe klimaschädliche Treibhausgase emittiert werden. Neben CO_2 werden weitere Schadstoffe ausgestoßen und es kommt zu weiteren negativen Externalitäten wie Lärm und Veränderung des Landschaftsbildes. Biomasseanlagen haben hingegen eine bessere Umweltverträglichkeit, da als Rohstoff Pflanzen eingesetzt werden, die während ihres Wachstums Kohlenstoff aus der Atmosphäre binden, der im Verbrennungsprozess wieder freigesetzt wird. Die Produktion in Kernkraftwerken geht zwar nicht mit

[54] In dieser Untersuchung sind mit FEE-Anlagen insb. Wind- und PV-Anlagen gemeint, es gibt jedoch weitere Anlagentypen in diesem Segment, auf deren Besonderheiten hier jedoch nicht weiter eingegangen wird.

[55] Teilweise sind diese Einschränkungen nicht absolut, sondern können mit den Kostenstrukturen der Anlagen zusammenhängen, die beispielsweise den Betrieb einer Anlage mit besonders niedriger Last generell unwirtschaftlich machen oder wenn es durch häufiges Hinauf- und Herunterfahren zu einem höheren Verschleiß kommt und es dadurch nicht wirtschaftlich ist, die Fahrweise an kurzfristige Bedarfsschwankungen anzupassen.

direkten Treibhausgasemissionen einher. Dafür werden dabei radioaktive Abfälle erzeugt, für deren Entsorgung es bisher keine Lösung gibt, und der Betrieb geht mit sehr großen und schwer kalkulierbaren Risiken einher. Auch bei der Produktion und Verarbeitung von Rohstoffen fallen Emissionen an, die berücksichtigt werden müssen. Dies gilt gleichermaßen für fossile Rohstoffe, Biomasse und Brennstäbe von Kernenergieanlagen.

Der Kraftwerkspark besteht somit häufig aus unterschiedlichen Anlagen mit verschiedenen Eigenschaften und unterschiedlichen variablen Kosten der Stromproduktion. Der Einsatz der zur Verfügung stehenden Kraftwerke erfolgt aufsteigend nach ihren Grenzkosten anhand der sogenannten Merit Order. Bei dieser setzt das Grenzkraftwerk, also das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken, den Preis, wodurch auch die Deckungsbeiträge aller anderen Kraftwerke als Differenz des Strompreises und ihren eigenen Erzeugungskosten festgelegt werden.

Erzeugte Strommengen werden an einem Großhandelsmarkt gehandelt, an dem Erzeuger und Vertriebe oder große Verbraucher sowohl kurzfristig (am Spotmarkt) als auch langfristig (am Terminmarkt) Strommengen handeln können. Die Geschäfte können dabei entweder über eine Strombörse oder über bilaterale Geschäfte (over the counter, OTC) getätigt werden, wobei der Börsenpreis auch als Leitpreis für OTC-Geschäfte dient. Die Allokation der Strommengen an die Nachfrager erfolgt anhand des Preises. Es handelt sich dabei in erster Linie um eine bilanzielle Übertragung, da eine gezielte Zuordnung von Strom aufgrund der physikalischen Eigenschaften und des Transports über das Stromsystem nicht möglich ist. Der Verkauf von Strom an Endkunden erfolgt am Endkundenmarkt über Vertriebe.

Bei der Stromübertragung kann zwischen zwei Ebenen unterschieden werden: der Übertragungsnetzebene und der Verteilnetzebene. Zur Übertragungsnetzebene gehören als physikalische Assets das Höchstspannungsnetz und die dazugehörigen Anlagen sowie Aufgaben des weiträumigen Stromtransports; daneben werden dieser Ebene meist übergeordnete Aufgaben der Systemführung zugeordnet. Zur Verteilnetzebene gehören die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen des Verteilnetzes sowie die zugehörigen Anlagen und ihr sind Aufgaben im Zusammenhang mit dem regionalen und lokalen Stromtransport zugeordnet.

2.2.2 Eigenschaften des Gutes Strom

Strom verfügt über ungewöhnliche Eigenschaften, die zu besonderen Koordinationsanforderungen bei der Erzeugung und dem Transport führen und sich somit unmittelbar auf die Möglichkeiten zur Gestaltung des Marktes auswirken. Dazu gehören, dass er leitungsgebunden und nur bedingt speicherbar ist, dass es zwischen verschiedenen Tageszeiten und über das Jahr zu großen Nachfrageschwankungen kommt sowie dass Angebot und Nachfrage jederzeit ausgeglichen sein müssen, um die physikalischen Anforderungen zu erfüllen.[56]

[56] Vgl. Joskow (2006, S. 6 ff.).

Da Strom leitungsgebunden ist, ist das Angebot davon abhängig, dass Leitungen mit ausreichender Kapazität überall dort verlegt sind, wo sie benötigt werden. Aufgrund der speziellen technischen Eigenschaften der Stromnetze sowie der angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen müssen kontinuierlich bestimmte technische Grenzwerte eingehalten werden; besonders relevant dabei sind die Frequenz- und die Spannungshaltung. Stromnetze sind im gesamten Verbundnetz und über alle Netzebenen hinweg auf eine einheitliche Frequenz ausgelegt. Kommt es zu Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme, führt dies zu Frequenzänderungen, die bei größerem Ausmaß zu Störungen im gesamten Verbundnetz führen können. Zur Stabilisierung der Frequenz werden daher bestimmte Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen für die Bereitstellung von Regelleistung vorgehalten. Positive Regelleistung wird bei zu niedriger Frequenz durch eine Erhöhung der Einspeisung oder eine Reduktion der Entnahme erbracht, während negative Regelleistung bei zu hoher Frequenz durch eine Reduktion der Einspeisung oder eine Erhöhung der Last bereitgestellt wird. Im Gegensatz zur Frequenz kann sich die Spannung an verschiedenen Stellen im Stromnetz deutlich unterscheiden. Da elektrische Anlagen jedoch auf eine bestimmte Nennspannung ausgelegt sind, muss gewährleistet werden, dass die Spannung an den jeweiligen Netzpunkten innerhalb definierter Toleranzbereiche bleibt. Drohenden Spannungsproblemen wird frühzeitig durch eine gezielte Steuerung der Blindleistung entgegengewirkt.

Für die Einhaltung der technischen Grenzwerte ist eine kontinuierliche Überwachung des Stromsystems notwendig, da es durch einen Last- oder Erzeugungsüberhang ansonsten zu Versorgungsausfällen kommen kann. Durch Nachfrageschwankungen und eine generell eher inflexible Nachfrage sowie begrenzte Speicherbarkeit muss das Gleichgewicht bisher vor allem auf der Erzeugungsseite hergestellt werden.[57] Die insgesamt bereitgestellte Erzeugungskapazität – unter Berücksichtigung von Speichern – muss daher so dimensioniert sein, dass auch Nachfragespitzen abgedeckt werden können. Dies führt dazu, dass Teile der Kraftwerksflotte in Zeiten geringerer Nachfrage nicht ausgelastet sind. Vor diesem Hintergrund ist es aus systemischer Sicht sinnvoll, auf verschiedene Erzeugungstechnologien mit unterschiedlichen Kostenstrukturen zurückzugreifen, wobei auch umweltpolitische Zielsetzungen zu berücksichtigen sind.

Bei der Übertragung von Strom besteht eine weitere Besonderheit darin, dass es nicht möglich ist, eine direkte Zuordnung zwischen Strom, der an einer Stelle eingespeist wurde, und Strom, der an einer anderen Stelle entnommen wurde, herzustellen. Diese lässt sich nur bilanziell darstellen. Die Verlässlichkeit des Stromsystems hängt vom Zustand des Stromnetzes sowie den Gegebenheiten bei Erzeugung und Nachfrage ab und wie gut diese beiden Größen miteinander in Einklang gebracht werden können. Wenn eine entsprechende Messinfrastruktur vorhanden ist, kann die Nachfrage in Echtzeit mit der Erzeugung abgeglichen und abgerechnet werden und bspw. über den Preis oder weitere Signale an die Endkunden auf die Anpassung des Verbrauchs hingewirkt werden.[58] Wenn diese jedoch nicht vorhanden ist, müssen für Haushaltskunden sogenannte Standardlastprofile (SLP) genutzt

[57] Durch den zunehmenden Anteil an fluktuierenden FEE und zukünftig flexiblere Verbraucher, wird sich dies voraussichtlich ändern. Siehe für erste Überlegungen zu einer reagiblen Nachfrage (Demand Response) Abschnitt 4.2.

[58] Siehe zu weiteren Ausführungen hierzu Abschnitt 4.2.

werden, indem die tatsächlich nachgefragte Menge innerhalb eines Messzeitraums auf Basis eines Standardverbrauchs von Haushaltskunden in eine stündliche Verbrauchskurve transformiert wird.

Strom besitzt die physikalische Eigenschaft, dass er immer automatisch von den Generatoren, in denen die Erzeugung stattfindet, zu den Netzpunkten fließt, wo der Strom entnommen wird. Daher ist es unmöglich, einem Verbraucher eine bestimmte Erzeugungsanlage direkt zuzuordnen und alle Verbraucher beziehen ein Mischprodukt des zum jeweiligen Zeitpunkt der Entnahme ins Netz eingespeisten Stroms. Bei Elektrizität handelt es sich (quasi) um ein homogenes Gut, das sich für Verbraucher nur durch die Eigenschaften Menge, Preis, Bezugszeitpunkt und -ort sowie ggf. durch die Zuschreibung von bestimmten Merkmalen (beispielsweise, dass die Erzeugung in EE-Anlagen oder in lokalen Anlagen stattfindet), die durch die Bündelung des Stromproduktes mit Herkunftsnachweisen belegt wird, unterscheidet.[59]

Die beschriebenen Eigenschaften des Gutes Strom begründen besondere Koordinationsanforderungen auf Systemebene und prägen die institutionelle Ausgestaltung von Erzeugung, Netzbetrieb und Marktmechanismen. Welche weitergehenden Implikationen sich daraus für die Ausgestaltung der Schnittstelle zu den Endkunden ergeben, wird in den folgenden Abschnitten aufgegriffen.

2.3 Existenz von Schnittstellen und daraus resultierende Koordinationserfordernisse

Zur Belieferung von Endkunden mit Strom bedarf es, wie im vorangegangenen Kapitel dargestellt, der vorgelagerten Prozesse der Stromerzeugung und des Stromtransports. Aufgrund der technischen Eigenschaften des Stromsystems sowie der institutionellen Ausgestaltung der Wertschöpfungsstufen lässt sich der Strommarkt in die Teilbereiche Stromerzeugung, Stromgroßhandel, Stromtransport – weiter untergliedert in Stromübertragung und Stromverteilung – und Endkundenmarkt gliedern.[60] Ziel dieses Abschnitts ist die Identifikation möglicher Koordinierungserfordernisse innerhalb und zwischen diesen Produktionsstufen sowie zu den Endkunden, die aus den technischen Charakteristika resultieren. Die Existenz von Schnittstellen und daraus resultierende Koordinationserfordernisse hängen stark vom Organisationsmodell ab. Ein Organisationsmodell ist in dieser Arbeit als die institutionelle Ausgestaltung hinsichtlich der Durchführung und Koordination der im Rahmen der Erzeugung, des Transports und des Vertriebs von Strom anfallenden Aufgaben definiert und beinhaltet die Entscheidungen bzgl. der Aufgabenbündelung und der Koordinationsform sowie deren konkrete (vertragliche) Ausgestaltung durch Institutionen. Da es grundsätzlich sehr viele Möglichkeiten zur Ausgestaltung des Organisationsmodells gibt, werden hier zunächst zwei Ausgestaltungsvarianten dargestellt: zum einen eine umfassend integrierte Energiewirtschaft, wie es sie in vielen Ländern, so auch in Deutschland, lange gab und teilweise auch heute noch gibt und zum anderen eine entbündelte Energiewirtschaft, wie es sie beispielsweise im Status quo in Deutschland gibt.[61] Im Anschluss wird

[59] Vgl. AMELUNG (2020, S. 4).

[60] Vgl. WEBER / MANNHART (2008, S. 3 f.).

[61] Siehe für die Darstellung der Organisation des Stromvertriebsmarktes in anderen Ländern Kapitel 5 und in Deutschland Kapitel 6.

vertieft auf die Schnittstelle zu den Konsumenten eingegangen und welche Koordinationserfordernisse in Abhängigkeit vom Organisationsmodell an dieser entstehen.

2.3.1 Umfassend integrierte Energiewirtschaft

Bei der Organisationsform einer umfassend integrierten Energiewirtschaft werden die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Transport und Vertrieb an die Endkunden gemeinsam von einem Verbundunternehmen (oder einigen wenigen in verschiedenen Gebieten) wahrgenommen. Es findet eine vollständige vertikale Integration statt, durch die neben dem natürlichen Monopol der Netze auch die Ebenen Erzeugung, Absatz und Handel weitgehend monopolisiert werden. In diesem Organisationsmodell besitzen die Netzbetreiber die alleinigen Verfügungsrechte über ihre Netze und räumen anderen Akteuren keine Rechte zur Durchleitung ihres Stroms ein. Zudem ist ein Markteintritt für neue Wettbewerber nur schwer möglich, weil es sich bei den Stromnetzen um ein natürliches Monopol handelt, da die Netzinfrastruktur nur unter Aufwendung sehr hoher Kosten dupliziert werden kann. Ein Großteil der Transaktionen erfolgt bei dieser Organisationsform innerhalb der vertikal integrierten Unternehmen. Dies erschwert der Öffentlichen Hand die genaue Zuordnung und Überprüfung einzelner Kostenbestandteile entlang der Wertschöpfungskette. In der Praxis führte dies häufig dazu, dass regulatorische Eingriffe auf der Ebene der Endpreise ansetzten, anstatt differenziert die Preise der Teilprodukte wie „erzeugter Strom“, „Transport in Übertragungsnetzen“ und „Transport in Verteilnetzen“ zu regulieren.[62] In welchem Umfang Mess- und Bilanzierungsaufgaben anfallen, hängt davon ab, wie viele Akteure im Stromsystem aktiv sind. Im Falle einer vollständigen vertikalen Integration reichen Messungen an einigen Stellen des Netzes und Berechnungen der Lastflüsse an Verbindungen zu anderen Netzen tendenziell aus, wodurch der Aufwand in diesem Bereich vergleichsweise gering ausfällt.[63]

In Deutschland gab es vor der Strommarktreform 1998 nur wenige Verbundunternehmen, die den überregionalen Energieaustausch übernommen sowie regionale Versorgungsunternehmen und teilweise Endkunden beliefert haben. Ein Verbundunternehmen war dabei Eigentümer eines Übertragungsnetzes und erzeugte Strom in eigenen Kraftwerken oder kaufte ihn von anderen Verbundunternehmen oder von unabhängigen Erzeugern. Es agierte somit sowohl als Transportunternehmen als auch als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt. Auf der Absatzseite war das Verbundunternehmen wiederum Anbieter für die Verteilnetzbetreiber, die das gebündelte Produkt „erzeugten und per Übertragungsnetz transportierten Strom“ in ihre Verteilnetze aufnahmen. Die Verteilnetzbetreiber bezogen Strom einerseits auf diesem zweiten Großhandelsmarkt von den Verbundunternehmen und andererseits von kleinen unabhängigen Erzeugern oder aus eigenen Anlagen. Die Betreiber der Verteilnetze traten auf dem Einzelhandelsmarkt als regionale Monopolisten auf, wo sie den Endkunden das gebündelte Produkt „erzeugten und per Übertragungs- und Verteilnetze transportierten Strom“ anboten. Sie versorgten Endverbraucher in einer bestimmten Region entweder

[62] Vgl. KUMKAR (1999, S. 7 ff.).
[63] Vgl. KUMKAR (1998, S. 53).

direkt oder belieferten örtliche Versorgungsunternehmen, die dann ihrerseits wieder innerhalb eines festen Gebietes Endverbraucher versorgten.

Für die Endkunden gibt es sowohl bei der vollständigen Integration über alle Ebenen hinweg als auch bei einer Ausgestaltung, wie es sie in Deutschland gab, auf der Einzelhandelsebene nur einen Gebietsmonopolisten, von dem sie ihren Strom beziehen können. Neben der Begründung des Flaschenhals-Monopols der Stromnetze können dafür in der Realität weitere regulatorische Vorgaben verantwortlich sein, die einen Marktzugang auf Einzelhandelsebene für Wettbewerber blockieren. In Deutschland gab es beispielsweise vor der Liberalisierung die Möglichkeit für Kommunen, exklusive Endverbraucherkonzessionen zu erteilen, wodurch anderen Unternehmen die Belieferung von Endkunden untersagt wurde.[64]

Es lässt sich insgesamt festhalten, dass es bei der umfassend integrierten Energiewirtschaft wenige Schnittstellen sowohl zu den Endkunden als auch zwischen den energiewirtschaftlichen Akteuren gibt, da die überwiegende Anzahl der Aufgaben von wenigen oder sogar lediglich einem Verbundunternehmen übernommen werden. Die Koordinationserfordernisse außerhalb des Verbundunternehmens sind daher in dieser Organisationsform gering.

2.3.2 Entbündelte Energiewirtschaft im Status quo in Deutschland

In Europa wurde die Liberalisierung und das Unbundling der Strommärkte durch die EU-Binnenmarktrichtlinie[65] 1996 eingeleitet. Die Umsetzung dieser Richtlinie erfolgte in Deutschland 1998 durch das Energiewirtschaftsgesetz[66] (EnWG), das seitdem mehrfach novelliert wurde. Die Hauptelemente der Liberalisierung sind die Schaffung von Wettbewerb auf der Erzeugungsebene, ein diskriminierungsfreier Netzzugang sowie die freie Wahl des Energievertriebs durch die Verbraucher. Daneben wird meist eine Entflechtung (Unbundling) der Bereiche Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb angestrebt. Das Rollenmodell der entbündelten Energiewirtschaft, wie sie im Status quo in Deutschland ausgestaltet ist, lässt sich sowohl aus physikalischer als auch aus marktlicher Sicht beschreiben. In beiden Betrachtungsweisen gibt es die Rollen Stromerzeuger und Letztverbraucher. Die Ebenen sind darüber verbunden, dass Übertragungsnetzgebiet und Regelzone sowie Verteilnetzgebiet und Bilanzierungsgebiet jeweils deckungsgleich sind, und Akteure teilweise Aufgaben in beiden Ebenen wahrnehmen. Die Führung von Bilanzkreisen dient einerseits zur bilanziellen Abrechnung, stellt andererseits jedoch auch die Verbindung der marktlichen zur physikalischen Welt dar, da darüber auch Ausgleichsenergiemengen berechnet werden. Abweichungen zwischen Bilanzierung und tatsächlich produzierten bzw. nachgefragten Strommengen können auf Basis einer dezentralen Koordination von Erzeugern oder über den zentralen Einsatz von Systemdienstleistungen ausgeglichen werden.

Bei der Betrachtung aus Stromflusssicht gibt es zwischen dem Erzeuger und dem Letztverbraucher die Rollen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB). In Deutschland wird die Rolle

[64] Vgl. KUMKAR (1999, S. 12 f.).

[65] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

[66] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 24. April 1998.

der ÜNB von vier Akteuren wahrgenommen: 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Diese übernehmen in ihrem jeweiligen Gebiet Ausbau, Instandhaltung und Wartung der Infrastruktur und tragen die Verantwortung für die Netzstabilität, wofür sie die Möglichkeiten der System- und Netzsteuerung, wie Systemdienstleistungen, Abruf von Regelleistung und Redispatch nutzen. Zudem sind sie für die Abwicklung verschiedener Umlagen zuständig. Zur Rolle der VNB, die in Deutschland derzeit von 808 Akteuren übernommen wird[67], gehören Planung und Ausbau des Verteilnetzes sowie dessen Betrieb, Instandhaltung und Wartung. Auf ihren Netzebenen sind sie für die Spannungshaltung und weitere Systemdienstleistungen zuständig. Oftmals wird bei der Stromflusssicht auch die Rolle der Vertriebe betrachtet, auch wenn diese nicht unmittelbar mit der Erzeugung oder der Übertragung des Stroms zu tun, jedoch durch ihre Handelsgeschäfte Einfluss darauf haben. Die Rolle der Vertriebe wird in Deutschland aktuell von über 1.400 Unternehmen übernommen.[68] Zu ihren Aufgaben gehört der Einkauf von bzw. Handel mit Strom, die Zuordnung zu einem (Sub-)Bilanzkreis und die Abrechnung der gelieferten Energie. Stromvertriebe bieten meist Bündelangebote an und übernehmen weitere Vertriebsaufgaben, wie die gesamte Abrechnung (inklusive aller Entgelte anderer Rollen wie VNB und Messstellenbetreibern) oder den Abschluss von Verträgen im Namen des Haushalts mit anderen Akteuren. Dadurch ist der Vertrieb für Haushaltskunden meist der einzige Akteur, mit dem sie in direktem Kontakt stehen.

Aus Bilanzierungssicht gibt es zwischen Erzeuger und Letztverbraucher die Rollen Bilanzkreiskoordinator (BiKo), Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) sowie Bilanzierungsgebietsverantwortlicher (BGV). Im Stromsystem muss eine genaue Bilanzierung erfolgen, da aufgrund technischer Restriktionen die Einspeisung und Entnahme jederzeit ausgeglichen sein muss. Jede Einspeise- und Entnahmestelle im Stromsystem befindet sich an einem festen geografischen Ort sowie innerhalb eines Verteilnetzes bzw. Bilanzierungsgebiets und auf übergeordneter Ebene innerhalb einer Regelzone, die räumlich einem Übertragungsnetzgebiet entspricht. Jede Einspeise- und Entnahmestelle ist genau einem Bilanzkreis zugeordnet. Als virtuelles Konstrukt für die Energiemengenbilanzierung deckt ein Bilanzierungsgebiet i. d. R. das Netzgebiet eines VNB ab. Der Bilanzkreiskoordinator ist für die Ausbilanzierung der Regelzone, für die Abrechnung jedes Bilanzkreises inklusive der Unterbilanzkreise sowie für die verursachergerechte Pönalisierung der BKV zuständig. Zudem empfängt er alle abrechnungsrelevanten Daten für den Bilanzkreis und leitet sie entsprechend weiter. Die Rolle des BiKo ist beim regelzonenverantwortlichen ÜNB verortet. Der BGV ist für die Zuordnung aller Energiemengen im Bilanzierungsgebiet zu Bilanzkreisen und den BKV, inklusive Abstimmung mit benachbarten BGV, zuständig. Der BGV bewirtschaftet zudem den Differenzbilanzkreis (z. B. für Abweichungen bei den Standardlastprofilen oder Netzverluste) und ist somit Bilanzkreisverantwortlicher dieses Bilanzkreises. Außerdem stellt der BGV Standardlastprofile für

[67] Stand 2023. Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2025, S. 172).

[68] Stand 2021. Die überwiegende Anzahl der Vertriebe ist jedoch in weniger als 50 der 808 Netzgebiete aktiv. Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2022, S. 278). Nach § 3 EnWG werden Stromvertriebe in Deutschland als Stromlieferanten bezeichnet. In den folgenden Kapiteln wird neutral der Begriff „Stromvertrieb“ verwendet, da keine Beschränkung der Untersuchung auf die in Deutschland juristisch definierte Rolle des Lieferanten erfolgen soll.

das Bilanzierungsgebiet bereit, bearbeitet die Messdaten und leitet sie weiter sowie rechnet die Netznutzung ab. Im Status quo ist die Rolle des BGV beim VNB angesiedelt, da das Bilanzierungsgebiet i. d. R. deckungsgleich mit dem Netzgebiet eines VNB ist. Die Aufgaben des BKV sind die Führung des Bilanzkreises und die Tragung der wirtschaftlichen Verantwortung bei Abweichungen nach Realisierung der Entnahmen. Sie prognostizieren die Last und die Einspeisung und melden die Prognosen an den zuständigen BiKo. Für Kleinkunden unter einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh werden dem BKV dabei Standardlastprofile vom BGV vorgegeben und Mehr- und Mindermengen im Anschluss verrechnet. Bei SLP-Entnahmestellen wird daher das Prognoserisiko nicht vom BKV, sondern zunächst vom BGV getragen, der dieses aber (unter Berücksichtigung etwaiger Restriktionen aus der (Anreiz-)Regulierung) i. d. R. an die Verbraucher in seinem Bilanzierungsgebiet durchreichen kann. Vertriebe sind gegenüber den ÜNB zur Bildung eines Bilanzkreises verpflichtet und müssen mit diesen einen Bilanzkreisvertrag abschließen sowie einen BKV benennen. Die Rollen Vertrieb und BKV können also gebündelt wahrgenommen werden, im Status quo lagern viele Stromvertriebe die Aufgaben des BKV jedoch aus.

In der entbündelten Energiewirtschaft gibt es insgesamt viele Schnittstellen, die mit umfangreichen Koordinationserfordernissen einhergehen. Der in Bezug auf diese Arbeit wichtigste Unterschied zwischen der entbündelten Energiewirtschaft im Vergleich zur umfassend integrierten Energiewirtschaft ist, dass es keine Integrationsbeziehung zwischen der Erzeugung und den Endkunden gibt und langfristige Investitionen nicht auf diese Weise abgesichert werden können. Inwiefern dennoch der Abschluss langfristiger Verträge zur Absicherung von Erzeugungsinvestitionen in diesem Organisationsmodell möglich und welche Ausgestaltungsvarianten der Schnittstelle zu den Endkunden dabei hilfreich sind, wird im weiteren Verlauf der Arbeit untersucht.

2.3.3 Schnittstelle zu den Konsumenten im Allgemeinen und im Status quo im Detail im Speziellen

In allen der im weiteren Verlauf der Arbeit näher betrachteten Organisationsmodelle übernimmt ein zwischengeschalteter Akteur an der Schnittstelle zwischen dem Stromsystem und privaten Haushalten als Konsumenten verschiedene Aufgaben. Dabei handelt es sich um die Aufgabenbereiche Strombeschaffung, Tarifgestaltung, Kundenmanagement und Abrechnung. Diese Aufgaben, die im Folgenden als Vertriebsbasisfunktionen bezeichnet werden, werden in Abschnitt 4.1.1.1.1.1.1 genauer beschrieben. Zudem können weitere Aufgaben ebenfalls von Schnittstellenakteuren übernommen werden; sie gehören jedoch nicht fest zu dieser Rolle, sondern können auch von anderen Akteuren wahrgenommen werden. Dabei handelt es sich beispielsweise um Organisation und Abrechnung der Stromlieferung gegenüber dem Netzbetreiber, Messdienstleistungen oder Energieberatung. Zwischen einem Schnittstellenakteur und einem Endverbraucher wird ein Vertrag geschlossen, in dem der Akteur sich verpflichtet, während eines bestimmten Zeitraums Strom zu liefern, wobei die Menge und die genauen Zeitpunkte vom Endverbraucher bestimmt werden, wodurch dieser quasi über eine Call-Option verfügt. In dieser Betrachtungsweise kann der Grundpreis eines Stromvertrages als Optionspreis

interpretiert werden, der Arbeitspreis als Ausübungspreis der Option und die Vertragslaufzeit bzw. der Abrechnungszeitraum als Laufzeit der Option.[69]

Stromnachfrager können die Aufgaben an der Schnittstelle zum Stromsystem theoretisch selbst übernehmen oder nur für einzelne Aufgaben andere Akteure beauftragen. Einige große Industriekunden tun dies und kaufen ihren Strom bzw. verkaufen nicht benötigte Strommengen selbst am Großhandelsmarkt und agieren selbst als BKV. Aufgrund der zuvor dargestellten technischen Eigenschaften von Strom, insb. jenen, dass Einspeisung und Entnahme jederzeit ausgeglichen sein müssen, dass er nur in geringem Umfang speicherbar ist und dass Strom leitungsgebunden ist, sind diese Aufgaben jedoch umfangreicher und komplexer als bei anderen Gütern. Es hat daher sowohl für die Endkunden als auch gesamtsystemisch Vorteile, wenn einer oder mehrere zwischengeschaltete Akteure diese Aufgaben für mehrere Endkunden übernehmen. Zum einen kommt es zu Transaktionskosteneinsparungen für Endkunden, wenn sie Aufgaben abgeben können und, bei Wahrnehmung mehrerer Schnittstellenaufgaben durch denselben Akteur, zu weniger Akteuren Beziehungen führen müssen. Insbesondere Haushalts-, aber auch viele Gewerbe- und Industriekunden verfügen auch nicht über das nötige Wissen, um diese Aufgaben selbst übernehmen zu können und es wäre grundsätzlich nicht möglich oder jedenfalls zu teuer, dieses aufzubauen. Zum anderen bringt es gesamtgesellschaftliche Vorteile mit sich, wenn Akteure Aufgaben für mehrere Endkunden übernehmen und diese Endkunden somit „bündeln“ können. Bei diesem Akteur bzw. diesen Akteuren kann es sich, wie im Falle einer umfassend integrierten Energiewirtschaft in Abschnitt 2.3.1, um ein vertikal integriertes Versorgungsunternehmen, oder, wie im Fall einer entbündelten Energiewirtschaft in Abschnitt 2.3.2, um einen oder mehrere eigenständige Stromvertriebe handeln.

Im Status quo in Deutschland agieren Stromvertriebe an der Schnittstelle zu den Haushaltskunden und bilden den einzigen Kontaktpunkt, den Verbraucher zum Stromsystem haben. Die Stromvertriebe kaufen Strommengen entsprechend den vorgegebenen Standardlastprofilen von Erzeugern an einer zentralen Strombörse oder über bilaterale Verträge und verkaufen Strom an ihre Kunden. Dabei entscheiden sie über die Bepreisung und weitere Konditionen, informieren über ihr Angebot, schließen Verträge mit Endkunden und rechnen ihre Leistungen gegenüber den Endkunden ab. Über die Stromvertriebe werden neben dem Strom auch die Netznutzung, sämtliche Steuern und Abgaben sowie Messdienstleistungen abgerechnet und die jeweiligen Rechnungsbestandteile an die entsprechenden Akteure im Stromsystem weitergeleitet. Die Bündelung dieser unterschiedlichen Leistungs- und Kostenbestandteile in der Abrechnung durch den Vertrieb führt dazu, dass für Haushaltskunden die zugrunde liegenden Vertragsbeziehungen und Kostenkomponenten nur eingeschränkt transparent sind. Insbesondere können Preisänderungen, etwa infolge veränderter Netzentgelte oder Abgaben, von den Endkunden häufig nicht eindeutig einzelnen Ursachen zugeordnet werden.

Die Existenz eines Stromvertriebs als zwischengeschaltetem Akteur hat insb. für Haushaltskunden Vorteile, da dadurch ihre Schnittstellen zum Stromsystem reduziert und somit ihre Transaktionskosten gesenkt werden können. Inwiefern diese Aufgabe von einem oder mehreren Akteuren übernommen

[69] Vgl. KUMKAR (1999, S. 9 f.).

werden und ob dieser bzw. diese sich besser in öffentlicher oder privater Eigentümerschaft befinden sollten, wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit, insb. in Kapitel 4 untersucht.

2.4 Eigenschaften der Stromnachfrage und der Nachfrager

Aufbauend auf den dargestellten technischen Eigenschaften des Stromsystems und den daraus resultierenden Koordinationserfordernissen an den Schnittstellen werden im Folgenden die Eigenschaften der Stromnachfrage und der Nachfrager betrachtet. Die Gruppe der Nachfrager ist sehr vielfältig und unterscheidet sich insb. im Hinblick auf die nachgefragte Strommenge, aber auch auf weitere Bedürfnisse und Fähigkeiten. So kann grob zwischen den beiden Gruppen der Haushaltskunden, auf der in dieser Arbeit der Fokus liegt, und der Gruppe der Gewerbe- und Industriekunden unterschieden werden. Private Haushalte haben einen geringen Stromverbrauch, sind jedoch für viele Tätigkeiten essenziell auf Strom angewiesen und haben deshalb unter den hier zunächst betrachteten Rahmenbedingungen kurz- und mittelfristig eine sehr geringe Preiselastizität der Nachfrage. Gewerbe und Industrie haben tendenziell einen höheren Stromverbrauch und sind teilweise in der Lage, ihren Strombezug zeitlich zu verschieben, wodurch ihre Preiselastizität oftmals höher ist als die von Haushaltskunden. Allerdings ist diese Gruppe in sich sehr divers, weshalb keine allgemeingültigen Aussagen über sie getroffen werden können. Die beiden Nachfragergruppen unterscheiden sich außerdem in ihrer Risikoeinstellung und -tragfähigkeit und in dem Anteil, den Stromkosten an ihren Gesamtkosten ausmachen. Zudem ist das Potenzial der Lastflexibilisierung zwischen den beiden Gruppen, aber auch innerhalb der Gruppe der Gewerbe- und Industriekunden, sehr unterschiedlich. Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage, der, wie oben beschrieben, nötig ist, um die Netzfrequenz konstant zu halten, können nicht nur Erzeugungsanlagen Regelleistung bereitstellen, sondern auch Verbraucher. Und auch über den Einsatz als Regelleistung hinaus kann Lastflexibilisierung einen Beitrag zur Integration eines höheren Anteils Erneuerbarer Energien sowie zur Vermeidung von Netzengpässen leisten, indem Strom dann nachgefragt wird, wenn gerade viel eingespeist wird bzw. wenn keine Netzengpässe bestehen sowie indem die Nachfrage heruntergefahren wird, wenn wenig eingespeist wird bzw. wenn Netzengpässe bestehen. Gewerbe- und Industriekunden sind dazu teilweise in der Lage und auch bei Haushalten ist dies theoretisch möglich.

Private Haushalte sind für etwa ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland direkt verantwortlich. In Haushalten fallen die größten Stromverbräuche in den Bereichen strombasierte Wärmeanwendungen, Kühlen und Gefrieren sowie Waschen, Trocknen und Spülen an. Der Verbrauch einzelner Gerätetypen lässt sich nur schwer allgemein beziffern, da es große Unterschiede hinsichtlich des Energieverbrauchs von alten und neuen Geräten gibt. Außerdem hängt der Stromverbrauch von spezifischen Eigenschaften der Geräte ab, wie beispielsweise dem Volumen von Kühl- und Gefriergeräten. In Zukunft ist mit einer weiteren Verbreitung von Wärmepumpen sowie von Elektrofahrzeugen zu rechnen, wodurch der Stromverbrauch von Haushalten weiter ansteigen wird. Generell investieren Haushalte spezifisch in langlebige Geräte, die über ihre Lebens- bzw. Nutzungsdauer hinweg einen konstanten Stromverbrauch haben, und welche die Haushalte zu festen Zeiten oder in bestimmten Situationen ohne Einschränkungen nutzen möchten. Daher kommen nur elektrische Anwendungen für eine Lastverschiebung infrage, die entweder mit einem Speicher

ausgestattet sind oder bei denen die zeitliche Verschiebung ohne größeren Komfortverlust möglich ist. Insgesamt ist das Lastverschiebungspotenzial von privaten Haushalten daher aktuell eher gering. Zudem fehlen oftmals noch die technischen Voraussetzungen wie intelligente Zähler und steuerbare Geräte.[70]

Ein weiterer, insb. in Bezug auf die Untersuchungen in dieser Arbeit, wichtige Unterschied zwischen Haushaltskunden auf der einen und Gewerbe- und Industriekunden auf der anderen Seite ist, dass insb. Industriekunden oftmals selbst am Strommarkt handeln. Anders als bei Haushaltskunden, die Strom über Stromvertriebe beziehen, ist dort nicht zwangsläufig ein Akteur zwischengeschaltet, weshalb Gewerbe- und Industriekunden nicht unbedingt von Fragen der Vertriebsorganisation betroffen sind und daher in der weiteren Betrachtung überwiegend ausgeklammert werden. Zu beachten ist jedoch, dass es durch die Interdependenzen der verschiedenen Nachfragegruppen zu einer gewissen Konkurrenz und damit einhergehenden Verteilungsfragen kommen kann.

Nachfrager haben auch in Bezug auf Strom die in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Probleme, dass ihre Informationsaufnahme-, -verarbeitungs- und -speicherungsfähigkeiten begrenzt sind. Obwohl Strom für Haushalte ein wichtiges Gut darstellt, haben Verbraucher i. d. R. nur wenig Kenntnisse über die Funktionsweise des Stromsystems und können sich nicht vollständig über alle angebotenen Stromtarife informieren. Verbraucher verwenden daher Heuristiken, die von mentalen Modellen und erlernten Denkmustern geprägt sind, um angesichts einer großen Zahl an Vertrieben und Stromtarifen Entscheidungen treffen zu können.[71] Beim Vergleich zwischen verschiedenen Tarifen sind für Kunden meist sehr viele Informationen erhältlich, die aus verschiedenen Quellen stammen und in unterschiedlicher Form vorliegen.[72] Beispielsweise liegen Informationen aus Werbung meist nur über ein einzelnes Unternehmen vor und zeigen nur einen vorteilhaften Ausschnitt aller Informationen über einen Tarif. Um vergleichen zu können, müssen Verbraucher weitere Informationen über diesen Tarif und über andere Tarife aus weiteren Quellen zusammentragen. Dies geschieht meist zu einem späteren Zeitpunkt, wodurch Informationen sequenziell aufgenommen werden und nicht unbedingt gleichzeitig bei den Verbrauchern vorliegen. Wenn Entscheidungen dann basierend auf Erinnerungen getroffen werden, werden sie von den Merkmalen des menschlichen Gedächtnisses beeinflusst. Das bedeutet, dass die Informationen unvollständig oder fehlerhaft und fehlende Informationen durch Annahmen ersetzt worden sein können. Dadurch können Entscheidungsstrategien nicht wie bei vollständigen Informationen umgesetzt werden.[73] Auch SIMON (1978) argumentiert in seinem Modell der Beschränkten Rationalität, dass die Fähigkeiten der Entscheidungsträger zur Verarbeitung von Informationen begrenzt sind. Für die Verbraucher spielen sowohl ihre Präferenzen und ihre Risikoeinstellung als auch ihre Erwartungen bzgl. ihrer Vorteile durch einen Wechsel eine entscheidende Rolle. Ihre Erwartungen hängen sowohl von ihren bisherigen Erfahrungen als auch von

[70] Siehe für weitere Ausführungen Abschnitt 4.2.

[71] Vgl. RISCHKOWSKY / DÖRING (2008, S. 298 ff.) und siehe Abschnitt 2.1.2.

[72] Vgl. BETTMAN / JOHNSON / PAYNE (1991, S. 50).

[73] Vgl. BETTMAN / JOHNSON / PAYNE (1991, S. 52).

den verfügbaren Informationen ab. Daher versuchen sie so gut zu handeln, wie es ihnen angesichts der Einschränkungen, denen sie unterliegen, möglich ist.[74]

2.5 Annahmen für die weiteren Analysen und verwendetes Zielsystem

ANNAHMEN FÜR DIE WEITEREN ANALYSEN

Zur Begrenzung der Komplexität werden den Untersuchungen zu Organisationsmodellen für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität und die Belieferung von Haushaltskunden mit Strom in den anschließenden Kapiteln 3 und 4 verschiedene Annahmen zugrunde gelegt, die im Folgenden dargestellt werden:

- **Annahme „Vereinfachte Modellumgebung“:** Die Betrachtung der grundlegenden Organisationsmodelle und entsprechenden Ausgestaltungsvarianten erfolgt in einer vereinfachten Modellumgebung, in der ein fiktives Stromsystem abgebildet wird. Für die Analyse von Organisationsmodellen werden Aufgabenbündel zu Rollen zusammengefasst und diesen bestimmte Akteure oder Akteursgruppen zugeordnet. Ein Akteur kann eine oder mehrere Rollen wahrnehmen und somit die in dieser Rolle zusammengefassten Aufgaben übernehmen. Hier wird vereinfachend angenommen, dass sich alle Akteure einigen wenigen Rollen im Strommarktmodell zuordnen lassen. Der Regulierer ist in diesem Rollenmodell eine zentrale öffentliche Regelungsinstanz, die über den institutionellen Rahmen entscheidet und wesentlich für die Umsetzung des gewählten Organisationsmodells verantwortlich ist. Zudem kann der Regulierer Aufgaben selbst wahrnehmen. Weiterhin werden die Rollen Erzeuger, Vertriebe und Endkunden betrachtet. Sofern im Folgenden von Endkunden gesprochen wird, bezieht sich die Analyse – soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet – auf private Haushaltskunden. Andere Endkundengruppen, insb. gewerbliche und industrielle Nachfrager, werden lediglich insoweit mitgedacht, als sie für die betrachteten Markt- und Systemzusammenhänge von Bedeutung sind, stehen jedoch nicht im Fokus der Analyse. Zugunsten der Vergleichbarkeit zwischen den Organisationsmodellen werden Erzeuger und Vertriebe als separate Rollen definiert, auch wenn diese, wie beispielsweise bei der umfassend integrierten Energiewirtschaft in Abschnitt 2.3.1, zusammen von einem Akteur übernommen werden.
- **Annahme „Risikoeinstellung der Akteure“:** Bei Erzeugern, Vertrieben und Endkunden wird von Risikoaversion ausgegangen, während für den Regulierer aufgrund seiner umfangreichen Möglichkeiten zur Risikodiversifikation angenommen wird, dass er zwar selbst risikoneutral ist, jedoch die Risikoaversion der übrigen Akteure in seine Entscheidungen einbezieht. An einzelnen Stellen der Untersuchung werden weitere Rollen hinzugenommen, etwa Netzbetreiber oder zwischengeschaltete Dienstleister. Es wird davon ausgegangen, dass alle

[74] Siehe Abschnitt 2.1.2. sowie SIMON (1978, S. 10).

Akteure einer großen Umweltunsicherheit bzgl. der Entwicklung zukünftiger Größen bzw. Faktoren gegenüberstehen.

- **Annahme „Eigentümerschaft von Erzeugern und Vertrieben“:** Bei Investoren und Betreibern von Kraftwerken, die im hier betrachteten Rollenmodell die Erzeugerrolle wahrnehmen, wird grundsätzlich von Unternehmen in privater Eigentümerschaft ausgegangen. Es wird angenommen, dass die Handlungen privater Eigentümer auf die Erreichung einzelwirtschaftlicher Ziele ausgerichtet sind. Vertriebe schließen Versorgungsverträge mit Endkunden und beschaffen den dafür benötigten Strom über kurzfristige Transaktionen am Spotmarkt oder langfristige Transaktionen am Terminmarkt von Erzeugern. In Kapitel 3 wird zunächst davon ausgegangen, dass es sich bei Vertrieben ebenfalls um Unternehmen handelt, die sich in privater Eigentümerschaft befinden. Diese Annahme wird in Kapitel 4 stellenweise aufgehoben.
- **Annahme „liberaler Endkundenmarkt“:** In Kapitel 3 wird zudem davon ausgegangen, dass die Koordination zwischen Vertrieben und Endkunden über einen liberalen Endkundenmarkt erfolgt, auf dem Verträge über die Belieferung mit Strom abgeschlossen werden, die von Endkunden relativ kurzfristig kündbar sind, sofern Endkunden nicht freiwillig langfristige Verträge abschließen. Der wichtigste Wettbewerbsparameter im liberalen Endkundenmarkt ist der Strompreis. Es wird davon ausgegangen, dass Endkunden mit einer gewissen, jedoch begrenzten Trägheit stets zum günstigsten Anbieter wechseln. Die Beiträge von Vertrieben zu einer ausreichenden Stromerzeugungskapazität sowie zur Erreichung von Umweltzielen werden von Konsumenten hingegen nicht oder zumindest nicht umfassend berücksichtigt. Die Annahme, dass die Schnittstelle zu den Stromkunden als liberaler Endkundenmarkt organisiert ist, wird in Kapitel 4 teilweise aufgehoben und in verschiedenen Organisationsmodellen untersucht, wie sich zum einen öffentliche Eigentümerschaft von Vertrieben und zum anderen Zentralität im Vertriebsmarkt auswirken.
- **Annahme „technische Ausstattung von Haushalten“:** Sofern nicht explizit auf Smart Meter[75] und lastseitige Anpassungsmaßnahmen eingegangen wird, wird davon ausgegangen, dass Endkunden über Messeinrichtungen verfügen, die in regelmäßigen Abständen ex post abgelesen werden und Vertriebe Verträge anbieten, in denen die Preise für einen gewissen Zeitraum festgelegt sind, sodass schwankende Beschaffungskosten nicht unmittelbar an Endkunden weitergegeben werden können. Das Preisrisiko der Endkunden wird dadurch in einem gewissen Umfang von Vertrieben übernommen.
- **Annahme „Betrachtungssystem“:** In den Kapiteln 3 und 4 wird eine schematische Stromsektorumgebung betrachtet und dabei von einem Industrieland mit gefestigten institutionellen Rahmenbedingungen ausgegangen. Verbindungen zu anderen Staaten werden nicht betrachtet, sondern vereinfachend von einem autarken System ausgegangen. Bei dem

[75] Mit Smart Metern ist eine Messung des Stromverbrauchs der Haushaltskunden in kürzeren Intervallen bis hin zu Echtzeit sowie eine Übertragung der Messdaten an Vertriebe und andere Akteure möglich, während die bisher überwiegend in Deutschland bei Haushaltskunden verbauten Stromzähler in regelmäßigen Abständen vor Ort abgelesen werden müssen.

angenommenen Strommarkt handelt es sich um ein überwiegend nutzerfinanziertes System, was bedeutet, dass zwar die verbrauchten Strommengen den jeweiligen Endkunden in Rechnung gestellt werden, die sie verbraucht haben, die Kosten der Regulierung sowie ggf. direkte Investitionen der Öffentlichen Hand, sofern diese nicht über Umlagen refinanziert werden, jedoch vom gesamten Nachfragerkollektiv getragen werden.

- **Annahme „Großhandelsmarkt“:** Es wird weiterhin für alle Analysen angenommen, dass ein Großhandelsmarkt existiert, an dem Erzeuger und Vertriebe sowohl kurzfristig am Spotmarkt als auch langfristig am Terminmarkt Strommengen handeln können. Die Handelsgeschäfte am Großhandelsmarkt können sowohl bilateral (OTC) als auch an einer zentralen Strombörse stattfinden, wobei der Börsenpreis auch als Leitpreis für OTC-Geschäfte dient.

Für einzelne Analyseabschnitte innerhalb der folgenden Kapitel 3 und 4 werden zudem weitere Annahmen getroffen, die an entsprechender Stelle kenntlich gemacht werden.

VERWENDETES ZIELSYSTEM

Das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem, das der Bewertung von Organisationsmodellen für die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität sowie für die Belieferung von Endkunden mit Strom zugrunde gelegt wird, besteht, wie in Kapitel 1 dargestellt, aus den drei Einzelzielen Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel. Die Erreichung des Versorgungssicherheitsziels sowie die Erreichung des Umweltziels werden häufig als notwendige Nebenbedingungen aufgefasst, sodass eine Konzentration auf die Frage erfolgt, mithilfe welchen Organisationsmodells diese Ziele am kostengünstigsten zu erreichen sind. Es liegen jedoch Trade-offs zwischen den einzelnen Zielen vor, die im Folgenden auch berücksichtigt werden.

Beim Versorgungssicherheitsziel handelt es sich um ein vom Regulierer festgelegtes Zielniveau, welches so hoch bemessen ist, dass unfreiwillige Lastabwürfe überwiegend vermieden werden. Es können grundsätzlich verschiedene Dimensionen der Versorgungssicherheit unterschieden werden; in der vorliegenden Untersuchung wird jedoch vereinfachend lediglich die Bereitstellung einer ausreichenden Erzeugungsgesamtkapazität betrachtet.

Auch das Umweltziel kann sich aus vielen Dimensionen zusammensetzen. Hier wird darunter jedoch insb. die Vermeidung von CO_2-Emissionen und Emissionen anderer Treibhausgase verstanden, aber beispielsweise auch Umweltrisiken aus Atomenergienutzung. Auch bzgl. des Umweltziels gibt es ein vom Regulierer festgelegtes Zielniveau und beispielsweise Vorgaben hinsichtlich eines maximal zulässigen CO_2-Ausstoßes, durch den die Erderwärmung auf ein bestimmtes Niveau begrenzt werden soll.

Aufgrund der Annahme vorgegebener Zielniveaus sowohl beim Versorgungssicherheitsziel als auch beim Umweltziel, wird in dieser Untersuchung der Fokus auf das Kostenziel gelegt, da die betrachteten Organisationsmodelle danach beurteilt werden können, wie diese beiden Ziele bzw. die jeweils angestrebten Zielniveaus möglichst kostengünstig erreicht werden können. Die umfangreichen Trade-offs des Kostenziels mit den anderen beiden Zielen sorgen dafür, dass das angestrebte Zielniveau an bereitgestellter Erzeugungskapazität des Versorgungssicherheitsziels nicht (deutlich) überschritten werden darf, sowie dass die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, mit der das Umweltziel erreicht

werden kann, auch im Hinblick auf die Kosteneffizienz überprüft werden muss. Von besonderer Bedeutung sind im Rahmen des aus Konsumentensicht verstandenen Kostenziels neben den von Haushalten zu zahlenden Strompreisen auch Transaktionskosten, die sowohl bei den dezentralen Akteuren im Zuge der Aufgabenwahrnehmung sowie bei der Koordination mit anderen Akteuren, beim Regulierer, als auch bei den Endkunden anfallen. Beim Regulierer entstehen diese durch das Design und die Implementierung institutioneller Lösungen sowie durch Anwendung, Kontrolle und nachträgliche Anpassungen des Organisationsmodells. Da die Quantifizierung von Transaktionskosten jedoch nicht einfach möglich ist, wird hier überwiegend lediglich auf deren Vorhandensein sowie die möglichen Ursachen dafür eingegangen und, falls möglich, eine vergleichende Einschätzung verschiedener Organisationsmodelle auf Basis von Überlegungen zum Umfang von Transaktionskosten vorgenommen.

Bei der Bewertung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten ist zu berücksichtigen, dass sich die Zielkriterien nicht allein auf physische Versorgungssicherheit oder kurzfristige Preiseffizienz beziehen. Vielmehr sind auch die bei Haushalten und anderen Akteuren anfallenden Transaktions- und Koordinationskosten sowie die Planbarkeit zentraler Nutzungsentscheidungen in die Bewertung einzubeziehen, da diese maßgeblich für Investitionsanreize, Akzeptanz und langfristige Effizienz des Stromsystems sind.

3 Zentrale Optionen für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität

In Kapitel 3 werden Organisationsmodelle für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität vorgestellt und im Hinblick auf das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem betrachtet. Das Ziel dieser Darstellung besteht darin zu beurteilen, inwieweit die einzelnen hier betrachteten Organisationsmodelle zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität dienen und dabei sowohl hinsichtlich des Umfangs als auch der Zusammensetzung des Kraftwerksparks dem hier verwendeten Zielsystem (bestehend aus Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel) entsprechen. Die in Kapitel 3 präsentierten Überlegungen basieren zu großen Teilen auf HOFFRICHTER (2021), der eine umfangreiche Analyse der Bereitstellung und Finanzierung von Stromerzeugungskapazität anstellt. Die Erkenntnisse aus dieser Untersuchung bilden die Grundlage für die Analyse in Kapitel 4, wo verschiedene Ausgestaltungsvarianten der Schnittstelle zu den Endkunden betrachtet werden und der Einfluss der Organisation dieser Schnittstelle für die Funktionsweise des Stromsystems hinsichtlich der Erfüllung des zugrunde gelegten Zielsystems untersucht wird.

Innerhalb der Untersuchungen in Kapitel 3 wird umfangreich auf die in Kapitel 2 dargestellten ökonomischen und technisch-systemischen Grundlagen zurückgegriffen. Gemäß der für diese Untersuchung getroffenen Annahmen findet die Analyse innerhalb einer schematischen Stromsektorumgebung statt, die jedoch an den Status quo in Deutschland angelehnt ist. Fragen der Koordination mit dem Netzbereich, Standortfragen sowie Aspekte im Zusammenhang mit Erzeugungsflexibilität und Systemdienstleistungen werden dabei weitgehend ausgeklammert. Innerhalb von Kapitel 3 wird durchgehend das Vorhandensein eines liberalen Endkundenmarktes angenommen, was bedeutet, dass die Endkunden relativ kurzfristig ihren Vertrieb wechseln können, sofern sie nicht freiwillig langfristige Verträge mit ihm abschließen.[76] Unter einem Stromvertrieb wird hier ein privater Akteur an der Schnittstelle zwischen Stromerzeugern und Endkunden verstanden, der je nach Ausgestaltung auch mit dem Stromerzeuger vertikal integriert sein kann. Ob dieser Akteur auch Schnittstellenfunktionen zu anderen Akteuren übernimmt, wird zunächst offengelassen, da es für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität keine zentrale Rolle spielt. Die in Abschnitt 3.1 dargestellten idealtypischen Organisationsmodelle werden im darauffolgenden Abschnitt 3.2 näher untersucht und es werden verschiedene Modellausgestaltungsvarianten diskutiert. Das Kapitel schließt in Abschnitt 3.3 mit einem Fazit ab.

[76] Im Status quo in Deutschland ist der Abschluss langfristiger Verträge mit Stromvertrieben nicht möglich. Innerhalb der Kapitel 3 und 4 wird dennoch untersucht, ob Haushaltskunden dazu grundsätzlich gewillt und in der Lage wären.

3.1 Vorstellung der idealtypischen Modelle EOM und CRM

Es ist zwischen zwei idealtypischen Organisationsmodellen für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität zu unterscheiden. Bei diesen handelt es sich zum einen um das Modell Energy-Only-Markt (EOM) und zum anderen um das Modell Kapazitätsmechanismus (CRM). Die Definition dieser Grundmodelle beruht auf der Zuordnung der Verantwortlichkeiten für Kernaktivitäten bei der Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität entweder an dezentrale Akteure, die im Wettbewerb zueinander stehen, oder an den Regulierer als zentralen Akteur. Die Zuordnung von einzelnen Aktivitäten an Akteure bringt vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten mit sich, die jedoch erst im Zuge der Diskussion von Modellausgestaltungsvarianten in Abschnitt 3.2 untersucht werden.

3.1.1 EOM-Modell

Im EOM-Modell soll die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität möglichst umfassend auf Basis dezentraler Handlungen privater Akteure erfolgen. Aufgrund der hohen Bedeutung der marktlichen Koordination von Erzeugern, Vertrieben und Endkunden kommt den Vertrieben somit eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung zu. Im Fall eines „reinen EOM“, wo Kapazitätsbereitstellungsentscheidungen ausschließlich auf Basis der Koordination dezentraler Akteure getroffen werden, findet kein Eingriff durch den Regulierer statt und den im Wettbewerb stehenden Akteuren werden in großem Maße Marktrisiken zugeordnet. Die Refinanzierung von Erzeugungsinvestitionen findet durch Verkäufe von Strommengen am Großhandelsmarkt statt, an dem Vertriebe Strommengen zur Versorgung ihrer Kunden nachfragen; es erfolgt keine explizite Vergütung der Bereitstellung von Erzeugungskapazität. Dem Regulierer fällt aufgrund der überragenden Bedeutung der Stromerzeugung allerdings eine Überwachungsaufgabe und eine Rückfallbereitstellungsverantwortung zu. Darüber hinaus soll auf zentrale Aktivität und die zentrale Bereitstellung von Erzeugungskapazität jedoch weitgehend verzichtet werden. Um die Rückfallbereitstellungsverantwortung wahrzunehmen, ist zunächst die gewissenhafte Wahrnehmung der Kontrollaufgabe wichtig, wofür bereits umfangreiches Wissen beim Regulierer vorhanden sein bzw. aufgebaut werden muss. Zusätzlich sind ggf. weitere regulatorische Eingriffe notwendig, um das Funktionieren des EOM im Hinblick auf die Ziele sicherzustellen.[77] Siehe für eine schematische Darstellung des EOM-Grundkonzepts Abbildung 2.

[77] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 140 f.).

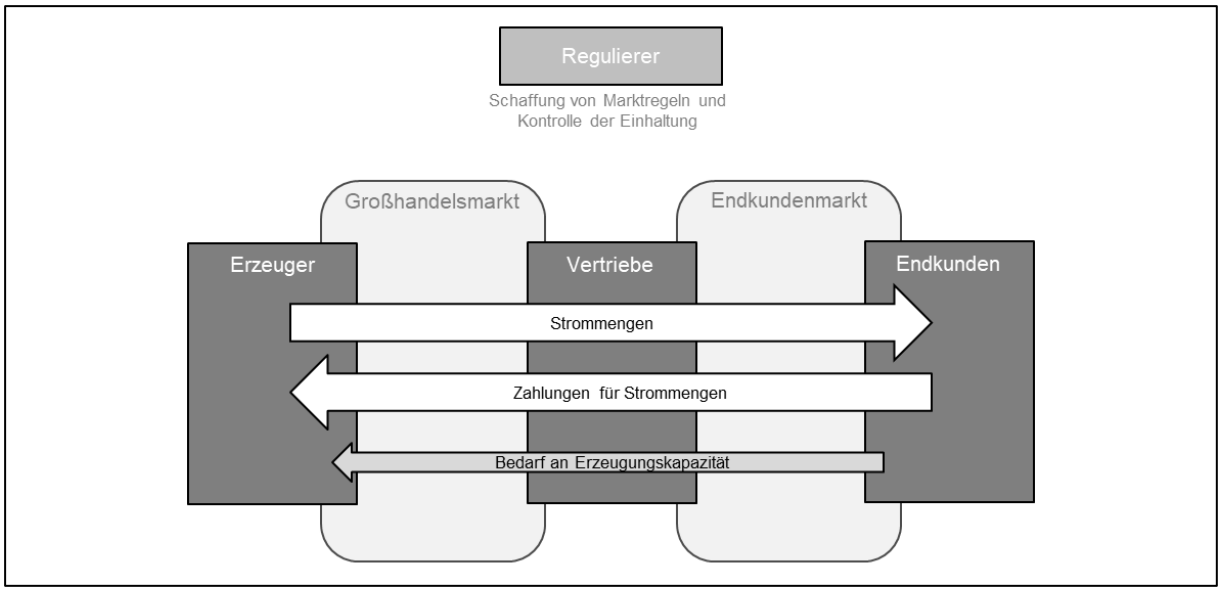

Abbildung 2: Grundlegendes Konzept des EOM.[78]

Aufgrund der Rückfallbereitstellungsverantwortung des Regulierers und der damit einhergehenden Notwendigkeit, dass er sich im Bedarfsfall kurzfristig in die Kapazitätsbereitstellung einbringen können muss, wird das Modell des „reinen EOM“ bereits für die Untersuchung des EOM-Grundmodells in Abschnitt 3.2.1.1.1 um eine Kapazitätsreserve ergänzt, die es dem Regulierer als dem Systemverantwortlichen ermöglicht, ggf. fehlende Erzeugungsleistung schnell bereitzustellen.[79] Die über die Kapazitätsreserve bereitgestellten Anlagen nehmen nicht regulär am Marktgeschehen teil, sondern werden im Rahmen von regulatorischen Verträgen für die Bereitstellung vergütet. Als alternative Möglichkeit, den Problemen im EOM zu begegnen, wird in Abschnitt 3.2.1.1.2 der parallele Einsatz von selektiven Kapazitätsinstrumenten sowie die Beeinflussung der Auswahl von Investitionsprojekten betrachtet, was als Erweiterung des EOM-Grundmodells eingeordnet wird. Um Problemen durch kurzfristorientierte Strategien von Vertrieben zu begegnen, die im EOM aufgrund der eher kurzfristigen Verträge zwischen Erzeugern und Vertrieben auftreten, und sich z. B. in der kurzfristigen Kündigung von Endkundenverträgen oder der Nichtbelieferung von Endkunden äußern, könnten regulatorische Ansätze etabliert werden. Durch diese ex post-Kontrollen wird jedoch stark vom „reinen EOM“ abgewichen, da der Regulierer eine Zielkapazität festlegen muss, auf Grundlage derer ggf. Strafen erlassen werden und auf Basis derer die Vertriebe bei einer fortlaufenden Regulierung Erwartungen des Regulierers ableiten können. Indirekt werden hier also auch Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität gemacht.[80]

Die Frage, wie es sich auswirkt, ob es Wettbewerb oder Zentralität bei Stromvertrieben gibt, wird erst in Kapitel 4 vertieft untersucht. Grundsätzlich wirkt sich die Ausgestaltung der Schnittstelle zum Endkunden jedoch auf die Möglichkeit von Vertrieben aus, langfristige Verträge mit Erzeugern

[78] Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an HOFFRICHTER (2021, S. 140).

[79] Der „reine EOM“ eignet sich nicht für eine Gegenüberstellung, da argumentiert werden könnte, dass seine offensichtliche Schwäche durch eine Kapazitätsreserve behoben werden könne und er dann gut funktioniere.

[80] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 180). Wie im weiteren Verlauf der Untersuchung, u. a. in Abschnitt 3.2.2.3, gezeigt wird, findet dadurch ein Übergang zur Ausgestaltungsvariante CRM-Vertriebsobligationen statt.

abzuschließen. Bei Wettbewerb ist dies deutlich schwieriger, da Endkunden die Bereitstellung von ausreichender Systemkapazität nur unvollständig beobachten und bewerten und somit in ihre Auswahlentscheidung einbeziehen. Bei den Untersuchungen in Kapitel 3 wird zunächst von einem liberalen Endkundenmarkt sowie von vielen im Wettbewerb stehenden Vertrieben ausgegangen. Dies ist insb. bei der Betrachtung des EOM-Modells sinnvoll, da Wettbewerb das „logische Anschlussmodell" für die Vertriebsseite ist, weil somit die dezentralen Handlungen privater Akteure im Mittelpunkt stehen und Endkunden jederzeit die Wahl ihres Vertriebs treffen bzw. ändern können. Zudem könnte es bereits als regulatorischer Eingriff angesehen werden, den Endkundenwettbewerb zu unterbinden.

3.1.2 CRM-Modell

Im Gegensatz zum EOM-Modell, wo diverse Entscheidungskompetenzen und Aufgaben den dezentralen privaten Akteuren zugeordnet sind, werden im CRM-Modell dem Regulierer die Kernaktivitäten bei der Bereitstellung von Erzeugungskapazität zugeordnet. Der Begriff „Kapazitätsmechanismus" (bzw. die zugehörige Abkürzung „CRM") wird in dieser Untersuchung grundsätzlich als Bezeichnung für den übergeordneten Bereitstellungsansatz verwendet. Abhängig von der Ausgestaltung kann dabei entweder ein einheitliches Regelwerk alle Erzeugungsbereiche und Anlagen umfassen oder der CRM kann aus einer Zusammensetzung verschiedener Kapazitätsinstrumente bestehen.[81] Im Folgenden werden zwei Ausgestaltungsvarianten des CRM-Modells vorgestellt, CRM-Umsetzungswettbewerb und CRM-Vertriebsobligationen, die sich hinsichtlich ihrer Funktionsweise stark unterscheiden und bei denen den dezentralen Akteuren, insb. Vertrieben, in sehr unterschiedlichem Umfang Aufgaben und Verantwortung zugewiesen werden.

UMSETZUNGSWETTBEWERB

Bei der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb erfolgt die Beschaffung und Vergütung der Erzeugungskapazität direkt durch den Regulierer. Unabhängig davon, ob sich aus den dezentralen Entscheidungen der privaten Akteure Probleme ergeben oder nicht, erfolgt hier eine zentrale Wahrnehmung bestimmter wesentlicher Aktivitäten. Dies bedeutet, dass es keine Voreinstellung zugunsten des EOM gibt und nur dann Kapazitätsinstrumente eingesetzt werden, wenn der EOM nicht funktioniert, sondern die Entscheidungskompetenzen und Aufgaben direkt dem Regulierer zugeordnet werden. Die Investoren und Erzeuger werden hier direkt für die Bereitstellung von Kapazität entlohnt und sind nicht auf eine Refinanzierung über Markterlöse für Strommengen angewiesen. Da bereits die Bereitstellung von Erzeugungskapazität vergütet wird, erfolgt im Gegenzug meist die Festlegung einer Höchstgrenze für die Vergütungszahlungen für Strommengen. Während der oft langen Vertragslaufzeit regeln die Verträge die Pflichten und Rechte der Vertragspartner, insb. die Pflicht zur Bereithaltung der Kapazität durch die Erzeuger (sowie bei Neuanlagen zuvor deren Errichtung) und die Zahlung einer Kapazitätsprämie in festgelegter Höhe durch den Regulierer.[82] Siehe für eine schematische Darstellung des Konzeptes CRM-Umsetzungswettbewerb Abbildung 3. Vertriebe spielen bei der Bereitstellung von Erzeugungskapazität keine direkte Rolle, weshalb es in Hinblick darauf auch keinen Einfluss hat, ob es

[81] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 142 f.).
[82] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 142 f.).

Wettbewerb oder Zentralität bei Stromvertrieben gibt. Aus verbraucherpolitischer Sicht könnte dies jedoch anders bewertet werden, was in Abschnitt 4.1.1 näher betrachtet wird.

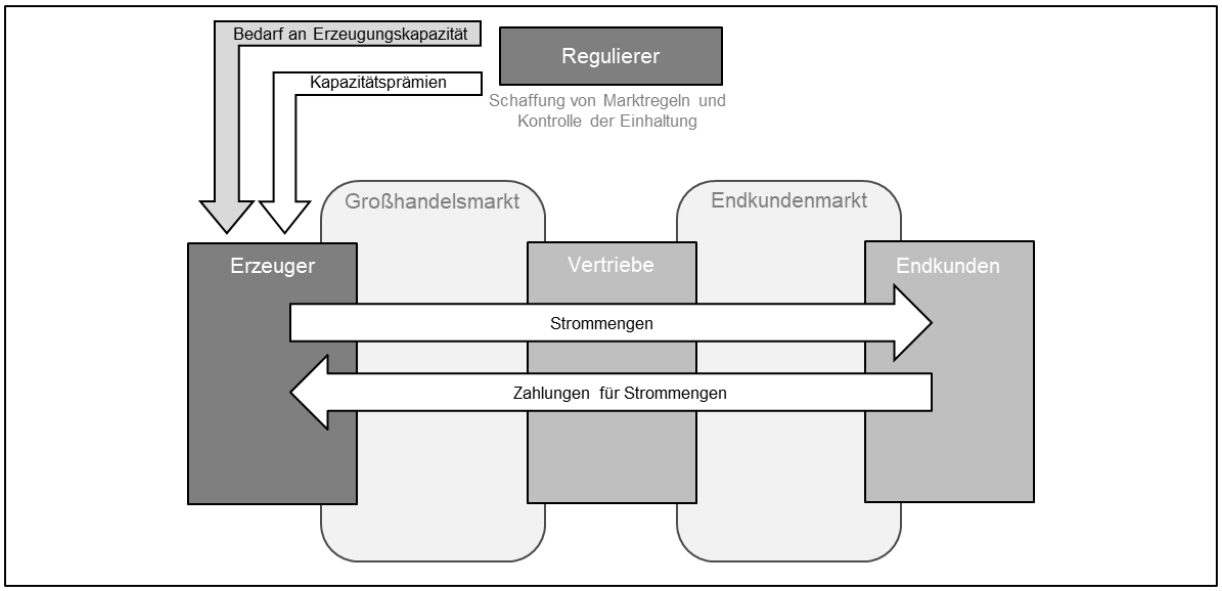

Abbildung 3: Grundlegendes Konzept der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb.[83]

VERTRIEBSOBLIGATIONEN

Vertriebsobligationen stellen ein Zwischenmodell zwischen dem EOM-Modell und der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb dar, da der Regulierer zwar eine Bereitstellungsentscheidung über eine bestimmte Mindestkapazität trifft und den Vertrieben auf dieser Basis Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität macht, die Vertriebe daraufhin jedoch selbständig langfristige Verträge mit Erzeugern schließen oder eigene Erzeugungskapazität vorhalten müssen. Analog zum EOM wird den Vertrieben eine wichtige Rolle im Bereitstellungsprozess zugewiesen. Hier soll jedoch im Gegensatz zum EOM die Bereitstellung von Erzeugungskapazität dadurch sichergestellt werden, dass langfristige Verträge zwischen Vertrieben und Erzeugern bzw. deren vertikale Integration regulatorisch forciert werden. Der Regulierer macht den Vertrieben die Vorgabe, dass sie sich die Zugriffsrechte für die Erzeugungskapazität, die sie zur Belieferung ihrer Kunden brauchen, mit einem gewissen Vorlauf sichern müssen. Die geforderte Kapazität kann entweder durch die Vorhaltung eigener Anlagen oder durch Verträge mit externen Erzeugungsunternehmen nachgewiesen werden. Zusätzlich zu den ex ante-Vorgaben werden Strafen definiert, die ex post bei Nichteinhaltung der Vorgaben zu zahlen sind. Sowohl im EOM-Modell als auch in der CRM-Variante Vertriebsobligationen fällt dem Regulierer eine Rückfallbereitstellungsverantwortung zu, was ggf. zu Überkapazitäten und höheren Kosten führen kann. Siehe für eine schematische Darstellung des Konzeptes CRM-Vertriebsobligationen Abbildung 4.

[83] Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an HOFFRICHTER (2021, S. 142).

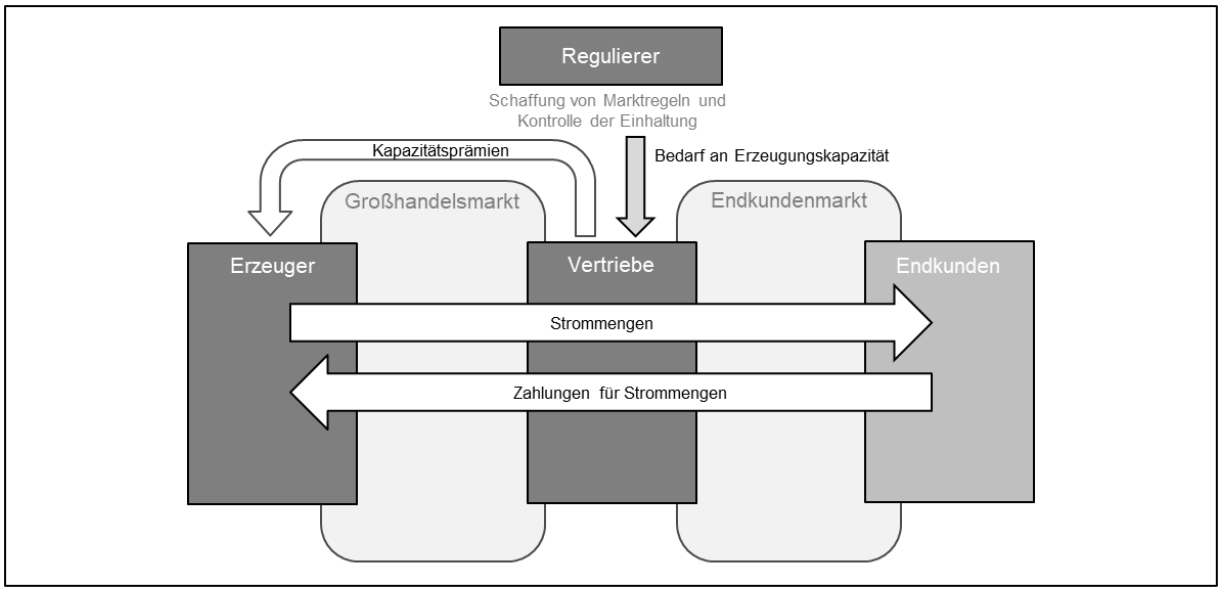

Abbildung 4: Grundlegendes Konzept der CRM-Variante Vertriebsobligationen.[84]

3.2 Diskussion von Modellausgestaltungsvarianten

3.2.1 Modell Energy-Only-Markt (EOM)

Für die Darstellung des EOM-Modells wird, wie auch für die weiteren Betrachtungen in diesem Kapitel, angenommen, dass es einen liberalen Endkundenmarkt gibt. Somit wird hier davon ausgegangen, dass Endkunden den Vertrieb frei wählen und relativ kurzfristig wechseln können. Außerdem wird für die gesamte Analyse angenommen, dass es keine aktive Nachfrageseite gibt.[85]

Um den Einfluss unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf die Erreichung des zugrunde gelegten Zielsystems zu untersuchen, wird zunächst in Abschnitt 3.2.1.1 eine vereinfachte Modellumgebung angenommen, die als „Basissetting“ bezeichnet wird. In diesem Annahmenset ist ein Unbundling zwischen Erzeugung und Vertrieb vorgeschrieben. Zur Untersuchung des Gegenentwurfs wird anschließend in Abschnitt 3.2.1.2 dargelegt, welchen Einfluss die Erlaubnis integrierter Versorgungskonzepte auf die Ergebnisse hat. Da es im EOM insb. aufgrund kurzfristorientierter Strategien zu Problemen kommt, wird in Abschnitt 3.2.1.3 betrachtet, welche regulatorischen Ansätze es zur Unterbindung dieser gibt.

3.2.1.1 Basissetting: Vorgabe eines Unbundling von Erzeugung und Vertrieb

Im Basissetting wird angenommen, dass alle Erzeuger und Vertriebe unabhängige Unternehmen darstellen, was einem regulatorischen Gebot für Erzeuger entspricht, ihre Strommengen diskriminierungsfrei am Großhandelsmarkt anzubieten. Die Refinanzierung von Investitionen ist nur über die dezentrale Koordination im Wettbewerb möglich, wobei sich die Margen der Erzeuger zur

[84] Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an HOFFRICHTER (2021, S. 142).

[85] Es wird von einer weitgehend und insb. kurzfristig preisunelastischen Nachfrageseite ausgegangen, was bedeutet, dass die Nachfrager nicht aktiv am Preissetzungsprozess auf dem Großhandelsmarkt beteiligt sind. Dies deckt sich mit Marktbeobachtungen jedenfalls für die kurze Frist, siehe beispielsweise AMELUNG (2020, S. 4).

Refinanzierung ihrer fixen und betriebsfixen Kosten anhand des Preismechanismus des grenzkostenbasierten Großhandelsmarktes ergeben.[86] Dieser Abschnitt befasst sich mit der Frage, inwiefern die dezentralen Akteure im EOM mit Unbundling-Vorgabe in der Lage sind, Erzeugungskapazität effizient bereitzustellen. Im ersten Abschnitt 3.2.1.1.1 wird zunächst der „reine EOM“ ohne regulatorische Eingriffe in die Bereitstellung von Erzeugungskapazität betrachtet und im zweiten Abschnitt 3.2.1.1.2 die Eingriffsmöglichkeiten des Regulierers für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität untersucht. Dabei werden die Bereitstellung einer Kapazitätsreserve durch den Regulierer, ein paralleler Einsatz von selektiven Kapazitätsinstrumenten sowie eine Beeinflussung bei der Auswahl von Investitionsprojekten in Betracht gezogen und auf ihre Eignung hinsichtlich der Schaffung eines Kraftwerksparks im Sinne des Zielsystems (bestehend aus Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel) bewertet.

3.2.1.1.1 Grundlegende Analysen zur Eignung des EOM-Modells (im Basissetting)

Dieser Abschnitt stellt dar, inwiefern die Akteure im Basissetting des EOM grundsätzlich zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität in der Lage sind und welche Kosten damit einhergehen. Alle Akteure stehen einer großen Umweltunsicherheit bzgl. der Entwicklung zukünftiger Größen bzw. Faktoren gegenüber. Investoren und Erzeuger sind risikoavers und tragen aufgrund der hohen Kapitalintensität von Erzeugungsinvestitionen hohe Risiken. Dabei stehen sie im wettbewerblich organisierten Markt vor hohen Kosten der Risikotragung. Endkunden sind ebenfalls risikoavers und stehen u. a. der Unsicherheit bzgl. ihres künftigen Strombedarfs gegenüber. Es ist daher relevant, wie gut Erzeuger ihre Investitionen über die Vertriebe und ggf. bis hin zu den Endkunden absichern können. Die Vergütung für Erzeuger ergibt sich hauptsächlich über den grenzkostenbasierten Großhandelsmarkt, wobei sich der vollständige gesamtwirtschaftliche Preis nicht darin widerspiegelt.

Obwohl diverse Entscheidungskompetenzen im EOM an die dezentralen Akteure übertragen werden, ist keiner der Akteure bzw. Akteursgruppen explizit für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit verantwortlich. Gleichzeitig kann Versorgungssicherheit als Kollektivgut betrachtet werden, von dem alle Akteure profitieren.[87] Investoren und Erzeuger betrachten nur den Einfluss einer Investition auf ihre eigene Vermögensposition, nicht die Wirkung auf die Erreichung einer gesamtwirtschaftlich als sinnvoll erachteten Zielkapazität. Bei Kapazitätsengpässen aufgrund von zu geringen oder unsicheren Deckungsbeiträgen findet ggf. durch den Marktmechanismus keine Behebung des Problems statt, da es sowohl auf der Angebots- als auch auf der Erzeugungsseite keine Akteure gibt, die für eine langfristige Bereitstellung von Kapazität verantwortlich sind. Somit kann es zu einer Verfehlung des Versorgungssicherheitsziels kommen. Probleme können jedoch nicht nur aufgrund zu geringer oder unsicherer, sondern auch aufgrund zu hoher Deckungsbeiträge entstehen. Bei ausreichend hohen und verlässlichen Deckungsbeiträgen ergibt sich das Problem, dass das Marktpreisniveau, das für alle Kraftwerke hoch genug ist, voraussichtlich für diverse Kraftwerke weiter vorne in der Merit Order zu Renditen oberhalb der risikoadäquaten Verzinsung führt. Überrenditen für einen Teil der Erzeuger

[86] Diese Annahme wird ebenso bei HOFFRICHTER (2021, S. 144 f.) getroffen.

[87] Für Erzeuger kann eine gewisse Unsicherheit bzgl. der Versorgungssicherheit sogar vorteilhaft sein, da so ggf. höhere Preise erzielt werden könnten.

führen zu nachteiligen Effekten im Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz, da die Kosten letztendlich von den Konsumenten zu tragen sind. Ein solcher Zustand hätte allerdings nicht über einen längeren Zeitraum Bestand, da neue Erzeugungsinvestitionen getätigt werden würden und dadurch wiederum die Marktpreise absinken würden.[88]

Ein Aspekt, der speziell die Refinanzierung von Peaker-Kraftwerken betrifft, ist das so genannte Missing-Money-Problem. Die Deckungsbeiträge für alle Kraftwerke ergeben sich auf Grundlage der variablen Kosten des letzten genutzten Kraftwerkes und ihren eigenen variablen Kosten. Für Kraftwerke weiter hinten in der Merit Order, also mit hohen variablen Kosten, bedeutet dies, dass die Deckungsbeiträge generell geringer ausfallen und sie teilweise selbst das preissetzende Kraftwerk sind oder zu manchen Zeiten überhaupt nicht benötigt werden. Dies kann dazu führen, dass die Deckungsbeiträge unsicher und ggf. zu niedrig sind, weshalb sich der Betrieb und vor allem Bau solcher Anlagen evtl. nicht lohnt.[89] Theoretisch kann sich dieser Effekt wie eine Kettenreaktion fortsetzen, wenn die Kraftwerke mit den höchsten variablen Kosten abgeschaltet oder nicht zugebaut bzw. ersetzt werden und dann Kraftwerke weiter vorne in der Merit Order keine ausreichenden Deckungsbeiträge mehr erzielen können.[90] Ein weiteres Problem mit Preisspitzen, die im EOM zur Refinanzierung von Fixkosten insb. für Grenzkraftwerke benötigt werden, besteht in deren politischer Akzeptanz. Der reaktive Einsatz preisregulatorischer Eingriffe würde die Funktionsweise des EOM jedoch erheblich verzerren.[91]

Im Wettbewerb stehende Vertriebe kaufen am Großhandelsmarkt Strommengen für die Versorgung ihrer Kunden. Einerseits beschaffen Vertriebe, da sie risikoavers sind, i. d. R. zumindest einen Teil der zur Deckung ihrer Lieferverpflichtungen benötigten Strommengen über Termingeschäfte, um sich gegen Preisschwankungen abzusichern. Andererseits kann davon ausgegangen werden, dass Vertriebe aufgrund der Unsicherheit über zukünftig benötigte Strommengen, der Unsicherheit über die Preise, zu denen nicht benötigte Strommengen wieder verkauft werden könnten, sowie der Unsicherheit über die Höhe erzielbarer Endverbraucherpreise nur einen Teil der Strommengen über Großhandelstermingeschäfte beschaffen und die Geschäfte häufig Laufzeiten aufweisen, die nur einem kleinen Teil der Anlagenbetriebsdauer entsprechen.[92] Gründe für die Unsicherheit über benötigte Strommengen können zum einen in der Möglichkeit der Verschiebung von Marktanteilen im Wettbewerb mit anderen Vertrieben liegen und zum anderen in Faktoren, welche die insgesamt nachgefragte Strommenge beeinflussen, wie ein verändertes technisches System, konjunkturelle Schwankungen oder die Veränderung des Klimas. Bezüglich der Endverbraucherpreise müssen sich Vertriebe an übergreifenden sektoralen Entwicklungen orientieren, um wettbewerbsfähig zu bleiben. Wenn langfristige Verträge nicht (oder zumindest nicht in großem Umfang und in ausreichender Länge) zustandekommen, findet eine umfangreiche Risikoübertragung an die Erzeuger statt, was bei diesen zur Steigerung der Kapitalkosten führt. Aus Erzeugerperspektive kann ein höherer Grad an Unsicherheit

[88] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 147 f.).

[89] Vgl. CRAMTON / STOFT (2006, S. 8 f.).

[90] Hierbei handelt es sich um ein spezielles Problem des Organisationsmodells, auf das im Folgenden nicht näher explizit eingegangen wird. Für weitere Ausführungen siehe HOFFRICHTER (2021, S. 149 ff.).

[91] Vgl. RIECHMANN ET AL. (2014, S. 10 f.).

[92] Entsprechende Einschätzungen finden sich auch in HOFFRICHTER (2021, S. 146) sowie in JOSKOW (2006, S. 3).

zwar prinzipiell durch ein höheres erwartetes Marktpreisniveau kompensiert werden, aus Konsumentenperspektive ist dies jedoch mit Blick auf das Kostenziel nachteilig.[93]

Die Motivation für Endabnehmer, Langfristverträge abzuschließen, ist sehr unterschiedlich. Verbraucher haben Interesse an niedrigen Preisen und, da sie annahmengemäß risikoavers sind, präferieren sie außerdem, bei gleichen Erwartungswerten bzgl. ihrer Zahlungen, Angebote mit sicheren Zahlungen gegenüber solchen mit unsicheren Zahlungen. Für bestimmte Gruppen von Endnachfragern, wie Haushalten und teilweise Handels- und Dienstleistungsunternehmen, sind zumindest moderate Strompreisschwankungen weniger von Bedeutung, da die Kosten des Strombezugs i. d. R. kein wesentlicher Faktor in der von dieser Akteursgruppe zu tätigenden Ausgaben sind und sie außerdem künftige Lebensumstände schlecht prognostizieren können.[94] Diese Endnachfrager haben daher nur begrenzt Anreize, sich über Langfristverträge abzusichern. Es ist zwar denkbar, dass dies in einem gewissen Maße stattfindet, aber fraglich, ob der Großteil der Nachfrager dazu bereit ist. Großverbraucher wie Industrieunternehmen, bei denen Strom einen substanziellen Kostenfaktor darstellt, haben hingegen starke Anreize zur langfristigen Absicherung. Auch bei solchen Unternehmen übersteigt der operative Planungshorizont jedoch selten mehrere Jahre. Für die Vertriebe besteht zudem ein gewisses Ausfallrisiko durch Unternehmensinsolvenzen.[95]

In dem Fall, dass langfristige Verträge zwischen Letztverbrauchern und Vertrieben zustandekommen, stehen Vertriebe dem Risiko gegenüber, dass ihre Beschaffungspreise aufgrund zu geringer Erzeugungskapazität plötzlich und stark ansteigen und sie diese Preissteigerungen nicht oder zumindest nicht vollumfänglich an die Endkunden weitergeben können. In diesem Fall könnten sie bestrebt sein, Kundenlieferverhältnisse zu kündigen.[96] Dies würde wiederum dazu führen, dass Erzeugungsinvestitionen nicht über die Vertriebe bis hin zu den Endverbrauchern abgesichert werden können. Die Möglichkeiten zur Verhinderung von kurzfristorientierten Strategien werden nachgelagert in Abschnitt 3.2.1.3 beschrieben, da es sich dabei um einen weitreichenden regulatorischen Eingriff handelt, der von der Grundidee des EOM abweicht.

Auf Grundlage der einzelwirtschaftlichen Überlegungen der verschiedenen Akteursgruppen kann also davon ausgegangen werden, dass nur in relativ geringem Maße und auch nicht über komplette Anlagenbetriebsdauern, meist sogar nur über die ersten Betriebsjahre, langfristige Verträge geschlossen werden. Besonders herausfordernd ist die Situation, wenn neue Anlagen gebaut werden müssen, da Erzeuger ausreichend hohe und langfristige Investitionen benötigen, um ihre Risikokosten ausreichend weit zu senken, die Vorlaufzeiten bei Kraftwerksneubauten bis zur Stromerzeugung aber sehr lang sind. Eine ausreichend hohe Gesamtkapazität und eine effiziente Zusammensetzung des Kraftwerksparks sollen im EOM dadurch herbeigeführt werden, dass über Marktpreise Informationen

[93] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 146 ff.).

[94] Hingegen können größere Strompreisanstiege für Haushaltskunden durchaus problematisch sein, da sie ihre Stromnachfrage kurz- und mittelfristig nur bedingt senken können, weil sie für viele essenzielle Haushaltsanwendungen auf Strombezug angewiesen sind. Dies hat sich in der Strompreiskrise in Deutschland ab 2021 gezeigt. Siehe weitere Ausführungen dazu in Abschnitt 6.1.3.

[95] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 175).

[96] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 179).

über Knappheiten, sowohl in Bezug auf Grundlast als auch auf Spitzenlast, an Investoren herangetragen werden. Aufgrund der verschiedenen Marktrisiken und der höheren Kosten der Risikotragung privater Akteure, sowie Koordinationsproblemen und der daraus resultierenden begrenzten Möglichkeit des Abschlusses langfristiger Verträge, wird ggf. insgesamt zu wenig Erzeugungskapazität bereitgestellt und es kann zu Problemen bzgl. des Versorgungssicherheitsziels kommen. Zudem kann die Zusammensetzung des Kraftwerksparks von der gesellschaftlich als effizient betrachteten Zusammensetzung abweichen. Im folgenden Abschnitt wird daher eine sukzessive Erweiterung des EOM um eine Kapazitätsreserve, um selektive Kapazitätsinstrumente und um Instrumente zur Beeinflussung der Auswahl von Investitionsprojekten betrachtet und geprüft, ob diese regulatorischen Eingriffe die hier beschriebenen Probleme beheben.

3.2.1.1.2 Instrumente zur Unterstützung der Bereitstellung von Erzeugungskapazität bzw. zur Beeinflussung des Erzeugungsportfolios

EOM MIT KAPAZITÄTSRESERVE

Selbst wenn die Rolle des Regulierers eher passiv angelegt ist, trägt er aufgrund der übergeordneten Wichtigkeit von Strom eine Rückfallbereitstellungsverantwortung und muss stets kontrollieren, ob die Bereitstellungsziele erreicht werden. Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird im Folgenden die Erweiterung des EOM-Modells um eine zentrale Kapazitätsreserve betrachtet. Die Vergütung der Bereitstellung innerhalb der Kapazitätsreserve erfolgt über regulatorische Verträge, über die auch bestimmte Regeln zum Anlageneinsatz festgelegt werden. Die über die Kapazitätsreserve bereitgestellten Anlagen nehmen nicht regulär am Marktgeschehen teil.[97]

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung besteht sowohl die Möglichkeit, dass ansonsten zur Stilllegung vorgesehene Bestandsanlagen zur Vorhaltung von Reservekapazität verpflichtet werden, als auch dass neue Anlagen für die Kapazitätsreserve beschafft werden. Die Weiternutzung von Bestandsanlagen birgt die Gefahr, dass somit die ältesten und ineffizientesten Anlagen länger als ursprünglich vorgesehen in der Reserve gehalten und ggf. weiter eingesetzt werden, wohingegen die Beschaffung von neuen Anlagen für die Kapazitätsreserve mit hohen Investitionskosten einhergeht und es tendenziell nicht sinnvoll ist, wenn die neuesten und effizientesten Anlagen als letzte für die Stromerzeugung eingesetzt werden.[98] Damit die Kapazitätsreserve die grundlegenden Wirkungsmechanismen so wenig wie möglich beeinflusst, muss dafür gesorgt werden, dass die Beschaffung und Refinanzierung der Kraftwerke für die Kapazitätsreserve möglichst geringen Einfluss auf die Investitions- und Bestandserhaltungsentscheidungen der übrigen Akteure am Markt hat. Dafür sollte die Reservekapazität entweder direkt in das Eigentum der Öffentlichen Hand übergehen oder Zahlungen an Erzeuger, die weiterhin Eigentümer der Anlagen bleiben, nicht höher als nötig angesetzt werden, damit die Erzeuger keine übermäßigen Anreize erhalten, ihre Erzeugungskapazität in die Reserve zu verlagern. Außerdem sollten durch den Einsatz der Kapazitätsreserve die Betriebsentscheidungen der Marktakteure und die Preisbildungsmechanismen am Markt nicht beeinflusst werden. Dafür ist es wichtig, dass die Reserve erst zum Einsatz kommt, wenn sämtliche

[97] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 155).
[98] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 157).

Angebote des EOM ausgeschöpft sind und um ungeplante Lastabwürfe zu vermeiden. Auch beim Einsatz der Reserve sollte der Spotmarktpreis durch das höchste kommerzielle Gebot bestimmt werden.[99]

Durch eine Kapazitätsreserve kann die Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazität grundsätzlich sichergestellt werden. Geht man von einer Ausgestaltung der Kapazitätsreserve aus, durch welche die Investitions- und Bestanderhaltungsentscheidungen möglichst wenig beeinflusst werden, sowie davon, dass der Abruf der Reservekraftwerke die Einsatzentscheidungen der Marktakteure nicht verändert und somit die marktlichen Preisbildungsmechanismen nicht beeinflusst werden, dann sind die Unterschiede zum zuvor betrachteten reinen EOM relativ gering. Ob sich die Nichtbeeinflussung des übrigen Marktes jedoch in der Realität umsetzen lässt, wird in der Literatur bezweifelt.[100] In diesem Fall, d. h., wenn marktliche Preisbildungsmechanismen beeinflusst werden, würde die Kapazitätsreserve zu signifikanten Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Erzeuger am Markt führen. Außerdem kommt es in jedem Fall zu einem erhöhten Einsatz zentraler Ressourcen, da der Regulierer nicht nur, wie im reinen EOM, über ausreichendes Wissen zur Erfüllung seiner Rückfallbereitstellungsverantwortung verfügen muss, sondern für die tatsächliche Implementierung einer Kapazitätsreserve einen besonders fundierten Wissensstand benötigt. Verfügt er nicht über dieses Wissen, so muss er vergleichsweise viel Reservekapazität beschaffen, um das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Neben dem Aufbau des benötigten Wissens geht auch die Einführung, Implementierung und Verwaltung der Kapazitätsreserve mit dem Einsatz zentraler Ressourcen einher und führt ggf. zu einer schlechteren Bewertung dieser Ausgestaltungsvariante im Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz.[101]

Durch eine Kapazitätsreserve kann u. U. eine zu geringe Erzeugungskapazität durch den Regulierer ausgeglichen werden, nicht aber eine ineffiziente Zusammensetzung des Kraftwerksparks, die sich ggf. aus den dezentralen Entscheidungen der Marktakteure ergibt und sich möglicherweise zusätzlich negativ auf das Ziel der Klima- und Umweltfreundlichkeit auswirkt. Ein Problem im Zusammenhang mit der Vorhaltung einer zentralen Kapazitätsreserve besteht zudem darin, dass immer, wenn die Nachfrage durch kommerzielle Gebote nicht gedeckt werden kann, jeder Anbieter am Markt über eine pivotale Stellung verfügt, die es ihm erlaubt durch sein Gebot den Marktpreis beliebig zu beeinflussen.[102]

EOM mit parallelem Einsatz von selektiven Kapazitätsinstrumenten

Um das Funktionieren des EOM im Hinblick auf das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem (bestehend aus Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel) sicherzustellen, sind ggf. weitere regulatorische Eingriffe notwendig, falls der Aufbau einer zentralen Kapazitätsreserve hierfür nicht ausreichend erscheint. Eine Möglichkeit besteht in der Etablierung selektiver Kapazitätsinstrumente für einen Teil der Anlagen, während die übrigen Anlagen weiterhin über den

[99] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 156).

[100] Bspw. sieht PÉREZ-ARRIAGA (2001) das Instrument der Kapazitätsreserve als grundsätzlich nicht mit den Ideen des EOM vereinbar an. Vgl. PÉREZ-ARRIAGA (2001, S. 10 f.).

[101] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 156 f.) sowie BECKERS / HOFFRICHTER / VON HIRSCHHAUSEN (2012, S. 4 f.).

[102] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 157).

EOM-Ansatz bereitgestellt werden. Unter selektiven Kapazitätsinstrumenten werden hier, der Definition in HOFFRICHTER (2021) folgend, gezielte und umfangreiche Bereitstellungsaktivitäten des Regulierers in ausgewählten Erzeugungsbereichen verstanden.[103] Für selektive Kapazitätsinstrumente gibt es viele unterschiedliche Anwendungsfälle und jeweils geeignete Ausgestaltungsmöglichkeiten. So können selektive Kapazitätsinstrumente entweder für komplette Erzeugungsbereiche oder nur für einzelne Anlagen implementiert werden, um eine entsprechende zentrale Bereitstellungsentscheidung umzusetzen. Der Regulierer könnte sich beispielsweise für den Einsatz selektiver Kapazitätsinstrumente entscheiden, wenn die Bereitstellung bestimmter Anlagen mit großer Wahrscheinlichkeit einen positiven Einfluss auf das Erzeugungsportfolio und somit die Zielerreichung hat, diese Anlagen jedoch über den EOM nicht bereitgestellt werden.

Anlagen, die über selektive Kapazitätsinstrumente bereitgestellt werden, wirken, im Gegensatz zu über einen Kapazitätsmechanismus bereitgestellte Anlagen, am Preisbildungsprozess mit. Dies kann sich sowohl positiv als auch negativ auf die Refinanzierbarkeit von Anlagen über den EOM-Mechanismus auswirken. Zu positiven Wirkungen im Hinblick auf die Refinanzierbarkeit anderer Anlagen kann es beispielsweise kommen, wenn über selektive Kapazitätsinstrumente Anlagen mit sehr hohen Grenzkosten bereitgestellt werden, die zu höheren Marktpreisen führen, als in einem reinen EOM erreicht werden würden. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn alte Anlagen mit hohen Grenzkosten im System gehalten oder gezielt neue Peaker-Anlagen bereitgestellt werden würden. Allerdings ist anzumerken, dass somit zwar höhere Deckungsbeiträge für Anlagenbetreiber entstehen würden, grundlegende Probleme für Investoren im Kontext von Unsicherheit jedoch bestehen blieben. Zudem wären die daraus resultierenden höheren Strompreise aus der Konsumentenperspektive nicht als positiv zu beurteilen. Wenn hingegen Anlagen über selektive Kapazitätsinstrumente bereitgestellt werden, die nicht die höchsten Grenzkosten im System aufweisen, dann wirkt sich dies negativ auf die Refinanzierbarkeit von Anlagen im EOM aus, da die Auslastung und die Deckungsbeiträge der übrigen Anbieter somit tendenziell sinken würden. Dies wäre etwa der Fall, wenn über selektive Kapazitätsinstrumente in großem Umfang FEE-Anlagen mit sehr geringen Grenzkosten bereitgestellt werden.[104]

BEEINFLUSSUNG DER AUSWAHL VON INVESTITIONSPROJEKTEN

Bei der Analyse des EOM-Modells im Basissetting ist zu erkennen, dass eine dezentrale Bereitstellung zu einer Unterschreitung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus führen und mit überhöhten Kosten und somit überhöhten Konsumentenpreisen einhergehen kann. Dass die Vergütung für Erzeuger sich über den Großhandelsmarkt ergibt, kann z. B. auch zu verzerrten Entscheidungen zwischen Zubau von Grund- und Spitzenlastkraftwerken führen, wenn hohe Marktrisiken vorliegen, die vom dezentralen Erzeuger zu tragen wären, und dieser sich dadurch anders entscheidet, als gesamtgesellschaftlich sinnvoll wäre. Es ist insgesamt fraglich, ob auf Grundlage der dezentralen Entscheidungen der privaten Akteure eine effiziente Zusammensetzung des Kraftwerksparks zustande

[103] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 189).
[104] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 193 f.).

kommen würde, da die Koordination der dezentralen Marktakteure mit hohen Transaktionskosten einhergeht.

Mögliche Instrumente für die Beeinflussung der Wahl von Investitionsprojekten sind beispielsweise ein regulierter Marktzutritt für Erzeuger bzw. eine Genehmigungspflicht für den Bau neuer Erzeugungsanlagen, Verbote oder Beschränkungen bzgl. des Rückgriffs auf offensichtlich nicht wünschenswerte Technologien oder Förderung bestimmter Technologien, die aus gesellschaftlicher Sicht vorzugswürdig sind sowie die Beeinflussung von dezentralen Investitions- und Betriebsentscheidungen über Preismechanismen (z. B. CO_2-Zertifikate).[105] Wie viel Wissen dafür beim Systemverantwortlichen vorliegen muss, hängt vom Umfang der Eingriffe ab. Es ist jedoch zu beachten, dass auch durch gezielte Verbote oder Förderungen Wechselwirkungen mit anderen Technologien (Zubau- bzw. Betriebsentscheidungen) entstehen können, die bei der Instrumentenwahl beachtet werden sollten.

3.2.1.2 Erlaubnis integrierter Versorgungskonzepte

In diesem Abschnitt wird betrachtet, ob sich für die Unternehmen Vorteile aus der Verfolgung integrierter Strategien ergeben, und somit, ob sie sich zu integrierten Versorgern zusammenschließen, sowie ob sich dadurch ggf. Änderungen für die Bewertung des Organisationsmodells EOM ergeben. In den vorangegangenen Abschnitten wurde davon ausgegangen, dass es sich bei Erzeugern und Vertrieben stets um voneinander unabhängige Unternehmen handelt. Hier wird nun hingegen eine Ausgestaltung des EOM-Modells betrachtet, in der vertikale Integration zwischen Unternehmen der beiden Ebenen Erzeugung und Vertrieb möglich ist. Erzeuger können somit ihre produzierten Strommengen an unternehmensinterne Vertriebe weitergeben und müssen sie nicht wie bisher angenommen diskriminierungsfrei am Großhandelsmarkt anbieten. Verbundunternehmen aus Erzeugern und Vertrieben werden im Folgenden als integrierte Versorger bezeichnet. Für die Betrachtung in diesem Abschnitt wird vereinfachend angenommen, dass sich die maximal möglichen Margen von Vertrieben aufgrund des angenommenen hohen Wettbewerbsdrucks nicht grundlegend unterscheiden, sowie dass Endkunden an Vertriebe ausschließlich Zahlungen für die von ihnen bezogenen Strommengen leisten und es somit keine Grundgebühr gibt, die von den Vertrieben erhoben wird. Weiterhin wird, wie im gesamten Kapitel 3, angenommen, dass Versorgungsverträge von Seiten der Endkunden relativ kurzfristig kündbar sind, wenn diese nicht freiwillig explizit auf dieses Recht verzichten. Im anschließenden Kapitel 4, wo eine detaillierte Betrachtung der Schnittstelle zum Endkunden und der Strategien von Vertrieben erfolgt, werden diese Annahmen teilweise aufgehoben.

Erzeuger haben aufgrund hoher Kosten der Risikotragung Interesse an langfristigen Verträgen oder einer Integration mit Vertrieben. Vertriebe sind ebenfalls risikoavers und wollen sich gegen hohe Strombezugspreise absichern, weshalb sie ggf. ebenfalls an einer vertikalen Integration interessiert sind. Innerhalb eines integrierten Versorgers richten sich die Zahlungen für Strommengen bzw. die internen Verrechnungspreise normalerweise nach den Vollkosten der Erzeugung. Eine Integrationsbeziehung führt somit dazu, dass die Unternehmen nicht mehr der Unsicherheit

[105] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 162 ff.).

schwankender Großhandelspreise ausgesetzt sind. Andererseits entfällt dadurch die Möglichkeit für Erzeuger, kurzfristig von hohen, bzw. für Vertriebe kurzfristig von niedrigen Marktpreisen zu profitieren. Zudem könnte eine hierarchische Organisationsstruktur mit geringeren Transaktionskosten einhergehen als die Koordination von Erzeugern und Vertrieben am Großhandelsmarkt.[106]

Eine konsistente Strategie zur Erreichung des Versorgungssicherheitsziels würde in einer vollständigen Integration der Unternehmen bestehen, was bedeuten würde, dass durch die Erzeugungssparte des integrierten Versorgers genau so viel Kapazität bereitgestellt wird, dass die Vertriebssparte ihren Lieferverpflichtungen mit einer ausreichenden Sicherheit nachkommen kann. Für Vertriebe bzw. integrierte Versorger besteht jedoch durch den liberalen Endkundenmarkt eine gewisse Unsicherheit über ihre zukünftigen Lieferverpflichtungen. Ob Vertriebe zu Integrationsbeziehungen bereit sind, hängt deshalb davon ab, inwiefern Endverbraucher zum Abschluss langfristiger Verträge bereit sind, sodass Vertriebe bzw. Vertriebssparten integrierter Versorger in der Lage sind, ihre langfristigen Beschaffungsverträge auf Endkundenseite abzusichern. Wie bereits in der grundlegenden Analyse des EOM-Modells dargestellt, haben Verbraucher Interesse an niedrigen Preisen und werden als risikoavers angenommen, weshalb sie bei gleichem Erwartungswert Angebote mit sicheren Preisen gegenüber Angeboten mit einer hohen Unsicherheit bzgl. Preisschwankungen vorziehen würden. Ob integrierte Versorger in der Lage sind, Endkunden günstige preisstabile Verträge anzubieten, hängt von der Höhe ihrer Erzeugungskosten im Verhältnis zu anderen Versorgern sowie von der Prognostizierbarkeit der Erzeugungskosten über die Vertragslaufzeit ab. Weiterhin ergibt sich durch die Annahme, dass alle integrierten Versorger die benötigte Kapazität zur Belieferung ihrer Kunden selbst vorhalten, die Einschränkung, dass eine Absicherung nur in dem Maße möglich ist, in dem das Lastprofil der Verbraucher mit der Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen übereinstimmt. Ist dies nicht der Fall, dann muss der Versorger bei nicht ausreichend eigener Kapazität bzw. wenn Großhandelsmarktpreise unter den eigenen Erzeugungskosten liegen, Strommengen am Großhandelsmarkt zukaufen bzw. bei höherer verfügbarer Erzeugungskapazität, als für die eigenen Kunden benötigt, und Großhandelspreisen, die über seinen Erzeugungskosten liegen, Strommengen am Großhandelsmarkt verkaufen.[107] Eine Absicherung durch Langfristverträge scheint daher lediglich für Teile der Produktion eines Versorgers bzw. der Last eines Kunden möglich.

Verbraucher stehen einer gewissen Unsicherheit über ihren zukünftigen Strombedarf gegenüber, was für sie gegen den Abschluss langfristiger Verträge sprechen könnte und somit auch dagegen, dass sie ein verlässliches Glied in der Kette eines integrierten Versorgungskonzeptes darstellen. Moderate Strompreisschwankungen stellen für Teile der Verbraucher, insb. private Haushalte, i. d. R. keinen entscheidenden Faktor dar, da die Strombezugskosten im Vergleich zu anderen von ihnen zu tätigenden Investitionen relativ gering sind, weshalb sie sich nicht unbedingt gegen diese absichern müssen. Im Falle größerer Preisanstiege oder auch bei einer zukünftig stärkeren Verbreitung großer Stromverbrauchsgeräte in Haushalten (wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) ist dies jedoch ggf.

[106] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 173).
[107] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 173 ff.).

anders zu bewerten.[108] Großverbraucher wie Industrieunternehmen bieten sich hingegen ggf. eher als langfristige Vertragspartner an, da der Bezug von Strom für sie einen erheblichen Kostenfaktor darstellt. Allerdings ist auch bei Unternehmen der Planungshorizont begrenzt und es gibt zudem ein gewisses Ausfallrisiko bei Verträgen mit einzelnen privaten Unternehmen.[109]

Vor dem Hintergrund der vorangegangenen Überlegungen ist zu erwarten, dass Endkunden Verträge mit einem vergleichsweise günstigen Angebotspreis wählen und dass sie den Versorger wechseln, wenn ihnen ein günstigeres Angebot unterbreitet wird. Ein Versorger kann jedoch nur dann günstigere Preise anbieten, als andere Versorger, wenn er niedrigere Erzeugungskosten hat, und er kann nur dann weitere Kunden aufnehmen, wenn er über zusätzliche Kapazität verfügt, um diese zu versorgen. Für den Versorger, der die Kunden zuvor versorgt hat, ist eine Anpassung an den Angebotspreis des Konkurrenten langfristig nicht möglich, wenn er dadurch keine Kostendeckung erreicht. Es kann also zu Situationen kommen, in denen sich integrierte Versorger gegenseitig Kunden abwerben, was die Stabilität der integrierten Strategien möglicherweise gefährdet. Integrierte Versorger könnten deshalb Anreize zu kollusivem Verhalten haben, durch das alle Versorger auf die Abwerbung von Endkunden verzichten, um die Refinanzierung der eigenen Anlagen abzusichern. Jedoch ist nicht unbedingt davon auszugehen, dass eine solche Kollusion stabil wäre, da sie mit hohen Transaktionskosten einhergehen würde. Eine solche Strategie würde zudem nicht zum Grundgedanken des EOM passen, der auf dem Wettbewerb dezentraler Akteure fußt.[110]

Wird von einer Situation ausgegangen, in der Nachfrager nicht nur von anderen integrierten Versorgern, sondern auch von unabhängigen Vertrieben abgeworben werden können, so ist nur ein Teil der Produktion über Langfristverträge bzw. vertikale Integration abgesichert. Wettbewerb von integrierten und unabhängigen Strategien kann dazu führen, dass unabhängige Vertriebe günstigere Preise anbieten können, da sie sich an den Großhandelsmarktpreisen orientieren, die auf Basis von Systemgrenzkosten und unter Einfluss verschiedener Faktoren gebildet werden und zeitweise unter den Vollkosten liegen können, die der Preisbildung der integrierten Versorger zugrunde liegen. Die Verdrängung von integrierten Strategien ist jedoch im Hinblick auf das Ziel Versorgungssicherheit nicht sinnvoll, da unabhängige Vertriebe nicht dafür sorgen, dass ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung steht, wie in Abschnitt 3.2.1.1 dargestellt wurde. Unabhängige Vertriebe sehen sich dem Risiko gegenüber, dass die Preise aufgrund zu geringer Erzeugungskapazität kurzfristig und stark ansteigen, wodurch sie gegenüber integrierten Versorgern schlechter gestellt wären. Sie könnten deshalb bestrebt sein, Kundenlieferverhältnisse zu kündigen, wenn Knappheitssituationen absehbar sind. Die Verfolgung solcher Kurzfriststrategien durch unabhängige Vertriebe, die also nicht auf eine langfristig ausreichende Kapazitätsbereitstellung ausgerichtet sind, kann Versorgungssicherheitsprobleme nach sich ziehen. Die integrierten Versorger könnten versuchen, derartiges Verhalten unabhängiger Vertriebe zu unterbinden, indem sie ihre eigene Kraftwerkskapazität nicht oder zumindest nicht zu Grenzkosten am Großhandelsmarkt anbieten. Dies setzt jedoch zum

[108] Siehe hierzu auch Fußnote 94 und Abschnitt 6.1.3.
[109] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 175).
[110] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 176 f.).

einen voraus, dass die Erzeugungskapazität der integrierten Versorger benötigt wird, um die Gesamtnachfrage zu decken, und zum anderen, dass alle integrierten Versorger koordiniert agieren. Es liegen jedoch für die einzelnen Versorger Anreize zum Abweichen von dieser Vereinbarung vor, da es kurzfristig vorteilhaft ist, Überkapazitäten an unabhängige Vertriebe zu vermarkten.[111] Um dieses kurzfristorientierte Verhalten von Vertrieben zu verhindern, werden im folgenden Abschnitt mögliche regulatorische Maßnahmen zur Unterbindung von Kurzfriststrategien betrachtet.

3.2.1.3 Regulatorische Ansätze zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien im EOM unter Rückgriff auf Kontrollen von Vertrieben

Sowohl im Basissetting des EOM mit ausschließlich unabhängigen Vertrieben als auch im Falle der Konkurrenz zwischen integrierten Versorgern und unabhängigen Vertrieben können die Vertriebe, die den Strom zur Versorgung ihrer Kunden am Großhandelsmarkt beschaffen, Anreize dazu haben, Endkundenlieferverträge kurzfristig zu kündigen, wenn die Preise aufgrund von Erzeugungsengpässen am Großhandelsmarkt stark ansteigen. Voraussetzungen für dieses Vorgehen sind, dass die Vertriebe drohende Knappheitssituationen gut prognostizieren können, dass sich die operative Abwicklung der Kündigung kurzfristig umsetzen lässt sowie dass keine regulatorischen Vorgaben einer Vertragsaufhebung durch den Vertrieb entgegenstehen.

Der Regulierer könnte bestrebt sein, ein solches Verhalten zu unterbinden, indem er Versorger und Vertriebe verpflichtet, Endkunden auch in Knappheitssituationen zu beliefern und kurzfristige Kündigungen somit verbietet. Zur Sicherstellung der Einhaltung muss eine Pflichtverletzung mit Strafzahlungen belegt werden. Jedoch ist die Etablierung von Strafen nicht unbedingt ausreichend, da Vertriebe diesen durch kalkulierte Insolvenz ausweichen könnten. Stattdessen ist u. U. die Verpflichtung zum Aufbau geschützter Haftungsmassen notwendig, auf die der Regulierer zugreifen kann, wenn Vertriebe keine ausreichende Kapazität vorhalten. Durch ex post-Kontrollen, bei denen der Regulierer ggf. die nicht hinreichende Ausstattung mit Erzeugungskapazität feststellt, besteht jedoch nicht mehr die Möglichkeit, entstehenden Versorgungssicherheitsproblemen durch zentrale Maßnahmen entgegenzuwirken. Der Regulierer muss zudem eine Bereitstellungsentscheidung über eine bestimmte Mindestkapazität treffen, auf Basis derer Vertriebe ex post bestraft werden können, wenn sie diese nicht vorhalten und ihre Kunden daher nicht beliefern können. Weiterhin ist es nicht ausreichend, dass der Regulierer die Kapazitätsbereitstellungsentscheidung übergreifend trifft, sondern er muss sie so auf die Vertriebe herunterbrechen, dass es den jeweiligen Vertrieben direkt zugerechnet werden kann, wenn sie zu wenig Erzeugungskapazität kontrahiert haben.[112]

Dieses Vorgehen ist mit dem Grundgedanken des EOM nicht unbedingt kompatibel, da es weitreichende Eingriffe durch den Regulierer erfordert. Der beschriebene Ansatz bewegt sich stark in Richtung der im folgenden Kapitel näher betrachteten CRM-Variante Vertriebsobligationen. Auch wenn der Regulierer hier lediglich ex post-Überprüfungen durchführt, ob ausreichend Erzeugungskapazität durch die Vertriebe beschafft wurde, entstehen daraus im Zeitverlauf quasi Regulierungsperioden,

[111] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 177 f.).
[112] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 179).

sodass sich von den Vertrieben ex ante-Vorgaben ableiten lassen.[113] Vertriebe werden somit auch durch die hier beschriebene Ausgestaltung von regulatorischen Ansätzen zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien zur Vorhaltung bzw. Kontrahierung von Erzeugungskapazität gezwungen.

Dem Problem, dass Vertriebe sich mit langem Vorlauf zum Lieferzeitpunkt Zugriffsrechte auf Erzeugungskapazität sichern müssen, aber Unsicherheit über ihre Marktanteile besteht, könnte alternativ durch die Etablierung eines Sekundärmarktes für Verträge über den Kapazitätszugriff begegnet werden. Auf diesem Markt können Vertriebe mit Langfristverträgen handeln, die mit Erzeugern über die Bereitstellung von Erzeugungskapazität geschlossen wurden, und somit auf den Wechsel von Endkunden oder ein geändertes Nachfrageverhalten ihrer Kunden reagieren. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass zwar bei Anbieterwechseln von Endkunden Angebot und Nachfrage am Sekundärmarkt simultan und in gleicher Höhe entstehen, nicht jedoch bei Abnahmeschwankungen aufgrund veränderter Umweltbedingungen. In diesem Fall besteht die Gefahr geringer Liquidität und Marktmacht und das mittels der Etablierung des Sekundärmarktes angestrebte Ziel könnte verfehlt werden. An dieser Stelle bestünde zwar die Möglichkeit, dass der Regulierer als Market-Maker auftritt.[114] Dieser weitreichende Eingriff in den Bereitstellungsprozess wäre jedoch nicht mit dem Modell EOM kompatibel. Auch ginge diese Option der Schaffung eines Sekundärmarktes mit hohen Transaktionskosten einher, was die Bewertung hinsichtlich des Ziels der Kosteneffizienz beeinflussen würde.[115]

3.2.1.4 Fazit

Bei der Betrachtung sowohl des reinen EOM-Modells als auch der Erweiterungen um eine Kapazitätsreserve oder den parallelen Einsatz von Kapazitätsinstrumenten ist es fraglich, ob ein effizienter Erzeugungskapazitätsausbau dadurch herbeigeführt werden kann, dass Letztverbraucher auf die Preisrelationen im Vertrieb reagieren, wie es dem Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes entspricht. Vielmehr wird ersichtlich, dass auf der einen Seite sowohl die Erzeuger als auch die Vertriebe für die Tätigung langfristiger Investitionen bzw. den Abschluss langfristiger Verträge Planungssicherheit brauchen. Auf der anderen Seite sind die Verbraucher jedoch aufgrund ihrer Eigenschaften, insb. aufgrund ihres begrenzten Planungshorizontes und der Unsicherheit über ihren zukünftigen Strombedarf sowie die Entwicklung von Strompreisen, nicht bereit, ausreichend langfristige Verträge mit Vertrieben abzuschließen. Auch integrierte Versorgungskonzepte stellen keine stabile Organisationsform dar, da sich nicht integrierte Erzeuger bzw. Vertriebe in Zeiten hoher bzw. niedriger Strompreise besserstellen können, als integrierte Versorger. Eine Unterbindung des Verkaufs von Strommengen an unabhängige Vertriebe stellt zudem kein stabiles Gleichgewicht dar, zumal eine solche Beschränkung auch erhebliche kartell- und energierechtliche Problematiken aufwerfen würde.

---

[113] Dies lässt sich beispielsweise bei der Regulierung nach Gebührenrecht beobachten, die als Monitoring-Regulierung einzuordnen ist. Dort werden auf Basis von Kostenprüfungen und unter Einbeziehung von Vorschlägen der entsprechenden Unternehmen die Höhe der durch öffentlich-rechtliche Unternehmen zu erhebende Gebühren von Kommunen in Satzungen festgelegt. Da die Kostenprüfung regelmäßig stattfindet, können die Unternehmen das dabei praktizierte Vorgehen und die angelegten Maßstäbe antizipieren. Vgl. dazu BECKERS / BIESCHKE / WEIß (2018, S. 6 und S. 12). Siehe zu Grundlagen der Monitoringregulierung Abschnitt 4.1.1.1.1.2.1.2.

[114] Diese Möglichkeit wird in Abschnitt 3.2.2.3 noch einmal aufgegriffen.

[115] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 180).

Vertriebe haben generell Anreize dazu, ihre Lieferverträge mit Endkunden kurzfristig zu kündigen, wenn die Preise stark ansteigen und sie sich nicht langfristig abgesichert haben. Wie dargestellt wurde, sind daher regulatorische Maßnahmen nötig, um diese zu unterbinden, die jedoch nicht mit dem Grundgedanken des EOM zusammenpassen.

In Kapitel 4 wird noch einmal näher auf den EOM und insb. die Schnittstelle zu den Endkunden und die langfristige Absicherung der Vertragsbeziehungen über die gesamte Kette von den Erzeugern über die Vertriebe bis zu den Endkunden eingegangen. Dabei wird auch die Möglichkeit der langfristigen Endkundenbindung betrachtet, die aufgrund der Annahme eines liberalen Endkundenmarktes hier weitgehend ausgeschlossen wurde.

3.2.2 Modell Kapazitätsmechanismus (CRM)

3.2.2.1 Vorgelagerte und übergreifende Betrachtungen

Wie bereits in der Kurzvorstellung der beiden idealtypischen Modelle in Abschnitt 3.1 erwähnt, werden beim CRM-Ansatz diverse Aufgaben direkt dem Regulierer zugeordnet, die im EOM von dezentralen Akteuren im Markt übernommen werden. Die zentrale Wahrnehmung dieser Aufgaben erfolgt unabhängig davon, ob Probleme bei der Kapazitätsbereitstellung zu erkennen sind oder nicht. Erzeugungsanlagen werden also auf Grundlage zentraler Bereitstellungsentscheidungen beschafft und nicht erst, wenn eine Bereitstellung durch den EOM nicht gelingt. Der Regulierer führt die Beschaffung der bereitzustellenden Erzeugungskapazität entweder selbst durch (dabei handelt es sich um die CRM-Variante Umsetzungswettbewerb, siehe Abschnitt 3.2.2.2) oder er macht dafür zentrale Vorgaben, die von den dezentralen Akteuren umgesetzt werden müssen (hierbei handelt es sich um die CRM-Variante Vertriebsobligationen, siehe Abschnitt 3.2.2.3). Dezentrale Investoren und Betreiber erhalten bereits für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität eine Vergütung und nicht nur Erlöse über den Verkauf von Strommengen, wie im EOM. Der wichtigste Unterschied zum EOM besteht daher darin, dass dort die Refinanzierung von Erzeugungsinvestitionen auf den Erlösen aus dem überwiegend kurzfristigen Handel dezentraler Akteure mit Strommengen basiert.

Die Vergütung der Bereitstellung von Erzeugungskapazität erfolgt im Rahmen mehr oder weniger langfristiger Verträge. Die entsprechenden Zahlungen werden nachfolgend als „Kapazitätsprämie“ bezeichnet. Kapazitätsprämien können sichere und risikobehaftete Vergütungskomponenten haben, wobei hier davon ausgegangen wird, dass letztere im Zusammenhang mit der Veräußerung von Strommengen am Markt stehen. Mit der risikobehafteten Vergütungskomponente sollen Anreizwirkungen erzielt werden, insb. im Hinblick auf sinnvolle dezentrale Entscheidungen im Betrieb. Die Amortisation von Investitionen erfolgt durch Kapazitätsprämien und durch Deckungsbeiträge aus der Veräußerung von Strommengen. Entscheidend für die Exposition der Erzeuger gegenüber Markt- und Erlösrisiken ist, wie die Verteilung zwischen diesen beiden Komponenten ist. Auch wenn Kapazitätsinstrumente zum Einsatz kommen, werden die Strommengen am Markt veräußert und die Erlöse verbleiben (teilweise) bei den Erzeugern, um Anreizwirkungen im Hinblick auf dezentrale Entscheidungen im Betrieb zu erzeugen. Mit Blick auf die Konsumentendimension des Kostenziels

sollte allerdings darauf geachtet werden, dass der Umfang an zusätzlich generierbaren Erlösen nicht zu hoch ausfällt.[116]

Bei der Analyse des EOM-Modells wurde schrittweise dargelegt, an welchen Stellen die dezentralen Handlungen der Akteure durch zentrale Aktivität ergänzt werden sollte. Beim CRM-Ansatz wird nun umgekehrt dargestellt, an welchen Stellen im Bereitstellungsprozess ergänzend zur zentralen Aktivität ein Rückgriff auf wettbewerbliche Elemente sinnvoll ist und zur besseren Zielerreichung Aufgaben an (private) dezentrale Akteure übertragen werden sollten. Die spezifische Ausgestaltung ist von sehr hoher Bedeutung für die Eignung des CRM-Ansatzes. Da es eine große Zahl möglicher Ausgestaltungsvarianten gibt, die hier nicht alle im Detail vorgestellt und diskutiert werden können, wird quasi von einer sinnvollen Detailausgestaltung ausgegangen und die generelle Eignung des CRM-Ansatzes zur Erreichung des Zielsystems (bestehend aus Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel) untersucht. In der folgenden Analyse der beiden Ausgestaltungsvarianten, Umsetzungswettbewerb und Vertriebsobligationen, wird wie auch in den vorangegangenen Abschnitten angenommen, dass es einen liberalen Endkundenmarkt gibt, um den komparativen Vergleich der verschiedenen Modelle zu erleichtern. Sowohl für den EOM als auch für den CRM wird diese Annahme in Kapitel 4 teilweise aufgehoben und Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb sowie Mischvarianten betrachtet. Die Festlegung der zu beschaffenden Gesamtkapazität erfolgt durch den Regulierer. Inwiefern darüber hinaus zentral weitere Vorgaben bzgl. der zu beschaffenden Kapazität gemacht werden, wird nicht näher betrachtet.

3.2.2.2 CRM-Variante Umsetzungswettbewerb: Beschaffung von Erzeugungskapazität durch den Regulierer

Bei der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb trifft der Regulierer die Bereitstellungsentscheidung und übernimmt anschließend selbst die Beschaffung der Kapazität, indem er mit den ausgewählten Erzeugern direkt Verträge abschließt. Die oft langfristigen Verträge enthalten die konkreten Pflichten und Rechte im Zuge der Bereitstellung. Dabei handelt es sich insb. um die Pflicht zur Bereithaltung der Kapazität (und ggf. zuvor die Pflicht zur Errichtung von Neuanlagen) sowie den Anspruch auf die Kapazitätsprämie. Ob zentral weitergehende Vorgaben bzgl. der zu beschaffenden Kapazität gemacht werden und wie groß somit der Handlungsspielraum der umsetzenden Akteure ist, kann sich je nach konkreter Ausgestaltung stark unterscheiden. Bezüglich der Vertragslaufzeit wird davon ausgegangen, dass diese so gewählt wird, dass sie für den Regulierer und den Erzeuger vorteilhaft ist. Gerade bei Neuinvestitionen bietet es sich an, die Auszahlung der Kapazitätsprämie über einen möglichst langen Zeitraum zu strecken, sodass die dezentralen Anbieter im Gegenzug dafür Sorge tragen, dass die Kapazität dem Stromsystem langfristig zur Verfügung steht. Längere Verträge sind jedoch nicht in allen Fällen vorteilhaft, beispielsweise wenn eine langfristige Verpflichtung zur Bereitstellung der Kapazität für bestimmte Anbieter schwierig ist. Langfristige Verträge bedeuten eine überwiegend sichere Vergütung für die Anbieter. Abhängig von der gewählten Risikoallokation wird möglicherweise durch den Regulierer bzw. das dahinterstehende Verbraucherkollektiv das Risiko bzgl. der gesamten Beiträge, die betroffene Anlagen über ihre Lebensdauer tatsächlich zur Stromerzeugung erbringen, getragen. Im

[116] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 197 f.).

Hinblick auf die Kosten der Bereitstellung und somit für die Kostendimension des Zielsystems ist dies jedoch u. U. positiv, da die Kosten der Risikotragung durch die Erzeuger ggf. deutlich höher lägen, obwohl sie Marktrisiken nicht oder kaum beeinflussen können.[117] Bei Anschlussverträgen für Altanlagen bieten sich ggf. kürzere Vertragslaufzeiten an, um das Risiko für die Konsumenten zu begrenzen, dass die Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr im Stromsystem benötigt werden. Generell ist es wichtig, dass der Regulierer glaubhafte Commitments abgibt, dass die Vergütungszahlungen in der vereinbarten Höhe geleistet werden sowie dass kein regulatorischer Opportunismus zu erwarten ist.[118]

Im Zusammenhang mit dem CRM wird häufig die Befürchtung geäußert, dass eine zentrale Festlegung der Gesamtkapazität zu einer ineffizient hohen Kapazitätsausstattung führen könnte. Dies wird mit mangelndem zentralem Wissen und einer vermuteten Risikoaversion des Regulierers begründet.[119] In dieser Untersuchung wird jedoch angenommen, dass der Regulierer aufgrund seiner großen Möglichkeiten der Risikodiversifikation risikoneutral eingestellt ist.[120] Dass sich aus dem mangelnden Wissen des Regulierers automatisch Nachteile im Vergleich mit einer marktbasierten Kapazitätsfestlegung ergeben, ist zudem nicht ersichtlich, da es auch dort an (zentralem) Wissen mangelt und durch die hohen Koordinationserfordernisse nicht davon auszugehen ist, dass das theoretische Ideal (annähernd) erreicht werden kann. Ein potenzieller Vorteil einer zentralen Kapazitätsfestlegung ergibt sich aus Synergieeffekten bei der Prognose, die u. a. nötig ist, um die benötigte Zeit zur Umsetzung von Erzeugungsvorhaben zu berücksichtigen. Wenn der Regulierer die bereitgestellten Mengen aktiv selbst steuert, sind zudem die Anforderungen an das benötigte dezentrale Wissen relativ gering. Selbst im EOM kommt dem Regulierer eine Rückfallbereitstellungsverantwortung zu, für die er die benötigte Kapazität mehr oder weniger genau kennen muss, um überprüfen zu können, ob das Versorgungssicherheitsziel erreicht wird. Inwieweit die Bereitstellungsentscheidung weiter konkretisiert werden sollte, hängt vom Wissen des Regulierers ab. Eine zentrale Systemplanung kann aufgrund von Verbundeffekten durch die gebündelte Wahrnehmung verschiedener Aufgaben gewisse Vorteile bieten; beispielsweise kann so eine sinnvolle Anlagenzusammenstellung im Hinblick auf die Erreichung des Umweltziels und die Kostenminimierung des Gesamtsystems gewählt werden. Als zusätzliche Maßnahme könnte sich die Ergreifung zentraler Maßnahmen zur Senkung der Gesamtlast des Systems anbieten, beispielsweise in Form von zentraler Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen.[121]

Es ist wichtig, dass die Erzeuger die von ihnen bereitzustellende Kapazität auch wirklich betriebsbereit halten, damit bei der Kalkulation der Gesamtkapazität kein zu großer Puffer einkalkuliert werden muss. Um dies zu gewährleisten, sind beispielsweise Strafzahlungen bei Nichtbereitstellung zu erwägen. Jedoch sollten Anbieter tendenziell nur die Risiken tragen, die sie selbst beeinflussen können, da es sonst zu erhöhten Kosten kommen könnte.[122] Eine andere Möglichkeit besteht darin, die

[117] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 197 f.).
[118] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 202 f.).
[119] Vgl. beispielsweise FRONTIER ECONOMICS / CONSENTEC (2014, S. 115).
[120] Siehe Abschnitt 2.5.
[121] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 204 f.).
[122] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 205).

Vergütungszahlungen für Betreiber an die Marktpreise zu koppeln. Damit dabei einerseits eine Steuerungswirkung entsteht, andererseits jedoch die Übertragung von Marktpreisrisiken begrenzt wird, eignet sich das Konzept der Kapazitätsoption. Die Kernidee von Kapazitätsoptionen besteht darin, dass Erzeuger mit Erhalt der Kapazitätsprämie vertraglich dazu verpflichtet werden, eine gewisse Erzeugungskapazität vorzuhalten und der Halter der Option (in den nachfolgend betrachteten Ausgestaltungsvarianten handelt es sich dabei üblicherweise um den Regulierer oder teilweise, wenn explizit darauf hingewiesen wird, um Vertriebe) die Möglichkeit erhält, Strommengen zu einem festgelegten Preis (dem Optionsausübungspreis) vom Erzeuger zu kaufen. Der Halter der Option übt diese immer dann aus, wenn der Großhandelsstrompreis den festgelegten Ausübungspreis der Option überschreitet. Wenn der Erzeuger dann Strom über den Großhandelsmarkt an Dritte verkauft, so ist er verpflichtet, dem Halter der Option die Differenz aus dem Marktpreis und dem Optionsausübungspreis zu erstatten. Dadurch wird die mögliche Höhe der Stromerlöse am Großhandelsmarkt für Erzeuger begrenzt, wofür sie tendenziell eine höhere Kapazitätsprämie fordern werden. Es ist jedoch bei risikoaversen Erzeugern, von denen hier ausgegangen wird, zu erwarten, dass der Aufschlag auf die Kapazitätsprämie geringer sein kann als der Erwartungswert der Markterlöse, da sie sichere Zahlungen unsicheren vorziehen. Erzeuger sind somit in geringerem Umfang Marktrisiken ausgesetzt. Zwar liegen dafür höhere Risiken bei dem hinter dem Regulierer stehenden Nachfragerkollektiv bzw. den Kunden des Vertriebs, allerdings ist bei einer großen Gruppe von Konsumenten von einer höheren Risikotragfähigkeit auszugehen, was sich insgesamt kostensenkend auswirkt. Ein wichtiger Aspekt ist die Bemessung der Höhe des Optionsausübungspreises. Dieser sollte möglichst nah an den Grenzkosten der Produktion liegen, um einerseits unangemessen hohe Produzentenrenten und andererseits hohe Kapitalkosten beim Erzeuger durch die Übertragung von Risiken zu vermeiden. Es könnte daher sinnvoll sein, den Optionsausübungspreis nach Anlagenkategorie differenziert festzulegen.[123] Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich Kapazitätsoptionen konzeptionell auf verlässlich verfügbare Leistung beziehen und sich daher insb. für steuerbare Erzeugungsanlagen eignen. Für fluktuierende Erneuerbare Energien sind sie aufgrund der witterungsabhängigen Verfügbarkeit nur eingeschränkt geeignet und würden – sofern ein Einbezug vorgesehen ist – einer angepassten Ausgestaltung bedürfen.[124]

Entscheidend für den Bereitstellungsprozess im Umsetzungswettbewerb ist, inwieweit über die zu beschaffende Gesamtkapazität hinaus weitergehende Entscheidungen zentral getroffen werden und in welcher Form sowie in welchem Umfang dezentrales Wissen einbezogen wird. Verfügt der Regulierer über umfangreiches Wissen, so ist es ggf. sinnvoll, die zentrale Bereitstellungsentscheidung entsprechend zu konkretisieren. Dezentrales Wissen könnte jedoch eingebunden werden, indem die Kosten der zentralen Kapazitätsbeschaffung auf die Vertriebe oder die Endverbraucher umgelegt werden, abhängig vom jeweiligen Beitrag zur Spitzenlast. So könnten für Nachfrager Anreize zur

[123] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 199 ff.), BECKERS / HOFFRICHTER (2014, S. 8 f.) sowie CRAMTON / OCKENFELS / STOFT (2013, S. 33 ff.).

[124] Vgl. BECKERS / HOFFRICHTER (2014, S. 10–14).

Reduzierung bzw. Verschiebung ihrer Last gesetzt werden; Voraussetzung ist allerdings eine geeignete Messinfrastruktur.[125]

Eine weitere Möglichkeit für den Einbezug dezentralen Wissens stellen Grünstromzertifikate dar. Im Rahmen von diesen werden Vertriebe dazu verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres Stroms von EE-Anlagen zu beziehen. Zur Nachweisführung werden vom Regulierer Stromzertifikate geschaffen, die Erzeuger für die Erzeugung einer Einheit Strom aus EE-Anlagen erhalten. Mit dem Erwerb von Strommengen von EE-Erzeugern erhalten Vertriebe gleichzeitig die entsprechende Menge an Zertifikaten. Die Zertifikate können jedoch auch unabhängig von Strommengen gehandelt werden. Für EE-Produzenten entsteht somit ein weiterer Vergütungsstrom. Die Beschaffung der Kapazität und der Abschluss entsprechender Verträge wird vollständig in die Verantwortung von Vertrieben gestellt. Die Ausgestaltung geht deshalb stark in Richtung der im folgenden Abschnitt betrachteten CRM-Variante Vertriebsobligationen. Hier sind deshalb auch ähnliche Probleme wie im EOM oder bei Vertriebsobligationen zu erwarten, beispielsweise, dass Verträge oft nicht langfristig genug sind und somit bei Erzeugern hohe Unsicherheiten über Vergütungszahlungen entstehen. Grünstromzertifikate stellen damit kein Kapazitätsinstrument im engeren Sinne dar, sondern ein technologiebezogenes Förder- bzw. Verpflichtungsinstrument, das zwar Umweltziele adressiert, die zentrale Absicherung verlässlich verfügbarer Leistung jedoch nicht ersetzt.

Wird die Kapazitätsprämie ausreichend hoch bemessen, überschreitet die benötigte bzw. angemessene Vergütung jedoch auch nicht deutlich (wovon hier ausgegangen wird) so gibt es für den Erzeuger bei der Umsetzung nur geringe Amortisationsrisiken, was wiederum zu vergleichsweise niedrigen Kapitalkosten führt. Außerdem wird dadurch die Höhe der Produzentenrente begrenzt. Aus Wohlfahrts- und auch speziell aus Konsumentensicht ist diese Ausgestaltung daher positiv zu bewerten.[126] Über Kapazitätsinstrumente können beispielsweise auch nur Anlagen einer bestimmten Technologie beschafft und so die Zusammensetzung des Kraftwerksparks entsprechend den Zielvorgaben (bestehend aus Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel) beeinflusst werden. Auf diese Weise können durch den Regulierer auch Präferenzen der Haushalte hinsichtlich der Erzeugungsweise berücksichtigt werden. Im Hinblick auf die Erreichung von Umweltzielen sollten sich im Rahmen eines Umsetzungswettbewerbs für den Regulierer Synergieeffekte ergeben, da er durch seine Rolle im Umsetzungswettbewerb bereits über gewisse Ressourcen (insb. Wissen) verfügt, die auch für die Ausgestaltung und Anwendung von Maßnahmen zur Erreichung des Umweltziels benötigt werden. Hingegen führen dezentrale Investitionsentscheidungen wie im EOM oft nicht zu einer Kompatibilität mit den Umweltzielen, wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt wurde. In Fällen, in denen Abweichungen zu erwarten sind, sollten daher regulatorische Vorgaben gemacht werden. Generell sind beim CRM-Umsetzungswettbewerb beim Aufbau und beim Einsatz zentraler Ressourcen Synergieeffekte zu erwarten.

[125] Gäbe es nur einen zentralen Vertrieb für alle Endkunden, und nicht wie hier angenommen Wettbewerb vieler Vertriebe, dann würde ggf. eine Messung an Netzknotenpunkten ausreichen und es müssten nicht bei allen Endkunden entsprechende Messeinrichtungen installiert werden. Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 206).

[126] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 202).

Ob man bei der Betrachtung der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb die insgesamt in diesem Kapitel geltende Annahme des Vorliegens eines Endkundenwettbewerbs beibehält oder stattdessen von einem zentralen Vertrieb an der Schnittstelle zu den Endkunden ausgeht, macht für die hier dargestellten Ergebnisse hinsichtlich der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität keinen relevanten Unterschied. Diese Ausgestaltungsvariante wird dennoch in Kapitel 4 näher betrachtet und dabei insb. untersucht, welche Auswirkungen sich daraus für die Endkunden ergeben.

3.2.2.3 CRM-Variante Vertriebsobligationen: Ex ante-Vorgaben und -Kontrollen von Vertrieben

Bei der CRM-Variante Vertriebsobligationen trifft der Regulierer eine Bereitstellungsentscheidung über eine bestimmte Mindestkapazität, macht den Vertrieben auf dieser Basis ex ante-Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität und führt ex ante-Kontrollen über die Einhaltung der Vorgaben durch. Zusätzlich werden Strafen definiert, die bei Nichteinhaltung der Vorgaben zu zahlen sind. Ggf. wird außerdem, entsprechend der Ausgestaltung des EOM mit regulatorischen Ansätzen zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien, der Aufbau von Haftungsmassen vorgeschrieben. Der Regulierer verpflichtet die Vertriebe dazu, sich die Zugriffsrechte für die Erzeugungskapazität, die sie zur Belieferung ihrer Kunden brauchen, mit einem gewissen Vorlauf zu sichern. Die geforderte Kapazität kann entweder durch die Vorhaltung eigener Anlagen oder durch Verträge mit externen Erzeugungsunternehmen nachgewiesen werden. Bei Verträgen mit Erzeugern findet die Prämien- bzw. Vergütungshöhenfestsetzung zwischen den Vertrieben und den Erzeugern statt.[127] Die Kernidee der CRM-Variante Vertriebsobligationen besteht darin, dass die Kosteneffizienz erhöht wird, indem Vertriebe dazu gebracht werden, ihr dezentrales Wissen, insb. bzgl. der Kapazitätsbeschaffung und der Anlagenauswahl, einzubringen und gleichzeitig dem Regulierer, entsprechend dem Grundgedanken des CRM, umfangreiche Verantwortlichkeiten und Befugnisse direkt zugeordnet werden. Bezüglich der konkreten Ausgestaltung sind deshalb sowohl sehr detaillierte regulatorische Vorgaben denkbar als auch, dass den dezentralen Akteuren umfassende Entscheidungsspielräume eingeräumt werden.

Besonderen Koordinierungsbedarf zwischen Erzeugern und Vertrieben gibt es dann, wenn die Bestandsanlagen für die Versorgung aller Kunden nicht ausreichen und somit die Errichtung neuer Anlagen erforderlich ist. Erzeugungsinvestoren benötigen Kapazitätsprämien in einer derartigen Höhe und über so lange Laufzeit, dass ihre Investitionsrisiken so weit gesenkt werden, dass sich die Investition unter Einbezug der Kosten der Risikotragung für sie lohnt. Vertriebe schließen Beschaffungsverträge mit Erzeugern, sofern die vom Regulierer festgelegten Strafen für das Nichtvorhalten von ausreichend Erzeugungskapazität hoch genug sind. Für Vertriebe ist der Vertragsschluss jedoch schwieriger, je länger die Vertragslaufzeit ist bzw. je länger die Zeit zwischen Vertragsschluss mit einem Erzeuger und der Belieferung durch diesen Erzeuger ist, da für sie im liberalen Endkundenmarkt Unsicherheit darüber besteht, wie viele Kunden sie in Zukunft beliefern müssen und an wie viele Kunden die Kapazitätszahlungen somit weitergegeben werden können. Zudem ist für die Vertriebe unsicher, wie viel Kapazität sie benötigen, da die von den Endkunden nachgefragte Menge von verschiedenen Faktoren, wie der technischen Ausstattung der Haushalte, der allgemeinen

[127] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 215).

wirtschaftlichen Entwicklung sowie dem Klima bzw. Wetter, abhängt.[128] Vertriebe sind deshalb bestrebt, Verträge mit einer relativ kurzen Vorlaufzeit zum Verpflichtungszeitraum sowie mit einer Laufzeit abzuschließen, welche die vom Regulierer vorgegebenen Überprüfungszeiträume nicht überschreitet.

Eine bereits zuvor vorgestellte Möglichkeit, den Problemen des Abschlusses von Langfristverträgen durch die Vertriebe zu begegnen, besteht in der Schaffung eines Sekundärmarktes für Erzeugungskapazität.[129] In der Ausgestaltungsvariante CRM-Vertriebsobligationen wäre es ggf. auch möglich, dass der Regulierer als Market-Maker auftritt, um Liquiditätsproblemen vorzubeugen. Aufgrund des großen regulatorischen Eingriffs wäre dies in Abschnitt 3.2.1.3, wo grundsätzlich von einem EOM ausgegangen wurde, nicht mit diesem kompatibel gewesen. Der Market-Maker gibt Gebote für alle angebotenen Kapazitätsverträge ab und bietet gekaufte Verträge direkt wieder am Markt an. Durch den Ankauf von Verträgen übernimmt der Regulierer auch die damit verbundenen Verpflichtungen. Risikoaufschläge auf die Kapitalkosten von Erzeugungsinvestoren aufgrund des Ausfallrisikos von dezentralen Vertragspartnern werden somit weitgehend beseitigt.[130] Es stellt sich jedoch die Frage, ob diese starke Zentralisierung, die hier auf Umwegen stattfindet, nicht durch andere regulatorische Maßnahmen, die den Vertrieben keine derart wichtige Rolle zuordnen, also einen CRM-Umsetzungswettbewerb, effizienter erreicht werden kann.

Sofern sich Probleme nicht beheben lassen, die eine Gefährdung des Versorgungssicherheitsziels nach sich ziehen, kann die Ergänzung der dezentralen Kapazitätsbeschaffung um einen zentralen Backstop-Beschaffungsmechanismus erwogen werden.[131] Die Einführung eines solchen Mechanismus würde jedoch stark von der Idee der CRM-Variante Vertriebsobligationen abweichen und zudem höhere Kosten verursachen, wenn der Regulierer Sicherheitskapazität vorhalten und dafür auch auf zentraler Ebene über relevantes Wissen verfügen muss. Um die Erreichung des Umweltziels sicherzustellen und gleichzeitig dezentrales Wissen entsprechend der Grundidee des Vertriebsobligationen-Ansatzes einzubeziehen, könnten, ähnlich wie im EOM, Preismechanismen geschaffen werden, über welche die dezentralen Investitions- und Betriebsentscheidungen beeinflusst werden, Verbote verhängt oder Fördermechanismen etabliert werden.[132] Diese würden jedoch auch hier mit den in Abschnitt 3.2.1.1.2 vorgestellten Problemen einhergehen, dass dafür Wissen beim Regulierer vorliegen muss, sowie dass es zu Wechselwirkungen mit anderen Technologien kommen kann, die bei der Instrumentenwahl berücksichtigt werden müssen.

Analog zum EOM-Modell wird Vertrieben bei der CRM-Variante Vertriebsobligationen eine wesentliche Rolle bei der Kapazitätsbereitstellung zugewiesen. Anders als im reinen EOM werden jedoch langfristige Vertragsbeziehungen regulatorisch forciert. Wie bereits bei der Untersuchung verschiedener Ausgestaltungsvarianten des EOM dargestellt, ist der Übergang zwischen einem EOM mit starken regulatorischen Ansätzen zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien und der CRM-Variante

[128] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 210).
[129] Siehe für eine ausführlichere Beschreibung dieses Konzepts Abschnitt 3.2.1.3.
[130] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 212 f.).
[131] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 214 f.).
[132] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 221).

Vertriebsobligationen fließend. Dies ist insb. der Fall, wenn sich bei den Vorgaben zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien Regulierungsperioden herausbilden und es somit quasi auch ex ante-Vorgaben gibt.[133] Eine Motivation für die Wahl der Ausgestaltungsvariante Vertriebsobligationen besteht möglicherweise entweder darin, dass zwar ein EOM präferiert wird, aber aufgrund von Problemen im Kontext fehlender Langfristigkeit auf Vertriebsobligationen zurückgegriffen wird, oder dass ein CRM für sinnvoll befunden wird, dabei jedoch umfangreich dezentrales Wissen einbezogen werden soll.

Für die Bewertung der CRM-Variante Vertriebsobligationen ist es wichtig zu prüfen, welche Effizienzvorteile sich im Vergleich zur CRM-Variante Umsetzungswettbewerb tatsächlich durch die Einbeziehung von Vertrieben in die Bereitstellung von Erzeugungskapazität ergeben können. Bezüglich der Auswahl von Erzeugungsanlagen ist es fraglich, ob Vertriebe über die benötigten Ressourcen, insb. Wissen, verfügen, um im Hinblick auf das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem sinnvolle Entscheidungen zu treffen. Für die Erschließung lastseitiger Energieeffizienz- und Flexibilisierungspotenziale könnten Vertriebe jedoch den Vorteil haben, dass sie in direktem Kontakt mit den Endkunden stehen.

Die Koordination zwischen Vertrieben und Erzeugern geht mit Transaktionskosten einher, die insgesamt höher sein können als bei einer zentralen Beschaffung wie in der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb, zumal mögliche Synergieeffekte nicht gehoben werden. Kooperationen zur gemeinsamen Bereitstellung größerer Anlagen können dadurch ggf. behindert werden, wodurch es vermehrt zu Entscheidungen für ineffizient kleine Anlagen kommen könnte. Ähnlich wie im EOM-Modell könnten die dezentralen Akteure aufgrund ihrer Risikoaversion dazu geneigt sein, Anlagen zu bauen, die mit Blick auf die Ziele das Gesamtsystem nicht sinnvoll ergänzen.[134] Aufgrund des, je nach konkreter Ausgestaltung, stärkeren Einflusses des Regulierers fallen diese Probleme jedoch etwas geringer aus als im EOM.

Auch die Koordination mit Wettbewerbern bzgl. Anlagenauswahl und die Realisierung von Lernkurveneffekten ist vermutlich mit ähnlichen, wenn auch ggf. etwas schwächer ausgeprägten, Problemen behaftet, wie im EOM. Unzureichende Absicherungsmöglichkeiten für Vertriebe könnten zu Problemen hinsichtlich der Erreichung des Versorgungssicherheitsziels führen bzw. bedarf die Eliminierung der Gefahr von Versorgungssicherheitsproblemen eine umfangreiche zentrale Aktivität. Zu beachten ist jedoch, dass die Vorgaben und die Durchführung von Kontrollen durch den Regulierer großen Einfluss auf die Entscheidungen der dezentralen Akteure haben und die Ausgestaltung deshalb so erfolgen sollte, dass bei ihnen möglichst keine unerwünschten Nebeneffekte auftreten oder Vertriebe Lücken im Regelwerk ausnutzen können.[135] Gegen eine umfassende Aufgabenübertragung an Vertriebe spricht, dass aufgrund der fehlenden langfristigen Absicherungsmöglichkeiten auf Endkundenseite im liberalen Endkundenmarkt für Vertriebe so große Unsicherheiten bestehen, sodass ein umfangreiches Eingreifen des Regulierers nötig ist. Lösungsmöglichkeiten bestehen entweder in der langfristigen Bindung von Endkunden an Vertriebe, was in Kapitel 4 betrachtet wird, oder in der

[133] Siehe Abschnitt 3.2.1.1.2.

[134] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 220).

[135] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 218).

Etablierung der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb und somit der direkten Beschaffung von Erzeugungskapazität durch den Regulierer.

3.2.2.4 Fazit

Mit den Ausgestaltungsvarianten Umsetzungswettbewerb und Vertriebsobligationen gibt es im CRM-Modell Möglichkeiten zur konkreten Ausgestaltung, die sich grundlegend voneinander unterscheiden. Während in der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb umfangreiche Entscheidungs- und Umsetzungskompetenzen von vornherein an den Regulierer als zentrale Instanz übertragen werden, besteht der Grundgedanke bei der CRM-Variante Vertriebsobligationen darin, das dezentrale Wissen der Vertriebe bei der Beschaffung von Erzeugungskapazität einzubeziehen. In Kombination mit einem liberalen Endkundenmarkt treten bei der Variante Vertriebsobligationen daher ähnliche Probleme wie im EOM auf, die aus der fehlenden Möglichkeit der Absicherung von Investitionen bis hin zu den Endkunden resultieren. In der Variante Umsetzungswettbewerb spielt die fehlende Absicherungsmöglichkeit hingegen eine untergeordnete Rolle, da die Bereitstellung und Finanzierung der Erzeugungskapazität direkt über den Regulierer erfolgt.

Aufgrund der großen Unterschiede zwischen beiden Ausgestaltungsvarianten, die u. a. auch davon abhängen, wie umfangreich die Vorgaben sind, die der Regulierer den Vertrieben macht, lässt sich kaum ein einheitliches Fazit für das CRM-Modell ziehen. Generell liegt der Vorteil des CRM-Modells allerdings in Synergieeffekten beim Aufbau des zentralen Wissens beim Regulierer sowie bei der Prognose. Außerdem kann im CRM-Modell durch eine zentrale Systemplanung eine sinnvolle Anlagenzusammensetzung im Hinblick auf die Ziele Versorgungssicherheit, Umweltfreundlichkeit sowie Kosteneffizienz des Gesamtsystems gewählt werden, die gemeinsam das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem bilden.

3.3 Fazit

Das EOM- und das CRM-Modell unterscheiden sich insb. darin, dass die dezentralen Investoren und Betreiber von Erzeugungsanlagen im EOM Erlöse ausschließlich über den Verkauf von Strommengen erhalten, wohingegen sie im CRM auch eine Vergütung für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität bekommen, es dafür jedoch i. d. R. eine Erlösobergrenze für Strommengen gibt. Allerdings sind die Übergänge zwischen den verschiedenen Modellausgestaltungsvarianten durch die unterschiedlich umfangreichen Eingriffsmöglichkeiten des Regulierers im EOM und bei CRM-Vertriebsobligationen bzw. durch die Möglichkeit des Rückgriffs auf dezentrales Wissen im CRM-Umsetzungswettbewerb fließend. Insbesondere nähert sich der EOM mit regulatorischen Maßnahmen zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien, wie dargestellt wurde, stark der CRM-Variante Vertriebsobligationen an. Gemeinsam haben diese beiden Ausgestaltungsvarianten auch, dass den Vertrieben eine große Verantwortung bei der Bereitstellung von Erzeugungskapazität zukommt.

Vertrieben fällt es im liberalen Endkundenmarkt schwer, langfristige Verträge mit Erzeugern einzugehen oder selbst, in einem integrierten Versorgungskonzept, Investitionen in Erzeugungsanlagen zu tätigen, da sie sich ihrerseits auf der Endkundenseite nicht langfristig absichern können. Dies kann zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im EOM führen und eine Ergänzung um eine Kapazitätsreserve

oder selektive Kapazitätsinstrumente erforderlich machen. Aufgrund seiner Rückfallbereitstellungsverantwortung sowie ggf. zum Einsatz der zusätzlichen Instrumente muss der Regulierer bereits im EOM über umfangreiches Wissen verfügen, um entsprechende Maßnahmen zu ergreifen. Dadurch, dass auch im EOM nicht gänzlich auf zentrale Aktivitäten verzichtet werden kann, ist von einer gewissen Ineffizienz auszugehen, die sich möglicherweise negativ auf das Kostenziel auswirkt. Gleichzeitig kann es, wie dargestellt wurde, zu Problemen bei den Versorgungssicherheits- und Umweltzielen kommen, wenn sich durch die dezentralen Aktivitäten und das allenfalls geringfügige Eingreifen des Regulierers ein ineffizienter Kraftwerkspark ergibt. Bei einer Ausgestaltung des CRM-Modells Vertriebsobligationen, bei denen Vertrieben umfangreiche Entscheidungsbefugnisse übertragen werden, fällt eine Bewertung dieser Ausgestaltungsvariante relativ ähnlich aus.

Die fehlende Möglichkeit zum Abschluss langfristiger Verträge zwischen Vertrieben und Endkunden im liberalen Endkundenmarkt führt im CRM-Modell Umsetzungswettbewerb hingegen nicht zu Problemen, da der Regulierer dabei nicht nur die Bereitstellungsentscheidung trifft, sondern die Beschaffung der Kapazität selbst übernimmt. Dafür muss er über die erforderlichen Kapazitäten, insb. das nötige Wissen verfügen. Dass eine zentrale Kapazitätsfestlegung zu einer ineffizient hohen Kapazitätsausstattung führt, lässt sich nicht pauschal feststellen, da es im EOM den dezentralen Akteuren auch an (zentralem) Wissen mangelt und hohe Koordinationserfordernisse bestehen, durch die ein theoretisches Optimum nicht unbedingt erreicht werden kann.

Im gesamten Kapitel 3 wurde für die Endkundenseite ein liberaler Endkundenmarkt angenommen, da es sich dabei entsprechend der Grundidee, dass die Bereitstellung auf Basis der Koordination der dezentralen Akteure stattfindet, quasi um das „logische Anschlussmodell“ für EOM und CRM-Vertriebsobligationen handelt. Zugunsten der besseren Vergleichbarkeit der Modelle wurde dies auch für die CRM-Variante Umsetzungswettbewerb beibehalten. In Kombination mit einem liberalen Endkundenmarkt stellt sich der CRM-Umsetzungswettbewerb im Hinblick auf das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem als vorzugswürdiges Organisationsmodell dar.

Die Annahme eines liberalen Endkundenmarktes wird im folgenden Kapitel 4 an verschiedenen Stellen aufgehoben und stattdessen alternative Organisationsformen für den Endkundenmarkt betrachtet. Ziel dabei ist es zum einen zu untersuchen, welche Auswirkungen dies auf die Bewertung der Modellausgestaltungsvarianten EOM, CRM-Vertriebsobligationen und CRM-Umsetzungswettbewerb hinsichtlich der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität hat. Beispielsweise kann angenommen werden, dass die Bewertungen des EOM und der CRM-Vertriebsobligationen im Hinblick auf das Zielsystem positiver ausfallen, wenn eine langfristige Absicherung von Erzeugungsinvestitionen bis hin zu den Endkunden möglich ist – wobei zu beachten ist, dass damit von der Grundidee dieser beiden Modellausgestaltungsvarianten abgewichen wird. Zum anderen werden in Kapitel 4 die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungsvarianten der Schnittstelle zu den Endkunden auf die Verbraucher untersucht und dabei insb. auch auf verbraucherpolitische Gesichtspunkte eingegangen.

Die in diesem Kapitel gewonnenen Ergebnisse zur Eignung des CRM-Umsetzungswettbewerbs werden im weiteren Verlauf der Arbeit unter veränderten Annahmen zur Messung, zur Steuerbarkeit von Lasten und zur Einbeziehung der Verteilnetzebene erneut aufgegriffen und auf ihre Robustheit hin überprüft.

4 Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems bei verschiedenen Modellausgestaltungsvarianten der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität

In Kapitel 3 wurden verschiedene Modellausgestaltungsvarianten für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität unter der Annahme eines liberalen Endkundenmarktes vergleichend betrachtet. Die daraus resultierende begrenzte Möglichkeit der langfristigen Endkundenbindung und somit das Problem, dass Vertriebe langfristige Beschaffungsverträge mit Erzeugern nicht ihrerseits über langfristige Verträge mit Endkunden absichern können, wurde als Grund für die mangelhafte Eignung der Modelle EOM und CRM-Vertriebsobligationen zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität identifiziert. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen ist erstens zu analysieren, welchen Einfluss die Organisation des Stromvertriebssystems auf die Erzeugungs- und die Endkundenseite hat und ob eine vom liberalen Endkundenmarkt abweichende Ausgestaltung zu einer anderen Bewertung der Modellausgestaltungsvarianten führt. Es wird insb. überprüft, ob die in Kapitel 3 identifizierte Vorteilhaftigkeit der Ausgestaltungsvariante CRM-Umsetzungswettbewerb auch unter anderen Annahmen hinsichtlich der Ausgestaltung der Schnittstelle zu den Endkunden Bestand hat.

Zweitens liegt der Fokus der Analyse innerhalb von Kapitel 4 darauf, welche Auswirkungen die Ausgestaltung dieser Schnittstelle auf die Gruppe der Haushaltskunden hat. Speziell stehen dabei die bei den Haushaltskunden anfallenden Transaktionskosten sowie die Wirkungen des Wettbewerbs auf Preise, Angebotsstrukturen und Entscheidungsprobleme im Zentrum der Betrachtung und es wird geprüft, welche Konsequenzen die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten für die Konsumentendimension des Kostenziels haben. Dafür wird überprüft, welchen Handlungsspielraum die verschiedenen Akteure, insb. Vertriebe und Endkunden, in den unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten haben sowie wie sich dies auf die Haushaltskunden auswirkt. Weiterhin wird diskutiert, welche Ansatzpunkte es für verbraucherpolitische Eingriffe gibt.

Zur Reduzierung der Komplexität der Analyse wird in Abschnitt 4.1 zunächst ein vereinfachtes Analysesetting zugrunde gelegt. Es wird davon ausgegangen, dass Haushaltskunden überwiegend nicht über moderne Messeinrichtungen mit Kommunikationseinheit verfügen, sodass keine verbrauchsnahe Messung und Abrechnung erfolgt und – entsprechend dem bisherigen Status quo in Deutschland – mit Standardlastprofilen gearbeitet wird. Zudem wird angenommen, dass sogenannte neue Lasten mit hohem Stromverbrauch und Flexibilitätspotenzial, wie etwa Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, im Haushaltsbereich nur eine untergeordnete Rolle spielen. Weiterhin wird in diesem Abschnitt von Netzengpässen abstrahiert und angenommen, dass die Netzkapazitäten ausreichend dimensioniert sind, sodass Fragen der Kapazitätsallokation im Übertragungs- und Verteilnetz nicht explizit berücksichtigt werden.[136] Die Analyse fokussiert damit auf marktliche und organisatorische Fragestellungen an der Schnittstelle zwischen Erzeugung, Vertrieb und Endkunden. Die Auswirkungen

[136] Diese Annahme wird auch in vielen anderen Untersuchungen getroffen und in diesem Zusammenhang häufig von der Annahme des Stromnetzes als „Kupferplatte“ gesprochen.

veränderter Annahmen, insb. einer zeitlich hochaufgelösten Verbrauchserfassung, der stärkeren Verbreitung neuer Lasten sowie der damit verbundenen Kapazitäts- und Steuerungsfragen im Verteilnetz, werden nachgelagert in Abschnitt 4.2 untersucht.

Abschnitt 4.1 untersucht die bereits in Kapitel 3 betrachteten Modellausgestaltungsvarianten für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität, EOM und CRM, in Kombination mit verschiedenen Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems. Bei diesen Optionen handelt es sich sowohl um Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb als auch um Ausgestaltungsvarianten mit liberalem Endkundenwettbewerb sowie Kombinationen beider. Das Ziel ist eine Erweiterung der Betrachtung der Modellausgestaltungsvarianten um die Auswirkungen verschiedener Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems für die Endkunden. Da der CRM-Umsetzungswettbewerb, wie in Kapitel 3 dargelegt, unter den dortigen Annahmen die vorzugswürdige Modellausgestaltungsvariante für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität ist, wird dieser als erstes Annahmenset in Abschnitt 4.1.1 betrachtet. Zudem wird die Analyse zunächst dadurch vereinfacht, dass einige Aspekte ausgeklammert werden, die im CRM-Umsetzungswettbewerb nicht relevant sind, und diese somit erst in den darauffolgenden Abschnitten thematisiert. Daran anschließend erfolgt in Abschnitt 4.1.2 eine Untersuchung des EOM als Gegenvariante zum CRM-Umsetzungswettbewerb und in Abschnitt 4.1.3 der Variante CRM-Vertriebsobligationen, die als Zwischenvariante angesehen werden kann.

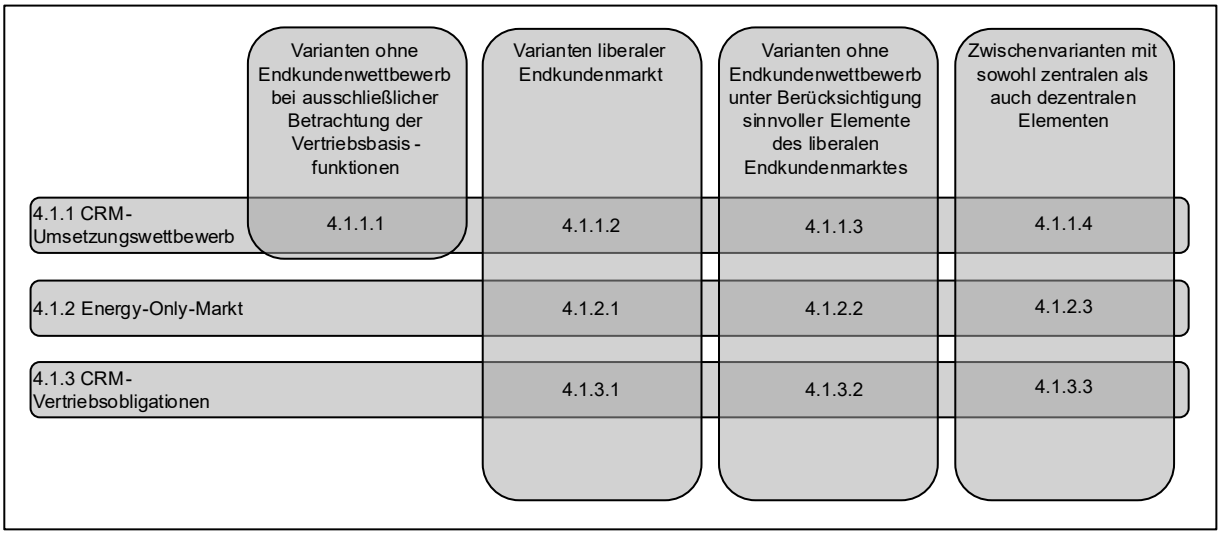

Abbildung 5: Strukturierung der Analyse von Kombinationen verschiedener Annahmensets für die Organisation der Erzeugungsseite mit Ausgestaltungsvarianten für die Organisation des Stromvertriebssystems.[137]

Wie in Abbildung 5 ersichtlich, wird in den Abschnitten, die sich mit den Annahmensets CRM-Umsetzungswettbewerb, EOM sowie CRM-Vertriebsobligationen beschäftigen (Abschnitte 4.1.1, 4.1.2 und 4.1.3) jeweils zwischen den Ausgestaltungsvarianten liberaler Endkundenmarkt, ohne Endkundenwettbewerb und mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen unterschieden. Es

[137] Quelle: Eigene Darstellung.

findet dabei ein statischer Vergleich verschiedener Ausgestaltungsvarianten statt; Übergänge zwischen den verschiedenen Annahmensets werden zugunsten der besseren Vergleichbarkeit nicht betrachtet. Um die Analyse abzuschichten wird die Variante ohne Endkundenwettbewerb in Abschnitt 4.1.1 zum CRM-Umsetzungswettbewerb aufgeteilt und in einem ersten Abschnitt (4.1.1.1) zunächst die Vertriebsbasisfunktionen herausgearbeitet und für die Analyse angenommen, dass die Endkunden über einheitliche Präferenzen verfügen. Auf diese Weise können Themen der Tarifgestaltung, die in einem liberalen Endkundenmarkt besonders relevant sind, gebündelt in 4.1.1.2 diskutiert werden. Um zu zeigen, dass möglicherweise sinnvolle Elemente des liberalen Endkundenmarktes auch in eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb integriert werden können, werden diese in 4.1.1.3 bei der erneuten Betrachtung von Varianten ohne Endkundenwettbewerb hinzugenommen. Bei den anderen Annahmensets findet hingegen jeweils eine integrierte Betrachtung der Variante ohne Endkundenwettbewerb statt, da die Erkenntnisse hinsichtlich der sinnvollen Ausgestaltung der Variante ohne Endkundenwettbewerb aus der vereinfachten Analyse in Abschnitt 4.1.1.1 auf die anderen Modellausgestaltungsvariante übertragbar sind.

4.1 Untersuchung in einem vereinfachten Analysesetting mit Standardlastprofilen

4.1.1 Annahmenset 1: CRM-Variante Umsetzungswettbewerb

Anknüpfend an Kapitel 3, das darlegt, dass – unter der Annahme eines liberalen Endkundenmarktes – die Modellausgestaltungsvariante CRM-Umsetzungswettbewerb am besten für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität geeignet ist, stellt sich die Frage, wie sich die CRM-Variante Umsetzungswettbewerb in Kombination mit verschiedenen Organisationsformen des Endkundenmarktes verhält. Hierbei ist insb. relevant, wie sich die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen auf die Endkunden auswirken. Wie in Kapitel 3 bereits erwähnt, hängt die tatsächliche Eignung von Kapazitätsinstrumenten in hohem Maße von der konkreten Ausgestaltung ab und die sinnvolle Ausgestaltung ergibt sich wiederum aus den im Einzelfall vorliegenden Gegebenheiten.[138] Zur Vereinfachung wird deshalb im Folgenden angenommen, dass eine sinnvolle Detailausgestaltung der Kapazitätsinstrumente vorliegt, sodass Erzeugungskapazität in ausreichendem, aber auch nicht zu hohem Umfang sowie kosteneffizient bereitgestellt wird. Es wird somit davon ausgegangen, dass es lediglich zu kleineren Preisschwankungen aufgrund eines fluktuierenden Angebots Erneuerbarer Energien sowie unterschiedlich hoher Nachfrage zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten kommt, nicht jedoch zu größeren Preisschwankungen aufgrund zu geringer Erzeugungskapazität. Es wird somit in überwiegenden Teilen dieses Abschnittes angenommen, dass die Vertriebe am Spotmarkt beschaffen und dort nur in geringem Umfang schwankenden Preisen ausgesetzt sind. Lediglich in Abschnitt 4.1.1.2.2.1 wird auf individuelle langfristige Beschaffungspolitiken der Vertriebe eingegangen, die dazu dienen können, sich gegen kurzfristige Schwankungen abzusichern.

[138] Siehe Abschnitt 3.2.2 sowie HOFFRICHTER (2021, S. 253).

Wie in Kapitel 3 dargestellt, trifft der Regulierer im CRM-Umsetzungswettbewerb eine Bereitstellungsentscheidung und übernimmt die Beschaffung der entsprechenden Kapazität selbst. Dazu schließt er Verträge mit Erzeugern, die er für die Umsetzung der Bereitstellungsentscheidung ausgewählt hat. In den Verträgen werden die konkreten Rechte und Pflichten während der gesamten Bereitstellungszeit geregelt; es handelt sich dabei insb. um die Pflicht des Erzeugers zur Bereithaltung der vereinbarten Kapazität (und ggf. zuvor Errichtung der entsprechenden Anlage) und die Pflicht des Regulierers zur Zahlung der festgelegten Kapazitätsprämie. Wird die Kapazitätsprämie ausreichend hoch bemessen, überschreitet die benötigte bzw. angemessene Vergütung jedoch auch nicht deutlich (wovon hier ausgegangen wird), so gibt es für den Erzeuger bei der Umsetzung nur geringe Amortisationsrisiken. Dies führt wiederum zu vergleichsweise niedrigen Kapitalkosten und begrenzt die Höhe der Produzentenrente. Aus Wohlfahrts- und auch speziell aus Konsumentensicht ist diese Ausgestaltung positiv zu bewerten. Ebenso wie in Kapitel 3 wird auch hier von einem „Greenfield Approach“ ausgegangen, also davon, dass die klare Entscheidung getroffen wurde, dass die Bereitstellung sämtlicher Anlagen über den CRM-Umsetzungswettbewerb erfolgt; eine Betrachtung ausgehend von einem anderen Organisationsmodell erfolgt hier nicht und auch die Vermischung mit einem anderen Modell wird hier nicht betrachtet.

Um zunächst die Vertriebsbasisfunktionen herauszuarbeiten, wird die Betrachtung der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb in zwei Teile aufgeteilt. Im Folgenden wird zunächst in Abschnitt 4.1.1.1 hinsichtlich der Organisation der Schnittstelle zu den Endkunden eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb betrachtet, bei der nur die Vertriebsbasisfunktionen von den Vertrieben übernommen werden. Weitere mögliche Aufgaben werden lediglich kurz vorgestellt, da sie von nachgelagerter Bedeutung für die Analyse sind. Zudem wird zunächst vereinfachend die Annahme getroffen, dass alle Endkunden die gleichen Präferenzen haben und der zentrale monopolistische Vertrieb bzw. die dezentralen monopolistischen Vertriebe deshalb jeweils nur einen einheitlichen Tarif anbieten. Anschließend erfolgt in Abschnitt 4.1.1.2 die Betrachtung der Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt, bei der auch die Annahme der einheitlichen Endkundenpräferenzen wieder aufgehoben wird. Im darauffolgenden Abschnitt 4.1.1.3, der den zweiten Teil der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb betrachtet, wird dann untersucht, wie sich unterschiedliche Präferenzen bei monopolistischen Varianten auswirken sowie welche Elemente, die in der Analyse des liberalen Endkundenmarktes als sinnvoll identifiziert wurden, auch in ein Modell ohne Endkundenmarkt integriert werden können. In Abschnitt 4.1.1.4 werden beispielshaft einige Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen betrachtet.

4.1.1.1 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb mit ausschließlicher Betrachtung der Vertriebsbasisfunktionen

Ausgangspunkt der Betrachtung ist die Modellausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb, in der nur die Vertriebsbasisfunktionen berücksichtigt werden. Die zu den Vertriebsbasisfunktionen gehörenden Aufgaben werden entweder von einem zentralen monopolistischen Akteur für das gesamte betrachtete Gebiet wahrgenommen (Abschnitt 4.1.1.1.1) oder von dezentralen Gebietsmonopolisten, die jedoch zentrale Vorgaben erhalten (Abschnitt 4.1.1.1.2). Bei den zentralen Varianten wird angenommen, dass der Vertrieb eine Monopolstellung im Gesamtgebiet innehat. Bei den dezentralen

Modellen wird hingegen angenommen, dass es innerhalb des Gesamtgebietes mehrere Vertriebe gibt, die jeweils in einem Teilgebiet eine Monopolstellung innehaben.[139] Für die Nachfrager bestehen keine Substitutionsmöglichkeiten[140] und ihre Preiselastizität ist gering. Die monopolistischen Vertriebe verfügen daher über eine sehr hohe Marktmacht. In beiden Abschnitten werden jeweils sowohl die Möglichkeit öffentlicher als auch privater Eigentümerschaft betrachtet, wobei bei privater Eigentümerschaft von einer externen Regulierung ausgegangen wird, deren Ausgestaltung jeweils diskutiert wird. In diesem Abschnitt wird die Annahme getroffen, dass alle Endkunden die gleichen Präferenzen haben und der zentrale monopolistische Vertrieb bzw. die dezentralen monopolistischen Vertriebe deshalb jeweils nur einen einheitlichen Tarif anbieten.

4.1.1.1.1 Zentrale monopolistische Varianten

4.1.1.1.1.1 Analyse unter der Annahme des Vorliegens öffentlicher Eigentümerschaft

Aufgrund der in Abschnitt 2.2.2 dargestellten überragenden Bedeutung der Stromversorgung wird der Öffentlichen Hand die Bereitstellungsverantwortung für Strom übertragen, also die Verantwortung zur Vorbereitung und Fällung von Bereitstellungsentscheidungen. In diesem Abschnitt wird davon ausgegangen, dass die Öffentliche Hand sowohl die Bereitstellungsentscheidung trifft als auch im Rahmen des CRM-Umsetzungswettbewerbs die entsprechende Kapazität direkt beschafft. Zudem wird ein zentraler Stromvertrieb angenommen, der sich in öffentlicher Eigentümerschaft, d. h. im Eigentum der öffentlichen Gebietskörperschaft, welche die Bereitstellungsverantwortung für Strom innehat, befindet.[141]

4.1.1.1.1.1.1 Definition der Vertriebsbasisfunktionen

Die Definition von Basisfunktionen für Stromvertriebe dient dazu, aus den Aufgaben, die an der Schnittstelle zwischen Stromsystem und Endkunden anfallen jene zu identifizieren, die unabhängig von der Modellausgestaltungsvariante durch einen Vertrieb oder ein integriertes Versorgungsunternehmen übernommen werden müssen.[142] Die Definition erfolgt in diesem Abschnitt, das heißt im Zusammenhang des CRM-Umsetzungswettbewerbs mit der Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb und einem zentralen monopolistischen Vertrieb in öffentlicher Eigentümerschaft, da in dieser Konstellation aufgrund der geringen Koordinationserfordernisse mit anderen Akteuren die wenigsten Vertriebsaufgaben anfallen. In anderen Ausgestaltungsvarianten können ggf. weitere Aufgaben von Vertrieben übernommen werden, die nachgelagert in Abschnitt 4.1.1.1.1.1.4 vorgestellt

[139] Es findet jedoch in beiden Fällen keine Begründung für das Zustandekommen oder das Bestehen des Monopols statt; es wird angenommen und statisch betrachtet.

[140] Eine Ausnahme stellt Eigenerzeugung dar, die hier jedoch ausgeklammert ist, sowie im Falle von dezentralen Modellen der Umzug in ein anderes Teilgebiet.

[141] Eine Herbeiführung der öffentlichen Eigentümerschaft oder eine Rationalität für die Umwandlung in private Eigentümerschaft wird hingegen nicht untersucht; ebenso wie im folgenden Abschnitt findet hier lediglich eine statische Betrachtung statt.

[142] Die Möglichkeit, dass Endkunden diese Aufnahmen theoretisch selbst übernehmen können, wurde in Abschnitt 2.3.3 diskutiert und ist in Bezug auf Haushaltskunden aufgrund der Komplexität des Stromsystems jedoch nicht realistisch.

werden. Diese werden in Abschnitt 4.1.1.1 nicht und in den anderen Ausgestaltungsvarianten lediglich selektiv berücksichtigt, da sie von nachgelagerter Relevanz für die Analyse sind.

Allgemein handelt es sich bei Vertriebsaufgaben um Aufgaben, die erforderlich sind, um den Austausch einer Leistung bzw. eines Gutes und ggf. einer Gegenleistung im Sinne einer Transaktion zu ermöglichen. In anderen Sektoren übernehmen Vertriebe u. a. folgende Aufgaben[143]:

- Schaffung verschiedener Bezugspunkte des Produktes an Orten und zu Zeiten, die für die Kunden vorteilhaft sind,
- Gleichzeitiger Verkauf anderer, komplementärer Produkte,
- Informationsbereitstellung und Beratung in unmittelbarem zeitlichem und räumlichem Zusammenhang mit dem Verkauf,
- (Teilweises) Durchreichen der Vorteile, die ein Vertrieb gegenüber Einzelpersonen am Großhandelsmarkt aufgrund seiner höheren Abnahmemenge erhält.

Vertriebe schaffen damit einen Vorteil für die Endkunden gegenüber dem direkten Bezug am Großhandelsmarkt. Es wird deutlich, dass es sich bei den Vertriebsaufgaben um Aufgaben handelt, die zusätzlich zur Produktion sowie der physischen Übertragung des Gutes durchgeführt werden müssen. Die Aufgaben auf der Umsetzungsebene werden deshalb hier zunächst weitgehend ausgeklammert bzw. wird nur dort selektiv auf diese verwiesen, wo sie direkte Interaktionspunkte mit dem Vertrieb oder den Endkunden haben, und ansonsten der Fokus auf die Vertriebsebene gelegt. Wichtig ist, dass die besonderen Eigenschaften des Gutes Strom (siehe Abschnitt 2.2.2) berücksichtigt werden. Da das Stromnetz zwischen Erzeugern und Nachfragern von monopolistischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern betrieben wird und Elektronen sich, wie in einem Pool, im Netz verteilen und keiner bestimmten Erzeugungsanlage zugeordnet werden können, hängt die Verlässlichkeit und Qualität der Versorgung der Kunden vom Zustand des Netzes und dem Zusammenspiel von Erzeugung und Nachfrage und nicht unmittelbar von der Wahl des Stromvertriebs ab. Die meisten der oben genannten Aufgaben, die in anderen Sektoren von Vertrieben übernommen werden, fallen daher im Stromsektor weg oder werden vorgelagert von anderen Akteuren übernommen.[144]

Für den Begriff Stromvertrieb gibt es keine allgemein anerkannte Definition und Vertriebsdefinitionen aus anderen Bereichen passen aufgrund der besonderen Eigenschaften des Gutes Strom nicht unbedingt zu dem, was gemeinhin unter einem Stromvertrieb verstanden wird bzw. welche Aufgaben in der Realität von Stromvertrieben übernommen werden. Viele der in anderen Sektoren von Vertrieben erbrachten Leistungen sind im Stromsektor nicht relevant.[145] Um sich dennoch einer für diese Untersuchung verwendeten Definition anzunähern, werden hier die relevanten Aufgaben von Stromvertrieben aufgeführt und der Vertrieb als die Gesamtheit dieser Aufgaben verstanden.[146]

[143] Aufzählung in Anlehnung an JOSKOW (2000, S. 9 ff.).
[144] Vgl. JOSKOW (2000, S. 14 f.) und DEFEUILLEY (2009, S. 378).
[145] Vgl. JOSKOW (2000, S. 1).
[146] Eine ähnliche Herangehensweise findet sich beispielsweise in NEU (2019, S. 68 f.).

Die Aufgaben des Stromvertriebs lassen sich anhand der Phasen einer Transaktion beschreiben. Dabei lässt sich grob zwischen einer Phase vor Vertragsschluss (ex ante) und einer Phase nach Vertragsschluss (ex post) unterscheiden, die in Anlehnung an die jeweils anfallenden Transaktionskosten noch weiter unterteilt werden können.[147] Die Transaktionsphasen sind in der nachfolgenden Abbildung 6 dargestellt.

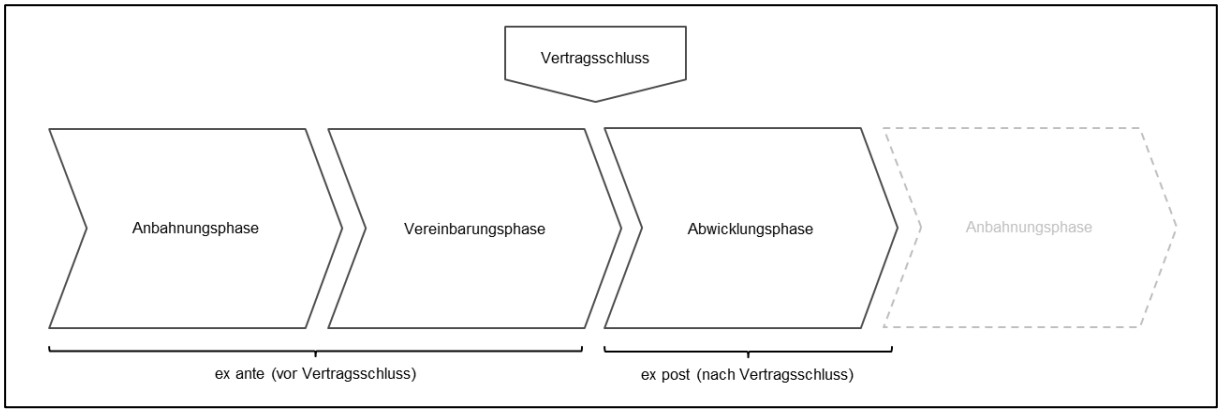

Abbildung 6: Phasen einer Transaktion.[148]

In der Anbahnungsphase findet die Suche nach geeigneten Vertragspartnern statt. Der Stromvertrieb stellt in dieser Phase transaktionsunspezifische Informationen über sein Angebot bereit und die Nachfrager spezifizieren ihre Anforderungen bzgl. der benötigten Leistung und suchen nach geeigneten Stromvertrieben. In der hier in Abschnitt 4.1.1.1 betrachteten Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb und mit einem zentralen monopolistischen Vertrieb ist die Suche jedoch stark vereinfacht, da es für die Endkunden nur einen möglichen Vertragspartner gibt. Abweichungen in anderen Ausgestaltungsvarianten werden nachfolgend in den entsprechenden Abschnitten dargestellt.

In der Vereinbarungsphase findet ein Austausch von Informationen über die Anforderungen der Nachfrager und die Eigenschaften des Angebots statt. Im Strombereich erstellt der Vertrieb allerdings sehr stark vorstrukturierte Tarife, die nicht speziell auf einzelne Kunden zugeschnitten sind. Die Nachfrager haben nur die Möglichkeit, das Angebot zu akzeptieren oder abzulehnen. Im Fall mit nur einem einzigen Stromvertrieb bedeutet ein Ablehnen des Angebots, dass ein Verbraucher sich gegen externen Strombezug entscheidet.[149] In anderen Annahmensets gibt es hingegen ggf. verschiedene Vertriebe, die einen oder mehrere unterschiedliche Tarife anbieten, zwischen denen sich die Verbraucher in Anbahnungsphase und der Vereinbarungsphase entscheiden können.

Wenn sich der Nachfrager für einen Vertrieb und einen Tarif entschieden hat und auch der Vertrieb diesen Kunden akzeptiert, erfolgt eine Vereinbarung zum Leistungsaustausch zwischen beiden Akteuren. Mit Vertragsschluss gibt der Vertrieb ein Leistungsversprechen an den Nachfrager über

[147] Vgl. WILLIAMSON (1985, S. 20 f.).

[148] Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an NEU (2019, S. 81) und SCHMID (2000, S. 184 f.).

[149] Dabei handelt es sich um einen seltenen Sonderfall, da eine vollständige Eigenversorgung mithilfe von fluktuierenden Erneuerbaren Energien, wie sie von Haushalten in Form von PV-Anlagen und Kleinwindrädern genutzt werden können, überwiegend nicht möglich, sondern zumindest zeitweise externer Strombezug erforderlich ist. Vgl. dazu BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) (2016, S. 57 f.).

Strombezugskapazitäten im vereinbarten Umfang ab. Bei Strombezugsverträgen von Haushaltskunden besteht die Besonderheit darin, dass der Kunde seine Abnahmemenge nicht im Vorhinein festlegen muss, sondern quasi ein Rahmenvertrag geschlossen wird, innerhalb dessen der Kunde in einem bestimmten, zuvor vom Vertrieb festgelegten, Umfang beliebig viel Strom beziehen kann, der ihm im Nachhinein in Rechnung gestellt wird.

Nach Vertragsschluss kommt es in der Abwicklungsphase zur Umsetzung der vertraglichen Vereinbarungen. Der Nachfrager bezieht eine bestimmte Strommenge, die durch den Betrieb einer Messeinheit und deren Ablesen[150] bestimmt wird, und für die der Vertrieb ihm im Nachhinein eine Rechnung stellt. Der Nachfrager hat daraufhin eine Gegenleistung an den Vertrieb zu entrichten. Aufgrund der aus Konsumentensicht relativ langen Vertragslaufzeiten und sich währenddessen ggf. verändernder Vertragsbedingungen spielt das Kundenmanagement beim Vertrieb von Strom eine größere Rolle als bei vielen anderen Gütern.[151] Die Abwicklungsphase endet mit dem Vertragsende, das zu einem ex ante festgelegten Zeitpunkt oder durch Kündigung einer der Vertragsparteien eintritt. Für den Endkunden schließt sich i. d. R. an die Abwicklungsphase eines Vertrags die Anbahnungsphase eines neuen Vertrags an.

Die Strombeschaffung durch den Vertrieb kann sowohl ex ante, also vor Vertragsschluss mit einem einzelnen Kunden, als auch ex post fortlaufend erfolgen.

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden Basisfunktionen für Stromvertriebe[152] in den verschiedenen Phasen einer Transaktion:

- Tarifgestaltung eines Basistarifs,
- Kundenmanagement,
- Abrechnung,
- Strombeschaffung.

Kundenmanagement, Abrechnung und Strombeschaffung sind zwar essenzielle Aufgaben für das Angebot eines Stromtarifs, die Leitlinien für diese Aufgaben werden jedoch bereits bei der Tarifgestaltung getroffen. Beispielsweise hängt die Umsetzung der Aufgabe Strombeschaffung sehr davon ab, wie langfristig die Verträge mit den Endkunden sind, und ob somit langfristige Verträge mit Erzeugern geschlossen werden können oder kurzfristig am Spotmarkt beschafft wird.[153] Im Folgenden liegt daher der Betrachtungsfokus auf der Aufgabe Tarifgestaltung.

[150] Im Folgenden werden diese Aufgaben zusammengefasst als „Messdienstleistungen“ bezeichnet.

[151] Auf die Relevanz des Kundenmanagements aus Endkundensicht wird auch in den Fallstudien in den Kapiteln 5 und 6 eingegangen.

[152] Eine ähnliche Definition findet sich beispielsweise in LITTLECHILD (2002, S. 2).

[153] Siehe Ausführungen dazu in Abschnitt 3.2 sowie im weiteren Verlauf von Kapitel 4.

4.1.1.1.1.1.2 Überblick über Optionen hinsichtlich des dem öffentlichen Unternehmen vorgegebenen Zielsystems

Im Falle des Vorliegens einer öffentlichen Eigentümerschaft bestehen mehrere Alternativen hinsichtlich der Ziele, welche die Öffentliche Hand als Eigentümerin dem Vertrieb vorgeben kann.[154] Da dadurch eine übergeordnete Festlegung des Verhaltens des öffentlichen Vertriebes erfolgt, hat dies entscheidenden Einfluss auf die nachfolgende Analyse. Im Folgenden werden einige idealtypische Möglichkeiten vorgestellt:

(i) Die Öffentliche Hand kann dem Vertrieb das Ziel der Gewinnmaximierung vorgeben – analog zu einem privaten Unternehmen. Dabei soll das öffentliche Unternehmen mit Blick auf seine einzelwirtschaftlichen Ziele optimieren. Dies kann u. U. auch dazu führen, dass der öffentliche Vertrieb eine Strategie wählt, die im Hinblick auf das Ziel der langfristigen Kostenminimierung nicht sinnvoll ist.

(ii) Alternativ kann die Öffentliche Hand auch eine langfristig effiziente Strategiewahl und die Rentenaufteilung zwischen Eigentümern bzw. Steuerzahlern und Nachfragern vorgeben. Dies bedeutet, dass der Vertrieb eine Strategie wählen soll, die unter Berücksichtigung langfristiger Effekte kostenminimierend ist. Liegen die Kosten des Vertriebs unterhalb der regulatorisch vorgegebenen Vergütungsgrenze, so werden die erzielten Renten zwischen dem Eigentümer des Vertriebs (bzw. dem hinter diesem stehenden Steuerzahlerkollektiv) und den Nachfragern aufgeteilt. Zu Verteilungskonflikten kommt es hier nur in einem begrenzten Maße, da sich diese beiden Gruppen zu weiten Teilen überschneiden. Es kommt dadurch aber zu Verteilungswirkungen zwischen viel und wenig verbrauchenden Nachfragern.

(iii) Als dritte Möglichkeit könnte die Öffentliche Hand dem Vertrieb das Ziel der Konsumentenorientierung und dabei auch die Wahl einer langfristig effizienten Strategie vorgeben. Ebenso wie bei der zuvor beschriebenen Möglichkeit wird auch hier dem öffentlichen Vertrieb ein auf langfristige Effizienz ausgerichtetes Zielsystem vorgegeben. Regulatorisch vorgegebene Vergütungsgrenzen sollen dabei im Zweifelsfall nicht ausgenutzt und dafür Preissenkungen zugunsten der Konsumenten ermöglicht werden. Neben einem möglichst günstigen Endkundenpreis soll die Gestaltung der Tarife möglichst „verbraucherfreundlich“ erfolgen, d. h. so, dass möglichst geringe Transaktionskosten für die Endkunden anfallen. Eine langfristig effiziente und verbraucherfreundliche Strategie impliziert auch, dass Entscheidungen mit Blick auf das gesamte Stromsystem getroffen werden: nur, wenn dieses aufrechterhalten wird und gut funktioniert, können auch die Verbraucherinteressen langfristig gewahrt werden. Da diese Möglichkeit am besten dazu geeignet ist, das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem zu erreichen, wird im Folgenden davon

[154] Die Vorstellung der unterschiedlichen Möglichkeiten erfolgt in Anlehnung an BECKERS ET AL. (2014, S. 222).

ausgegangen, dass dem öffentlichen Vertrieb dieses Ziel vorgegeben wird und er somit langfristig und konsumentenorientiert agiert.

Für die öffentliche Eigentümerschaft des Vertriebs wird angenommen, dass eine interne Regulierung des Vertriebs durch die Vorgabe von Zielen in Verbindung mit einer Steuerung durch die Öffentliche Hand stattfindet. Bei einem Vertrieb in öffentlicher Eigentümerschaft wäre eine externe Regulierung zwar zusätzlich möglich, bei Vorgabe des Ziels der Konsumentenorientierung mit langfristig effizienter Strategie ist die Bedeutung einer solchen externen Regulierung allerdings deutlich geringer als bei den anderen möglichen Zielvorgaben. Dadurch treten hier einige der Probleme, die es im Zusammenhang mit einer externen Regulierung geben kann, wie evtl. mit einer externen Regulierung einhergehende Fehlanreize oder (Informations-)Renten und Zuordnungsfragen zwischen den Akteuren, nicht auf. Dennoch kann eine externe Regulierung auch bei öffentlicher Eigentümerschaft im Hinblick auf „Checks and Balances“, also der gegenseitigen Überwachung verschiedener Bereiche der Öffentlichen Hand, sinnvoll sein. Auch bei einer internen Regulierung kann es jedoch zu Informationsasymmetrien, Opportunismusproblemen, sowie Koordinations-, Commitment- und Kontrahierungsproblemen kommen. Inwiefern dies in den jeweils vorliegenden Ausgestaltungsvarianten der Fall ist, wird im Folgenden untersucht.

4.1.1.1.1.1.3 Darstellung und Einordnung der Variante öffentlicher Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs

DARSTELLUNG

In der hier analysierten Konstellation gibt es auf der Erzeugungsseite einen CRM-Umsetzungswettbewerb, was bedeutet, dass die Erzeugungskapazität direkt vom Regulierer beschafft wird und dem Vertrieb bei der Bereitstellung und Finanzierung keine wichtige Rolle zukommt. Auf der Endkundenseite gibt es eine große Gruppe an Verbrauchern. Der Fokus der Betrachtung liegt auf den Haushaltskunden, für die in diesem Abschnitt zunächst vereinfachend einheitliche Endkundenpräferenzen angenommen werden. Der zentrale Vertrieb befindet sich in der Eigentümerschaft der Öffentlichen Hand und erhält von dieser die Zielvorgabe Konsumentenorientierung sowie langfristig effiziente Strategiewahl. Es werden ausschließlich die Vertriebsbasisfunktionen betrachtet und analysiert, wie sich die Wahrnehmung dieser durch den zentralen öffentlichen Vertrieb auf die Erzeugungs- und insb. auf die Endkundenseite auswirkt.

Bei der Tarifgestaltung legt der zentrale öffentliche Vertrieb ex ante Preise und Konditionen des von ihm angebotenen Basistarifs fest. Im hier betrachteten Annahmenset orientiert sich der verbraucherwohlorientierte Vertrieb dabei an den als einheitlich angenommenen Präferenzen der Nachfrager. Über die Bepreisung des Tarifes wird grundsätzlich auch beeinflusst, in welchem Umfang der Vertrieb Risikomanagement für die Nachfrager übernimmt. Das bedeutet, dass Großhandelspreise je nach Tarif unterschiedlich schnell und verbrauchsabhängig an die Kunden durchgereicht werden, und die Kunden somit Preisschwankungen und zeitvariable Preise entweder zeitlich geglättet oder unmittelbar spüren. Im CRM-Umsetzungswettbewerb ist aufgrund der ausreichenden Bereitstellung von

Erzeugungskapazität jedoch nur mit relativ geringfügigen Preisschwankungen zu rechnen.[155] Darüber hinaus findet mit den hier angenommenen Standardlastprofilen eine Preisglättung und somit in gewisser Weise ein Risikomanagement statt, weshalb die Möglichkeiten für Vertriebe, darüber hinaus weiteres Risikomanagement anzubieten, das den Nutzen der Kunden erhöht, in diesem Annahmenset begrenzt ist.[156]

Neben dem Preis können durch den Vertrieb viele weitere Konditionen für den Strombezug vorgegeben werden. Dazu gehören Regelungen zur Vertragslaufzeit und zur Kündigung, Festlegungen bzgl. Abrechnung sowie möglicherweise Vorgaben, wann und in welchem Umfang Strombezug stattfinden darf.[157] Auch Entscheidungen bzgl. des Kundenmanagements, der Abrechnung und des Zahlungseinzuges sind Teil der Tarifgestaltung. Lediglich die operativen Abwicklungen dieser Aufgaben werden hier als eigene Aufgabenbereiche angesehen. Für die Tarifgestaltung bedarf es beim Vertrieb viel Wissen bzgl. der Präferenzen der Nachfrager sowie der eigenen Kosten. Dieses Wissen kann einerseits für Tarifanpassungen immer wieder genutzt werden, muss jedoch andererseits aktuell gehalten werden. Informationen bzw. Wissen über die eigenen Kosten und über Kundenpräferenzen sind (zumindest in weiten Teilen) ein Nebenprodukt der Vertriebstätigkeit bzw. können auf Basis der dabei generierten Informationen ermittelt werden. Nur bei grundlegenden Änderungen muss die Ermittlung z. B. über Kundenbefragungen erfolgen. Zudem sind die Kosten der Tarifgestaltung unabhängig von der Anzahl der belieferten Endkunden, insb. da hier einheitliche Präferenzen angenommen wurden. Die Tarifgestaltung hat also vermutlich hohe Fixkosten und nur einen relativ geringen Anteil variabler Kosten durch die Umsetzung von Tarifanpassungen.

Das Kundenmanagement umfasst die Datenhaltung der Kundendaten, An- und Abmeldeprozesse von Kunden sowie die Beantwortung von Kundenanfragen. Auch Aufgaben im Bereich Kundeninformation kann dazugezählt werden, da diese Aufgaben zu einem gewissen Umfang in jeder Ausgestaltungsvariante vom Vertrieb übernommen werden müssen.[158] Auch in dem hier betrachteten Annahmenset, wo ein zentraler öffentlicher Vertrieb Kunden mit homogenen Präferenzen lediglich einen Tarif anbietet, muss der Vertrieb die Kunden über die Ausgestaltung dieses Tarifs informieren. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass dies weitgehend standardisiert erfolgen kann und somit Größenvorteile beim Kundenmanagement realisiert werden können.

Die Aufgaben im Bereich Abrechnung umfassen die Zuordnung von Kosten an einzelne Kunden, die Stellung von Rechnungen sowie ggf. den Zahlungseinzug. Die vorausgegangenen Entscheidungen bzgl. dieser Aufgaben sind Teil der Tarifgestaltung. Die operative Umsetzung der Rechnungsstellung und des Zahlungseinzugs muss nicht vom Vertrieb selbst abgewickelt werden, sondern kann an einen Dienstleister ausgelagert werden. Aufgrund der bereits genannten Verbundeffekte wird hier jedoch davon ausgegangen, dass der zentrale Vertrieb diese Aufgabe integriert wahrnimmt. Für die

[155] Siehe Abschnitt 3.2.2.

[156] Vgl. JOSKOW (2000, S. 20).

[157] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 16).

[158] In Ausgestaltungsvarianten mit liberalem Endkundenwettbewerb wird insb. die Aufgabe „Werbung“ relevanter und ist dann u. U. von der Aufgabe Kundeninformation getrennt zu betrachten. Darauf wird in Abschnitt 4.1.1.2 eingegangen.

Abrechnung und den Zahlungseinzug bedarf es eines Systems zur elektronischen Datenverarbeitung (EDV). Wie dieses ausgestaltet und dimensioniert sein muss hängt von der Anzahl der Kunden ab. Insofern gibt es hier vermutlich eine sprungfixe Komponente in den Kostenstrukturen für Aufbau und Vorhaltung dieses Systems. Hinzu kommen variable Kosten für die operative Abwicklung der Rechnungsstellung und des Zahlungseinzugs. Falls der Zahlungseinzug über einen Dienstleister abgewickelt wird oder das EDV-System extern beschafft oder betreut wird, fallen beim Vertrieb Kosten der Auftragsvergabe und Überwachung an.

Die wichtigsten Grundlagen für die Strombeschaffung werden bereits bei der Tarifgestaltung festgelegt, wo die Vertragslaufzeit bestimmt wird und darüber entschieden wird, in welchem Umfang Risikomanagement für die Endkunden erfolgen soll. In dem hier betrachteten Annahmenset können die Kunden nicht wechseln, weshalb der Vertrieb theoretisch zum Abschluss langfristiger Verträge mit Erzeugern in der Lage ist. Aufgrund des CRM-Umsetzungswettbewerbs und der darüber gewährleisteten Versorgungssicherheit und nur geringen Preisschwankungen, ist eine langfristige Beschaffung jedoch sowohl für das Risikomanagement der Endkunden als auch für die Absicherung von Investitionen auf der Erzeugungsseite weniger relevant.

Beurteilung und Einordnung der Variante öffentlicher Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs

Durch die interne Regulierung des zentralen Vertriebs liegt hier eine ähnliche Situation vor, wie sie auch innerhalb eines Unternehmens bei Steuerungsfragen bestehen kann. Zwischen der Öffentlichen Hand und dem Vertrieb kann es beispielsweise Informationsasymmetrien geben, selbst wenn die Öffentliche Hand tendenziell umfangreich auf unternehmensinterne Informationen zugreifen kann. Auch zu Opportunismusproblemen kann es theoretisch zwischen dem Management und dem Eigentümer oder auch auf Ebene der Mitarbeiter kommen. Weiterhin sind Commitmentprobleme denkbar, wenn beispielsweise die Möglichkeit im Raum steht, dass der öffentliche Vertrieb an einen privaten Eigentümer verkauft werden könnte oder dass die Ziele, die dem öffentlichen Vertrieb vorgegeben wurden, über die Zeit geändert werden (z. B. bei einem Regierungswechsel). Aus diesem Grund wäre es evtl. sinnvoll, durch politische Selbstbindung den Entscheidungsspielraum des Regulierers einzuschränken. Dies geht jedoch grundsätzlich mit einem Verlust an Flexibilität einher.[159] Da in dieser Untersuchung eine statische Betrachtung verschiedener Ausgestaltungsvarianten und nicht der Übergänge zwischen diesen stattfindet, wird das Thema der politischen Selbstbindung im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

Ein wichtiges Kriterium für die Einordnung der Ausgestaltungsvariante mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb stellt die interne Effizienz dar. Allerdings lässt sich die interne Effizienz öffentlicher Unternehmen kaum generell beurteilen.[160] Bei der Etablierung von Steuerungsmechanismen und der Bereitstellung des für eine Kontrolle des Managements erforderlichen Wissens agiert die Öffentliche Hand ggf. nicht optimal. Da hier jedoch von einem monopolistischen Vertrieb ausgegangen wird, sind

[159] Vgl. Klatt (2011, S. 70 ff.).
[160] Vgl. Bieschke et al. (2019, S. 7 ff.).

keine wettbewerbsstrategischen Entscheidungen zu fällen, was die Steuerung vereinfacht. Zudem muss die Öffentliche Hand aufgrund ihrer Bereitstellungsverantwortung und der Aufgaben im Zusammenhang mit der Schaffung gesetzlicher Regelungen ohnehin über Wissen bzgl. der Vertriebsaktivitäten verfügen. Messbarkeitsproblemen hinsichtlich des Managements des öffentlichen Vertriebs kann beispielsweise durch Transparenzvorgaben entgegengewirkt werden. Durch die öffentliche Eigentümerschaft des zentralen monopolistischen Vertriebs in Verbindung mit einem CRM-Umsetzungswettbewerb können tendenziell Verbundeffekte beim Regulierer auftreten, da bestimmte Ressourcen (insb. Wissen) sowohl bei der zentralen Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität benötigt werden als auch beim Angebot eines Stromtarifs für Endkunden (bzw. der Steuerung des öffentlichen Vertriebs). Aufgrund der dem Vertrieb vorgegebenen Ziele der Konsumentenwohlorientierung sowie der langfristigen Effizienz ist hier davon auszugehen, dass eventuelle Fehlanreize bei der Steuerung durch die Öffentliche Hand nicht ausgenutzt werden. Dadurch kommt es kaum zu Problemen an der Schnittstelle zu den Endkunden, da der Vertrieb bei der Gestaltung des Tarifs sowie der Durchführung weiterer Aufgaben die Verbraucherinteressen berücksichtigt.

Die Höhe von Kapitalkosten, wozu auch die Kosten gehören, die für das Management von Risiken anfallen, wird dadurch beeinflusst, wie gut Investoren ihr Risiko streuen und diversifizieren können. Generell gibt es im Vertriebsbereich eher keine hohen Investitionsvolumina, womit auch ein geringer Kapitalbereitstellungsbedarf einhergeht. Kapitalkosten fallen deshalb bei der Bewertung der Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Formen der Eigentümerschaft bei Stromvertrieben vermutlich weniger ins Gewicht als in anderen Bereichen.

Im Hinblick auf die Kapazitätsbereitstellung ergeben sich keine großen Änderungen im Vergleich zum in Kapitel 3 betrachteten CRM-Modell Umsetzungswettbewerb mit Endkundenwettbewerb, da der Regulierer im CRM-Umsetzungswettbewerb die Kapazität direkt beschafft und Vertriebe und Endkunden nicht in die Beschaffung und Refinanzierung von Erzeugungskapazität eingebunden sind. Der Vertrieb wäre hier zwar tendenziell zum Abschluss langfristiger Verträge in der Lage, da er die Anzahl der von ihm zu beliefernden Endkunden aufgrund seiner Monopolstellung gut prognostizieren kann. Er wird jedoch vom Regulierer nicht dazu verpflichtet und es ist für die Erzeugungssicherheit im CRM-Umsetzungswettbewerb auch nicht nötig, da die Kapazität ohnehin zentral beschafft wird. Er kann daher die benötigten Strommengen kurzfristig am Großhandelsmarkt kaufen. Dabei ist er zwar nicht Single Buyer, da z. B. Industrieunternehmen selbst Strom kaufen und ihn nicht über den Vertrieb beziehen, aber er ist der größte Käufer und verfügt daher über Marktmacht. Aufgrund der ihm vorgegebenen Ziele der Verbraucherwohlorientierung und der langfristigen Ausrichtung kann jedoch angenommen werden, dass er diese Marktmacht nicht ausnutzen wird, um die Funktionsweise des Strommarktes nicht zu stören, da sich dies langfristig auch negativ auf die Haushaltskunden auswirken würde.

Generell ist davon auszugehen, dass die Aufgabenübernahme der Vertriebsbasisfunktionen durch ein öffentliches Unternehmen, dem das Zielsystem Konsumentenorientierung und dabei auch eine langfristig effiziente Strategiewahl vorgegeben wurde, möglich ist. Es ist anzunehmen, dass die Öffentliche Hand über die benötigten Ressourcen, insb. Wissen, verfügt oder diese aufbauen kann.

4.1.1.1.1.1.4 Überblick über weitere Aufgaben, die über die grundlegenden Aufgaben von Vertrieben hinausgehen

Aufbauend auf den zuvor beschriebenen Vertriebsbasisfunktionen (Tarifgestaltung eines Basistarifs, Kundenmanagement, Abrechnung sowie Strombeschaffung) werden in diesem Abschnitt weitere Aufgaben betrachtet, die – abhängig von der jeweiligen Ausgestaltungsvariante und dem zugrunde gelegten Annahmenset – zusätzlich vom Vertrieb übernommen werden können. Diese werden in der weiteren Untersuchung lediglich selektiv in die Betrachtung einbezogen. Neben den hier vorgestellten Aufgaben kann es noch weitere geben, die je nach vorliegender Konstellation hinzukommen können und deren Übernahme durch einen bzw. mehrere Vertriebe oder andere Akteure in den späteren Abschnitten jeweils an den entsprechenden Stellen diskutiert wird. Es handelt sich dabei teilweise um systemimmanente Aufgaben, bei denen Überlegungen dazu angestellt werden, welcher Akteur diese in der vorliegenden Konstellation übernehmen sollte; daneben gibt es weitere Aufgaben, die möglicherweise hinzukommen können, jedoch nicht unbedingt erforderlich sind. Die Übernahme weiterer Aufgaben durch den Vertrieb kann für die Endkunden eine Bündelung des Stromtarifs mit weiteren Produkten oder Dienstleistungen bedeuten, sodass sie mit weniger Akteuren Interaktionsbeziehungen führen müssen, um dieselben Produkte und Dienstleistungen zu beziehen, und dies kann somit ggf. zu einer Senkung der Transaktionskosten der Konsumenten führen.

Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, gibt es im Stromsystem einige Aufgaben, die in jeder Ausgestaltungsvariante anfallen, wenn auch teilweise in unterschiedlicher Form. Dabei handelt es sich um die Aufgabenbereiche Prognose, Bilanzierung sowie Messdienstleistungen. Mit Prognose ist hier die Ermittlung des zukünftigen Strombedarfs der Endkunden gemeint, die Grundlage der Strombeschaffung des Vertriebs ist. In der hier in Abschnitt 4.1 angenommenen Stromsektorumgebung mit Standardlastprofilen muss der zentrale Vertrieb nicht selbst prognostizieren, sondern kauft Strom entsprechend der ihm durch die Verteilnetzbetreiber vorgegebenen Standardlastprofile ein. Einerseits ist es möglich, dass es Größenvorteile gibt, wenn nur wenige oder ein einziger Akteur diese Aufgabe übernehmen; andererseits verfügt der Verteilnetzbetreiber evtl. über lokales Wissen, weshalb er besser in der Lage ist, zu prognostizieren (und somit Standardlastprofile zu berechnen) als ein zentraler Akteur.

Die Bilanzierung bezeichnet die Erfassung aller Ein- und Ausspeisungen. In der SLP-Welt ist Bilanzierung eine Aufgabe, die nicht von Vertrieben übernommen werden muss und im Status quo auch oft nicht übernommen wird, sondern an Dienstleister ausgelagert wird. Im Status quo in Deutschland mit mehreren kleineren Vertrieben gibt es durch die Übertragung dieser Aufgabe an Dienstleister, welche die Bilanzierung für viele Vertriebe übernehmen, oft Größenvorteile.[161] Dies wäre hier im Fall eines monopolistischen Vertriebs nicht der Fall, weshalb dieser diese Aufgabe auch gut selbst übernehmen kann.

[161] Im Status quo in Deutschland sind die Vertriebe (die juristisch als Lieferanten bezeichnet werden) gegenüber den VNB dazu verpflichtet, die Rolle BKV zu übernehmen oder einen BKV zu benennen; die meisten kleineren Vertriebe übernehmen die Rolle BKV nicht selbst, sondern lassen diese durch externe Dienstleister ausführen. Die BKV gemeinsam mit den BiKo (die beim ÜNB angesiedelt sind) bilden das Delta zwischen bilanzieller und technischer Welt. Siehe zu weiteren Ausführungen Abschnitt 2.3.2 sowie Kapitel 6.

Zum Aufgabenbereich Messdienstleistungen gehört der Ein- und Ausbau von Zählern, die Wartung sowie das regelmäßige Ablesen. Generell ist in Bezug auf diese Aufgaben eine gewisse Automatisierung denkbar; allerdings wird in den Annahmen von überwiegend Zählern ohne Kommunikationseinheit ausgegangen. Die Aufgaben aus diesem Bereich können entweder Dienstleister übernehmen, die im Auftrag des Nachfragers oder eines anderen Akteurs (z. B. des Vertriebs oder des VNB) agieren; sie können jedoch auch vom zentralen Vertrieb integriert übernommen werden. Falls Dienstleister diese Aufgaben übernehmen, kann es sich dabei entweder um im Wettbewerb stehende private Akteure, um einen privaten regulierten oder – so wie beim Vertrieb – um einen öffentlichen Monopolisten handeln.[162] Es bietet sich an, dass (wie im Status quo in Deutschland) der Verteilnetzbetreiber diese Rolle übernimmt.

Im vorangegangenen Abschnitt wurde darauf hingewiesen, dass je nach Tarifgestaltung ein gewisses Maß an Risikomanagement vom Vertrieb angeboten wird. Generell ist es denkbar, dass auch andere Akteure Risikomanagement für Endkunden anbieten, beispielsweise in Form von Versicherungen für Preisschwankungen.[163] Darauf wird in Abschnitt 4.1.2.1.1 näher eingegangen.

Neben den bisher beschriebenen Aufgaben können Vertriebe oder andere Akteure noch weitere übernehmen, die jedoch für das Angebot von Strom nicht unbedingt erforderlich sind. Dabei handelt es sich beispielsweise um Energieberatung, bei der Haushalten Einsparpotenziale durch eine andere Nutzung oder einen Austausch ihrer elektrischen Anwendungen, Dämmung, Heizungsaustausch oder die Nutzung von Eigenerzeugungsanlagen aufgezeigt werden. Es ist denkbar, dass der zentrale öffentliche Vertrieb diese Leistung anbietet, da er über das benötigte Wissen verfügt und zudem verbraucherwohlorientiert agiert. Jedoch wären auch andere (verbraucherwohlorientierte) Akteure in der Lage, diese Aufgabe zu übernehmen. Es gibt bei dieser Aufgabe nur bedingt Größeneffekte, da die Energieberatung entweder individuell erfolgt oder einheitliches Informationsmaterial zur Verfügung gestellt werden kann. Im hier vorliegenden Annahmenset mit Standardlastprofilen handelt es sich bei Energieberatung überwiegend lediglich um Energieeffizienzberatung, die erklärt, wie eine effiziente Nutzung und Abschaltung der vorhandenen Geräte erfolgen kann. Das Einsparpotenzial ist hier verhältnismäßig gering, wenn man wie angenommen von neuen Lasten überwiegend absieht.[164] Erst in einem Annahmenset mit zeitlich hochaufgelöster Verbrauchserfassung und einer größeren Verbreitung neuer Lasten ist Energieberatung relevanter, weshalb diese Aufgabe in Abschnitt 4.2 näher betrachtet wird.

Denkbar ist auch, den Stromtarif mit weiteren Produkten oder Dienstleistungen zu bündeln, beispielsweise mit Energieeffizienzmaßnahmen wie Hausdämmung, durch ein gemeinsames Angebot eines Strom- und Gastarifes oder durch ein gebündeltes Angebot mit anderen Gütern oder

---

[162] Im Status quo in Deutschland war bis 2016 (und ist es auch weiterhin bei analogen Zählern) der VNB Messstellenbetreiber (also der Akteur, der für Ein-/Ausbau des Zählers, die Wartung und das Ablesen zuständig ist). Endkunden mit digitalen Messeinrichtungen können den Messstellenbetreiber frei wählen; wird keine Wahl getroffen gibt es jedoch einen grundzuständigen Messstellenbetreiber; einen direkten Vertrag mit einem Messstellenbetreiber haben Endkunden jedoch nur, wenn sie einen digitalen Zähler haben.

[163] Vgl. JOSKOW (2000, S. 20).

[164] Vgl. WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018, S. 29).

Dienstleistungen. In der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb und mit ausschließlicher Betrachtung der Vertriebsbasisfunktionen wird jedoch angenommen, dass der Vertrieb lediglich einen Basistarif anbietet und keine Bündelung mit weiteren Gütern oder Leistungen durchführt. Diese Möglichkeit wird erst in den folgenden Annahmensets näher betrachtet.

4.1.1.1.1.2 Analyse unter der Annahme des Vorliegens privater Eigentümerschaft und externer Regulierung

Anders als der vorangegangene Abschnitt zur Konstellation eines CRM-Umsetzungswettbewerbs in Kombination mit einem zentralen monopolistischen Vertrieb in öffentlicher Eigentümerschaft analysiert der folgende Abschnitt die Konstellation, dass sich der zentrale Vertrieb in privater Eigentümerschaft befindet und durch die Öffentliche Hand reguliert wird. Wie auch im vorangegangenen Abschnitt wird weiterhin von einheitlichen Endkundenpräferenzen ausgegangen.

4.1.1.1.1.2.1 Rationalität und Umsetzungsoptionen für die Regulierung des zentralen privaten Vertriebs

4.1.1.1.1.2.1.1 Definition privater Eigentümerschaft und Ziel der Regulierung

In dieser Untersuchung werden unter privaten Unternehmen all jene Unternehmen verstanden, die sich entsprechend der Definition aus dem vorangegangenen Absatz nicht in öffentlicher Eigentümerschaft befinden. Dazu gehören auch Unternehmen, die sich zwar im Eigentum einer öffentlichen Körperschaft befinden, dieser öffentlichen Körperschaft jedoch keine Bereitstellungsverantwortung für das jeweilige Gebiet zufällt.[165] Zudem wird in dieser Untersuchung davon ausgegangen, dass beim Vorliegen einer privaten Eigentümerschaft regelmäßig eine externe Regulierung durch die Öffentliche Hand stattfindet, da dieser aufgrund der überragenden Bedeutung der Stromversorgung (siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.1) eine Rückfallbereitstellungsverantwortung zufällt, die mit weitreichenden Eingriffs- und Regulierungsbefugnissen einhergeht.

Bei privaten Akteuren wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass diese das Ziel der Gewinnerzielung verfolgen und eine Gewinnmaximierung anstreben sowie eher kurzfristorientiert agieren. Der private Vertrieb optimiert im Rahmen der vorgegebenen Regulierung mit Blick auf seine einzelwirtschaftlichen Ziele. Dadurch wählt er ggf. eine Strategie, die nicht dem Ziel der langfristigen Kostenminimierung dient. Auch Konsumenteninteressen werden daher lediglich im Rahmen der Regulierung berücksichtigt.[166]

Das Ziel der Regulierung des zentralen privaten Vertriebs besteht primär in der Begrenzung der Marktmacht eines monopolistischen Unternehmens und dem daraus resultierenden Schutz der Nachfrager. Die Regulierung ist dabei klassisch als Monopolregulierung ausgestaltet und zielt sowohl auf angemessene Konsumentenpreise als auch auf eine Konsumentenorientierung in Bezug auf Transaktionskosten und die Berücksichtigung von Präferenzen ab. Zudem sollen durch die Regulierung auch die spezifischen Investitionen des regulierten Unternehmens geschützt werden. Die Regulierung

[165] Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 219).
[166] Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 221 f.).

ist hier sowohl auf das Ziel ausgerichtet, angemessene Konsumentenpreise zu erreichen, als auch eine Konsumentenorientierung bezogen auf Transaktionskosten der Konsumenten und Berücksichtigung ihrer Präferenzen herbeizuführen. Zunächst findet in diesem Abschnitt eine allgemeine Diskussion zentraler Ausgestaltungsfragen bei der Regulierung ohne Bezug zum Stromvertrieb statt, um die grundsätzlich vorhandenen Optionen für die Regulierung aufzuzeigen. Ausgehend davon werden anschließend spezielle Ausgestaltungsfragen bei der Regulierung eines zentralen privaten Stromvertriebs diskutiert.

4.1.1.1.1.2.1.2 Zentrale allgemeine Ausgestaltungsfragen bei der Regulierung ohne Bezug zum Stromvertrieb

Bei einer Regulierung hat das Design des Anreizsystems eine wichtige Bedeutung: mit diesem versucht der Regulierer beim Unternehmen ein Verhalten herbeizuführen, mit dem das zuvor festgelegte Zielsystem möglichst gut erreicht wird. Zentrale Fragen bei der Ausgestaltung der Regulierung sind, ob primär ex ante-Anreizmechanismen über die Festlegung von Vergütungs- bzw. Erlösregeln oder stärker ex post-Kontroll- und Überwachungsmechanismen eingesetzt werden sollen sowie ob der Regulierer das Unternehmen integriert (Bundling) oder disaggregiert (Unbundling) reguliert. Bei ex ante-Anreizmechanismen wird dem Unternehmen ein Vergütungs- bzw. Erlösrahmen für eine bestimmte Leistung und einen festgelegten Zeitraum vorgegeben, während bei stärker ex post-orientierten Ansätzen die Aktivitäten des Unternehmens im Hinblick auf die Zielerreichung überprüft werden. In beiden Fällen wird das Kostenrisiko auf das Unternehmen übertragen. Aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen dem Regulierer (Prinzipal) und dem regulierten Unternehmen (Agent) bestehen für das Unternehmen Möglichkeiten, sich nicht an die (Ziel-)Vorgaben des Regulierers zu halten, sondern so zu agieren, dass es seinen eigenen Nutzen erhöht; dabei handelt es sich um das Problem des Moralischen Risikos. Das Moralische Risiko kann unterteilt werden in das Problem der Versteckten Handlungen (bzw. Hidden Action) und in das Problem der Versteckten Information (bzw. Hidden Information). Bei beiden Formen agiert der Agent zu seinem eigenen Vorteil und zu Lasten des Prinzipals.[167]

Für das Treffen von Vereinbarungen über die Erbringung von Leistungen sind zwei Arten von Wissen besonders relevant: das Outputwissen und das Inputwissen. Unter Outputwissen wird jenes Wissen verstanden, das benötigt wird, um die Eigenschaften einer zu erbringenden Leistung adäquat zu beschreiben und um überprüfen zu können, ob eine erbrachte Leistung den zuvor getroffenen Vereinbarungen entspricht. Inputwissen ist hingegen jenes Wissen, das benötigt wird, um die Eigenschaften von Gütern im Hinblick auf ihre Verwendung als Inputfaktoren für die Erstellung einer bestimmten Leistung zu beurteilen sowie das Wissen, wie Güter zu Leistungen zu verknüpfen sind und welche Prozesse dabei durchgeführt werden müssen. Bei der Anreizsetzung muss der Regulierer lediglich in der Lage sein, ein Vergütungsniveau festzulegen und die Leistung, die das Unternehmen erbringen soll, im Regulierungsvertrag adäquat zu beschreiben (d. h. über Outputwissen verfügen), er muss jedoch nicht selbst über das Inputwissen verfügen, wie die Leistung zu erbringen ist. Zu beachten

[167] Siehe für die Grundlagen der Transaktionskosten- und der Prinzipal-Agent-Theorie Abschnitt 2.1.1.

ist allerdings, dass der Regulierer oft nur in begrenztem Maße zur adäquaten Beschreibung der Leistung, sowie zu Kontrolle der Qualität der erbrachten Leistung und ggf. zur Verhängung von Sanktionen in der Lage sein wird. Bei der Vergütungshöhenfestsetzung geht es mit Problemen einher, wenn diese auf Basis der in der vorangegangenen Regulierungsperiode angefallenen Kosten erfolgt, da das Unternehmen dieses Vorgehen antizipieren wird und somit die Anreize zur Senkung der Kosten in der vorangehenden Regulierungsperiode gesenkt werden. Möglichkeiten zur Umgehung dieses Problems bestehen darin, dass die Kosten der vorangegangenen Periode nicht für die Vergütungshöhenfestsetzung herangezogen werden, sondern stattdessen entweder eine Input-basierte Ermittlung der Vergütungshöhe erfolgt (sofern der Regulierer über Inputwissen verfügt) oder auf Daten verschiedener Unternehmen zurückgegriffen wird, um eine angemessene Vergütung zu ermitteln. In bestimmten Fällen besteht zudem die Möglichkeit, die Vergütungshöhe über Ausschreibungen festzulegen. Hierfür müssen jedoch einzelne Leistungsbereiche gut voneinander separierbar sein und sich genügend und geeignete Anbieter finden, die an den Ausschreibungen teilnehmen. Durch die Kostenrisikoübertragung auf das Unternehmen bei dieser Option fallen beim Unternehmen Kosten der Risikoübernahme an. Anreizsetzung kann auch in abgeschwächter Form erfolgen, indem das Kostenrisiko nur teilweise auf das regulierte Unternehmen übertragen wird und somit eine Risikoteilung erfolgt.[168]

Beim Monitoring, der Alternative zur Anreizsetzung, beobachtet und überprüft der Regulierer die Leistungen und Kosten des Unternehmens. Hierbei ist Inputwissen erforderlich und die Handlungen des Unternehmens müssen für den Regulierer nachvollziehbar sein. Ebenso wie bei der Anreizsetzung kann auch beim Monitoring eine Risikoteilung erfolgen.

Die Entscheidung zwischen Bundling und Unbundling hat auch Auswirkungen auf die Entscheidung zwischen Anreizsetzung und Monitoring, da diese entweder über alle Unternehmensbereiche hinweg oder für einzelne Leistungsbereiche separat getroffen werden kann. Bei einem Bundling, also einer integrierten Regulierung über das gesamte Unternehmen hinweg, muss der Regulierer für alle Leistungsbereiche gebündelt entscheiden, ob auf Anreizsetzung oder Monitoring zurückgegriffen werden soll. Hier ist die Frage, wie gut der eine Leistungsbereich, der alle Aktivitäten des Unternehmens umfasst, beschrieben werden kann. Je schlechter dies möglich ist, desto höher ist die Rationalität dafür, dass statt einer Anreizsetzung ein Monitoring angewendet wird. Bei einem Unbundling hat der Regulierer die Möglichkeit, für jeden Leistungsbereich separat zu entscheiden, ob in diesem Anreizsetzung oder Monitoring sinnvoller ist. Bei einer disaggregierten Betrachtung des Unternehmens ist zu beachten, dass es zu Problemen bei der Definition der Leistungsbereiche und an den Schnittstellen zwischen diesen kommen kann; wie groß diese sind, hängt von der Beschreib- und Messbarkeit der Leistungserbringung ab. Zudem muss bei einem Unbundling neben den einzelnen Leistungsbereichen auch die übergeordnete Strategie des Unternehmens betrachtet werden und entweder Aktivitäten des Unternehmens kontrolliert oder Vorgaben gemacht werden. Eine

[168] Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 71 ff.).

Anreizsetzung ist aufgrund von Kontrahierungsproblemen in diesem übergeordneten Bereich oft schwer möglich.

Eine Regulierung stellt eine langfristige Vertragsbeziehung dar, wobei jedoch aufgrund von Umweltdynamik und Unsicherheiten keine vollständigen Verträge abgeschlossen werden können. Aus diesem Grund werden Anpassungen der Vertragsvereinbarungen über die Laufzeit der Regulierung erforderlich sein. Daher wird bei einer Regulierung meist auf Regulierungsperioden zurückgegriffen, für die jeweils ein konkretes Anreizsystem bzw. Leitlinien für das Monitoring festgelegt werden. Aufgrund der Langfristigkeit der Regulierungsbeziehung ist es wichtig, dass der Regulierer glaubhafte Commitments bzgl. eines nicht opportunistischen Verhaltens sowie bei Anreizsetzung bzgl. der Aufrechterhaltung des etablierten Anreizregimes abgibt. Auch die Entscheidung zwischen Bundling und Unbundling wirkt sich auf die Möglichkeit der Abgabe von glaubhaften Commitments aus: werden alle Leistungsbereiche des Unternehmens integriert betrachtet und gibt es dabei auch Leistungsbereiche, mit langfristigen und hohen Investitionen, so muss evtl. das Commitment zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes über einen sehr langen Zeitraum abgegeben werden, was ggf. schwierig sein kann.[169]

Relevante idealtypische Regulierungsverfahren[170], die sich aus Kombinationen der zuvor betrachteten Optionen Bundling vs. Unbundling sowie Anreizsetzung vs. Monitoring ergeben, sind insb. folgende:

- Die Kombination aus aggregierter Leistungsvorgabe und ex ante-Anreizsetzung wird als „TOTEX-Anreizregulierung“ bezeichnet, da mit Bezug zu den Gesamtausgaben („total expenditures“) dem Unternehmen Anreize gesetzt werden. Auch Risikoteilungsregeln und Zielpreise sind hier möglich.
- Bei der „differenzierten Anreizregulierung“ betrachtet der Regulierer separat verschiedene Bereiche des Unternehmens; es findet also ein Unbundling statt. In allen Leistungsbereichen wird mindestens ein Teil des Kostenrisikos durch Setzung von Anreizen auf das Unternehmen übertragen. Bei einer differenzierten Anreizsetzung im engen Sinne erfolgt in sämtlichen Bereichen eine Anreizsetzung, wohingegen bei einer differenzierten Anreizsetzung im weiten Sinne nur in einigen Bereichen Anreize gesetzt werden und in anderen ein Monitoring praktiziert wird.
- Eine auf Monitoringaktivitäten des Regulierers beruhende Regulierung kann es sowohl bei Bundling als auch bei Unbundling geben. Für ein effektives Monitoring benötigt der Regulierer dabei in jedem Fall auch Inputwissen bzgl. der einzelnen Leistungsbereiche. Bei einer Monitoringregulierung kann der Regulierer im Vorfeld Leitlinien hinsichtlich seines Beurteilungsverfahrens veröffentlichen, an denen sich das Unternehmen orientieren kann. Auch können vom Regulierer Vorgaben zu Prozessen gemacht und deren Einhaltung geprüft werden.
- Bei der Kostendurchreichungsregulierung findet ein Durchreichen der Kosten und damit Risikotragung durch den Regulierer bzw. das hinter diesem stehende Nachfragerkollektiv statt. Diese Regulierungsform ist eher als Notlösung anzusehen und nur dann sinnvoll, wenn keine

[169] Vgl. zum Thema politische Selbstbindung KLATT (2011, S. 70 ff.).

[170] Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 77 ff.).

andere Möglichkeit der Regulierungsausgestaltung besteht. Es kann bei der Kostendurchreichungsregulierung ggf. Überschneidungen mit der Monitoring-Regulierung geben.

Basierend auf den hier vorgestellten allgemeinen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Regulierung eines privaten Unternehmens wird im folgenden Abschnitt dargestellt, wie die verschiedenen Optionen konkret bei einem privaten Stromvertrieb ausgestaltet werden können.

4.1.1.1.1.2.1.3 Ausgestaltungsfragen speziell bei der Regulierung eines monopolistischen privaten Stromvertriebs

Im Folgenden werden die zuvor dargestellten allgemeinen Regulierungsoptionen auf die spezifischen Aufgaben und Prozesse eines monopolistischen privaten Stromvertriebs angewendet. Der Fokus liegt dabei insb. auf zentralen Vertriebsprozessen wie Tarifgestaltung, Strombeschaffung, Abrechnung und Kundenmanagement. Ziel der Regulierung eines monopolistischen privaten Stromvertriebes ist es, angemessene Konsumentenpreise zu erreichen sowie eine Konsumentenorientierung bezogen auf Transaktionskosten der Konsumenten und Berücksichtigung ihrer Präferenzen herbeizuführen.

Aufgrund von Informationsasymmetrien zwischen dem Regulierer und dem monopolistischen Vertrieb bestehen für den Vertrieb Spielräume, sich eigennutzorientiert und nicht entsprechend den Vorgaben des Regulierers zu verhalten: zu Versteckten Handlungen (bzw. Hidden Action) kann es beispielsweise kommen, wenn der Vertrieb bei der Tarifgestaltung bewusst nicht im Sinne der Endkunden agiert, etwa indem er deren Risikoneigung systematisch zu seinen Gunsten ausnutzt. Versteckte Informationen (bzw. Hidden Information) würden beispielsweise vorliegen, wenn der Vertrieb bewusst höhere Kosten (z. B. für Management oder für den Stromeinkauf) angibt, als tatsächlich angefallen sind.[171] Um einem derartigen Verhalten des Vertriebs entgegenzuwirken, kann der Regulierer dem Vertrieb Anreize setzen und ihm so das Kostenrisiko ganz oder teilweise übertragen, wobei sich die konkrete Ausgestaltung dieser Instrumente je nach betroffenem Vertriebsprozess unterscheidet.

Alternativ kann er ein Monitoring der Aktivitäten des Vertriebs durchführen und dies jeweils entweder integriert über alle Leistungsbereiche des Vertriebs hinweg tun oder entbündelt für einzelne Leistungsbereiche. Wie oben dargestellt ergeben sich aus den Kombinationen der Optionen Bundling vs. Unbundling und Anreizsetzung vs. Monitoring verschiedene idealtypische Regulierungsverfahren. Für diese soll hier jeweils eine mögliche Ausgestaltung für einen monopolistischen privaten Stromvertrieb betrachtet werden.

TOTEX-ANREIZREGULIERUNG

Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben benötigt der Regulierer bei der TOTEX-Anreizregulierung für die Leistungsvorgabe tendenziell lediglich Outputwissen, d. h. er muss beschreiben können, welche Leistungen in welcher Qualität der Vertrieb erbringen soll und nicht zwingend wissen, wie der Vertrieb bei der Erbringung dieser Leistung vorgeht. Es ist allerdings zu beachten, dass Outputwissen bereits sehr umfangreich sein kann und der Regulierer nicht unbedingt

[171] Siehe für die Grundlagen der Transaktionskosten- und der Prinzipal-Agent-Theorie Abschnitt 2.1.1.

darüber verfügt. Bei einem Stromvertrieb ist der Leistungsbereich, der alle Unternehmensaktivitäten umfasst, tendenziell gut zu beschreiben, da die vom Vertrieb zu erbringende Leistung hinreichend klar ist. Der Regulierer wird allerdings vermutlich nur in begrenztem Maße zur Beschreibung und im Nachhinein auch zur Überprüfung und Beurteilung der Leistung in der Lage sein, da er beispielsweise die Präferenzen der Endkunden nicht oder nicht gut genug kennt, die Handlungen und die Tarifgestaltung des Vertriebs jedoch an diesen ausgerichtet sein sollen. Er kann daher evtl. nur vorgeben, dass die Präferenzen der Nachfrager berücksichtigt werden müssen. Als Outputvorgabe über den gesamten Leistungsbereich des Vertriebs hinweg kann der Regulierer vorgeben, dass der Vertrieb alle Haushalte, die dies wünschen, mit Strom beliefern muss. Die Berücksichtigung der Präferenzen der Nachfrager kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass maximale Beschwerde- oder Klagequoten vorgegeben werden; hier ist jedoch zu beachten, dass ein Problem Versteckter Handlungen (bzw. Hidden Action) vorliegt, da für den Regulierer nicht unbedingt beobachtbar ist, ob Kundenbeschwerden aufgrund des Verhaltens des Vertriebs oder aufgrund von Umwelteinflüssen auftreten.

Bei der Vergütungshöhenfestsetzung würde aufgrund der aggregierten Betrachtung des gesamten Vertriebs bei dieser Regulierungsausgestaltung ein maximaler Endkundenpreis festgelegt, wobei der marktlich gebildete Strombeschaffungspreis als exogen gegeben angenommen wird und die Regulierung primär die vom Vertrieb beeinflussbaren Preisbestandteile betrifft. Die Vergütungshöhenfestsetzung würde entsprechend der Überlegungen oben nicht auf Basis der Kosten der Vorperiode erfolgen, sondern Input-basiert ermittelt werden, wofür der Regulierer Input-Wissen benötigt. Auf Kosten verschiedener Unternehmen als Grundlage kann für die Vergütungshöhenfestsetzung bei einem einzigen zentralen Vertrieb nicht zurückgegriffen werden. Input-Wissen ist weitgehend vorhanden, da sich Vertriebsaufgaben nicht stark von anderen Sektoren unterscheiden und das Wissen darüber insgesamt weit verbreitet ist. Evtl. mangelt es dem Regulierer jedoch an Kostenwissen, d. h. er weiß nicht unbedingt, welche Kosten dem Vertrieb bei der Durchführung dieser Tätigkeit anfallen. Dies erschwert eine analytische Kostenermittlung. Um eine schlechte Behandlung des regulierten Unternehmens auf jeden Fall zu vermeiden, würde der Regulierer üblicherweise Sicherheitsaufschläge bei der Vergütungshöhenfestsetzung berücksichtigen. Durch die Sicherheitsaufschläge bei der Vergütungshöhenfestsetzung fallen beim regulierten privaten Vertrieb ggf. Renten an, was mit Blick auf das Kostenziel negativ bewertet werden kann.

Durch die Kostenrisikoübertragung fallen beim Vertrieb Kosten der Risikoübernahme an. Allerdings trägt ein Vertrieb (auch der öffentliche Vertrieb im vorangegangenen Abschnitt) generell ein gewisses Kostenrisiko, wenn er den Endkundenpreis für eine gewisse Zeitspanne fixiert (wovon hier ausgegangen wird). Ob die Kosten der Risikoübernahme durch die Regulierung also noch darüber hinausgehen, hängt davon ab, wie lang die Zeitspanne ist, für die der Regulierer jeweils einen maximalen Endkundenpreis festlegt und wie hoch dieser ist. Zudem muss in dem hier vorliegenden Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb beachtet werden, dass der Regulierer die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität selbst übernimmt und, wie in Kapitel 3 dargestellt wurde, daher nicht mit Versorgungsengpässen und somit auch nicht mit außerordentlich hohen Strompreisen zu rechnen ist. Die Kosten der Risikoübernahme für den privaten Vertrieb sind also vermutlich überschaubar.

Es ist auch möglich, das Kostenrisiko nur teilweise auf den regulierten Vertrieb zu übertragen, indem eine Risikoteilung angewendet wird. Die Anreizsetzung wird auf diese Weise abgeschwächt, allerdings werden auch die Kosten der Risikotragung für das regulierte Unternehmen reduziert, was auch den Nachfragern zugutekommen kann. Bei einer Risikoteilung werden einem regulierten Unternehmen keine harten Vergütungsgrenzen vorgegeben, sondern Kosten, die oberhalb eines bestimmten Zielwertes sind, werden nach einem vorher festgelegten Verhältnis zwischen beiden Parteien aufgeteilt. Hier könnte eine Risikoteilung so aussehen, dass es einen Endkundenzielpreis gibt, und bei höheren Kosten eine Kostenteilung zwischen Vertrieb und Endkunden stattfinden würde. Dabei würden jedoch auch Kosten der Risikotragung bei den Endkunden anfallen. Alternativ könnte man von der Annahme einer reinen Nutzerfinanzierung abrücken und stattdessen einen maximalen Endkundenpreis festlegen und höhere Kosten zwischen dem Vertrieb und dem Regulierer aufteilen. Auch wenn man bei einer reinen Nutzerfinanzierung bleibt, könnte der Regulierer ein Stück weit das Risikomanagement für den Vertrieb übernehmen, indem der Regulierer vorgibt, wie hohe Abschlagszahlungen der Vertrieb von den Endkunden erheben kann und ein „Regulierungskonto“ einrichtet, mithilfe dessen über die Regulierungsperioden hinweg zwischen dem Regulierer und dem monopolistischen Vertrieb abgerechnet wird. Die Abschlagszahlung würde dabei in jeder Regulierungsperiode neu festgelegt. Dies würde zu einer Glättung der Vergütung für den Vertrieb führen, die ansonsten evtl. stärker schwanken würde. Durch die Risikoteilung mit dem Regulierer könnten die für eine bestimmte Periode fixen Endkundenpreise evtl. geringer festgelegt werden, da bei der Berechnung das Risiko stark steigender Börsenstrompreise nicht komplett berücksichtigt werden muss.[172]

Für ein Bundling bei der Regulierung des Stromvertriebs kann auch sprechen, dass tendenziell in keinem der Leistungsbereiche große und langfristige Investitionen getätigt werden müssen. Es dürfte für den Regulierer somit gut möglich sein, ein Commitment zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes über einen Zeitraum auszusprechen, der lang genug ist, um die spezifischen Investitionen des Vertriebs abzusichern.

DIFFERENZIERTE ANREIZREGULIERUNG

Bei einer differenzierten Anreizregulierung werden Outputvorgaben differenziert für einzelne Leistungsbereiche gemacht und auch die Vergütung setzt sich aus verschiedenen Komponenten für die unterschiedlichen Leistungsbereiche zusammen. Bei einem Unbundling besteht die Schwierigkeit darin, verschiedene Bereiche voneinander zu trennen und somit Schnittstellen zu definieren. Abhängig von der Beschreib- und Messbarkeit an bzw. zwischen diesen Schnittstellen können dabei in unterschiedlichem Ausmaß Probleme entstehen.

Die Definition verschiedener Leistungsbereiche ist bei einem Stromvertrieb einerseits teilweise gut möglich, da man z. B. den Bereich Abrechnung aufgrund der geringen Überschneidungen mit den anderen Bereichen und Vorfestlegungen in der Tarifgestaltung gut abgrenzen kann. Andererseits bestehen teilweise auch Interdependenzen, beispielsweise zwischen der Strombeschaffung und dem

[172] Im Annahmenset mit CRM-Umsetzungswettbewerb ist allerdings ohnehin nicht unbedingt von stark steigenden Strompreisen auszugehen ist, wie in Kapitel 3 gezeigt wurde.

Risikomanagement, das bei der Tarifgestaltung angesiedelt ist. Bei der Leistungsvorgabe könnte beispielsweise ein maximal zu erhebender Endkundenstrompreise verbunden mit einer maximalen Klage-/Beschwerdequote vorgegeben werden (ebenso wie bei der TOTEX-Anreizregulierung), verbunden mit differenzierteren Zielen wie beispielsweise einer minimalen Abrechnungsgeschwindigkeit oder der Vorgabe, welche Zahlungsmethoden angeboten werden müssen. Statt der Vorgabe eines maximalen Endkundenstrompreises könnte auch eine maximale Differenz zwischen Börsenstrompreis und Endkundenpreis vorgegeben werden. Für die Vorgabe benötigt der Regulierer sowohl Outputwissen als auch gewisses Inputwissen über die Abgrenzung der verschiedenen Leistungsbereiche. In welchem Umfang er dieses benötigt, hängt u. a. davon ab, wie differenziert die Vorgaben erfolgen sollen. Bezüglich der Vergütungshöhenfestsetzung kann vom Regulierer beispielsweise festgelegt werden, dass der durchschnittliche Börsenstrompreis durchgereicht und ein festgelegter Aufschlag für die Vertriebstätigkeiten erhoben werden darf. Es sind jedoch auch andere Vorgaben möglich. Ggf. kann bei der Vergütungshöhenfestsetzung noch weiter differenziert werden, indem Festpreise für einzelne Vertriebsaufgaben festgelegt werden. Der Regulierer benötigt dafür Inputwissen, sowohl um die verschiedenen Leistungsbereiche voneinander abzugrenzen als auch über die Kosten, die dem Vertrieb für die einzelnen Aufgaben oder zumindest innerhalb der einzelnen Leistungsbereiche anfallen. Es ist anzunehmen, dass er zwar über weitreichendes, wenn auch nicht vollständiges Inputwissen verfügt. Vermutlich würden bei der Vergütungshöhenfestsetzung Sicherheitsaufschläge berücksichtigt werden, um eine Schlechtbehandlung des regulierten Vertriebs zu vermeiden.

Auch bei dieser Regulierungsform wird wie bei der TOTEX-Anreizregulierung dem Vertrieb Kostenrisiko ganz oder teilweise übertragen, womit Kosten der Risikoübernahme für den Vertrieb einhergehen. In bestimmten Fällen, in denen disaggregierte Leistungsbereiche des Vertriebs relativ gut von anderen Leistungsbereichen getrennt werden können, sowie eine gewisse Anzahl geeigneter Anbieter existiert, können evtl. Ausschreibungen der entsprechenden Leistung durchgeführt werden, wodurch ein anderes Unternehmen als Dienstleister des regulierten Vertriebs agieren würde. Bei einem Stromvertrieb wäre es beispielsweise möglich, die gut separierbaren Aufgaben Rechnungserstellung und Zahlungseinzug über eine Ausschreibung an einen externen Dienstleister zu übergeben. Somit würde die Vergütung des beauftragten Unternehmens (zumindest vorläufig) durch das Ausschreibungsergebnis bestimmt. Der Regulierer kann die Ausschreibung der entsprechenden Leistung entweder selbst durchführen oder dem Vertrieb diese Aufgabe übertragen und ihm dabei ggf. Vorgaben machen und ihn monitoren.[173] Hierfür ist in erster Linie Outputwissen über den entsprechenden Leistungsbereich aber auch Kenntnis bzgl. Ausschreibungsverfahren, ggf. auch der Besonderheiten des jeweiligen Bereichs, erforderlich.

MONITORINGREGULIERUNG

Bei der Monitoringregulierung macht der Regulierer Vorgaben bzgl. des Outputs und betreibt anschließend ein Monitoring. Eine auf Monitoringaktivitäten des Regulierers beruhende Regulierung kann es sowohl mit Bundling als auch mit Unbundling geben. Der Regulierer benötigt in jedem Fall

[173] Hierbei würde es sich dann um eine differenzierte Anreizsetzung im weiteren Sinne handeln, da in einzelnen Teilbereichen auch auf Monitoring zurückgegriffen wird.

umfangreiches Inputwissen über die einzelnen Leistungsbereiche, um die Aktivitäten in diesen im Rahmen des Monitorings beobachten und beurteilen zu können.

Für die Vorgabe der Leistung benötigt der Regulierer auch hier Outputwissen. Dazu zählen u. a. Kenntnisse über die Präferenzen der Endkunden, die erforderlich sind, da sich die Leistung des Vertriebs entsprechend des Ziels der Regulierung an diesen orientieren soll. Der Regulierer verfügt evtl. nicht über detailliertes Wissen der Risikoeinstellung und Präferenzen der Endkunden bzgl. Abrechnungshäufigkeit, -geschwindigkeit, -methode, Häufigkeit der Preisanpassungen usw., da er nicht im direkten Kontakt mit den Endkunden steht. Es ist aber vermutlich möglich, dass der Regulierer dieses Wissen (zumindest teilweise) über andere Wege aufbaut, beispielsweise durch direkte Kundenbefragungen, durch die Zusammenarbeit mit Verbraucherorganisationen oder indem dem privaten Vertrieb Informationsweitergabepflichten auferlegt werden (z. B. über eingehende Kundenbeschwerden). Verfügt er über das erforderliche Wissen, so kann der Regulierer dem Vertrieb weitreichende Vorgaben bzgl. der Aktivitäten bei der Leistungserstellung machen. Bei einem Monitoring können beispielsweise konkrete Gestaltungsmerkmale des angebotenen Tarifs vorgegeben werden. Somit wären hier beispielsweise auch temporär größere Abweichungen zwischen Börsenstrompreis und Endkundenpreis möglich, wenn dies dem (evtl. von den Kunden gewollten) Risikomanagement dient. Auch bzgl. Abrechnung und Strombeschaffung kann der Regulierer Vorgaben machen.

Um ein effektives Monitoring durchzuführen, benötigt der Regulierer Inputwissen über die einzelnen Leistungsbereiche des Vertriebs. Davon, dass der Regulierer über einen gewissen Umfang an Inputwissen verfügt, kann ausgegangen werden; es mangelt ihm jedoch u. U. an Wissen über die Endkundenpräferenzen sowie an Kostenwissen. Einige Vertriebsaufgaben im Bereich Strom unterscheiden sich nicht grundlegend von anderen Sektoren; insb. über den Leistungsbereich Abrechnung sollte daher Wissen weit verbreitet sein. Auch Wissen über den Leistungsbereich Strombeschaffung ist relativ weit verbreitet: so übernehmen im aktuellen Status quo viele große Unternehmen diese Aufgabe selbst. Im Bereich der Tarifgestaltung ist einiges an Wissen weit verbreitet und kann somit auch beim Regulierer vorliegen oder aufgebaut werden, wie beispielsweise Wissen bzgl. Risikomanagement. Hier ist Wissen ggf. auch aus dem Finanzsektor übertragbar. Gewisse Leitlinien können hier auch vorgegeben werden, ohne dass der Regulierer im Detail über Wissen bzgl. der genauen Durchführung verfügt, z. B. muss er nicht unbedingt über Wissen bzgl. der operativen Strombeschaffung an der Börse verfügen. Um konkrete Vorgaben machen zu können, benötigt der Regulierer u. a. Kenntnisse über die Kosten des Unternehmens (Großhandelspreise und sonstige Kosten, beispielsweise für die Prognose, Tarifgestaltung, Rechnungsstellung und Zahlungsabwicklung sowie für das übergeordnete Management). Davon, dass er über dieses Wissen verfügt, ist nicht unbedingt auszugehen.

Bei einem Bundling könnte der Regulierer dem Vertrieb ähnlich wie bei der TOTEX-Anreizregulierung die Leistungsvorgabe machen, alle Haushalte, die dies wünschen, mit Strom zu beliefern und dabei eine maximale Klage- oder Beschwerdequote nicht zu überschreiten. Zur Überprüfung der Erfüllung dieses Ziels könnte er unter Rückgriff auf Inputwissen die Aktivitäten des Vertriebs überwachen und ihm ggf. Vorgaben bzgl. der Ausübung einzelner Aufgaben machen. Bei einem Unbundling würden sich hingegen die Leistungsvorgaben und auch die Monitoringaktivitäten des Regulierers stärker auf die

verschiedenen Leistungsbereiche des Vertriebs beziehen. So könnte er hier neben der Pflicht zur Belieferung aller Kunden bei einer maximalen Klage- oder Beschwerdequote umfangreiche Vorgaben bzgl. der Aktivitäten in den einzelnen Leistungsbereichen machen, beispielsweise wie die Ausgestaltung des Tarifs erfolgen soll oder wie der Vertrieb bei der Erfüllung der Aufgabe Abrechnung vorgehen soll.

KOSTENDURCHREICHUNGSREGULIERUNG

Bei einer reinen Kostendurchreichungsregulierung könnte der Vertrieb alle Kosten an die Nachfrager weitergeben und es gäbe keinerlei Vorgaben und kein Monitoring durch den Regulierer. Da der private gewinnorientierte Vertrieb somit kaum in seinen Entscheidungen eingeschränkt wäre und bei der Verfolgung der einzelwirtschaftlichen Ziele zulasten der Nachfrager oder des gesamten Stromsystems handeln könnte, ist nicht davon auszugehen, dass es sich dabei um eine sinnvolle Form der Regulierung handelt.

4.1.1.1.1.2.1.4 Fazit

Zusammenfassend lässt sich über die Regulierung des zentralen privaten Vertriebs sagen, dass der Regulierer für jede Regulierungsvariante über Outputwissen verfügen muss, also die zu erbringende Leistung im Vorfeld ausreichend gut beschreiben und im Nachhinein beurteilen können sollte. Weiterhin muss er tendenziell auch bei allen Varianten über ein gewisses Maß an Inputwissen verfügen, da auch bei den Varianten mit Anreizsetzung die Vergütungshöhenfestsetzung mangels Vergleichsunternehmen auf einer analytischen Kostenermittlung beruhen muss. Davon, dass der Regulierer über umfangreiches Kostenwissen verfügt, kann nicht unbedingt ausgegangen werden, was tendenziell bei allen Regulierungsvarianten zu Problemen führen kann.

Dies kann unter den hier getroffenen Annahmen tendenziell für eine stärkere Gewichtung von Monitoringelementen sprechen, da der Regulierer hierbei keine ex ante-Festlegung einer Vergütungshöhe vornehmen muss, sondern ex post die Aktivitäten des Vertriebs und die dabei anfallenden Kosten beurteilt. Sofern der Regulierer über entsprechend umfangreiches Inputwissen verfügt, ist es vorteilhaft, wenn er dem Vertrieb umfangreich differenzierte Vorgaben macht, um die Umsetzung der Kundenwohlorientierung möglichst weitgehend zu gewährleisten. Hierbei ist zu beachten, dass es dem Regulierer evtl. auch an Wissen über die Präferenzen der Nachfrager mangelt und sich eine Kundenwohlorientierung somit nicht gut kontrahieren lässt. Es ist allerdings davon auszugehen, dass die grundsätzlichen Präferenzen von Endkunden beim Strombezug für die Öffentliche Hand in ihren Grundzügen erkennbar sind.

4.1.1.1.1.2.2 Darstellung und Einordnung der Variante privater Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs in Verbindung mit einer Regulierung

Im hier betrachteten Annahmenset verfolgt der private Vertrieb das Ziel der Gewinnmaximierung. Damit die Konsumenteninteressen berücksichtigt werden, erfolgt eine Regulierung durch die Öffentliche Hand. Die Regulierung kann Vorgaben im Sinne der Verbraucherpolitik enthalten, die beispielsweise die Tarifgestaltung (z. B. die Vorgabe von fixen oder indexierten Preisobergrenzen, das Verbot von Preisdifferenzierung zwischen Kundengruppen oder das Verbot von Flatratetarifen) oder weitere Vertragsinhalte (z. B. Verbot versteckter Kosten oder Verbot der Verknüpfung mit weiteren Leistungen)

betreffen. Der Vertrieb optimiert daraufhin im Rahmen der vorgegebenen Regulierung mit Blick auf seine einzelwirtschaftlichen Ziele. Wie gut eine private Eigentümerschaft des zentralen monopolistischen Stromvertriebs in Verbindung mit einer Regulierung als Organisationsform des Stromvertriebssystems geeignet ist, hängt insb. stark von der Ausgestaltung der Regulierung ab.

Wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, bietet sich unter Berücksichtigung der Eigenschaften des Stromvertriebs sowie der Art und dem Umfang, in der bzw. dem Wissen darüber beim Regulierer vorliegt, eine Monitoringregulierung an. Das dafür benötigte Output-Wissen ist beim Regulierer überwiegend vorhanden. Generell ist die Aufgabe eines Stromvertriebs relativ gut beschreibbar, jedoch wird der Regulierer möglicherweise nur unzureichend über die Präferenzen der Endkunden informiert sein, was zu Problemen bei der Leistungsbeschreibung sowie der anschließenden Überprüfung der Leistungserbringung führen kann. Im hier vorliegenden Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb, wo aufgrund der zentralen Beschaffung von Erzeugungskapazität zusätzlichem Risikomanagement durch Vertriebe eine untergeordnete Rolle zukommt und auch der Erzeugungsmix durch Vertriebe nur bedingt beeinflusst werden kann[174] und weiterhin von einheitlichen Endkundenpräferenzen ausgegangen wird, spielt dies eine weniger wichtige Rolle als in anderen Annahmensets.

Input-Wissen ist vermutlich ebenfalls weitgehend vorhanden, jedoch mangelt es dem Regulierer evtl. an Kostenwissen. Der Regulierer kann also verschiedene Aufgaben voneinander abgrenzen und weiß, wie eine bestimmte Tätigkeit durchgeführt werden sollte, kann die Durchführung überprüfen und ggf. Vorgaben machen. Er weiß jedoch nicht unbedingt, welche Kosten dem Vertrieb bei der Durchführung dieser Tätigkeit anfallen. Dies gilt jedoch nicht in gleichem Maße für alle Kostenarten: insb. die Kosten der Strombeschaffung sind aufgrund der marktlichen Preisbildung und der guten Dokumentierbarkeit ex post vergleichsweise transparent und damit gut monitorbar, während dies für interne Kostenbereiche wie Management, Kundenservice oder IT-Aufwendungen deutlich eingeschränkt gilt. Die eingeschränkte Transparenz bei Teilen der Kostenstruktur stellt sowohl für Monitoring- als auch für Anreizregulierungsansätze eine Hürde dar. Bei Stromvertrieben gibt es nur geringe Kapitalkosten, da es kaum physische Infrastruktur gibt, die vom Vertrieb aufgebaut und instandgehalten werden muss. Aufgrund der begrenzten vom Vertrieb zu tätigen Investitionen gibt es daher kaum Commitmentprobleme für den Regulierer. Durch die Regulierung eines Vertriebs (auch bei einer Monitoringregulierung, wenn der Regulierer entweder zuvor Leitlinien bzgl. des von ihm zu erwartenden Verhaltens veröffentlicht oder der Vertrieb sich am Verhalten des Regulierers in den Vorperioden orientiert) werden Anreize und damit einhergehend meist auch Fehlanreize gesetzt, die sich auf die Kosteneffizienz und die Angebotsqualität auswirken können. Das ausgewählte Regulierungsregime beeinflusst dabei, welche Arten von Fehlanreizen vorliegen und welche Auswirkungen damit verbunden sind.

Die oben beschriebenen Informationsasymmetrien, Opportunismusprobleme, sowie Koordinations-, Commitment- und Kontrahierungsprobleme können zu Schwierigkeiten bei der Ausgestaltung der Regulierung und somit zu Problemen führen, welche die Bewertung der Eignung einer privaten

[174] Siehe hierzu auch Abschnitt 4.1.1.2.2.2.

Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs beeinflussen. Wie im vorangegangenen Abschnitt diskutiert, ist eine Regulierung zwar möglich, viele Aspekte der „Kundenwohlorientierung“ können aber vermutlich nicht gut kontrahiert werden, weshalb es hier zu Problemen bei der Zielerreichung kommen kann. Die Regulierung geht zudem mit Kosten einher. Dadurch, dass auch der Regulierer über umfangreiches (Input-)Wissen verfügen und dieses ggf. erst aufbauen muss, fallen Kosten an. Auch einige Prognosen und Berechnungen (z. B. verschiedener Tarifoptionen) müssen sowohl vom regulierten Vertrieb als auch vom Regulierer durchgeführt werden, wenn der Regulierer die Handlungen und Entscheidungen des Vertriebs nachvollziehen möchte. Andererseits gibt es möglicherweise Verbundeffekte der Regulierungsaufgaben mit der zentralen Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität. Auch die interne Effizienz des privaten Unternehmens beeinflusst die Eignung dieser Variante. Bei einem privaten gewinnorientierten Vertrieb kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass dieser in der Lage ist, geeignete Steuerungsmechanismen zu etablieren sowie eine effiziente Kontrolle des Managements sicherzustellen. Da es sich hier annahmengemäß um einen zentralen monopolistischen Vertrieb handelt, sind zudem keine wettbewerbsstrategischen Entscheidungen zu treffen, was die Steuerung zudem vereinfacht.

Falls im Rahmen der Regulierung sichergestellt werden kann, dass der private gewinnorientierte Vertrieb sich gemäß dem Ziel der Kundenwohlorientierung verhält, so sind keine Probleme an der Schnittstelle zu den Konsumenten zu erwarten. Ist die Regulierung jedoch weniger umfangreich und gelingt dies daher nicht, so ist zu befürchten, dass eine private Eigentümerschaft mit höheren Preisen und einem schlechteren oder geringeren Angebot einhergeht, da der private Vertrieb aufgrund seiner monopolistischen Stellung nicht befürchten muss, dass Kunden dadurch von ihm weg wechseln. Es stellt sich die Frage, wie die private Eigentümerschaft mit externer Regulierung im Vergleich zu öffentlicher Eigentümerschaft zu bewerten ist. Eine vergleichende Betrachtung findet daher im folgenden Abschnitt statt.

4.1.1.1.1.3 Vergleichende Betrachtung von öffentlicher und privater Eigentümerschaft bei zentralen monopolistischen Varianten

Wie hoch die Rationalität für eine öffentliche Eigentümerschaft ist, hängt zum einen von dem der Analyse zugrundeliegenden Zielsystem ab. Zum anderen wird diese Beurteilung auch, im Falle einer öffentlichen Eigentümerschaft, von dem Zielsystem, das dem monopolistischen Vertrieb politisch vorgegeben wurde, sowie der internen Steuerung durch die Öffentliche Hand bzw. – im Falle einer privaten Eigentümerschaft – von der Ausgestaltung der externen Regulierung beeinflusst. Darüber hinaus können diverse institutionell bedingte Probleme einen Einfluss auf das Ergebnis haben, die im Einzelfall genau betrachtet werden müssen.[175]

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die Ausgestaltungsvarianten öffentliche Eigentümerschaft mit interner Steuerung sowie private Eigentümerschaft mit externer Regulierung betrachtet. Insbesondere die Ausgestaltung der externen Regulierung bei privater Eigentümerschaft hat Auswirkungen auf die vergleichende Bewertung der beiden Optionen. Bei einer privaten

[175] Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 221).

Eigentümerschaft eines zentralen monopolistischen Stromvertriebs ist, wie in Abschnitt 4.1.1.1.1.2.2 dargestellt, die Ausgestaltung als Monitoringregulierung mit umfangreichen Vorgaben durch den Regulierer vorteilhaft. Deshalb wird im Folgenden diese Ausgestaltungsvariante mit der Variante eines zentralen öffentlichen Vertriebs mit interner Regulierung verglichen. Dabei werden die Vergleichsparameter Zielerreichung (im Hinblick auf das in dieser Untersuchung verwendete Zielsystem[176]), Kosten der Ausgestaltungsvariante, sowie interne Effizienz[177] verwendet.

Bei öffentlicher Eigentümerschaft wurde zwar vereinfachend angenommen, dass eine interne Regulierung in Form der Vorgabe von Zielen in Verbindung mit der direkten Steuerung durch die Öffentliche Hand durchgeführt wird, theoretisch wäre jedoch auch in diesem Fall eine externe Regulierung möglich, bei der einige der in Abschnitt 4.1.1.1.1.2.2 dargestellten Effekte ebenfalls auftreten könnten. Ein privater gewinnorientierter Vertrieb steht Ineffizienzen durch Fehlanreize bei der Regulierung indifferent gegenüber wohingegen ein öffentlicher Vertrieb Zielvorgaben erhalten kann (hier das Ziel der Konsumentenorientierung), die dafür sorgen, dass er selbst bei einer externen Regulierung mit Fehlanreizen nicht unbedingt vollumfänglich auf diese reagiert bzw. er seine Handlungen und die damit einhergehenden Effekte im Hinblick auf die ihm vorgegebene Konsumentenorientierung überprüft. Daher verzerrt es die Bewertung auch nicht oder jedenfalls nicht erheblich, dass hier bei öffentlicher Eigentümerschaft nicht von einer externen Regulierung ausgegangen wird.

Hinsichtlich der Zielerreichung wird hier angenommen, dass dem öffentlichen Vertrieb das Ziel der langfristig effizienten Strategiewahl und Kundenwohlorientierung vorgegeben wird.[178] Dadurch passen die Ziele des Vertriebs zum übergeordneten Zielsystem, insb. der Kosteneffizienz aus Sicht von Konsumenten[179]. Für die interne Steuerung benötigt die Öffentliche Hand umfangreiches (Input-)Wissen. Im Bereich des Stromvertriebs verfügt die Öffentliche Hand über dieses Wissen oder kann es aufbauen, wobei Wissen über die Kosten des Vertriebs und die Präferenzen der Nachfrager Ausnahmen davon darstellen können. Dieses Wissen kann am besten während der Durchführung der Vertriebsaktivitäten aufgebaut werden. Bezüglich der privaten Eigentümerschaft mit Regulierung wurde im vorangegangenen Abschnitt[180] dargestellt, dass die Regulierung zwar möglich ist, viele Aspekte der Kundenwohlorientierung sich aber vermutlich nicht gut kontrahieren lassen, weshalb es hier zu Problemen bei der Zielerreichung kommen kann. Beispielsweise hat der private Vertrieb nicht unbedingt Interesse daran, die Transaktionskosten für Endkunden gering zu halten, wenn ihm dies nicht explizit durch die Regulierung vorgegeben wird. An den Stellen, wo es für seine Gewinnerzielungsabsichten sinnvoll wäre, würde er sie sogar absichtlich erhöhen. Allerdings ist bei einem monopolistischen Vertrieb nicht unbedingt davon auszugehen, dass hohe Transaktionskosten bei den Kunden ihm bei der

[176] Siehe Abschnitt 2.5.

[177] Da die Konsumentenperspektive und die volkswirtschaftliche Gesamtperspektive im Rahmen der anderen Ziele betrachtet werden, ist in diesem Abschnitt mit Effizienz lediglich interne Kosteneffizienz des Unternehmens gemeint. Siehe zu einer Unterscheidung zwischen den verschiedenen Effizienzbegriffen BIESCHKE ET AL. (2019, S. 5 f.).

[178] Siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.1.2.

[179] Dies bedeutet, es soll eine Minimierung der von den Nachfragern zu tragenden langfristigen Kosten und damit der zu zahlenden Endkundenstrompreise erfolgen.

[180] Siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.2.2.

Gewinnerhöhung nutzen, da die Kunden ohnehin nicht wechseln können. Dies kann sich in anderen Annahmensets jedoch anders darstellen, wie in 4.1.1.2.1.1 untersucht wird.[181]

Auch die Gesamtkosten unterscheiden sich zwischen den beiden Ausgestaltungsvarianten. Bei einer öffentlichen Eigentümerschaft in Verbindung mit der hier angenommenen zentralen Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität im CRM-Umsetzungswettbewerb kann es evtl. Verbundeffekte für die Öffentliche Hand geben, da bestimmtes Wissen teilweise für beide Aufgabenbereiche erforderlich ist. Allerdings fallen diese Verbundeffekte bei einer privaten Eigentümerschaft des Vertriebs in Verbindung mit einer Regulierung auch für den Regulierer an. Durch eine Regulierung entstehen dem Regulierer Kosten, beispielsweise durch den Aufbau und das Vorhalten von Wissen, durch Aktivitäten bei der Definition von gewünschten Outputs, der Vergütungshöhenfestsetzung und der Überprüfung des Ergebnisses oder durch die Ausarbeitung von Vorgaben und Monitoringaktivitäten. Da der Regulierer hier teilweise Handlungen durchführen muss, die auch der Vertrieb durchführt, d. h. manche Aktivitäten doppelt durchgeführt werden, kann es gesamtsystemisch zu höheren Kosten kommen. Die Kapitalkosten eines Vertriebs in privater Eigentümerschaft sind tendenziell höher, sofern ihm durch die Regulierung relevante Erlös- und Kostenrisiken zugeordnet werden, da ein privater Investor sein Risiko weniger breit streuen und diversifizieren kann als die Öffentliche Hand. Die Investitionsvolumina von Stromvertrieben sind allerdings deutlich geringer als in anderen (Infrastruktur-)Bereichen. Auch die Kosten für das Management von Risiko können theoretisch den Kapitalkosten zugerechnet werden, wodurch die Kapitalkosten für einen regulierten privaten Vertrieb höher ausfallen, da nur dieses Unternehmen regulatorischem Risiko ausgesetzt ist, wohingegen beim öffentlichen Unternehmen eine interne Steuerung angenommen wird.

Generelle Aussagen zur internen Effizienz öffentlicher und privater Unternehmen lassen sich kaum treffen, da eine Vielzahl von Faktoren die Effizienz beeinflussen können. Zu beachten ist beispielsweise, welches Zielsystem dem betrachteten öffentlichen Unternehmen vorgegeben wurde, wie die Regulierung des privaten Unternehmens und wie die interne Steuerung des öffentlichen Unternehmens ausgestaltet wurden, welcher Wissensstand dabei jeweils vorlag sowie ob Besonderheiten des Stromsektors und institutionelle Rahmenbedingungen die Ergebnisse beeinflusst haben. Die Beurteilung hängt zudem stark davon ab, welche Definition von Effizienz herangezogen wird.[182] Bei der Etablierung von Steuerungsmechanismen und der Bereitstellung des für eine Kontrolle des Managements erforderlichen Wissens hat die Öffentliche Hand ggf. Nachteile gegenüber einem privaten Unternehmen. Da hier jedoch von einem monopolistischen Vertrieb ausgegangen wird, sind keine wettbewerbsstrategischen Entscheidungen zu fällen, was die Steuerung vereinfacht. Zudem muss die Öffentliche Hand aufgrund ihrer Bereitstellungsverantwortung und der Aufgaben im Zusammenhang mit der Schaffung gesetzlicher Regelungen ohnehin über Wissen bzgl. der Vertriebsaktivitäten verfügen.

[181] In Abschnitt 4.1.1.2.1.1 wird dargestellt, dass Vertriebe hohe Transaktionskosten bei den Endkunden nutzen können, um die Kunden von einem Wechsel zu einem anderen Vertrieb abzuhalten, und dass sie daher die Transaktionskosten teilweise absichtlich erhöhen.

[182] Vgl. BIESCHKE ET AL. (2019, S. 4 ff.) und MÜHLENKAMP (2012, S. 2 ff.).

Tendenziell dürfte die Diskrepanz hinsichtlich der internen Effizienz zwischen öffentlicher und privater Eigentümerschaft in Verbindung mit einer Regulierung bei Stromvertrieben daher relativ gering sein.

Insgesamt kommt eine umfangreiche Regulierung eines privaten Vertriebs mit Monitoring und Vorgaben durch den Regulierer bzgl. des Ergebnisses relativ nah an einen öffentlichen Vertrieb heran. Es fallen dadurch jedoch wahrscheinlich höhere Kosten an. Das Ausmaß der Vorteilhaftigkeit öffentlicher Eigentümerschaft wird entscheidend durch das Zielsystem des Entscheiders, durch das dem öffentlichen Unternehmen vorgegebene Zielsystem sowie durch die Ausgestaltung der Regulierung beeinflusst. Im Hinblick auf das angenommene Zielsystem (bestehend aus Versorgungssicherheitsziel, Umweltziel und Kostenziel) und unter Berücksichtigung der vorgestellten möglichen Schwierigkeiten bei der Regulierung eines privaten Vertriebs ist eine öffentliche Eigentümerschaft des zentralen monopolistischen Vertriebs hier vorteilhaft. Je besser es bei einer Regulierung jedoch gelingt, die langfristigen Interessen der Nachfrager zu sichern, desto weniger vorteilhaft ist eine öffentliche Eigentümerschaft. In anderen Ausgestaltungsvarianten, d. h. in Varianten mit liberalem Endkundenwettbewerb oder mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen, sind die weiteren Faktoren bei der Bewertung einzubeziehen, die auf die Kosten der Unternehmen und der Endkunden wirken. Diese Ausgestaltungsvarianten werden im weiteren Verlauf der Untersuchung analysiert.

4.1.1.1.1.4 Fazit

Im Ergebnis können beide betrachteten Ausgestaltungsvarianten eines zentralen monopolistischen Vertriebs einen sicheren und kosteneffizienten Stromvertrieb gewährleisten. Dass ein öffentlicher und ein privater Vertrieb unterschiedlich agieren und unterschiedlich effizient sind, hängt mit Informationsasymmetrien, Opportunismusproblemen sowie Koordinations-, Commitment- und Kontrahierungsproblemen zusammen.[183] Dies liegt insb. an möglichen Fehlanreizen durch eine externe Regulierung sowie (Informations-)Renten zwischen den Akteuren, an der Höhe der Kapitalkosten sowie an der internen Effizienz des Unternehmens im Hinblick auf die vom Eigentümer vorgegebenen Ziele. Je nach Eigentümerschaft fallen aufgrund dieser Aspekte unterschiedliche Kosten und Verteilungseffekte an, welche aus Konsumentensicht relevant sind. Tendenziell unterscheidet sich die interne Effizienz bei öffentlicher und privater Eigentümerschaft in Verbindung mit einer Regulierung bei Stromvertrieben nur wenig, da durch die angenommene monopolistische Stellung keine wettbewerbsstrategischen Steuerungsaufgaben anfallen und die Öffentliche Hand aufgrund ihrer Bereitstellungsverantwortung ohnehin über viel Wissen im Bereich des Stromvertriebs verfügt, wodurch sie auch gut zur Steuerung des Stromvertriebs, der sich in ihrer Eigentümerschaft befindet, in der Lage sein müsste.

4.1.1.1.2 Dezentrale monopolistische Varianten

Im Gegensatz zum vorangegangenen Abschnitt wird nun nicht mehr nur ein zentraler Vertrieb für das gesamte betrachtete Gebiet angenommen, sondern mehrere Teilgebietsmonopolisten, die jeweils in einem Teilgebiet Strom vertreiben. Bezüglich der Teilgebiete, in denen die Monopolisten tätig sind, wird

[183] Vgl. Abschnitt 4.1.1.1.1.3.

bei der öffentlichen Eigentümerschaft davon ausgegangen, dass das Vertriebsgebiet sich mit dem Gebiet der Gebietskörperschaft überschneidet, die Eigentümerin des Vertriebs ist.[184] Bei privater Eigentümerschaft werden die Teilgebiete nicht weiter spezifiziert.

In diesem Abschnitt wird durchgehend angenommen, dass die Teilgebietsmonopolisten zentrale Vorgaben erhalten. Ein Grund dafür besteht darin, dass der zentrale Aufbau und die Bereitstellung von Wissen mit Größeneffekten verbunden sind, da der vielfache Wissensaufbau bei jedem Gebietsmonopolisten und die damit einhergehenden Kosten teilweise vermieden werden können. Ein weiterer Grund ist, dass die dezentralen Eigentümer evtl. nur innerhalb ihres eigenen Systems optimieren und zentrale Vorgaben sinnvoll sind, um sicherzustellen, dass das Gesamtsystem optimiert wird sowie um Koordinationserfordernisse zwischen den verschiedenen Gebietsmonopolisten zu reduzieren. Dafür sollte auch die Berücksichtigung der Interdependenzen mit anderen Wertschöpfungsstufen und Aufgaben berücksichtigt werden. Hierfür kann es sinnvoll sein, dass eine einmalige zentrale, anstelle einer mehrfachen dezentralen, Etablierung von Meta-Regeln erfolgt. Dabei können auch indirekte Netzwerkeffekte durch (Regelungs-)Standards entstehen.[185] Eine zentrale Regulierung kann zudem als Unterstützung der dezentralen Steuerung der Vertriebe und somit als Bestandteil eines Systems der Unternehmenskontrolle und -steuerung bzw. eines Systems von „Checks and Balances“ dienen. Weiterhin können zentrale Vorgaben das Ziel der Meritorisierung unterstützen, d. h. für die Bereitstellung eines bestimmten Angebots eines Gutes auf dezentraler Ebene sorgen. Außerdem können darüber ähnliche Bedingungen in den Gebieten erreicht werden, sowie, dass für Endkunden ein Wechsel zwischen den Gebieten (z. B. aufgrund eines Umzugs) problemlos möglich ist. Über die zentralen Vorgaben durch die Öffentliche Hand hinaus wird hier zunächst ausgeschlossen, dass die Vertriebe einzelne Aufgaben zentralisieren können (wie z. B. Risikomanagement); diese Möglichkeit wird nachgelagert in 4.1.1.4 thematisiert.

4.1.1.1.2.1 Analyse unter der Annahme des Vorliegens öffentlicher Eigentümerschaft mit zentralen Vorgaben

In diesem Abschnitt wird für alle Gebietsmonopolisten eine öffentliche Eigentümerschaft angenommen, d. h. die Vertriebe befinden sich im Eigentum der öffentlichen Gebietskörperschaften. Die öffentliche Ausrichtung der Gebietsmonopolisten wird hier ebenso angenommen, wie in Abschnitt 4.1.1.1.1.1 für den zentralen öffentlichen Vertrieb. Den öffentlichen Unternehmen wird das Zielsystem der Konsumentenorientierung vorgegeben, was bedeutet, dass die regulatorisch vorgegebenen Vergütungsgrenzen im Zweifelsfall nicht ausgenutzt werden und dafür Preissenkungen zugunsten der Konsumenten ermöglicht werden sollen. Zudem soll neben einem möglichst günstigen Endkundenpreis die Gestaltung der Tarife möglichst verbraucherfreundlich erfolgen, d. h. so, dass möglichst geringe Transaktionskosten für die Endkunden anfallen.

[184] Nur wenn die Gebietskörperschaft eine Bereitstellungsverantwortung für das jeweilige Gebiet innehat, kann wirklich von „öffentlicher Eigentümerschaft“ gesprochen werden. Vgl. hierzu BECKERS ET AL. (2014, S. 219).

[185] Vgl. BECKERS (2014, S. 21).

Im Gegensatz zum zentralen öffentlichen Vertrieb im vorangegangenen Abschnitt, bei dem keine externe Regulierung, sondern ausschließlich eine interne Steuerung durch die Öffentliche Hand angenommen wurde, gibt es hier eine externe Regulierung durch einen zentralen Regulierer. Die Regulierung dient einerseits der Implementierung zentraler Vorgaben und ist andererseits als Teil der Unternehmenssteuerung bzw. als Bestandteil von „Checks and Balances“ interpretierbar.[186] Durch die zentralen Vorgaben gibt es neben der internen Steuerung der dezentralen Vertriebe durch die jeweilige Gebietskörperschaft auch eine externe Regulierung durch einen zentralen Regulierer. Dies bedeutet, dass hier zwei Ebenen der Öffentlichen Hand betrachtet werden: die zentrale und die dezentrale Ebene. Im Folgenden wird die Regulierung im Mehrebenensystem zunächst allgemein betrachtet und anschließend die mögliche Ausgestaltung und die damit ggf. einhergehenden Probleme speziell bei Stromvertrieben untersucht.

Allgemeine Diskussion zentraler Ausgestaltungsfragen bei der Regulierung im Mehrebenensystem

Für die Untersuchung der Regulierung im Mehrebenensystem kann die Beziehung zwischen zentraler und dezentraler Ebene als Prinzipal-Agent-Verhältnis betrachtet werden, in welchem der zentrale Regulierer der Prinzipal und die dezentrale Gebietskörperschaft der Agent ist. Im Mehrebenensystemen bedarf es der Zuordnung von Aufgaben und Finanzierungsverantwortlichkeiten auf die verschiedenen Ebenen. Dabei muss die Verortung der Vorbereitung der Bereitstellungsentscheidung und der finalen Fällung der Bereitstellungsentscheidung zwischen der zentralen und der dezentralen Ebene aufgeteilt und dabei der Stand des In- und Outputwissens auf zentraler und dezentraler Ebene berücksichtigt werden. Heterogenität und Verwobenheit der dezentralen Einheiten können die Auswirkungen der Regulierung beeinflussen und sind deshalb bei der Gestaltung des Regulierungsregimes zu berücksichtigen.

Mögliche Probleme können aufgrund von Informationsasymmetrien zwischen den verschiedenen Ebenen auftreten.[187] Die Ausnutzung der vorgestellten Opportunismuspotenziale hängt von der konkret vorliegenden Situation und den Eigenschaften der handelnden Akteure ab. Idealtypische Ansätze zur Eindämmung von Problemen mit Moralischem Risiko bestehen in der Ausgestaltung geeigneter Anreizregime, die sowohl eine gezielte Allokation von Risiken zwischen Prinzipal und Agent als auch Monitoring- und Kontrollmechanismen umfassen können.[188] Ein Monitoring kann entweder durch die zentrale Ebene selbst erfolgen oder diese kann Prüf- und Kontrollaktivitäten an externe Dritte auslagern. Wie gut dies möglich ist, hängt von der Beschreib- und Messbarkeit sowie von der Nachvollziehbarkeit der Aktivitäten im Zusammenhang mit der Fällung der Bereitstellungsentscheidung und der Leistungserstellung ab. Mit einem Monitoring gehen immer Transaktionskosten einher. Wie hoch diese ausfallen, hängt jedoch von den konkreten Gegebenheiten ab. Ein partielles Substitut für die Etablierung von Anreizen oder Monitoring stellen Standardisierungsaktivitäten dar. Bei diesen findet eine Standardisierung von Prozessen bei der Leistungserstellung zur Verringerung von

[186] Vgl. BECKERS (2014, S. 14).

[187] Siehe hierzu Abschnitt 2.1.1.

[188] Siehe hierzu Abschnitt 4.1.1.1.1.2.1.2.

Opportunismuspotenzialen und zur Erhöhung von Transparenz statt. Auch damit gehen jedoch Kosten, in diesem Fall für die Etablierung und Nutzung von Standards, einher.

AUSGESTALTUNGSFRAGEN SPEZIELL BEI ZENTRALEN VORGABEN FÜR DEZENTRALE ÖFFENTLICHE VERTRIEBE

Im Fall dezentraler monopolistischer Stromvertriebe dient eine externe Regulierung nicht wie bei privater Eigentümerschaft in Abschnitt 4.1.1.1.1.2 dem Zweck, ein allgemein verbraucherfreundliches Handeln bei den Vertrieben herbeizuführen, da diese durch die öffentliche Eigentümerschaft bereits das Ziel der Konsumentenorientierung mit langfristiger Effizienz vorgegeben bekommen haben. Aufgrund der öffentlichen Ausrichtung der dezentralen monopolistischen Vertriebe kann eine externe Regulierung hier einen geringeren Umfang aufweisen als bei einem privaten gewinnorientierten Vertrieb. Eine externe Regulierung kann dennoch aus oben genannten Gründen sinnvoll sein, insb. aufgrund von möglicherweise zu hebenden Größeneffekten, zur Begrenzung von lokalem Opportunismus sowie zur Überwachung der Steuerung durch die Gebietskörperschaften im Rahmen eines Systems von „Checks and Balances“.

Die zentralen Vorgaben zielen hier weniger auf die grundsätzliche Zielsetzung des Unternehmens ab, die durch die öffentliche Eigentümerschaft bereits vorgegeben ist, sondern auf die konkrete Ausgestaltung und Steuerung des Verhaltens in einzelnen Leistungsbereichen. Daher bietet sich für die externe Regulierung der öffentlichen Gebietsmonopolisten ein Monitoring mit konkreten Vorgaben für einzelne Leistungsbereiche an. Dabei könnte es sich beispielsweise um Vorgaben bzgl. der Tarifgestaltung handeln, bei denen durch den zentralen Regulierer Standardendkundenverträge vorgegeben werden. Gründe dafür könnten sein, dass zentrales Wissen genutzt werden kann, welches z. B. aus dem Wissen über Probleme mit der Vertragsgestaltung bei anderen Vertrieben stammt. Durch die zentrale Durchführung dieser Aufgabe, also die zentrale Ausarbeitung von Standardverträgen, können zudem Größeneffekte realisiert werden. Weiterhin kann so die Kompatibilität mit anderen Institutionen wie Gerichten erhöht bzw. die Interaktion vereinfacht werden. Mit derselben Begründung können auch einzelne konkrete Vorgaben gemacht werden, beispielsweise wie Preisanpassungen erfolgen dürfen, zur Abrechnungshäufigkeit oder welche Zahlungsmethoden angeboten werden müssen. Auch zum Kundenmanagement und der Abrechnung kann der zentrale Regulierer Vorgaben machen, beispielsweise wie die Rechnung an die Endkunden aufgebaut sein und welche Informationen sie enthalten muss.

Bezüglich der Regulierung im Mehrebenensystem, also des Verhältnisses zwischen der zentralen Ebene der Öffentlichen Hand, die reguliert, und der dezentralen Ebene der Öffentlichen Hand, die jeweils Eigentümerin der dezentralen Vertriebe ist, sind hier keine besonderen Probleme zu erwarten. Heterogenität spielt im hier betrachteten Annahmenset vermutlich keine große Rolle, da angenommen wird, dass die Endkunden einheitliche Präferenzen haben. Die dezentralen Gebiete können sich jedoch in ihrer Größe bzw. der Anzahl der Endkunden unterscheiden. Verwobenheit zwischen den Gebieten besteht bei den Kernaufgaben von Vertrieben tendenziell nicht. Die Vertriebe sind ggf. über die zusätzlichen Aufgaben Prognose und Bilanzierung miteinander verbunden, die hier jedoch, wie in Abschnitt 4.1.1.1.1.1.4 dargestellt, nicht Teil der Betrachtung sind. Bei Stromvertrieben ist die Besonderheit, dass von einer reinen Nutzerfinanzierung ausgegangen wird, sich also nicht die Frage stellt, ob die zentrale oder die dezentrale Ebene oder beide gemeinsam die Finanzierung übernehmen

und wie bzw. durch wen die Mittel erhoben werden. Dadurch sind die Möglichkeiten der Etablierung von Anreizen durch Übertragung von Risiken an die dezentrale Ebene begrenzt.

Auch bei Vertrieben in öffentlicher Eigentümerschaft kann es im Zusammenhang mit einer externen Regulierung zu Fehlanreizen kommen sowie zu Koordinationsproblemen zwischen der Unternehmenssteuerung durch die Eigentümer und der externen Regulierung. Commitmentprobleme spielen hier allerdings vermutlich eine weniger wichtige Rolle. Wie oben bereits angesprochen kann zwar davon ausgegangen werden, dass der Regulierer über umfangreiches Inputwissen in den meisten Bereichen verfügt, bzgl. der Präferenzen der Nachfrager ist jedoch davon auszugehen, dass die Vertriebe über mehr Wissen verfügen, da sie in direktem Kontakt mit den Nachfragern stehen. Aus diesem Grund wäre es ggf. sinnvoll, wenn der zentrale Regulierer den Vertrieben an dieser Stelle Handlungsspielraum lässt, um dieses Wissen zu nutzen. Die beschriebenen Informationsasymmetrien erschweren aber evtl. auch die Regulierung. Allerdings kann angenommen werden, dass die öffentlichen Vertriebe Informationsasymmetrien oder Fehlanreize bei der Regulierung nicht zulasten der Konsumenten ausnutzen würden, da sie selbst entsprechend einem konsumentenwohlorientierten Zielsystem agieren.

Im Vergleich zum vorangegangenen Abschnitt, wo nur ein zentraler Vertrieb angenommen wurde, kann der Regulierer hier bei der Vergütungshöhenfestsetzung[189] oder bei der Ausgestaltung von Vorgaben den Vergleich zwischen den verschiedenen Gebietsmonopolisten nutzen. Neben der Ausgestaltung der externen Regulierung wirkt es sich auch auf die Eignung dieser Modellausgestaltungsvariante aus, wie gut die externe Regulierung und die interne Steuerung durch die Gebietskörperschaften miteinander korrespondieren.

Es ist davon auszugehen, dass sich im Falle mehrerer dezentraler öffentlicher Vertriebe eine externe Regulierung in Verbindung mit einer internen Steuerung durch die Gebietskörperschaften gut umsetzen lässt. Eine zentrale Regulierung lässt sich vermutlich gut etablieren, da das entsprechende Wissen überwiegend beim Regulierer vorhanden ist, sodass in gewissem Umfang Größeneffekte gehoben und lokaler Opportunismus begrenzt werden kann. Tendenziell können hier jedoch weniger Größeneffekte realisiert werden, als in der Variante mit einem zentralen Vertrieb, da es vermutlich Fixkosten bei Vertrieben gibt, die weitgehend unabhängig von der Anzahl der Endkunden sind. Beim Risikomanagement gibt es in den Teilgebieten eine geringere Durchmischung, weshalb dieses für dezentrale Vertriebe schwieriger umzusetzen ist als für einen zentralen monopolistischen Akteur. Wie an verschiedenen Stellen dargestellt wurde, ist im CRM-Umsetzungswettbewerb allerdings generell von einem geringen Ausmaß an Preisschwankungen auszugehen, was das Risikomanagement durch Vertriebe aus Endkundensicht weniger wichtig macht bzw. für die Vertriebe vereinfacht; darüber hinaus besteht bei öffentlichen Vertrieben institutionell eine größere Möglichkeit, Strombeschaffungskosten zeitlich geglättet und kostenorientiert an die Endkunden weiterzugeben, da weder Wettbewerbsdruck noch Gewinnanforderungen einer solchen Anpassung entgegenstehen.

[189] Wobei hier durch die öffentliche Ausrichtung tendenziell davon ausgegangen wird, dass Spielräume nicht unbedingt ausgenutzt werden, sondern, sofern dies möglich ist, der Endkundenpreis gesenkt wird.

4.1.1.1.2.2 Analyse unter der Annahme des Vorliegens privater Eigentümerschaft sowie einer externen Regulierung mit zentralen Vorgaben

Bei der zweiten hier betrachteten Variante mit dezentralen monopolistischen Vertrieben wird angenommen, dass es sich dabei ausschließlich um private Teilgebietsmonopolisten handelt, die reguliert werden und im Rahmen dessen zentrale Vorgaben erhalten. Die Annahmen bzgl. privater Eigentümerschaft sind ebenso wie in der Variante mit einem zentralen privaten Vertrieb in Abschnitt 4.1.1.1.1.2. Bei privaten Akteuren wird davon ausgegangen, dass diese nur das Ziel der Gewinnerzielung verfolgen und eine Gewinnmaximierung anstreben. Konsumenteninteressen werden daher lediglich im Rahmen einer Regulierung berücksichtigt. Die privaten Unternehmen optimieren im Rahmen der vorgegebenen Regulierung mit Blick auf ihre einzelwirtschaftlichen Ziele. Die Annahmen, dass die Endkundenpräferenzen einheitlich sind und dass es je Gebiet nur einen einheitlichen Tarif gibt, werden auch hier beibehalten.

Anders als im vorangegangenen Abschnitt müssen die Vertriebsgebiete hier nicht unbedingt mit den Gebieten der dezentralen Ebene der Öffentlichen Hand übereinstimmen. Aus diesem Grund wird hier davon ausgegangen, dass die Regulierung und die zentralen Vorgaben nur durch die zentrale Ebene der Öffentlichen Hand erfolgen und somit hier keine Effekte des Mehrebenensystems berücksichtigt werden müssen.

Die Regulierung ist sowohl auf das Ziel ausgerichtet, angemessene Konsumentenpreise zu erreichen, als auch eine Konsumentenorientierung bezogen auf Transaktionskosten der Konsumenten und Berücksichtigung ihrer Präferenzen herbeizuführen. Zudem können durch die zentrale Regulierung aufgrund der damit einhergehenden Zentralisierung von Aufgaben Größeneffekte in Bezug auf Wissensmanagement beim Regulierer auftreten sowie generell eine Kostenreduktion bei der Generierung und Bereitstellung von Wissen. Weiterhin kann es indirekte Netzwerkeffekte durch (Regelungs-)Standards geben. Außerdem könnte das Ziel der Regulierung auch sein, die Gegebenheiten in den verschiedenen Gebieten zu vereinheitlichen, um für Endkunden Wechsel zwischen den Gebieten bei Umzügen zu erleichtern.

Insgesamt kann die Regulierung hier ähnlich erfolgen, wie im Fall mit einem zentralen privaten Vertrieb, nur, dass der Regulierer hier mehrere private Teilgebietsmonopolisten reguliert. Dies kann einerseits den Vorteil haben, dass er die verschiedenen Vertriebe miteinander vergleichen kann, beispielsweise bei der Vergütungshöhenfestsetzung oder auch im Hinblick auf weitere Ausgestaltungsaspekte der Regulierung. Andererseits geht damit, dass mehreren Vertrieben Vorgaben gemacht und ihre Aktivitäten beobachtet bzw. die Ergebnisse ihres Handelns bewertet werden müssen, evtl. ein höherer Aufwand und somit höhere Kosten der Regulierung einher. In Abschnitt 4.1.1.1.1.2 wurde eine Monitoringregulierung als vorzugswürdige Ausgestaltungsform der Regulierung identifiziert, da davon ausgegangen werden kann, dass der Regulierer weitgehend über das dafür benötigte Output- und Inputwissen verfügt. Im Folgenden wird geprüft, ob die Wahl dieser Ausgestaltungsform auch in der geänderten Ausgangslage des hier betrachteten Annahmensets Bestand hat.

Die Voraussetzungen für die Anwendung einer TOTEX-Anreizregulierung sind in dem hier betrachteten Annahmenset mit dezentralen monopolistischen Vertrieben besser als im Fall mit einem zentralen monopolistischen Vertrieb, da bei der Vergütungshöhenfestsetzung der Rückgriff auf Kosten

verschiedener Unternehmen möglich ist, wobei sich der Vergleich aufgrund der geringen Assetintensität von Vertrieben primär auf laufende Betriebs- und Beschaffungskosten bezieht. Somit wird für die TOTEX-Anreizregulierung vom Regulierer tendenziell kein Inputwissen benötigt. Bei einer differenzierten Anreizsetzung könnte hier nicht nur bei der Vergütungshöhenfestsetzung, sondern auch bei den Outputvorgaben auf Vergleiche zwischen den verschiedenen Vertrieben zurückgegriffen werden, beispielsweise bei der Vorgabe einer maximalen Beschwerdequote oder Abrechnungsgeschwindigkeit.

Für eine Monitoringregulierung muss der Regulierer, wie oben beschrieben, zusätzlich zum Outputwissen über umfangreiches Inputwissen verfügen, um die Aktivitäten des Unternehmens beobachten und beurteilen zu können sowie um im Vorfeld detaillierte Vorgaben machen zu können. Da die hier getroffenen Annahmen abgesehen von jenen über die Anzahl der monopolistischen Vertriebe nicht von jenen in Abschnitt 4.1.1.1.1.2 abweichen, wird hier von dem gleichen Wissensstand des Regulierers ausgegangen, wie oben. Ist dieser ausreichend hoch, so bietet sich auch hier eine Monitoringregulierung an, da den Vertrieben somit Vorgaben bzgl. verschiedener Aspekte der Konsumentenorientierung gemacht werden können. In dem Fall, dass der Regulierer über umfangreiches Inputwissen verfügt, ist auch hier die (differenzierte) Monitoringregulierung vorzugswürdig. Falls er nicht über ausreichend Inputwissen verfügt, ist dies in dem hier betrachteten Annahmenset weniger problematisch als in der Variante mit einem zentralen monopolistischen Vertrieb, da in diesem Fall auf eine TOTEX-Anreizregulierung zurückgegriffen werden kann, bei der Inputwissen (bzw. insb. Kostenwissen) für die Vergütungshöhenfestsetzung nicht zwingend benötigt wird, da ein Vergleich verschiedener Unternehmen möglich ist. Es ist deshalb anzunehmen, dass eine sinnvolle Regulierung, abhängig vom Wissensstand des Regulierers, möglich ist.

Ebenso wie in der Ausgestaltungsvariante mit dezentralen monopolistischen Vertrieben in öffentlicher Eigentümerschaft können auch hier bei den Vertrieben tendenziell weniger Größeneffekte realisiert werden, als in der Variante mit einem zentralen Vertrieb, da es Fixkosten bei Vertrieben gibt, die weitgehend unabhängig von der Anzahl der Endkunden sind. In welchem Maße dies der Fall ist hängt insb. davon ab, wie umfangreich die zentralen Vorgaben sind, welche die Vertriebe erhalten, da sich durch die Bündelung von Aufgaben beim Regulierer und somit die teilweise Zentralisierung des Wissens auch wiederum Größeneffekte ergeben können. Beim Risikomanagement gibt es in den Teilgebieten eine geringere Durchmischung, weshalb diese für dezentrale Vertriebe schwieriger ist als für einen zentralen monopolistischen Akteur.

4.1.1.1.2.3 Analyse unter der Annahme der Existenz sowohl öffentlicher als auch privater Gebietsmonopolisten und zentraler Vorgaben

Im Falle von sowohl öffentlichen als auch privaten Gebietsmonopolisten stellt sich die Frage, ob eine einheitliche Regulierung bzw. einheitliche zentrale Vorgaben für beide Gruppen erfolgen sollten, oder ob hinsichtlich der Eigentümerschaft differenziert werden sollte, sowie wie umfangreich die Regulierung bzw. die zentralen Vorgaben sein sollten. Auch in den vorangegangenen beiden Abschnitten wurde jeweils angenommen, dass die Vertriebe zentrale Vorgaben bzgl. bestimmter Aufgaben oder Outputs erhalten. Im Falle von privaten dezentralen Vertrieben muss zusätzlich durch eine externe Regulierung ein Verhalten der Vertriebe entsprechend des Zielsystems vorgegeben bzw. angereizt werden,

wohingegen die öffentlichen Vertriebe die Vorgabe ihres Zielsystems durch die Gebietskörperschaften als öffentlichen Eigentümern erhalten.

Für den Fall, dass beide Gruppen gleichbehandelt werden sollen, müssen die zentralen Vorgaben so umfangreich sein, wie es für Vertriebe in privater Eigentümerschaft angemessen ist. Bei den öffentlichen Vertrieben ist dann darauf zu achten, dass die externe Regulierung mit der internen Steuerung durch die Gebietskörperschaften korrespondiert, was evtl. zu Problemen führen kann. Wird hingegen eine Regeldifferenzierung zwischen beiden Gruppen gewählt, so könnte es entweder eine klare Differenzierung zwischen privaten und öffentlichen Vertrieben geben, die dann grundsätzlich unterschiedlich behandelt werden. Alternativ könnte es weniger umfangreiche zentrale Vorgaben geben, die für alle Vertriebe unabhängig von ihrer Eigentümerschaft gelten und darüber hinaus eine zusätzliche weitreichendere Regulierung für private Vertriebe.

Dass der zentrale Regulierer beide Varianten der Eigentümerschaft vergleichen kann, hat evtl. Vorteile, insb. bei der Vergütungshöhenfestsetzung: da öffentliche Vertriebe aufgrund der ihnen vorgegebenen Ausrichtung den vorhandenen Spielraum bei der Setzung der Endkundenpreise nicht ausnutzen und bei der Vergütungshöhenfestsetzung für die privaten Vertriebe auch Daten öffentlicher Vertriebe herangezogen werden können, könnte der Sicherheitsaufschlag bzw. generell die vorgegebene Vergütungshöhe im Falle einer TOTEX-Anreizregulierung evtl. geringer ausfallen, als bei ausschließlich privaten dezentralen Vertrieben. Auch für eine Monitoringregulierung ist die Möglichkeit des Vergleichs hilfreich.

4.1.1.1.2.4 Fazit

Generell wird hier bei den dezentralen Modellen angenommen, dass die Vertriebe zentrale Vorgaben erhalten, was bei dezentralen öffentlichen Vertrieben dazu führt, dass auch sie neben der internen Steuerung durch die Gebietskörperschaften extern reguliert werden. Die externe Regulierung kann im Modell mit ausschließlich öffentlichen dezentralen Vertrieben vermutlich weniger umfangreich sein als im Fall mit ausschließlich privaten Vertrieben und evtl. auch als im Fall mit sowohl öffentlichen als auch privaten (was von der dortigen Ausgestaltung abhängt). Dies liegt daran, dass öffentlichen dezentralen Vertrieben das Ziel der Konsumentenorientierung und der langfristigen Effizienz nicht erst durch die externe Regulierung vorgegeben werden muss, sondern dass dies bereits durch die Gebietskörperschaften als Eigentümer geschieht.

Im Fall von sowohl öffentlichen als auch privaten dezentralen Vertrieben hängt die Ausgestaltung der externen Regulierung entscheidend davon ab, ob die zentralen Vorgaben gleichermaßen für private und öffentliche Vertriebe gelten sollen, oder ob zwei unterschiedliche Regulierungen je nach Eigentümerschaft erfolgen. Falls es eine einheitliche Regulierung geben soll, muss diese sich sowohl daran orientieren, dass das Ziel der Konsumentenorientierung und langfristigen Effizienz auch bei privaten Vertrieben erreicht wird, als auch daran, dass bei öffentlichen Vertrieben die externe Regulierung mit der internen Steuerung durch die Gebietskörperschaften korrespondieren muss.

Im Falle mehrerer dezentraler Vertriebe müssen eine Vielzahl an Unternehmen reguliert werden, was einerseits vermutlich zu höheren Regulierungskosten führt als im Fall mit einem zentralen monopolistischen privaten Vertrieb. Andererseits bietet diese Konstellation die Möglichkeit, dass der

Regulierer verschiedene Vertriebe oder, im Falle sowohl privater als auch öffentlicher Vertriebe, auch verschiedene Organisationsformen miteinander vergleichen kann. Da insgesamt in diesem Abschnitt einheitliche Endkundenpräferenzen angenommen wurden, profitieren die Kunden jedoch auch nicht von dem dezentraleren Angebot in dem Sinne, dass ein dezentraler Vertrieb besser auf ihre, sich zwischen den Gebieten ggf. unterscheidenden, Präferenzen eingehen könnte.

4.1.1.1.3 Fazit

Bei der Betrachtung der zentralen monopolistischen Varianten wurde gezeigt, dass die Regulierung eines privaten zentralen Vertriebs zwar möglich ist, sich die Aspekte der Konsumentenorientierung allerdings schwer kontrahieren lassen, zumal der Regulierer vermutlich über weniger Wissen bzgl. der Nachfragerpräferenzen verfügt als der direkt mit den Nachfragern in Kontakt stehende Vertrieb. Außerdem fallen durch die Regulierung Kosten an und es kommt gesamtsystemisch betrachtet zu Ineffizienzen, beispielsweise da Wissen doppelt aufgebaut werden muss. Weiterhin kann es zu Problemen bei der Vergütungshöhenfestsetzung kommen, wenn der Regulierer nicht umfangreich über Kostenwissen verfügt. Bei der Variante mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb wurde hingegen angenommen, dass es keine externe Regulierung gibt, bzw. könnte diese, falls es sie gäbe, deutlich geringer ausfallen als bei privater Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs, da das übergeordnete Zielsystem bereits durch die öffentliche Eigentümerschaft vorgegeben wird. Dadurch fallen die gesamtsystemischen Kosten bei einer öffentlichen Eigentümerschaft geringer aus als bei einer privaten Eigentümerschaft mit umfangreicher Regulierung. Hinzu kommt, dass bei einem zentralen öffentlichen Vertrieb auch die Kosten der Strombeschaffung als zentralem Kostenblock transparent erfasst und ohne zusätzliche Risikoaufschläge kostenorientiert an die Endkunden weitergegeben werden können. Generelle Aussagen über die interne Effizienz öffentlicher im Vergleich zu privater Eigentümerschaft lassen sich kaum treffen. Da bei der hier betrachteten monopolistischen Variante jedoch keine wettbewerbsstrategischen Steuerungsaufgaben anfallen und zudem davon ausgegangen werden kann, dass die Öffentliche Hand aufgrund ihrer Bereitstellungsverantwortung über viel Wissen im Bereich des Stromsektors verfügt, ist davon auszugehen, dass die Steuerung durch die Öffentliche Hand keine Effizienznachteile aufweist.

Beim Vergleich von dezentralen mit zentralen Modellen ist generell zu beachten, dass es vermutlich Größeneffekte durch einen großen zentralen Vertrieb im Vergleich zu mehreren kleineren dezentralen Vertrieben gibt, da es Fixkosten und sprungfixe Kosten bei Vertrieben gibt, die weitgehend unabhängig von der Anzahl der belieferten Kunden entstehen und bei dezentralen Modellen bei allen Vertrieben anfallen. Weiterhin geht die Regulierung von vielen Vertrieben mit einem höheren Regulierungsaufwand einher und führt somit zu höheren Kosten als die Regulierung von nur einem zentralen privaten Vertrieb. Bei einem zentralen öffentlichen Vertrieb kann auf eine externe Regulierung ggf. sogar ganz verzichtet werden. Es kann also insgesamt davon ausgegangen werden, dass es effizienter ist, wenn es einen zentralen Vertrieb und nicht mehrere dezentrale Vertriebe gibt.

Vorzugswürdig ist bei der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb daher, wie gezeigt wurde, ein zentraler öffentlicher Vertrieb. Im Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb ist jedoch davon auszugehen, dass auch die anderen Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität nicht negativ beeinflussen würden, da

Vertrieben im CRM-Umsetzungswettbewerb keine wichtige Rolle bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zukommt. Auch für die Endkunden wären höchstens geringfügig schlechtere Ergebnisse durch eine andere Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb zu erwarten, zu denen es ggf. kommen könnte, wenn sich die Orientierung an den Endkundenpräferenzen bei einer Regulierung nicht gut kontrahieren ließen. Eine grundsätzlich kundenfreundliche Ausgestaltung der Tarife des bzw. der Vertriebe würde aber in jedem Fall durch eine Regulierung herbeigeführt werden können.

Für den Abschnitt 4.1.1.1 wurden teilweise sehr restriktive Annahmen getroffen, wie beispielsweise die Annahme einheitlicher Endkundenpräferenzen, die dazu führt, dass nicht von positiven Effekten dezentraler Vertriebe im Hinblick auf die bessere Berücksichtigung lokal unterschiedlicher Endkundenpräferenzen ausgegangen werden kann. Nachdem im folgenden Abschnitt die Ausgestaltungsvariante mit einem liberalen Endkundenmarkt, ebenso wie in Kapitel 3 durchgängig angenommen, betrachtet wird, findet in Abschnitt 4.1.1.3 nochmal eine Betrachtung ohne Endkundenwettbewerb statt, in der analysiert wird, welche positiven Erkenntnisse aus der Variante mit liberalem Endkundenmarkt übertragen werden können und wo es deshalb deutlich weniger restriktive Annahmen gibt.

4.1.1.2 Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt

Für die vorliegende Untersuchung ist nun entscheidend, wie sich die Beurteilung ändert, wenn es einen liberalen Endkundenmarkt gibt, also eine Vielzahl an Stromvertrieben existieren und Verbraucher ihren Vertrieb relativ kurzfristig wechseln können. Dabei wird zunächst angenommen, dass es sich bei den Stromvertrieben ausschließlich um private Unternehmen handelt. Ausgestaltungsvarianten, in denen es in einem liberalen Endkundenmarkt sowohl öffentliche als auch private Vertriebe gibt, werden hingegen erst innerhalb des Abschnitts 4.1.1.4 untersucht.

In Kapitel 3 wurde für alle Modellausgestaltungsvarianten ein liberaler Endkundenmarkt angenommen und dieser als ein entscheidender Aspekt identifiziert, weshalb langfristige Verträge zwischen Erzeugern und Vertrieben nicht bis hin zu den Endkunden abgesichert werden können. Im hier betrachteten Annahmenset mit einem CRM-Umsetzungswettbewerb stellt dies, wie ebenfalls bereits in Kapitel 3 gezeigt wurde, jedoch kein erhebliches Problem dar, da die Bereitstellung von Erzeugungskapazität ohnehin zentral erfolgt.[190] Darauf aufbauend stellt sich nun aber die Frage, ob der liberale Endkundenwettbewerb evtl. Vorteile für die Kunden bietet. So wird in der Literatur u. a. vertreten, dass Vertriebswettbewerb die vorzugswürdige Organisationsform für den Endkundenstrommarkt sei, da dadurch die Entwicklung neuer Produkte und Serviceleistungen angeregt würde, welche die Präferenzen der Endkunden besser träfen, Kunden dazu angeregt würden, sich besser über den Strommarkt zu informieren und schneller zum effizientesten Anbieter zu wechseln sowie der Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt dadurch gefördert würde.[191] Dass viele Länder in den

[190] Siehe Abschnitt 3.2.2.3.

[191] Vgl. beispielsweise LITTLECHILD (2002, S. 11 f.).

vergangenen Jahren bzw. Jahrzehnten eine Liberalisierung ihres Strommarktes vorgenommen haben legt nahe, dass diese Annahme weit verbreitet ist.[192]

Vereinfachend wird zunächst in Abschnitt 4.1.1.2.1 die Annahme getroffen, dass Vertriebe nur kurzfristig am Spotmarkt Strom kaufen. Im Anschluss werden Modifikationen betrachtet, in denen diese Annahme aufgehoben und geprüft wird, ob Vertriebe dann langfristiger beschaffen oder unterschiedliche Strommixe anbieten können und welchen Einfluss dies auf die Erzeugungsseite hat.[193] Bei der Untersuchung unter der Annahme, dass Vertriebe nur am Spotmarkt beschaffen, wird zuerst eine Konstellation beschrieben, in welcher die Vertriebe ihre Strategie frei wählen können. Anschließend wird die Rationalität für mögliche Gegenmaßnahmen erläutert und es werden verschiedene Maßnahmen vorgestellt, welche die Strategiewahl der Vertriebe einschränken, dadurch jedoch die Position der Nachfrager stärken können. Abweichend vom vorangegangenen Abschnitt 4.1.1.1 wird nun und auch im weiteren Verlauf der Untersuchung angenommen, dass die Endkunden unterschiedliche Präferenzen haben und Vertriebe weitere Aufgaben als die Vertriebsbasisfunktionen übernehmen sowie Tarife anbieten können, die über einen Basistarif hinausgehen.

4.1.1.2.1 Analysen unter der Annahme, dass Vertriebe Strom ausschließlich am Spotmarkt beschaffen

In diesem Abschnitt wird angenommen, dass die Vertriebe keine langfristigen Verträge mit Erzeugern abschließen, sondern ausschließlich kurzfristig am Spotmarkt beschaffen. Diese Annahme basiert auf Erkenntnissen aus Kapitel 3 und dient dazu, die Schnittstelle zu den Endkunden zunächst losgelöst von den Auswirkungen auf die Erzeugungsseite zu untersuchen.

4.1.1.2.1.1 Grundvariante ohne „Gegenmaßnahmen“

4.1.1.2.1.1.1 Vorliegende Konstellation

Im Gegensatz zur Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb wird hier angenommen, dass es eine große Anzahl privater und miteinander im Wettbewerb stehender Vertriebe gibt, zwischen denen sich die Endkunden entscheiden müssen. Wie bereits oben dargestellt wird bei privaten Akteuren davon ausgegangen, dass diese nur das Ziel der Gewinnerzielung verfolgen, eine Gewinnmaximierung anstreben und daher eher kurzfristorientiert agieren. Die privaten Unternehmen optimieren im Rahmen der vorgegebenen Regulierung mit Blick auf ihre einzelwirtschaftlichen Ziele.

Bei Strom handelt es sich um ein Kontraktgut, da sich an den Vertragsschluss eine lange ex post-Phase anschließt. Die Nachfrager müssen sich also für einen gewissen Zeitraum für einen Vertrieb entscheiden, mit dem sie einen langfristigen Vertrag gebündelt über alle Vertriebsleistungen schließen. Dabei ist jedoch, wie in Kapitel 2 dargestellt, nur eine begrenzte Spezifikation der Leistung in Verträgen möglich, weshalb Verträge immer unvollständig sind.[194] In der Anbahnungsphase vor Vertragsschluss

[192] Vgl. die Fallstudien zu Norwegen und Großbritannien in den Abschnitten 5.1 und 5.2.

[193] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.2.

[194] Dies liegt daran, dass die Kosten vollständiger Verträge, falls ihre Erstellung überhaupt möglich wäre, ihren Nutzen übersteigen würden. Grundsätzlich geht die fehlende Überprüfbarkeit von Handlungen durch

entstehen Suchkosten, die u. a. von der Anzahl von Anbietern abhängen.[195] Zwar handelt es sich bei Strom um ein homogenes Gut, das sich nicht in Abhängigkeit vom gewählten Vertrieb in der Qualität unterscheiden kann; es kann jedoch unterschiedliche Tarife geben, zu denen Strom verkauft wird. Möglich sind hierbei sowohl Preis- als auch Produktdifferenzierung, wobei letzteres beispielsweise durch eine Bündelung mit anderen Gütern oder Leistungen möglich ist.[196] Für die Endkunden ist es zwar nicht unbedingt im Vorhinein, jedoch zumindest nach Vertragsschluss bzw. während der Vertragslaufzeit möglich, die Qualität des Angebots zu beurteilen, weshalb es sich bei Stromtarifen um ein Erfahrungsgut handelt.

In der Grundvariante ohne Gegenmaßnahmen wird keine Regulierung oder zentrale Vorgaben angenommen, durch welche die Vertriebe in ihrer Strategiewahl eingeschränkt werden und durch welche die Beachtung von Konsumenteninteressen sichergestellt werden würde. Die privaten und im Wettbewerb stehenden Vertriebe übernehmen die Aufgaben Tarifgestaltung, Strombeschaffung, Kundenmanagement sowie Abrechnung, die zusammen die Vertriebsbasisfunktionen darstellen.[197] Von deutlich höherer Bedeutung als in der zuvor betrachteten Ausgestaltung ist dabei die Aufgabe Information bzw. Werbung, da die Vertriebe die Endkunden über den von ihnen angebotenen Tarif bzw. die verschiedenen angebotenen Tarife informieren müssen. In der Grundvariante wird die Annahme getroffen, dass es keine Zentralisierung von Aufgaben durch Akteure gibt, sondern alle Vertriebe die Vertriebsaufgaben selbst übernehmen oder Unternehmen damit beauftragen, die dann jedoch nicht gleichzeitig auch für andere Vertriebe tätig sind. Anders als bei der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb wird hier nicht mehr angenommen, dass es einheitliche Endkundenpräferenzen gibt und dass es deshalb nur einen einheitlichen Tarif gibt, sondern die Vertriebe können jeweils einen oder mehrere unterschiedliche Tarife anbieten. Außer über unterschiedliche Tarife können sich die Vertriebe über ihre Interaktion mit den Endkunden bei der Abrechnung, im Kundenmanagement sowie bei der Kundeninformation unterscheiden. In der Ausgestaltungsvariante mit liberalem Endkundenmarkt entstehen den im Wettbewerb stehenden Vertrieben durch Marketing, der Abwicklung von Wechselprozessen sowie durch das Management des Risikos, dass Kunden zu anderen Vertrieben wechseln, zusätzliche Kosten.[198] Aus Endkundensicht ist das Angebot unterschiedlicher Tarife, bei denen über den reinen Weiterverkauf von Strom vom Großhandelsmarkt hinaus weitere Leistungen angeboten werden, daher nur dann sinnvoll, wenn diese zusätzlichen Leistungen zu einem höheren Nutzen bei den Endkunden führen und dadurch ggf. höhere Preise im Vergleich zum Großhandelsmarkt gerechtfertigt sind.[199]

Außenstehende, wie z. B. durch Gerichte, mit Problemen bei der Durchsetzbarkeit von vertraglichen Vereinbarungen einher.

[195] Siehe zu den Transaktionsphasen Abschnitt 4.1.1.1.1.1. Die hohen Suchkosten in der Anbahnungsphase im liberalen Endkundenmarkt führen sowohl beim ersten Vertragsschluss als auch bei Wechseln zu hohen Transaktionskosten bei den Kunden und können sogar Wechselhindernisse darstellen, die Kunden davon abhalten, sich einen neuen Tarif zu suchen, der günstiger ist oder aus anderen Gründen besser zu ihren Präferenzen passt.

[196] Siehe zu Grundlagen der Preis- und Produktdifferenzierung Abschnitt 2.1.2.

[197] Siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.1.

[198] Vgl. JOSKOW (2008, S. 32) und MOREY / KIRSCH (2016, S. 49).

[199] Vgl. JOSKOW (2000, S. 17).

4.1.1.2.1.1.2 Gewinnmaximierende Strategie für Unternehmen

Aufgrund des anteilig geringen Umsatzes, den ein einzelner Kunde für einen Vertrieb bedeutet, kann davon ausgegangen werden, dass die Vertriebe ihren Tarif bzw. ihre Tarife unabhängig von einzelnen Kunden vordefinieren und auch die Preise unabhängig von einzelnen Kunden festlegen. Sie bieten also Produkte an, welche die Endkunden zu bestimmten Preisen kaufen können, die aber nicht erst in Abstimmung mit den einzelnen Kunden definiert werden. Für die Vertriebe entstehen somit hinsichtlich der Vertragsgestaltung keine zusätzlichen Kosten durch weitere Endkunden. Hingegen können beim Vertragsschluss und danach je Kunde weitere Kosten entstehen, beispielsweise durch eine Liquiditätsprüfung, sowie durch Kundenmanagement und Abrechnung. Kosten für die Information von Kunden lassen sich teilweise einzelnen Kunden zuordnen und können somit mit der Anzahl an Kunden steigen, beispielsweise wenn es sich um persönliche Gespräche zur Vertragsanbahnung oder im Verlauf des Vertrages handelt. Teilweise werden Informationen jedoch öffentlich bereitgestellt, wodurch die Kosten nicht klar bestehenden oder zukünftigen Kunden zugerechnet werden können.

GRUNDSÄTZLICHE MÖGLICHKEITEN BEI DER TARIFGESTALTUNG

Bei der Tarifgestaltung sind durch Vertriebe generell eine Vielzahl von Entscheidungen zu treffen. Zwar ist dies in jeder Ausgestaltungsvariante der Fall. Ein Überblick über die verschiedenen Optionen wird jedoch erst hier gegeben und nicht bereits in Abschnitt 4.1.1.1, da erst ab diesem Abschnitt verschiedene Endkundenpräferenzen angenommen werden und viele der getroffenen Entscheidungen besonders für im Wettbewerb stehende Vertriebe relevant sind.

Bezüglich der Preisstruktur kann entweder ein Preis je Verbrauchseinheit berechnet oder ein Flatratepreis unabhängig von der verbrauchten Menge festgelegt werden. Hierbei handelt es sich um Einpreistarife. Zudem kann es Zwischenlösungen geben, bei denen es sowohl einen Preis je Verbrauchseinheit und zusätzlich eine feste Grundgebühr gibt. Diese werden aufgrund der verschiedenen Preiskomponenten als Zweipreistarife bezeichnet.[200] Bei der Wahl der Preisstruktur ist zu berücksichtigen, dass eine Bepreisung unabhängig von der Verbrauchsmenge nicht sinnvoll ist, wenn generell ein sparsamer Umgang mit Strom angestrebt wird. Zudem wird bei einer verbrauchsunabhängigen Bepreisung das Risiko des Mehrverbrauchs komplett auf den Vertrieb übertragen, der sich evtl. mit einer Risikoprämie absichern muss.[201]

Falls ausschließlich oder zusätzlich zu einer Grundgebühr ein Preis je Verbrauchseinheit berechnet wird, so muss dieser durch den Vertrieb entweder für einen gewissen Zeitraum festgelegt werden oder die Abrechnung muss im Nachhinein auf Basis der durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise im Bezugszeitraum erfolgen; dies folgt aus der Annahme, dass bei den Endkunden überwiegend mechanische Zähler vorhanden sind, die wegen des hohen Aufwandes dabei nur in längeren Intervallen abgelesen werden können. Falls Preise ex ante festgelegt werden, muss der Vertrieb über Preisstruktur und Preishöhe entscheiden, sowie darüber, für welchen Zeitraum die Festlegung erfolgt und unter welchen Bedingungen die Preise angepasst werden können. Die Berechnung des Arbeitspreises erfolgt

[200] Vgl. GEORG (2019, S. 23).
[201] Vgl. AMELUNG (2020, S. 7).

dabei auf Basis von Prognosen über den zukünftigen Großhandelsstrompreis sowie weiterer (Risiko-)Kosten.

Der Preis je Verbrauchseinheit, der Flatratepreis oder die Grundgebühr können entweder für die gesamte Vertragslaufzeit bzw. einen längeren zuvor festgelegten Zeitraum fix sein, es kann vordefinierte Anpassungen geben oder der Preis kann unter bestimmten Umständen vom Vertrieb geändert werden. Mögliche Regelungen für Preisanpassungen bestehen zum einen darin, dass Anpassungen des Preisniveaus durch den Vertrieb mit einem gewissen Vorlauf (und evtl. mit damit verbundenen Mitteilungspflichten) vorgenommen werden können. Zum anderen besteht die Möglichkeit, dass der Tarif von vornherein so angelegt ist, dass sich der Preis in Abhängigkeit von zuvor festgelegten Ereignissen ändert.[202] Weiterhin kann unterschieden werden, ob der gleiche Preis je kWh für die gesamte nachgefragte Menge gilt, oder ob ein Blocktarif vereinbart wird, durch den für eine bestimmte Abnahmemenge ein ex ante festgelegter Preis gilt und ab dort ein anderer (höherer) Preis für alle weiteren Mengen.[203] Der Preis für die höheren Abnahmemengen könnte dabei entweder auch ex ante festgelegt oder ex post anhand der Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt berechnet werden. Somit würde ein Risikomanagement nur für eine nach oben begrenzte Abnahmemenge vom Vertrieb angeboten werden.

Neben dem Preis können durch den Vertrieb viele weitere Konditionen für den Strombezug vorgegeben werden. Der Vertrieb muss die Abrechnungshäufigkeit festlegen (z. B. monatlich, quartalsweise, halbjährlich, jährlich) oder den Endkunden mehrere Optionen zur Wahl stellen. Beim Zahlungseinzug kann er entweder Fristen nach jedem Rechnungseingang setzen oder den Endkunden die Möglichkeit einräumen, Zahlungen zu bündeln.[204] Außerdem muss der Vertrieb die Zahlungsmethode festlegen bzw. auch hierbei mehrere Optionen anbieten. Bezüglich der Zahlungsmethoden muss berücksichtigt werden, dass manche Zahlungsmethoden nicht allen Endkunden zur Verfügung stehen, und wiederum andere, wie Barzahlung in Filialen vor Ort, zu sehr hohen Transaktionskosten bei den Endkunden und zu hohen Kosten für den Vertrieb führen.[205] Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob eine gemeinsame oder eine getrennte Abrechnung von Strom, Netznutzung und Messdienstleistungen stattfinden soll. Ggf. müssen hierbei auch Dienstleistungen abgerechnet und dafür Zahlungen eingezogen werden, die nicht vom Vertrieb selbst erbracht wurden, und diese Zahlungen an den Erbringer der Leistung weitergeleitet werden. Eine gemeinsame Abrechnung aller Posten im Zusammenhang mit dem Strombezug geht für Endkunden mit geringeren Transaktionskosten einher. Bezüglich der Vorgaben zum Strombezug wäre denkbar, dass dieser nur zu bestimmten Zeiten möglich ist oder bei einer

[202] Beispielsweise können bestimmte Geschehnisse auf dem Großhandelsmarkt von einer Preisgarantie ausgeschlossen werden und zu Sonderanpassungsrechten für den Vertrieb führen.

[203] Grundsätzlich sind auch mehrere Preisblöcke denkbar.

[204] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 16).

[205] Bspw. stehen Online-Zahlungsmethoden wie PayPal, aber teilweise auch Überweisungen, nicht allen Kunden zur Verfügung, da sie nicht über ein Konto verfügen.

bestimmten Abnahmemenge z. B. pro Monat gedeckelt ist, wie es beispielsweise bei Prepaid-Tarifen der Fall ist.[206]

Besonderheiten bei der Tarifgestaltung im Wettbewerb

Anders als bei der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb spielen Regelungen zur Vertragslaufzeit und zur Kündigung hier eine deutlich wichtigere Rolle, da Endkunden nach Ablauf der Vertragslaufzeit oder nach einer Kündigung zu einem anderen Stromvertrieb wechseln können. Unter den in diesem Abschnitt geltenden Annahmen können Vertriebe ihre Verträge frei gestalten und werden dabei nicht von direkten regulatorischen Vorgaben begrenzt. Sie werden dabei einerseits bestrebt sein, lange Vertragslaufzeiten festzulegen oder andere Wechselhindernisse zu etablieren, um die Endkunden möglichst lange an sich zu binden. Andererseits müssen sie bei der Tarifgestaltung auch die Tarife ihrer Wettbewerber berücksichtigen, da Endkunden bei der Wahl eines Tarifs neben dem Preis auch weitere Merkmale in ihre Entscheidung einbeziehen.

Bei der Festlegung des Preisniveaus müssen die Stromvertriebe, anders als in der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb, wettbewerbsstrategische Aspekte beachten. Beispielsweise können Vertriebe versuchen, durch zeitweise besonders niedrige Preise, die ggf. sogar unter ihren Kosten liegen, ihren Marktanteil zu vergrößern. Dies könnte einerseits zu insgesamt niedrigen Preisen für Konsumenten führen, andererseits wird dadurch auch das Risiko von Insolvenzen erhöht.[207] Aufgrund der Annahme eines vereinfachten Analysesettings mit Standardlastprofilen muss der Preis für einen gewissen Zeitraum festgelegt oder der durchschnittliche Großhandelsstrompreis für den entsprechenden Zeitraum ex post an die Kunden durchgereicht werden.[208] Wird der Preis ex ante festgelegt, so wird dem Vertrieb das Kostenrisiko zugeordnet. Das Preisniveau kann jedoch theoretisch mit einigem Vorlauf angepasst werden oder sich z. B. je nach Jahreszeit unterscheiden, sofern zwischendurch eine Ablesung des Zählers stattfindet. Bezüglich der Bepreisung wird generell in liberalen Endkundenmärkten davon ausgegangen, dass im Wettbewerb stehende Akteure ihre Preise nicht zu hoch ansetzen können. Es ist jedoch fraglich, ob der Endkundenmarkt für Strom gut genug funktioniert, die Endkunden also beispielsweise immer sofort zum günstigsten Anbieter wechseln, um dies tatsächlich zu gewährleisten.[209] Die Vertriebe können bestrebt sein, über eine komplizierte Preispolitik die Preise für die Kunden undurchsichtig zu gestalten und so einen funktionierenden Wettbewerb behindern und eine Preisdifferenzierung zwischen verschiedenen Kundengruppen herbeizuführen. Beispiele hierfür können Bonuszahlungen oder gestaffelte Preise sein.[210] Bezüglich des

[206] Bei Prepaid-Tarifen müssen Kunden vorab Geld auf ihr Konto bei ihrem Stromvertrieb einzahlen. Im Status quo in Deutschland finden diese insb. Anwendung, wenn Haushalte zuvor ihre Stromrechnungen nicht fristgerecht gezahlt haben. Vgl. hierzu beispielsweise WAGNER / WIEGAND (2018, S. 87).

[207] Vgl. AMELUNG (2020, S. 7).

[208] Aufgrund der Annahme mechanischer Zähler kann nicht genau nachgehalten werden, wann ein Kunde wie viel Strom verbraucht hat, weshalb zumindest über einen Ablesezeitraum ein gleichbleibender Preis existieren muss.

[209] Siehe zu Fallstudien aus verschiedenen Ländern und Deutschland in den Kapiteln 5 und 6.

[210] Siehe zu Bonuszahlungen auch die Ausführungen speziell zu Deutschland in Kapitel 6.

Kundenmanagements können bei der Tarifgestaltung grundsätzliche Entscheidungen beispielsweise über die Kommunikationskanäle getroffen werden.[211]

Neben den Überlegungen zur Tarifgestaltung einzelner Tarife müssen Vertriebe auch entscheiden, ob und ggf. wie viele verschiedene Tarife sie anbieten wollen. Auch hierbei müssen wettbewerbsstrategische Überlegungen berücksichtigt werden, da auch diese Entscheidung davon abhängt, welche Tarife die Wettbewerber anbieten. Das Angebot mehrerer Tarife mit unterschiedlichen Preisen oder anderen Produktmerkmalen kann aus Sicht von Vertrieben sinnvoll sein, um durch eine Preis- oder Qualitätsdifferenzierung Konsumentenrente abzuschöpfen oder auf diese Weise Kunden von anderen Vertrieben abzuwerben.[212] Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Gestaltung und das Angebot jedes einzelnen Tarifes mit Kosten einhergeht und Kannibalisierungseffekte zwischen den verschiedenen Tarifen eines Vertriebs entstehen können.

Wie in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, werden bei der Preisdifferenzierung die unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften verschiedener Kunden oder Kundengruppen genutzt. Grundsätzlich ist eine Preisdifferenzierung bei Strom durchaus möglich, da für die Endkunden aufgrund der Eigenschaften des Gutes Strom keine Möglichkeit zur Arbitrage besteht.[213] Es ist jedoch davon auszugehen, dass Vertriebe nicht über umfangreiches Wissen hinsichtlich der Präferenzen und Zahlungsbereitschaften von Stromkunden verfügen und sich für sie somit lediglich die Preisdifferenzierungen zweiten und ggf. dritten Grades anbieten, falls sie in der Lage sind, verschiedene Kundengruppen anhand äußerer Merkmale zweifelsfrei voneinander abzugrenzen. Bei der Gestaltung von Tarifen mit unterschiedlichen Qualitäten, beispielsweise hinsichtlich des Kundenservices oder der Abrechnungsmethoden, müssen Vertriebe darauf achten, dass Kunden mit einer höheren Zahlungsbereitschaft nicht einen Tarif wählen, der eigentlich für Kunden mit niedrigerer Zahlungsbereitschaft gestaltet wurde, und werden deshalb versuchen, ausreichend große Qualitätsunterschiede zu schaffen.[214] Diese Qualitätsunterschiede können sie beispielsweise auch dadurch kreieren, mit wie großen Hürden es verbunden ist, einen Tarif zu erhalten.[215] Beispielsweise ist denkbar, dass die günstigsten Tarife nur in Filialen der Vertriebe erhältlich sind oder für den Vertragsschluss lange Formulare ausgefüllt werden müssen. Auf diese Weise sollen zahlungskräftige Kunden daran gehindert werden, günstige Tarife zu wählen.

Neben den bereits vorgestellten Formen der Produktgestaltung besteht für die Vertriebe die Möglichkeit, die von ihnen angebotenen Stromtarife gebündelt mit anderen Gütern oder Leistungen anzubieten, um auf diese Weise eine Preisdifferenzierung zweiten Grades zu betreiben oder die Komplexität der angebotenen Tarife derart zu erhöhen, dass für Kunden ein Vergleich der angebotenen Tarife sehr schwierig wird.[216] Eine Bündelung ist zum einen mit ähnlichen Produkten wie beispielsweise Gastarifen

---

[211] Beispielsweise können reine „Online-Tarife“ angeboten werden, bei für den Kundenservice keine Ansprechpartner vor Ort oder telefonisch zur Verfügung stehen. Dieses Vorgehen bietet sich an, wenn Vertriebe möglichst preissensible Kunden ansprechen und selbst die Kosten für Ladenlokale und Callcenter einsparen wollen.

[212] Siehe zu Grundlagen der Preis- und Produktdifferenzierung Abschnitt 2.1.2.

[213] Vgl. TIROLE (1999, S. 293).

[214] Vgl. TIROLE (1999, S. 327).

[215] Vgl. TIROLE (1999, S. 329).

[216] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 16).

möglich. Hierbei werden einerseits für die Nachfrager die Transaktionskosten gesenkt, wenn sie beides von einem Anbieter beziehen und nur einen Vertrag abschließen müssen. Andererseits wird dadurch die Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Stromtarifen gesenkt, da evtl. Mischkalkulationen stattfinden. Zum anderen ist eine Bündelung mit anderen Gütern oder Leistungen möglich, die keine Verbindung zu Stromvertrieben haben. Beispielsweise sind Tarife denkbar, bei denen Kunden nach Vertragsschluss ein Tablet oder einen Vertrag für einen Streamingdienst erhalten. Möglich sind außerdem Bonuszahlungen nach Vertragsschluss oder nach einer bestimmten Vertragslaufzeit. Bei diesen Varianten wird die Vergleichbarkeit der Stromtarife für die Nachfrager ebenfalls gesenkt. Zudem entstehen ihnen dadurch zusätzliche Transaktionskosten, da sie sich auch mit der Zusatzleistung beschäftigen müssen, sowohl mit der Auswahl als auch damit, dass die Leistung vom Vertrieb tatsächlich erfüllt wird. Gerade bei Bonuszahlungen kommt es dabei häufig zu Problemen.[217]

Bei der Vertragsgestaltung können Vertriebe Anreize dazu haben, die Transaktionskosten für Endkunden zu erhöhen, um Kunden in einen teureren Vertrag zu locken, Vertragsbestandteile zu verschleiern oder um sie nach Vertragsschluss vom Wechsel zu einem anderen Vertrieb abzuhalten. Für Vertriebe kann es sinnvoll sein, Standardverträge bzw. Standardklauseln anzubieten und Verträge nicht komplett für jeden Tarif neu zu definieren, um ihre eigenen Transaktionskosten zu reduzieren. Solche Standardverträge bzw. Standardklauseln können von Vertrieben jedoch auch dazu genutzt werden, für Kunden nachteilige Vertragsinhalte in ihnen zu verstecken und darauf zu spekulieren, dass Kunden diese Vertragsbestandteile nur flüchtig oder überhaupt nicht lesen.[218] Es ist generell davon auszugehen, dass Vertriebe kein Interesse daran haben, die Transaktionskosten für Endkunden gering zu halten. Sofern es für ihre Gewinnerzielungsabsicht sinnvoll ist, würden sie diese sogar absichtlich erhöhen.[219]

Anders als in der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb müssen die Kunden hier wählen, von welchem Vertrieb sie Strom beziehen möchten. Die Information über den bzw. die angebotenen Tarife stellt deshalb eine wichtige Aufgabe der Vertriebe dar, da sie die potenziellen Kunden von ihrem Angebot überzeugen wollen. Die Besonderheit beim Stromvertriebsmarkt für Haushaltskunden besteht jedoch darin, dass durch Werbung zwar der eigene Kundenstamm vergrößert werden kann, jedoch nicht dafür gesorgt wird, dass die Gruppe der Konsumenten insgesamt wächst, da alle Haushalte Strom beziehen.[220] In Abschnitt 4.1.1.2 wird zunächst angenommen, dass Vertriebe diese Aufgabe ausschließlich selbst übernehmen und eine partielle Zentralisierung erst in Abschnitt 4.1.1.4 thematisiert. Vertriebe können dafür verschiedene Kommunikationskanäle wählen. Zu unterscheiden ist hierbei zwischen Information bzw. Werbung in den Medien oder dem öffentlichen Raum, die an alle potenziellen Kunden gerichtet ist, und der direkten Ansprache einzelner (potenzieller) Kunden, beispielsweise per Post, per Telefon oder an der Haustür. Auch dabei kann es zu Verbraucherschutzproblemen kommen, beispielsweise durch irreführende Werbung, indem durch

[217] Vgl. beispielsweise MOREY / KIRSCH (2016, S. 35) und AMELUNG (2020, S. 10).
[218] Vgl. GILO / PORAT (2006a, S. 7 ff.) und GILO / PORAT (2006b, S. 1001 ff.).
[219] Vgl. SOVERN (2006, S. 1653).
[220] Vgl. AMELUNG (2020, S. 4 f.).

bestimmte Vertriebstaktiken Druck auf die Kunden ausgeübt wird oder indem Wechsel ohne Zustimmung der Kunden durchgeführt werden.[221]

4.1.1.2.1.1.3 Auswahlprobleme für Nachfrager

Für Kunden ergeben sich aus der Situation mit vielen Anbietern und vielen Tarifen Auswahlprobleme. Wie in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, haben Verbraucher i. d. R. weniger Wissen über die Eigenschaften von Leistungen, Kostenstrukturen und über die Eigenschaften des Marktes als die Anbieter, da Verbraucher viele Kaufentscheidungen treffen und dafür Informationen sowohl sammeln als auch verarbeiten müssen.[222] Sie konsumieren eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Güter auf unterschiedlichen Märkten. Auf keinem der Märkte können sie umfassend informiert sein, da die ihnen zur Verfügung stehende Zeit und ihre Kapazitäten zur Informationsverarbeitung begrenzt sind.[223] Auch von den Anbietern bereitgestellte Informationen sind daher für Verbraucher nur bedingt hilfreich, da die Informationsverarbeitung hohe Transaktionskosten erzeugen kann. Anbieter haben beim Sammeln von Informationen über den Markt und bei der Informationsverarbeitung im Gegensatz zu den Konsumenten Größeneffekte, wodurch eine große Asymmetrie der tatsächlich nutzbaren Informationen zwischen Anbietern und Konsumenten entsteht.[224] Bei der Auswahl eines Stromtarifs stehen Verbraucher zunächst vor der Herausforderung, ihren eigenen zukünftigen Verbrauch zu prognostizieren, die angebotenen Tarife hinsichtlich der einzelnen Ausgestaltungsmerkmale zu verstehen sowie die Übereinstimmung mit ihren Präferenzen einzuschätzen und im Anschluss einen Vergleich verschiedener Tarife durchzuführen.[225] Angesichts ihrer begrenzten Informationsverarbeitungskapazität ist es unwahrscheinlich, dass Haushaltskunden dazu in vollem Umfang in der Lage sind.

Wie gut Verbraucher einzelne Tarife verstehen und bewerten können, hängt insb. von der Vertragsgestaltung ab. Wenn Anbieter, wie oben beschrieben, Regelungen in komplexen Passagen verstecken, die entweder nachteilig für die Kunden sind oder dadurch Vorteile nur bestimmten (meist sehr preissensitiven) Kunden zugänglich gemacht werden sollen, ist das für Verbraucher oft nicht ersichtlich oder führt bei sorgfältiger Vertragsprüfung zu hohen Transaktionskosten.[226] Die Qualitätsdifferenzierung kann außerdem zu insgesamt höheren Preisen im Markt führen, da es Verbrauchern schwerer fällt, die verschiedenen Angebote miteinander zu vergleichen, was die Wechselkosten erhöht.[227] Die schlechte Informationslage der Nachfrager kann von Vertrieben bewusst ausgenutzt werden, um ihre Entscheidung so zu beeinflussen, dass sie letztendlich nicht den für sie

[221] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 35).

[222] Vgl. RISCHKOWSKY (2007, S. 62).

[223] Vgl. WARG (2019, S. 82).

[224] Vgl. VICKERS (2004, S. 302).

[225] LITTLECHILD (2002, S. 7) beschreibt die von Konsumenten für den Auswahlprozess durchzuführenden Aktionen mit Bezug zu Industriekunden. Dies lässt sich jedoch auf Haushaltskunden übertragen, da von diesen für eine informierte Entscheidung die gleichen Aktionen durchzuführen wären.

[226] Vgl. GILO / PORAT (2006a, S. 3).

[227] Vgl. GILO / PORAT (2006a, S. 9).

besten Tarif wählen.[228] Tarife mit mehreren Preiskomponenten machen sie für Kunden generell komplexer und schwerer verständlich. Kunden bewerten Tarife bei der Auswahlentscheidung überwiegend anhand des Gesamtpreises, nach dem auch bei Vergleichsportalen die Bewertung erfolgt. Inwiefern Anpassungen an einzelnen Preisbestandteilen im Nachhinein berechtigt sind, ist für sie aufgrund ihres geringen Wissens über das Stromsystem schwer nachvollziehbar. Dies kann von Vertrieben ausgenutzt werden, um ihre Marge zu erhöhen.[229]

Wie in Abschnitt 2.4 dargestellt wurde, stehen Verbrauchern Informationen über verschiedene Anbieter in unterschiedlicher Form und Qualität sowie nicht unbedingt gleichzeitig, sondern sequenziell zur Verfügung. Entscheidungen werden daher auch von den Eigenschaften des menschlichen Gedächtnisses beeinflusst und ggf. dadurch verzerrt. Da es sich bei Stromtarifen um ein Kontraktgut handelt, können sich einige Eigenschaften des Tarifs bzw. des Vertriebs auch erst nach Vertragsschluss offenbaren, was zu einer Unsicherheit bei der Entscheidung führt. Außerdem ist es für Kunden, insb. bei der Bündelung von Stromtarifen mit anderen Gütern oder Dienstleistungen schwierig, die verschiedenen Eigenschaften miteinander zu vergleichen. Die Auswahlentscheidung wird komplexer, je mehr Alternativen zur Auswahl stehen, je mehr unterschiedliche Eigenschaften sie bewerten und ggf. vergleichen müssen, wenn Unsicherheit über den Wert bzw. die individuelle Bewertung von Eigenschaften besteht und wenn es sich um sehr unterschiedliche Eigenschaften handelt.[230]

Wechselkosten ergeben sich aus Kosten der Informationsbeschaffung über die Eigenschaften verschiedener Tarife und ggf. Vertriebe, die Bewertung der Informationen, die Kommunikation im Zusammenhang mit dem Wechselprozess, Risikokosten aufgrund des Eingehens einer Vertragsbeziehung mit einem ggf. bisher unbekannten Akteur sowie Investitionen in den Aufbau einer Beziehung zum Vertrieb.[231] Diese Investitionen werden vor oder kurz nach Vertragsschluss getätigt und sind dann die gesamte Vertragslaufzeit nutzbar, auch bei einer Vertragsverlängerung.[232] Kosten, die bei Verbrauchern im Falle eines Wechsels anfallen, bzw. die Verbraucher möglicherweise von einem Wechsel abhalten, können im Falle von Stromvertrieben beispielsweise sein, dass der aktuelle Vertrieb, dessen Abrechnungszeitraum, Art der Rechnungsstellung, Kommunikationskanal etc. dem Verbraucher bekannt ist, wohingegen er sich auf einen neuen Vertrieb erst einstellen müsste.[233] Auch Produkte, die eigentlich homogen sind, können dadurch ex post heterogen werden, wenn ein Anbieter dem Kunden bekannt ist, wohingegen andere Anbieter dies nicht sind.[234] Vertriebe können versuchen, den Status quo-Effekt auszunutzen bzw. ihn zu verstärken, der die Präferenz von Menschen beschreibt, bei dem zu bleiben, was sie im Ausgangszeitpunkt haben.[235] Dieser Effekt tritt bei Anbieterwechseln immer auf, er kann jedoch beispielsweise durch die Verknüpfung mit anderen Gütern oder Dienstleistungen, die

[228] Vgl. DEFEUILLEY (2009, S. 378).
[229] Vgl. HIRT (2019, S. 91).
[230] Vgl. BETTMAN / JOHNSON / PAYNE (1991, S. 50 f.).
[231] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 63).
[232] Vgl. KLEMPERER (1995, S. 517).
[233] Vgl. DEFEUILLEY (2009, S. 378).
[234] Vgl. KLEMPERER (1987, S. 376).
[235] Vgl. SOVERN (2006, S. 1653).

nach Vertragsende zurückgegeben werden müssten oder nicht mehr in Anspruch genommen werden können (beispielsweise ein Tablet oder ein Streamingdienst) verstärkt werden. Wechselkosten können zudem durch lange Kündigungsfristen, besondere Anforderungen an Kündigungen (beispielsweise, dass sie schriftlich erfolgen müssen) und Sonderangebote bei Vertragsverlängerung erhöht werden. Auch wenn alle Vertriebe eine komplexe Vertragsgestaltung ihrer Tarife vornehmen, erhöht dies insgesamt die Wechselkosten, da es die Kosten erhöht, sich über das Angebot alternativer Anbieter zu informieren. Bei besonders hohen Wechselkosten kann es zu einem Lock-in von Kunden kommen, also dazu, dass Kunden nur noch in sehr seltenen Fällen den Vertrieb wechseln. Lock-ins können die Wettbewerbsintensität ex ante erhöhen, sorgen allerdings i. d. R. dafür, dass der Preis zwar ex ante niedrig angesetzt wird, um viele Kunden an sich zu binden, jedoch nach Vertragsschluss entweder der Preis erhöht oder die Qualität gesenkt wird.[236]

4.1.1.2.1.1.4 Übergreifende Analyse und Bewertung

Das Verhältnis zwischen Vertrieben und Endkunden kann als Prinzipal-Agent-Beziehung beschrieben werden, bei denen die Endkunden die Prinzipale und die Vertriebe die Agenten sind. Es bestehen Informationsasymmetrien zwischen den Vertrieben und den Nachfragern in der Form, dass Nachfrager schlechter informiert sind, keinen umfassenden Marktüberblick haben und die angebotenen Tarife nur unzureichend bewerten können, da ihr Wissen über das Stromsystem unvollständig ist. Aufgrund der Annahme der privaten Eigentümerschaft der Vertriebe mit Gewinnerzielung als einzigem Ziel, ist von einem opportunistischen Verhalten der Vertriebe als Agenten auszugehen. Zudem liegt zwar ein Mengenungleichgewicht zwischen Vertrieben und Nachfragern vor, die Verbraucher sind jedoch entsprechend den Annahmen in diesem Abschnitt nicht organisiert und können ihre Interessen daher nicht gemeinsam durchsetzen.

Probleme, die im Rahmen der Prinzipal-Agent-Beziehung zwischen Vertrieben und Endkunden möglicherweise auftreten, sind zum einen das Problem der Adversen Selektion und zum anderen das Problem des Moralischen Risikos. Das Problem der Adversen Selektion tritt, wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, aufgrund von Versteckten Eigenschaften (bzw. Hidden Characteristics) auf. Endkunden können vor Vertragsschluss Eigenschaften des Vertriebs, also beispielsweise seine Fähigkeiten und seine „Anständigkeit“ nur unzureichend beurteilen. Vertriebe könnten daher versuchen beispielsweise mit freiwilligen Selbstverpflichtungen oder Garantien Signalling zu betreiben. Das Problem des Moralischen Risikos entsteht infolge von Versteckten Handlungen (bzw. Hidden Action) sowie Versteckten Informationen (bzw. Hidden Information) und kann beispielsweise in Form des Stellens überhöhter Rechnungen oder ineffizienten Arbeitens auftreten. Das Problem entsteht nach Vertragsschluss, wenn die Vertragspartner für eine gewisse Zeit aneinander gebunden sind. Dies ist im Falle der Vertragsbeziehung zwischen Stromvertrieben und Endkunden der Fall. Der Vertrieb erhält vom Endkunden den nötigen Entscheidungsspielraum für die Beschaffung von Strom, die Belieferung des Endkunden und die Abrechnung. Unter den hier zugrunde gelegten Annahmen, dass der Vertrieb eigennutzorientiert agiert, wird er diesen Spielraum zu seinen Gunsten ausnutzen. Der Kunde kann die

[236] Vgl. VICKERS (2004, S. 303 f.).

Handlungen des Vertriebs nur unzureichend beobachten bzw. beurteilen. Er kann zwar die Ergebnisse beobachten, nicht jedoch die Handlungen selbst und ob äußere Einflüsse die Ergebnisse beeinflusst haben, die nicht im Verantwortungs- bzw. Einflussbereich des Vertriebs liegen. Aufgrund der Eigenschaften privater Haushalte als einzelne, nicht organisierte Personen, der Informationsasymmetrie, des begrenzten Wissens und der begrenzten Informationsverarbeitungskapazität von Endkunden sind sie nicht wie Unternehmen oder die Öffentliche Hand als Auftraggeber dazu in der Lage, Nachverhandlungen zu führen, Anreize zu setzen oder die Handlungen der Vertriebe zu überwachen. Zudem sind die Vertriebe aufgrund der Vielzahl an möglichen Endkunden, die jeweils auch nur einen sehr kleinen Anteil an ihrem Umsatz haben, nicht bereit, sich um jeden einzelnen Endkunden besonders zu bemühen oder für einzelne Endkunden gesonderte Verträge auszuhandeln, da die damit verbundenen Transaktionskosten ihre Einnahmen übersteigen würden.

In der hier betrachteten Situation gibt es auf der einen Seite viele nicht organisierte und schlecht informierte Verbraucher mit Problemen bei Informationsbeschaffung und -verarbeitung, beim Treffen von Entscheidungen sowie dabei, ihre Interessen am Markt durchzusetzen. Auf der anderen Seite gibt es viele Vertriebe (jedoch weniger als Konsumenten), die im Wettbewerb miteinander stehen und ausschließlich das Ziel der Gewinnerzielung verfolgen und deshalb Kunden von ihren Tarifen überzeugen und an sich binden wollen. Sowohl für die Vertriebe als auch für die Verbraucher entstehen in dieser Variante hohe Transaktionskosten. Für Vertriebe bestehen diese insb. im Aufbau von Wissen über die Präferenzen und Zahlungsbereitschaften der Konsumenten sowie über die Strategien ihrer Wettbewerber, durch die Gestaltung und Anpassung von Verträgen sowie durch den Vertragsschluss und die Verwaltung von Verträgen mit Endkunden. Für die Verbraucher entstehen die Transaktionskosten insb. durch die Suche nach geeigneten Tarifen, der Beschäftigung mit Vertragsbestandteilen, Auswahlentscheidungen und ggf. dem Wechsel des Vertriebs oder Tarifs, wenn neue Vertriebe auf den Markt kommen oder andere Tarife angeboten werden, die besser zu ihren Präferenzen passen.

Auch wenn die Schnittstelle zur Ebene der Stromübertragung und -verteilung hier ansonsten ausgeklammert ist, soll auf ein spezielles Problem hingewiesen werden, dass in einer Situation mit liberalem Endkundenmarkt entstehen kann, wenn einzelne Vertriebe mit den jeweils örtlichen Verteilnetzbetreibern integriert sind. Diese können für Kunden innerhalb des Verteilnetzgebietes eine gemeinsame Abrechnung für Strombezug, Netznutzung und Messdienstleistungen anbieten, während andere Vertriebe das ggf. nicht können, wenn nicht entsprechende Kooperationen mit Verteilnetzbetreibern bestehen. Da eine gemeinsame Rechnung für Kunden Transaktionskosten senken kann und sie dies in ihre Auswahlentscheidung einbeziehen könnten, ist es möglich, dass dieser Vorteil zu Wettbewerbsverzerrungen führt.[237]

Aufgrund des hier betrachteten Annahmensets eines CRM-Umsetzungswettbewerbs müssen Vertriebe keine langfristigen Beschaffungsverträge mit Erzeugern auf der Endkundenseite absichern, weshalb sie nicht unbedingt auf lange Vertragslaufzeiten mit den Endkunden angewiesen sind. Dennoch werden sie

[237] Siehe zur Diskussion in Norwegen, wo das Verbot einer gemeinsamen Abrechnung diskutiert wurde, Abschnitt 5.1.2.5.

aufgrund ihres Ziels der Gewinnmaximierung bestrebt sein, viele Kunden zu gewinnen und diese an sich zu binden. Je nach spezifischer Situation kann es auf dem Stromvertriebsmarkt zu Markteintritten, Preiskämpfen und Insolvenzen kommen, wobei insb. Insolvenzen von Stromvertrieben für Endkunden problematisch sein können, wenn sie beispielsweise Vorauszahlungen geleistet haben oder noch auf die Auszahlung ihrer Boni warten, und wenn es für sie schwierig ist, schnell genug einen neuen Stromvertrieb zu finden. Außerdem kann es im liberalen Endkundenmarkt dazu kommen, dass das Angebot regional unterschiedlich ist und in einigen Gebieten nur wenige Vertriebe aktiv sind. Weiterhin kann es zu den oben dargestellten Problemen konkret an der Schnittstelle zu den Konsumenten infolge einer Produkt- oder Preisdifferenzierung oder durch die Information bzw. Werbung durch Vertriebe kommen. Dies führt im Ergebnis dazu, dass der liberale Endkundenmarkt, jedenfalls in der Grundvariante ohne Gegenmaßnahmen, für Haushaltskunden nicht sinnvoll ist, da die hohen Transaktionskosten nicht durch mögliche, i. d. R. begrenzte Zusatznutzen ausgeglichen werden können, die Haushaltskunden etwa durch Wahlmöglichkeiten bei der Ausgestaltung von Abrechnung, Tarifstruktur oder Vertragsmodalitäten erhalten könnten. Hingegen können die Vorteile für gewerbliche Stromkunden deutlich größer ausfallen, etwa durch die Möglichkeit individuell ausgehandelter Vertragskonditionen oder standortspezifischer Abrechnungs- und Zahlungsmodalitäten, die zusätzliche Transaktionskosten rechtfertigen können.[238]

Eine Vielzahl regulatorischer Eingriffe im Vertriebsmarkt für Haushaltskunden ist daher in der Realität darauf ausgerichtet, die Transaktionskosten für Endkunden zu senken, beispielsweise indem konkrete Produkteigenschaften vorgeschrieben werden, irreführende Werbung unterbunden wird oder Informationspflichten vorgegeben werden.[239] Eingriffe durch den Regulierer oder andere Akteure werden in den drei folgenden Abschnitten, 4.1.1.2.1.2, 4.1.1.2.1.3 und 4.1.1.2.1.4, untersucht.

4.1.1.2.1.2 Varianten mit dezentralen und nicht-staatlichen Gegenmaßnahmen

In diesem Abschnitt werden zunächst die Rolle und Wirkungsweise privater Informationsintermediäre im Stromvertriebsmarkt betrachtet, insb. von Vergleichsplattformen, die Konsumenten bei Auswahlentscheidungen unterstützen, dabei jedoch auch eigene wirtschaftliche Interessen verfolgen können. Dies ist insb. der Fall, wenn es sich bei den Akteuren um private Unternehmen handelt, wovon hier überwiegend ausgegangen wird. Für die Untersuchung werden zwei der zuvor getroffenen Annahmen aufgehoben, nämlich, dass Vertriebe Aufgaben, wie beispielsweise die Information über die von ihnen angebotenen Tarife, nur selbst wahrnehmen oder Akteure beauftragen, die jedoch nicht gleichzeitig von anderen Vertrieben beauftragt werden können, sowie dass die Gruppe der Verbraucher sich nicht organisieren und gemeinsam ihre Interessen vertreten kann.

Eine häufig vorgeschlagene Möglichkeit zur Verringerung der im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Informationsprobleme von Verbrauchern besteht darin, Informationen über angebotene Tarife nicht ausschließlich durch die Vertriebe selbst bereitzustellen, sondern zusätzliche externe

[238] Für weitere Ausführungen zu Industrie- und Gewerbekunden siehe beispielsweise MOREY / KIRSCH (2016, S. 6), LITTLECHILD (2002, S. 9) und JOSKOW (2008, S. 34).

[239] Vgl. VICKERS (2004, S. 289 f.).

Informationsquellen einzubeziehen.[240] In dem Fall, dass externe Akteure die Aufgabe der Informationsbereitstellung für die Vertriebe übernehmen, ergeben sich verschiedene Möglichkeiten. Es kann sich dabei um aktuelle Vergleiche verschiedener Stromtarife handeln, wie sie von Stromvergleichsportalen durchgeführt werden, um die Bereitstellung von allgemeineren Informationen über den Strommarkt, bestimmte Marktsegmente oder einzelne Vertriebe oder um eine direkte Beratung einzelner Kunden. Da in diesem Abschnitt zunächst die dezentralen und nicht staatlichen Lösungen betrachtet werden sollen, wird davon ausgegangen, dass es sich dabei in jedem Fall um private Akteure handelt.

STROMVERGLEICHSPORTALE

Stromvergleichsportale bieten ihren Nutzern einen Überblick über die verschiedenen Tarife und vergleichen diese anhand des Preises und weiterer Kriterien, die zum Teil von den Stromvergleichsportalen vorgegeben sind und zum Teil von den Nutzern gewählt werden können. Dabei handelt es sich beispielsweise um die Vertragslaufzeit, die Einbeziehung von Boni oder das Abrechnungsintervall. Von Stromvergleichsportalen wird zwar meist ein großer Teil des Marktes abgedeckt, für Haushalte ist jedoch nicht ersichtlich, wie groß der Anteil tatsächlich ist. Für sie könnte der Eindruck entstehen, dass alle für sie verfügbaren Tarife auf einem Stromvergleichsportal zu finden sind. Die Portale bestehen meist in Form einer Webseite oder App, von der aus die Nutzer sich auf die Webseiten der Vertriebe weiterleiten lassen können. Teilweise wird auch ein Vertragsschluss zwischen Vertrieb und Haushaltskunden direkt auf der Seite des Vergleichsportals angeboten. Vergleichsportale sind somit zweiseitige Transaktionsplattformen. Auf der einen Seite stellen Vertriebe ihre Angebote auf der Plattform des Vergleichsportals dar. Auf der anderen Seite stehen Kunden, die sich auf der Plattform informieren und dort ggf. auch einen Antrag auf Vertragsabschluss für einen spezifischen Tarif stellen können. Bei Vergleichsportalen kommt es zu positiven indirekten Netzwerkeffekten, da sowohl für Vertriebe als auch für Kunden der Nutzen umso höher ist, je größer die Marktabdeckung der jeweils anderen Seite ist. Diese Netzwerkeffekte führen zu Größenvorteilen und stellen Markteintrittsbarrieren für neue Vergleichsportale dar.[241]

Die Plattform übernimmt die Vermittlung des Vertrages, indem sie den Antrag an den Vertrieb weiterleitet sowie ggf. weitere bis zum endgültigen Zustandekommen des Vertrags notwendigen Schritte übernimmt. Der Vertrag kommt jedoch letztendlich zwischen dem Kunden und dem Vertrieb zustande, nicht zwischen dem Kunden und dem Vergleichsportal.[242] Eine Möglichkeit der Refinanzierung für Anbieter von Vergleichsportalen besteht darin, dass sie von Vertrieben für ihre Tätigkeit bezahlt werden, wobei es sich dabei entweder um Zahlungen dafür handeln kann, dass sie Vertriebe in ihren Vergleich aufnehmen, oder um Provisionen für die erfolgreiche Vermittlung von Kunden. Die andere Möglichkeit ist, dass die Haushalte entweder für die Vergleiche, d. h. die gebündelt zur Verfügung gestellten

[240] Vgl. beispielsweise AHLHEIM / ZAHN (2011, S. 158 f.).
[241] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 20 f.).
[242] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 20).

Informationen über verschiedene Tarife, oder bei einem erfolgreichen Vertragsschluss mit einem Stromvertrieb zahlen. Letztere Form ist in der Realität jedoch nicht geläufig.[243]

Aufgrund ihrer privaten Eigentümerschaft wird auch bei Stromvergleichsportalen davon ausgegangen, dass sie das einzelwirtschaftliche Ziel der Gewinnmaximierung verfolgen. Je nachdem, ob sie von den Vertrieben Zahlungen für die Berücksichtigung auf ihrem Portal oder Provisionen für die erfolgreiche Vermittlung von Haushaltskunden erhalten, versuchen sie deshalb, möglichst viele Vertriebe auf ihrer Seite abzubilden oder möglichst viele Vermittlungen durchzuführen. Zudem verlangen sie evtl. Sonderzahlungen für bestimmte Leistungen bzw. Eingriffsmöglichkeiten, beispielsweise das Anzeigen eines Tarifs ganz oben über dem eigentlichen Ranking (sogenannte „Position Null“) oder die Beeinflussung der Vergleichskriterien. Möglich ist auch, dass sie eine Preisdifferenzierung zwischen verschiedenen Stromvertrieben betreiben und sich daher stärker um zahlungskräftige Vertriebe bemühen als um andere. Aufgrund des Kalküls der Stromvergleichsportale und ihrer Handlungsspielräume werden die Vergleiche evtl. beeinflusst oder die Darstellung kann für die Haushalte irreführend wirken. Aber selbst, wenn keine Einflussnahme durch die Vertriebe stattfindet, haben die gewählten Vergleichsparameter einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. Um die Bereitschaft von Haushalten zum Abschluss eines neuen Vertrages über ihr Portal zu erhöhen, können Stromvergleichsportale auch selbst eine Sonderzahlung oder eine Sachprämie bei Vertragsschluss anbieten. Diese Prämien können entweder nur für einzelne Tarife oder unabhängig vom gewählten Tarif gewährt werden. Wenn solche Sonderzahlungen in die Berechnung der Durchschnittspreise von Tarifen einbezogen werden, kann das Ranking dadurch verzerrt werden.[244]

Aus Sicht der Stromvertriebe haben Stromvergleichsportale den Vorteil, dass durch diese Akteure eine zusätzliche Informationsbereitstellung über ihre Produkte an Kunden stattfindet und dass sie über die Portale von Kunden gefunden werden können, die sie selbst mit ihrer Werbung nicht erreichen. Für die Stromvertriebe stellen Stromvergleichsportale einen relativ kostengünstigen Vertriebskanal dar, da sie nicht oder nur in geringerem Umfang eigene Infrastruktur nutzen oder aufbauen müssen, um mit Kunden in Kontakt zu treten und diese zu einem Wechsel zu bewegen. Insb. für kleine Vertriebe oder bei Markteintritten, kann diese Möglichkeit hilfreich sein.[245] Es ist auch zu beobachten, dass der Anteil der über Vergleichsportale abgeschlossenen Verträge bei kleinen Vertrieben höher ist als bei großen.[246] Auf der anderen Seite wird es für Kunden durch Stromvergleichsportale einfacher, sich über die Angebote anderer Stromvertriebe zu informieren, was zu häufigeren Wechseln der Stromkunden führen und für Vertriebe die Amortisation ihrer Investitionen in Neukunden erschweren kann. Zudem müssen Vertriebe meist für die Leistungen der Stromvergleichsportale zahlen. Für die Vertriebe ergibt sich daraus eine Abwägungsentscheidung, ob sich die Inanspruchnahme dieser Leistung lohnt. Es kann jedoch ein gewisser Druck für Vertriebe entstehen, auf Vergleichsportalen präsent zu sein, wenn außer ihnen fast alle anderen Vertriebe bei Vergleichsportalen zu finden sind und die Kunden tendenziell nur

[243] Siehe beispielsweise Fallstudien in den Kapiteln 5 und 6.

[244] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 20 f.).

[245] Vgl. COMPETITION AND MARKETS AUTHORITY (CMA) (2017, S. 32).

[246] Vgl. COMPETITION AND MARKETS AUTHORITY (CMA) (2017, S. 14 f.).

dort nach neuen Angeboten suchen, da sie von einer nahezu vollständigen Marktabdeckung ausgehen. Die Vergleichsportale können dann, allerdings auch in Abhängigkeit von der Wettbewerbssituation auf dem Vergleichsportalmarkt, sehr hohe Provisionszahlungen von Vertrieben fordern. Aufgrund der hohen Markmacht der Vergleichsportale gegenüber den Vertrieben kann das Vorhandensein von Vergleichsportalen auch dazu führen, dass Vertriebe ihr Tarifangebot ausweiten, um möglichst umfangreich auf Stromvergleichsportalen aufzutauchen und bei verschiedenen Vergleichsparametern in der Ergebnisliste vertreten zu sein. Zudem werden sie bei der Tarifgestaltung davon beeinflusst, welche Vergleichsparameter auf den wichtigsten Vergleichsplattformen als Voreinstellung genutzt werden. Es wird vertreten, dass die Angebote der Vertriebe durch Stromvergleichsportale effizienter werden und sich stärker an den Präferenzen der Endkunden orientieren; Belege dafür gibt es jedoch nicht.[247]

Für Verbraucher bieten die von Vergleichsportalen bereitgestellten Informationen den Vorteil, dass sie einen Überblick über das Angebot erhalten und Suchkosten sparen und somit die Suche nach passenden Tarifen und ggf. den Wechsel des Stromvertriebs erleichtern.[248] In welchem Maße dies der Fall ist hängt u. a. davon ab, wie viele verschiedene Vergleichsportale es gibt und wie gut die Marktabdeckung auf diesen ist. Wenn Endkunden sich auf vielen verschiedenen Stromvergleichsportalen informieren müssen, ist die Einsparung der Suchkosten hingegen eher als gering einzuschätzen.[249] Zudem hängt die Vorteilhaftigkeit für die Verbraucher davon ab, wie klar und übersichtlich die Portale verschiedene Tarife darstellen.[250] Generell sind Stromvergleichsportale für Verbraucher jedoch nur dann hilfreich, wenn die Verbraucher ihnen vertrauen und die bereitgestellten Informationen tatsächlich richtig und aktuell sind. Neben den Effekten auf einzelne Verbraucher muss außerdem berücksichtigt werden, dass es durch Stromvergleichsportale zu Verteilungseffekte kommen kann, wenn nicht alle Kunden diese nutzen. Vertriebe könnten dann versuchen, ihre Kosten vor allem über die Tarife der inaktiven Gruppe zu decken, um auf den Vergleichsportalen günstige Tarife anbieten zu können.[251] Insbesondere vulnerable Verbraucher mit geringen Ressourcen zur Nutzung der Vergleichsportale (beispielsweise aufgrund sprachlicher Barrieren oder zeitlicher Einschränkungen) könnten somit auf dem Stromvertriebsmarkt benachteiligt werden.

INFORMATIONSBEREITSTELLUNG UND ENERGIEBERATUNG

Private Akteure können auch auf andere Weise Informationen für die Stromkunden bereitstellen als über Stromvergleichsportale. Die Bereitstellung von Informationen über bestimmte Ereignisse auf dem Strommarkt oder einzelne Marktsegmente sowie Tipps für Kunden geschieht meist über Publikationen, die von den Kunden erworben werden können. Dabei kann es sich beispielsweise um Publikationen handeln, die verschiedene Vertriebe oder Stromvergleichsportale hinsichtlich ihrer Vertrauenswürdigkeit und Nutzerfreundlichkeit miteinander vergleichen. Private Akteure können

[247] Vgl. COMPETITION AND MARKETS AUTHORITY (CMA) (2017, S. 11) und OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 10).
[248] Vgl. ANTAL (2020, S. 3 f.).
[249] Vgl. THORUN / ZIMMER / SPINDLER (2017, S. 22 f.).
[250] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 135).
[251] Vgl. ANTAL (2020, S. 5).

außerdem Zertifizierungen anbieten, bei denen sie die Eigenschaften eines Vertriebs oder eines bestimmten Tarifs beispielsweise auf seine Verbraucherfreundlichkeit oder seine Umweltauswirkungen überprüfen. Solche Zertifizierungen können ebenso wie Testergebnisse von Vertrieben für Werbezwecke dienen.

Neben Publikationen, die allgemeine Informationen zur Verfügung stellen, die sich an eine Vielzahl von Kunden richten und von diesen erworben werden können, kann es auch eine Energieberatung geben, bei der die konkrete Situation eines einzelnen Kunden betrachtet und daraufhin Empfehlungen gegeben werden. Eine Energieberatung bezieht sich jedoch nicht (nur) auf die Wahl eines Stromvertriebs, sondern zielt auf einen effizienten Umgang mit Strom ab. Dabei werden beispielsweise Tipps zur Nutzung elektrischer Geräte, Empfehlungen zu deren Austausch oder für bauliche Maßnahmen am Haus gegeben. In dem hier betrachteten Annahmenset, wo stromintensive Geräte wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge weitgehend ausgeklammert werden, hat eine Energieberatung keinen großen Effekt auf den Stromverbrauch.

Akteure, die weitere Informationen für Verbraucher bereitstellen oder die Informationen der Vertriebe aufbereiten agieren als Informationsintermediäre. Sie können somit einerseits die Transaktionskosten der Verbraucher senken, wenn sie Informationen effizienter und günstiger bereitstellen können, als Verbraucher es selbst vermögen, und somit helfen, die Informationsasymmetrie zu den Stromvertrieben abzubauen. Auf der anderen Seite entsteht zwischen Verbrauchern und Informationsintermediären ein weiteres Prinzipal-Agent-Verhältnis, das, wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, zu Problemen führen kann.[252]

VERBRAUCHERSELBSTORGANISATIONEN

Eine weitere dezentrale Möglichkeit, die zur Stärkung der Position der Konsumenten beitragen kann, stellen Verbraucherselbstorganisationen dar, in denen sich Verbrauchergruppen zusammenschließen, um ihre Interessen gemeinsam zu artikulieren oder damit Dritte zu beauftragen. Sie finanzieren sich durch ihre Mitglieder und sind somit nicht von den Interessen anderer Akteure unabhängig. Es besteht somit eine Kongruenz aus Finanzierern und Interessenträgern.[253] Verbraucherselbstorganisationen können auf sehr unterschiedliche Weisen aktiv sein, wobei das Spektrum von der Zurverfügungstellung von Informationen (ähnlich wie im vorangegangenen Absatz beschrieben), über die gemeinsame Interessenvertretung gegenüber Vertrieben (beispielsweise mithilfe von Boykotten) bis hin zum Betrieb eines eigenen genossenschaftlichen Vertriebs von Strom reichen kann. Die durch Verbraucherselbstorganisationen errungenen Bedingungen kommen mitunter auch jenen Konsumenten zugute, die sich nicht beteiligt haben. Bei den durch die Verbraucherselbstorganisationen herbeigeführten Bedingungen kann es sich daher um ein Kollektivgut handeln, das mit dem „Trittbrettfahrer-Problem“ einhergeht, durch welches der Anreiz für die Verbraucher fehlen kann, sich an der Verbraucherselbstorganisation zu beteiligen. Eine Möglichkeit, die Verbraucher zur Teilnahme an Organisationen zu bewegen, wäre es, Dienstleistungen wie Beratungen nur für Mitglieder anzubieten

[252] Vgl. RISCHKOWSKY (2007, S. 71 f.).
[253] Vgl. KLUG (2017, S. 45 f.).

oder im Falle eines genossenschaftlichen Stromvertriebs den Strom nur oder vergünstigt an Mitglieder zu verkaufen. Je größer und vielfältiger Verbrauchergruppen sind, desto schwieriger ist ihre Organisation. Auch hier spielt es wieder eine Rolle, dass Verbraucher, wie oben dargestellt, auf vielen verschiedenen Märkten aktiv sind, da sie eine Vielzahl von Produkten konsumieren. Sie sind deshalb nicht in der Lage, auf jedem einzelnen Markt in Verbraucherselbstorganisationen für ihre Rechte und ihre Stellung gegenüber den Anbietern einzutreten. Aufgrund der Schwierigkeiten bei der Organisation von Verbraucherselbstorganisationen sowie der begrenzten Sanktionsmöglichkeiten, die ihnen zur Verfügung stehen, gibt es in der Realität nur sehr wenige selbstorganisierte Verbraucherorganisationen.[254]

4.1.1.2.1.3 Varianten mit staatlichen Regulierungen als Gegenmaßnahmen

Wie in Abschnitt 4.1.1.2.1.1 gezeigt birgt der liberale Endkundenmarkt potenziell verschiedene Probleme, die auch dezentrale und nicht-staatliche Gegenmaßnahmen, wie in 4.1.1.2.1.2 gezeigt wurde, nur teilweise beheben können und wodurch wiederum neue Probleme hinzukommen können. Der Regulierer kann aber auf Basis verbraucherpolitischer Überlegungen auch selbst Maßnahmen ergreifen, um die Position der Verbraucher gegenüber den einzelwirtschaftlich agierenden Vertrieben zu stärken.[255] Wie in 2.1.2 dargestellt, kann eine Unterteilung in Verbraucherpolitik im engen Sinne, bei der konkret die Beziehung zwischen Verbraucher und Anbieter adressiert wird, und Verbraucherpolitik im weiten Sinne, die zwar auch Verbraucher als Adressaten hat, sich dabei jedoch auf das allgemeine Stromsektordesign bezieht, vorgenommen werden. In diesem Abschnitt sind lediglich Maßnahmen der Verbraucherpolitik im engen Sinne relevant und daher zu betrachten, da das Stromsektordesign durch das hier verwendete Annahmenset bereits festgelegt ist und statisch untersucht wird.

In diesem Abschnitt werden nun verschiedene staatliche Eingriffe in den Stromvertriebsmarkt als Gegenmaßnahmen für die in Abschnitt 4.1.1.2.1.1 beschriebenen möglicherweise auftretenden Probleme diskutiert. Es ist dabei wichtig darauf hinzuweisen, dass hier keine vollständige Aufzählung aller möglichen Maßnahmen erfolgen kann, sondern eine selektive Auswahl erfolgt, die darauf basiert, welche Regulierungen in der Realität umgesetzt oder zumindest diskutiert werden.[256] Bei den staatlichen Eingriffsmöglichkeiten kann zwischen zentralen Vorgaben an Vertriebe oder andere Akteure in privater Eigentümerschaft (siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.2) sowie dem Einsatz staatlicher Akteure unterschieden werden.

STAATLICHE VORGABEN AN VERTRIEBE UND ANDERE AKTEURE

Die Ausgestaltung der Regulierung der im Wettbewerb stehenden privaten Vertriebe richtet sich weitgehend nach ähnlichen Erwägungen wie bei der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb mit einem zentralen privaten Vertrieb.[257] Dort wurde herausgearbeitet, dass der Regulierer für jede Regulierungsvariante über Outputwissen verfügen, d. h. die zu erbringende Leistung

[254] Vgl. KENNING (2017, S. 126 f.).
[255] Vgl. WARG (2019, S. 83).
[256] Siehe dazu auch die jeweiligen Abschnitte in den Fallstudien in den Kapiteln 5 und 6.
[257] Siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.2.

im Vorfeld ausreichend gut beschreiben und im Nachhinein beurteilen können muss. Außerdem muss er bei allen Varianten über ein gewisses Maß an Inputwissen verfügen. Anders als in der Ausgestaltungsvariante mit nur einem privaten Vertrieb kann er in der hier betrachteten Variante mit mehreren privaten Vertrieben auf Vergleiche zwischen den Unternehmen bei der Vergütungshöhenfestsetzung und Kostenbewertung zurückgreifen. Daher bietet es sich hier an, die Regulierung in Form einer differenzierten Anreizsetzung auszugestalten, um die Orientierung am Kundenwohl möglichst weitgehend zu gewährleisten.

Staatliche Vorgaben für Vertriebe können sich auf die Tarifgestaltung und die Anzahl der angebotenen Tarife, auf die Bereitstellung von Informationen für Endkunden sowie auf die Abrechnung beziehen. In diesem Abschnitt werden jedoch nur staatliche Vorgaben betrachtet, die dem Schutz der Haushaltskunden vor negativem Verhalten durch Vertriebe dienen können. Vorschriften bzgl. der Tarifgestaltung können auch anderen Zwecken dienen, beispielsweise der Umverteilung von Einkommen.[258] Maßnahmen mit primär anderen Zielen als Verbraucherschutz sind an dieser Stelle jedoch auszuklammern. Neben Vorgaben zur Tarifgestaltung, Informationsbereitstellung sowie Abrechnung sind auch Vorgaben zur Strombeschaffung möglich, die jedoch im CRM-Umsetzungswettbewerb weniger im Fokus stehen, da die Bereitstellung von Erzeugungskapazität dort weitgehend unabhängig vom Beschaffungsverhalten der Stromvertriebe organisiert ist. Vorgaben in diesem Bereich werden in Abschnitt 4.1.3 in der CRM-Variante Vertriebsobligationen betrachtet.

Bezüglich der Tarifgestaltung ist die Höhe des Preises bzw. die Preisgestaltung ein wichtiger Ansatzpunkt für verbraucherpolitische Maßnahmen in Form zentraler Vorgaben. Gründe dafür können sein, dass Verbraucher vor überhöhten Preisen geschützt werden sollen, dass eine Täuschung oder Verwirrung von Verbrauchern durch bestimmte Preisbestandteile befürchtet wird, oder dass mit bestimmten Bepreisungsstrategien unerwünschte Effekte oder Reaktionen der Verbraucher einhergehen bzw. herbeigeführt werden könnten. Wenn Verbraucher vor hohen Preisen geschützt werden sollen, können Preisobergrenzen vorgegeben werden, die entweder fix sind, vom Regulierer regelmäßig angepasst werden oder die an den Großhandelspreis gekoppelt sind und darüber hinaus nur einen fixen oder prozentualen Aufschlag für die Vertriebstätigkeit zulassen. Dadurch können die höheren Preise im Falle des Angebots zusätzlicher Leistungen im Vergleich zum reinen Weiterverkauf des Stroms vom Großhandelsmarkt möglichst kostengerecht gehalten werden, sodass nicht lediglich die Vertriebsmarge erhöht wird. Preisobergrenzen würden möglichst so gesetzt werden, dass die Vertriebe langfristig ihre Kosten für Strombeschaffung und essenzielle bzw. als sinnvoll erachtete Vertriebstätigkeiten damit decken können. Es ist jedoch zweifelhaft, ob der Regulierer in der Lage ist, eine sinnvolle Preisobergrenze zu setzen, da er nicht über ausreichendes Kostenwissen verfügt.[259]

Der Regulierer kann Preisbestandteile wie Bonuszahlungen bei Vertragsschluss oder Wechselprämien verbieten, wenn diese die Kunden verunsichern und dies dazu führt, dass sie Tarife wählen, die

[258] Vgl. JOSKOW (2008, S. 29).
[259] Vgl. LITTLECHILD (2021, S. 144).

langfristig nicht die günstigsten sind[260] (und von denen auch ansonsten ausgegangen wird, dass sie nicht den Präferenzen der Endkunden entsprechen) oder dass sie überhaupt nicht wechseln, da sie die Preise verschiedener Tarife nicht vergleichen können. Bestimmte Bepreisungsstrategien könnten von Vertrieben zur Preisdifferenzierung zwischen verschiedenen Konsumentengruppen oder generell zur Abschöpfung von Konsumentenrente genutzt werden, was zu unerwünschten Verteilungseffekten zwischen Kundengruppen führen kann. Eine Gleichbehandlung aller Kunden ist aus Wohlfahrtssicht jedoch auch nicht unbedingt vorzugswürdig, weil dann weniger angeboten werden könnte.[261] Weiterhin könnten mit einigen Bepreisungsmethoden unerwünschte Effekte einhergehen, beispielsweise, dass bei Flatratetarifen, die nur einen Grundpreis und keinen Leistungspreis beinhalten, ein deutlich höherer Strombezug erfolgt, was aufgrund des grundsätzlich angestrebten sparsamen Umgangs mit Strom und aus Gründen der Netzsicherheit zu Problemen führen könnte. Um dies zu verhindern, könnte der Regulierer die Bepreisungsmethode vorgeben.[262] Wie oben bereits angesprochen kann auch die Bündelung von Stromtarifen mit anderen Produkten oder Dienstleistungen dazu führen, dass die Preisgestaltung für den Kunden weniger nachvollziehbar ist und somit auch Vergleiche mit anderen Tarifen schwieriger möglich sind. Dem könnte bspw. dadurch begegnet werden, dass Bündelungen ganz verboten werden oder dass der Wert des zusätzlichen Produktes bzw. der Dienstleistung ausgewiesen werden muss, was jedoch schwierig sein kann, da sich dieser nicht unbedingt unabhängig von dem Angebotsbündel bestimmen lässt.

Eine undurchsichtige Vertragsgestaltung und umfangreiche Standardvertragsklauseln können von den Vertrieben genutzt werden, um eine Preisdifferenzierung nach verschiedenen Kundengruppen durchzuführen, Vertragsinhalte zu verschleiern, Kunden am Wechsel zu hindern, indem der Vergleich mit Wettbewerbern erschwert wird, oder den Kunden das Gefühl zu geben, die Vertragsinhalte seien nicht verhandelbar. Meist geschieht dies, indem Anbieter durch die für die Kunden schwer verständlichen Vertragsbedingungen eine Informationsasymmetrie zwischen sich und den Kunden herbeiführen. Es ist jedoch auch möglich, dass durch die Vertragsgestaltung Informationsasymmetrien zwischen verschiedenen Kundengruppen oder Kunden und Nicht-Kunden erzeugt werden sollen, oder dass den Kunden absichtlich Transaktionskosten auferlegt werden.[263] Der Regulierer kann diesem Problem begegnen, indem er entweder bestimmte Vertragsklauseln oder Formulierungen verbietet oder selbst Standardverträge vorgibt, die von allen Vertrieben genutzt werden müssen und die sie nur hinsichtlich einiger Aspekte anpassen dürfen. Ersteres kann dadurch geschehen, dass festgelegt wird, dass bestimmte unfaire oder für den Verbraucher schädliche Vertragsklauseln für den Kunden nicht bindend sind, selbst wenn der Vertrag mit diesen geschlossen wurde. Weiterhin könnte beispielsweise

---

[260] Vgl. VICKERS (2004, S. 300 f.). FARRELL / KLEMPERER (2007, S. 1981 f.) beschreiben das Vorgehen, zunächst günstigere Preise anzubieten und diese nach einer gewissen Zeit oder bei Vertragsverlängerung deutlich zu erhöhen als „Schnäppchen mit anschließender Abzocke“.

[261] Vgl. TIROLE (1999, S. 330).

[262] Beispielsweise könnte die Knüpfung des Endkunden- an den Großhandelspreis vorgeschrieben werden oder es könnten bestimmte Methoden, wie die Verwendung von nichtlinearen oder affinen Tarifen verboten werden. Nichtlinearen Tarife sind solche, bei denen der Preis pro Einheit von der abgenommenen Menge abhängt. Ein affiner Tarif (oder auch gespaltener/zweiteiliger Tarif) enthält neben dem Preis pro Mengeneinheit auch eine Grundgebühr. Vgl. TIROLE (1999, S. 325 f.).

[263] Vgl. GILO / PORAT (2006a, S. 2 ff.).

verboten werden, in langen Standardvertragsklauseln, bei denen davon ausgegangen wird, dass zumindest nicht alle Kunden diese lesen, wichtige Informationen zu verstecken, die den Preis, die Vertragslaufzeit oder Kündigungsmöglichkeiten betreffen. Auch in den Verträgen versteckte Vorteile für Verbraucher, die zur Möglichkeit der Differenzierung zwischen verschiedenen Verbrauchergruppen führen, wenn nur einige Verbraucher diese lesen und somit wahrnehmen können, können als problematisch angesehen und deshalb untersagt werden.[264] Beispielsweise könnte der Regulierer daher die Vorgabe machen, dass Preisunterschiede die zugrundeliegenden Kosten widerspiegeln müssen, um zu verhindern, dass sie lediglich zur Preisdifferenzierung eingesetzt werden. Zudem kann der Regulierer relativ allgemein vorgeben, dass Verträge möglichst einfach und verständlich formuliert sein müssen.[265] Möglicherweise können auch staatliche Genehmigungsstellen eingerichtet werden, denen die Vertriebe ihre Verträge freiwillig oder verpflichtend zur Überprüfung vorlegen können.[266] Die Vorgabe von Standardverträgen, die von allen Vertrieben genutzt werden müssen, hätte den Vorteil einer sehr großen Vergleichbarkeit zwischen den Tarifen. Sie könnte jedoch mit den Problemen einhergehen, dass damit wettbewerblich erzielbare Verbesserungen von Vertragsinhalten unterbunden werden bzw. keine unterschiedlichen Vertragstypen angeboten werden, obwohl diese für bestimmte Kundengruppen vorteilhaft wären, und dass individuelles Verhandlungsgeschick einen höheren Stellenwert einnimmt, wenn Nachverhandlungen an den Standardverträgen gestattet sind.[267] Zudem benötigt der Regulierer viel Wissen über die Präferenzen von Kunden und das Angebot der Vertriebe, um Verträge vorzugeben. Auch für das Verbot von Vertragsinhalten benötigt er jedoch viel Wissen, insb. auch darüber, mit welchen Methoden Vertriebe in der Lage sind, diese auszunutzen. Wenn der Regulierer nicht über umfangreiches Wissen hinsichtlich der Tarifgestaltung verfügt, könnte er zumindest eine maximale Anzahl an Tarifen vorgeben, die je Vertrieb angeboten werden dürfen, um somit die Auswahlentscheidung für Kunden zu vereinfachen.[268] Es ist jedoch davon auszugehen, dass bei einer hohen Anzahl an Vertrieben weiterhin mehr Tarife angeboten werden würden, als die Kunden überblicken können.

Wie gezeigt sind Vertriebe bestrebt, Endkunden am Wechsel zu anderen Vertrieben zu hindern[269], was sowohl direkt für die Kunden nachteilig sein kann, als auch die grundsätzliche Idee des liberalen Endkundenmarktes unterminiert, die darin besteht, dass Kunden immer zum günstigsten Vertrieb wechseln und die Stromvertriebe dadurch insgesamt effizienter werden.[270] Für Vertriebe bieten sich, wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt wurde, verschiedene Möglichkeiten, um Kunden langfristig an sich zu binden. Zum einen können sie dafür die Wechselkosten ausnutzen oder absichtlich erhöhen, die bei den Kunden bei einem Wechsel anfallen würden, und zum anderen können sie Verträge mit einer langen Vertragslaufzeit anbieten, aus denen Kunden nicht vor deren Ablauf

[264] Vgl. GILO / PORAT (2006b, S. 1001 f.).
[265] Vgl. beispielsweise VICKERS (2004, S. 302 f.).
[266] Vgl. GILO / PORAT (2006a, S. 14).
[267] Vgl. PATTERSON (2010, S. 327 f.).
[268] Diese Regulierungsmaßnahme gab es zwischenzeitlich in Großbritannien. Siehe Abschnitt 5.2.2.5.
[269] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.1.
[270] Vgl. beispielsweise VICKERS (2004, S. 291 f.).

herauskommen. Ein Beispiel für die absichtliche Erhöhung von Wechselkosten sind Bonusprogramme für Bestandskunden, die im Fall von Stromvertrieben auch in der Bündelung mit anderen Produkten und Dienstleistungen oder in Form regelmäßiger Bonuszahlungen erfolgen könnten. Für den Regulierer bestünde hier die Möglichkeit, solche Programme, die der Kundenbindung dienen, zu untersagen. Ebenso kann der Regulierer maximale Vertragslaufzeiten für Stromlieferverträge mit Endkunden vorgeben oder den Kunden Kündigungsmöglichkeiten in laufenden Verträgen einräumen. Da hier angenommen wurde, dass Vertriebe nur kurzfristig am Spotmarkt einkaufen und die Kapazitätsbereitstellung über einen CRM-Umsetzungswettbewerb erfolgt, entsteht kein Problem daraus, dass Vertriebe sich durch eine gesetzlich vorgegebene Begrenzung von Vertragslaufzeiten nicht langfristig auf Endkundenseite absichern könnten. Wie im folgenden Verlauf der Untersuchung gezeigt wird, stellt sich dies in den Annahmensets EOM und CRM-Vertriebsobligationen jedoch anders dar. Alternativ könnte vorgegeben werden, dass eine Vertragslaufzeit, die über eine bestimmte Zeitspanne hinausgeht, nur dann erfolgen darf, wenn Kunden dies explizit wünschen. Neben einer Begrenzung von Vertragslaufzeiten oder dem Abbau von Wechselhürden kann der Regulierer verfügen, dass Vertragsbedingungen nicht während eines laufenden Vertrages angepasst werden dürfen, oder dass in diesem Fall zumindest ein Sonderkündigungsrecht für die Kunden entsteht.

Der Regulierer kann nicht nur Vorgaben hinsichtlich der Tarifgestaltung machen, sondern auch Regeln für die Information über und den Abschluss von Stromlieferverträgen festlegen. Dabei kann es sich um Regeln für das Anwerben neuer Kunden und die Information von Bestandskunden handeln sowie um die Reglementierung bzw. das Verbot bestimmter Vertriebskanäle. Bezüglich der Werbung bzw. Information von Kunden kann festgelegt werden, dass keine falschen oder irreführenden Informationen verbreitet werden dürfen oder dass bestimmte Produkteigenschaften offengelegt werden müssen. Der Regulierer kann außerdem bestimmte Vertriebskanäle verbieten, bei denen davon auszugehen ist, dass Kunden eine zu schnelle und nicht ausreichend informierte Entscheidung treffen könnten und Vertriebe gezielt versuchen, dies auszunutzen.[271] Zudem kann Vertrieben die Pflicht auferlegt werden, Informationen über die von ihnen angebotenen Tarife Stromvergleichsportalen zur Verfügung zu stellen, damit die Kunden sich auf diesen Portalen umfangreich über das Angebot informieren können.[272] Auch bei der Abrechnung kann es – wie in 4.1.1.2.1.1 dargestellt – zu Problemen kommen, wenn Vertriebe von Kunden sehr hohe Abschläge oder Vorauszahlungen verlangen um ihre Liquidität zu erhöhen, wenn sie versuchen in kompliziert aufgebauten Rechnungsschreiben Preiserhöhungen zu verstecken oder wenn Abrechnungen absichtlich fehlerhaft sind, indem z. B. Guthaben von Kunden nicht berücksichtigt werden.[273] Der Regulierer kann Vorauszahlungen in ihrer Höhe begrenzen oder gänzlich verbieten. Hinsichtlich der Rechnungsstellung kann er Vorgaben zum Aufbau machen, sodass Rechnungen für Kunden übersichtlicher sind, oder beispielsweise festlegen, dass die Mitteilung einer Preiserhöhung nicht im selben Schreiben erfolgen darf, wie die Abrechnung. Falsche Abrechnungen sind nach

[271] Beispiele dafür sind Haustürgeschäfte, unangekündigte Anrufe oder Verkaufsstände in Innenstädten. Ggf. könnte der Regulierer diese Vertriebswege jedoch auch nicht komplett verbieten, sondern eine sogenannte „Cooling-off"-Periode einführen, also ein Sonderkündigungsrecht für eine gewisse Zeitspanne nach Abschluss eines Vertrages über einen als problematisch angesehen Vertriebsweg. Vgl. VICKERS (2004, S. 289 f.).

[272] Siehe in Abschnitt 5.1 die Fallstudie zu Norwegen, wo es diese regulatorische Vorgabe für Stromvertriebe gibt.

[273] Vgl. beispielsweise WALLRAF / JAHN / SIEVERDING (2018, S. 10 f.) und BARZ ET AL. (2020, S. 51).

allgemeinem Recht ohnehin verboten; hier bleibt dem Regulierer jedoch die Möglichkeit, zusätzliche Strafzahlungen zu verhängen. In dem bereits angesprochenen Fall, dass einzelne Vertriebe mit Verteilnetzbetreibern integriert sind und somit eine gemeinsame Abrechnung des Strombezugs mit der Netznutzung und Messdienstleistungen durchführen könnte, kann dies entweder verboten oder durch die Verpflichtung zu Kooperationen mit VNB allen Vertrieben ermöglicht werden. Weniger intensiv wäre der Eingriff, wenn der Regulierer Leistungsstandards für den Kundenservice festlegt, zu deren Einhaltung Vertriebe sich freiwillig verpflichten können und somit eine Art staatliches Gütesiegel erhalten. Dabei bedarf es jedoch eines Sanktionsmechanismus, über den Vertriebe bei Nichteinhalten der Regeln Kunden entschädigen oder eine Strafe zahlen müssen.

Neben regulatorischen Vorgaben direkt an Vertriebe, können diese sich auch an die dezentralen bzw. nicht staatlichen Akteure richten, die im vorangegangenen Abschnitt genannt wurden. Als private Akteure verfolgen Vergleichsportalbetreiber, Bereitsteller von Informationen für Stromkunden sowie Energieberater eigene Ziele, insb. das Ziel der Gewinnmaximierung, und beziehen dabei Verbraucherinteressen nur insoweit ein, wie es zur Erreichung dieser Ziele beiträgt. Der Regulierer kann diesen Akteuren daher Vorgaben machen, die den Schutz der Verbraucher stärken. Diese Vorgaben können sich für Vergleichsportale auf die getroffene Vorauswahl, auf die Suchkriterien, auf die sogenannte „Position Null“, also Werbeanzeigen von Vertrieben über dem Ranking, sowie auf die Marktabdeckung beziehen.[274] Um die Vorgaben zu überwachen, kann der Regulierer auch eine Zertifizierung für Stromvergleichsportale einführen.[275] Sowohl bei Stromvergleichsportalen als auch bei Informationspublikationen kann der Regulierer vorgeben, dass Werbung klar als solche zu kennzeichnen ist. Von Energieberatern kann verlangt werden, dass sie eine bestimmte Ausbildung besitzen oder an Schulungen teilnehmen und dass sie unabhängig von Stromvertrieben sein müssen.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass regulatorische Eingriffe einerseits das Ziel haben können, den liberalen Endkundenmarkt zu stützen, indem sie die Informationslage von Kunden verbessern oder verhindern, dass sie in Verträgen gehalten werden, und somit Vertriebe ihre Marktmacht ausnutzen können. Andererseits können regulatorische Eingriffe die Angebotsvielfalt reduzieren sowie Markteintrittsbarrieren erhöhen und somit die Wahlfreiheit von Kunden einschränken.[276] Indem sie weitreichende Vorgaben hinsichtlich der Tarifgestaltung machen und diese somit quasi zentralisieren, können sie von der Grundidee des liberalen Endkundenmarktes wegführen. Der Grat zwischen beiden Varianten ist schmal und hängt nicht nur von der Intention des Regulierers, sondern auch entscheidend von der konkreten Ausgestaltung der regulatorischen Vorgaben ab. Wie in Abschnitt 4.1.1.1.1.2.1.3 dargestellt wurde, benötigt der Regulierer je nach Art und Umfang der Regulierung mehr oder weniger umfangreiches Inputwissen. Davon, dass er über dieses verfügt oder es aufbauen kann, kann in großen Teilen, jedoch nicht umfassend ausgegangen werden. Insbesondere wenn es um die Präferenzen der Endkunden geht, ist sein Wissen regelmäßig nicht so umfangreich wie das der Vertriebe, die direkt mit

[274] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.2 und vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 20 f.).

[275] Siehe in Abschnitt 5.2 die Fallstudie zu Großbritannien, wo es einen sogenannten „Confidence Code“ gibt, zu dessen Einhaltung Vergleichsportale sich gegenüber der Regulierungsbehörde Ofgem verpflichten können.

[276] Vgl. HAGEN / VON SCHLIPPENBACH (2007, S. 400).

den Endkunden in Kontakt stehen. Dies muss der Regulierer bei der Auswahl und der konkreten Ausgestaltung regulatorischer Maßnahmen berücksichtigen.

EINSATZ STAATLICHER AKTEURE

Neben zentralen Vorgaben für Vertriebe und andere Akteure besteht für den Regulierer auch die Möglichkeit, staatliche Akteure einzusetzen, die direkt im Strommarkt agieren. Bezüglich der Stromvertriebe wird jedoch die Annahme beibehalten, dass es sich bei diesen um private Akteure handelt.[277] Im Wesentlichen wird deshalb hier für die in Abschnitt 4.1.1.2.1.2 betrachteten Akteure statt einer privaten Eigentümerschaft eine öffentliche Eigentümerschaft angenommen, die mit einer öffentlichen Ausrichtung einhergeht, bei der auch Verbraucherinteressen einbezogen werden. Im Gegensatz zu der soeben betrachteten Variante mit zentralen Vorgaben muss somit nicht versucht werden, über Anreize, Vorschriften und Verbote für ein verbraucherwohlorientiertes Agieren der privaten Akteure zu sorgen, sondern die Vorgabe erfolgt über die Festlegung des Zielsystems der öffentlichen Akteure.

Eine Möglichkeit, um die Verbraucherinformation zu verbessern, besteht in der Schaffung eines staatlichen Stromvergleichsportals. Dieses müsste die getroffene Vorauswahl und die Wahl der Suchkriterien möglichst verbraucherfreundlich treffen sowie bei der Darstellung der Ergebnisse auf Übersichtlichkeit achten. Dabei dürften beispielsweise keine Werbeanzeigen von Vertrieben über oder neben dem Ranking erscheinen, da diese auf Verbraucher irreführend wirken können. Hinsichtlich der Marktabdeckung würde das staatliche Vergleichsportal versuchen, möglichst alle oder zumindest eine große Zahl von Vertrieben abzubilden, um die Kunden möglichst umfangreich über die ihnen zur Verfügung stehenden Angebote zu informieren. Zu diesem Zweck wäre auch eine Verpflichtung für Vertriebe denkbar, Informationen über ihre angebotenen Tarife dem Vergleichsportal zur Verfügung zu stellen. Die Refinanzierung des Vergleichsportals müsste so erfolgen, dass keine Verzerrung der Ergebnisse dadurch stattfindet. Hier wäre auch eine Steuerfinanzierung oder eine Finanzierung über ein Umlagesystem zu erwägen.

Da ein Problem der Verbraucherinformation insb. im liberalen Strommarkt auch darin bestehen kann, dass den Verbrauchern zu viele Informationen zur Verfügung stehen und sie aufgrund begrenzter Informationsverarbeitungskapazitäten nicht in der Lage sind, diese vollständig aufzunehmen und zu verarbeiten, können diese staatlichen Akteure als „Informationsintermediäre“ dienen. Ebenso wie bei Stromvergleichsportalen kann sowohl bei staatlicher Informationsbereitstellung über Publikationen als auch bei staatlicher Energieberatung eine Unabhängigkeit vom Einfluss der Vertriebe sichergestellt und generell eine Verbraucherwohlorientierung gewährleistet werden. Zudem könnte auch hier über eine Steuer- oder Umlagefinanzierung nachgedacht und somit der Zugang zu dem Beratungsangebot für die Kunden erleichtert werden.

[277] Das ausschließliche Vorhandensein eines einzigen staatlichen Stromvertriebs wurde bereits im letzten (4.1.1.1) und wird auch im folgenden Abschnitt (4.1.1.3) betrachtet und der zusätzliche Einsatz eines staatlichen Stromvertriebs in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt mit ansonsten privaten Vertrieben wird in Abschnitt 4.1.1.4.2 untersucht.

Im Vergleich zu staatlichen Vorgaben hat eine öffentliche Eigentümerschaft den Vorteil, dass als sinnvoll angesehene Verhaltensweisen der Akteure direkt umgesetzt werden können, wohingegen ein privater Akteur versuchen wird, die Regeln zu umgehen, wenn dies für ihn vorteilhaft ist und sich ihm dafür die Möglichkeit bietet. Jedoch benötigt die Öffentliche Hand deutlich mehr Wissen über die einzelnen Elemente der Aufgabenwahrnehmung, als wenn sie outputbasierte Vorgaben macht. Wie oben dargestellt hängt das von ihr benötigte Wissen für zentrale Vorgaben jedoch auch stark von deren Umfang ab. Sofern sehr umfangreiche regulatorische Vorgaben nötig sind, so unterscheidet sich die Variante mit öffentlicher Eigentümerschaft weniger von der mit zentralen Vorgaben für dezentrale private Akteure.

4.1.1.2.1.4 Varianten mit weiteren Gegenmaßnahmen

In den vorangegangenen beiden Abschnitten wurden zunächst dezentrale bzw. nicht staatliche und anschließend staatliche Maßnahmen beschrieben, durch die der Verhaltensspielraum der Vertriebe begrenzt und somit die Position der Verbraucher bzw. ihr Schutz gestärkt werden könnte. In diesem Abschnitt werden nun Maßnahmen betrachtet, die in gewisser Weise eine Zwischenvariante zwischen staatlicher und privater Organisation darstellen. Dies bedeutet, dass die hier betrachteten Institutionen zwar nicht in öffentlicher Eigentümerschaft sind, dass es jedoch eine gewisse staatliche Initiative zur Gründung der Institutionen gab, dass ihnen Sonderbefugnisse gewährt werden oder dass zumindest teilweise eine staatliche Finanzierung bzw. Förderung stattfinden kann.

Um einen Akteur, der eine Informationsbereitstellung für Kunden übernimmt und dabei zwar unabhängig ist, aber umfangreich reguliert und teilweise staatlich finanziert wird, handelt es sich beispielsweise in Deutschland bei Stiftung Warentest.[278] In der Vergangenheit wurden durch Stiftung Warentest u. a. Publikationen, in denen verschiedene Stromvergleichsportale hinsichtlich ihrer Vertrauenswürdigkeit und Nutzerfreundlichkeit miteinander verglichen wurden, veröffentlicht.[279]

Eine Möglichkeit von Informationsbereitstellung einerseits und Verbrauchervertretung andererseits sind Verbraucherfremdorganisationen, die zwar als unabhängige Vereine organisiert sind, denen aber von staatlicher Seite bestimmte Rechte und Privilegien übertragen werden.[280] Die Verbraucherfremdorganisationen können stellvertretend für die Verbraucherinnen und Verbraucher Vergleiche oder Bewertungen von Vertrieben durchführen, sie können Unternehmen kritisieren und sie rechtlich abmahnen, Positionen für parlamentarische Anhörungen formulieren, Öffentlichkeitsarbeit betreiben und Verbraucher beraten. Da Verbraucher nicht direkt Mitglieder werden, können sie sich nicht wie die Verbraucherselbstorganisationen über Mitgliedsbeiträge finanzieren, sondern finanzieren sich beispielsweise über Fördermittel und Spenden. Sie können aufgrund der in Abschnitt 4.1.1.2.1.2 dargestellten mangelnden Organisations- und Konfliktfähigkeit von Verbraucherselbstorganisationen

[278] Siehe auch Fallstudie zu Deutschland in Kapitel 6 und vgl. PRIMUS (2017, S. 528 ff.).

[279] Vgl. STIFTUNG WARENTEST (2021).

[280] In Deutschland handelt es sich dabei beispielsweise um die Verbraucherzentralen und deren Bundesverband. Siehe hierzu Abschnitt 6.1.2.6.

einen Ersatz für diese darstellen. Allerdings besteht bei ihnen ein Legitimationsproblem, da sie nicht von Verbrauchern beauftragt wurden und interne Entscheidungen nicht einsehbar sind.[281]

Neben Verbraucherfremdorganisationen, die klar die Seite der Verbraucher einnehmen und deren Interessen vertreten, können auch unabhängige Schlichtungsstellen als Vermittler zwischen Stromvertrieben und Kunden agieren. Diese können in Streitfällen, beispielsweise bei falscher Rechnungsstellung oder Abrechnung, bei irreführender Werbung oder bei der Nutzung nicht erlaubter Vertriebskanäle durch Vertriebe, kontaktiert werden und verfolgen das Ziel einer außergerichtlichen Streitbeilegung. Der Einsatz von Schlichtungsstellen soll der Entlastung der Gerichte sowie einer Stärkung der Kundenposition durch ein einfaches und für Verbraucher kostenfreies Beschwerdeverfahren dienen.[282]

4.1.1.2.1.5 Fazit

Aufgrund der begrenzten Informationsverarbeitungskapazitäten von Verbrauchern treten in der Grundvariante ohne Gegenmaßnahmen zahlreiche Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden auf. Vertriebe als private Unternehmen mit dem Ziel der Gewinnmaximierung können geneigt sein, diese Eigenschaften von Verbrauchern zu ihrem eigenen Vorteil auszunutzen. Zwar sind in der Variante mit CRM-Umsetzungswettbewerb auf der Erzeugungsseite, bei der Vertriebe keine wichtige Rolle spielen, keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit durch das Verhalten der Vertriebe zu erwarten.[283] Es kann jedoch zu Verbraucherschutzproblemen in Form von beispielsweise Wechselhindernissen oder überhöhten Preisen kommen. Zudem gehen mit einer Preis- bzw. Qualitätsdifferenzierung in jedem Fall Verteilungseffekte zwischen verschiedenen Kundengruppen einher. Sie kann außerdem die Komplexität der Auswahlentscheidung für die Kunden erhöhen, was für diese mit steigenden Transaktionskosten einhergehen kann. Andererseits kann ein vielfältigeres Angebot an Tarifen – unabhängig von der konkreten Organisationsform des Vertriebs – grundsätzlich dazu beitragen, Konsumentenpräferenzen besser abzubilden.

Es wurden daher in den Abschnitten 4.1.1.2.1.2 bis 4.1.1.2.1.4 verschiedene Gegenmaßnahmen für diese Probleme betrachtet. Dezentrale und nicht-staatliche Gegenmaßnahmen können einerseits die Informationslage der Verbraucher verbessern und sie somit bei der Auswahlentscheidung unterstützen. Wenn es sich bei den Akteuren, die diese Informationen oder Dienstleistungen anbieten, jedoch auch um private und gewinnorientierte Unternehmen handelt, agieren diese nicht ausschließlich im Interesse der Verbraucher und es kann an der Schnittstelle zwischen ihnen und den Verbrauchern zu zusätzlichen Problemen aufgrund eines weiteren Prinzipal-Agent-Verhältnisses kommen. Varianten mit staatlichen Gegenmaßnahmen, entweder in Form regulatorischer Vorgaben oder durch staatliche Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden können hingegen dafür sorgen, dass die privaten Akteure Vorgaben

[281] Vgl. STRÜNCK (2017a, S. 127 f.).

[282] In Deutschland ist die Schlichtungsstelle Energie im Jahr 2011 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und das Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz nach § 111 b EnWG anerkannt. Finanziert wird sie durch energiewirtschaftliche Verbände sowie durch die Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände. Siehe für weitere Informationen Abschnitt 6.1.2.6.

[283] Siehe Abschnitt 3.2.2.

hinsichtlich eines verbraucherfreundlichen Verhaltens erhalten bzw. kann staatlichen Akteuren ein verbraucherwohlorientiertes Zielsystem vom Eigentümer vorgegeben werden.[284] Daneben gibt es weitere Varianten, die sich nicht klar als nicht-staatlich oder staatlich einordnen lassen, da die Akteure zwar teilweise staatliche Finanzierung erhalten können oder ihnen bestimmte Privilegien eingeräumt werden, sie in der Umsetzung ihrer Aufgaben jedoch keine direkten Vorgaben erhalten.

Darüber hinaus sind Mischformen der vorgestellten Varianten denkbar, die sich auch dann anbieten können, wenn nicht nur die Vertriebe, sondern auch andere dezentrale private Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden regulatorische Vorgaben erhalten sollen. Welche Ausgestaltung sinnvoll ist, hängt vom Verhalten der privaten Akteure (insb. der Vertriebe) sowie den Präferenzen und Eigenschaften der Verbraucher ab. Wenn die Entscheidung in einem ersten Schritt zugunsten eines liberalen Endkundenmarktes gefallen ist, also der Erhalt von Wettbewerbsmechanismen und individueller Wahlfreiheit gegenüber einer stärkeren Standardisierung priorisiert wird, so wird man den Vertrieben vermutlich auch einen gewissen Entscheidungsspielraum übertragen und keine sehr umfangreichen Vorgaben zur Tarifgestaltung machen. Reguliert würde dann tendenziell an den Stellen, an denen Vertriebe ihre Marktmacht gegenüber den Kunden ausnutzen können oder mit ihrem Verhalten dafür sorgen, dass der liberale Endkundenmarkt unterbunden wird. Daneben wird es auch dezentrale nicht-staatliche Akteure geben, da deren Entstehen zu unterbinden auch einen großen regulatorischen Eingriff darstellen würde, der nicht zum Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes passt. Wie oben dargestellt können jedoch auch gegenüber diesen Akteuren regulatorische Maßnahmen ergriffen werden. Der Einsatz staatlicher Akteure kann dann tendenziell ergänzend erfolgen. Bei einer solchen Ausgestaltung kann eine staatliche Verbraucherpolitik zu einer besseren Funktionsfähigkeit des liberalen Endkundenmarktes beitragen.[285] Allerdings benötigt der Regulierer dafür umfangreiches Wissen und muss ggf. eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure regulieren, was zu hohen Kosten führen kann. Wenn er sich zudem selbst die Einschränkung auferlegt, durch seine Eingriffe den Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes nicht zu beeinflussen, können Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden (wie Auswahlprobleme für Nachfrager bei einem sehr umfangreichen Angebot) bestehen bleiben. Dabei kann es zu ungewollten Verteilungseffekten zwischen verschiedenen Konsumentengruppen kommen, beispielsweise, wenn kognitive oder sprachliche Fähigkeiten, Zeitopportunitätskosten etc. darüber entscheiden, wie gut der einzelne Verbraucher in der Lage ist, das Angebot der Vertriebe zu bewerten und eine Auswahl zu treffen. Auch Überrenditen für private Akteure sind in dieser Ausgestaltungsvariante nicht auszuschließen.

4.1.1.2.2 Analysen unter veränderten Annahmensets

Im vorangegangenen Abschnitt 4.1.1.2.1 wurde die Annahme getroffen, dass Vertriebe Strom nur am Spotmarkt beschaffen, also keine langfristigen Verträge mit Erzeugern abschließen können. Zudem wurde dadurch ausgeschlossen, dass die Herkunft oder die Erzeugungsmethode des Stroms belegt werden kann, wodurch die Vertriebe keine unterschiedlichen Strommixe anbieten konnten. Im

[284] Siehe zur Vorgabe des Zielsystems Abschnitt 4.1.1.1.1.1.2.

[285] Vgl. HAGEN / VON SCHLIPPENBACH (2007, S. 397).

Folgenden wird betrachtet, wie sich die Analyse ohne diese zwei Annahmen ändert, indem das Annahmenset entsprechend modifiziert wird.

4.1.1.2.2.1 Modifikation 1: individuelle langfristige Beschaffungspolitiken

Zwar wird im Annahmenset 1 mit der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb, wie in Kapitel 3 dargestellt, die Versorgungssicherheit durch die direkte Kapazitätsbeschaffung durch den Regulierer gewährleistet, dennoch kann es auch in dieser Konstellation am Spotmarkt aufgrund von unterschiedlich hoher Erzeugung und Nachfrage zu Preisschwankungen kommen. Dies gilt insb. bei einem zukünftig weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien. Vertriebe könnten deshalb auch im CRM-Umsetzungswettbewerb Anreize haben, im Rahmen ihrer Beschaffungsstrategie – insb. zur Absicherung gegen schwankende Großhandelspreise – auf längerfristige Verträge mit Erzeugern zurückzugreifen. Wie ebenfalls in Kapitel 3 gezeigt wurde, benötigen sie dafür jedoch ihrerseits eine Absicherung über langfristige Verträge mit Endkunden. Die Endkunden werden nur teilweise bereit sein, langfristige Verträge mit Vertrieben abzuschließen, da sie unterschiedliche Präferenzen haben. Jene, die ein umfangreiches Risikomanagement durch ihren Vertrieb wünschen und ohnehin wenig wechselbereit sind, beispielsweise aufgrund hoher (vermuteter) Transaktionskosten, würden ggf. langfristige Verträge abschließen, wenn ihnen dafür im Gegenzug für einen längeren Zeitraum ein fester Strompreis garantiert wird. Es werden jedoch nicht alle Endkunden dazu bereit sein, langfristige Verträge mit Vertrieben abzuschließen und freiwillig auf Wechselmöglichkeiten zu verzichten.

Der Vertrieb wäre durch den Abschluss langfristiger Verträge mit Erzeugern in der Lage, für die Stromkunden ein umfangreicheres Risikomanagement anzubieten, sofern langfristige Endkundenverträge abgeschlossen werden. Damit im Zusammenhang steht auch der in Abschnitt 4.1.1.2.1.3 diskutierte Umfang an staatlichen Regulierungen. Denn selbst wenn einige Kunden bereit sind, langfristige Verträge mit Vertrieben abzuschließen, kann es sein, dass es regulatorische Vorgaben hinsichtlich maximaler Vertragslaufzeiten oder Kündigungsfristen für Endkunden gibt, die dafür sorgen, dass Vertriebe sich nicht ausreichend auf der Endkundenseite absichern können. Auf diese Effekte ist beim Design des Regulierungsregimes zu achten. So könnten zwar grundsätzlich maximale Vertragsdauern und Kündigungsfristen vorgegeben werden, Kunden könnte jedoch die Möglichkeit erhalten, freiwillig von dieser Voreinstellung abzuweichen.

Für Erzeuger ändern die langfristigeren Verträge mit Vertrieben im vorliegenden Annahmenset wenig, da die Verträge vermutlich weiterhin nicht über gesamte Anlagenbetriebsdauern reichen werden. Da die Kapazitätsbereitstellung und Vergütung jedoch ohnehin zentral über den Regulierer durchgeführt wird, ergeben sich daraus hier keine Probleme für die Versorgungssicherheit. Außer einem etwas höheren Maß an Risikomanagement für die Endkunden, die dies wünschen, sind die Veränderungen im Vergleich zum Annahmenset mit Beschaffung ausschließlich über den Spotmarkt unter den hier getroffenen Annahmen eines liberalen Endkundenmarktes im CRM-Umsetzungswettbewerb weitgehend unwesentlich, da den Vertrieben keine Verantwortung für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zukommt. Eine Ausnahme stellt die Situation dar, in der eine Kapazitätsoption als Ausgestaltungsvariante für den CRM-Umsetzungswettbewerb gewählt wurde, d. h. wenn der Regulierer eine Call-Option innehat und somit Strommengen zu einem festgelegten Preis vom

Erzeuger kaufen kann.[286] In diesem Fall würde ein zusätzlicher langfristiger Vertrag mit einem Vertrieb bei steuerbaren Erzeugungsanlagen dazu führen, dass der Erzeuger zusätzliche finanzielle Risiken trägt, da er bei einem Großhandelsstrompreis, der sowohl über dem Optionsausübungspreis als auch über dem Preis des Liefervertrages mit dem Vertrieb liegt, zusätzliche Strommengen am Markt beschaffen müsste, um beiden Verpflichtungen nachzukommen.[287]

4.1.1.2.2.2 Modifikation 2: unterschiedliche Strommixe

Zwar erfolgt die Kapazitätsbereitstellung und somit auch die Auswahl der Erzeugungsanlagen im CRM-Umsetzungswettbewerb direkt über den Regulierer. Vertriebe könnten dennoch bestrebt sein, beispielsweise reine Grünstromtarife anzubieten, wenn dafür innerhalb der hinsichtlich ihrer Präferenzen heterogenen Gruppe von Stromkunden bei einigen höhere Zahlungsbereitschaften bestehen.[288] Um die Herkunft bestimmter Strommengen nachzuweisen, bedarf es eines zusätzlichen Marktes für Zertifikate, die bestimmte Eigenschaften belegen. Mithilfe zusätzlich zum Strom erworbener Zertifikate könnten Vertriebe dann den von ihnen an die Endkunden verkauften Strommengen bestimmte Erzeugungstechnologien oder örtliche Herkunft zuschreiben. In dem hier betrachteten Annahmenset würden diese jedoch überwiegend als Marketinginstrument der Stromvertriebe dienen und hätte nur dann Einfluss auf die Kapazitätsbereitstellung, wenn die darüber erzielbaren zusätzlichen Einnahmen für EE-Erzeuger ausreichend groß sind (wovon jedoch überwiegend nicht auszugehen ist) oder der Regulierer bei seinen Investitionsentscheidungen die über die Wahl derartiger Tarife offenbarten Kundenpräferenzen berücksichtigen würde.

Diese Modifikation hat insb. in der Hinsicht Auswirkungen auf das Verhältnis zwischen Vertrieben und Endkunden, dass Vertriebe weitere Produkte anbieten können und für Endkunden, die nur über begrenztes Wissen über den Strommarkt verfügen, die Überprüfung der Richtigkeit der Angaben und die Auswahlentscheidung zwischen verschiedenen Tarifen somit erschwert wird. Mit Blick auf die oben diskutierten Gegenmaßnahmen müssten Stromvergleichsportale diese verschiedenen Tarife in ihre Vergleiche aufnehmen und dafür ggf. Anpassung bei ihren Voreinstellungen und Vergleichsparametern vornehmen. Verbraucherselbst- oder Fremdorganisationen sowie Informationsbereitsteller müssten über die verschiedenen Tariftypen informieren und darstellen, dass die Wahl eines Grün- oder Regionalstromtarifs einen sehr begrenzten Einfluss auf den Erzeugungsmix hat. Über staatliche Regulierungen könnte zudem vorgegeben werden, dass auch die Vertriebe selbst transparent damit umgehen müssen, dass die Kunden damit nicht unmittelbar den Strommix beeinflussen können. In einem Stromsystem, in dem die Erzeugung nahezu ausschließlich auf Erneuerbaren Energien beruht, wie es in vielen Ländern in Zukunft angestrebt wird, entfällt für Vertriebe die Möglichkeit, sich durch das Angebot von Grünstromtarifen von Wettbewerbern abzusetzen.

---

[286] Siehe zu den Grundlagen der Ausgestaltung von Kapazitätsoptionen Abschnitt 3.2.2.2.

[287] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 199). Für fluktuierende Erneuerbare Energien stellt sich diese Problematik i. d. R. nicht in gleicher Weise, da langfristige Lieferverpflichtungen hier typischerweise nicht als physisch feste Mengenverpflichtungen ausgestaltet sind, sondern profilabhängig erfolgen und mit Ausgleichs- und Bilanzierungsmechanismen verbunden sind. Vgl. BECKERS / HOFFRICHTER (2014, S. 10–14).

[288] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 16).

4.1.1.2.2.3 Fazit zu Analysen unter veränderten Annahmensets

Bei der Annahme eines CRM-Umsetzungswettbewerbs auf Erzeugungsseite ergeben sich bei veränderten Annahmensets (Beschaffung auch langfristig und nicht nur über den Spotmarkt sowie mit Nachweisen zu Herkunft und Erzeugungsart) keine erheblichen Unterschiede zu der Situation mit der Annahme, dass Vertriebe ausschließlich am Spotmarkt beschaffen. Zwar können Vertriebe auch bei einem CRM-Umsetzungswettbewerb bestrebt sein, in gewissem Umfang längere Verträge mit Erzeugern abzuschließen, um sich für die Zeitspanne gegen Preisschwankungen abzusichern, wenn sie selbst über Endkundenverträge an einen Verkaufspreis gebunden sind. Auch Erzeuger könnten sich gegen Preisschwankungen absichern wollen. Sie müssen über langfristige Verträge mit Vertrieben jedoch keine langfristigen Investitionen absichern, da sie direkte Kapazitätszahlungen vom Regulierer erhalten. Verbraucher könnten sich je nach ihren Präferenzen für eine gewisse Zeit Risikomanagement in Form eines fixen Preises für die Dauer ihres Vertrages mit einem Vertrieb wünschen. Da die Preisschwankungen im CRM jedoch im Vergleich zu anderen Organisationsmodellen eher gering ausfallen, sind die Anreize zum Abschluss langfristiger Verträge für alle Akteure nicht so hoch, wie möglicherweise in anderen Konstellationen, die im weiteren Verlauf dieser Untersuchung betrachtet werden. Das Angebot unterschiedlicher Strommixe in Tarifen hat nur dann Auswirkungen auf die Erzeugungsseite, wenn der Regulierer bei seiner Anlagenauswahl die somit offengelegten Präferenzen der Endkunden berücksichtigt. Ansonsten dienen sie Vertrieben lediglich dazu, ihre Tarife weiter zu differenzieren und die höhere Zahlungsbereitschaft der schlecht über den Strommarkt informierten Kunden auszunutzen.

4.1.1.2.3 Fazit

Die Grundidee des liberalen Endkundenmarktes besteht darin, dass die Kunden regelmäßig ihren Vertrieb wechseln und sich somit effizient arbeitende Vertriebe durchsetzen, die Tarife anbieten, mit denen die Präferenzen der Endkunden am besten befriedigt werden. Es wurde jedoch gezeigt, dass in der Konstellation ohne Gegenmaßnahmen zahlreiche Probleme auftreten können. Die Endkunden sind den Vertrieben strukturell unterlegen, was u. a. an ihren begrenzten Kapazitäten zur Informationsverarbeitung liegt sowie daran, dass sie auf vielen verschiedenen Märkten aktiv sind und sich daher nicht über einzelne Märkte umfassend informieren können. Insgesamt stellt es insb. Haushaltskunden aufgrund ihrer begrenzten Ressourcenausstattung vor große Herausforderungen, zwischen einer Vielzahl von angebotenen Tarifen zu entscheiden, da viele Faktoren in die Entscheidung einbezogen werden müssen. Vertriebe können zudem geneigt sein, die Transaktionskosten dieser Auswahlentscheidung weiter zu erhöhen, indem sie die Verträge komplex gestalten, um bestimmte Vertragsinhalte zu verschleiern. Zudem handelt es sich bei einem Stromtarif um ein Erfahrungsgut, bei dem für die Kunden vor Vertragsschluss vor allem das spätere Verhalten der Vertriebe nicht absehbar ist. Beispielsweise können Kunden mit Bonuszahlungen gelockt werden, die dann aber nicht oder nur verspätet ausgezahlt werden, oder mit einer guten Servicequalität, die der Vertrieb im Nachhinein nicht einhält. Nach Vertragsschluss können Vertriebe für Kunden Wechselhindernisse schaffen, beispielsweise durch einen umständlichen Kündigungsprozess oder durch eine zusätzliche Bindung, indem der Strombezug mit anderen Produkten oder Dienstleistungen gebündelt wird. Insgesamt kann es durch die Handlungen der Vertriebe zu einer Beschränkung des Wettbewerbs kommen und somit

auch zu höheren Preisen oder einem geringeren Angebot, das beispielsweise regional unterschiedlich ist oder die Präferenzen der Nachfrager nicht gut trifft.

In Abschnitt 4.1.1.2.1 wurden verschiedene Gegenmaßnahmen untersucht, die dazu beitragen können, die Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden abzumildern. Wenn dafür weitere Akteure hinzukommen, kann es sich bei diesen entweder um private oder staatliche Informationsintermediäre, um Verbraucherselbst- oder Fremdorganisationen oder um Schlichtungsstellen handeln, welche die außergerichtliche Streitbeilegung unterstützen. Daneben sind regulatorische Vorgaben möglich, die sich entweder auf die Vertriebe oder auf die weiteren Akteure beziehen. Welche Kombination dieser Maßnahmen sinnvoll ist, hängt sehr stark von der konkreten Situation ab, insb. vom Verhalten der Akteure und den Präferenzen der Endkunden. Vermutlich ist jedoch eine Variante mit sowohl nicht-staatlichen als auch staatlichen Akteuren in Verbindung mit einer Regulierung sinnvoll, wenn zuvor die Entscheidung zugunsten eines liberalen Endkundenmarktes getroffen wurde. Bezüglich des staatlichen Eingreifens wird davon ausgegangen, dass dies nur in einem Ausmaß geschieht, in dem es den Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes nicht einschränkt. Eine Variante ohne Endkundenwettbewerb, jedoch mit Integration sinnvoller Elemente des liberalen Endkundenwettbewerbs, auf die man sich durch das Ergreifen umfangreicher staatlicher Maßnahmen zubewegt, wird erst im nächsten Abschnitt betrachtet.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass es durch einen CRM-Umsetzungswettbewerb auch in Kombination mit einem liberalen Endkundenmarkt nicht zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen dürfte, da Vertriebe keine wichtige Rolle bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität spielen, sondern der Regulierer diese direkt übernimmt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der liberale Endkundenmarkt für Haushaltskunden nicht sinnvoll ist, da die Vorteile nicht groß genug sind, um die bei ihnen anfallenden Kosten, d. h. Transaktionskosten sowie ggf. Mehrkosten für zusätzliche Vertriebsleistungen, aufzuwiegen.[289] Für Gewerbekunden kann diese Bewertung möglicherweise anders ausfallen, da diese über andere Informationsverarbeitungskapazitäten und Risikoeinstellungen verfügen.[290] Dies wurde hier jedoch nicht untersucht.

4.1.1.3 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb mit Integration ausgewählter Elemente des liberalen Endkundenmarktes

In Abschnitt 4.1.1.1 wurde bereits die Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb betrachtet, wobei der zentrale Vertrieb bzw. die dezentralen Vertriebe lediglich die Vertriebsbasisfunktionen übernehmen. Bei diesen handelt es sich um die Aufgaben Tarifgestaltung eines Basistarifs, Strombeschaffung, Kundenmanagement sowie Abrechnung.[291] Weitere Aufgaben wurden nicht betrachtet. Zudem wurde angenommen, dass die Endkunden einheitliche Präferenzen haben. In der Folge (Abschnitt 4.1.1.2) wurde ein liberaler Endkundenwettbewerb betrachtet, bei dem viele private Vertriebe im Wettbewerb miteinander stehen und verschiedene Tarife anbieten, sowie dass die Endkunden unterschiedliche

[289] Vgl. JOSKOW (2000, S. 56 f.) und DEFEUILLEY (2009, S. 378).
[290] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 6 und S. 62).
[291] Zur Definition siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.1.

Präferenzen haben können. In Abschnitt 4.1.1.3 soll nun überprüft werden, ob Elemente, die im Annahmenset mit liberalem Endkundenmarkt als sinnvoll identifiziert wurden, auch in einer Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb sinnvoll integriert werden können. Dabei wird nur die Variante mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb betrachtet, da diese in Abschnitt 4.1.1.1 als vorzugswürdig identifiziert wurde und sich die anderen Varianten im Hinblick auf die hier betrachteten Änderungen nicht erheblich von dieser Variante unterscheiden. Ebenso wie im Abschnitt zum liberalen Endkundenmarkt wird von möglicherweise unterschiedlichen Endkundenpräferenzen ausgegangen.

Bei der Betrachtung des liberalen Endkundenmarktes (Abschnitt 4.1.1.2) wurde angenommen, dass es sich bei den Vertrieben ausschließlich um private Unternehmen handelt. Positiv wurde an dieser Ausgestaltungsvariante bewertet, dass verschiedene Tarife angeboten werden, sodass Endkunden mit heterogenen Präferenzen für sich passende Tarif finden können. Hier wird nun im Vergleich die Situation betrachtet, in der ein öffentlicher Vertrieb verschiedene Tarife anbietet. Außerdem wird in Betracht gezogen, dass der Vertrieb weitere Aufgaben übernimmt, die über die Vertriebsbasisfunktionen hinausgehen. Dass es weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt, wird hingegen erst in Abschnitt 4.1.1.4 betrachtet, wo Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen untersucht werden.

Bei der Gestaltung von Tarifen ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten. Die Tarife können sich, entsprechend den Präferenzen der Endkunden, beispielsweise hinsichtlich des Umfangs an Risikomanagement, der Abrechnungshäufigkeit oder auch hinsichtlich des Strommixes unterscheiden. Auch eine Bündelung mit anderen Produkten oder Dienstleistungen ist möglich, und kann bei einem Angebot durch den zentralen Vertrieb anders zu bewerten sein als im liberalen Endkundenmarkt. Durch das Angebot weiterer Güter oder Dienstleistungen würde der Vertrieb weitere Aufgaben übernehmen, die über die Vertriebsbasisfunktionen hinausgehen. Wenn der Vertrieb Tarife mit unterschiedlichem Risikomanagement anbieten möchte, so kann er beispielsweise einen Tarif mit einer langfristigen Preisgarantie anbieten, und für die Kunden, die diesen Tarif wählen, über entsprechend langfristige Verträge mit Erzeugern Strom kaufen. Für die übrigen Kunden kann er kurzfristig am Spotmarkt einkaufen und mit relativ kurzfristigen Fristen entsprechend der Preise am Großhandelsmarkt die Endkundenpreise anpassen.

Hinsichtlich der Möglichkeit Tarife mit unterschiedlichen Strommixen anzubieten unterscheidet sich die Situation grundsätzlich nicht von der zuvor beschriebenen Konstellation eines liberalen Endkundenmarktes. Es ist jedoch möglich, dass der öffentliche Vertrieb besser in der Lage ist, Einfluss auf die Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazität zu nehmen, da diese im hier angenommenen CRM-Umsetzungswettbewerb ebenfalls direkt durch die Öffentliche Hand getroffen werden. Generell bleibt die Situation jedoch bestehen, dass das Angebot unterschiedlicher Strommixe tendenziell nur zur Abfrage von Kundenpräferenzen dient und kaum direkten Einfluss auf den Erzeugungsmix hat, da auch der zentrale öffentliche Vertrieb selbst keine Verträge mit Erzeugern schließt, die langfristig genug sind, um damit Investitionssicherheit für komplette Anlagenbetriebsdauern zu schaffen. Der zentrale Vertrieb wird vermutlich eine geringere Produktvielfalt anbieten als im Wettbewerb stehende Vertriebe, da er dies lediglich tut, um verschiedene Endkundenpräferenzen besser zu treffen, und nicht um Kunden von anderen Vertrieben abzuwerben. Da Vertriebe in diesem

Annahmenset verbraucherwohlorientiert agieren, würden sie ihre Kunden zudem über den geringen Einfluss von beispielsweise Grünstromtarifen aufklären.

Wenn es mehrere Tarife gibt, so muss der zentrale öffentliche Vertrieb die Aufgabe der Endkundeninformation übernehmen, um den Kunden die Unterschiede der verschiedenen Tarife zu kommunizieren. Neben der Informationsbereitstellung direkt durch den Vertrieb könnten auch weitere Elemente des liberalen Endkundenmarktes übernommen werden. Beispielsweise könnte es hier auch ein Vergleichsportal für die verschiedenen Tarife des zentralen Vertriebs geben oder eine Energieberatung. Zwar wäre es generell möglich, dass diese Aufgaben von dezentralen bzw. nicht staatlichen Akteuren übernommen werden, die, wie in Abschnitt 4.1.1.2.1.3 dargestellt, ebenfalls regulatorische Vorgaben erhalten sollten, um sich entsprechend dem Ziel der Kundenwohlorientierung zu verhalten. Für Betreiber von Vergleichsportalen sind jedoch die Spielräume für problematisches Verhalten, wie es in 4.1.1.2.1.2 dargestellt wurde, deutlich geringer, wenn es nur einen Vertrieb gibt, der sich im Eigentum der Öffentlichen Hand befindet. Allerdings kann es hier sinnvoll sein, dass diese weiteren Aufgaben ebenfalls von zentralen und öffentlichen Akteuren übernommen werden, oder in der entsprechenden Konstellation sogar integriert vom zentralen Vertrieb, wodurch es Verbundeffekte, insb. hinsichtlich des benötigten Wissens gäbe.

Wenn der zentrale öffentliche Vertrieb ausgewählte Elemente des liberalen Endkundenmarktes übernimmt, d. h. beispielsweise mehrere Tarife anbietet, um die Präferenzen der Endkunden besser zu befriedigen, die Kunden durch gezielt bereitgestellte Informationen bei der Auswahlentscheidung unterstützt oder es neben dem Vertrieb weitere Akteure gibt, die Vergleichsportale bereitstellen oder Energieberatung anbieten, so unterscheidet sich die Ausgestaltungsvariante aus Sicht der Kunden zunächst nicht grundsätzlich von der mit einem liberalen Endkundenmarkt. Die Ausgestaltungsvariante bringt jedoch Vorteile mit sich, da die Kunden nicht mit Insolvenzen ihres Vertriebes rechnen müssen und die Auswahl an Tarifen und die Marketingaktivitäten dennoch geringer sein werden als im liberalen Endkundenmarkt, was die Transaktionskosten für die Endkunden senkt. In anderen Annahmensets kommen weiterhin positive Auswirkungen auf den Erzeugungsmarkt hinzu.[292] Es kann davon ausgegangen werden, dass durch das vorgegebene Zielsystem der Konsumentenorientierung[293] der zentrale Vertrieb keine überhöhten Preise setzen wird und, soweit im Bereich des Stromvertriebs überhaupt möglich, Innovationen implementieren wird. Der liberale Endkundenmarkt bringt daher keine Vorteile mit sich, die sich nicht in eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb integrieren lassen.

4.1.1.4 Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen

In den vorangegangenen Abschnitten stellen jeweils die beiden Randlösungen eines rein zentral bzw. eines rein dezentral organisierten Endkundenmarktes die Ausgangspunkte der Betrachtungen dar. In diesem Abschnitt werden nun verschiedene Zwischenlösungen betrachtet, die sowohl zentrale als auch dezentrale Elemente enthalten. Zunächst werden in Abschnitt 4.1.1.4.1 Varianten betrachtet, bei denen

[292] Siehe Abschnitte 4.1.2 und 4.1.3.

[293] Siehe Abschnitt 4.1.1.1.1.1.2.

Aufgaben teils zentral und teils entbündelt und wettbewerblich organisiert sind. Anschließend erfolgt in Abschnitt 4.1.1.4.2 die Betrachtung der Variante mit einem liberalen Endkundenwettbewerb, neben dem es jedoch einen zentralen Anbieter gibt, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert.

4.1.1.4.1 Varianten mit Zentralität bei bestimmten Aufgaben und Dezentralität bzw. Wettbewerb bei anderen (entbündelten) Aufgaben

Bei den Varianten mit Zentralität bei bestimmten und Wettbewerb bei anderen Aufgaben gibt es viele Möglichkeiten der konkreten Ausgestaltung, von denen hier nur einige dargestellt werden. Auch einige der in den vorangegangenen Abschnitten angesprochenen Konstellationen lassen sich hier einordnen oder sie lassen sich so erweitern, dass sie hier einzuordnen sind.

VARIANTEN AUSGEHEND VON EINER DEZENTRALEN BZW. WETTBEWERBLICHEN AUSGESTALTUNG

Die in Abschnitt 4.1.1.1.2 betrachteten dezentralen monopolistischen Modelle enthalten bereits zentrale Elemente in der Form, dass generell von zentralen Vorgaben an die dezentralen Vertriebe ausgegangen wird, sowie im Falle von privater Eigentümerschaft von einer externen Regulierung. Durch eine externe Regulierung oder zentrale Vorgaben werden diejenigen Aufgaben teilweise zentralisiert, hinsichtlich derer Vorgaben erfolgen. Es werden somit die Bereitstellungsentscheidung der Aufgabe und einige Entscheidungen hinsichtlich der Durchführung zentral getroffen und lediglich die Ausführung der Aufgabe, ggf. verbunden mit den verbleibenden Entscheidungen, obliegt den dezentralen Akteuren.

Zusätzlich kann die Variante mit mehreren dezentralen monopolistischen Vertrieben, sowohl wenn sich diese in öffentlicher als auch wenn sie sich in privater Eigentümerschaft befinden, so erweitert werden, dass diese Vertriebe einzelne Aufgaben zentralisieren und somit gemeinsam wahrnehmen. Beispielsweise könnten die Vertriebe, auch wenn sie keine zentralen Vorgaben hinsichtlich dieses Bereiches erhalten, Anreize dazu haben, gemeinsam die Tarifgestaltung oder einzelne Aspekte dieser Aufgabe vorzunehmen, um somit Kosten zu sparen, da nicht jeder einzelne Vertrieb das dafür benötigte Wissen aufbauen und vorhalten muss. Insbesondere könnte sich dies bei der Vertragsgestaltung und der Formulierung von einheitlichen Standardklauseln für Verträge anbieten, da sich Größeneffekte ergeben, wenn dies nicht jeder Vertrieb individuell macht. Falls es in diesem Bereich zentrale Vorgaben gibt, die sich über die Zeit verändern, können nötige Anpassungen am Vertragsdesign somit auch einfacher umgesetzt werden. Weitere mögliche Bereiche, in denen eine Zusammenarbeit mehrerer Vertriebe erfolgen könnte, sind der Stromeinkauf, die Rechnungsstellung oder die Zahlungsabwicklung. Eine solche Zentralisierung von Aufgaben und die damit einhergehende Vereinheitlichung kann auch für die Kunden positiv sein, wenn dadurch Kosten gesenkt werden oder wenn die Endkunden sich bei einem Umzug in ein anderes Gebiet nicht umstellen müssen.

Auch die in Abschnitt 4.1.1.2.1.3 betrachteten staatlichen Regulierungen als Gegenmaßnahmen gegen die Marktmacht der Vertriebe im liberalen Endkundenmarkt lassen sich als Variante mit Zentralität bei einigen und Wettbewerb bei anderen Aufgaben einordnen. Zwar stellt in Abschnitt 4.1.1.2 die dezentrale Wahrnehmung von Aufgaben den Ausgangspunkt der Untersuchung dar. Durch staatliche Regulierungen und somit Vorgaben an die dezentralen und im Wettbewerb stehenden Vertriebe erfolgt jedoch eine Zentralisierung einiger Aufgaben. Auch hier besteht die Möglichkeit, dass die Vertriebe in denselben Bereichen, in denen eine staatliche Regulierung erfolgt oder auch in anderen, gemeinsam

Aufgaben wahrnehmen und sich dafür beispielsweise zu Joint Ventures zusammenschließen, obwohl sie in anderen Bereichen im Wettbewerb miteinander stehen. Neben einer gemeinsamen Aufgabenwahrnehmung mehrerer Vertriebe ist es auch möglich, dass Aufgaben von Dienstleistern übernommen werden, die ihre Leistungen mehreren Vertrieben anbieten und darüber einzelne Aufgaben zentralisieren. Denkbar wären dabei sowohl die zuvor genannten Aufgaben als auch die Erstellung von Werbung für mehrere Vertriebe oder sogar die Bereitstellung des gesamten Kundenportals und Internetauftritts, was als „White Label-Lösung“ bezeichnet wird.[294]

VARIANTEN AUSGEHEND VON EINER ZENTRALEN AUSGESTALTUNG

Auch aus der anderen Betrachtungsrichtung kommend, d. h. von einer zentralen Ausgestaltung, können Varianten mit Zentralität bei bestimmten und Wettbewerb bei anderen Aufgaben erreicht werden. Hier wird zunächst angenommen, dass dezentrale Akteure nur selektiv bei den Aufgaben einbezogen werden, bei denen es sich nicht um die Vertriebsbasisfunktionen handelt. Die Ausgestaltungsvariante, in der es neben einem zentralen Basisangebot weitere wettbewerbliche Vertriebe gibt, die teilweise ein umfangreicheres Angebot anbieten, wird nachfolgend in Abschnitt 4.1.1.4.2 diskutiert. Beispielsweise können durch Kooperationen mit verschiedenen Zahlungsdienstleistern unterschiedliche Zahlungsmethoden angeboten werden. Hinsichtlich des Angebots von Tarifen mit einem unterschiedlichen Grad an Risikomanagement, hängt der Umfang des durch den Vertrieb für die Kunden betriebenen Risikomanagements zum einen von der Dauer ab, für die den Endkunden eine Preisgarantie gewährt wird, und zum anderen davon, wie langfristig die Vertriebe ihrerseits über langfristige Verträge gegen Preisschwankungen abgesichert sind. Neben dem Angebot von Tarifen mit unterschiedlichem Risikomanagement durch den öffentlichen Vertrieb gibt es auch die Möglichkeit, dass Angebote zur Absicherung der Endkunden vor schwankenden Preisen durch andere Akteure, beispielsweise Versicherer, bereitgestellt werden. Ebenfalls könnte ein zusätzliches Risikomanagement durch private und im Wettbewerb stehende Akteure angeboten werden. Auch ist es denkbar, dass mehrere dezentrale Akteure Messdienstleistungen, die Informationsbereitstellung für Kunden oder Energieberatung übernehmen.

Durch die Zentralität bei Kernvertriebsaufgaben und daneben Wettbewerb bei anderen Aufgaben würde sichergestellt werden, dass die Endkunden durch den zentralen öffentlichen Vertrieb günstig und verlässlich mit Strom versorgt werden. Zusätzlich könnten sich die Kunden entsprechend ihren Präferenzen für weitere komplementäre Leistungen entscheiden und im Wettbewerb stehende private Akteure mit der Erbringung dieser Aufgaben betrauen. Dies würde vermutlich dazu führen, dass Endkunden sich nur für weitere Leistungen entscheiden, die ihnen zusätzlichen Nutzen stiften und sich die Preise für die weiteren Leistungen an der Zahlungsbereitschaft der Kunden orientieren müssen und somit die einzelnen Preisbestandteile für Kunden besser nachvollziehbar sind als in Bündelangeboten. Zwar gehen für Endkunden mit einem größeren Angebot höhere Transaktionskosten einher; durch das zentrale Basisangebot können sie jedoch Strom beziehen, ohne sich notwendigerweise mit den

[294] Sogenannte „White Label-Lösungen“ stellen ein Kooperationsmodell dar, bei dem ein Unternehmen Produkte oder Services nicht unter dem eigenen Namen, sondern unter dem Label des Kooperationspartners anbietet. Je nach Ausgestaltung hat der offizielle Anbieter selbst keinen Kundenkontakt, sondern lagert diese Aufgaben vollständig aus.

weiteren Leistungen und Angeboten auseinander setzen zu müssen. Es ist jedoch fraglich, ob der zentrale Vertrieb durch seine Tätigkeit nicht ohnehin über das dafür benötigte Wissen verfügt und diese Aufgaben somit ebenfalls übernehmen sollte.

4.1.1.4.2 Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb

Eine weitere mögliche Ausgestaltungsvariante mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen ist jene, bei der neben einem liberalen Endkundenmarkt ein Vertrieb existiert, der sich in der Eigentümerschaft der Öffentlichen Hand befindet oder umfangreiche regulatorische Vorgaben erhält. Hier wird einerseits die Ausgestaltungsvariante eines liberalen Endkundenwettbewerbs mit mehreren privaten Vertrieben wie in Abschnitt 4.1.1.2 beibehalten, daneben jedoch ein zentraler Vertrieb geschaffen, bei dem die Endkunden sich auf ein sicheres Angebot mit einer für sie fairen Vertragsgestaltung verlassen können. Beim öffentlichen Vertrieb wird davon ausgegangen, dass dieser in allen Bereichen verbraucherwohlorientiert agiert und es deshalb dort keine Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt. Weiterhin wird angenommen, dass der Preis, zu dem der öffentliche Vertrieb Strom an die Kunden verkauft, nicht unterhalb des Großhandelspreises liegt, d. h. der Strompreis des öffentlichen Vertriebs nicht mit Haushaltsmitteln subventioniert wird, da dies zu einer Verzerrung des Angebots zwischen dem öffentlichen und den privaten Vertrieben führen würde.[295]

Für das Angebot des öffentlichen Vertriebes gibt es verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten. Erstens kann nach dem Umfang des Angebots des zentralen öffentlichen Vertriebs unterschieden werden: Der zentrale Vertrieb kann entweder lediglich einen Basistarif anbieten und neben dem reinen Stromvertrieb und dem Durchreichen des Großhandelspreises keine weiteren Aufgaben an der Schnittstelle zu den Endkunden übernehmen, oder er bietet einen oder mehrere Tarife an, bei denen er neben den Vertriebsbasisfunktionen weitere Aufgaben übernimmt und beispielsweise Risikomanagement oder unterschiedliche Zahlungsmethoden anbietet. Zweitens gibt es verschiedene Möglichkeiten, zu welchem Zeitpunkt Endkunden zum zentralen öffentlichen Vertrieb wechseln können. Dies reicht von der Option, dass Endkunden sich in einem Anfangszeitpunkt zwischen dem liberalen Endkundenmarkt und dem öffentlichen Vertrieb entscheiden müssen und dann nicht mehr wechseln können, über Optionen mit Wechselmöglichkeiten mit bestimmten Vorlaufzeiten oder zu bestimmten Fristen bis hin zu der Option eines jederzeit möglichen Wechsels. Drittens kann danach unterschieden werden, ob der zentrale öffentliche Vertrieb einheitliche Tarife für Neu- und Bestandskunden anbietet oder zwischen diesen Gruppen differenziert. Diese Entscheidungen haben u. a. Auswirkungen darauf, wie der öffentliche Vertrieb Strom beschaffen muss und zu welchen Preisen er anbieten kann.

VARIANTE, IN WELCHER DER ZENTRALE ÖFFENTLICHE VERTRIEB LEDIGLICH EIN BASISANGEBOT ANBIETET

Wenn der zentrale öffentliche Vertrieb lediglich ein Basisangebot anbietet, bedeutet dies, dass er Kunden zu einem Preis mit Strom beliefert, der – soweit dies mit Standardlastprofilen möglich ist – an den Großhandelspreis angelehnt ist, darüber hinaus jedoch kein weiteres Risikomanagement, keine Bündelung mit anderen Leistungen und keine unterschiedlichen Optionen beispielsweise hinsichtlich

[295] Vgl. JOSKOW (2008, S. 29).

der Zahlungsmethode anbietet. Private Vertriebe können daneben weitere Tarife im Wettbewerb anbieten, die über das Basisangebot des zentralen Vertriebs hinaus zusätzlich weitere Leistungen umfassen können. Es ist nicht ersichtlich, dass private Vertriebe gegenüber dem zentralen öffentlichen Vertrieb Vorteile beim Angebot dieses Basisangebots hätten. Deshalb ist davon auszugehen, dass das zentrale Basisangebot jedenfalls langfristig das Günstigste sein wird, da die Vertriebsgebühren der privaten Vertriebe auch die Kosten des Angebots der zusätzlichen Leistungen decken muss sowie durch Werbung und das Durchführen von Wechselprozessen zusätzliche Kosten hinzukommen.[296] Das umfangreichere Angebot privater Vertriebe wird in den meisten Fällen nicht günstiger sein.

Falls dennoch Einsparungen durch private im Wettbewerb stehende Vertriebe generiert werden, könnten die privaten Vertriebe diese nutzen, um Endkunden vom zentralen Vertrieb abzuwerben und ihren Tarif mit zusätzlichen Leistungen zu einem geringeren Preisaufschlag anzubieten. Das Basisangebot kann daher als Benchmark für die, von den privaten Vertrieben angebotenen, Tarife dienen und Endkunden können für sich prüfen, ob die zusätzlichen Leistungen der privaten Vertriebe (beispielsweise zusätzliches Risikomanagement, Energieberatung, Bündelung mit anderen Leistungen wie beispielsweise unterschiedliche Zahlungsmethoden oder neue Serviceangebote) ihnen einen zusätzlichen Nutzen stiften und sie dafür eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft haben. Auch im Sinne eines Wettbewerbs der Systeme kann in dieser Ausgestaltungsvariante der Nutzen eines liberalen Endkundenmarktes im Vergleich zu dem Benchmark des zentralen Basisangebots gemessen und somit beurteilt werden, ob durch die zusätzlichen Leistungen der privaten Vertriebe ein höherer Nutzen bei den Endkunden realisiert werden kann.[297] Möglicherweise ist in dieser Ausgestaltungsvariante eine weniger umfangreiche Regulierung der im Wettbewerb stehenden privaten Vertriebe nötig, als in der in Abschnitt 4.1.1.2 beschriebenen Situation ohne ein zentrales Basisangebot als Benchmark.[298] Dies hängt allerdings auch davon ab, wie viel Verantwortung den Verbrauchern übertragen werden soll.

Variante, in welcher der zentrale öffentliche Vertrieb ein umfangreicheres Angebot anbietet

Betrachtet man hingegen eine Situation, in welcher der zentrale öffentliche Vertrieb nicht nur ein Basisangebot anbietet, sondern Tarife, welche die Präferenzen der Endkunden treffen, ohne, dass diese von anderen Akteuren weitere Leistungen beziehen müssen, fungiert das zentrale Angebot nicht mehr unbedingt als Benchmark. Es kann aber für Endkunden die Transaktionskosten senken, die ein umfangreiches Angebot als das Basisangebot wünschen, und sich dadurch dennoch nicht in den wettbewerblichen Teil des Endkundenmarktes begeben müssen.

Abhängig davon, in welchem Zeithorizont der zentrale öffentliche Vertrieb verpflichtet ist, Neukunden aufzunehmen, sind die privaten Vertriebe möglicherweise dazu in der Lage, ihre Tarife günstiger anzubieten, als der öffentliche Vertrieb, da sie nicht verpflichtet sind, zusätzliche Kunden aufzunehmen und sich somit nur für ihre bestehenden und nicht für potenziell neu hinzukommende Kunden gegen steigende Preise absichern müssen. Zudem könnten sie kurzfristig bestrebt sein, unter ihren Kosten anzubieten, um Kunden von anderen privaten Vertrieben oder vom öffentlichen Vertrieb abzuwerben.

---

[296] Vgl. Joskow (2008, S. 32).

[297] Vgl. Joskow (2000, S. 4 f. und S. 17).

[298] Vgl. Joskow (2000, S. 9).

Für die privaten Vertriebe könnte einerseits eine staatliche Regulierung sinnvoll sein, falls es keine wirksamen dezentralen bzw. nicht staatlichen Institutionen gibt, die deren Marktmacht gegenüber den Endkunden einschränken. Andererseits lässt sich einwenden, dass die Endkunden freiwillig einen privaten Vertrieb wählen, obwohl sie sich vom öffentlichen Vertrieb beliefern lassen könnten, und somit das Risiko selbst tragen müssen. Falls Endkunden aber durch regulatorische Vorgaben stets die Möglichkeit erhalten, zum öffentlichen Vertrieb zu wechseln, müssen jedoch zumindest die Vertragslaufzeiten bzw. Kündigungsfristen der privaten Vertriebe regulatorisch vorgegeben werden. Auch eine regulatorische Lieferverpflichtung, möglicherweise kombiniert mit der Pflicht zur Hinterlegung von Haftungsmassen, könnte sinnvoll sein, damit die privaten Vertriebe langfristig kostendeckend agieren und um somit den öffentlichen Vertrieb vor plötzlichen massiven Kundenzuläufen aufgrund von Insolvenzen privater Vertriebe weitgehend zu schützen.[299]

Potenziell kann die Öffentliche Hand beim Angebot eines Stromtarifs für Endkunden Verbundeffekte realisieren, da sie bestimmte Ressourcen, insb. Wissen, sowohl bei der zentralen Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität benötigt als auch bei der Regulierung der privaten Vertriebe. Dies könnte dazu führen, dass der öffentliche Vertrieb nicht unbedingt teurer anbieten muss als die im Wettbewerb stehenden privaten Vertriebe. Generell hat die Variante mit der parallelen Existenz von Wettbewerb und einem zentralen staatlichen Angebot den Vorteil, dass sich auch der öffentliche Vertrieb bei seiner Preisgestaltung am liberalen Endkundenmarkt orientieren wird bzw. die Preise vergleichbar sind und somit in gewisser Weise Rückschlüsse auf die Effizienz des öffentlichen Vertriebs möglich sind. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die Preisgestaltung der verschiedenen Akteure auf unterschiedliche Weise erfolgt und dem öffentlichen Vertrieb mehr Pflichten auferlegt sind. Sollte der Preis des öffentlichen Tarifs dauerhaft unter denen der privaten Vertriebe liegen, kann man sich fragen, warum Verbraucher überhaupt zu einem privaten Anbieter wechseln sollten, sodass zweifelhaft wäre, ob die Wettbewerbssparte erhalten bliebe.

Weitere Fragen dieser Ausgestaltungsvariante stellen sich insb. im Hinblick auf stark schwankende Strompreise und das damit einhergehende Risiko für Endkunden von hohen Preisen oder Vertriebsinsolvenzen betroffen zu sein. Da im CRM-Umsetzungswettbewerb allerdings davon ausgegangen werden kann, dass Strompreise nur in einem moderaten Bereich schwanken, wird diese Problematik erst in Abschnitt 4.1.2.3.2 thematisiert.

4.1.1.5 Fazit

Beim CRM-Umsetzungswettbewerb übernimmt der Regulierer die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungsinfrastruktur direkt, weshalb den dezentralen Marktakteuren dabei keine wichtige Rolle zukommt. In Kombination mit dieser Ausgestaltung der Erzeugungsseite wurden in Abschnitt 4.1.1 verschiedene Ausgestaltungsvarianten der Endkundenseite untersucht. Da den Vertrieben im CRM-Umsetzungswettbewerb keine wichtige Rolle bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zukommt ist grundsätzlich in keiner der Ausgestaltungsvarianten mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit zu rechnen.

[299] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 35). Siehe zu Erfahrungen mit dieser Problematik in Deutschland Abschnitt 6.1.3.

Bei der ersten Betrachtung der Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb, also mit einem zentralen monopolistischen Vertrieb oder mehreren Gebietsmonopolisten, wurden so umfangreiche Annahmen über die von den Vertrieben wahrgenommenen Aufgaben, die Präferenzen der Endkunden und die Existenz weiterer Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden getroffen, dass sie sich nicht ohne weiteres mit den übrigen Ausgestaltungsvarianten vergleichen lässt. Dennoch lässt die Analyse innerhalb dieser Ausgestaltungsvariante erkennen, dass im Falle einheitlicher Endkundenpräferenzen keine Vorteile durch dezentrale Gebietsmonopolisten anstelle eines zentralen Monopolisten entstehen, die über die Möglichkeit des Vergleichs verschiedener Vertriebe hinausgehen. Im Vergleich zwischen der öffentlichen und privaten Eigentümerschaft lässt sich die Frage nach der höheren Effizienz einer der Varianten nicht allgemein beantworten. Es gibt jedoch Hinweise darauf, dass insgesamt geringere Kosten durch eine Steuerung durch die Öffentliche Hand anstatt einer Steuerung durch einen privaten Eigentümer in Verbindung mit einer externen Regulierung anfallen. Außerdem können aufgrund der schwierigen Implementierung von Kundenwohlorientierung innerhalb einer Regulierung bei einer öffentlichen Eigentümerschaft potenziell weniger Verbraucherschutzprobleme auftreten.

Auch beim Vergleich zwischen einem zentralen öffentlichen Vertrieb und mehreren privaten Vertrieben, die im Wettbewerb miteinander stehen, spielt zwar die Effizienz der verschiedenen Formen der Eigentümerschaft eine Rolle, lässt sich jedoch auch hier nicht allgemein beantworten. Es deutet sich aber an, dass durch die Verbund- und Größeneffekte der zentrale öffentliche Vertrieb günstiger anbieten kann als im Wettbewerb stehende private Akteure. Wie gezeigt wurde, kommt es bei einem liberalen Endkundenwettbewerb außerdem zu einer Vielzahl an Problemen an der Schnittstelle zu den Endkunden, die durch eine Regulierung und das Hinzukommen weiterer Akteure zwar teilweise behoben werden können, wodurch aber gleichzeitig auch neue Probleme entstehen können.[300] Wenn daher zusätzlich noch die Kosten regulatorischer Maßnahmen einbezogen werden, die ergriffen werden, um die Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden zu verringern, so ist davon auszugehen, dass die Variante mit einem öffentlichen Vertrieb vorzugswürdig ist. Wie gezeigt wurde, können jedoch einzelne Elemente des liberalen Endkundenmarktes sinnvoll in die Variante ohne Endkundenmarkt integriert werden. Je nach konkreter Ausgestaltung können dadurch auch Varianten mit sowohl zentralen als auch dezentralen Elementen entstehen.

4.1.2 Annahmenset 2: Energy-Only-Markt

Zwar ist die CRM-Variante Umsetzungswettbewerb in Kapitel 3 als vorzugswürdige Organisationsform für die Erzeugungsseite identifiziert worden,[301] praktisch kann es aber sein, dass sich ein CRM-Umsetzungswettbewerb aufgrund von Pfadabhängigkeiten oder aus anderen Gründen nicht etablieren lässt. Die Betrachtung eines EOM stellt zudem eine Annäherung an den Status quo – u. a. in Deutschland – dar, weshalb dies für die vorliegende Untersuchung relevant ist.

Da, wie in Kapitel 3 beschrieben wurde, im „reinen EOM“ mit Problemen bei der Kapazitätsbereitstellung zu rechnen ist, wird hier eine Ausgestaltungsform mit zusätzlichen Instrumenten zur Unterstützung der

[300] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.

[301] Siehe auch die Kapitel 3 zugrundeliegende Untersuchung von HOFFRICHTER (2021).

Bereitstellung von Erzeugungskapazität betrachtet. Aufbauend auf den Erkenntnissen aus Kapitel 3 wird angenommen, dass es eine Kapazitätsreserve gibt, wobei die über diese Kapazitätsreserve bereitgestellten Anlagen nicht regulär am Marktgeschehen teilnehmen. Die Vergütung der Bereitstellung innerhalb der Kapazitätsreserve erfolgt über regulatorische Verträge und es werden bestimmte Regeln zum Anlageneinsatz festgelegt. Dabei wird versucht, die Kapazitätsreserve so auszugestalten, dass die Investitions- und Bestanderhaltungsentscheidungen möglichst wenig beeinflusst werden. Außerdem soll durch den Abruf der Reservekraftwerke die Einsatzentscheidungen der Marktakteure, also der übrige Dispatch, nicht beeinflusst und somit die marktlichen Preisbildungsmechanismen nicht verändert werden. Ob sich dies tatsächlich so umsetzen lässt, kann jedoch bezweifelt werden. In jedem Fall kommt es zu einem erhöhten Einsatz zentraler Ressourcen. Wie in Kapitel 3 beschrieben, kommt es zu einem Marktmachtproblem, immer wenn die Nachfrage durch kommerzielle Gebote nicht gedeckt werden kann. Dann verfügt jeder Anbieter am Markt über eine pivotale Stellung, die es ihm erlaubt durch sein Gebot den Marktpreis beliebig zu beeinflussen. Hier kann ggf. der parallele Einsatz selektiver Kapazitätsinstrumente in Betracht gezogen werden, um bestimmte Anlagen bereitzustellen, die ansonsten nicht beschafft werden würden. Im Gegensatz zu über den Kapazitätsmechanismus bereitgestellte Anlagen wirken diese jedoch am Preisbildungsprozess mit. Die EOM-Marktergebnisse werden dadurch beeinflusst, dass bestimmte Anlagen bereitgestellt werden, ohne dass akute Versorgungssicherheitsprobleme vorliegen müssen. Zusätzlich kann die Auswahl von Investitionsprojekten beeinflusst werden, beispielsweise durch einen regulierten Marktzutritt für Erzeuger bzw. Genehmigungspflichten für den Bau neuer Erzeugungsanlagen, durch Verbote oder Beschränkungen bzgl. des Rückgriffs auf offensichtlich nicht wünschenswerte Technologien oder Förderung bestimmter Technologien, die aus gesellschaftlicher Sicht vorzugswürdig sind oder durch die Beeinflussung von dezentralen Investitions- und Betriebsentscheidungen über Preismechanismen (z. B. CO_2-Zertifikate). Regulatorische Ansätze zur Unterbindung kurzfristorientierter Strategien unter Rückgriff auf ex post-Kontrollen von Vertrieben weichen hingegen weit von der Grundidee des EOM ab und nähern sich der Variante CRM-Vertriebsobligationen an, die in Abschnitt 4.1.3 betrachtet werden, weshalb sie erst dort untersucht werden.

Wie Kapitel 3 zeigt, ist eines der Hauptprobleme im EOM die Absicherung von Erzeugungsinvestitionen über die gesamte Kette bis hin zu den Endkunden, was für Kraftwerksbetreiber die Investition in Anlagen erschwert oder gar unmöglich macht. Das Ausmaß hängt dabei stark von der Ausgestaltung der Schnittstelle zu den Endkunden ab, die in diesem Kapitel vertieft betrachtet werden soll.

4.1.2.1 Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt

Anders als bei der Analyse des CRM-Umsetzungswettbewerbs (Annahmenset 1) in Abschnitt 4.1.1 wird hier die Ausgestaltungsvariante mit einem liberalen Endkundenmarkt zuerst betrachtet, da diese (wie in Kapitel 3 erläutert) die korrespondierende Ausgestaltung zum EOM auf Endkundenseite ist. Bei der Betrachtung des liberalen Endkundenmarktes im CRM-Umsetzungswettbewerb[302] wurde bereits aufgezeigt, wie sich Vertriebe in einer Grundvariante ohne Gegenmaßnahmen verhalten würden und

[302] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.

welche verschiedenen Gegenmaßnahmen ihren Verhaltensspielraum sinnvoll begrenzen können. Davon ausgehend sind im Folgenden die Auswirkungen eines liberalen Endkundenmarktes in Kombination mit einem EOM auf Erzeugungsseite relevant. Dazu ist zunächst zu untersuchen, inwiefern die Bereitstellung von Erzeugungskapazität von dieser Konstellation beeinflusst wird, und zudem, wie sich die Effekte für Endkunden im Vergleich zum liberalen Endkundenwettbewerb im CRM-Umsetzungswettbewerb verändern.

Aufbauend auf Abschnitt 4.1.1.2 wird hier eine Ausgestaltung des liberalen Endkundenmarktes untersucht, in welcher die Vertriebe ihre Strategie nicht komplett frei wählen können, sondern es sowohl weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt als auch regulatorische Maßnahmen zum Schutz von Verbrauchern. In Abschnitt 4.1.2.1.1 wird zudem von einer regulatorisch vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit ausgegangen. Diese Annahme wird im darauffolgenden Abschnitt 4.1.2.1.2 aufgehoben, um ihre Effekte isoliert zu betrachten.

4.1.2.1.1 Annahme einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit

Der Grundgedanke des liberalen Endkundenmarktes besteht darin, dass Endkunden kurzfristig den Vertrieb wechseln können, wodurch Wettbewerbsdruck auf die Vertriebe erzeugt werden soll. Von Befürwortern eines liberalen Marktes wird erwartet, dass die Vertriebe dadurch effizienter werden, Innovationen vorantreiben sowie sich an den Präferenzen der Endkunden orientieren.[303] Aus diesem Grund wird zunächst angenommen, dass es eine regulatorisch vorgegebene maximale Vertragslaufzeit für Endkundenverträge gibt. Endkunden haben dadurch die Möglichkeit, jederzeit relativ kurzfristig den Vertrieb zu wechseln.

Auswirkungen eines liberalen Endkundenmarktes in Kombination mit einem EOM auf die Erzeugungsseite

In Abschnitt 3.2.1.3 wurden integrierte Versorger betrachtet, also Vertriebe, die eine Integrationsbeziehung mit Erzeugern eingehen. Wie oben dargestellt wurde, kann nicht davon ausgegangen werden, dass eine vollständige Integration von Vertrieben mit Erzeugern ein stabiles Gleichgewicht darstellt, da unabhängige Vertriebe in Zeiten niedriger Preise den integrierten Versorgern Kunden abwerben können und ein Verkauf von Strommengen an unabhängige Vertriebe für die integrierten Versorger ein individuell vorteilhaftes Verhalten darstellt. Dieses könnte, wenn überhaupt, nur durch Kollusion der integrierten Versorger unterbunden werden, was jedoch wiederum dem Grundgedanken des EOM widersprechen würde. Die in Kapitel 3 erzielten Erkenntnisse lassen sich überwiegend auf den Fall übertragen, dass einige Vertriebe langfristige Verträge mit Erzeugern abschließen, wohingegen andere den Strom ausschließlich am Spotmarkt beschaffen. Inwiefern Vertriebe zum Abschluss langfristiger Verträge mit Erzeugern bereit sind, hängt einerseits von den Prognosen über Wechselbewegungen von Endkunden zwischen den Vertrieben ab, und andererseits von den Erwartungen über die zukünftige Preisentwicklung. In einer Situation mit einer vorgegebenen maximalen Endkundenvertragslaufzeit müssen Vertriebe, welche langfristige Verträge mit Erzeugern eingegangen sind, befürchten, dass ausschließlich kurzfristig beschaffende Vertriebe ihnen in Zeiten

[303] Vgl. beispielsweise LITTLECHILD (2002, S. 10 ff.).

niedriger Großhandelspreise Kunden abwerben.[304] Vertriebe haben deshalb den Anreiz, nicht die gesamte vermutlich benötigte Strommenge über langfristige Verträge zu beschaffen, sondern lediglich einen Teil davon. Im Falle stark ansteigender Preise haben sie hingegen einen Vorteil gegenüber ausschließlich kurzfristig beschaffenden Vertrieben. Es ist daher davon auszugehen, dass Vertriebe zwar einen Teil ihres Stroms über langfristige Verträge beziehen, dass diese Menge jedoch nicht höher sein wird, als die Vertriebe im Szenario einer minimalen Endkundennachfrage brauchen, um ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen, da die Kette der Absicherung bis hin zu den Endkunden durch den liberalen Endkundenmarkt unterbrochen ist.[305] Dadurch, dass nur ein geringer Teil der Erzeugung langfristig abgesichert ist (und auch diese Verträge vermutlich nicht die gesamten Anlagenbetriebsdauern abdecken), ist davon auszugehen, dass es zu Versorgungsengpässen kommen kann.

Eine Möglichkeit zur Lösung dieses Problems könnte in der Schaffung eines Sekundärmarktes für Verträge über den Kapazitätszugriff bestehen.[306] Während Marktanteilsverschiebungen aufgrund von Kundenwechseln und daraus resultierende veränderte Bedarfe an Kapazitätszugriff über einen solchen Markt gut gelöst werden können, da Angebot und Nachfrage in gleicher Höhe vorliegen, kann es durch eine insgesamt veränderte Nachfrage, beispielsweise durch veränderte Umweltbedingungen, zu einem Liquiditätsengpass auf diesem Markt kommen. In diesem Fall könnte der Regulierer selbst als Market Maker auftreten oder einen solchen einsetzen, der stehende Gebote abgibt, und somit dafür sorgt, dass Anbieter und Nachfrager am Markt immer einen Transaktionspartner finden. Damit würde die Öffentliche Hand allerdings umfangreich in die Bereitstellung von Erzeugungskapazität eingreifen, da sie somit die Verantwortung für die Refinanzierung von Transaktionen tragen würde. Dies ist nicht mit dem EOM-Grundgedanken vereinbar. Zudem geht die Schaffung und der Betrieb eines Sekundärmarktes für Verträge über den Kapazitätszugriff vermutlich mit hohen Transaktionskosten sowohl für die Marktakteure als auch für den Regulierer einher.[307] Dass nur ein geringer Teil der Erzeugung langfristig durch Verträge mit Vertrieben abgesichert ist, werden Erzeuger auch bei der Beschaffung der jeweiligen Brennstoffe für ihre Kraftwerke berücksichtigen, was die Brennstoffbeschaffungskosten insgesamt erhöhen kann, da geringere Mengen beschafft werden und keine langfristige Beschaffungsplanung erfolgt, und zu Brennstoffengpässen und somit zu Erzeugungsengpässen führen kann.[308]

Es ist denkbar, dass Vertriebe sich gegen schwankende Preise am Großhandelsmarkt absichern, um somit auch ihre Lieferverpflichtungen gegenüber ihren Kunden zu dem vertraglich festgelegten Preis erfüllen zu können. Zum einen können sie dafür langfristige Verträge mit Erzeugern und zum anderen Versicherungen mit von Erzeugern unabhängigen Akteuren abschließen. Bei solchen Versicherungen handelt es sich um Optionen, die an den Großhandelspreis gebunden sind. Hier ist entscheidend, wie genau der Vertrag mit dem Versicherer ausgestaltet ist, also ob es beispielsweise einen maximalen

[304] Vgl. NEUHOFF / DE VRIES (2004, S. 160 f.).
[305] Vgl. GREEN (2003, S. 3) und NEWBERY (2002, S. 926).
[306] Siehe für eine ausführlichere Beschreibung dieses Konzepts Abschnitt 3.2.1.2.
[307] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 180 f.).
[308] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 36).

Preis gibt, der den Vertrieben erstattet wird. In diesem Fall würden sie bei darüber liegenden Großhandelspreisen weiterhin Anreize dazu haben, ihre Endkundenverträge kurzfristig zu kündigen.

Insgesamt ergibt die Analyse, dass kurzfristorientierte Strategien von Vertrieben nicht wirkungsvoll unterbunden werden können, ohne den Grundgedanken des EOM auszuhebeln, und dass die Vertriebe keinen Anreiz zum Abschluss sehr langfristiger Verträge mit Erzeugern haben, wenn sie das Risiko von Preisschwankungen am Großhandelsmarkt nicht vollständig tragen. Neben den kurzfristigen Kündigungsmöglichkeiten für Vertriebe ist es auch dadurch, dass Endkunden kurzfristig den Vertrieb wechseln können, für Vertriebe wenig attraktiv, langfristige Verträge mit Stromerzeugern abzuschließen, da sie nicht wissen, wie viele Kunden sie in Zukunft beliefern müssen.

Anders als im CRM-Umsetzungswettbewerb, wo Vertriebe über das Angebot unterschiedlicher Strommixe keinen Einfluss auf das Erzeugungsportfolio nehmen können, da die Kapazitätsbereitstellung direkt durch die Öffentliche Hand erfolgt, können sie durch den Abschluss langfristiger Verträge mit Erzeugern hier den Erzeugungsmix beeinflussen. Es ist jedoch fraglich, ob durch die Koordination der unabhängigen Akteure und beispielsweise durch das Angebot verschiedener Tarife mit bestimmten Erzeugungsanlagen, ein insgesamt effizienter Kraftwerkspark und eine sinnvolle Verortung der Anlagen entsteht. Dies stellt insb. dann eine Herausforderung dar, wenn zur Bereitstellung von ausreichend Erzeugungskapazität neue Anlagen gebaut werden müssten. Aufgrund der bereits an verschiedenen Stellen erwähnten begrenzten Langfristigkeit der Verträge können Erzeuger ihre Investitionen weiterhin nicht über die gesamte Anlagenbetriebsdauer absichern und werden sie daher nur dann tätigen, wenn sie darüber hinaus mit ausreichend hohen Markterlösen rechnen können. Da dies insb. Kraftwerke betrifft, die aufgrund ihrer Kostenstruktur lediglich in Zeiten hoher Nachfrage zum Einsatz kommen, ist insgesamt mit stärker schwankenden Preisen als im CRM-Umsetzungswettbewerb oder sogar mit Versorgungsengpässen zu rechnen.

Auswirkungen eines liberalen Endkundenmarktes in Kombination mit einem EOM auf die Endkundenseite

In Abschnitt 4.1.1.2, wo das Zusammenwirken eines CRM-Umsetzungswettbewerbs auf Erzeugungsseite mit einem liberalen Endkundenmarkt auf Endkundenseite untersucht wurde, konnte gezeigt werden, dass ein liberaler Endkundenmarkt mit Problemen für die Endkunden einhergehen kann, wenn Vertriebe in der Lage sind, ihre überlegene Stellung auszunutzen. In welchem Maße dies der Fall ist, hängt jedoch stark davon ab, welche regulatorischen Maßnahmen zur Einschränkung des Handlungsspielraums der Vertriebe ergriffen werden sowie welche weiteren Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden aktiv sind, wie diese sich verhalten und ob sie ebenfalls regulatorische Vorgaben erhalten.

Im Annahmenset EOM, wo die Vertriebe stärker schwankenden Preisen ausgesetzt sind als im CRM-Umsetzungswettbewerb, können für die Endkunden weitere Probleme hinzukommen. Starke Preisschwankungen können auf der einen Seite dazu führen, dass Vertriebe bestrebt sind, für einen Teil des benötigten Stroms langfristige Verträge mit Erzeugern abzuschließen, um sich gegen die Preisschwankungen abzusichern. Sie sind daher hier stärker als im zuvor betrachteten CRM-Umsetzungswettbewerb bestrebt, auch langfristige Verträge mit Endkunden abzuschließen, um die langfristigen Verträge mit den Erzeugern abzusichern. Da dieser Effekt so weitreichend sein kann, dass

er sich komplett vom liberalen Endkundenmarkt wegbewegt, wird hier zunächst eine maximale Endkundenvertragslaufzeit angenommen, was bedeutet, dass Endkunden die Verträge spätestens nach dieser vorgegebenen Laufzeit kündigen können. In die Abwägung, wie lange der Regulierer die maximale Vertragslaufzeit festlegt, wird er üblicherweise sowohl verbraucherpolitische Ziele, das Fortbestehen des liberalen Endkundenmarktes, sowie Absicherungsmöglichkeiten für Vertriebe einbeziehen. In der Realität werden oft maximale Vertragslaufzeiten von 6 Monaten bis 2 Jahren vorgegeben.[309] Dieser Vorgabe kommt aufgrund ihres großen Einflusses eine wichtige Bedeutung zu. Dies zeigt sich vor allem, wenn man im Vergleich dazu die Situation ohne Annahme einer maximalen Vertragslaufzeit untersucht (siehe im nachfolgenden Abschnitt 4.1.2.1.2).

Insbesondere dann, wenn sie selbst langfristige Verträge mit Erzeugern abgeschlossen haben, versuchen Vertriebe, Endkunden im Rahmen der regulatorischen Vorgaben möglichst lange an sich zu binden. Dazu nutzen sie, wie in Abschnitt 4.1.1.2.1 beschrieben wurde, Möglichkeiten bei der Vertragsgestaltung und etablieren weitere Wechselhindernisse, wie beispielsweise Bonuszahlungen oder günstigere Angebote bei Vertragsverlängerung. Da in diesem Abschnitt angenommen wird, dass der Regulierer eine maximale Vertragslaufzeit vorgibt, kann davon ausgegangen werden, dass Vertriebe versuchen werden, diese Vorgabe komplett auszunutzen und die Kunden darüber hinaus dazu zu bewegen, für eine weitere Vertragsperiode bei ihnen zu bleiben. Dafür können sie beispielsweise Standardverträge bzw. AGB nutzen, in denen lange Kündigungsfristen oder sonstige Hindernisse bei der Kündigung enthalten sind und welche die Transaktionskosten bei den Endkunden absichtlich erhöhen. Als Reaktion darauf sind weitere Vorgaben zur Vertragsgestaltung durch den Regulierer möglich. Allerdings kann hier wiederum argumentiert werden, dass, je nachdem wie weitreichend die Vorgaben sind, die Vertragsgestaltung damit ein Stück weit zentralisiert wird und somit nicht mehr im Aufgabenbereich der privaten Vertriebe liegt, was erneut nicht mit dem liberalen Endkundenwettbewerb kompatibel wäre. Eher im Einklang mit dem liberalen Endkundenmarkt wäre hingegen beispielsweise, dass bestimmte Preisbestandteile bzw. Bepreisungsstrategien, bestimmte Vertragsbestandteile bzw. der Inhalte von AGB sowie sehr hohe Abschläge verboten werden.

Falls sie keine ausreichend große Menge zur Versorgung ihrer Kunden langfristig beschafft haben oder neue Kunden hinzukommen, und der Preis am Spotmarkt stark ansteigt, können Vertriebe bestrebt sein, Verträge mit Endkunden kurzfristig zu kündigen. Aufgrund des damit einhergehenden Reputationsverlustes, der vermutlich längerfristig zu einer niedrigeren Zahl an Kunden führt, werden Vertriebe diesen Schritt jedoch nur gehen, wenn sie einen Erzeugungsengpass und die damit verbundenen höheren Preise am Großhandelsmarkt gut prognostizieren können. Wie in Kapitel 3 beschrieben, könnte der Regulierer diese kurzfristorientierten Strategien unterbinden, indem er den Vertrieben kurzfristige Kündigungen von Endkundenlieferverträgen verbietet, Strafzahlungen für den Fall einführt, dass Vertriebe dies trotzdem machen und die Vertriebe dazu verpflichtet, Haftungsmassen zu hinterlegen, auf die der Regulierer zugreifen kann, damit Vertriebe nicht die Möglichkeit haben, sich durch eine kalkulierte Insolvenz den Strafzahlungen zu entziehen. Diese Regelungen können als eine regulatorische Lieferverpflichtung angesehen werden. Dafür ist jedoch durch den Regulierer eine ex

[309] Siehe zum Vergleich der Ausgestaltung des Endkundenmarktes in verschiedenen Ländern Kapitel 5 und 6.

ante-Bereitstellungsentscheidung zu treffen, die auf die einzelnen Vertriebe heruntergebrochen werden muss, damit ex post überprüft werden kann, ob die Vertriebe ihren Verpflichtungen zur Kontrahierung von Erzeugungskapazität bzw. der langfristigen Beschaffung von Strom nachgekommen sind.[310] Dieses Vorgehen ist nicht mit dem Grundgedanken des EOM kompatibel, sondern bewegt sich in Richtung des Annahmensets CRM-Vertriebsobligationen, das in Abschnitt 4.1.3 untersucht wird, und wird daher innerhalb dieses Abschnittes nicht berücksichtigt.

Im liberalen Endkundenmarkt können Vertriebe versuchen, sich durch ein umfangreicheres Risikomanagement, das sie Kunden anbieten, von anderen Vertrieben abzusetzen. Wenn der Vertrieb ex ante einen Arbeitspreis für eine gewisse Zeitspanne festlegt, so übernimmt er somit auch einen Teil des Risikomanagements für die Endkunden, da diese innerhalb der vereinbarten Zeitspanne je nach konkreter Ausgestaltung keine oder abgemilderte Preisschwankungen spüren. Innerhalb dieses Rahmens sind verschiedene Umfänge von Risikomanagement möglich. Ein höherer Grad an Risikoübernahme durch den Vertrieb entsteht beispielsweise, wenn der Vertrieb Zeitperioden festlegt, in denen er den Preis nicht anpassen kann und somit auf die Möglichkeit verzichtet, zwischendurch (ggf. mit einem gewissen Vorlauf und Mitteilungspflichten) Preiserhöhungen vorzunehmen, selbst wenn in diesem Zeitraum die Großhandelspreise steigen. Dabei kann noch unterschieden werden, ob dies für alle Geschehnisse auf dem Großhandelsmarkt gilt oder bestimmte Entwicklungen ausgeschlossen sind, und ob es sich auf alle Preisbestandteile bezieht, also auch auf Steuern, Gebühren und Netzentgelte, oder lediglich auf den Großhandelspreis.[311] Die Preisfixierung wirkt sich umso stärker aus, je länger die Zeitperioden sind, in denen der Preis nicht angepasst werden kann. Der Grad an Risikomanagement ist außerdem umso höher, je größer der Anteil des Grundpreises und je kleiner der Anteil des Verbrauchspreises am Gesamtpreis ist, da somit auch das Risiko des eigenen Mehrverbrauchs der Kunden stärker vom Vertrieb übernommen wird. Auch der Vertrieb muss das von ihm übernommene Risiko absichern, wodurch ihm Transaktionskosten entstehen.

Neben den oben beschriebenen Möglichkeiten für Vertriebe, sich mithilfe von Versicherungen gegen Preisschwankungen am Großhandelsmarkt abzusichern, kann es auch hier Angebote von Akteuren an der Schnittstelle zu den Endkunden geben, die eine Art Versicherung anbieten, um Endkunden vor stark schwankenden Preisen oder kurzfristige Kündigungen durch Vertriebe zu schützen und beispielsweise einen Teil der höheren Kosten bei Abschluss eines neuen Vertrages übernehmen. Alternativ könnten die Verträge von Vertrieben so ausgestaltet sein, dass sie Preissteigerungen am Großhandelsmarkt an ihre Kunden weiterreichen können und Versicherer dieses Risiko für Endkunden ganz oder teilweise übernehmen. Auf diese Weise würde der Vertrieb lediglich den Strom zu einem Preis liefern, der an den Großhandelspreis angelehnt ist, und die Versicherer würden das Risikomanagement übernehmen.[312] Je nach Ausgestaltung der Versicherungsverträge würde das Risiko von Preisschwankungen am Großhandelsmarkt ganz oder teilweise von den Akteuren übernommen werden, die Versicherungen anbieten, und das verbleibende Risiko würden die Endkunden tragen. In beiden Fällen hätten Vertriebe

[310] Siehe Abschnitt 3.2.1 und vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 179).
[311] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 16).
[312] Vgl. JOSKOW (2000, S. 20 f.).

keinen Anreiz, langfristige Verträge mit Erzeugern abzuschließen, da sie das Risiko schwankender Preise nicht, oder nur zu einem sehr kleinen Teil selbst tragen. Letzteres ist nur in dem Ausmaß der Fall, dass die Preise zwar steigen, aber die Vertriebe ihre Endkundenverträge aufgrund der Erwartung langfristig wieder sinkender Preise nicht kündigen wollen, oder dass Endkundenverträge nur mit einem gewissen Vorlauf und nicht sofort bei Preissteigerungen angepasst werden können.

Falls die Absicherung der Endkunden durch zusätzliche Akteure nicht ausreicht oder es zu unerwünschten Verteilungseffekten zwischen verschiedenen Kundengruppen kommt, beispielsweise wenn schlechter informierte Kunden oder jene mit geringerem Einkommen die günstigsten Tarife wählen, ohne dabei auf andere Vertragsbestandteile zu achten, die für sie langfristig negativ sein können, könnte regulatorisches Eingreifen nötig werden.[313] Der Regulierer könnte dazu entweder selbst einen Notversorgungstarif anbieten[314] oder Vertriebe dazu verpflichten, diese Kunden zu regulatorisch begrenzten Preisen aufzunehmen. Auch dadurch kommt es jedoch zu einem gravierenden Eingriff in den Endkundenmarkt, da der Regulierer damit quasi einen Höchstpreis vorgeben würde. Zudem ist anzunehmen, dass dies auch Einfluss auf die Bereitschaft von Vertrieben zum Abschluss langfristiger Verträge hätte, da sie sich darauf verlassen könnten, dass die Kunden durch andere Vertriebe versorgt werden würden. Für den staatlichen Notversorgungsvertrieb oder die privaten Vertriebe, die zur Aufnahme von Endkunden verpflichtet werden, besteht dabei das Problem, dass sie entweder langfristige Verträge in Erwartung neu hinzukommender Kunden vorhalten müssen oder in der Hochpreissituation Strom am Spotmarkt für die neuen Kunden beschaffen müssten und die hohen Preise durch die regulatorische Preisbegrenzung evtl. nicht an die Kunden weitergeben dürfen.[315]

Dadurch, dass Vertriebe im EOM eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität spielen, kann das Angebot unterschiedlicher Strommixe bzw. generell die Beschaffungsstrategie von Vertrieben tatsächlich Einfluss auf den Erzeugungsmix haben. Für die Schnittstelle zu den Endkunden ist dies vor allem deshalb relevant, weil sich Tarife über das Angebot unterschiedlicher Strommixe unterscheiden können. Um die Erzeugungsmethode und Herkunft von Strommengen nachzuweisen, braucht es jedoch, wie oben in Abschnitt 4.1.1.2.2.2 erwähnt, einen zusätzlichen Markt für Zertifikate, die solche Informationen enthalten. Damit Kunden dies in ihre Entscheidung für einen Vertrieb einbeziehen können, braucht es zusätzlich speziell darauf ausgerichtete Verbraucherinformationen durch die Vertriebe selbst oder durch Dritte sowie evtl. Siegel oder andere Möglichkeiten, um die Richtigkeit der Angaben der Vertriebe zu überprüfen. Ansonsten ändert sich hinsichtlich Kundeninformationen und Werbung nicht grundlegend etwas im Vergleich zum liberalen Endkundenmarkt in Kombination mit einem CRM-Umsetzungswettbewerb.

---

[313] Beispielsweise finden HORTAÇSU / MADANIZADEH / PULLER (2017, S. 195 f.) in einer Untersuchung für Texas, dass von Vertriebswechseln insb. Haushalte in städtischen Gegenden mit höherem Bildungsgrad, höherem Einkommen und anteilig weniger Einwohnern im Seniorenalter profitieren.

[314] Siehe dazu die Ausführungen in Abschnitt 4.1.1.4.2 und im Folgenden in Abschnitt 4.1.2.3.2.

[315] Die Ausgestaltungsvariante mit einem öffentlichen Vertrieb und daneben Wettbewerb wird im Folgenden in Abschnitt 4.1.2.3.2 betrachtet.

4.1.2.1.2 Aufhebung der Annahme einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit

Im bisherigen Verlauf der Untersuchung wurde die Möglichkeit für Endkunden zur kurzfristigen Kündigung ihrer Verträge als entscheidender Grund identifiziert, weshalb Vertriebe ihrerseits keine langfristigen Verträge mit Erzeugern eingehen können, die gesamte Anlagenbetriebsdauern absichern. Hier wird nun die Annahme einer vorgegebenen maximalen Endkundenvertragslaufzeit aufgehoben und stattdessen die andere Randlösung betrachtet. Das bedeutet, dass eine langfristige Bindung von Endkunden an Vertriebe regulatorisch vorgesehen ist und Endkunden, nachdem sie einmalig die Wahl für einen Vertrieb getroffen haben, nicht wechseln können. Alternativ könnte auch angenommen werden, dass es sich dabei nicht um eine regulatorische Vorgabe handelt, sondern dass alle oder jedenfalls ein großer Anteil der Endkunden bereit sind, Verträge mit Vertrieben abzuschließen, die eine langfristig konsistente Strategie im Hinblick auf das Gesamtsystem verfolgen und dafür, auch bei kurzfristig niedrigeren Preisen von Vertrieben mit kurzfristorientierten Strategien, auf Wechselmöglichkeiten verzichten. Voraussetzung dafür wäre allerdings, dass Endkunden die Beschaffungs- und Vertriebsstrategien von Vertrieben ausreichend gut beobachten und im Hinblick auf die Auswirkungen auf das Gesamtsystem beurteilen können. Dass davon, zumindest für den Großteil der Endkunden, nicht ohne Weiteres ausgegangen werden kann, wurde oben diskutiert. Untersucht werden soll hier, ob sich die regulatorische Vorgabe einer langfristigen Bindung von Endkunden an Vertriebe positiv auf die Bewertung des Organisationsmodells EOM in Kombinationen mit einem liberalen Endkundenmarkt auswirkt. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass man sich damit von der Grundidee eines liberalen Endkundenmarktes wegbewegt. Eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb, in der eine regulatorisch vorgegebene langfristige Endkundenbindung letztendlich resultiert, wird erst im folgenden Abschnitt 4.1.2.2 betrachtet. Hier soll hingegen insb. auf den Übergang von einem liberalen Endkundenwettbewerb hin zu einer langfristigen Endkundenbindung durch die Aufhebung der Annahme einer maximalen Vertragslaufzeit eingegangen werden.[316]

Geht man davon aus, dass Endkunden im Anfangszeitpunkt über ein einmaliges Wahlrecht verfügen, so besteht zumindest in diesem Zeitpunkt Wettbewerb zwischen den Vertrieben. Da die Vertriebe somit im Anfangszeitpunkt um Endkunden konkurrieren und möglichst günstige Preise anbieten wollen, könnte diese Ausgestaltung, wie auch im liberalen Endkundenmarkt, dazu führen, dass Vertriebe sich für unabhängige Strategien entscheiden. Sie würden somit keine Integrationsbeziehung mit Erzeugern eingehen oder sehr langfristige Verträge mit ihnen abschließen, sondern stattdessen nur kurzfristig am Großhandelsmarkt beschaffen, wenn ihnen dadurch kurzfristige Kostenvorteile entstehen und sie somit einen niedrigeren Preis anbieten können. Falls Vertriebe anschließend bei dieser Beschaffungsstrategie bleiben, könnte dies dazu führen, dass sie einerseits langfristige Verträge mit Endkunden abgeschlossen und dabei einen Vertriebspreis für eine gewisse Zeit zugesichert haben, bei steigenden Preisen am Großhandelsmarkt diese zusätzlichen Kosten jedoch nicht weiterreichen können und dadurch ein Insolvenzrisiko besteht.[317] Diese Problematik ist eine Folge der Unvollständigkeit langfristiger Verträge, da zukünftige Preisentwicklungen und Marktbedingungen nicht vollständig

[316] Diese Annahme wird ebenso bei HOFFRICHTER (2021, S. 186 ff.) getroffen und die hier erfolgende Darstellung findet in Bezug auf die Erzeugungsseite in Anlehnung daran statt.

[317] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 36 und S. 55).

antizipiert und vertraglich fixiert werden können. Wenn man hingegen davon ausgeht, dass die Endkunden zentral auf die Vertriebe verteilt werden und der Angebotspreis dabei keine Rolle spielt, dann können sich Vertriebe durch kurzfristorientierte Strategien keinen Vorteil verschaffen und es ist hingegen anzunehmen, dass es vermehrt zum Abschluss langfristiger Verträge zwischen Vertrieben und Erzeugern bzw. zu vertikaler Integration kommt. Bei einer geringen Preiselastizität der Nachfrage, die bei Strom aufgrund der nur sehr begrenzten Substituierbarkeit und der Relevanz vieler strombasierten Anwendungen plausibel erscheint und in der Realität beobachtbar ist, können Vertriebe mit langfristiger Beschaffung bzw. integrierte Versorger die Kosten des Strombezugs auf die Endkunden umlegen.

In beiden Varianten könnten Vertriebe bzw. integrierte Versorger nach Vertragsschluss jedoch auch ausnutzen, dass Kunden nicht wechseln können, und überhöhte Endkundenpreise fordern, um ihre Gewinne zu steigern. Dies würde allerdings auch bedeuten, dass auch in der Variante, in der Endkunden ein einmaliges Wahlrecht haben, die Vertriebe nach Vertragsschluss langfristige Beschaffungsvarianten wählen können, da sie die kurzfristigen Mehrkosten an ihre Kunden weiterreichen können, sofern ihre Vertragsgestaltung eine nachträgliche Preisanpassung zulässt. Wenn die Vertriebe bzw. Versorger die langfristige Endkundenbindung ausnutzen, könnte eine Regulierung der Preise nötig werden. Eine einfache Möglichkeit hierfür wäre es, wenn der Regulierer einen Index an den Börsenstrompreis festlegt; dabei ist jedoch zu beachten, dass auch eine solche Indexierung von den Vertrieben strategisch genutzt werden kann und nicht zwangsläufig eine verursachungsgerechte Weitergabe der Beschaffungskosten sicherstellt. Außerdem werden Kosten langfristiger Beschaffungsstrategien damit nicht gut erfasst. Alternativ könnten die Beschaffungsstrategien der einzelnen Vertriebe stärker individuell bewertet werden.

Erzeuger tragen in geschlossenen Versorgungsketten oder beim Abschluss ausreichend langfristiger Verträge mit Vertrieben kaum Marktrisiken, die sich nicht über die vertikalen Integrationsbeziehungen oder vertraglichen Vereinbarungen bis hin zu den Endkunden absichern lassen.[318] Es findet somit eine Streuung der Risiken auf eine große Zahl an Endkunden statt und aufgrund des relativ geringen Anteils der Stromkosten an den Haushaltsausgaben spielen diese für die meisten Endkunden keine wichtige Rolle für die Vermögensposition.[319] Deshalb sind bei den Endkunden geringere Kosten der Risikotragung zu erwarten und geringere Kapitalkosten für Erzeuger als in einer Situation mit einem liberalen Endkundenwettbewerb, wo die Absicherung von Investitionen bis hin zu den Endkunden nicht möglich ist. Es ist deshalb davon auszugehen, dass eine insgesamt ausreichende Menge an Erzeugungskapazität zur Verfügung gestellt werden kann und dass der Regulierer den Vertrieben relativ einfach weitere Vorgaben hinsichtlich der Zusammensetzung des Kraftwerksparks machen kann. Hingegen besteht sogar eher die Gefahr von Überkapazitäten, insb. wenn jeder Vertrieb die Spitzenlast seiner eigenen Kunden absichert und sich dabei nicht mit anderen Akteuren koordiniert. Zudem kann

[318] NEWBERY (2006) kommt daher zu dem Schluss, dass vertikale Integration sinnvoll ist und Haushaltskunden insgesamt bessergestellt wären, wenn die Beschaffungskosten mit einer regulierten Vertriebsmarge an die Kunden durchgereicht werden würden. Vgl. NEWBERY (2006, S. 140).

[319] Für einen Teil der Endkunden kann dies jedoch anders sein, weshalb durch den Regulierer Verteilungseffekte berücksichtigt oder wirtschaftliche Härten zentral abgefangen werden müssen.

die Monopolsituation zu geringerem Effizienzdruck und in bestimmten Konstellationen auch zu einem geringeren Innovationsdruck führen.[320]

Wenn die Endkundenpreise begrenzt sind, tragen die Erzeuger und Vertriebe wieder ein gewisses Kostenrisiko, was die Kapitalkosten im Vergleich zu dem zuvor betrachteten Fall ansteigen lässt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der kapitalkostensenkende Effekt der langfristigen Absicherung der Erzeugungsinvestitionen bis hin zu den Endkunden je nach Ausgestaltung der Preisregulierung dennoch bestehen bleibt und die Kapazitätsbereitstellung somit in diesem Organisationsmodell weiterhin günstiger erfolgt als in einem EOM mit liberalem Endkundenwettbewerb. Allerdings wird damit sehr stark vom Grundgedanken des EOM abgewichen und es findet eine Annäherung an das Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen, das in Abschnitt 4.1.3 besprochen wird, oder sogar an das Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb statt, wenn der Regulierer zudem sehr umfangreiche Vorgaben macht. Die regulatorischen Eingriffe erfordern außerdem den umfangreichen Einsatz zentraler Ressourcen.

4.1.2.2 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb unter Berücksichtigung sinnvoller Ausgestaltungselemente

In der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb ist es für die Konsumenten nicht möglich, den Vertrieb zu wechseln, weshalb eine langfristige Absicherung von Erzeugungsinvestitionen bis hin zu den Endkunden möglich ist. Anders als im vorangegangenen Abschnitt wird hier keine regulatorische Verpflichtung zur langfristigen Endkundenbindung für dezentrale private Vertriebe angenommen, sondern ein zentraler öffentlicher Vertrieb, der die Vertriebsaufgaben übernimmt. Im Gegensatz zum Annahmenset 1 (CRM-Variante Umsetzungswettbewerb) sind hier jedoch nicht auch dezentrale monopolistische Varianten, sondern nur die Variante mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb zu betrachten, da diese in Abschnitt 4.1.1.1 als vorzugswürdig identifiziert wurde.

Es wird also angenommen, dass es einen zentralen öffentlichen Vertrieb gibt, der für die Haushaltskunden als zentraler Nachfrager am Großhandelsmarkt auftritt und damit funktional einem partiellen Single-Buyer-Modell entspricht, ohne die gesamte Nachfrage zu bündeln; er übernimmt die Strombeschaffung für diesen Nachfragerkreis und reicht die dabei entstehenden Kosten sowie die weiteren bei ihm anfallenden Kosten für Tarifgestaltung, Kundenmanagement und Abrechnung kostenorientiert an die Endkunden weiter.[321] Er agiert dabei verbraucherwohlorientiert und richtet sich hinsichtlich der Risikotransformation, der Abrechnungshäufigkeit, der Zahlungsmethode etc. nach den Präferenzen der Endkunden. Es kann davon ausgegangen werden, dass der zentrale Vertrieb in der Lage ist, langfristige Strombezugsverträge mit Erzeugern abzuschließen, da aufgrund der fehlenden Wechselmöglichkeit für Endkunden die Anzahl der von ihm zu beliefernden Endkunden weitgehend stabil ist. Nachfrageschwankungen können jedoch aufgrund der konjunkturellen Entwicklung, des Wetters und langfristiger klimatischer Veränderungen auftreten. Deswegen wird er zwar einen Großteil der vermutlich in der Zukunft benötigten Strommengen über langfristige Verträge beschaffen können,

[320] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 188).

[321] Es wird angenommen, dass es neben dem zentralen Vertrieb für Haushaltskunden weitere Nachfrager gibt, wie bspw. Industriekunden, die selbst Strom beschaffen.

darüber hinausgehende Mengen jedoch am Spotmarkt nachkaufen bzw. dort nicht benötigte Mengen verkaufen. Der zentrale Vertrieb kann verschiedene Tarife anbieten, um unterschiedliche Präferenzen von Verbrauchern hinsichtlich der Risikotransformation oder des Strommixes zu befriedigen. Beispielsweise führt ein festgelegter Endkundenpreis für eine gewisse Zeitspanne dazu, dass der Vertrieb einen Teil des Risikomanagements für die Endkunden übernimmt, da diese innerhalb der vereinbarten Zeitspanne je nach konkreter Ausgestaltung keine oder abgemilderte Preisschwankungen spüren. Für Kunden, die es bevorzugen, keinen Risikoaufschlag für diese Leistung zu zahlen, sondern lieber selbst das Risiko tragen möchten, könnte jedoch ein Tarif angeboten werden, bei dem die Beschaffungskosten unmittelbar an die Kunden durchgereicht werden.

Im Gegensatz zur soeben untersuchten Ausgestaltung mit Endkundenwettbewerb (Abschnitt 4.1.2.1) ist bei der Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb keine anfängliche Auswahl bzw. Zuteilung nötig, die mit Transaktionskosten für alle beteiligten Akteure einhergeht. Es ist weiterhin davon auszugehen, dass es aufgrund der Annahme der Verbraucherwohlorientierung des zentralen Vertriebs nicht zu Problemen an der Schnittstelle zu den Endkunden kommt. Allerdings könnte es sein, dass durch die geringere Auswahl an Tarifen, als bei einem liberalen Endkundenmarkt mit vielen Vertrieben, die Präferenzen der Endkunden weniger gut getroffen werden.[322] Bei einem zentralen öffentlichen Vertrieb fällt außerdem die Regulierung hinsichtlich der Beschaffungsstrategie und der Endkundenpreise weg, die im vorangegangenen Abschnitt zum liberalen Endkundenwettbewerb als notwendig identifiziert wurde, da der zentrale Vertrieb bereits durch die öffentliche Eigentümerschaft Vorgaben erhält.

Durch die zentrale Strombeschaffung können Größenvorteile realisiert werden im Vergleich zum liberalen Endkundenwettbewerb oder auch zur Ausgestaltungsvariante mit öffentlichem Angebot und daneben Wettbewerb, wo sehr viele Vertriebe diese Aufgabe übernehmen. Darüber hinaus kann der zentrale Vertrieb aufgrund der gebündelten Nachfrage auch eine erhebliche Einkaufsmacht gegenüber Erzeugern entfalten, die sich auf Preise und Vertragskonditionen auswirken kann. Allerdings kann die Zwischenschaltung des zentralen Vertriebs auch zu Ineffizienzen bzw. höheren Transaktionskosten führen, wenn der Regulierer die langfristige Beschaffung von Strommengen nicht selbst übernimmt und die Kapazitätsbereitstellung finanziert, sondern diese Aufgaben dem Vertrieb überträgt und lediglich über Vorgaben steuert. Auf der anderen Seite hat der zentrale Vertrieb als direkter Vertragspartner der Endkunden evtl. mehr Wissen über die Eigenschaften und Präferenzen der Kunden, als es der Regulierer hätte, und kann dieses Wissen bei der langfristigen Strombeschaffung oder bei der Integration mit Erzeugern nutzen.

Durch die Kombination des EOM mit der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb werden zwar die meisten der Probleme behoben, die bei der Kombination mit einem liberalen Endkundenmarkt identifiziert wurden. Dabei wird allerdings stark von der Grundidee des EOM abgewichen, laut der die

[322] Wie bereits in Abschnitt 4.1.1.1.1.2 festgestellt ist davon auszugehen, dass für die Öffentliche Hand die grundsätzlichen Präferenzen der Kunden bzgl. des Strombezugs überwiegend klar sind, d. h., dass Kunden einen verlässlichen und kostengünstigen Strombezug wünschen, und lediglich Unsicherheit über Detailfragen wie Kundenmanagement, Abrechnung, Risikomanagement oder ggf. angebotener Strommix besteht.

Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität auf Basis der Koordination dezentraler Akteure erfolgen soll.

4.1.2.3 Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen

Wie bereits im entsprechenden Abschnitt 4.1.1.4 im Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb werden in diesem Abschnitt lediglich ausgewählte Varianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen geprüft, die im Zuge der Analyse besonders relevant sind. Neben den im Folgenden vorgestellten Varianten sind auch die in 4.1.1.4 vorgestellten Varianten in diesem Annahmenset möglich, werden hier jedoch nicht noch einmal detailliert vorgestellt, da der Fokus auf Unterschieden zwischen EOM und CRM-Umsetzungswettbewerb liegt.

4.1.2.3.1 Varianten mit Zentralität bei bestimmten Aufgaben und Wettbewerb bei anderen (entbündelten) Aufgaben

In Bezug auf Varianten mit Zentralität bei einigen und Wettbewerb bei anderen Aufgaben ist es denkbar, dass es im Wettbewerb stehende Vertriebe gibt, die sich bei der Strombeschaffung koordinieren oder sogar ein Joint Venture für die Strombeschaffung gründen. Eine gemeinsame Strombeschaffung könnte für die Vertriebe sinnvoll sein, um Größenvorteile bei der Ausführung dieser Aufgabe zu heben, da dann nicht jeder Vertrieb eine eigene Beschaffungsabteilung benötigt. Zudem sind Verbrauchsprognosen bei einer größeren Menge an Endkunden, die mit den beschafften Strommengen beliefert werden sollen, aufgrund des Gesetzes der großen Zahlen besser, sodass weniger kurzfristiger Handel zum Ausgleich von zu viel oder zu wenig beschafften Mengen erfolgen muss.

Auch der gemeinsamen langfristigen Beschaffung stehen jedoch kurzfristorientierte Strategien einzelner Vertriebe im Wege. Wie in Abschnitt 4.1.2.1 beschrieben, haben im Wettbewerb stehende Vertriebe Anreize dazu, nur einen geringen Teil ihrer Strommengen über langfristige Verträge zu beschaffen, um bei niedrigen Spotmarktpreisen günstigere Tarife anzubieten als ihre Konkurrenten. Dies führt jedoch dazu, dass die Vertriebe bei stark steigenden Spotmarktpreisen bestrebt sein könnten, ihre Endkundenverträge kurzfristig zu kündigen. Auch in der hier betrachteten Konstellation werden Vertriebe nur einen Teil ihrer benötigten Strommengen über langfristige Verträge beschaffen, es sei denn, es kommt über die gemeinsame Beschaffung zu einer Kollusion der Vertriebe, die so weit geht, dass keiner der Vertriebe außerhalb des Joint Ventures selbst Strom beschafft. In diesem Fall würden für alle Vertriebe die gleichen Beschaffungspreise gelten. Dann wäre aber fraglich, wie stark sich die Vertriebe überhaupt noch unterscheiden können und je weniger dies der Fall ist, desto mehr könnte die Variante mit einem zentralen Vertrieb im Vergleich effizienter sein.

Generell würde durch eine gemeinsame Beschaffung ein ähnlicher Mechanismus wie der oben vorgestellte Sekundärmarkt für Kapazitätszugriff entstehen, da innerhalb des Joint Ventures ein Ausgleich für geänderte Kundennachfrage durch Marktanteilsverschiebungen stattfinden könnte. Wenn der Strombezug nicht ausschließlich über das Joint Venture stattfindet, sondern Vertriebe nebenher auch selbst am Spotmarkt beschaffen, muss jedoch ein Mechanismus für die Zuordnung der gemeinsam langfristig beschafften Strommengen etabliert werden, da im Falle niedriger Spotmarktpreise alle Vertriebe lieber günstiger am Spotmarkt beschaffen wollen und im Falle hoher Spotmarktpreise alle auf die langfristig günstiger beschafften Strommengen zugreifen wollen.

Neben der Möglichkeit der Schaffung eines Joint Ventures durch die Vertriebe besteht auch die Möglichkeit, dass ein zentraler Akteur die Aufgabe der Strombeschaffung als Dienstleister für alle Vertriebe übernimmt. Auf diese Weise können ebenfalls Größenvorteile im Vergleich zu einer Beschaffung durch jeden einzelnen Vertrieb realisiert werden. Dabei besteht allerdings die Möglichkeit, dass nicht alle Vertriebe das gleiche Beschaffungsprofil haben, sondern der Dienstleister könnte entsprechend der Strategie jedes einzelnen Vertriebs für diesen beschaffen.

Auch bzgl. anderer Bereiche als der Strombeschaffung sind Konstellationen möglich, in denen einige Aufgaben zentral wahrgenommen werden und andere von im Wettbewerb stehenden Akteuren. Dabei handelt es sich beispielsweise um gemeinsame Tarifgestaltung oder eine Zentralisierung von Werbung und Kundenmanagement durch andere Akteure, die diese Leistungen für viele Vertriebe anbieten. Die möglichen Varianten wurden in Abschnitt 4.1.1.4.1 dargestellt.

Ebenso sind auch im EOM Varianten denkbar, die eher von einer zentralen Ausgestaltung ausgehen, jedoch dezentrale Elemente integrieren. Dabei könnte beispielsweise ein zentraler Vertrieb lediglich einen Basistarif anbieten und externe Dienstleister könnten weitere Leistungen, wie beispielsweise eine langfristige Preisgarantie oder weitere Abrechnungsservices und Zahlungsmethoden, anbieten, welche die Kunden dazukaufen können. Erheblich bedeutender als beim CRM-Umsetzungswettbewerb ist hier das Risikomanagement, das auch andere Akteure, beispielsweise Versicherer, anbieten können.[323]

4.1.2.3.2 Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb

Die Variante mit einem Vertrieb, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb ist im Hinblick auf die Endkundenseite weitgehend so wie bereits in Abschnitt 4.1.1.4.2 dargestellt. Bei dem Anbieter, der sich in öffentlicher Eigentümerschaft befindet oder umfangreiche zentrale Vorgaben erhält, wird davon ausgegangen, dass dieser in allen Bereichen verbraucherwohlorientiert agiert und es deshalb dort keine Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt. Im Segment „freier Wettbewerb“ treten tendenziell die gleichen Probleme auf wie in der Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt.

Bei der konkreten Ausgestaltung dieser Variante mit einem liberalen Endkundenmarkt und daneben einem zentralen öffentlichen Vertrieb im EOM ist insb. zu entscheiden, wie viel Verantwortung die Endkunden tragen sollen. Davon hängt ab, wie die Wechselmöglichkeiten zum öffentlichen Vertrieb geregelt sind sowie in welchem Umfang staatliche Regulierung auch im Bereich des liberalen Endkundenmarktes stattfinden sollte. Zudem sind Fragen der Verteilungsgerechtigkeit zu entscheiden, die sich aus der Tarifgestaltung des öffentlichen Vertriebes ergeben. Wenn der öffentliche Vertrieb jederzeit neue Kunden aufnimmt und es bei ihm nur einen einheitlichen Tarif gibt, so müssen über diesen auch die Kosten dafür gedeckt werden, dass für neue Kunden kurzfristig Strommengen beschafft werden müssen, auch wenn die Spotmarktpreise in diesem Moment hoch sind. Möglicherweise muss auch in Erwartung neuer Kunden über langfristigere Verträge eine Absicherung gegen Preisschwankungen auch für Strommengen erfolgen, die letztendlich doch nicht benötigt werden und

[323] Eine ausführlichere Darstellung befindet sich in Abschnitt 4.1.1.4.1.

mit Verlust weiterverkauft werden. In diesem Fall zahlen die langfristigen Kunden des öffentlichen Vertriebes dafür mit, dass andere Kunden, meist in Erwartung günstigerer Tarife, Verträge mit wettbewerblichen Vertrieben geschlossen haben aber ihnen die Sicherheit gegeben wurde, bei Bedarf zum öffentlichen Vertrieb zu wechseln. Dabei würde eine Umverteilung von den trägeren oder risikoaversen Kunden mit hohen Wechselkosten, schlechterem Marktüberblick oder Problemen bei der Informationsbeschaffung, hin zu tendenziell eher risikofreudigen Kunden mit geringeren Wechselkosten stattfinden, die sich möglicherweise besser im Strommarkt auskennen oder sich besser informieren können. In der letzteren Gruppe können jedoch auch sehr preissensitive Kunden sein, die auf günstige Strompreise angewiesen sind, und die es sich nicht leisten können, in einem teureren und dafür sicheren Tarif des öffentlichen Vertriebs zu bleiben, wenn von privaten Vertrieben günstigere Tarife angeboten werden. Gegen diese Ausgestaltung könnte man zudem einwenden, dass Endkunden dadurch kaum Risiken beim Wechsel zum und innerhalb des liberalen Endkundenmarktes tragen und somit weniger sorgfältig bei der Auswahl eines Vertriebes vorgehen, als sie es tun würden, wenn es diese Absicherung nicht gäbe.[324]

Wenn hingegen beim öffentlichen Vertrieb zwar jederzeit neue Kunden aufgenommen werden, aber abhängig vom Zeitpunkt des Vertragsabschlusses und den zu diesem Zeitpunkt aktuellen Beschaffungskosten unterschiedliche Tarife angeboten werden, so findet keine Umverteilung zwischen den Kundengruppen statt. Die Kunden der privaten Vertriebe sind jedoch deutlich weniger durch den öffentlichen Vertrieb geschützt und müssen selbst ein höheres Risiko für steigende Strompreise tragen. Dies kann u. U. dazu führen, dass gerade preissensitive Kunden, die auf niedrige Strompreise angewiesen sind, im Falle einer plötzlichen Insolvenz ihres privaten Vertriebes aufgrund hoher Großhandelsstrompreise, beim öffentlichen Vertrieb einen sehr teuren Tarif abschließen müssen.[325] Ein Mittelweg wäre, dass Neukunden zwar zunächst an das aktuelle Strompreisniveau angepasste Neukundentarife beim öffentlichen Vertrieb erhalten aber nach einer gewissen Zeit in den allgemeinen Tarif wechseln können. Zudem hätte der öffentliche Vertrieb die Möglichkeit, eine Preisdifferenzierung nach Kundengruppen, beispielsweise abhängig vom Einkommen, durchzuführen und auf diese Weise jene ehemaligen Kunden privater Vertriebe zu entlasten, die sich sehr hohe Strompreise nicht leisten können. Auch eine solche Preisdifferenzierung geht jedoch wiederum mit einer Umverteilung zwischen verschiedenen Kundengruppen einher.

Im Hinblick auf die Erzeugungsseite stellt sich die Situation im Annahmenset EOM jedoch grundsätzlich anders dar als in Abschnitt 4.1.1.4.2 im Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb. Zwar kann der Vertrieb, der zentrale Vorgaben erhält, in Bezug auf die Strombeschaffung verpflichtet werden, langfristige Verträge mit Erzeugern abzuschließen. Damit würde jedoch nur ein Teil der Endkundennachfrage durch langfristige Verträge abgedeckt werden. Außerdem wäre dies eine Abkehr vom Grundgedanken des EOM und stattdessen eine Annäherung an das Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen, das erst nachfolgend in Abschnitt 4.1.3 betrachtet wird. Für den Vertrieb wäre aufgrund der in Abschnitt 4.1.2.1.1 dargestellten Mechanismen eine Absicherung über den

[324] Vgl. WARG (2019, S. 230).
[325] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 35).

Endkundenmarkt evtl. nicht möglich, da Endkunden in Zeiten niedriger Preise wahrscheinlich zumindest in großen Teilen von ihrem Recht gebrauchen machen würden, zu Vertrieben zu wechseln, die keine zentralen Vorgaben erhalten, eine kurzfristige Beschaffungspolitik verfolgen und somit zeitweise günstiger anbieten können. Auch diese Ausgestaltungsvariante löst daher nicht die Probleme der Absicherung von Erzeugungsinvestitionen, weshalb es weiterhin zu einem Versorgungssicherheitsproblem kommen kann. Um dies zu verhindern ist entweder sehr umfangreiches Eingreifen auf Erzeugungsseite oder die Vorgabe der langfristigen Endkundenbindung erforderlich, womit man sich jedoch vom EOM bzw. dem liberalen Endkundenwettbewerb im Segment „freier Wettbewerb“ wegbewegt.

4.1.2.4 Fazit

Die Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt führt in Kombination mit einem EOM zu mehr Problemen als in der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb. Auf der Seite der Endkunden liegt dies daran, dass die Vertriebe langfristige Verträge mit Endkunden abschließen wollen, um ihre mehr oder weniger langfristigen Beschaffungsstrategien abzusichern, was jedoch nicht mit dem Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes vereinbar ist. Daher wurde zunächst die Ausgestaltung mit einer regulatorisch vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit und anschließend eine Ausgestaltung ohne diese betrachtet. Bei der Begrenzung der maximalen Vertragslaufzeit versuchen Vertriebe dennoch, Wechselhindernisse für Endkunden zu etablieren und sie für weitere Vertragsperioden an sich zu binden. In dieser Variante verstärkt sich zudem das Auswahlproblem für die Endkunden, da Vertriebe stärker versuchen, neue Kunden zu gewinnen, um somit ihre Beschaffung abzusichern. Die angenommenen regulatorischen Vorgaben und der Einfluss der dezentralen Akteure kann zwar den Handlungsspielraum von Vertrieben teilweise einschränken und einige der in 4.1.1.2.1.1 beschriebenen Probleme abmildern, die aufgrund des geringeren Wissens und der schlechteren Verhandlungsposition der Endkunden entstehen. Wenn der liberale Endkundenmarkt in seiner Grundidee beibehalten werden soll, dürfen die regulatorischen Vorgaben allerdings nicht zu umfangreich sein und somit können sich für die Vertriebe weiterhin Möglichkeiten ergeben, Wechselhindernisse zu etablieren oder durch Werbung und eine undurchsichtige Vertragsgestaltung dafür zu sorgen, dass Kunden sich nicht für einen für sie passenden Tarif entscheiden. Strategien der Vertriebe hinsichtlich der Abrechnung, wie beispielsweise Vorauszahlungen durch Kunden oder Boni, die den Kunden zu einem späteren Zeitpunkt ausgezahlt werden sollen, sind besonders bei Insolvenzen von Vertrieben relevant. Zu diesen könnte es, wie oben beschrieben, kommen, wenn Vertriebe Strom nur kurzfristig am Großhandelsmarkt beschaffen und dort die Preise stark ansteigen, sie diese Preise jedoch nicht unmittelbar an die Endkunden weitergeben können. In diesem Fall tragen die Kunden das Ausfallrisiko von Vertrieben.

Auf der Erzeugungsseite ist ein liberaler Endkundenmarkt in Kombination mit dem EOM besonders problematisch, da die Erzeuger auf eine langfristige Absicherung ihrer Investitionen angewiesen sind, Vertriebe aber nicht zum Abschluss langfristiger Verträge bereit sind, wenn sie ihrerseits diese Verpflichtungen nicht langfristig auf Endkundenseite absichern können. In der Variante ohne eine vorgegebene maximale Vertragslaufzeit können Vertriebe Kunden theoretisch unbegrenzt lange an sich binden, wodurch zwar einige der zuvor beschriebenen Probleme behoben werden können, womit man sich jedoch auch von der Grundidee des liberalen Endkundenmarktes und auch des EOM wegbewegt.

Die Variante mit einer unbegrenzt langen Endkundenbindung durch eine Vielzahl von privaten und im Anfangszeitpunkt im Wettbewerb stehenden Vertrieben stellt den Übergang zur Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb dar. Bei der Betrachtung dieser wurde, wie bereits im Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb, von einem zentralen öffentlichen Vertrieb ausgegangen, der sich verbraucherwohlorientiert verhält. Die meisten der im liberalen Endkundenmarkt an der Schnittstelle zu den Endkunden auftretenden Probleme fallen somit weg. Durch die langfristige Endkundenbindung werden darüber hinaus Probleme an der Schnittstelle zu den Erzeugern behoben, da der Vertrieb seinerseits dadurch zum Abschluss langfristiger Verträge mit Erzeugern in der Lage ist.

Bei den Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen gibt es eine Vielzahl an Möglichkeiten. In diesem Kapitel wurde zum einen eine Zentralisierung der Beschaffung betrachtet (wobei, wie in Abschnitt 4.1.1.4.1 diskutiert wurde, auch viele andere Aufgaben für eine punktuelle Zentralisierung in Frage kommen) und zum anderen die Möglichkeit dargestellt, dass es zwar nur einen Vertrieb an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt, dieser jedoch lediglich einen Basistarif anbietet, und zusätzliche Dienstleistungen von anderen Akteuren erbracht werden. Diese Ausgestaltung ist einerseits sehr nah an der Variante ohne Endkundenwettbewerb, da es nur einen zentralen öffentlichen Vertrieb gibt, die Endkunden also nicht wechseln können und Erzeugungsinvestitionen somit langfristig bis hin zu den Endkunden abgesichert werden. Auf der anderen Seite kommen somit weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden hinzu, mit denen es zu umfangreichen Verbraucherschutzproblemen kommen kann.

Die Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert und daneben Wettbewerb führt, wie gezeigt wurde, ebenso wie der liberale Endkundenmarkt zu Problemen bei der Absicherung langfristiger Erzeugungsinvestitionen. Der daneben existierende Vertrieb, der gemäß staatlicher Vorgaben agiert, löst dieses Problem nicht, da auch er nicht mit einem festen künftigen Kundenstamm kalkulieren und langfristig beschaffen kann. Die Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden können, ebenso wie im Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb, nur dann als abgemildert angesehen werden, wenn den Endkunden umfangreich Verantwortung übertragen wird und ein Wechsel in den wettbewerblichen Markt quasi auf eigene Gefahr geschieht. Dass diese Sichtweise schwer haltbar ist, wird deutlich, wenn man die Preissensitivität einkommensschwacher Kundengruppen in Betracht zieht, die gezwungen sein können, jederzeit zum günstigsten Vertrieb zu wechseln.

Im Hinblick auf die Organisation der Erzeugungsseite wurde gezeigt, dass sowohl bei der Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt als auch bei der Variante mit einer Kombination aus einem liberalen Endkundenmarkt und einem regulierten Angebot, Probleme bei der Absicherung langfristiger Investitionen entstehen, wodurch nicht hinreichend zuverlässig in ausreichendem Umfang Erzeugungskapazität bereitgestellt wird. Dieses Problem kann eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenmarkt weitgehend beheben. Es muss dabei jedoch berücksichtigt werden, dass es neben dem zentralen Vertrieb für Haushaltskunden weitere Kunden am Stromgroßhandelsmarkt gibt, die evtl. weniger gut in der Lage sind, langfristige Verträge mit Erzeugern abzuschließen. Somit wäre weiterhin nur ein Teil der Erzeugungsinvestitionen langfristig abgesichert.

4.1.3 Annahmenset 3: CRM-Variante Vertriebsobligationen

In diesem Abschnitt wird die CRM-Variante Vertriebsobligationen behandelt, die als Zwischenvariante zwischen CRM-Umsetzungswettbewerb und EOM einzuordnen ist, da der Regulierer die Bereitstellungsentscheidung zwar zentral trifft, er die Erzeugungskapazität daraufhin jedoch nicht selbst beschafft, sondern den Vertrieben Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität macht. Wie nah die Variante CRM-Vertriebsobligationen dabei jeweils am CRM-Umsetzungswettbewerb bzw. am EOM ist, hängt stark von der konkreten Ausgestaltung der Vorgaben an die Vertriebe ab. Diese können entweder sehr umfangreich und konkret sein und beispielsweise die Erzeugungstechnologien vorschreiben, oder aber lediglich die Zielmenge vorgeben und somit den Vertrieben sehr viel Verantwortung übertragen. Welche Ausgestaltung sinnvoll ist, hängt wiederum von der vorliegenden Gesamtkonstellation ab. Die verschiedenen Konstellationen werden daher im Folgenden analysiert.

4.1.3.1 Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt

Wie bei der Betrachtung der Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt in den zuvor betrachteten Annahmensets wird auch hier angenommen, dass es eine Vielzahl von Vertrieben gibt, die miteinander im Wettbewerb stehen und Endkunden selbst einen Vertrieb wählen können. Wie in Abschnitt 4.1.2.1, wo die Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt in Verbindung mit einem EOM untersucht wird, wird hier angenommen, dass es sowohl weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt als auch regulatorische Maßnahmen zum Schutz von Verbrauchern.

Ebenso wird auch hier zunächst in Abschnitt 4.1.3.1.1 eine regulatorisch vorgegebene maximale Endkundenvertragslaufzeit angenommen, um die Funktionsweise des liberalen Endkundenmarktes entsprechend seiner Grundidee zu untersuchen, die darin besteht, dass die Endkunden jederzeit kurzfristig den Tarif bzw. Vertrieb wechseln können. Im anschließenden Abschnitt 4.1.3.1.2 wird diese Annahme dann aufgehoben und überprüft, ob sich dadurch entscheidende Aspekte hinsichtlich der Funktionsweise des liberalen Endkundenmarktes in Kombination mit CRM-Vertriebsobligationen verändern, die letztendlich auch die relative Vorteilhaftigkeit dieser Ausgestaltungsvariante beeinflussen können.

4.1.3.1.1 Annahme einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit

AUSWIRKUNGEN EINES LIBERALEN ENDKUNDENMARKTES IN KOMBINATION MIT CRM-VERTRIEBSOBLIGATIONEN AUF DIE ERZEUGUNGSSEITE

Wie in Abschnitt 3.2.2.3 dargestellt macht der Regulierer auf Basis einer zuvor getroffenen Bereitstellungsentscheidung den Vertrieben ex ante Vorgaben, wie viel Erzeugungskapazität sie vorhalten müssen. Die Idee dabei ist, dass es einerseits die Kosteneffizienz erhöht, wenn Vertriebe ihr dezentrales Wissen bzgl. Kapazitätsbeschaffung und Anlagenauswahl einbringen und dem Regulierer andererseits entsprechend dem Grundgedanken des CRM umfangreiche Verantwortlichkeiten und Befugnisse direkt zugeordnet werden. Es kann daher sehr unterschiedlich sein, wie detailliert die Vorgaben sind, die der Regulierer den Vertrieben macht. Dies hängt insb. vom vorhandenen Wissen beim Regulierer und dem bei den Vertrieben vermuteten Wissen ab. Zusätzlich zu den Vorgaben werden Strafen definiert, die im Falle einer Nichteinhaltung von den Vertrieben zu zahlen sind, sowie Haftungsmassen hinterlegt, damit Vertriebe sich nicht durch eine Insolvenz ihrer Zahlungsverpflichtung

entziehen können. Die Herausforderung für den Regulierer besteht darin, dass er seine zuvor getroffene Bereitstellungsentscheidung auf die einzelnen Vertriebe herunterbrechen muss. Unter der hier getroffenen Annahme, dass eine zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung bei den Kunden nicht weit verbreitet ist, erscheint es sinnvoll, dass der Regulierer die zu beschaffende Gesamtkapazität entsprechend den jeweiligen Anteilen am Stromverbrauch auf die Vertriebe verteilt. Dies wird allerdings dadurch erschwert, dass durch die vorgegebene maximale Endkundenvertragslaufzeit Unsicherheit über die zukünftigen Marktanteile der einzelnen Vertriebe besteht. Es ist davon auszugehen, dass die Vertriebe die vom Regulierer vorgegebene vorzuhaltende Menge tendenziell nicht überschreiten werden, weshalb den Vorgaben des Regulierers eine besonders hohe Bedeutung zukommt.[326] Zudem muss berücksichtigt werden, dass der Regulierer in jedem Fall Reservekapazität vorhalten muss, da eine zentrale Kapazitätsbeschaffung unter Nutzung der hinterlegten Haftungsmasse erst in dem Zeitpunkt, zu dem ersichtlich wird, dass ein Vertrieb seine Lieferverpflichtung nicht einhält, vermutlich zu spät ist.

Auf Basis der Vorgaben durch den Regulierer schließen die Vertriebe Verträge mit Erzeugungsunternehmen oder halten eigene Erzeugungsanlagen vor, wodurch sie zu integrierten Versorgern werden. Die Beschaffung von Erzeugungskapazität ist besonders dann für Vertriebe aber auch Erzeuger herausfordernd, wenn die Bestandsanlagen zur Erfüllung der Vorgaben des Regulierers nicht ausreichen, sondern auch neue Anlagen gebaut werden müssen. Erzeuger benötigen Investitionen in einer solchen Höhe und mit so langen Laufzeiten, dass die Risikokosten so weit gesenkt werden, dass sich die Investition in die Anlagen lohnt. Für Vertriebe sind lange Laufzeiten und hohe Investitionen jedoch mit dem Risiko behaftet, in Zukunft weniger Kunden zu haben, an die sie die Kapazitätszahlungen weiterreichen können. Sie tätigen Investitionen deshalb nur, wenn die vom Regulierer festgelegten Strafen hoch genug sind und sie mit einem auch in Zukunft ausreichend großen Kundenstamm rechnen. Je nachdem, wie detailliert die Vorgaben des Regulierers an die Vertriebe sind, haben diese die Möglichkeit, selbst Entscheidungen bzgl. der Anlagenauswahl zu treffen. Sie können somit den Kunden beispielsweise Grünstromtarife anbieten und somit den Erzeugungsmix entsprechend den Präferenzen der Endkunden beeinflussen. Wie im Annahmenset EOM beschrieben wurde, kann die Koordination der dezentralen Akteure jedoch dazu führen, dass aufgrund ihrer Risikoaversion oder – im Falle der Endkunden – des mangelnden Wissens über das Stromsystem, Anlagen gebaut werden, die keine sinnvolle Ergänzung zum bestehenden Kraftwerkspark darstellen.[327] Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass die Transaktionskosten bei der Koordination zwischen einer Vielzahl an Vertrieben und Erzeugern höher sind, als wenn nur der Regulierer zentral Erzeugungskapazität beschafft, wie es in der CRM-Variante Umsetzungswettbewerb vorgesehen ist.

Ebenso wie der Regulierer stehen auch die dezentralen Vertriebe aufgrund des liberalen Endkundenmarktes, der darauf ausgelegt ist, dass Kunden häufig wechseln können, sowie der regulatorischen Vorgabe der maximalen Vertragslaufzeit vor der Unsicherheit darüber, wie viele Kunden sie in Zukunft haben. Die langfristigen Investitionen, die sie auf Basis der Vorgabe des Regulierers auf

[326] Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 210 f.).
[327] Siehe Abschnitt 4.1.2.1.1.

der Erzeugungsseite tätigen müssen, können sie daher auf der Endkundenseite nicht langfristig absichern.[328] Vertriebe könnten in diesem Fall von vornherein ihre Tätigkeit aufgeben oder es käme ex post zu Insolvenzen von Vertrieben, wenn sie die Kosten für die Kapazitätsbeschaffung nicht an ihre Kunden weitergeben und ihre beschaffte Kapazität nicht oder nur zu deutlich niedrigeren Preisen weiterveräußern können. Eine Möglichkeit, diesem Problem zu begegnen, besteht in der Etablierung eines Sekundärmarktes für den Zugriff auf Erzeugungskapazitäten, wie er bereits in 3.2.2.3 vorgestellt wurde. Anders als beim EOM, wo dieser auch als Möglichkeit diskutiert wurde, ist es mit dem Ansatz CRM-Vertriebsobligationen vereinbar, wenn der Regulierer dort als Market Maker agiert. Eine andere Option, die dem Sekundärmarkt sehr nahekommt, besteht darin, dass der Regulierer den Vertrieben einen festen Preis zusichert, zu dem er ihnen nicht benötigte Strommengen abkaufen würde, falls ihr Kundenstamm in Zukunft geringer sein sollte und sie die beschaffte Erzeugungskapazität selbst nicht benötigen. Alternativ oder ergänzend zu diesen Möglichkeiten könnte der Regulierer zusätzlich selbst Kapazität beschaffen, wenn er eine Gefährdung der Versorgungssicherheit befürchtet. Wie oben bereits erwähnt, ist dies vermutlich parallel zur Kapazitätsbeschaffung durch die Vertriebe nötig, da ein Eingreifen des Regulierers erst zu dem Zeitpunkt, in dem ein Vertrieb seine Lieferverpflichtung nicht erfüllt, zu spät ist. Dadurch würde jedoch ggf. eine Überausstattung mit Kapazität stattfinden und der Regulierer müsste auch selbst das Wissen aufbauen, das zur Beschaffung von Erzeugungskapazität benötigt wird. Eine langfristige Bindung der Endkunden an die Vertriebe könnte eine weitere Lösungsmöglichkeit für das Problem der langfristigen Absicherung der zu tätigenden Investitionen darstellen. Diese Option wird daher im folgenden Abschnitt 4.1.3.1.2 untersucht.

Auswirkungen eines liberalen Endkundenmarktes in Kombination mit CRM-Vertriebsobligationen auf die Endkundenseite

Im Hinblick auf die Endkundenseite besteht der Unterschied im Vergleich zu einem liberalen Endkundenmarkt in Verbindung mit einem EOM darin, dass Vertriebe nicht durch kurzfristorientierte Strategien abweichen können (oder jedenfalls nur in begrenztem Umfang und abhängig davon, inwieweit die Vorgaben des Regulierers den gesamten Strombedarf der Vertriebe abdecken), da eine langfristige Kapazitätsbeschaffung vorgeschrieben und durch Strafzahlungen sowie die Hinterlegung von Haftungsmassen etabliert ist. Es ist daher nicht in großem Umfang mit kurzfristigen Kundenabwürfen aufgrund kurzfristorientierter Beschaffungsstrategien zu rechnen. Zu Insolvenzen und damit verbundenen Kundenabwürfen kann es jedoch kommen, wenn Vertriebe mehr Erzeugungskapazität vorhalten müssen, als sie letztendlich für ihre Kunden benötigen, es keinen Sekundärmarkt oder eine andere Ausgestaltungsoption für den Weiterverkauf der Zugriffsrechte auf Erzeugungskapazität gibt und die Vertriebe in diesem Fall die geleisteten Kapazitätszahlungen nicht weiterreichen können.

Dadurch, dass Vertriebe die vorgeschriebenen langfristigen Investitionen absichern wollen, sind sie noch stärker als im EOM, wo sie tendenziell eine deutlich kurzfristigere Beschaffungsstrategie

[328] Vgl. zum Problem der langfristigen Absicherung von Erzeugungsinvestitionen bei einem liberalen Endkundenmarkt GREEN (2003, S. 3).

verfolgen,[329] geneigt, Wechselhürden für Endkunden zu etablieren, um sich ihren Kundenstamm möglichst langfristig zu sichern. Diese Bestrebungen werden zwar durch die vorgegebene maximale Vertragslaufzeit eingeschränkt, die Vertriebe können jedoch wie gezeigt versuchen diese Regelungen durch eine automatische Vertragsverlängerung nach Ende der Vertragslaufzeit, lange Kündigungsfristen oder Bonuszahlungen bei Vertragsverlängerung teilweise zu umgehen. Das Kalkül der Vertriebe hinsichtlich des Angebots von Tarifen wird davon beeinflusst, dass sie ihre langfristigen Investitionen refinanzieren wollen und dafür einen ausreichend großen Kundenstamm benötigen. Inwiefern sich dies auswirkt, hängt von der konkreten Ausgestaltung der Vertriebsobligationen ab sowie davon, ob es eine Möglichkeit für die Vertriebe gibt, selbst nicht benötigte Erzeugungskapazität weiterzuverkaufen.

Neben den hier angesprochenen Problemen, die speziell in Kombination mit CRM-Vertriebsobligationen auftreten können, kann es auch zu den weiteren Problemen kommen, die bereits in Abschnitt 4.1.1.2.1 bei einem liberalen Endkundenmarkt identifiziert wurden (beispielsweise, dass Verbraucher aufgrund ihres begrenzten Wissens über den Stromsektor und der Informationsasymmetrie nicht unbedingt den günstigsten oder den für sie passenden Vertrieb und Tarif wählen, dass Vertriebe absichtlich die Transaktionskosten für Endkunden erhöhen, um sie von einem Wechsel zu einem anderen Vertrieb abzuhalten sowie dass es durch Preisdifferenzierung durch die Vertriebe zu unerwünschten Verteilungseffekten zwischen verschiedenen Kundengruppen kommt). Einige dieser Probleme können jedoch durch weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden begrenzt werden. Dabei kann es sich um Vergleichsportale, Informationsbereitsteller, Verbrauchervertretungen oder Schlichtungsstellen handeln, die sich sowohl in privater als auch in öffentlicher Eigentümerschaft befinden können. Da mit diesen Akteuren, insb. mit Vergleichsportalen, ebenfalls Probleme entstehen können, wenn diese eigene Interessen hinsichtlich ihrer Gewinnmaximierung verfolgen,[330] bietet sich vermutlich entweder ein privates Vergleichsportal an, oder der bzw. die privaten Betreiber müssen umfassend reguliert werden. Zudem kann der Regulierer auch den Vertrieben über die zu beschaffende Erzeugungskapazität hinaus weitere Vorgaben machen. Diese können sich, wie in 4.1.1.2.1.3 dargestellt, auf die Tarifgestaltung, die Abrechnung sowie auf die Bereitstellung von Informationen bzw. Werbung beziehen. Abhängig davon, wie umfangreich die regulatorischen Vorgaben an die Vertriebe sind, weicht die Ausgestaltung jedoch vom Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes ab.

4.1.3.1.2 Aufhebung der maximalen Endkunden-Vertragslaufzeit

Auch im Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen stellt sich die Frage wie es sich auswirkt, wenn der Regulierer keine maximale Endkunden-Vertragslaufzeit vorgibt. Vereinfachend wird angenommen, dass diese über die regulatorische Vorgabe einer langfristigen Endkundenbindung implementiert wird und nicht dadurch, dass Vertriebe versuchen, Endkunden möglichst langfristig zu binden und Endkunden diese langfristige Vertragsbindung freiwillig eingehen. Ebenso wie im entsprechenden Abschnitt im Annahmenset EOM[331] kann es dabei ein einmaliges Wahlrecht der Endkunden geben oder

[329] Siehe Abschnitt 4.1.2.1.1.

[330] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.2.

[331] Siehe Abschnitt 4.1.2.1.2.

es erfolgt eine regulatorische Zuteilung der Endkunden an die Vertriebe. Je nachdem, wie umfangreich die Vorgaben bzgl. der Vorhaltung von Erzeugungskapazität an die Vertriebe im Rahmen der CRM-Vertriebsobligationen sind, haben diese nicht die Möglichkeit, durch kurzfristorientierte Strategien im Anfangszeitpunkt günstigere Preise anzubieten als ihre Kontrahenten. Daher ist es in diesem Annahmenset eher möglich als im EOM, den Endkunden eine einmalige Wahlfreiheit zu gewähren. Endkunden könnten sich somit beispielsweise für Vertriebe mit einem bestimmten Erzeugungsmix entscheiden, den diese über langfristige Verträge mit Erzeugern nachweisen können.

Vertriebe haben durch langfristige Verträge mit Endkunden die Möglichkeit, ihre Investitionen zur Kapazitätsbeschaffung abzusichern. Wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, kann dadurch das Versorgungssicherheitsproblem behoben werden, das ansonsten entstehen könnte. Eine langfristige Bindung von Endkunden ist dabei evtl. sinnvoller als eine zusätzliche Vorhaltung von Erzeugungskapazität durch den Regulierer für den Fall, dass nicht genug durch die Vertriebe beschafft wird. Von letzterem kann er jedoch nicht gänzlich absehen, da es auch im Falle einer langfristigen Endkundenbindung eine gewisse Ausfallwahrscheinlichkeit für private Vertriebe gibt und der Regulierer, wie oben bereits an verschiedenen Stellen dargestellt, nicht erst Erzeugungskapazität beschaffen kann, wenn dieses Ereignis eingetreten ist.

4.1.3.2 Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb unter Berücksichtigung sinnvoller Ausgestaltungselemente

In einer Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb und mit nur einem öffentlichen Vertrieb kann davon ausgegangen werden, dass dieser aufgrund seiner langfristigen Ausrichtung und Kundenwohlorientierung keine weiteren Vorgaben durch den Regulierer zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität benötigt. Die Variante mit nur einem zentralen öffentlichen Vertrieb im Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen stellt damit einen Grenzfall dar, der sich konzeptionell von typischen Vertriebsobligationen entfernt und funktional eher einer Umsetzungsvariante mit öffentlichem Akteur ähnelt.

Da Kunden nicht die Möglichkeit haben zu wechseln, kann der Vertrieb den zukünftigen Strombedarf seiner Kunden vergleichsweise gut prognostizieren und entsprechend die benötigte Kapazität langfristig beschaffen oder eigene Erzeugungsanlagen errichten. Aus diesem Grund sind die typischen Ursachen von Versorgungssicherheitsproblemen, wie sie im liberalen Endkundenmarkt auftreten können, hier deutlich abgeschwächt. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass es weitgehende Überschneidungen gibt zwischen dem Wissen, das der Regulierer benötigt, um die Menge an vorzuhaltender Erzeugungskapazität zu bestimmen, und dem Wissen, über das Vertriebe verfügen müssen, um Erzeugungskapazität zu beschaffen. Ebenso wie im Annahmenset EOM aber abweichend von der Ausgestaltungsvariante im Annahmenset CRM-Umsetzungswettbewerb können hier möglicherweise für die Öffentliche Hand Verbundvorteile daraus entstehen, dass der öffentliche Akteur, der die Kunden mit Strom beliefert, auch derjenige ist, der die Erzeugungskapazität beschafft. Für die Beschaffung kann er tendenziell auch dezentrales Wissen bzgl. Anlagenauswahl und Präferenzen der Endkunden nutzen.

Hinsichtlich der Auswirkungen dieser Variante für die Endkunden ist davon auszugehen, dass der Vertrieb aufgrund seiner Kundenwohlorientierung versuchen wird, die Präferenzen der Endkunden möglichst gut zu treffen. Es kann jedoch sein, dass weniger unterschiedliche Tarife angeboten werden

als in einer Situation mit Endkundenwettbewerb, und daher die Präferenzen einzelner Kunden weniger gut getroffen werden. Dafür fallen bei den Endkunden jedoch auch keine bzw. weniger Transaktionskosten im Zuge von Auswahlentscheidungen und Tarifwechseln an.

4.1.3.3 Ausgestaltungsvarianten mit sowohl zentralen als auch wettbewerblichen Elementen

Ebenso wie in den entsprechenden Abschnitten in den Annahmensets CRM-Umsetzungswettbewerb und EOM werden hier lediglich die relevantesten Varianten betrachtet. Grundsätzlich ist eine Vielzahl weiterer Varianten denkbar, die – soweit dies zur vorliegenden Untersuchung beiträgt – in den Abschnitten 4.1.1.4 und 4.1.2.3 diskutiert wurden.

4.1.3.3.1 Varianten mit Zentralität bei bestimmten Aufgaben und Wettbewerb bei anderen (entbündelten) Aufgaben

Auch bei CRM-Vertriebsobligationen ist ein Zusammenschluss aller oder einzelner Vertriebe zum Zweck der gemeinsamen Beschaffung von Erzeugungskapazität bzw. die Beauftragung eines Dienstleisters mit der Erfüllung dieser Aufgabe denkbar. Neben den Größenvorteilen bei der gemeinsamen Ausführung der Aufgabe Strombeschaffung könnten Vorteile auch dadurch entstehen, dass dieses Joint Venture auch die Koordinierung mit dem Regulierer in Bezug auf die Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität für alle Vertriebe gemeinsam übernehmen könnte. Falls es sich um einen Zusammenschluss aller Vertriebe handelt, könnte auch für den Regulierer der Vorteil darin bestehen, dass er die insgesamt vorzuhaltende Menge an Erzeugungskapazität nicht auf die einzelnen Vertriebe verteilen, ihnen einzeln Vorgaben machen und die Vorhaltung überwachen muss, sondern er könnte die insgesamt vorzuhaltende Menge dem Beschaffungs-Joint Venture vorgeben. Die Vertriebe könnten daraufhin selbst entsprechend ihrem Marktanteil eine Verteilung vornehmen und diese bei Veränderungen auch selbst anpassen. Hierbei könnte es allerdings zu Koordinierungsproblemen zwischen den Vertrieben kommen. Weiterhin ist es bei einer Vorgabe an das Joint Venture und nicht an einzelne Vertriebe möglich, dass Vertriebe kurzfristorientierte Strategien verfolgen, eine zu geringe Menge über das Joint Venture beschaffen und bei niedrigen Preisen lieber günstig am Spotmarkt Strom beschaffen. Bei einer zu geringen beschafften Menge an Erzeugungskapazität stellt sich dann die Frage, wem eine Strafe auferlegt wird und auf wessen Haftungsmasse zugegriffen werden kann, wenn der Regulierer nicht beurteilen kann, welcher Anteil der gemeinsam beschafften Erzeugungskapazität welchem Vertrieb zuzuordnen ist.

Gibt es hingegen einen Dienstleister, der die Beschaffung für die Vertriebe übernimmt, ist es eher nicht möglich, dass der Regulierer diesem die Verpflichtung auferlegt, die in der Bereitstellungsentscheidung ermittelte, vorzuhaltende Erzeugungskapazität zu beschaffen. Die Vorgabe müsste also direkt an die Vertriebe erfolgen, die dann den Dienstleister beauftragen könnten. Dadurch ließen sich zwar ein Teil der Kosten für die Beschaffung im Vergleich zu der Variante, in der alle Vertriebe selbst Erzeugungskapazität beschaffen, einsparen. Weitere Kosten, die beispielsweise durch die Koordination mit dem Regulierer anfallen, würden jedoch trotzdem beim Regulierer und jedem Vertrieb entstehen.

Die in Abschnitt 4.1.1.4.1 dargestellte und in Abschnitt 4.1.2.3.1 noch einmal aufgegriffene Variante, in der es zwar nur einen Vertrieb gibt, dieser jedoch nicht alle Aufgaben selbst übernimmt, sondern weitere Akteure beispielsweise Risikomanagement oder unterschiedliche Zahlungsmethoden anbieten,

unterscheidet sich nicht zwischen EOM und CRM-Vertriebsobligationen und ist somit hier ebenfalls möglich. Abweichend zum EOM kommt dem Risikomanagement jedoch eine geringere Bedeutung zu, da im Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen Risikomanagement durch die Verpflichtung zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität bereits stärker vom zentralen Vertrieb übernommen werden muss und lediglich darüber hinausgehendes Risikomanagement von weiteren Akteuren angeboten werden kann.

4.1.3.3.2 Variante mit einem Anbieter, der gemäß klarer staatlicher Vorgaben agiert, und daneben Wettbewerb

Die Variante mit einem oder mehreren Vertrieben, die staatliche Vorgaben erhalten, und daneben liberaler Wettbewerb zwischen privaten Vertrieben, ist weitgehend ähnlich wie in den Abschnitten 4.1.1.4.2 und 4.1.2.3.2. Allerdings erhalten hier alle Vertriebe Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität: sowohl die im Wettbewerb stehenden privaten Vertriebe als auch der öffentlich ausgerichtete Vertrieb. Bezüglich der Vorgaben an die im Wettbewerb stehenden Vertriebe sind die gleichen Probleme zu erwarten, die in Abschnitt 4.1.3.1 zum liberalem Endkundenmarkt dargestellt wurden. Wird davon ausgegangen, dass es keine regulatorisch vorgegebene langfristige Endkundenbindung gibt und die Endkunden sich auch nicht freiwillig in größerem Umfang langfristig an Vertriebe binden, so ist auch hier eine langfristige Absicherung der Erzeugungsinvestitionen bis hin zu den Endkunden nicht unbedingt möglich und es könnte auch hier zu einem Versorgungssicherheitsproblem kommen.

Im Hinblick auf die Schnittstelle zu den Endkunden kann es im Segment „freier Wettbewerb“ zu den gleichen Problemen kommen, die bereits in der Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt, sowohl im Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen[332] als auch in den vorangegangenen Annahmensets[333], geschildert wurden. Ob dies weniger problematisch ist, wenn Kunden theoretisch zu einem Vertrieb mit klaren staatlichen Vorgaben wechseln können, hängt insb. davon ab, mit welcher Vorlaufzeit sie dies tun können und zu welchen Konditionen. Dieses Spannungsfeld wurde bereits in Abschnitt 4.1.2.3.2 thematisiert. Anders als im Annahmenset EOM können die privaten Vertriebe im Wettbewerb durch die regulatorischen Vorgaben zur langfristigen Vorhaltung von Erzeugungskapazität hier jedoch keine kurzfristorientierten Strategien (oder jedenfalls nur in sehr begrenztem Umfang) verfolgen, weshalb weniger mit kurzfristigen Kundenabwürfen durch die im Wettbewerb stehenden Vertriebe zu rechnen ist, sondern lediglich mit den bereits in Abschnitt 4.1.1.2 beschriebenen verbraucherpolitischen Problemen. Diesen kann man auch hier mit den ebenfalls in diesem Abschnitt benannten regulatorischen Maßnahmen begegnen, wobei es sich jedoch um einen, je nach Maßnahme mehr oder weniger umfangreichen, Eingriff handeln würde, der dem Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes widerspricht.

[332] Siehe Abschnitt 4.1.3.1.

[333] Siehe Abschnitt 4.1.1.2 zum liberalen Endkundenmarkt im CRM-Umsetzungswettbewerb und Abschnitt 4.1.2.1 zum liberalen Endkundenmarkt im EOM.

4.1.3.4 Fazit

In welchem Umfang im Annahmenset CRM-Vertriebsobligationen Probleme auftreten und wie sich die Kombinationen mit den verschiedenen Ausgestaltungsvarianten auswirkt, hängt stark vom Umfang der Vorgaben durch den Regulierer zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität ab, sowie ob zusätzliche Mechanismen etabliert werden, die den Vertrieben einen Handel mit Erzeugungskapazitäten ermöglichen. Für die Erzeuger wird durch die Verpflichtung der Vertriebe zur langfristigen Vorhaltung von Erzeugungskapazität das Risiko und somit ihre Kapitalkosten deutlich gesenkt. Dies hängt jedoch auch davon ab, für welche Zeiträume der Regulierer den Vertrieben die Vorhaltung von Erzeugungskapazität vorschreiben kann. Geschieht dies nicht über komplette Anlagenbetriebsdauern, so tragen die Erzeuger weiterhin einen nicht unerheblichen Teil des Risikos. Die Vorgaben können sich auch hinsichtlich der Anlagenauswahl stark unterscheiden und entweder genaue Spezifikationen enthalten, oder die Entscheidung weitgehend den Vertrieben überlassen. Bei sehr umfangreichen Vorgaben ist hinsichtlich des Erzeugungsparks tendenziell ein ähnliches Ergebnis wie im CRM-Umsetzungswettbewerb zu erwarten. Dieses Ergebnis dürfte allerdings über Vertriebe als zwischengeschaltete Akteure weniger effizient erreicht werden, als wenn der Regulierer die Beschaffung von Erzeugungskapazität selbst übernimmt.

Generell wird in der CRM-Variante Vertriebsobligationen ein großer Teil des Risikos an die Vertriebe übertragen. Inwiefern diese in der Lage sind, dieses Risiko zu tragen, hängt insb. davon ab, ob sie ihrerseits ihre Erzeugungsinvestitionen auf Endkundenseite absichern können. Dies ist lediglich in den Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb möglich, wozu auch die Variante zählt, in der es in einem Anfangszeitpunkt Wettbewerb gibt und die Endkunden sich dann auf unbegrenzte Zeit für einen Vertrieb entscheiden (siehe Abschnitt 4.1.3.1.2) sowie die Variante mit einem zentralen Vertrieb und daneben weiteren Akteuren, die zusätzliche Leistungen anbieten (siehe Abschnitt 4.1.3.3.1). Bei einem liberalen Endkundenwettbewerb, in dem Endkunden kurzfristig ihren Vertrieb wechseln können, ist hingegen eine Absicherung der langfristigen Verpflichtungen, welche die Vertriebe entsprechend der Vorgaben durch den Regulierer eingehen müssen, tendenziell nicht möglich. Hier kann ein Sekundärmarkt für Erzeugungskapazitäten das Problem abmildern, wobei der Regulierer für eine tatsächliche Absicherung über diesen Mechanismus als Market Maker auftreten müsste.

Für die Endkunden wirken sich die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten ähnlich aus, wie im EOM, mit dem Unterschied, dass kurzfristorientierte Strategien der Vertriebe hier stark eingeschränkt werden und es somit in Ausgestaltungsvarianten mit einem liberalen Endkundenmarkt tendenziell nicht oder jedenfalls weniger zu kurzfristigen Kundenabwürfen kommt. Dafür ist jedoch damit zu rechnen, dass die Vertriebe umso stärker versuchen werden, Endkunden an sich zu binden, und auch bei einer vorgegebenen maximalen Vertragslaufzeit Wechselhindernisse etablieren werden. Wenn der liberale Endkundenmarkt entsprechend seiner Grundidee beibehalten werden und durch regulatorische Vorgaben oder weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden nicht zu stark eingeschränkt werden soll, ist davon auszugehen, dass Verbraucherschutzprobleme bestehen bleiben. Eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb stellt sich daher auch hier vorteilhaft dar, wobei es möglicherweise sinnvoll ist, dass weitere Akteure zusätzliche Leistungen anbieten, die von Endkunden bei Bedarf neben dem Strombezug vom zentralen öffentlichen Vertrieb in Anspruch nehmen können.

4.1.4 Fazit

In Abschnitt 4.1 wurde in einem vereinfachten Analysesetting mit Standardlastprofilen untersucht, welche Ausgestaltungsvariante des Endkundenmarktes bei einer vorgegebenen Modellausgestaltungsvariante des Erzeugungsmarktes vorteilhaft ist. Dafür wurden die drei Annahmensets „CRM-Umsetzungswettbewerb“, „EOM“ und „CRM-Vertriebsobligationen“ betrachtet. Entsprechend der Gegebenheiten in der sog. „Standardlastprofilwelt“ wurde vorausgesetzt, dass die Verbraucher überwiegend nicht über moderne Messeinrichtungen mit Kommunikationseinheit verfügen, sodass keine echtzeitnahe Messung und Abrechnung erfolgen können. Stattdessen wird mit Standardlastprofilen gearbeitet, also mit durchschnittlichen Lastprofilen, die von den VNB für die verschiedenen Verbrauchergruppen festgelegt werden. Außerdem wurde angenommen, dass Geräte mit großem Stromverbrauch und einem gewissen Speicherpotenzial, wie beispielsweise Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, im Haushaltsbereich nicht weit verbreitet sind.

Im CRM-Umsetzungswettbewerb hat die Ausgestaltung des Endkundenmarktes generell kaum Einfluss auf die Erzeugungsseite, da der Regulierer selbst die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität übernimmt. Es ist daher bei keiner der Varianten ein Versorgungssicherheitsproblem zu befürchten. Aus Sicht der Endkunden wurden in Abschnitt 4.1.1 Varianten ohne Endkundenwettbewerb als vorzugswürdig identifiziert, da im liberalen Endkundenmarkt eine Vielzahl an Problemen an der Schnittstelle zu den Endkunden auftreten. Diese können durch eine Regulierung oder das Hinzukommen zusätzlicher Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden zwar abgeschwächt werden, lassen sich jedoch insb. dann nicht vollständig beheben, wenn der Grundgedanke des liberalen Endkundenmarktes so weit wie möglich erhalten bleiben und daher nicht zu umfangreich reguliert werden soll. Dies ist weitgehend auch der Fall, wenn es, wie in Abschnitt 4.1.1.4.2, neben dem liberalen Endkundenmarkt ein zentrales öffentliches bzw. stark reguliertes Angebot gibt, auch wenn dort aufgrund des Benchmarks durch das zentrale Angebot weniger Probleme zu erwarten sind und die Regulierung des liberalen Endkundenmarktes weniger umfangreich ausfallen kann.

Anders als im CRM-Umsetzungswettbewerb hat die Ausgestaltung der Endkundenseite bzw. der damit einhergehende Grad an Absicherung von Erzeugungsinvestitionen bis hin zu den Endkunden im EOM große Auswirkungen auf die Erzeugungsseite, da den Vertrieben im EOM eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zukommt. In Abschnitt 4.1.2 wurde gezeigt, dass es sowohl bei der Ausgestaltungsvariante liberaler Endkundenmarkt als auch bei der Variante mit einer Kombination aus einem liberalen Endkundenmarkt und einem regulierten Angebot zu Problemen bei der Absicherung langfristiger Investitionen und somit letztendlich zu einem Versorgungssicherheitsproblem kommen kann. Die Schwierigkeiten bei der Absicherung langfristiger Investitionen können durch eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb behoben werden. Auch aus Sicht der Konsumenten ist eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb vorzugswürdig, da dadurch bei ihnen deutlich weniger Transaktionskosten anfallen.

Wie sich die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten für den Endkundenmarkt bei Vorliegen der CRM-Variante Vertriebsobligationen auswirken, hängt sowohl vom Umfang der Vorgaben durch den Regulierer ab, sowie davon, inwiefern Vertriebe das Risiko evtl. zu viel beschaffter Kapazitäten selbst

tragen müssen. Wie das Risiko zwischen Erzeugern und Vertrieben verteilt ist, hängt grundsätzlich davon ab, in welchem Umfang und für welche Zeiträume der Regulierer den Vertrieben Vorgaben zur Vorhaltung von Erzeugungskapazität macht. Wenn sich die Vorgaben auf einen großen Anteil der voraussichtlich nachgefragten Mengen und über lange Zeiträume erstrecken, so wird für die Erzeuger das Risiko deutlich gesenkt, wodurch bei ihnen auch geringere Kapitalkosten anfallen. Für die Vertriebe steigt dadurch das Risiko hingegen an. Wie gut sie ihrerseits zur Absicherung in der Lage sind, hängt insb. von der Ausgestaltung des Endkundenmarktes ab. Wie auch im EOM ist davon auszugehen, dass sie nur in Varianten ohne Endkundenmarkt dazu in der Lage sind, ihre Investitionen in Erzeugungskapazität über eine langfristige Bindung der Endkunden abzusichern. Bei einem liberalen Endkundenmarkt sind sie hingegen dem Risiko einer wechselnden Nachfrage ausgesetzt. Aus Endkundensicht sind die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten ähnlich zu bewerten, wie im EOM. Kurzfristorientierte Strategien sind hier jedoch stark eingeschränkt, wodurch die Gefahr von kurzfristigen Kundenabwürfen deutlich geringer ist. Durch die Risikoübertragung an die Vertriebe werden diese allerdings verstärkt versuchen Neukunden durch Bonuszahlungen oder Bündelung mit anderen Leistungen anzulocken sowie Endkunden an sich zu binden, indem sie die Wechselhindernisse für Endkunden erhöhen, wodurch es verstärkt zu Verbraucherschutzproblemen kommen kann.

Im Ergebnis stützt die Untersuchung in Kapitel 4 die Ergebnisse zu den Modellausgestaltungsvarianten CRM-Umsetzungswettbewerb, EOM und CRM-Vertriebsobligationen aus Kapitel 3, wo bei allen Varianten eine Kombination mit einem liberalen Endkundenwettbewerb angenommen wurde. Der CRM-Umsetzungswettbewerb stellt sich weiterhin als die vorzugswürdige Variante zur Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität dar. Es konnte allerdings gezeigt werden, dass durch eine Kombination mit Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb auch bei Vorliegen der Varianten EOM oder CRM-Vertriebsobligationen Erzeugungsinvestitionen bzw. eine langfristige Beschaffungsstrategie abgesichert werden können. Die Bereitstellung von Erzeugungskapazität ist jedoch vermutlich ineffizienter, wenn viele Akteure an der Entscheidung über und der Beschaffung von Erzeugungskapazität beteiligt sind und es ist zu befürchten, dass insgesamt kein optimaler Kraftwerkspark daraus resultiert, wenn viele dezentrale Akteure sich koordinieren müssen sowie die privaten Akteure nur einzelwirtschaftlich und nicht gesamtgesellschaftlich optimieren. Zudem ist es fraglich, ob Vertriebe in einem relevanten Maße über relevantes dezentrales Wissen über die Eigenschaften von Erzeugungsanlagen und die Präferenzen der Nachfrager verfügen, die sie in die Beschaffung einfließen lassen können. Grundsätzlich ist jedoch zu bedenken, dass neben dem Vertrieb bzw. den Vertrieben für Haushaltskunden weitere Nachfrager am Großhandelsmarkt beschaffen, die sich zwar auch gegen Strompreisschwankungen absichern wollen, aber tendenziell noch weniger in der Lage sind, sehr langfristige Verträge mit Erzeugern abzuschließen, als Haushaltskunden. Auch bei einer Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb könnte weiterhin nur ein Teil der Erzeugungsinvestitionen langfristig abgesichert werden.

In allen betrachteten Annahmensets wurde die Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb als vorzugswürdig identifiziert. Ausgestaltungsvarianten mit Elementen des liberalen Endkundenmarktes sind im CRM-Umsetzungswettbewerb jedoch weniger problematisch als in den anderen Annahmensets, da durch die zentrale Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zumindest dennoch die Versorgungssicherheit sichergestellt ist. Ohne Endkundenwettbewerb gibt es verschiedene

Ausgestaltungsvarianten, da es entweder einen zentralen oder mehrere dezentrale monopolistische Vertriebe geben kann, sowie der bzw. die Vertriebe sich entweder in privater oder in öffentlicher Eigentümerschaft befinden können. Gebietsmonopolisten sind nicht vorteilhaft, wenn nicht stark regional unterschiedliche Präferenzen der Endkunden existieren, da davon ausgegangen werden kann, dass es durch einen zentralen Vertrieb Größenvorteile gibt.

Wird, wie in den Abschnitten 4.1.2.1.2 und 4.1.3.1.2, im liberalen Endkundenmarkt eine langfristige Endkundenbindung angenommen, so weicht dies stark vom Grundgedanken des liberalen Endkundenmarktes ab. Es ist daher fraglich, ob eine Ausgestaltung mit mehreren privaten Vertrieben, die umfangreiche Vorgaben hinsichtlich der Vorhaltung von Erzeugungskapazität erhalten und zwischen denen Endkunden durch die vorgeschriebene langfristige Vertragsbindung nicht wechseln können, überhaupt einen Vorteil gegenüber einem zentralen öffentlichen Vertrieb bietet, oder im Vergleich zu diesem lediglich ineffizienter ist.

Wie genau das Angebot dieses zentralen Vertriebs ausgestaltet sein sollte, hängt stark von den Präferenzen der Endkunden ab. So können ausgewählte Elemente eines liberalen Endkundenmarktes, wie das Angebot unterschiedlicher Tarife durch den zentralen Vertrieb oder das Zulassen weiterer Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden, in die Ausgestaltungsvariante integriert werden. Dadurch ist es auch möglich, dass der zentrale Vertrieb nicht alle Leistungen, die den Stromtarif betreffen, selbst anbietet, sondern weitere Akteure durch das Angebot komplementärer Leistungen, wie beispielsweise eines Risikomanagements oder unterschiedlicher Zahlungsmethoden, den Tarif mitgestalten. Einerseits könnten dadurch die Präferenzen der Endkunden besser gedeckt werden, andererseits könnten dadurch die Auswahlprobleme der Endkunden wiederum verstärkt werden und es könnte zu Problemen an den Schnittstellen zwischen Vertrieb, weiteren Akteuren und Endkunden kommen.

4.2 Analysen unter erweiterten Annahmen zu flexiblen Lasten, Netzrestriktionen und Messinfrastruktur

Die Analysen im vorangegangenen Abschnitt 4.1 fanden in einem vereinfachenden Analysesetting ohne explizite Berücksichtigung von Netzrestriktionen sowie unter der Annahme statt, dass die Verbraucher überwiegend nicht über Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sowie über moderne Messeinrichtungen mit Kommunikationseinheit verfügen, sodass Messung und Abrechnung nur in längeren Intervallen erfolgen können. Diese Annahmen werden nun aufgehoben und untersucht, ob und wie sich die Ergebnisse aus 4.1 dadurch verändern.

Dazu werden zunächst die veränderten technischen und infrastrukturellen Annahmen dargestellt (Abschnitt 4.2.1), anschließend die freiwillige Bereitstellung von Flexibilität durch Haushalte analysiert (Abschnitt 4.2.2) und darauf aufbauend die institutionellen Anforderungen an die Kapazitätsallokation im Verteilnetz untersucht (Abschnitt 4.2.3). Abschließend werden die Abweichungen zum Analysesetting mit Standardlastprofilen zusammengefasst und eingeordnet (Abschnitt 4.2.4).

4.2.1 Darstellung des veränderten Annahmensets

4.2.1.1 Annahmen zu traditionellen und neuen Lasten im Haushaltsbereich

In diesem Abschnitt wird nun davon ausgegangen, dass sogenannte „neue Lasten“[334], insb. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, im Haushaltsbereich weit verbreitet sind. Diese Annahme lässt sich damit begründen, dass eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie des motorisierten Individualverkehrs für die Dekarbonisierung des Energie- und Verkehrssystems und somit zur Erreichung des Umweltziels[335] von großer Bedeutung ist. Gleichwohl ist die Verbreitung in der Realität noch nicht so weit vorangeschritten, dass ein deutlicher Beitrag zu diesem Ziel geleistet werden würde[336], weshalb im vorangegangenen Abschnitt zunächst eine Beschränkung auf „traditionelle Lasten“[337] stattfand.

Sowohl Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeuge ermöglichen es, Energie in begrenztem Maße zwischenzuspeichern, wodurch sie ihren Strombezug zeitlich verschieben können. Zwar ist die Preiselastizität der Nachfrage im Vergleich zu anderen Gütern bei Strom eher gering (siehe Abschnitt 2.2.2), sie kann jedoch durch Speicherlösungen ansteigen.[338] Es ist daher davon auszugehen, dass bei Vorliegen geeigneter Anreiz- und Steuerungsmechanismen für neue Lasten verstärkt Strom zu Zeiten niedriger Strompreise nachgefragt wird. Damit verbunden ist die sogenannte „Gleichzeitigkeit der Nachfrage“, wenn viele Haushalte koordiniert auf dieselben preislichen Knappheitssignale reagieren und zu Zeiten niedriger Strompreise Strom beziehen wollen. Auf das Gesamtsystem kann sich dies positiv auswirken, da dadurch fluktuierende Erneuerbare Energien besser in das Stromsystem integriert werden und der Kapazitätsbedarf an Speichern begrenzt wird.[339] Inwiefern sich diese Gleichzeitigkeit auf lokale Netzrestriktionen und verfügbare Netzkapazitäten auswirkt, wird im Folgenden thematisiert. Zunächst sollen jedoch die Eigenschaften der verschiedenen elektrischen Anwendungen im Haushaltsbereich, sowohl der traditionellen als auch der neuen Lasten, im Hinblick auf eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs betrachtet werden.

Die zuvor eingeführten Kategorien traditioneller und neuer Lasten lassen sich anhand der maximalen Bezugsleistung, der innerhalb bestimmter Zeiträume nachgefragten Energiemenge sowie ihrer

---

[334] Der in dieser Arbeit verwendete Begriff der „neuen Lasten“ wird inhaltlich in enger Anlehnung an den in der energiewirtschaftlichen Praxis gebräuchlichen Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verwendet. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne des § 14a EnWG sind dabei weiter gefasst und können neben Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch Speicher sowie Anwendungen zur Erzeugung von Kälte umfassen. Der Begriff der neuen Lasten wird hier bewusst enger verwendet und bezieht sich primär auf solche zusätzlichen Haushaltsanwendungen, die im Zuge der Elektrifizierung neu hinzukommen, eine vergleichsweise hohe Anschlussleistung aufweisen und über ein relevantes zeitliches Verschiebungs- bzw. Speicherpotenzial verfügen. Analytisch werden neue Lasten als Teilmenge flexibler Lasten verstanden. Speicher sowie Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien werden in der vorliegenden Analyse nur am Rande betrachtet.

[335] Siehe zum verwendeten Zielsystem Abschnitt 2.5.

[336] Vgl. beispielsweise NESSELHAUF ET AL. (2024, S. 37–48).

[337] Als „traditionelle Lasten“ werden in dieser Arbeit solche Haushaltsanwendungen bezeichnet, die bereits vor dem breiten Markthochlauf neuer elektrischer Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge verbreitet waren, eine vergleichsweise geringe Anschlussleistung aufweisen und nur ein begrenztes zeitliches Verschiebungspotenzial besitzen. Hierzu zählen insb. Beleuchtung, Unterhaltungselektronik sowie haushaltsübliche Elektrogeräte wie Kochfeld, Backofen, Waschmaschine oder Geschirrspüler.

[338] Vgl. KAISER ET AL. (2023, S. 38).

[339] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 2).

Lastverschiebungseigenschaften weiter konkretisieren. Wichtig ist dabei zudem, inwiefern Haushalte bei der Anschaffung der jeweiligen elektrischen Anwendungen spezifisch investieren.[340]

Elektrische Anwendungen, die der Kategorie traditionelle Lasten zugeordnet werden, erfüllen Funktionen, die für die Haushaltskunden eine hohe Bedeutung für die Befriedigung ihrer Bedürfnisse haben. Es lässt sich daher feststellen, dass aufgrund der impliziten Voraussetzung einer dauerhaft verfügbaren Stromversorgung bei Investitionen in diese Geräte eine Spezifität vorliegt. Die Geräte und Anwendungen verfügen über eine relativ geringe Leistung. Jene Geräte mit der größten Leistung sind bspw. das Kochfeld mit üblicherweise 5 kW, der Backofen mit üblicherweise 2 bis 3 kW sowie Geräte wie Wasserkocher, Spül- und Waschmaschine mit ca. 1 kW. Bei den meisten dieser Geräte ist davon auszugehen, dass sich die Nutzung aufgrund der Präferenzen der Nachfrager nicht verschieben lässt. Bei Geräten wie Geschirrspüler, Waschmaschine und Trockner kann zwar theoretisch der gesamte Prozess zeitlich nach hinten verschoben werden, eine nur teilweise Verschiebung und somit eine Unterbrechung des Prozesses ist hingegen i. d. R. nicht möglich. Auch eine Vorverschiebung der Last ist bei diesen Anwendungen nur begrenzt möglich, da eine vorherige Aktion des Haushalts oder ein anderer Prozess der Anwendung vorausgehen muss. Weiterhin wirkt es sich einschränkend auf das Lastverschiebungspotenzial dieser Geräte aus, dass mit dem Betrieb der Geräte eine Lärmbelästigung sowohl für den Haushalt selbst als auch möglicherweise für Nachbarn einhergeht, weshalb die Anwendungen nur begrenzt in die Nachtstunden verschoben werden können. Der Strombezug für traditionelle Lasten schwankt im Tagesverlauf stark und weist eine hohe Gleichzeitigkeit auf.

Als neue Lasten im Haushaltsbereich werden in dieser Arbeit insb. Heizungsanwendungen für Raumwärme und Warmwasser, Klimaanlagen, Elektrofahrzeuge sowie deren integrierte Speicher angesehen. Bei Klimaanlagen und bei Raumwärmeanwendungen dient auch das Gebäude selbst als Speicher. Lokale Batteriespeicher werden hingegen auch im Folgenden nur am Rande betrachtet.

Da unter den Wärmeanwendungen Wärmepumpen aufgrund der Nutzung der Umgebungswärme eine vergleichsweise hohe Effizienz aufweisen, wird im Folgenden insb. auf diese Geräte eingegangen. Bei Wärmepumpen hängt die zeitliche Verschiebbarkeit des Strombezugs von der Größe des thermischen Speichers am Gerät, von den Eigenschaften des Gebäudes in Bezug auf Größe und Dämmung sowie vom Heiz- und Warmwasserverbrauchsverhalten der Kunden ab.[341] Besonders in Zeiten mit einer hohen Diskrepanz zwischen Außen- und gewünschter Innenraumtemperatur kann meist nur für einen kurzen Zeitraum von maximal einigen Stunden auf Strombezug verzichtet werden, ohne dass Komforteinbußen auftreten. Es ist dabei zudem zu beachten, dass eine Verschiebung des Strombezugs zu einem ineffizienteren Anlagenbetrieb führen kann. Wärmepumpen und das im Zusammenhang mit diesen konzipierte Heizsystem weisen eine Lebensdauer von zwei bis drei Jahrzehnten auf. Oftmals wird zudem auch die Dämmung eines Hauses an die Anforderungen einer Wärmepumpe angepasst und gemeinsam mit dieser spezifisch auf die jeweiligen Gebäude- und Nutzungsbedingungen

[340] Die Einteilung erfolgt in Anlehnung an BIESCHKE (2026, S. 25 ff.). Für eine alternative Einteilung, die sich vor allem an der Steuerbarkeit der Geräte und Anwendungen orientiert, siehe MOSER ET AL. (2014, S. 5 ff.) und ZEILINGER / EINFALT (2011, S. 3).

[341] Vgl. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (2010, S. 415 f.) und MOSER ET AL. (2014, S. 21).

ausgelegt. Es ist daher wichtig, Haushalten eine gewisse Verfügbarkeit von Strom für die Nutzung ihrer Wärmepumpe zuzusichern, um ausreichende Investitionssicherheit zu schaffen.[342]

Bei Fahrzeugen mit Elektromotor kann der Ladevorgang sowohl zeitlich verschoben bzw. unterbrochen als auch hinsichtlich der Ladegeschwindigkeit und Ladeleistung gesteuert werden. Generell hängt bei Fahrzeugen mit Elektromotor das Verschiebungspotenzial u. a. von den Anforderungen des Haushalts an den zu bestimmten Zeiten erreichten Ladestand der Fahrzeugbatterie, von der Netzanschlussleistung und der Nennenergie des Fahrzeuges ab. Eine weitere Einschränkung kann sich daraus ergeben, dass der Netzanschluss durch den Haushalt aktiv herbeigeführt werden muss.[343] Da mit der Anschaffung von Elektrofahrzeugen implizit die dauerhafte Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur sowie ausreichender Strom- und Netzkapazität vorausgesetzt wird, ergibt sich auch hier eine gewisse Spezifität der Investition aus Sicht der Haushalte. Sie sollten somit davon ausgehen können, ihr Fahrzeug mindestens über die wirtschaftliche Lebensdauer hinweg (wobei diesbezüglich die Schätzungen zwischen 5 und 15 Jahren liegen) relativ problemlos nutzen zu können. Dafür muss für die Haushalte absehbar sein, ihr Fahrzeug zu akzeptablen Kosten (bestehend aus Stromkosten sowie Bepreisung für Ladeinfrastruktur- und ggf. Parkplatznutzung) jede Nacht oder zumindest im überwiegenden Anteil der Nächte laden zu können.[344] Es ist zudem anzumerken, dass die Batterien von Elektrofahrzeugen auch wie lokale Batteriespeicher eingesetzt werden können, um beispielsweise den Eigenverbrauch zu maximieren oder die gespeicherte Energie ins Stromnetz zurückzuspeisen.[345] Dieser Einsatzzweck von Elektrofahrzeugen wird im Folgenden jedoch nicht weiter thematisiert.

4.2.1.2 Annahmen zu Netzrestriktionen im Verteilnetz

Bei den bisherigen Betrachtungen in Abschnitt 4.1 wurden Netzrestriktionen nicht explizit thematisiert und damit implizit davon ausgegangen, dass es keine kapazitären Restriktionen im Bereich der Stromnetze gibt. Diese Annahme war insofern gerechtfertigt, als dort Analysesettings betrachtet wurden, in denen sich die Stromnachfrage der Haushalte im Wesentlichen auf traditionelle Lasten beschränkte und keine systematischen Netzengpässe zu erwarten waren.

Um in Abschnitt 4.2 jedoch weitere Aspekte zu berücksichtigen, die aus Sicht der Haushalte ihren Strombezug beeinflussen und damit auch Auswirkungen auf die Organisation der Schnittstelle zu diesen haben, erfolgt nun eine explizite Berücksichtigung von Netzrestriktionen im Verteilnetz. Dabei werden insb. die Niederspannungsebene (üblicherweise unter 1 kV), an der Haushaltskunden angeschlossen sind, sowie – soweit für die Versorgung dieser Haushalte relevant – vorgelagerte Teile der Mittelspannungsebene (üblicherweise 10 bis 30 kV) betrachtet. Die Übertragungsnetzebene (220 und 380 kV) ist hingegen weiterhin nicht Gegenstand dieser Arbeit; für sie wird die Annahme beibehalten, dass keine kapazitätsbedingten Engpässe bestehen.

---

[342] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 31 f.).

[343] Vgl. LIEBE / WISSNER (2015, S. 20) und MOSER ET AL. (2014, S. 46).

[344] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 33 f.). Wenn eine Nutzung in einzelnen Nächten nicht möglich ist, können ersatzweise Schnellladesäulen genutzt werden, weshalb dies als relativ unproblematisch angesehen werden kann. Vgl. BECKERS ET AL. (2019) zur Rolle sowie einer Diskussion von Ansätzen zur Bereitstellung von Tankstellen-Ladeinfrastruktur im PKW-Bereich.

[345] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 38).

Die explizite Einbeziehung der Verteilnetzebene wird insb. aufgrund des Markthochlaufs neuer Lasten erforderlich. Elektrofahrzeuge sowie Wärmepumpen weisen nicht nur deutlich höhere Anschluss- und Bezugsleistungen einzelner elektrischer Anwendungen auf, sondern können insb. bei einem gesteuerten Strombezug entlang zeitlich variabler preislicher Knappheitssignale im Stromsystem zugleich eine hohe Gleichzeitigkeit der Nachfrage entfalten. Während diese Gleichzeitigkeit aus Sicht des Gesamtsystems zur besseren Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien beitragen kann, kann sie auf lokaler Ebene zu einer zeitweisen Überschreitung der verfügbaren Verteilnetzkapazitäten führen.[346]

Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Problemlage, dass Netzengpässe in den Verteilnetzen künftig nur durch einen sehr umfangreichen Netzausbau vollständig vermieden werden könnten, was insb. die Nieder- und ergänzend die Mittelspannung betrifft. Zugleich sind die Ausgangsbedingungen in den deutschen Verteilnetzen bereits heute stark heterogen, da sich Netztopologie und -dimensionierung sowie die Situation auf der Last- und Erzeugungsseite erheblich zwischen einzelnen Netzgebieten unterscheiden. In Netzsträngen mit einer schnellen Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen können daher bereits in absehbarer Zeit lastgetriebene Kapazitätsengpässe auftreten. Grundsätzlich lassen sich zwei Handlungsoptionen unterscheiden: der Ausbau der Verteilnetzkapazität sowie der verstärkte Einsatz von Kapazitätsallokationsmaßnahmen, die sowohl zur vorausschauenden Vermeidung von Engpässen als auch zur Bewältigung knapper Kapazitäten im Betrieb eingesetzt werden können. Angesichts der Dynamik beim Zubau neuer Lasten, der bestehenden Netzheterogenität sowie der erforderlichen Vorlaufzeiten für Planungs- und Bauprozesse ist jedoch davon auszugehen, dass ein alleiniger Rückgriff auf Netzausbau das Auftreten von Engpässen nicht vollständig verhindern kann. Insbesondere dann, wenn ein Ausbau zeitlich nicht realisierbar ist, stellt sich die Frage nach geeigneten Mechanismen zur Allokation knapper Verteilnetzkapazität.[347]

Lokale Netzrestriktionen im Verteilnetz stellen damit eine eigenständige Begrenzung dar, welche die Wirkung marktlicher Signale einschränkt und bei der Analyse von Steuerungs- und Koordinationsmechanismen an der Schnittstelle zu den Haushalten zwingend zu berücksichtigen ist.

4.2.1.3 Annahmen zur Messinfrastruktur und zeitlichen Auflösung der Verbrauchserfassung

Eine zentrale Voraussetzung für die Koordination eines Stromsystems mit neuen, zeitlich flexiblen Lasten ist der Einsatz moderner Messeinrichtungen mit Kommunikationseinheit, die im Folgenden als Smart Meter bezeichnet werden. Diese ermöglichen eine hochauflösende Erfassung des Stromverbrauchs von Haushalten und übermitteln die entsprechenden Daten für Abrechnung und Marktkommunikation i. d. R. bis hin zu viertelstündlichen Intervallen, was eine wesentliche Voraussetzung für eine Abweichung von der zuvor betrachteten Standardlastprofilwelt darstellt.

Während in der Standardlastprofilwelt der Stromverbrauch von Haushaltskunden nicht zeitlich differenziert gemessen wird, sondern ex ante anhand statistisch ermittelter Standardlastprofile

[346] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 2, S. 4 und S. 16).
[347] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 4 f.).

abgebildet wird, erlaubt eine zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung die Abrechnung und Bilanzierung auf Basis des tatsächlichen Verbrauchs in einzelnen Zeiteinheiten. In der Standardlastprofilwelt erfolgt die ex post-Korrektur lediglich auf Jahresbasis, wobei die Abweichungen zwischen den im Bilanzkreissystem unterstellten Verbräuchen und den tatsächlich gemessenen Jahresverbräuchen zwischen Vertrieben und Verteilnetzbetreibern ausgeglichen werden. Da die konkreten Viertelstunden des Verbrauchs nicht erfasst werden, können zeitlich variable Strompreise hierbei nicht verursachungsgerecht berücksichtigt werden; stattdessen erfolgt die Abrechnung gegenüber den Haushaltskunden auf Basis eines zeitlich nicht differenzierten Stromtarifs.[348]

Mit dem Einsatz von Smart Metern und einer viertelstundenscharfen Erfassung der verbrauchten Strommenge kann dieses Vorgehen geändert werden. Der Stromverbrauch der Haushalte kann nun zeitlich präzise erfasst und den jeweiligen Preisen im Großhandelsmarkt zugeordnet werden. Die zeitliche Abbildung der Nachfrage erfolgt nicht mehr über Standardlastprofile, sondern auf Basis gemessener Viertelstundenwerte; damit wird das zuvor kollektivierte Prognose- und Abweichungsrisiko stärker verursachungsgerecht den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen zugeordnet. Die zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung stellt eine zentrale Informationsgrundlage für sämtliche Akteure dar, die an der Steuerung, Koordination und Absicherung des Systems beteiligt sind.

Die Einführung einer zeitlich hochaufgelösten Verbrauchserfassung stellt damit eine notwendige, aber nicht hinreichende Voraussetzung für eine steuerungsrelevante Abbildung des Stromsystems mit neuen Lasten dar. Zwar schafft sie Transparenz über zeitliche Lastverläufe und ermöglicht eine differenzierte Bepreisung sowie Steuerung, sie wirft jedoch zugleich die Frage auf, welche Akteure auf Basis dieser Informationen welche Aufgaben wahrnehmen sollten und in welchem Umfang Steuerungsrechte zentral oder dezentral ausgeübt werden. Die zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung bildet somit eine zentrale Informationsgrundlage, deren Nutzung für Steuerungs- und Koordinationszwecke jedoch von der institutionellen Ausgestaltung abhängt.

4.2.2 Freiwillige Bereitstellung von Flexibilität durch Haushalte

Aufbauend auf den in Abschnitt 4.2.1 dargestellten Annahmen zu flexiblen Lasten, Netzrestriktionen und Messinfrastruktur werden im Folgenden verschiedene Steuerungsoptionen und Formen der Aufgabenwahrnehmung durch die beteiligten Akteure analysiert. Die Steuerbarkeit von Haushalten wird dabei nicht als zusätzliche Annahme gesetzt, sondern ergibt sich aus der Analyse der veränderten technischen, infrastrukturellen und informationellen Rahmenbedingungen. Demand Response kann dabei sowohl zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Gesamtsystem als auch zur Vermeidung oder Bewirtschaftung von Netzengpässen im Verteilnetz beitragen. Die folgenden Ausführungen greifen diese unterschiedlichen Einsatzkontexte auf und analysieren, wie sich Zielsetzung, Anreizstruktur und Aufgabenwahrnehmung je nach Einsatzschwerpunkt unterscheiden können.

[348] Siehe Abschnitt 2.3.2 sowie BIESCHKE (2026, S. 22).

4.2.2.1 Begriffsabgrenzung und Ziele von Demand Response

Mit Demand Response werden alle freiwilligen Anpassungen des Strombezugs bezeichnet, die durch den Letztverbraucher selbst oder durch einen von ihm beauftragten Akteur erfolgen und sich auf die Gesamtmenge, den Zeitpunkt und die Höhe des gleichzeitigen Strombezugs (Last) beziehen. Gesamtgesellschaftlich sollen damit vor allem zwei Ziele verfolgt werden: Zum einen soll die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien unterstützt werden, indem vermehrt Strom in Zeiten nachgefragt wird, in denen FEE-Anlagen hohe Einspeisungen aufweisen; zum anderen sollen Netzengpässe vermieden werden, indem der Strombezug in Zeiten knapper Verteilnetzkapazität reduziert oder zeitlich verlagert wird.[349] Beide Zielsetzungen werden dabei über dasselbe Instrument adressiert, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich des jeweiligen Einsatzkontexts: Während der Ausgleich von Angebot und Nachfrage primär auf das Gesamtsystem und den Strommarkt abzielt, steht bei der Vermeidung von Netzengpässen die lokale Situation im Verteilnetz im Vordergrund.

Um die angestrebten Ziele zu erreichen ist entscheidend, dass Demand Response-Maßnahmen in dem Maße angereizt werden, wie sie zu Kostenvorteilen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive führen, da Maßnahmen, deren Kosten den Nutzen überschreiten, gegen die Kostendimension des zugrunde gelegten Zielsystems[350] wirken. Dabei kann es zu Divergenzen zwischen einzelwirtschaftlich rationalem Verhalten der Haushalte und gesamtwirtschaftlich effizienten Ergebnissen kommen. Einerseits können Haushalte Maßnahmen umsetzen, die aus ihrer individuellen Perspektive vorteilhaft erscheinen, jedoch gesamtwirtschaftlich kein positives Nutzen-Kosten-Verhältnis aufweisen.[351] Andererseits können Maßnahmen mit positiven externen Effekten unterbleiben, weil sich diese für den einzelnen Haushalt nicht rentieren. Die Gründe für solche Divergenzen liegen darin, dass nicht sämtliche mit der Durchführung einer Maßnahme verbundenen Kosten und Nutzen beim entsprechenden Haushalt selbst anfallen. Diese Problematik ist typischerweise auf beschränkte Koordinationsmöglichkeiten zwischen dezentralen Akteuren über Märkte zurückzuführen, etwa aufgrund technologischer oder pekuniärer externer Effekte, deren vollständige Internalisierung durch Transaktionskosten verhindert wird.[352]

Bei Demand Response wird zwischen Load Shedding und Load Shifting unterschieden. Beim Load Shedding wird der Gesamtstromverbrauch reduziert, wohingegen beim Load Shifting der Strombezug zeitlich verschoben wird. Der Konsum wird dabei entweder vorgezogen oder nachgeholt, sodass der Gesamtstromverbrauch annähernd gleichbleibt. Es kann jedoch sein, dass es durch die zeitliche

---

[349] Vgl. WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018, S. 1).

[350] Siehe zum verwendeten Zielsystem Abschnitt 2.5.

[351] Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn eine Smart Home-Lösung zur Multimedia- oder Lichtsteuerung um eine Demand Response-Steuerungseinheit erweitert wird, obwohl sich keine Geräte mit großem Stromverbrauch wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge im Haushalt befinden und die Maßnahme damit weder aus einzelwirtschaftlicher noch aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ein positives Nutzen-Kosten-Verhältnis aufweist. Dazu kann es insb. bei sehr technik-affinen Menschen kommen, oder wenn Unternehmen oder Vertriebe Demand Response-Systeme auch an Kunden vermarkten, für die diese nicht sinnvoll sind. Grundsätzlich kann durch Smart-Home-Lösungen und Demand Response-Systeme der Stromverbrauch eines Haushalts auch steigen, insb. wenn sie nicht sinnvoll eingesetzt werden, da auch diese Systeme Strom verbrauchen; dies kann selbst dann aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ineffizient sein, wenn Strompreise zeitweise sehr niedrig oder negativ sind.

[352] Wenn Entscheidungen eines Akteurs als Folge von Marktbeziehungen die Einkommenssituation anderer Akteure beeinflussen, werden die Renteneffekte, die bei den anderen Akteuren entstehen, als pekuniäre externe Effekte bezeichnet. Im Falle von technologischen externen Effekten ergeben sich Auswirkungen auf andere Akteure unterdessen jenseits der Marktmechanismen.

Verschiebung zu einem insgesamt höheren Stromverbrauch kommt, wenn in einem anderen Zeitraum mehr Strom bezogen werden muss, als in dem ursprünglichen Zeitraum reduziert wurde. Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive der Haushalte stehen den Kosten beim Load Shedding Einsparungen aufgrund eines verringerten Strombezugs gegenüber. Beim Load Shifting entstehen Einsparungen durch Strombezug zu Zeiten günstigerer Preise. Daneben erhalten die Haushalte ggf. anderweitige Vergütungen für die Zurverfügungstellung von Flexibilität.

4.2.2.2 Kostenstrukturen und Hemmnisse im Haushaltsbereich

Bei der Untersuchung der Anreizkonstellation für private Haushalte kann es hilfreich sein, die Kosten von Demand Response-Maßnahmen grob zu kategorisieren, da diese in unterschiedlichen Phasen der Investitions- und Nutzungsentscheidung relevant werden. Die Kosten von Demand Response-Maßnahmen lassen sich grob in Fixkosten, betriebsfixe Kosten und variable Kosten einteilen:

- Fixkosten entstehen für den Haushalt vor allem durch Anfangsinvestitionen, mit denen die Voraussetzungen für die Teilnahme an der Nachfragesteuerung geschaffen werden. Dabei handelt es sich um die Installation der technischen Infrastruktur, die aus Smart Metern, regelungstechnischen Installationen wie Energiemanagementsystemen und zentralen Steuerungssystemen sowie Datenübertragungstechnik besteht.[353] Im Falle von Load Shifting fallen ggf. auch Investitionen im Zusammenhang mit der Schaffung von Speichermöglichkeiten an. Zusätzlich zur technischen Ausstattung muss für die automatisierte Steuerung ein Steuerungsplan erstellt werden.[354]
- Betriebsfixe Kosten sind unabhängig von der tatsächlichen Durchführung der Lastverschiebung, fallen jedoch im Gegensatz zu Fixkosten regelmäßig an. Hierzu zählen insb. Kosten für Datenübertragung[355], Systembetrieb sowie Transaktionskosten im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der Einsatzbereitschaft von Demand Response-Maßnahmen, da sich der Haushalt beispielsweise fortlaufend über die aktuellen Stromkostenstrukturen informieren muss.
- Variable Kosten fallen während der Teilnahme an der Nachfragesteuerung an, insb. in Form von Zeitopportunitätskosten, Anpassungsaufwand und möglichen Komfortverlusten, etwa durch veränderte Raumtemperaturen oder Nutzungseinschränkungen.[356]

Beim Load Shedding reduzieren Haushalte ihren Stromkonsum, wenn ihre einzelwirtschaftlichen Kosten des Konsums zu einem bestimmten Zeitpunkt den persönlichen Nutzen aus diesem Konsum übersteigen. Die Opportunitätskosten des Strombezugs und der damit verbundenen Anwendungen spielen daher eine entscheidende Rolle. Zusätzlich zu den Opportunitätskosten des Nutzenverzichts entstehen den Haushalten Kosten dadurch, dass sie von ihrem gewohnten Strombezugsverhalten abweichen. Bei diesen Kosten handelt es sich vor allem um Transaktionskosten, die insb. in Form von Zeit- und Informationskosten anfallen. Im Gegensatz zum Load Shedding entstehen die

[353] Vgl. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (2010, S. 425 f.).
[354] Vgl. ALBADI / EL-SAADANY (2008, S. 1992).
[355] Vgl. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (2010, S. 426).
[356] Vgl. ALBADI / EL-SAADANY (2008, S. 1992) und MOSER ET AL. (2014, S. 34).

Opportunitätskosten bei Load Shifting nicht durch den Verzicht auf den Nutzen aus Strombezug, sondern aus der zeitlichen Verlagerung des Strombezugs. Die Lastverschiebung durch den Haushalt erfordert zusätzliche Flexibilität, da bspw. Speichermöglichkeiten (z. B. Warmwasserspeicher, Speicherheizungen, etc.) vorhanden sein müssen. Die Schaffung von Speichermöglichkeiten kann Investitionskosten verursachen, u. a. durch Investitionen in Dämmung oder größere Heizkessel. Zusätzlich zu den Investitionskosten fallen auch hier Transaktionskosten an, sowohl als Fixkosten in der Investitionsphase als auch während der Lastverschiebung. Load Shedding und Load Shifting unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kostenstrukturen. Beim Load Shifting fallen potenziell höhere Fixkosten an, wohingegen die variablen Kosten beim Load Shedding in den meisten Fällen höher ausfallen könnten. Lastverzicht erfordert keine Speichermöglichkeiten mit entsprechenden Investitionskosten; jedoch fallen auch hier Investitionskosten für die Kommunikationsinfrastruktur und in Form von Transaktionskosten, bspw. durch Komforteinschränkungen oder Zeitkosten für die Steuerung, an. Bei der Lastverschiebung fallen durch die Installation von Speichermöglichkeiten zusätzliche Fixkosten an. Die Höhe der einzelnen Kostenkomponenten unterscheidet sich je nach spezifischer Anwendung und individuellen Gegebenheiten der einzelnen Haushalte.

Ist das Potenzial groß genug, kann Demand Response einen Beitrag zur Beseitigung von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz im Gesamtsystem leisten. Dies kann zum einen über die Bereitstellung von Nachfrageflexibilität auf dem Spotmarkt und zum anderen über Regelleistungsbereitstellung erfolgen. Im Zusammenhang mit dem Ausgleich von Ungleichgewichten kann der Nutzen von Demand Response möglicherweise auch darin bestehen, dass die vorzuhaltende Kapazität an gesicherter Leistung gesenkt werden kann und somit auch die entsprechenden Bereitstellungskosten entfallen würden. Daneben kann der Einsatzzweck auch sein, Überlastungen im Verteilnetz zu vermeiden. Durch die Vielzahl an Einsatzmöglichkeiten von Demand Response sind allgemeingültige Aussagen in Bezug auf die Kosten und das Potenzial schwer zu treffen. Demand Response-Maßnahmen müssen grundsätzlich im Kontext alternativer Flexibilitätsoptionen betrachtet und auf ihre Vorteilhaftigkeit hin überprüft werden.

4.2.2.3 Optionen zur Zuordnung der Steuerungskompetenz

Im Zusammenhang mit dem Einsatz von Demand Response stellt sich grundsätzlich die Frage, welchem Akteur die Steuerungskompetenz zugeordnet werden sollte, da sich Zielsetzung, Anreizwirkungen und Effizienz der Steuerung je nach Einsatzkontext unterscheiden können. Daran schließt sich wiederum die Frage an, inwieweit bestimmte technische und prozessuale Standardisierungen sinnvoll sind, um (teilweise oder vollständig) zentralisierte Steuerungslösungen zu ermöglichen. Automatisierung stellt einen entscheidenden Punkt im Hinblick auf die einzel- und gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Demand Response im Haushaltsbereich dar.

Die Steuerungskompetenz kann bei den Haushalten selbst liegen, oder auf andere Akteure übertragen werden, etwa auf Netzbetreiber, Vertriebe oder spezialisierte Dienstleister, die das Steuerungspotenzial mehrerer Haushalte bündeln. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass der Haushalt jedenfalls eine Vergütung bei einem Steuerungseingriff erhält und möglicherweise zusätzlich bereits dafür, dass er seine Flexibilität zur Verfügung stellt. Liegt die Steuerungskompetenz beim Netzbetreiber, so kann

dieser die angeschlossenen Geräte steuern, um lokale Netzengpässe zu vermeiden.[357] Wenn die Vertriebe steuern würden, läge der Vorteil darin, dass sie bei sehr hohen Preisen am Spotmarkt weniger dort beschaffen müssten, sondern stattdessen die Nachfrage teilweise in Zeiten mit einem höheren Stromangebot und somit niedrigeren Preisen verschieben könnten. Während dieser Ansatz primär auf eine strommarktliche Optimierung abzielt, steht bei einer Steuerung durch den Netzbetreiber die Vermeidung lokaler Netzengpässe im Vordergrund. Damit wird deutlich, dass sich die Vorteilhaftigkeit der jeweiligen Zuordnung der Steuerungskompetenz wesentlich danach richtet, ob Demand Response primär zur Erreichung strommarktlicher Ziele oder zur Bewirtschaftung lokaler Netzrestriktionen eingesetzt wird.

Haushalte können die Steuerungskompetenz grundsätzlich auch an einen anderen Akteur, beispielsweise an einen Dienstleister, der die Flexibilitätspotenziale mehrerer Haushalte bündelt, abgeben. Dies kann entweder nur für einen gewissen Zeitraum oder langfristig sowie entweder lediglich für bestimmte Anwendungen oder für sämtliche sich im Haushalt befindlichen Geräte erfolgen.

Wird die Steuerungskompetenz auf einen anderen Akteur übertragen und liegt nicht beim Haushalt selbst, so hat das Auswirkungen auf die Kosten, die der Haushalt zu tragen hat, und zwar sowohl auf die Steuerungskosten als auch auf die Investitionskosten, da Steuerungskanäle für eine Steuerung von außen installiert werden müssen. Auch die Transaktionskosten, die sowohl bei Investitionskosten als auch in Form von variablen Kosten anfallen, sind davon abhängig, wer die Steuerungskompetenz innehat. Ob diese durch eine externe Steuerung höher oder niedriger ausfallen, lässt sich jedoch nicht allgemein beantworten. Mit der Wahl der jeweiligen Steuerungsoptionen gehen unterschiedliche Informationsanforderungen, Anreizwirkungen und Transaktionskosten einher. Unabhängig vom konkreten Einsatzkontext handelt es sich dabei stets um dieselben Flexibilitätspotenziale auf Haushaltsebene, deren Nutzung jedoch je nach Zielsetzung unterschiedliche Anforderungen an Steuerung, Koordination und Aufgabenwahrnehmung stellt. Vor diesem Hintergrund werden im folgenden Abschnitt verschiedene Steuerungsoptionen sowie die mögliche Aufgabenwahrnehmung durch unterschiedliche Akteure mit Blick auf die Vermeidung und Bewirtschaftung von Engpässen im Verteilnetz näher betrachtet.

4.2.3 Kapazitätsallokation im Verteilnetz

In Abschnitt 4.2.2 wurde die freiwillige, marktlich organisierte Bereitstellung von Flexibilität durch Haushalte betrachtet. Solche Anpassungen können einen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten, stoßen jedoch dort an Grenzen, wo lokale Netzrestriktionen eine verlässliche Einhaltung physikalischer Kapazitätsgrenzen erfordern. Insbesondere bei drohenden Engpässen im Verteilnetz kann daher eine ergänzende, institutionell geregelte Allokation knapper Netzkapazität notwendig werden.

Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich überwiegend auf die Dissertation BIESCHKE (2026), in der die Kapazitätsallokation im Stromverteilnetz sowie die damit verbundenen Steuerungs- und Koordinationsfragen umfassend aus institutionenökonomischer Perspektive untersucht werden. In diesem Abschnitt werden zentrale Konzepte und normative Schlussfolgerungen dieser Arbeit

[357] Vgl. STRÜNCK (2017b, S. 244).

aufgegriffen und in verdichteter Form dargestellt, insb. mit Blick auf Allokationsmechanismen, Steuerungsoptionen und die Aufgabenwahrnehmung unterschiedlicher Akteure. Ziel ist es, die sich aus der Berücksichtigung von Netzrestriktionen ergebenden Implikationen für Haushalte sowie für die Organisation der Schnittstelle zwischen Haushalten und den beteiligten Akteuren herauszuarbeiten.

Der Abschnitt ist wie folgt aufgebaut: Zunächst wird die Kapazitätsallokation im Verteilnetz als eigenständiges Koordinationsproblem eingeordnet (Abschnitt 4.2.3.1). Anschließend werden zentrale Gestaltungsfragen wie Allokationsobjekt und zeitliche Struktur (Akut- vs. Termin-Allokation) erläutert (Abschnitt 4.2.3.2) und die hierfür relevanten technischen und institutionellen Voraussetzungen diskutiert (Abschnitt 4.2.3.3). Darauf aufbauend werden Bewertungskriterien im Lichte des Zielsystems hergeleitet (Abschnitt 4.2.3.4), bevor ein konkreter Mechanismus skizziert und die Aufgabenwahrnehmung der Akteure eingeordnet wird (Abschnitte 4.2.3.5 und 4.2.3.6).

4.2.3.1 Problemstellung und Einordnung der Kapazitätsallokation im Verteilnetz

Mit der zunehmenden Verbreitung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen im Haushaltsbereich – verbunden mit höheren gleichzeitig abrufbaren Leistungen und neuen Steuerungsoptionen – gewinnt die Kapazitätsallokation im Verteilnetz an Bedeutung. Während die Koordination von Angebot und Nachfrage im zentralen Stromsystem primär über marktliche Mechanismen und Preissignale erfolgt, ist die Situation im Verteilnetz durch lokale physikalische Restriktionen, eine hohe zeitliche Granularität sowie durch netztechnische Abhängigkeiten geprägt.

Die Allokation von Verteilnetzkapazität stellt damit ein spezifisches Koordinationsproblem dar, das sich nicht ohne Weiteres aus den Mechanismen des zentralen Strommarktes ableiten lässt. Die Ausgestaltung der Kapazitätsallokation beeinflusst unmittelbar, ob und in welchem Umfang Haushalte mit flexiblen Lasten ihre Anwendungen planbar nutzen können.

4.2.3.2 Allokationsobjekt und zeitliche Logik der Kapazitätsallokation

Eine zentrale Ausgestaltungsfrage institutioneller Lösungen zur Kapazitätsallokation im Verteilnetz betrifft zunächst das Allokationsobjekt selbst, also die Frage, welches Gut im Engpassfall überhaupt zu verteilen ist. Anders als auf dem zentralen Strommarkt, auf dem Energiemengen gehandelt werden und die zeitliche Dimension der Lieferung vom kurzfristigen Spotmarkt bis zu langfristigen Terminprodukten reicht, bietet es sich im Verteilnetzkontext an, auf elektrische Leistung abzustellen. Konkret geht es um das Recht eines Nachfragers, in einem bestimmten räumlich abgegrenzten Bereich des Verteilnetzes während einer Viertelstunde – als etablierter zeitlicher Abrechnungseinheit im Strommarkt – eine bestimmte Leistung in Kilowatt zu beziehen.[358]

Die Wahl der Leistung als Allokationsobjekt trägt den physikalischen Eigenschaften des Stromsystems Rechnung. Netzengpässe entstehen nicht aufgrund zu hoher Energiemengen über längere Zeiträume, sondern infolge zeitlich konzentrierter Leistungsabrufe, welche die Kapazität einzelner Netzabschnitte überschreiten. Die institutionelle Festlegung des Allokationsobjekts auf Leistung pro Viertelstunde hat

[358] Die Viertelstunde stellt dabei die etablierte zeitliche Einheit der Koordination im deutschen Stromsystem dar und ist sowohl aus marktlicher als auch aus technischer Sicht die relevante Bezugsgröße für kurzfristige Steuerungsentscheidungen. Vgl. BIESCHKE (2026, S. 43).

daher unmittelbare Auswirkungen darauf, in welchem Umfang und mit welcher Flexibilität Haushalte ihre elektrischen Anwendungen nutzen können.

Es lassen sich daher hinsichtlich der zeitlichen Struktur der Allokation grundsätzlich zwei Allokationsformen unterscheiden: Akut-Allokation und Termin-Allokation. Bei der Akut-Allokation erfolgt die Zuteilungsentscheidung unmittelbar vor dem betreffenden Viertelstundenintervall und begründet faktisch ein verbindliches Nutzungsrecht für diese Zeiteinheit. Die im Rahmen der Akut-Allokation zugeteilte Kapazität wird tatsächlich genutzt; eine nachträgliche Modifikation ist nicht möglich. Akut-Allokation eignet sich damit insb. zur operativen Bewältigung kurzfristig auftretender Engpasssituationen. Demgegenüber zielt die Termin-Allokation auf eine vorausschauende Beeinflussung der Nachfrage ab. In diesem Fall erwerben Nachfrager ex ante bestimmte Rechtspositionen, die – je nach Ausgestaltung – als garantierte Mindestzusagen oder als bedingte, relative Ansprüche ausgestaltet sein können. Das Erlangen solcher Rechtspositionen kann sogar notwendige Voraussetzung dafür sein, überhaupt an der späteren Akut-Allokation teilnehmen zu dürfen. Eine Termin-Allokation dient damit vor allem der Schaffung von Planungssicherheit und ist aus Sicht der Haushalte besonders relevant, da sie Investitions- und Nutzungsentscheidungen absichern kann.[359]

Im Rahmen der Termin-Allokation besteht darüber hinaus die Möglichkeit, Allokationsprodukte zu definieren, die mehrere Allokationsobjekte aus unterschiedlichen Viertelstunden umfassen. Solche Produkte können aus direkt aufeinanderfolgenden Zeiteinheiten bestehen und damit Zeitblöcke abbilden oder auch eine Bündelung bestimmter Viertelstunden über eine definierte Laufzeit hinweg darstellen. Die Bündelung von Viertelstunden zu Zeitblöcken ermöglicht eine Reduktion der Komplexität der Allokationsentscheidung und ist insb. für Anwendungen mit flexiblen Zeitfenstern, wie das Laden von Elektrofahrzeugen oder den Betrieb von Wärmepumpen, von Bedeutung. In der praktischen Ausgestaltung können Akut- und Termin-Allokation kombiniert werden, etwa durch Zeitblöcke mit ex ante zugesicherten Kapazitätsrechten und situativen Anpassungen im Betrieb.[360]

Für die Schnittstelle zu den Haushalten ist diese Differenzierung von Bedeutung, da insb. Termin- und Zeitblock-Allokationen aus Sicht der Haushalte eine erhöhte Planungssicherheit für Investitions- und Nutzungsentscheidungen schaffen können.

4.2.3.3 Voraussetzungen anspruchsvoller Allokationslösungen

Eine zentrale Voraussetzung betrifft die Verfügbarkeit zeitlich hochaufgelöster Informationen über die Stromnachfrage sowie über die Auslastung relevanter Netzabschnitte. Diese Informationen liegen im Verteilnetz vor allem beim Verteilnetzbetreiber vor, der über Kenntnisse der Netztopologie, technischer Parameter und Netzzustandsmodelle verfügt. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass die Ermittlung der tatsächlichen Netzauslastung mit Unsicherheiten verbunden ist und ein weitergehender Ausbau von Mess- und Sensortechnik zusätzliche Kosten verursacht.[361]

[359] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 44 f.).
[360] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 46).
[361] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 49 f.).

Eng damit verknüpft ist die Frage der Steuerbarkeit flexibler Lasten. Die beschriebenen Gestaltungsoptionen für die Kapazitätsallokation im Verteilnetz setzen voraus, dass der Strombezug elektrischer Anwendungen wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen im Betrieb tatsächlich beeinflusst werden kann, etwa durch Leistungsbegrenzungen oder durch Vorgaben an lokale Demand Response-Steuerungssysteme. Entscheidend ist dabei, dass zugeteilte Kapazitäten nicht nur informativen Charakter haben, sondern im Betrieb eingehalten werden können.[362] In der praktischen Umsetzung kann die Steuerbarkeit flexibler Lasten jedoch durch technische Restriktionen, Komfortanforderungen oder fehlende Standardisierung begrenzt sein.

Darüber hinaus sollten anspruchsvolle Allokationslösungen keine kontinuierliche Interaktion zwischen Verteilnetzbetreiber und Haushalten voraussetzen. Haushalte verfügen nur in begrenztem Umfang über die Möglichkeit und Bereitschaft, regelmäßig Informationen zu übermitteln oder kurzfristige Anpassungen ihres Strombezugs aktiv nachzuvollziehen.[363] Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, die Rolle der Haushalte auf wenige, klar definierte Informationsbeiträge zu beschränken, etwa die Mitteilung von Präferenzen, Zeitfenstern oder benötigten Energiemengen. Die Umsetzung entsprechender Allokationsmechanismen setzt daher weitgehend automatisierte Prozesse sowie eine Standardisierung von Allokationsprodukten, Prioritätsstufen und zeitlichen Strukturen voraus, um Komplexität und Transaktionskosten zu begrenzen.[364]

Entscheidend ist dabei weniger, ob diese Voraussetzungen vollständig vorliegen, sondern ob die betrachteten Gestaltungsoptionen auch unter realistischen Annahmen zu Messgenauigkeit, Steuerbarkeit, Wissensverteilung und Interaktionsmöglichkeiten anwendbar bleiben.

4.2.3.4 Bewertungskriterien im Lichte des Zielsystems

Die Bewertung der in den vorangegangenen Abschnitten dargestellten Allokationsmechanismen für knappe Verteilnetzkapazität erfolgt auf Basis des in Abschnitt 2.5 definierten Zielsystems. Dieses umfasst insb. die Gewährleistung einer planbaren Stromversorgung, die Unterstützung der energie- und klimapolitischen Ziele sowie die Kosteneffizienz aus Nachfragerperspektive. Die folgenden Ausführungen dienen dazu, die in Abschnitt 4.2.3.2 beschriebenen Allokationsmechanismen unter Einbeziehung der in Abschnitt 4.2.3.3 konkretisierten Voraussetzungen einzuordnen und ihre Eignung zur Erreichung dieser Ziele zu bewerten.

Ein zentrales Kriterium ist die Versorgungssicherheit im Verteilnetz. Allokationsmechanismen müssen sicherstellen, dass in Engpasssituationen eine kontrollierte und vorhersehbare Zuteilung von Verteilnetzkapazität erfolgt und ungeplante Abschaltungen möglichst vermieden werden. Insbesondere für Haushalte mit flexiblen Lasten ist dabei relevant, dass die Nutzung zentraler elektrischer Anwendungen nicht von kurzfristigen, nicht antizipierbaren Eingriffen abhängt. Allokationslösungen, die auf ex ante definierten Rechten oder klaren Priorisierungsregeln beruhen, tragen dazu bei, die Wahrscheinlichkeit ungeordneter Eingriffe zu verringern und eine gezielte Bewirtschaftung knapper

[362] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 50).
[363] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 103 f.).
[364] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 93–106).

Kapazität zu ermöglichen.[365] Reine preisliche Steuerungsansätze können demgegenüber dazu führen, dass Nachfrage auch in Situationen verdrängt wird, in denen aus netztechnischer Sicht noch Kapazität verfügbar wäre.[366]

Darüber hinaus ist der Schutz spezifischer Investitionen der Haushalte ein wesentliches Bewertungskriterium. Wie bereits in Abschnitt 4.2.1.1 gezeigt wurde, sind Investitionen in flexible Lasten wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge häufig mit einer hohen Spezifität verbunden und auf eine langfristige, verlässliche Nutzung angewiesen. Eine hohe Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität oder über die Möglichkeit, zentrale Nutzungsmuster – etwa das regelmäßige nächtliche Laden eines Elektrofahrzeugs – aufrechtzuerhalten, kann Investitionsentscheidungen negativ beeinflussen.[367]

Im Hinblick auf die Kosteneffizienz aus Nachfragerperspektive ist zu berücksichtigen, dass Allokationsmechanismen neben direkten Kostenwirkungen auch erhebliche Transaktionskosten verursachen können, insb. im Bereich der Messung, Steuerung, Kommunikation und Koordination. Lösungen mit stark differenzierten Produkten oder intensiver Interaktion sind daher kritisch zu bewerten, während standardisierte, automatisierte Ansätze tendenziell geringere Transaktionskosten aufweisen.[368]

Ergänzend zur Versorgungssicherheit ist die effiziente Nutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität ein eigenständiges Bewertungskriterium. Während erstere darauf abzielt, ungeordnete oder ungeplante Abschaltungen zu vermeiden, soll letztere sicherstellen, dass vorhandene Netzkapazität nicht durch übervorsichtige oder pauschale Steuerungsmaßnahmen ungenutzt bleibt. Allokationsmechanismen sollten daher Nachfrage nicht pauschal verdrängen, solange netztechnisch noch Kapazität verfügbar ist.[369]

Schließlich sind auch Verteilungswirkungen zu berücksichtigen. Allokationsmechanismen wirken sich je nach Ausstattung und Flexibilität der Haushalte unterschiedlich aus. Haushalte mit geringerer finanzieller Ausstattung oder mit weniger steuerbaren Lasten könnten durch bestimmte Ausgestaltungen stärker belastet werden als andere. Eine Allokation knapper Verteilnetzkapazität allein über Zahlungsbereitschaften ist vor diesem Hintergrund problematisch, da sie die planbare Nutzung zentraler Anwendungen einschränken und Investitionsanreize für klimapolitisch erwünschte elektrische Anwendungen schwächen kann. Allokationslösungen, die auf transparenten Regeln und klar definierten Prioritäten beruhen, tragen eher dazu bei, unterschiedliche Ausgangsbedingungen der Haushalte zu berücksichtigen.[370]

Es wird deutlich, dass Allokationsmechanismen für knappe Verteilnetzkapazität an mehreren, teilweise konkurrierenden Anforderungen auszurichten sind. Lösungen, die eine planbare Nutzung zentraler

[365] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 53).
[366] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 55).
[367] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 53 f.).
[368] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 92–106).
[369] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 55).
[370] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 55).

Anwendungen ermöglichen, Investitionsentscheidungen der Haushalte nicht durch hohe Unsicherheit beeinträchtigen, Transaktionskosten begrenzen und zugleich eine zielgerichtete Nutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität erlauben, erscheinen daher besonders geeignet. Vor diesem Hintergrund richtet sich der Blick im folgenden Abschnitt auf die Frage, welche Steuerungslogik in Form konkreter Allokationsmechanismen diesen Anforderungen gerecht wird und wie diese auszugestalten ist. Diese Einordnung bildet zugleich die Grundlage für die anschließende Betrachtung der Aufgabenwahrnehmung der beteiligten Akteure und der Zuordnung von Steuerungs- und Entscheidungsbefugnissen im Kontext der Kapazitätsallokation.

4.2.3.5 Ausgestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus: Prioritätsrechte und regelgebundene Reallokation

Ausgehend von den dargestellten Anforderungen an die Ausgestaltung von Allokationsmechanismen – wie sie insb. in BIESCHKE (2026) entwickelt werden – stellt sich die Frage, wie knappe Verteilnetzkapazität konkret zugeteilt werden kann, ohne Planungssicherheit für Haushalte zu beeinträchtigen oder eine hohe Komplexität im Betrieb zu erzeugen. Ein zentraler Ansatz hierfür ist ein auf Prioritätsrechten beruhendes Allokationssystem, das insb. im Rahmen von Termin-Allokationen relative Nutzungsansprüche begründet, die im Engpassfall regelgebunden umgesetzt und bei Bedarf angepasst werden können. Der Fokus liegt dabei nicht auf der individuellen Aushandlung von Kapazitätsrechten, sondern auf einer systematischen Einordnung unterschiedlicher Lasten in vorab definierte Kategorien.

Die Grundidee eines Prioritätsrechte-Systems besteht darin, Haushaltslasten anhand ihrer funktionalen Relevanz, ihrer zeitlichen Flexibilität und ihrer Substitutionsmöglichkeiten in Prioritätsstufen einzuordnen. Diese Prioritätsstufen stellen dabei noch keine eigenständigen Nutzungsrechte dar, sondern bilden die Grundlage für die Ableitung von Prioritätsrechten, die im Engpassfall die tatsächliche Zuteilung von Verteilnetzkapazität strukturieren. Damit wird ex ante festgelegt, welche Anwendungen im Engpassfall bevorzugt zu bedienen sind und bei welchen Lasten Einschränkungen grundsätzlich eher in Betracht kommen. Typischerweise lassen sich dabei Anwendungen unterscheiden, die für die Grundversorgung oder die Aufrechterhaltung zentraler Nutzungsfunktionen erforderlich sind, solche mit begrenzter zeitlicher Flexibilität sowie vollständig oder weitgehend flexible Anwendungen. Die konkrete Ausgestaltung der Prioritätsstufen ist dabei weniger entscheidend als die Tatsache, dass eine solche Differenzierung transparent und nachvollziehbar erfolgt und im Engpassfall eine klare Rangfolge der Nutzungsansprüche vorgibt.[371]

Ein wesentliches Merkmal dieses Ansatzes ist die ex ante-Zuteilung der Prioritätsrechte. Haushalte erhalten damit im Vorfeld Klarheit darüber, welchen Stellenwert bestimmte Anwendungen im Engpassfall haben und in welchem Umfang Einschränkungen zu erwarten sind. Diese ex ante-Festlegung schafft Planungssicherheit und bildet die Grundlage für Investitions- und Nutzungsentscheidungen, insb. im Hinblick auf neue, kapitalintensive Geräte. Zugleich ermöglicht sie eine konsistente Akut-Allokation, da die Zuteilung von Verteilnetzkapazität im Engpassfall strikt entlang

[371] In BIESCHKE (2026) ist eine mögliche Ausgestaltung zu finden. Vgl. BIESCHKE (2026, S. 58 ff.).

der definierten Prioritäten erfolgt und nicht situativ neu ausgehandelt werden muss.[372] Die Prioritätsrechte können unterschiedlich stark ausgestaltet sein (z. B. als Mindestzusagen oder als relative Ansprüche), was den Spielraum für Anpassungen im Betrieb beeinflusst.[373]

Während eine Allokation auf Ebene einzelner Viertelstunden eine hohe Präzision ermöglicht, kann sie im praktischen Betrieb mit erheblichem Koordinationsaufwand verbunden sein. Eine Erweiterung des Prioritätsansatzes besteht daher in der Bündelung mehrerer Zeiteinheiten zu Zeitblöcken, die als standardisierte Allokationsprodukte ausgestaltet werden können. Solche Zeitblöcke können beispielsweise nächtliche Zeiträume umfassen, in denen flexible Anwendungen wie das Laden von Elektrofahrzeugen oder der Betrieb von Wärmepumpen gebündelt betrachtet werden. Durch die Definition von Zeitblöcken wird die Zahl der zu treffenden Allokationsentscheidungen reduziert, ohne die grundlegende Logik der Prioritätsrechte aufzugeben.[374] Innerhalb eines Zeitblocks kann die tatsächliche Zuteilung von Kapazität flexibel erfolgen, solange die ex ante zugesicherten Rechte eingehalten werden. Für Haushalte bedeutet dies, dass sie innerhalb definierter Zeitfenster mit einer Nutzung ihrer elektrischen Anwendungen rechnen können, ohne dass jede einzelne Viertelstunde separat gesteuert werden muss. Für den Netzbetrieb eröffnet dieser Ansatz zusätzliche Freiheitsgrade, da die verfügbare Kapazität innerhalb des Zeitblocks unter Berücksichtigung der aktuellen Netz- und Nachfragesituation optimiert verteilt werden kann. Die Kombination aus Zeitblöcken und Prioritätsrechten ermöglicht damit eine Reduktion der Komplexität bei gleichzeitiger Wahrung von Planungssicherheit.[375]

Ein weiterer zentraler Bestandteil eines solchen Allokationssystems ist die Möglichkeit der Reallokation. Zwischen der ex ante-Zuteilung von Rechten und der tatsächlichen Nutzung können sich relevante Rahmenbedingungen ändern, etwa durch geänderte Bedarfe einzelner Haushalte, veränderte Einspeisungen oder aktualisierte Informationen zur verfügbaren Netzkapazität. Eine starre Allokation würde in solchen Situationen zu Effizienzverlusten führen, da sie nicht auf neue Informationen reagieren kann. Daher ist eine kurzfristige Reallokation innerhalb der Termin-Allokation sinnvoll, bei der bestehende Rechte vor Eintritt einer Engpasssituation angepasst werden können, ohne die grundlegende Prioritätsstruktur infrage zu stellen.[376]

Im akuten Engpassfall erfolgt die Allokation dann strikt auf Basis der bestehenden Prioritätsrechte und der zuvor definierten Allokationsprodukte. Die Reallokation folgt klaren Regeln und dient dazu, die verfügbare Verteilnetzkapazität möglichst zielgerichtet zu nutzen. Entscheidend ist dabei, dass die operative Umsetzung eindeutig geregelt ist, um Verzögerungen, Koordinationsprobleme oder strategisches Verhalten zu vermeiden. Die Möglichkeit einer regelgebundenen Reallokation erhöht damit die Effizienz des Systems, ohne die ex ante geschaffene Planungssicherheit der Haushalte grundsätzlich zu beeinträchtigen. Im Hinblick auf die konkrete Ausgestaltung der Reallokation stellt sich

[372] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 61–65).
[373] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 66–70).
[374] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 70–74).
[375] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 75–82).
[376] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 85–89).

schließlich die Frage, wie diese organisatorisch umgesetzt werden kann. Welche Akteure diese Reallokation operativ umsetzen können und welche Aufgabenverteilung daraus folgt, wird in Abschnitt 4.2.3.6 aufgegriffen.

Zusammenfassend beschreibt das auf Prioritätsrechten basierende Allokationssystem in Verbindung mit regelgebundener Reallokation eine konkrete Ausgestaltung der in den vorangegangenen Abschnitten skizzierten Steuerungslogik. Es verbindet ex ante-Planungssicherheit für Haushalte mit der Möglichkeit, im Betrieb flexibel auf veränderte Rahmenbedingungen zu reagieren, und begrenzt zugleich die Komplexität und die Transaktionskosten der Allokation. Auf dieser Grundlage stellt sich im folgenden Abschnitt die Frage, welcher Akteur in der Lage ist, ein solches System im Betrieb tatsächlich umzusetzen und welche Aufgaben ihm dabei zukommen.

4.2.3.6 Aufgabenwahrnehmung der Akteure und Zwischenfazit zur Steuerungsfrage

Die in den vorangegangenen Abschnitten dargestellte Ausgestaltung der Kapazitätsallokation auf Basis von Prioritätsrechten und regelgebundener Reallokation wirft die Frage auf, welche Aufgaben den beteiligten Akteuren im Betrieb eines solchen Systems zukommen. Dabei ist zwischen der ex ante-Festlegung der grundlegenden Regeln und Prioritäten (z. B. Prioritätsstufen, Rechte und Allokationsprodukte) einerseits und deren laufender operativer Anwendung im konkreten Netzbetrieb andererseits zu unterscheiden. Die Zuordnung dieser Aufgaben hat maßgeblichen Einfluss auf die Funktionsfähigkeit der Allokationsmechanismen, auf die entstehenden Transaktionskosten sowie auf die Akzeptanz der Steuerung bei den Haushalten. Für Haushalte beschränkt sich die Aufgabenwahrnehmung in einem solchen System auf die Bereitstellung weniger, klar definierter Informationen. Eine stärkere Einbindung der Haushalte in die operative Allokation würde die Transaktionskosten erhöhen und die Umsetzbarkeit anspruchsvoller Allokationsmechanismen im Haushaltsbereich erheblich einschränken.[377]

Die operative Umsetzung der Kapazitätsallokation erfordert demgegenüber einen Akteur, der über ein hinreichendes Auslastungsverständnis des Verteilnetzes verfügt, dieses mit strukturierten Informationen über die Nachfrage zusammenführen kann und in der Lage ist, auf dieser Basis regelgebundene Steuerungsentscheidungen im relevanten operativen Zeithorizont konsistent umzusetzen. Dies betrifft insb. die Anwendung der Prioritätsregeln im akuten Engpassfall sowie die Durchführung kurzfristiger Reallokationen innerhalb der Termin-Allokation auf Basis aktualisierter Informationen zur Netz- und Nachfragesituation. Für diese Aufgaben ist detailliertes Wissen über die Netztopologie, die technischen Parameter der Betriebsmittel sowie über aktuelle und erwartete Last- und Erzeugungssituationen erforderlich.[378]

Andere Akteure, etwa private, einzelwirtschaftlich agierende Stromvertriebe im liberalen Endkundenmarkt oder spezialisierte Dienstleister, verfügen über dieses netzbezogene Wissen nicht in vergleichbarer Tiefe. Eine Übertragung operativer Reallokationsaufgaben auf solche Akteure würde umfangreiche Informationsübermittlungen erfordern und wäre mit zusätzlichen Koordinations- und

[377] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 104 f.).
[378] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 49 f.).

Kontrollaufwänden verbunden. Zudem bestünde die Gefahr strategischen Verhaltens bei der Weitergabe von Informationen, etwa im Hinblick auf Bedarfe oder Verfügbarkeiten einzelner Haushalte. Daher sind Modelle, in denen Reallokationsentscheidungen dezentral oder durch zwischengeschaltete Dienstleister getroffen werden, mit erhöhten Transaktionskosten und Effizienzverlusten verbunden.[379]

Insgesamt zeigt sich, dass die in Abschnitt 4.2.3.5 dargestellte Steuerungslogik eine klare Aufgabenverteilung impliziert. Haushalte liefern begrenzte, strukturierte Informationen zu Präferenzen und Verfügbarkeiten, während die operative Allokation und Reallokation knapper Verteilnetzkapazität zentral durch den Verteilnetzbetreiber organisiert wird. Diese Aufgabenverteilung ist eng mit den besonderen Eigenschaften der Verteilnetze verknüpft, insb. mit der lokalen Begrenztheit der Netzkapazität, der hohen zeitlichen Granularität der Steuerung und der asymmetrischen Verteilung von Wissen zwischen den Akteuren.[380]

Damit unterscheidet sich die hier dargestellte Organisation der Kapazitätsallokation grundlegend von dem in Abschnitt 4.1 betrachteten Analysesetting mit Standardlastprofilen. Während dort die Koordination des Strombezugs im Haushaltsbereich weitgehend ohne Berücksichtigung lokaler Netzrestriktionen erfolgt, erfordert die Berücksichtigung lokaler Netzrestriktionen im Verteilnetz eine stärker strukturierte und zentral koordinierte Steuerung. In Abschnitt 4.2.4 wird daher untersucht, inwiefern sich die in Abschnitt 4.1 gewonnenen Schlussfolgerungen unter diesen veränderten Annahmen zur Messung, zur Steuerbarkeit und zur Kapazitätsallokation im Verteilnetz verändern oder präzisieren lassen.

4.2.4 Abweichungen zum Analysesetting mit Standardlastprofilen

Abweichungen im Hinblick auf die Erzeugungsseite

Hinsichtlich der Eignung der in 4.1 analysierten Ausgestaltungsvarianten können sich durch den Einsatz von Demand Response und die in Abschnitt 4.2.1 dargestellten veränderten Annahmen zu flexiblen Lasten, zu Netzrestriktionen im Verteilnetz und zur zeitlich hochaufgelösten Verbrauchserfassung Modifikationen ergeben. Diese betreffen insb. die Berücksichtigung von Lastverschiebungspotenzialen bei der Planung und Finanzierung von Erzeugungskapazität, ohne jedoch die grundlegenden Koordinationsprobleme auf der Erzeugungsseite aufzulösen. Wie in Abschnitt 4.2.2 gezeigt wurde, kann Demand Response – sofern verlässlich aktivierbar – dazu beitragen, Spitzenlast zu reduzieren und damit den Bedarf an vorzuhaltender Erzeugungskapazität senken. Dieses Potenzial kann vom Regulierer sowohl im Rahmen des CRM-Umsetzungswettbewerbs als auch bei der Ausgestaltung von Vertriebsobligationen berücksichtigt werden, etwa indem der jeweilige Beitrag zur Spitzenlast in die Vorgaben zur Kapazitätsvorhaltung einbezogen wird. Dadurch würden bei den Vertrieben – bzw. je nach Tarifgestaltung auch bei den Kunden – Anreize zur Nutzung von Lastverschiebungs- oder -senkungspotenzialen gesetzt.[381]

[379] Vgl. Bieschke (2026, S. 85–92).
[380] Vgl. Bieschke (2026, S. 85–92).
[381] Vgl. Hoffrichter (2021, S. 216).

Es ist dabei möglich, dass die Vertriebe über ein gewisses dezentrales Wissen hinsichtlich der Flexibilitäts- und Steuerungspotenziale ihrer Kunden verfügen. Dies rechtfertigt jedoch keine grundlegend andere Bewertung als im Analysesetting mit Standardlastprofilen. Zum einen kann der Regulierer entsprechendes Wissen auch selbst beschaffen, beispielsweise über Informationsweitergabepflichten oder standardisierte Erhebungen. Zum anderen wurde in Abschnitt 4.2.2 gezeigt, dass die Einbindung von Demand Response mit zusätzlichen Prognose- und Koordinationsanforderungen einhergeht, die sich aus der Heterogenität der Haushalte, der Unsicherheit der Aktivierbarkeit und der zusätzlichen Steuerungskomplexität ergeben. Insbesondere das beim Vertrieb liegende Prognoserisiko kann sich durch die Einbeziehung von Demand Response sogar verstärken.

Vor diesem Hintergrund bleibt auch unter den Annahmen eines funktionierenden Demand Response-Einsatzes der CRM-Umsetzungswettbewerb auf der Erzeugungsseite vorzugswürdig. Demand Response wirkt hier als ergänzender Planungsparameter, der bei der Dimensionierung des Kraftwerksparks berücksichtigt werden sollte, ändert jedoch nichts an den grundsätzlichen Vorteilen einer zentral koordinierten Kapazitätsbeschaffung.

Abweichungen im Hinblick auf die Endkundenseite

Auf der Endkundenseite führen die in Abschnitt 4.2.1 dargestellten Annahmen zur zeitlich hochaufgelösten Verbrauchserfassung, zu Netzrestriktionen und zur Steuerbarkeit von elektrischen Anwendungen im Haushalt zu deutlichen Abweichungen vom Analysesetting mit Standardlastprofilen. Haushalte können ihren Stromverbrauch nun grundsätzlich zeitlich differenziert anpassen und Preissignale am Großhandelsmarkt (z. B. über zeitvariable Tarife mit Spotmarktbezug) unmittelbar wahrnehmen. Gleichzeitig entfällt die im Standardlastprofilverfahren enthaltene Preisglättung, wodurch Haushalte stärker mit kurzfristigen Preisrisiken konfrontiert werden. Wie in den Abschnitten 2.4 und 2.5 gezeigt wurde, ist davon auszugehen, dass private Haushalte typischerweise als risikoavers zu betrachten sind – wobei Ausmaß und Umgang mit Risiko zwischen Haushalten variieren können – und über begrenzte Informationsverarbeitungs- und Steuerungskapazitäten verfügen. Aus diesem Grund kann sich der Bedarf an Risikomanagement in Form von Preisglättung, Versicherungsangeboten oder automatisierter Steuerungslösungen erhöhen; ob und in welchem Umfang entsprechende Leistungen tatsächlich nachgefragt werden, hängt jedoch wesentlich von den damit verbundenen Absicherungs- und Transaktionskosten ab. Vertriebe oder andere Akteure können hier entsprechende Leistungen anbieten[382]; dadurch erhöht sich jedoch die Komplexität der Tariflandschaft.

Durch die regelmäßige Fernablesung verfügen Vertriebe über detailliertere Informationen zum zeitlichen Verbrauchsverhalten ihrer Kunden und können diese bei der Tarifgestaltung nutzen. Neben zeitlich einheitlichen Arbeitspreisen kommen zeitvariable Tarife in Betracht, etwa mit saisonalen Differenzierungen, Peak-/Off-Peak-Strukturen oder einer Kopplung an Spotmarktpreise. Welche Variante gewählt wird, hängt wesentlich von der Beschaffungsstrategie des jeweiligen Vertriebs ab. Für

[382] Vgl. Joskow (2000, S. 20).

Haushalte führt diese Vielfalt jedoch zu zusätzlichen Auswahl- und Prognoseproblemen, da sie ihr eigenes zukünftiges Verhalten antizipieren und bewerten müssen.

Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 herausgearbeitet, sind mit der Nutzung zeitvariabler Tarife zusätzliche Transaktionskosten verbunden. Diese entstehen sowohl durch Informations- und Entscheidungsaufwand als auch durch die Notwendigkeit, Verbrauchsanpassungen selbst vorzunehmen oder zu automatisieren. Daraus ergeben sich Verteilungseffekte zwischen Haushalten, abhängig von ihren zeitlichen, kognitiven und finanziellen Ressourcen. Haushalte mit höherem Flexibilitätspotenzial und besseren Möglichkeiten zur Automatisierung können stärker profitieren als solche, bei denen diese Voraussetzungen nicht gegeben sind.

Die in Abschnitt 4.2.3 skizzierte Steuerungslogik der Kapazitätsallokation im Verteilnetz verstärkt diese Problematik im liberalen Endkundenmarkt tendenziell noch, da zusätzliche Steuerungs- und Koordinationsmechanismen in bestehende Wettbewerbs- und Tarifstrukturen integriert werden müssen. Bündelangebote aus Stromlieferung, Steuerung und Automatisierung können zwar Effizienzvorteile bieten, erhöhen jedoch zugleich die Wechselhürden und verstärken das bereits in 4.1 beschriebene Auswahlproblem der Haushaltskunden. Es ist anzunehmen, dass dadurch auch verstärkt auf das Angebot von Vergleichsportalen zurückgegriffen wird, was ebenfalls, wie oben beschrieben, mit Problemen einhergehen kann, wenn es sich bei den Betreibern der Vergleichsportale um private Unternehmen mit Gewinnerzielungsabsicht handelt.[383]

In einer Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb ist demgegenüber von einer geringeren Tarifvielfalt auszugehen, wodurch Auswahl- und Wechselprobleme reduziert werden. Verbrauchsflexibilisierung, einschließlich Demand Response-Anwendungen, kann auch hier dazu beitragen, Stromkosten zu senken, ohne dass Haushalte einer Vielzahl komplexer Tarifentscheidungen ausgesetzt sind. Wettbewerb und Innovationen in den Bereichen Kommunikationsinfrastruktur, steuerbare Geräte, Automatisierungen etc. wären hier weiterhin möglich, da die Ausgestaltungsvariante lediglich vorsieht, dass im Bereich des Stromvertriebs kein Endkundenwettbewerb besteht. In benachbarten Bereichen können jedoch mehrere Akteure aktiv sein und miteinander im Wettbewerb stehen.

Vor diesem Hintergrund des Vergleichs der unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten auf der Endkundenseite ergibt sich eine weitergehende Fragestellung zur Organisation der Schnittstelle zwischen Haushaltskunden und weiteren Akteuren. Wenn – wie in Abschnitt 4.2.3 hergeleitet – die operative Steuerung knapper Verteilnetzkapazität unter den dort entwickelten Kriterien sachgerecht beim Verteilnetzbetreiber verortet erscheint, setzt dies voraus, dass dieser über eine entsprechend standardisierte Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur verfügt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob es aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist, bestimmte Aufgaben des Stromvertriebs weiterhin strikt von dieser Steuerung zu trennen. Dabei geht es nicht um eine Ausweitung wettbewerblicher Aktivitäten des Netzbetreibers, sondern um die Überlegung, ob ausgewählte vertriebsnahe Aufgaben, etwa im Bereich der Tarifgestaltung, der Abrechnung oder der Koordination

[383] Siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.2.

von Steuerungsvorgaben gegenüber den Haushalten, in einem zentralen, öffentlich ausgerichteten Organisationsmodell enger mit der Netzsteuerung verknüpft werden könnten. Eine solche Ausgestaltung könnte dazu beitragen, zusätzliche Koordinations- und Abstimmungsprozesse sowie die damit verbundenen Transaktionskosten zu begrenzen, die entstehen, wenn Netzsteuerung und Endkundenbelieferung über mehrere einzelwirtschaftlich agierende Akteure hinweg organisiert werden müssen.

Fazit zu Abweichungen zum Analysesetting mit Standardlastprofilen

Insgesamt zeigt sich, dass die in Abschnitt 4.1 gewonnenen Einschätzungen durch die Berücksichtigung von flexibler Nachfrage, zeitlich hochaufgelöster Verbrauchserfassung und Netzrestriktionen nicht relativiert, sondern in zentralen Punkten gestützt werden. Auf der Erzeugungsseite bleibt der CRM-Umsetzungswettbewerb vorzugswürdig, auch wenn Demand Response-Potenziale bei der Planung der Erzeugungskapazität einbezogen werden sollten. Auf der Endkundenseite verstärken sich die Nachteile eines liberalen Endkundenwettbewerbs durch die zusätzliche Komplexität von Tarifen, Steuerungsoptionen und Transaktionskosten, wobei sich unter den veränderten Annahmen zugleich Fragen nach einer engeren organisatorischen Verzahnung von Netzsteuerung und Endkundenschnittstelle stellen. Daher erscheint eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb weiterhin als vorzugswürdig.

4.3 Fazit

In Kapitel 4 wurden verschiedene Ausgestaltungsvarianten des Stromvertriebssystems betrachtet und dabei jeweils untersucht, wie diese sich zum einen auf die Gruppe der Haushaltskunden und speziell die bei diesen anfallenden Transaktionskosten auswirken und wie diese zum anderen die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität in den unterschiedlichen Modellausgestaltungsvarianten CRM-Umsetzungswettbewerb, EOM sowie CRM-Vertriebsobligationen beeinflussen. Ziel der Analyse war es, die jeweiligen Vor- und Nachteile dieser Ausgestaltungsvarianten unter Berücksichtigung des in Abschnitt 2.5 definierten Zielsystems zu vergleichen.

Als Ausgangspunkt für die Analyse wurde zunächst in Abschnitt 4.1 ein vereinfachtes Analysesetting angenommen, das beinhaltet, dass die Verbreitung von Geräten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen relativ gering ist und Haushalte überwiegend nicht über moderne Messeinrichtungen mit Kommunikationseinheit verfügen, sodass Standardlastprofile verwendet werden müssen. In diesem Analysesetting können Haushalte nicht über Lastflexibilisierung aktiv am Strommarkt teilnehmen, der Endkundenpreis ist für eine gewisse Zeit festgelegt und Vertriebe tragen nicht selbst das Prognoserisiko, da die zeitliche Abbildung der Nachfrage über Standardlastprofile erfolgt und Abweichungen systemisch ausgeglichen werden. Es wurde weiterhin angenommen, dass keine Netzengpässe bestehen. Kapitel 3 legt dar, dass unter diesen Annahmen – insb. mit Blick auf die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität und unter der Annahme eines liberalen Endkundenmarktes – der CRM-Umsetzungswettbewerb anderen Modellausgestaltungsvarianten vorzuziehen ist. Dieses Ergebnis wird durch die darauf aufbauende Analyse verschiedener Ausgestaltungsformen des Stromvertriebssystems in Abschnitt 4.1 bestätigt.

Zugleich wurde in Abschnitt 4.1 herausgearbeitet, dass sich durch eine Kombination mit Ausgestaltungsvarianten ohne Endkundenwettbewerb auch im Rahmen eines EOM oder bei CRM-Vertriebsobligationen eine langfristige Endkundenbindung herstellen lässt. Dadurch können langfristige Erzeugungsinvestitionen über die gesamte Kette bis hin zu den Endkunden abgesichert werden, sodass diese Modellausgestaltungsvarianten im Vergleich zum CRM-Umsetzungswettbewerb weniger nachteilig erscheinen. Mit der Annahme langfristiger Endkundenbindung wird jedoch von der Grundidee von EOM und CRM-Vertriebsobligationen abgewichen, wonach die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität auf der Interaktion dezentraler Akteure beruhen soll. Die mit einem liberalen Endkundenmarkt assoziierten Vorteile der Wahlfreiheit und der wettbewerblichen Bewertung von Vertrieben können unter diesen Bedingungen nicht realisiert werden. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass es ineffizient ist, wenn dennoch mehrere Vertriebe parallel in Entscheidungen über die Beschaffung und Finanzierung von Erzeugungskapazität eingebunden sind. Insbesondere bei Ausgestaltung als EOM oder CRM-Vertriebsobligationen ohne Endkundenwettbewerb erscheint daher ein zentraler Vertrieb sinnvoller als eine Vielzahl dezentraler Akteure. Im CRM-Umsetzungswettbewerb sind Ausgestaltungsvarianten mit Elementen eines liberalen Endkundenmarktes demgegenüber weniger problematisch, da die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität direkt durch den Regulierer übernommen wird und sich fehlende Absicherungsmöglichkeiten auf der Endkundenseite nicht auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Die Untersuchung verschiedener Ausgestaltungsvarianten zur Organisation der Endkundenseite aus verbraucherpolitischer Sicht hat gezeigt, dass Haushalte im liberalen Endkundenmarkt einerseits vom Angebot unterschiedlicher Tarife profitieren können, wobei sich die relevanten Präferenzunterschiede bei Haushaltskunden i. d. R. auf wenige Dimensionen wie Preisniveau, Versorgungssicherheit und Risikoexposition beschränken. Der potenzielle Zusatznutzen differenzierter Tarife ist daher häufig begrenzt und steht aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht immer im Verhältnis zu den damit einhergehenden Transaktions- und Entscheidungskosten. Auch das Auftreten zusätzlicher Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden, etwa in Form von Vergleichsportalen oder bei Bündelangeboten, kann diese Problematik verstärken, da diese Akteure je nach Eigentümerschaft ebenfalls einzelwirtschaftliche Interessen verfolgen. Darüber hinaus können Vertriebe im liberalen Endkundenmarkt – abhängig von der jeweiligen Ausgestaltung der Erzeugungsseite – Anreize haben, Endkunden durch Wechselhürden oder kurzfristige Lockangebote längerfristig zu binden, was dazu führen kann, dass Haushalte Tarife wählen oder beibehalten, die nicht ihren tatsächlichen Präferenzen entsprechen und mit höheren Transaktionskosten oder einem aus individueller Sicht ineffizienten Risikomanagement einhergehen.

Daher erscheint auch aus Endkundensicht eine Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb mit einem zentralen Vertrieb vorzugswürdig, insb. wenn dieser ausgewählte Elemente eines liberalen Endkundenmarktes integriert, etwa durch das Angebot unterschiedlicher Tarife oder der Erlaubnis für weitere Akteure, Leistungen an der Schnittstelle zwischen Vertrieben und Endkunden anzubieten.[384] So könnte der zentrale Vertrieb Strom zum Großhandels- bzw. seinem Beschaffungspreis anbieten,

[384] Siehe Abschnitt 4.1.1.3.

während zusätzliche Leistungen wie Risikomanagement, Energieberatung oder das Angebot verschiedener Zahlungsmethoden von anderen Akteuren erbracht werden. Die Analyse in Abschnitt 4.1 legt nahe, dass eine öffentliche Eigentümerschaft eines solchen zentralen Vertriebs aus Endkundensicht vorteilhaft ist, da sich eine langfristige Orientierung an den Präferenzen der Haushalte durch Zielvorgaben einfacher sicherstellen lässt als durch eine detaillierte Regulierung privater, einzelwirtschaftlich optimierender Akteure.

Aufbauend auf der Analyse in einem vereinfachten Analysesetting zeigt Abschnitt 4.2, wie sich die Ergebnisse aus 4.1 verändern, wenn die Möglichkeiten zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung und lastseitiger Anpassungen berücksichtigt werden. Die Relevanz von Demand Response im Haushaltsbereich hängt dabei von mehreren Faktoren ab, insb. vom Anteil der Haushalte am Gesamtstromverbrauch, vom Verbrauchsverhalten sowie von den Eigenschaften der infrage kommenden elektrischen Anwendungen. Ist das Flexibilitätspotenzial hinreichend groß, kann Demand Response einen Beitrag zum Ausgleich von Ungleichgewichten im Gesamtsystem leisten. Für die Fragestellung dieser Arbeit ist jedoch entscheidend, wie sich eine flexible Nachfrage, zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung und die Notwendigkeit einer aktiven Netzsteuerung auf die Organisation des Stromvertriebsmarktes auswirken.

Wie in Abschnitt 4.2.2 gezeigt wurde, gehen Demand Response-Anwendungen im Haushaltsbereich mit erheblichen zusätzlichen Transaktionskosten einher. Haushalte müssen entweder aktiv ihren Strombezug steuern oder in Automatisierungslösungen investieren und diese einrichten und ggf. anpassen. Aufgrund der erforderlichen Informationsverarbeitung, der Komplexität der Entscheidungen und der teilweise hohen Anfangsinvestitionen ist zudem mit Verteilungseffekten zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen zu rechnen. Haushalte mit höherem Flexibilitätspotenzial und besseren Ressourcen können stärker profitieren als solche, bei denen diese Voraussetzungen nicht gegeben sind. Diese Problematik verschärft sich in einem liberalen Endkundenmarkt durch die zunehmende Vielfalt zeitvariabler Tarife und Bündelangebote.

Hinzu kommt, dass die in Abschnitt 4.2.3 herausgearbeiteten Anforderungen an die Allokation knapper Verteilnetzkapazität eine zentrale operative Steuerung erforderlich machen, die unabhängig von der Organisation des Endkundenmarktes beim Verteilnetzbetreiber zu verorten ist. Dadurch entsteht eine zusätzliche Koordinationsebene zwischen Netzbetrieb und Stromvertrieb, die in einem liberalen Endkundenmarkt mit vielen Akteuren tendenziell zu weiteren Informations- und Abstimmungsproblemen führt. Die Möglichkeit einer zeitlich hochaufgelösten Verbrauchserfassung und von Nachfrageflexibilisierung stellt die Ergebnisse aus dem vereinfachten Annahmenset daher nicht infrage, sondern stützt vielmehr die dort gewonnene Einschätzung, dass ein liberaler Endkundenmarkt mit hohen Koordinations- und Transaktionskosten verbunden ist.

Sowohl im Annahmenset mit Standardlastprofilen als auch in dem Annahmenset, in welchem zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung möglich ist, lässt sich festhalten: wenn aufgrund von Pfadabhängigkeiten oder aus anderen Gründen ein EOM oder CRM-Vertriebsobligationen gewählt wurden, sollte auf der Endkundenseite eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb erfolgen, um Erzeugungssicherheits- und Koordinationsprobleme zu vermeiden. Umgekehrt sollte bei einem liberalen

Endkundenmarkt auf der Erzeugungsseite ein CRM-Umsetzungswettbewerb gewählt werden, da der Regulierer dort die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität direkt absichern kann.

Insgesamt erscheint eine Kombination aus einem CRM-Umsetzungswettbewerb auf der Erzeugungsseite und einem zentralen öffentlichen Vertrieb auf der Endkundenseite, der ausgewählte Elemente eines liberalen Endkundenmarktes integriert, als vorzugswürdig. Auch wenn die Stromlieferverträge eines zentralen Vertriebs nur eine begrenzte Tarifdifferenzierung aufweisen und damit nicht alle individuellen Präferenzen der Endkunden vollständig abbilden, wird die Tarifwahl für Haushalte deutlich vereinfacht, und sie laufen weniger Gefahr, durch Lockangebote oder Wechselhürden in für sie ungünstigen Vertragskonstellationen zu verbleiben. Diese Ausgestaltung fügt sich zudem in die in Abschnitt 4.2.3 herausgearbeitete Notwendigkeit einer zentralen operativen Steuerung im Verteilnetz ein, da sie eine organisatorische Entkopplung von Netzsteuerung und Endkundenschnittstelle vermeidet bzw. deren Koordination erleichtert. Diese geringere Vielfalt an Stromlieferverträgen kann teilweise dadurch ausgeglichen werden, dass weitere Akteure an der Schnittstelle zwischen Vertrieben und Endkunden ergänzende Leistungen anbieten, etwa im Bereich des Risikomanagements, der Energieberatung, der Automatisierung oder der Abrechnung. Im Ergebnis werden dadurch nicht nur die Transaktionskosten der Endkunden, sondern auch die Koordinations- und Finanzierungskosten auf Seiten von Vertrieb und Erzeugung reduziert.

Die Analyse in Kapitel 4 zeigt, dass die Bewertung der Ausgestaltungsvarianten des Stromvertriebssystems unter Berücksichtigung der Verteilnetzebene und veränderter technischer Annahmen in zentralen Punkten konsistent mit den Ergebnissen des vereinfachten Analysesettings bleibt. Die folgenden Ausführungen knüpfen an diese Ergebnisse an und diskutieren darauf aufbauend weiterführende Implikationen für die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens.

5 Betrachtung, Einordnung und Bewertung von internationalen Stromvertriebssystemen

Nachdem in den vorangegangenen beiden Kapiteln zunächst Optionen für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität und anschließend – in Kombination mit diesen – verschiedene Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems betrachtet wurden, werden in diesem Kapitel beispielhaft verschiedene internationale Stromsysteme dargestellt und anhand der abstrakten Ergebnisse aus den Kapiteln 3 und 4 eingeordnet und bewertet. Dabei wird jeweils zunächst auf die Entwicklungen und Zuständigkeiten sowie anschließend auf die Organisation des Vertriebsmarktes eingegangen, bevor eine übergreifende Bewertung erfolgt. Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4.2.3 herausgearbeiteten Bedeutung der Verteilnetzebene und der dort verorteten operativen Steuerungs- und Allokationsaufgaben wird ergänzend jeweils kurz darauf eingegangen, wie in den betrachteten Ländern die Steuerung bzw. das Engpassmanagement im Verteilnetz organisatorisch ausgestaltet ist und welche Rolle dem Verteilnetzbetreiber dabei an der Schnittstelle zu den Haushalten zukommt. Dies erfolgt lediglich insoweit, wie sich daraus Rückschlüsse für die Koordination mit dem Stromvertrieb und für die verbraucherpolitische Einordnung ergeben.

In fast allen Ländern wurde der Strommarkt zunächst auf Basis regionaler und vertikal integrierter Monopole aufgebaut, die sich entweder in öffentlicher Eigentümerschaft befanden oder in privater Eigentümerschaft und umfangreich reguliert wurden. Alle Endkunden, sowohl Gewerbe- und Industrie- als auch Haushaltskunden, wurden von dem lokalen integrierten Versorger mit Strom beliefert. Im Zuge der Entflechtung der verschiedenen Wertschöpfungsstufen in vielen Ländern änderte sich dies schrittweise ab den 1990er Jahren. Während in Norwegen Haushaltskunden bereits seit 1993 ihren Stromvertrieb frei wählen können und dies wenige Jahre später auch in Schweden und Finnland ermöglicht wurde, erfolgte die Liberalisierung des Stromvertriebsmarktes für Haushaltskunden in Großbritannien und Deutschland erst im Jahr 1999. In der Schweiz wird die Liberalisierung des Endkundenmarktes auch für Haushaltskunden zwar seit einiger Zeit diskutiert, sie wurde jedoch bisher nicht umgesetzt.

In den folgenden Abschnitten werden die Stromvertriebssysteme von Norwegen, Großbritannien und der Schweiz betrachtet. Während es in Norwegen und Großbritannien grundsätzlich einen liberalen Endkundenmarkt gibt, der in unterschiedlicher Weise reguliert wird, werden die Haushaltskunden in der Schweiz durch den jeweiligen VNB mit Strom beliefert. Bei der Auswahl der Länder bestand das Ziel darin, möglichst unterschiedliche Stromvertriebssysteme vorzustellen und zu untersuchen, und damit zum einen die große Bandbreite an in der Realität existierenden Systemen darzustellen und zum anderen vielfältige Beispiele bzw. Anknüpfungspunkte für die theoretischen Überlegungen in den Kapiteln 3 und insb. 4 heranzuziehen. Der Betrachtungszeitraum der Entwicklungen des Stromsystems in den verschiedenen Ländern reicht bis zum Beginn des Jahres 2020. Durch die Entwicklungen im Rahmen der Corona-Pandemie und des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine wurden ab diesem Zeitpunkt eine Reihe neuer Regeln erlassen, die direkt oder indirekt die Stromsysteme beeinflussen und auf die Bewältigung der jeweiligen Krise ausgerichtet waren. Da es sich dabei nicht um kohärente und aufeinander abgestimmte sowie zudem oft lediglich temporäre Maßnahmen handelt, wird dieser

Zeitraum von der Betrachtung weitgehend ausgeschlossen und lediglich selektiv auf Entwicklungen nach 2020 eingegangen, sofern diese für die vorliegende Untersuchung relevant sind.

5.1 Stromvertriebssystem in Norwegen

5.1.1 Entwicklung und Zuständigkeiten

Der norwegische Energiemarkt, der 1990 mit einem neuen Energiegesetz[385] reformiert wurde, sieht vor, dass die Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb wettbewerblich organisiert und von der Übertragung entkoppelt sind, da es sich bei dieser Stufe um ein natürliches Monopol handelt, das reguliert wird. Zuvor gab es mehrere regionale Elektrizitätsmärkte mit je einem Versorgungsunternehmen, das die Aufgaben Erzeugung, Transport und Vertrieb vertikal integriert wahrgenommen hat.[386] In Norwegen gibt es einen Übertragungsnetzbetreiber, das staatliche Unternehmen Statnet, das seit 1992 von den anderen Wertschöpfungsstufen entflochten ist. Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Verbrauchern müssen ebenfalls von Erzeugung und Vertrieb rechtlich entflochten sein, was bedeutet, dass eine Trennung der Geschäftsbereiche erfolgen muss. Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Verbrauchern sind hingegen von dieser Regelung ausgenommen. 2020 gab es sieben VNB in der Kategorie über 100.000 angeschlossenen Verbrauchern, die zusammen 64 Prozent aller Verbraucher versorgt haben. In der Kategorie unter 100.000 angeschlossenen Verbrauchern gab es 89 VNB. Die Mehrheit der VNB in Norwegen befindet sich in öffentlicher Eigentümerschaft.[387] Die nationale Regulierungsbehörde reguliert diese Netzbetreiber im Hinblick auf Erlösobergrenzen, Netzzugangsbedingungen und Versorgungssicherheit, mit dem Ziel, eine effiziente Netznutzung und Versorgungssicherheit sicherzustellen.[388] In Norwegen gelten Netz und Netzsteuerung damit als klar abgegrenzter, monopolistischer Aufgabenbereich, der nicht direkt Wettbewerb ausgesetzt ist, was die institutionelle Trennung zwischen Netzsteuerung einerseits und liberalisiertem Endkundenvertrieb andererseits verdeutlicht.

Das Energiegesetz gibt den Rahmen für den norwegischen Elektrizitäts- und Gasmarkt vor. Die norwegische Regulierungsbehörde für Energie ist für die Durchsetzung vieler der Vorgaben aus dem Energiegesetz verantwortlich. Bei der norwegischen Regulierungsbehörde handelt es sich um eine rechtlich eigenständige Einheit, die über ein eigenes Budget verfügt, das ihr vom norwegischen Parlament zugeteilt wird. Sie reguliert alle Marktteilnehmer u. a. hinsichtlich ihrer Berichterstattungspflichten, nichtdiskriminierenden Verhaltens, Marktverhaltens und Transparenz sowie Verbraucherinformation. Die VNB werden speziell hinsichtlich ihres Informationsmanagements,

---

[385] Im Norwegischen wird das Energiegesetz als LOV-1990-06-29-50 „Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)“ bezeichnet. Auf Deutsch „Gesetz über die Erzeugung, die Umwandlung, die Übertragung, den Verkauf, die Verteilung und die Nutzung von Energie usw. (Energiegesetz)“.

[386] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 3 f.).

[387] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 9).

[388] Die norwegische Regulierungsbehörde für Energie geht aus dem Norwegischen Wasserressourcen- und Energiedirektorat (norwegisch „Norges vassdrags- og energidirektorat“, NVE) und der Regulierungsbehörde für Energie (norwegisch „Reguleringsmyndigheten for energi“, RME) hervor, und wird daher abgekürzt als NVE-RME bezeichnet.

Vertriebswechseln, Messdienstleistungen und Abrechnung sowie ihrer Netzerlöse reguliert. Dabei kooperiert die norwegische Regulierungsbehörde je nach Gebiet mit der Wettbewerbsbehörde, der Finanzaufsicht oder dem Verbraucherschutzrat. Die norwegische Regulierungsbehörde ist Mitglied der Organisation für die Kooperation der nordischen Energieregulierer (Nordic Energy Regulators, NordREG) sowie auf europäischer Ebene Mitglied des Rats der europäischen Energieregulierer (Council of European Energy Regulators, CEER) und nicht stimmberechtigtes Mitglied der Agentur für die Kooperation der Energieregulierer (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER).[389]

Um Netzengpässe beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu berücksichtigen, gibt es in Norwegen verschiedene Preiszonen. Der norwegische Übertragungsnetzbetreiber legt die zonenübergreifenden Übertragungsbeschränkungen jeweils täglich für den nächsten Tag fest. Bisher ist Norwegen in 5 Preiszonen eingeteilt. Es ist jedoch vorgesehen, dass die Einteilung angepasst wird, wenn es grundlegende Veränderungen im Netz oder in der geografischen Verteilung von Erzeugung oder Nachfrage gibt.[390]

5.1.2 Organisation des Vertriebsmarktes

5.1.2.1 Anbieterstruktur

Kurz nach der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes 1991 wurde auch der Haushaltskundenmarkt für neue Anbieter geöffnet. In Norwegen gibt es mittlerweile ca. 160 Anbieter, die Haushaltskunden beliefern, wobei die meisten Vertriebe nur Kunden in bestimmten Regionen beliefern.[391] Oft handelt es sich dabei um das Gebiet des mit ihnen vertikal verbundenen Verteilnetzbetreibers. Nur eine kleinere Anzahl von Vertrieben beliefert Kunden landesweit. Die drei größten Vertriebe haben zusammen einen Marktanteil von etwa 37 Prozent.[392] Auf Ebene der einzelnen Gebiete haben die dort führenden Vertriebe, bei denen es sich ganz überwiegend um diejenigen handelt, die mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber vertikal integriert sind, jedoch einen durchschnittlichen Marktanteil von etwa 70 Prozent.[393]

5.1.2.2 Angebotene Tarife

Im Jahr 1996 wurde durch die Elektrizitätswirtschaft und die Verbrauchervertretung eine Standardvereinbarung für die Energieversorgung entworfen, die Vorgaben zur Tarifgestaltung und weiteren vertraglichen Regelungen, wie Vertragsschluss, -kündigung, Ablesung und Informationsaustausch enthält. Für Tarife, die der Standardvereinbarung entsprechen, mussten die Vertriebe die Preise regelmäßig an die Regulierungsbehörde melden, die sie anschließend auf einer öffentlichen Preisvergleichsplattform veröffentlichte. 2015 wurde die alte Vergleichsplattform von einer neuen abgelöst, die vom norwegischen Konsumentenrat[394] betrieben wird. Die norwegische

[389] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 3).
[390] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 21).
[391] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 32).
[392] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112).
[393] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 32).
[394] Norwegisch: Forbrukerrådet.

Regulierungsbehörde hat eine neue Meldeverordnung für diese Plattform entwickelt, die die bestehende Meldepflicht bei der norwegischen Wettbewerbsbehörde erweitert und ersetzt. Die neue Verordnung verpflichtet die Einzelhändler, Informationen über alle Stromverträge zu melden.[395] Vertriebe können zwar auch Verträge anbieten, die von der Standardvereinbarung abweichen, die meisten Vertriebe bieten jedoch Tarife an, die der Standardvereinbarung entsprechen.[396] Dadurch werden in Norwegen zwar eine Vielzahl unterschiedlicher Tarife angeboten, die sich jedoch überwiegend drei verschiedenen Gruppen zuordnen lassen: Festpreistarife, Tarife mit einem variablen Verbrauchspreis und Tarife, die an den Spotpreis gekoppelt sind.

Bei den Festpreistarifen wird ein Verbrauchspreis für die gesamte Vertragslaufzeit vom Vertrieb festgelegt.[397] Für die Endkundenbindung ist dabei eine maximale Zeitspanne von drei Jahren regulatorisch vorgegeben. Die Verträge sind meist auf ein bis drei Jahre angelegt, wobei Einjahresverträge am häufigsten angeboten werden. Auch die Kunden können den Vertrag nicht vorzeitig beenden. Der Vertriebspreis bewegt sich Untersuchungen zufolge bei den angebotenen Festpreistarifen nahe am Großhandelspreis, jedoch mit einiger Verzögerung und es wird zusätzlich eine Vertriebsgebühr erhoben.[398]

Tarife mit einem variablen Verbrauchspreis sehen vor, dass der Vertrieb einen Preis festlegt, diesen jedoch einmal wöchentlich anpassen darf, wenn er seine Kunden mit mindestens zwei Wochen Vorlauf über die Preisanpassung informiert.[399] Tarife mit einem variablen Verbrauchspreis können aber beispielsweise auch eine Preisgarantie enthalten, die den Preis für einen gewissen Zeitraum festlegt oder eine Preisobergrenze festlegen und sich somit Festpreistarifen annähern.[400] Wenn sich der Preis substanziell ändert, müssen die Verbraucher direkt informiert werden, ansonsten genügt beispielsweise eine Veröffentlichung auf dem öffentlichen Preisvergleichsportal.[401]

Bei Spotpreistarifen wird der Verbrauchspreis direkt an den stündlichen Spotmarktpreis auf dem Großhandelsmarkt gekoppelt, wofür die Installation eines Smart Meters bei den Kunden Voraussetzung ist, und enthält meist eine zusätzliche Vertriebsgebühr.[402] Die Vertriebsaufschläge liegen zwischen 3 und 10 Prozent des durchschnittlichen Spotmarktpreises.[403]

Der Tarif mit variablem Verbrauchspreis war lange Zeit das Standardprodukt, d. h., wenn ein Kunde nie den Tarif gewechselt hat, hatte dieser Kunde einen solchen Tarif bei dem Vertrieb, der früher oder noch immer mit dem Verteilnetzbetreiber integriert war bzw. ist. Es ist zu beobachten, dass die Vertriebspreise in solchen Tarifen zwar dem Großhandelspreis relativ eng folgen, dass es aber zu

[395] Vgl. NORWEGIAN ENERGY REGULATORY AUTHORITY (NVE-RME) (2025).
[396] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 7 f.).
[397] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112).
[398] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 8 und S. 15 f.).
[399] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112).
[400] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 34).
[401] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 8).
[402] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112).
[403] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 18 f.).

größeren Abweichungen kommt, wenn der Großhandelspreis stark sinkt.[404] Inzwischen wurde der Tarif mit variablem Verbrauchspreis durch den Spotmarkttarif als Standardprodukt weitgehend abgelöst. Viele Vertriebe sind sogar dazu übergegangen, nur noch Spotpreistarife anzubieten. Diese sind für sie günstiger zu administrieren, da beispielsweise die Kunden nicht über Preisanpassungen informiert werden müssen, und das Großhandelspreisrisiko nicht für die Kunden abgesichert werden muss.[405]

Alle Tarife können eine zusätzliche Grundgebühr enthalten oder mit anderen Produkten (wie Wertgutscheinen, Meilen für die Sammelprogramme von Fluggesellschaften oder technischen Geräten) gebündelt werden. Zusätzlich kann auch ein Nachweis von mehr Grünstromzertifikaten Teil des Tarifs sein, als gesetzlich für Vertriebe vorgeschrieben ist. Flatratetarife, bei denen die Kunden jeden Monat einen festen Betrag zahlen, unabhängig von ihrem tatsächlichen Verbrauch und den aktuellen Spotmarktpreisen, sind in Norwegen verboten, da sie regulatorischen Vorgaben bzgl. der Abrechnung entgegenstehen. Aufgrund des saisonal sehr unterschiedlichen Strombedarfs erhalten Kunden dabei systematisch im Sommer zu hohe und im Winter zu niedrige Rechnungen.[406]

Um sicherzustellen, dass Verbraucher jederzeit mit Elektrizität versorgt werden, auch wenn sie nicht aktiv einen Tarif gewählt haben oder im Falle der Insolvenz eines Vertriebes, werden die mit den Verteilnetzbetreibern verbundenen Vertriebe verpflichtet, einen Grundversorgungstarif bereitzustellen, den Verbraucher automatisch erhalten, wenn sie keine Entscheidung für einen anderen Vertrieb oder Tarif treffen. Der Grundversorgungstarif soll jedoch so gestaltet sein, dass die Kunden einen Anreiz haben, einen anderen Vertrieb oder Tarif zu wählen. Daher wird nur für die ersten sechs Wochen ein maximaler Aufschlag auf den Großhandelspreis regulatorisch vorgegeben. Die Hürden für Verteilnetzbetreiber in der Rolle des Grundversorgers, Kunden, die ihre Rechnungen nicht bezahlen, keinen Strom mehr zu liefern, sind sehr hoch, was für sie mit hohen und schwer kalkulierbaren Kosten einhergeht.[407]

Im Vergleich mit seinen Nachbarländern (Großbritannien, Schweden, Dänemark und Finnland) aber auch global betrachtet hat Norwegen einen der niedrigsten Preise für Strom, sowohl für Haushalts- als auch für Industriekunden.[408] Der Strompreis, den die Endkunden zahlen, setzt sich aus dem Spotmarktpreis, einer Vertriebsmarge, einem Entgelt für die Nutzung des Verteil- und Übertragungsnetzes, Elektrizitätssteuer, Mehrwertsteuer, einem Beitrag für den Energiefonds (zur Unterstützung der Senkung der Treibhausgasemissionen und der Erhöhung der Versorgungssicherheit) sowie dem Preis für Grünstromzertifikate zusammen. Nur etwa 30 Prozent der gesamten Stromkosten für einen Haushalt hängen mit dem Stromvertrieb zusammen.[409]

---

[404] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 8 f. und S. 24).
[405] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 8).
[406] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 24 und S. 34).
[407] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 32 f. und S. 42).
[408] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112 f.).
[409] Vgl. NORDIC ENERGY REGULATORS (NORDREG) (2017, S. 6).

5.1.2.3 Nachfrage

Auf Haushaltskunden entfällt in Norwegen etwa ein Viertel bis ein Drittel des gesamten Stromverbrauchs.[410] Haushalte in Norwegen sind bereits stark elektrifiziert, da viel mit Strom geheizt wird[411] und viele Haushalte batterieelektrische Fahrzeuge besitzen. Dies führt dazu, dass die Haushaltsstromverbräuche weltweit mit am höchsten sind[412] und Stromkosten einen beträchtlichen Anteil der Haushaltskosten ausmachen. Langfristig rechnet die Regulierungsbehörde mit einem Anstieg der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte auf 159 TWh in 2030 und 175 TWh in 2040, was einem Anstieg von mehr als 30 Prozent im Vergleich zum Niveau von 2021 entspricht.[413]

Norwegen hat bereits eine fortgeschrittene Smart Meter-Infrastruktur, über die stündliche Abrechnung und die Übermittlung bzw. Steuerung möglich ist, für alle Haushalte und Messpunkte eingeführt. Smart Meter sind in 98 Prozent aller norwegischen Messpunkte installiert, womit etwa 2,9 Millionen Haushalte und 99,5 Prozent der gesamten Stromnachfrage erfasst werden. Die norwegische Regulierungsbehörde gab 2011 vor, dass alle Haushalte bis 2019 Smart Meter installiert haben müssen, unterstützte den Rollout jedoch nicht zusätzlich über ein Förderinstrument. Die Smart Meter sind so ausgestaltet, dass sie eine zwei-Wege-Kommunikation ermöglichen: zum einen registrieren sie den stündlichen Stromverbrauch und senden die Information automatisch an den jeweiligen Verteilnetzbetreiber. Zum anderen kann der Verteilnetzbetreiber Echtzeitinformationen über den Verbrauch und die aktuellen Preise an die Konsumenten senden. Die Verteilnetzbetreiber sind zwar nicht verpflichtet, Verbrauchern diese Informationen zur Verfügung zu stellen, müssen aber anderen Akteuren ermöglichen, Kunden mit diesen Informationen oder Demand Response-Dienstleistungen über die Smart Meter zu versorgen.[414]

5.1.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden

Etwa 75 Prozent der Haushalte haben einen Spotpreistarif.[415] Für den Anstieg der Nachfrage dieses Produkts, insb. Anfang der 2000er Jahre, kann beigetragen haben, dass die norwegische Wettbewerbsbehörde 2003 angefangen hat, auch über diesen Tarif Preisinformationen auf ihrer Webseite zu veröffentlichen.[416] Gründe dafür, weshalb der Spotpreistarif in Norwegen beliebter ist, als in anderen Ländern, werden vor allem darin gesehen, dass durch den hohen Anteil von Strom aus Wasserkraft zwar relativ hohe saisonale Preisschwankungen auftreten, diese zwischen einzelnen Stunden dafür jedoch eher gering sind. Zudem waren zuvor Tarife mit variablem Verbrauchspreis am geläufigsten, bei denen bereits regelmäßig und häufiger als bei vergleichbaren Tarifen in anderen Ländern Preisanpassungen stattfanden, weshalb die Kunden sich schrittweise an dieses Konzept

[410] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 105).

[411] Norwegen hat den weltweit größten Anteil an Wärmepumpen je Haushalt: 2020 waren über eine Million Wärmepumpen installiert. Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 104).

[412] 2020 lag der Haushaltsstromverbrauch bei 133,7 TWh. Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 104).

[413] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 105).

[414] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 64 und S. 112).

[415] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112).

[416] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 24).

gewöhnen konnten.[417] Einen Tarif mit variablem Verbrauchspreis haben inzwischen nur noch 22 Prozent der Haushalte und einen Festpreistarif nur 2,5 Prozent.[418]

Im Jahr 2020 fanden 620.000 Vertriebswechsel statt, was einer Wechselquote von 19 Prozent entspricht.[419] Der Anteil an Haushaltskunden in der Grundversorgung betrug 2,1 Prozent, wobei ein Rückgang von 16 Prozent im Vergleich zu 2019 stattfand.[420] Viele Kunden haben weiterhin Verträge mit dem etablierten Vertrieb in ihrer Region, der oftmals mit dem Verteilnetzbetreiber integriert ist. In den letzten Jahren ist dieser Anteil jedoch stetig gesunken.[421]

5.1.2.5 Staatliche Regulierung

Zum Schutz der Verbraucher gibt es im Stromvertriebsmarkt eine relativ umfangreiche staatliche Regulierung. Zusätzlich gibt es weitere staatliche Akteure, die an der Schnittstelle zu den Endkunden aktiv sind. Die Organisation des norwegischen Strommarktes folgt zwar auf der einen Seite weitgehend der Überzeugung, dass sich ein liberaler Endkundenmarkt positiv für die Konsumenten im Hinblick auf Preise sowie angebotene Produkte auswirkt und dass eine hohe Wechselquote zur Förderung des Wettbewerbs wichtig ist. Auf der anderen Seite gibt es jedoch weiterhin vertikal integrierte Vertriebe und regulatorische Vorgaben für Vertriebe. Diese zentralen Vorgaben und der Einsatz staatlicher Akteure an der Schnittstelle zu den Konsumenten zielen darauf ab, Endkunden zu schützen sowie die Wechselbereitschaft der Kunden zu erhöhen und Vorteile für vertikal integrierte Vertriebe abzubauen.

In der Vergangenheit stellten die Verteilnetzbetreiber und die Vertriebe für die Netznutzung und den Strombezug separate Rechnungen an die Endkunden. Nur Vertriebe, die mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber integriert waren, konnten eine gemeinsame Rechnung stellen. Der Erhalt mehrerer Rechnungen erzeugt bei den Endkunden u. U. höhere Transaktionskosten, weshalb die gemeinsame Rechnungsstellung als potenzieller Wettbewerbsvorteil für die etablierten Vertriebe angesehen wurde. 2005 wurde daher zunächst erwogen, eine gemeinsame Abrechnung grundsätzlich zu verbieten; diese Regelung wurde jedoch nicht eingeführt.[422] Inzwischen gibt es die Regelung, dass ein Verteilnetzbetreiber, wenn er eine gemeinsame Abrechnung für einen Vertrieb anbietet, dieses Angebot auch allen anderen Vertrieben machen muss. Für die Abrechnung gibt es weiterhin die Vorgaben, dass diese mindestens vierteljährlich erfolgen, sowie Angaben über den Preis, die verbrauchte Menge sowie darüber, ob es sich um einen Grundversorgungstarif handelt, enthalten muss.[423] Um Verbrauchern darüber hinaus Informationen bereitzustellen bzw. um sie auf die Existenz des staatlichen Vergleichsportals aufmerksam zu machen, sind Verteilnetzbetreiber bzw. Vertriebe in der Abrechnung

[417] Vgl. LITTLECHILD (2006, S. 141 f.).

[418] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2022, S. 112).

[419] Diese Zahl bezieht sich sowohl auf Haushalts- als auch auf Nichthaushaltskunden. Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 35).

[420] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 35).

[421] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 22 f.).

[422] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 5).

[423] Vgl. NORDIC ENERGY REGULATORS (NORDREG) (2017, S. 17).

dazu verpflichtet, neutrale Informationen über den Vertriebswechsel, Möglichkeiten zum Preisvergleich, Beschwerdemöglichkeiten und die Grundversorgung bereitzustellen.[424]

Neben den Regelungen für die Rechnungsstellung gibt es weitere Vorgaben für vertikal integrierte Vertriebe und Verteilnetzbetreiber. Seit 2021 müssen die Kundendaten des Verteilnetzbetreibers und des mit ihm verbundenen Vertriebes separat erfasst werden, um zu verhindern, dass die Vertriebe einen Vorteil aus der Nutzung der Daten des integrierten Verteilnetzbetreibers ziehen und dadurch einen Vorteil gegenüber unabhängigen Vertrieben haben. Seit 2022 muss sich auch der Unternehmensauftritt des Verteilnetzbetreibers und des mit ihm verbundenen Vertriebes nach außen unterscheiden, damit Kunden die beiden Geschäftsbereiche besser auseinanderhalten können und um somit Markteintrittsbarrieren für andere Vertriebe zu reduzieren. Die Regulierungsbehörde hat daher einen Gesetzentwurf erarbeitet, nachdem für den Netzbetrieb und das Vertriebsgeschäft für die Kunden sichtbar unterschiedliche Bereiche bzw. Marken aufgebaut werden müssen, wodurch es für die Kunden einfacher werden soll, Verteilnetzbetreiber und Vertriebe zu unterscheiden sowie ihre unterschiedlichen Rollen zu verstehen. Die dadurch erfolgende Angleichung der Position unabhängiger Vertriebe soll den Wettbewerbsdruck auf dem Endkundenmarkt erhöhen.[425]

Aufgrund von Beschwerden über hohe Wechselgebühren, die den Konsumenten von den etablierten Vertrieben auferlegt wurden, sowie absichtliche Verzögerungen von Wechselprozessen wurden 1992[426] Wechselkosten erstmals begrenzt und der maximale Betrag 1995 deutlich gesenkt, bevor sie 1997 ganz verboten wurden. Den Konsumenten durften im Zuge des Wechsels keine direkten Kosten mehr auferlegt werden. Auch können Konsumenten nun jederzeit wechseln und nicht mehr, wie bis 1998, nur quartalsweise.[427] Da ein Wechsel jedoch auch mit Transaktionskosten für die Informationsbeschaffung- und Auswertung verbunden ist und die Informationsasymmetrie als eines der bedeutendsten Probleme des Vertriebsmarktes angesehen wird, zielen auch viele regulatorischen Maßnahmen auf die Verbesserung der Informationssituation von Stromkunden ab.[428]

5.1.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden

Um die Suche nach einem passenden Vertrieb für Verbraucher zu erleichtern und ihnen verlässliche Informationen zur Verfügung zu stellen, gibt es ein staatliches Preisvergleichsportal, das auf den Preisdaten beruht, zu deren Meldung die Vertriebe regulatorisch verpflichtet sind. 2020 entstand eine Kooperation zwischen dem Konsumentenrat und der Regulierungsbehörde, um sicherzustellen, dass alle aktiven Tarife an das Preisvergleichsportal gemeldet werden. Auf diese Weise soll auch sichergestellt werden, dass die Regulierungsbehörde Verstöße gegen die Informationsweitergabepflichten schneller ahnden kann.[429] Das Preisvergleichsportal wird vom norwegischen Konsumentenrat betrieben und stellt Informationen über alle am Markt angebotenen

[424] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 42).

[425] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 9 und S. 32).

[426] Zu dieser Zeit war der Vertriebsmarkt noch nicht für Haushaltskunden geöffnet und die Regelung bezog sich somit ausschließlich auf Gewerbe- und Industriekunden.

[427] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 4).

[428] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 34).

[429] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 24).

Tarife sowie Schätzungen über Gesamtkosten inklusive Netznutzungsgebühren und Steuern abhängig von der Abnahmemenge zur Verfügung. Preisangebote und -anpassungen gelten ab zwei Wochen nach ihrer Veröffentlichung.[430] Über das Preisvergleichsportal können auch Wechsel durchgeführt werden. Neben der vom Konsumentenrat betriebenen Vergleichsplattform gibt es noch weitere private Preisvergleichsportale.

Die Regulierungsbehörde beschäftigt sich mit Beschwerden und Streitigkeiten zwischen Kunden und Vertrieben im Zusammenhang mit Ablesung, Rechnungsstellung, Vertriebswechsel, der Neutralität und Nichtdiskriminierung von Wettbewerbern und der Qualität der Versorgung. Die norwegische Beschwerdestelle für Elektrizität hilft Kunden beim Umgang mit Beschwerden und Streitigkeiten, die nicht direkt mit dem jeweiligen Vertrieb bzw. Verteilnetzbetreiber geklärt werden können. Die Beschwerdestelle besteht aus zwei Repräsentanten, die vom norwegischen Konsumentenrat ernannt wurden und zwei Repräsentanten der Elektrizitätswirtschaft und wird von einem Juristen geleitet. 2020 erhielt die Beschwerdestelle für Elektrizität 593 schriftliche Beschwerden und erreichte in 149 Fällen Entscheidungen.[431]

5.1.3 Bewertung

In Norwegen gibt es zwar einen liberalen Endkundenmarkt, aber eine umfangreiche Regulierung und weitere, teilweise öffentliche, Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden. Beispielsweise gibt es vorgegebene Standardverträge, von denen zwar abgewichen werden darf, was jedoch kaum gemacht wird, sowie Verpflichtungen zur Informationsbereitstellung über aktuelle Preise. Weitere wichtige Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden sind insb. das staatliche Stromvergleichsportal, das auf den Preisdaten beruht, zu deren Meldung die Vertriebe regulatorisch verpflichtet sind, sowie die Beschwerdestelle. Letztere hilft Kunden bei Streitigkeiten, die nicht direkt mit dem Vertrieb oder Verteilnetzbetreiber beigelegt werden können.

Es kann geschlussfolgert werden, dass die Endkunden durch die regulatorischen Vorgaben und die zusätzlichen Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden im Rahmen der Möglichkeiten in einem liberalen Endkundenmarkt vergleichsweise gut geschützt sind. Dennoch ist es sehr wahrscheinlich, dass es aufgrund der Marktmacht der Vertriebe und der schlechteren Informationslage der Haushaltskunden zu Problemen und bei Haushaltskunden aufgrund der großen Angebotsvielfalt und im Zuge von Wechselprozessen zu hohen Transaktionskosten kommt. Zudem tragen Haushaltskunden in Norwegen ein relativ großes Risiko hinsichtlich schwankender Strompreise, das weder von den Vertrieben noch von anderen Akteuren umfangreich abgefangen oder jedenfalls derart begrenzt wird, dass es nur den Anteil des Strombezugs umfasst, der durch die Haushalte zeitlich verlagert oder vermieden werden kann. Aufgrund kurzfristig möglicher Vertriebswechsel für Endkunden lassen sich aus Sicht der Vertriebe Investitionen in Erzeugungskapazität nicht langfristig absichern.

[430] Vgl. VON DER FEHR / HANSEN (2009, S. 9).
[431] Vgl. LANGSET / NIELSEN (2021, S. 42 f.).

5.2 Stromvertriebssystem in Großbritannien

5.2.1 Entwicklung und Zuständigkeiten

Der britische Strommarkt[432] bestand bis 1999 aus vertikal integrierten Gebietsmonopolisten. Mit dem Energy Act 1989 wurde zunächst eine Privatisierung angestoßen, der anschließend eine schrittweise Liberalisierung folgte. Es wurde ein Lizenzierungsregime für die Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb eingeführt. Zunächst wurde dabei eine Übertragungslizenz der National Grid Company gewährt und drei Erzeugungslizenzen National Power (inzwischen RWE), PowerGen (inzwischen E.ON) und Nuclear Electric (inzwischen EDF Energy) übertragen. Im Bereich der Versorgung und Verteilung wurden die bestehenden regionalen Monopole der 14 Gebietskörperschaften zunächst durch die Erteilung öffentlicher Stromversorgungslizenzen an regionale Stromversorgungsunternehmen aufrechterhalten, wobei eine schrittweise Einführung des Vertriebswettbewerbs zunächst für Großkunden mit einem Spitzenbedarf von mehr als 1 MW vorgesehen war. Lizenzen wurden an die bestehenden Versorger auch zur Belieferung von Kunden in anderen Regionen sowie an neue Versorger vergeben. Eine weitere Marktöffnung fand 1994 für Kunden mit einem Spitzenbedarf von mehr als 100 kW statt und schließlich 1998/99 für den übrigen Markt.[433] Die 12 regionalen Elektrizitätswerke wurden 1990 in unabhängige regionale Elektrizitätsgesellschaften umgewandelt und privatisiert. Die schottischen regionalen Elektrizitätswerke wurden 1991 privatisiert, mit Ausnahme der Kernkraftwerke, die an Scottish Nuclear übergingen. PowerGen und National Power wurden 1991 privatisiert. Die Anteile von Nuclear Electric und Scottish Nuclear wurden zu British Energy zusammengeführt, was 1996 privatisiert wurde.[434]

Ergänzend ist festzuhalten, dass im britischen Stromsystem auch die Verteilnetzebene institutionell klar von den wettbewerblichen Aktivitäten auf der Erzeugungs- und Vertriebsseite getrennt ist. Die regionalen Verteilnetze werden als natürliche Monopole reguliert. Die Verantwortung für Betrieb, Instandhaltung und Ausbau der Verteilnetze liegt damit bei den Verteilnetzbetreibern, während die Belieferung der Haushalte mit Strom durch wettbewerbliche Anbieter erfolgt. Die operative Steuerung des Netzes, einschließlich des Umgangs mit Netzengpässen, ist folglich dem monopolistisch organisierten Netzbetrieb zugeordnet und nicht Teil der wettbewerblichen Marktprozesse. Diese institutionelle Trennung prägt die Organisation der Schnittstelle zwischen Netzsteuerung und Endkundenbelieferung im britischen Stromsystem.

Ein großer Teil der Energiepolitik ist der britischen Regierung vorbehalten, aber die walisische und die schottische Regierung spielen in mehreren Bereichen eine wichtige Rolle, etwa bei der Energieeffizienz und der Energiearmut. Solange das Vereinigte Königreich Mitglied der EU war, hatte auch das EU-Recht einen erheblichen Einfluss auf den britischen Energiesektor.[435] Der regulatorische und politische

[432] Betrachtet wird hier Großbritannien, d. h. England, Schottland und Wales. In Nordirland, das neben den zuvor genannten Ländern Teil des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland ist, hat sich hingegen ein anderes Marktmodell entwickelt, das hier nicht Teil der Betrachtung ist.

[433] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 98 f.).

[434] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 314).

[435] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 15).

Rahmen, der die Energiemärkte Großbritanniens regelt, ist in der britischen Gesetzgebung und in Lizenzen, die das Amt für Gas- und Elektrizitätsmärkte (Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem) den Energiemarktteilnehmern erteilt, sowie in Branchenkodizes und detaillierten multilateralen Branchenvereinbarungen festgelegt. Das Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie (Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS) trägt die Hauptverantwortung für die Gewährleistung einer sicheren, sauberen und erschwinglichen Energieversorgung des Vereinigten Königreichs.[436] Ofgem ist die Regulierungsbehörde für den Elektrizitäts- und Gassektor in Großbritannien und befasst sich im Wesentlichen mit der Preisregulierung für die Bereiche des Elektrizitäts- und Gasmarktes, die natürliche Monopole sind, sowie mit der Entwicklung von Regeln und Vorschriften zur Gestaltung des Wettbewerbs auf den Groß- und Einzelhandelsmärkten.[437] Ihre zentrale Aufgabe ist der Schutz der Verbraucherinteressen, wozu die Verringerung der Treibhausgasemissionen, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Regulierung wettbewerblicher Märkte für die Gas- und Stromversorgung und den Einzelhandel gehören. Ofgem ist unabhängig von der Regierung, aber gegenüber dem britischen Parlament rechenschaftspflichtig. Ofgem wird von der Gas- und Elektrizitätsmarktbehörde (Gas and Electricity Markets Authority, GEMA) geleitet und durch jährliche Lizenzgebühren finanziert, die von den lizenzierten Unternehmen gezahlt werden.[438] Ofgem hat gemäß dem Competition Act 1998 gemeinsame Befugnisse mit der Wettbewerbs- und Marktbehörde (Competition and Markets Authority, CMA). Diese ermöglichen es Ofgem, gegen wettbewerbswidriges Verhalten vorzugehen, z. B. gegen Vereinbarungen, die den Wettbewerb verhindern, einschränken oder verzerren, und gegen den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung.[439] Ofgem war bis zum Austritt Großbritanniens aus der Europäischen Union Mitglied von ACER und CEER.[440] Die CMA ist die wichtigste Wettbewerbs- und Verbraucherschutzbehörde Großbritanniens. Sie ist eine unabhängige, nicht ministerielle Regierungsbehörde, die für die Durchführung von Untersuchungen zu Fusionen, Märkten und regulierten Branchen sowie für die Durchsetzung des Wettbewerbsrechts zuständig ist.[441]

5.2.2 Organisation des Vertriebsmarktes

5.2.2.1 Anbieterstruktur

Im Rahmen der Liberalisierung entstanden durch Zusammenschlüsse der vormals 14 vertikal integrierten Energieversorger und den Eintritt von British Gas in den Stromvertriebsmarkt die sogenannten „Big 6“: die sechs Energieversorgungsunternehmen, die den größten Anteil der Haushaltskunden versorgen. Zusammen belieferten die sechs großen Energieunternehmen 2016 knapp 90 Prozent der Haushaltskunden in Großbritannien mit Energie und erzeugten über 70 Prozent der gesamten Stromerzeugung in Großbritannien. Sie sind alle vertikal integriert, d. h. sie sind sowohl

[436] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 19).
[437] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 96).
[438] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 20).
[439] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 101).
[440] Seit dem EU-Austritt Großbritanniens ist Ofgem nur noch Mitglied von CEER.
[441] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 20).

in der Stromerzeugung als auch im Vertriebsbereich tätig.[442] Die derzeitigen Trends deuten allerdings darauf hin, dass der Grad der vertikalen Integration auf dem britischen Strommarkt abnimmt, was an der Abspaltung von EE-Sparten, Kapazitätsmarktauktionen und dem Einsatz von Differenzkontrakten im Erzeugungsbereich liegt. Der Marktanteil unabhängiger Vertriebe ist in den letzten Jahren stark gestiegen und lag 2016 bei 13 Prozent.[443] Obwohl in den Jahren 2018 und 2019 zwölf Vertriebe den Markt verlassen haben, sank die Marktkonzentration aufgrund des Marktanteilszuwachses mittelgroßer Vertriebe, da diese den Großteil der Kunden von den ausscheidenden Vertrieben übernommen haben.[444] So betrug der Marktanteil der sechs großen Vertriebe 2019 nur noch 70 Prozent.[445] Gründe für die Marktaustritte waren laut Ofgem u. a., dass Vertriebe sich nicht ausreichend gegen steigende Großhandelspreise abgesichert hatten, aggressive Expansionsstrategien, Rückzüge der Muttergesellschaften oder anderer Investoren, mangelhafte Unternehmensführung sowie unzureichende Investitionen in Systeme und Prozesse zur Unterstützung einer angemessenen Kundenbetreuung. 2019 gab es 58 aktive Stromvertriebe, von denen 56 sowohl Strom- als auch Gastarife anboten und zwei ausschließlich Stromtarife. Zusätzlich gab es 28 sogenannte White-Label-Anbieter, die Produkte anderer Vertriebe unter ihrem Markennamen vertreiben, die überwiegend regional ausgerichtet waren.[446]

5.2.2.2 Angebotene Tarife

Die Anzahl der angebotenen Tarife lag 2019 bei etwa 220 und steigt aufgrund neuer Tariftypen, wie spezieller Tarife für elektrische Fahrzeuge, in den letzten Jahren leicht an.[447] Der „Standard Variable Tariff“ (SVT) ist der Standardtarif für Stromkunden, die nicht aktiv einen anderen Tarif auswählen. Vertriebe sind regulatorisch verpflichtet, einen SVT anzubieten. Der Preis dieses Tarifs kann jederzeit angepasst werden unter der Bedingung, dass Kunden mindestens 30 Tage im Voraus über die geplanten Preisänderungen informiert werden. SVT haben keine festen Vertragslaufzeiten sondern laufen, bis die Kunden aktiv wechseln.[448] Die Preise für SVT liegen im Durchschnitt etwas höher als die von anderen Tarifen, wobei sich die Preise zwischen Tarifen insgesamt sehr stark unterscheiden.[449] Auch die Erlöse je kWh für die Vertriebe liegen über den Erlösen aus anderen Tarifen: im Zeitraum von 2011 bis 2015 betrug dieser Unterschied 11 Prozent.[450] Andere Tarife werden von Vertrieben häufig eingesetzt, um Kunden zu akquirieren, und werden bewusst so gestaltet, dass sie oben in den Listen der Vergleichsportale erscheinen. Allerdings ist es auch Teil der Strategie vieler Vertriebe, die Preise dieser anderen Tarife nicht so günstig zu setzen, dass eigene SVT-Kunden in diese Tarife wechseln. Weiterhin werden vereinzelt Festpreistarife angeboten, bei denen der Preis für einen längeren Zeitraum

[442] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 95).
[443] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 315 und S. 318).
[444] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 26).
[445] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 79).
[446] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 28 f.).
[447] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 48).
[448] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 374, S. 393 und S. 379).
[449] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 36).
[450] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 374).

nicht durch den Vertrieb angepasst werden kann, deren Preise jedoch meist über denen von SVT liegen.[451] Die Anzahl der Grünstromtarife ist stark angestiegen und lag 2019 bei 59, was 34 Prozent der insgesamt angebotenen Tarife entspricht.[452] Gas und Strom werden häufig gebündelt im Rahmen sogenannter „Dual Fuel"-Tarife angeboten.[453]

Der Anteil von Tarifen, bei denen die Abrechnung gemäß des Verbrauchszeitraums erfolgt (sogenannte „time-of-use tariffs"), oder spezieller Tarife für elektrische Fahrzeuge, ist aufgrund des langsamen Anstiegs der Anzahl von Smart Metern gering.[454] 2019 gab es 11 sogenannte „smarte" Tarife, die von etwa 4 Millionen Stromkunden gewählt wurden. Die meisten dieser Tarife sind statisch, was bedeutet, dass es ex ante festgelegte Hoch- und Niedrigpreiszeiten gibt. Es gibt jedoch bereits Tarife, die eine halbstündliche Abrechnung des Verbrauchs anbieten. Die größte Hürde für smarte Tarife stellt die noch nicht flächendeckende Verbreitung von Smart Metern dar, sowie dass solche Tarife im Hinblick auf die Vertragsgestaltung, die Preiskalkulation und die Gewährleistung von Datenschutz eine besonders hohe Komplexität aufweisen.[455]

Bezüglich der Abrechnung existieren drei verschiedene Möglichkeiten: Standardkredit, Lastschriftverfahren oder Vorauszahlung. Bei den meisten Tarifen stehen für die Kunden Standardkredit und Lastschriftverfahren zur Auswahl. Oftmals werden Rabatte angeboten, wenn Kunden sich für das Lastschriftverfahren entscheiden.[456] Die Abrechnungsvariante Vorauszahlung ist hingegen meist keine Wahl, die Kunden treffen, sondern eine Vorgabe für bestimmte Kundengruppen, die beispielsweise in der Vergangenheit ihre Stromrechnungen nicht bezahlt haben oder Kunden bestimmter Wohneinrichtungen, wie Ferienwohnungen oder Studentenwohnheimen.[457]

Ebenso wie in anderen Ländern bestehen auch in Großbritannien die Strompreise für Haushaltskunden aus verschiedenen Preiskomponenten. Die wichtigsten Kostenbestandteile der Stromrechnung eines Haushalts sind Großhandelskosten, Netznutzungskosten, Vertriebskosten, Kosten für staatliche Maßnahmen zur Erreichung von Umwelt- und Sozialzielen sowie Mehrwertsteuer. Die Großhandelskosten machten 2018 mit 38 Prozent den größten Anteil an der durchschnittlichen Haushaltsrechnung für Bündeltarife mit Strom und Gas aus. Der Anteil der Vertriebskosten betrug 2018 etwa 21 Prozent.[458]

Der rasche Anstieg der inländischen Energiepreise in den letzten Jahren und der Eindruck, dass die Gewinne und die Gesamtpreise zu hoch sind, haben in der Öffentlichkeit große Besorgnis ausgelöst und sind einer der Hauptgründe für die Marktuntersuchung, die zur Einführung einer Preisobergrenze

---

[451] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 399 f.).

[452] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 48).

[453] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 94).

[454] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 148).

[455] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 91) und OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 49 f.).

[456] Eine 2009 erlassene Regulierung verlangt, dass diese Rabatte die tatsächlichen Kosten der Vertriebe reflektieren. Auf staatliche Regulierungen wird später in diesem Abschnitt eingegangen.

[457] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 377).

[458] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 22 ff.).

für Standardtarife (sogenannte „default tariff cap“) am 1. Januar 2019 führte.[459] Mit Ausnahme der Tarife, die unter die Preisobergrenze fallen und von Tarifen mit Vorauszahlung, bei denen ebenfalls eine Preiskontrolle stattfindet, werden die Strompreise für Endkunden in Großbritannien am Markt gebildet. Während die durchschnittlichen Preise für SVT der sechs größten Anbieter seit Anfang 2019 um 1,7 Prozent anstiegen, sank ihr günstigster Tarif um 17 Prozent. Der günstigste Tarif auf dem Markt sank ebenfalls um 16 Prozent. Infolgedessen hat sich der Preisunterschied zwischen dem durchschnittlichen SVT der sechs größten Anbieter und ihren günstigsten Tarifen und dem günstigsten Markttarif deutlich erhöht.[460]

5.2.2.3 Nachfrage

In Großbritannien gibt es etwa 28,7 Millionen Haushaltskunden, die Strom von Vertrieben beziehen.[461] Der Stromverbrauch ist zwischen den drei Sektoren Haushalte, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie in etwa gleich verteilt. Nachdem über die vergangenen Jahrzehnte ein Anstieg der Stromnachfrage insb. in den Sektoren Haushalte sowie Handel und Dienstleistungen zu beobachten war, flachte der Nachfrageanstieg seit 2007 ab und sank vor allem im Industrie- aber auch im Haushaltssektor sogar ab. 2017 betrug die gesamte Stromnachfrage 307,9 TWh und lag damit 12 Prozent unter der Nachfrage von 2007. Als Grund für den Rückgang der Stromnachfrage im Haushaltskundenbereich werden gestiegene Preise sowie energieeffizientere elektrische Anwendungen im Haushaltsbereich angesehen.[462] Sowohl in den Bereichen Wärme als auch Mobilität sind Haushalte in Großbritannien bisher wenig elektrifiziert: im Jahr 2016 wurden 85 Prozent der Häuser mit Gas beheizt und 2017 waren nur etwa 2 Prozent der Autos elektrisch betrieben. Die Regierung hat jedoch in beiden Bereichen Pläne ausgearbeitet und ergreift Maßnahmen, um die Elektrifizierung voranzutreiben.[463]

Vertriebe sind zum Einbau von Smart Metern verpflichtet und können von Ofgem zu Strafzahlungen verpflichtet werden, wenn sie dieser Pflicht nicht nachkommen. Für Haushalte ist der Einbau von Smart Metern allerdings freiwillig und sie können diesen verweigern.[464] Über ein Viertel der in Haushalten installierten Zähler waren 2019 Smart Meter. Aufgrund technischer Probleme verfügten diese jedoch nicht alle über ihre ursprünglichen Kommunikationsmöglichkeiten und erfüllten somit teilweise nur die Funktionen eines herkömmlichen Zählers. Dies kam insb. dann vor, wenn der Smart Meter von einem Vertrieb installiert wurde, der Kunde dann jedoch zu einem anderen Vertrieb wechselte und die verwendeten Kommunikationsprotokolle nicht kompatibel waren.[465] Die „Data and Communications Company“ stellt die nationale und von Ofgem regulierte Daten- und Kommunikationsinfrastruktur bereit, die es autorisierten Vertrieben, Netzbetreibern und Kunden erlaubt, auf die Messdaten zuzugreifen.[466]

---

[459] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 123).
[460] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 81).
[461] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 79).
[462] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 133).
[463] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 12 und S. 72 ff.).
[464] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 148).
[465] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 42).
[466] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 112 f.).

Ab 2019 werden auch jene Smart Meter der ersten Generation, die teilweise ihre Kommunikationseigenschaften durch einen Vertriebswechsel verloren haben, in das Kommunikationsprotokoll einbezogen. Dennoch gibt es Bedenken, dass selbst der kurzfristige Verlust von Kommunikationseigenschaften bei einem Vertriebswechsel die Wechselbereitschaft von Kunden beeinflussen könnte.[467] Da Smart Meter noch nicht in allen Haushalten installiert sind, werden die meisten Haushaltskunden weiterhin über Standardlastprofile abgerechnet.

5.2.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden

Der Großteil der Kunden der größten sechs Vertriebe ist in einem SVT: 2015 waren es 71 Prozent. Von den Kunden, die einen Festpreistarif gewählt haben, haben etwa 80 Prozent eine Preisbindung von ein bis zwei Jahren und die restlichen eine Preisbindung von über zwei Jahren. Von 28 Millionen Stromkunden und 23 Millionen Gaskunden bezogen 2016 etwa 20 Millionen Strom und Gas im Rahmen eines gebündelten Tarifs.[468]

Die Wechselraten hatten in den letzten Jahren einen steigenden Trend und erreichten im Dezember 2019 den bisherigen Höchstwert von 20,8 Prozent. Die Wechselbewegung weg von den sechs größten Stromvertrieben machte 2019 jedoch nur noch 14 Prozent aller Wechsel aus, verglichen mit 28 Prozent im Jahr 2018. Es bestehen weiterhin Bedenken hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Geschwindigkeit des Wechsels.[469] 2019 dauerte es durchschnittlich 16 Kalendertage von dem Tag, an dem der Vertrieb den Wechselantrag an das Netzbetreibersystem meldet, bis zu dem Tag, an dem der Wechsel durchgeführt wurde. Etwa die Hälfte der Verbraucher gab 2019 an, sich in den letzten 12 Monaten in irgendeiner Weise mit einem Wechsel beschäftigt zu haben. Der Anstieg der Beschäftigung mit einem möglichen Wechsel ist laut Ofgem auf die zunehmende Wiederholung des Wechsels im Laufe der Zeit zurückzuführen, was darauf hindeuten könnte, dass es eine wachsende Zahl nachhaltig wechselbereiter Verbraucher gibt. Finanzielle Einsparungen sind das Hauptmotiv für Wechsel, aber auch andere Prioritäten als die Höhe der Kosten sind stärker in den Vordergrund gerückt, beispielsweise Umweltfreundlichkeit oder Kostensicherheit. Der Anteil an Verbrauchern, die noch nie oder erst einmal den Tarif oder Vertrieb gewechselt haben, lag 2019 bei 49 Prozent im Vergleich zu 61 Prozent im Jahr 2018.[470] 84 Prozent der Kunden, die 2019 den Tarif oder den Vertrieb gewechselt haben, haben dies getan, um Kosten einzusparen.[471] Kurzfristige Wechselfluktuationen sind traditionell auf saisonale Schwankungen und die Ankündigung von Preisänderungen durch die sechs großen Anbieter zurückzuführen.[472]

[467] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 42).
[468] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 370, S. 374 und S. 468).
[469] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 76 und S. 86 f.).
[470] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 36).
[471] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 87).
[472] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 32).

5.2.2.5 Staatliche Regulierung

Seit der Liberalisierung des Strommarktes für Haushaltskunden gab es in Großbritannien sehr unterschiedliche regulatorische Maßnahmen, die verschiedene Probleme adressieren sollten und die überwiegend nur für begrenzte Zeitspannen galten. In der Zeit von 1999 bis 2008 wurde eine Politik mit geringen Eingriffen in den Markt verfolgt, da die Regulierungsbehörde Ofgem von einem gut funktionierenden Wettbewerb ausging. Der Grad des Kundenengagements wurde als einer der höchsten der Welt angesehen, auch wenn die aktiven Verbraucher in der Minderheit waren.[473] Ofgem ging in dieser Zeit davon aus, dass eine umfangreiche Regulierung, insb. eine Preisregulierung, den Wettbewerb gefährden könne. Stattdessen konzentrierte Ofgem sich auf die Beseitigung von Wettbewerbshindernissen, u. a. durch eine Überprüfung des Wechselverfahrens, die Bekämpfung von Missbrauch, eine Reform der Regeln für Einwände gegen den Wechsel sowie die konsequente Durchsetzung des Wettbewerbsrechts. Außerdem sollten Kundeninformation und Abrechnungsstandards verbessert werden.[474]

Diese zurückhaltende Einstellung Ofgems gegenüber regulatorischen Eingriffen änderte sich, nachdem sich die Energiepreise für private Haushalte im Zeitraum 2004 bis 2008 verdoppelt hatten. Zudem kam die Sorge über eine ungerechte Verteilung zwischen verschiedenen Kundengruppen auf (zwischen Kunden, die wechseln und denen, die nicht wechseln, zwischen Kunden mit Vorauszahlungsmethoden und Kunden mit anderen Abrechnungsformen sowie zwischen Kunden im Kerngebiet des jeweiligen Vertriebs und Kunden außerhalb dieses Kerngebiets).[475] 2009 veröffentlichte Ofgem daher Vorschläge um Diskriminierung von Kundengruppen zu verhindern, insb. indem unterschiedliche Preise zwischen Zahlungsmethoden die Kosten widerspiegeln müssen. Außerdem wurde Diskriminierung zwischen verschiedenen Regionen verboten.[476]

2014 trat die Vorgabe einfacher Tarife in Kraft, durch die alle Vertriebe auf vier Tarife je Zahlungsmethode beschränkt wurden und vorgegeben wurde, dass alle Tarife eine einfache zweiteilige Struktur haben müssen, d. h. der Preis je Einheit nicht mit dem Gesamtkonsum variieren darf. Zudem wurde vorgegeben, dass Rabatte nur noch in Pfund und nicht in Prozent angegeben werden dürfen, sowie dass sogenannte „tote Tarife“, die nicht mehr für Neukunden angeboten werden, auch für Bestandskunden abgeschafft werden müssen. Die Vorgabe führte dazu, dass viele Vertriebe ihre Grünstromtarife zurückzogen und sich auf einen variablen Standardtarif und zwei oder drei Festpreistarife mit unterschiedlichen Laufzeiten beschränkten.[477]

In einem Bericht der Wettbewerbs- und Marktbehörde CMA stellte diese 2016 fest, dass sich die Regulierungspolitik von Ofgem seit 2008 teilweise nachteilig auf den Wettbewerb ausgewirkt habe und empfahl, die Tarifbeschränkungen abzuschaffen und eine Preisobergrenze für Kunden mit

[473] Vgl. LITTLECHILD (2019, S. 110).
[474] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2003, S. 11).
[475] Vgl. LITTLECHILD (2019, S. 109).
[476] Vgl. LITTLECHILD (2019, S. 114 ff.).
[477] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 362-364).

verpflichtender Vorauszahlung einzuführen.[478] Ofgem setzte die Empfehlungen der CMA 2017 um und führte eine Preisobergrenze für Kunden mit Prepaid-Zählern ein. 2018 wurde Ofgem durch ein Parlamentsgesetz[479] verpflichtet, eine weitreichende Preisobergrenze für Haushaltskunden einzuführen.[480] Diese ist seit Januar 2019 in Kraft und gilt für Kunden mit SVT, d. h. jenen Tarifen, in denen sich Kunden befinden, die nie aktiv einen anderen Tarif gewählt haben oder die bspw. aufgrund von Insolvenz ihres bisherigen Vertriebes in diesen Tarif gekommen sind. Bei der Festlegung der Preisobergrenze wurden Großhandelspreise, Netznutzungskosten, Kosten für die Umsetzung von regulatorischen Vorgaben, operative Kosten, Steuern und Abgaben, Zuschläge für bestimmte Zahlungsarten, Puffer für unerwartete Kosten sowie eine Vertriebsmarge berücksichtigt.[481] Die Höhe der Preisobergrenze wird zwei Mal jährlich angepasst.[482] Ofgem sieht in den Preisobergrenzen jedoch die Gefahr einer verringerten Wechselaktivität von Kunden, da die Preisobergrenzen die Differenz zwischen den Standardtarifen und den Akquisitionstarifen der Vertriebe verringere und Kunden unter dem Schutz der Preisobergrenze generell weniger Anreize hätten, sich nach neuen Tarifen umzuschauen.[483] Die Standardtarifobergrenze ist als vorübergehende Maßnahme zum Schutz der Kunden vorgesehen, bis der Smart Meter Rollout umgesetzt sowie der angestrebte Marktrahmen für einen wirksamen Wettbewerb geschaffen wurde und somit langfristige Maßnahme implementiert werden können.[484]

Neben der Regulierung von Tarifstrukturen und Preisen gibt es regulatorische Maßnahmen, die auf den Kundenservice abzielen. Garantierte Leistungsstandards, die erstmals im Energy Act 1989 festgelegt und seitdem mehrfach abgeändert oder ergänzt wurden, legen das Serviceniveau fest, das Stromvertriebe gegenüber ihren Kunden u. a. hinsichtlich der Vereinbarung und Einhaltung von Terminen, der Bearbeitung von Beschwerden, der Abrechnung sowie der Abwicklung von Wechseln einhalten müssen.[485] 2009 führte Ofgem zudem eine Reihe übergreifender Verhaltensstandards ein, die Stromvertriebe bei der Vermarktung an Haushalte einhalten müssen. Dazu gehört insb., dass Anbieter einem privaten Kunden kein Produkt oder keine Dienstleistung verkaufen dürfen, die er nicht vollständig versteht oder die für seine Bedürfnisse und Umstände ungeeignet ist. Ofgem übte außerdem Druck auf Vertriebe aus, Haustürgeschäfte zu unterlassen, die bis dahin als die kosteneffektivste Art galten, jene Kunden anzusprechen, die bisher nicht im Markt aktiv waren.[486] Onlinekanäle, wie Vergleichsportale und die Webseiten der Vertriebe gewannen daraufhin an Bedeutung. 2014 wurden zudem Vorgaben bzgl. der Informationsbereitstellung erlassen. So führte Ofgem eine Reihe von Anforderungen an die Versorger ein, darunter die Bereitstellung persönlicher Hochrechnungen, die

[478] Vgl. LITTLECHILD (2019, S. 131 ff.).
[479] The Domestic Gas and Electricity (Tariff Cap) Act.
[480] Vgl. LITTLECHILD (2019, S. 108).
[481] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2018, S. 7 f.).
[482] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 13 f.).
[483] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 33).
[484] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 14) und INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 147).
[485] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 108).
[486] Vgl. LITTLECHILD (2019, S. 114 ff.).

Mitteilung des günstigsten Tarifs und ein Tarifinformationsetikett.[487] Zu den garantierten Leistungsstandards gehört auch die Wechselgarantie, die 2016 eingeführt wurde und den Verbrauchern das Recht gibt, innerhalb von 21 Tagen den Anbieter zu wechseln.[488] Seit 2019 müssen Vertriebe ihren Kunden eine Entschädigung zahlen, wenn sie die garantierten Leistungsstandards beispielsweise hinsichtlich der Benachrichtigung von Kunden über Vertragsänderungen oder der Rückerstattung von Guthaben nicht einhalten. 2019 wurden außerdem die Voraussetzungen verschärft, die Vertriebe erfüllen müssen, um eine Vertriebslizenz zu erhalten. Sie müssen nun nachweisen, dass sie über angemessene Ressourcen verfügen, die regulatorischen Verpflichtungen zur Kenntnis nehmen und Pläne vorlegen, wie sie diese einhalten wollen.[489]

5.2.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden

In Großbritannien gibt es eine große Zahl privater Vergleichsportale, bei denen Verbraucher die Preise verschiedener Stromvertriebe miteinander vergleichen können. Preisvergleichsportale können sich bei Ofgem akkreditieren lassen, wenn sie dem sogenannten „Confidence Code“ folgen, der Verbrauchern Sicherheit hinsichtlich der Unabhängigkeit, Transparenz, Genauigkeit und Zuverlässigkeit des Dienstes geben soll.[490] Der Vertrauenskodex von Ofgem enthält die Anforderung an Vergleichsportale, möglichst den gesamten Markt abzubilden, also Preisvergleiche für alle verfügbaren Inlandstarife, für alle Zahlungsarten und für alle zugelassenen Vertriebe (einschließlich aller verbundenen Unternehmen und Marken, die unter der Lizenz eines Anbieters tätig sind) anzubieten.[491] Neben den privaten Vergleichsportalen gibt es ein Vergleichsportal, das direkt von Ofgem betrieben wird sowie eines von Citizens Advice, einem Zusammenschluss mehrerer Verbraucherorganisationen. Letzteres stellt den Verbrauchern neben weiteren Informationen eine Bewertungsskala für das Serviceniveau der verschiedenen Vertriebe zur Verfügung. Preisvergleichsportale werden zu immer wichtigeren Vermittlern. 2017 nutzten 45 Prozent der Haushaltskunden, die einen neuen Stromvertrag abschlossen, dafür ein Vergleichsportal und 2018 lag der Anteil bei etwa 54 Prozent. 2019 benutzten darüber hinaus 8 Prozent der Haushaltskunden, die ihren Stromanbieter gewechselt haben, einen Service, der sie automatisch über günstigere Preise bei für sie passenden Tarifen benachrichtigte und weitere 2 Prozent nutzten einen automatischen Wechselservice. In den letzten Jahren hat die Zahl der Vermittler zugenommen, die solche automatisierten Vermittlungsdienste anbieten, bei denen die Kunden nicht direkt mit dem Markt in Kontakt treten müssen: im Jahr 2019 gab es etwa zehn automatisierte Vermittlungsdienste. Der Anstieg ist teilweise darauf zurückzuführen, dass etablierte Vergleichsportale in den Markt für automatische Wechsel einsteigen. Obwohl die Zahl der Kunden, die sich bei Anbietern für den automatischen Wechsel angemeldet haben, noch relativ gering ist, könnte diese Entwicklung

[487] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 362 f.).
[488] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019, S. 149).
[489] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 14–17).
[490] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 81).
[491] Vgl. WITCOMB ET AL. (2016, S. 364 f.).

die Suchkosten für die Kunden verringern und damit den Wettbewerbsdruck auf die Vertriebe erhöhen.[492]

Ein weiterer nichtstaatlicher Akteur, der an der Schnittstelle zu den Endkunden aktiv ist, ist der Ombudsmann für Energie, eine von Ofgem zertifizierte unabhängige Streitschlichtungsstelle zwischen Konsumenten und Vertrieben. Wird eine Beschwerde eingereicht und nicht zur Zufriedenheit des Kunden gelöst, muss der Versorger den Kunden schriftlich darüber informieren, dass er sich an den Ombudsmann für Energie wenden kann. Während die Gesamtzahl der Kundenbeschwerden weitgehend stabil ist, hat die Zahl der Beschwerden bei der Streitbeilegungsstelle im Zusammenhang mit kleinen Anbietern zugenommen.[493] Über kleinere Vertriebe gehen zwar relativ betrachtet weniger Beschwerden ein, dafür jedoch schwerwiegendere.[494]

5.2.3 Bewertung

Die Macht der Vertriebe im wettbewerblich organisierten Strommarkt in Großbritannien wird zwar durch regulatorische Vorgaben eingeschränkt und das staatliche Vergleichsportal ermöglicht den Kunden eine nicht durch einzelwirtschaftliche Interessen des Vergleichsportalbetreibers verzerrte Suche nach neuen Tarifen. Es ist jedoch dennoch davon auszugehen, dass die Vielzahl an angebotenen Tarifen (u. a. variable Standardtarife, Festpreistarife, Tarife mit Abrechnung gemäß Verbrauchszeitraum oder auch spezielle Tarife beispielsweise für elektrische Fahrzeuge) zu hohen Transaktionskosten bei den Endkunden führt und es gibt Hinweise darauf, dass Kunden von der Dauer und Komplexität von Wechselprozessen abgeschreckt sind.

Hinsichtlich der regulatorischen Maßnahmen, die zum Schutz der Konsumenten ergriffen wurden, gab es in den Jahren seit der Liberalisierung verschiedene Ansätze. Während zwischen 1999 und 2008 nur in sehr geringfügigem Ausmaß Eingriffe erfolgten, wurden ab 2009 deutlich weitreichendere Maßnahmen ergriffen. So wurden den Vertrieben zunächst konkrete Vorgaben zur Anzahl und zum Aufbau der von ihnen angebotenen Tarife gemacht und diese später von einer Preisobergrenze für einige Tarife abgelöst. Auch diese Maßnahme gilt jedoch nur temporär. Aufgrund der häufig wechselnden Strategie der Regulierungsbehörde Ofgem ist zudem zu befürchten, dass es sowohl für Endkunden als auch für Vertriebe keinen verlässlichen regulatorischen Rahmen gibt, mit dem sie langfristig planen können. Dies kann dazu führen, dass Endkunden weiter verunsichert werden, und erhöht bei den Vertrieben die Kosten, die diese letztendlich an die Endkunden weiterreichen.

Zwar gibt es noch viele integrierte Versorger und somit teilweise eine Absicherung von Erzeugungsinvestitionen über die Kette bis hin zu den Endkunden. Jedoch gibt es zunehmend unabhängige Vertriebe, durch welche diese langfristige Absicherung von Investitionen in Erzeugungsanlagen, wie in Kapitel 4 gezeigt wurde, nicht mehr möglich ist.

In den Markt für Vergleichsportale wird in Großbritannien umfangreich regulatorisch eingegriffen. Zum einen gibt es ein Vergleichsportal, des direkt von der Regulierungsbehörde Ofgem betrieben wird, sowie

---

[492] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 35 f.).
[493] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2020, S. 77 und S. 87 f.).
[494] Vgl. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) (2019, S. 50 f.).

ein weiteres von einem Zusammenschluss mehrerer Verbraucherorganisationen. Daneben gibt es eine Vielzahl privater Vergleichsportale, welche die Möglichkeit haben, sich bei Ofgem akkreditieren zu lassen, indem sie der Einhaltung eines Vertrauenskodex zustimmen. Es wird somit versucht, Kunden eine verlässliche und vertrauenswürdige Informationsbereitstellung anzubieten, was die Transaktionskosten beim Vergleich mehrerer Vertriebe deutlich senken kann, auch wenn diese weiterhin in nicht unerheblichem Maße bestehen bleiben.

5.3 Stromvertriebssystem in der Schweiz

5.3.1 Entwicklung und Zuständigkeiten

Die Stromversorgung war in der Schweiz mehr als ein Jahrhundert eine staatliche Aufgabe, die überwiegend von den Kantonen selbst übernommen wurde.[495] Eine Entflechtung der verschiedenen Wertschöpfungsstufen, wie in den meisten anderen europäischen Ländern, fand in der Schweiz nur in Bezug auf den Übertragungsnetzbetreiber statt. Die Verteilnetzbetreiber sind hingegen gleichzeitig Vertriebe und teilweise auch Erzeuger, die gemäß Stromversorgungsgesetz[496] ein Netzgebiet zugeteilt bekommen und dort für die Abschlüsse und die Grundversorgung verantwortlich sind. Diese Energieversorgungsunternehmen sind überwiegend in kantonaler oder kommunaler Hand.[497]

Vor diesem institutionellen Hintergrund ist hervorzuheben, dass in der Schweiz die operative Steuerung der Verteilnetze nicht von den Vertriebsaufgaben getrennt ist, sondern regelmäßig durch dieselben Energieversorgungsunternehmen wahrgenommen wird. Die Verteilnetzbetreiber sind in ihren jeweiligen Netzgebieten sowohl für den Netzbetrieb als auch für die Grundversorgung zuständig und verfügen damit über eine unmittelbare Schnittstelle zu den Haushalten. Die Steuerung des Verteilnetzes, einschließlich des Umgangs mit Netzengpässen, erfolgt somit nicht durch einen organisatorisch eigenständigen Netzbetreiber, sondern ist in die integrierte Aufgabenwahrnehmung der lokalen Energieversorgungsunternehmen eingebettet. Diese institutionelle Ausgestaltung unterscheidet sich grundlegend von den in vielen anderen europäischen Ländern etablierten Modellen einer strikten Trennung von Netzsteuerung und wettbewerblichem Stromvertrieb und ist für die Bewertung der Endkundenschnittstelle von besonderer Bedeutung.

Mit dem Stromversorgungsgesetz, das 2008 in Kraft trat, fand eine Teilliberalisierung des Strommarktes statt. Endverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 100 MWh dürfen seit 2009 ihren Vertrieb selbst wählen, was für etwa die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs der Schweiz gilt.[498] Die größte Anzahl der Endverbraucher, nämlich all jene, die unter 100 MWh pro Jahr verbrauchen, verbleiben in der Grundversorgung ohne freie Vertriebswahl, die ebenfalls im Stromversorgungsgesetz geregelt ist.[499] Weiterhin wurde durch das Stromversorgungsgesetz die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) als unabhängige Regulierungsbehörde eingesetzt sowie der

[495] Vgl. FÖHSE (2018, S. 1235 f.).
[496] Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007.
[497] Vgl. FÖHSE (2018, S. 1245 f.).
[498] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 68).
[499] Vgl. FÖHSE (2018, S. 1236).

unabhängige Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid geschaffen. Swissgrid muss nach dem Stromversorgungsgesetz diskriminierungsfreien Zugang zum Netz gewähren. Konkretisiert wird die Strommarktordnung in der Stromversorgungsverordnung[500], die seit 2008 in Kraft ist. Die Organisation der Stromversorgung wurde durch das Gesetzespaket der Energiestrategie 2050 reformiert.[501] Das Gesetzespaket der Energiestrategie 2050 umfasst eine komplette Revision des Energiegesetzes von 1998 sowie wesentliche Änderungen weiterer verschiedener Gesetze und Verordnungen und ist 2018 in Kraft getreten. Dazu gehören neben dem Stromversorgungsgesetz Gesetze zur Kernenergienutzung und zum Kohlendioxidausstoß sowie Verordnungen zur Stromversorgung, zur Energieförderung, zu Herkunftsnachweisen und zur Energieeffizienz.

Die Schweiz und die Europäische Union verhandeln seit 2007 über ein gemeinsames Stromabkommen. In technischen Fragen haben sie wesentliche Fortschritte erzielt, einige sind jedoch noch nicht gelöst. Ein Abkommen würde die vollständige Öffnung des Schweizer Strommarktes voraussetzen.[502] Da die Schweiz teilweise ihre Spitzennachfrage mit Stromimporten aus dem Ausland deckt, zu anderen Zeiten jedoch überwiegend Strom exportiert, der zuvor in den Pumpspeicherkraftwerken gespeichert wurde und somit die Integration größerer Anteile Erneuerbarer Energien in anderen europäischen Ländern unterstützt, wird davon ausgegangen, dass sowohl die EU als auch die Schweiz von einer vollständigen Marktkopplung profitieren würden.[503] Die ElCom hat Beobachterstatus im Rat der europäischen Regulierungsbehörden für Energie (CEER), und im Betrachtungszeitraum bis 2020 auch bei der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).[504]

Die Schweiz ist stark föderalistisch aufgebaut, weshalb auch im Energiebereich die Politikgestaltung und Gesetzgebung auf die niedrigste mögliche Ebene verlagert wird. Der Bund ist folglich für die Regelung von Fragestellungen mit nationaler Bedeutung zuständig, wie der Infrastruktur in den Bereichen Kernenergie, Öl und Gas, den meisten Energie- und Kohlendioxid-Besteuerungen sowie für Effizienzstandards für energieverbrauchende Produkte. Immer, wenn es möglich ist, wird die Regulierungsbefugnis jedoch an die Kantone übertragen. Diese sind daher zuständig für Gebäude, Genehmigungen (außer für die Kernenergie) und die Regulierung der Wasserkraft. Sie haben einen großen Spielraum bei der Verabschiedung ihrer eigenen Energiegesetze, -politiken und -maßnahmen innerhalb der durch die Bundesgesetzgebung gesetzten Grenzen. Dies führt zu einer Vielfalt von kantonalen Politiken und Maßnahmen. Die Kantone spielen eine wichtige Rolle bei der Gestaltung und Umsetzung der Energiepolitik. Um die Effizienz zu erhöhen, wurden in den letzten Jahren einige Politikbereiche kantonsübergreifend harmonisiert, wodurch der Spielraum der Kantone eingeschränkt wurde.[505]

[500] Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008.
[501] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 68).
[502] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 15).
[503] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 82).
[504] Seit 2021 hat die ElCom jedoch keinen Beobachterstatus mehr bei ACER inne.
[505] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 23 f.).

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) ist das federführende Ministerium für die Formulierung und Umsetzung der Energiepolitik der Schweiz.[506] Das Bundesamt für Energie (BFE) ist im UVEK für die praktische Umsetzung der nationalen Energiepolitik zuständig. Das BFE arbeitet auch mit anderen Ämtern und Ministerien zusammen und berät diese in einer Vielzahl von energiebezogenen Fragen. Die Wettbewerbskommission (WEKO) ist eine unabhängige Bundesbehörde und hat die Aufgabe, Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung zu überwachen und die Bildung von Kartellen zu bekämpfen.[507] Die ElCom ist die unabhängige Regulierungsbehörde für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft. Ihre Hauptaufgaben sind die Sicherstellung der Einhaltung der Gesetze, des Netzzugangs und der Netznutzungsbedingungen. Die ElCom beobachtet die Strom- und Netztarife und entscheidet über Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem Netzzugang. Sie überwacht die Stromversorgungssicherheit und regelt Fragen der internationalen Stromübertragung und des Stromhandels.[508]

5.3.2 Organisation des Vertriebsmarktes

5.3.2.1 Anbieterstruktur

Die ca. 3,6 Millionen Schweizer Haushalte gehören zu den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100 MWh, die ihren Stromvertrieb nicht wechseln können. Die Betreiber der Verteilnetze sind durch das Stromversorgungsgesetz verpflichtet, diese festen Endverbraucher mit Strom zu beliefern. Diese sogenannte Grundversorgung sieht vor, dass Endverbraucher jederzeit mit der gewünschten Menge an Strom zu angemessenen Preisen beliefert werden müssen.[509] Das Gesetz verpflichtet die VNB jedoch zu einer buchhalterischen Trennung zwischen dem Netzbetrieb und anderen Tätigkeiten und verbietet Quersubventionen zwischen den verschiedenen Tätigkeitsbereichen.

In der Schweiz gibt es ca. 630 Verteilnetzbetreiber bei 2.244 eigenständigen Gemeinden. Der Umfang ihres Absatzes reicht von 100 MWh bis zu 10 TWh.[510] Die zehn größten Verteilnetzbetreiber haben gemeinsam einen Anteil von 50 Prozent am Energieumsatz.[511] Die Verteilnetzbetreiber sind überwiegend in der Hand der Kantone und Gemeinden. Anders als bei anderen Infrastrukturen wie Bahn, Telekommunikation oder Post ist der Bund weder Eigentümer der Produktionsanlagen noch der Netze.[512] 2019 war die Öffentliche Hand mit 89,1 Prozent an den VNB beteiligt, die Privatwirtschaft mit 10,3 Prozent und ausländische Akteure mit 0,6 Prozent.[513] In den verschiedenen Landesteilen haben sich unterschiedliche Organisationsformen der VNB herausgebildet. So gibt es in der Zentralschweiz und im Westen des Landes mehrheitlich vertikal integrierte Versorger, wohingegen im Nordosten die

[506] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 23 f.).
[507] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 24).
[508] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 68).
[509] Vgl. SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT, BUNDESAMT FÜR ENERGIE (BFE) (2021, S. 2).
[510] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 84).
[511] Vgl. CRASTAN (2018, S. 125).
[512] Vgl. CRASTAN (2018, S. 132 f.).
[513] Vgl. SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT, BUNDESAMT FÜR ENERGIE (BFE) (2021, S. 1 f.).

verschiedenen Wertschöpfungsstufen oft von unterschiedlichen Unternehmen übernommen werden. Zudem werden im Nordosten tendenziell mehr Einwohner je VNB versorgt.[514]

Die Grundversorgung, bei der die Erzeugungskosten an die Kunden durchgereicht werden können, führt zu einer Wettbewerbsverzerrung zwischen Versorgern mit und ohne Kunden in der Grundversorgung. Jene Versorger ohne Kunden in der Grundversorgung können bei niedrigen Großhandelspreisen die Erzeugungskosten von Wasserkraft und Kernenergie, die dann über den Großhandelspreisen liegen, oftmals nicht an ihre Kunden durchreichen, sondern müssen sie selbst tragen.[515]

5.3.2.2 Angebotene Tarife

Feste Endverbraucher können zwar nur von dem in ihrem Gebiet als Stromvertrieb tätigen VNB beliefert werden, diese bieten jedoch teilweise unterschiedliche Tarife an, die sich oftmals hinsichtlich der Erzeugungstechnologie unterscheiden. Seit 2005 sind alle Vertriebe zur Deklaration des von ihnen gelieferten Stroms verpflichtet. Bis 2017 wurde dabei zwischen den Kategorien „Erneuerbare Energien", „Nicht Erneuerbare Energien", „Abfälle" sowie „Nicht überprüfbare Energieträger" unterschieden. Seit 2018 ist die Kategorie „Nicht überprüfbare Energieträger" entfallen. Für alle Kategorien bis auf die letzte muss zusätzlich der in der Schweiz erzeugte Anteil angegeben werden.

Die Verbraucherstrompreise setzen sich aus den Preiskomponenten Stromproduktion, Stromtransport, Steuern und Abgaben sowie einer Vertriebsmarge zusammen. Diese Bestandteile müssen separat ausgewiesen werden. Es gibt in der Schweiz große regionale Unterschiede bei den Strompreisen für Haushaltskunden. Der Grund dafür liegt in den unterschiedlich hohen Eigenerzeugungsanteilen der verschiedenen integrierten Versorger. Gemäß der Stromversorgungsverordnung müssen sich die Stromtarife an den Gestehungskosten und an den langfristigen Bezugsverträgen des integrierten Versorgers orientieren. Jene Versorger, die überwiegend am Großhandelsmarkt beschaffen, können dort teilweise zu günstigen Konditionen beschaffen, unterliegen jedoch einer großen Unsicherheit. Hingegen können jene Versorger mit Eigenerzeugung die Erzeugungskosten auf die Grundversorgungskunden wälzen. Dabei können auch dann Durchschnittskosten gewälzt werden, wenn die Jahresproduktion des Versorgers seine Grundversorgungsverpflichtung übersteigt.[516] Im Vergleich zu anderen Ländern liegen die Haushaltsstrompreise in der Schweiz im Mittelfeld, was insb. an den niedrigen Steuern und Abgaben liegt, die auf Strom erhoben werden.[517]

5.3.2.3 Nachfrage

Die jährliche Stromnachfrage in der Schweiz beträgt etwa 57 bis 60 TWh und war in den letzten 10 Jahren relativ konstant. Der Verbrauch zwischen den drei Sektoren Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen sowie Industrie ist relativ ausgewogen und lag 2016 bei jeweils 30 bis 33 Prozent. Die

[514] Vgl. ROHRER / VOSSEBEIN / BETSCHART (2018, S. 14 f.).

[515] Es ist daher geplant die Wasserkraft durch eine Marktprämie zu unterstützen. Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 30).

[516] Vgl. ROHRER / VOSSEBEIN / BETSCHART (2018, S. 59).

[517] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 74).

restliche Nachfrage entfällt auf den Verkehrssektor.[518] In den Energieperspektiven 2050 sind verschiedene Szenarien bzgl. der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs enthalten. Auf der Verbrauchsseite wird dabei eine unterschiedlich starke Elektrifizierung durch Elektromobilität und Wärmepumpen betrachtet. Laut den Energieperspektiven 2050 soll Strom zum wichtigsten Energieträger für Wärme und Mobilität werden. Neben einer direkten Elektrifizierung sollen strombasierte Energieträger im Schwerverkehr und im internationalen Flugverkehr zum Einsatz kommen.[519]

Im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes plant die Schweiz die Einführung von Preissignalen für Ausgleichs- und Flexibilitätsprodukte durch die großflächige Verbreitung intelligenter Zähler. Bis Ende 2027 sollen 80 Prozent aller Messpunkte von Erzeugern und Verbrauchern mit Smart Metern ausgestattet sein. Die verbleibenden 20 Prozent der Messeinrichtungen sollen am Ende ihrer technischen Lebensdauer durch Smart Meter ersetzt werden. Damit hat die Schweiz im Vergleich zu anderen Ländern weniger ambitionierte Ziele.[520] Das BFE führt Forschungs- und Entwicklungsprogramme u. a. im Bereich der intelligenten Messinfrastruktur durch.[521] Das Stromversorgungsgesetz sieht vor, dass die VNB seit 2018 intelligente digitale Netzleitsysteme mit Zustimmung der Kunden installieren dürfen. Dafür ist jedoch zunächst die Entwicklung einer Datenmanagementstrategie Voraussetzung.[522] Im März 2018 wurde daher die Swisseldex AG (Swiss Electricity Data Exchange) gegründet, die einen Datahub entwickelt, der den effizienten Datenaustausch zwischen den Verteilnetzbetreibern und anderen Akteuren ermöglichen soll. Jeder der rund 600 VNB soll zukünftig in seinem Gebiet viertelstündlich die Einspeise- und Verbrauchswerte aller Erzeuger und Kunden erfassen und diese allen berechtigten Akteuren zur Verfügung stellen. An der Swisseldex AG sind fünf VNB beteiligt, die zusammen für ein Viertel der Messpunkte in der Schweiz zuständig sind.[523]

5.3.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden

Haushaltskunden können ihren Vertrieb i. d. R. nicht wechseln und müssen sich vom örtlichen Verteilnetzbetreiber beliefern lassen, der somit eine monopolistische Position innehat. Die meisten Kunden können lediglich zwischen den Tarifen wählen, die ihr zuständiges Energieversorgungsunternehmen anbietet.

Der Bundesrat hat 2018 im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Stromversorgungsgesetzes vorgeschlagen, den Strommarkt vollständig zu öffnen.[524] Eine Mehrheit der Befragten äußerte sich positiv gegenüber einer vollständigen Strommarktöffnung. Viele der befragten Akteure forderten jedoch Begleitmaßnahmen, um die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050

[518] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 63–66).
[519] Vgl. KIRCHNER ET AL. (2020, S. 2).
[520] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 80 ff.).
[521] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 155).
[522] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2018, S. 82).
[523] Vgl. ROHRER / VOSSEBEIN / BETSCHART (2018, S. 22).
[524] Bei der Vernehmlassung handelt es sich um eine Phase im Gesetzgebungsprozess der Schweiz, bei der die Kantone, die politischen Parteien und weitere betroffene Akteure zu einer Stellungnahme eingeladen werden.

sicherzustellen. Unter anderem sprach sich eine Mehrheit für die Beibehaltung einer regulierten Grundversorgung aus.[525] Der Bundesrat hat im September 2019 beschlossen, an der vollständigen Öffnung des Strommarktes festzuhalten. Um die volle Marktöffnung umzusetzen ist ein referendumsfähiger Bundesbeschluss erforderlich. Falls es dazu kommt, soll es für Haushaltskunden jedoch weiterhin die Möglichkeit geben, sich zu regulierten Tarifen vom bisherigen Versorgungsunternehmen Strom liefern zu lassen, was als „Wahlmodell der abgesicherten Stromversorgung" bzw. „WAS-Modell" bezeichnet wird. Für die Grundversorgungstarife soll dann eine Vergleichspreisbetrachtung mit einem Referenzmarktpreis erfolgen, um die Angemessenheit der Tarife sicherzustellen. Zuständig für dieses Verfahren soll die ElCom sein.[526]

5.3.2.5 Staatliche Regulierung

Wie in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt, gibt es in der Schweiz eine umfangreiche staatliche Regulierung des Stromsektors an der Schnittstelle zu den Endkunden. Diese umfasst die Vorgabe, dass Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 100 MWh vom lokalen Verteilnetzbetreiber mit Strom beliefert werden müssen, der somit als vertikal integriertes Versorgungsunternehmen fungiert. Da Haushaltskunden als Verbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von weniger als 100 MWh in der Grundversorgung sind und von einem regionalen monopolistischen Verbundunternehmen beliefert werden, ist eine staatliche Preisüberwachung notwendig. Diese liegt seit 2008 im Aufgabenbereich der Elektrizitätskommission ElCom.[527] Die ElCom ist verantwortlich für die Überprüfung der Elektrizitäts- und Netznutzungstarife sowie für die Klärung in Streitfällen.[528] Im Rahmen der Überprüfung kann sie Tarifsenkungen anordnen oder geplante Tariferhöhungen ablehnen. Nach der Revision des StromVG findet dafür eine Vergleichspreisbetrachtung mit einem Referenzmarktpreis statt. Höhere Kosten sind jedoch zulässig, wenn der Versorger höhere Gestehungs- oder Bezugskosten nachweisen kann und die Kosten anteilig auch auf Kunden im freien Marktsegment gewälzt werden.[529] Zudem gibt es Informationspflichten für die Versorger über die verschiedenen Preisbestandteile sowie über die Erzeugungsmethode.

5.3.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden

Es gibt in der Schweiz mehrere Verbraucherorganisationen, die sich zum einen für die Rechte der Verbraucher einsetzen und zum anderen Informationen für Verbraucher zur Verfügung stellen. Beispielsweise haben sie sich im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes für die Beibehaltung eines Grundversorgungsangebots mit Vorgabe eines inländischen und erneuerbaren Standardproduktes und einer Preisregulierung auch im Falle einer vollständigen Marktöffnung ausgesprochen.[530] Als Organisation zur Wahrung der Interessen von Konsumenten wurde 1964 die

---

[525] Vgl. SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT, EIDGENÖSSISCHES DEPARTEMENT FÜR UMWELT, VERKEHR, ENERGIE UND KOMMUNIKATION (UVEK) (2019, S. 8 f.).

[526] Vgl. VETTORI / ITEN / KÜNG (2017, S. 71 f.).

[527] Vgl. WEBER / MANNHART (2008, S. 2 ff.).

[528] Art. 22 StromVG.

[529] Vgl. VETTORI / ITEN / KÜNG (2017, S. 71).

[530] Vgl. SCHWEIZERISCHE EIDGENOSSENSCHAFT, EIDGENÖSSISCHES DEPARTEMENT FÜR UMWELT, VERKEHR, ENERGIE UND KOMMUNIKATION (UVEK) (2019, S. 9 und S. 18 f.).

Stiftung für Konsumentenschutz von vier Arbeitnehmer- und Konsum-Organisationen als privatrechtliche Stiftung gegründet. Daneben gibt es das Schweizerische Konsumentenforum, das 1961 gegründet wurde, sowie den Westschweizer Konsumentenverband[531], der 1959 gegründet wurde. Auf den Internetseiten dieser Verbraucherorganisationen werden auch Informationen über Ombudsstellen bereitgestellt. Auf Bundesebene gibt es in der Schweiz keine Ombudsstelle, die als Vermittler in Streitfragen zwischen Konsumenten und Stromversorgern auftritt. Jedoch existieren in vielen Kantonen und größeren Städten solche Ombudsstellen.

Als weiteren nicht staatlichen Akteur an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt es Organisationen, die Gütesiegel für Stromprodukte erstellen. Siegel dienen gegenüber den Kunden als Signal hinsichtlich der Nachhaltigkeit der Stromherkunft. Das mit Abstand bekannteste Gütesiegel „Naturemade“ wird vom Verein für umweltgerechte Energie getragen. Zu den Unterstützern zählen das Schweizerische Konsumentenforum, Umweltorganisationen wie der World Wide Fund for Nature (WWF), Unternehmen und Organisationen der Energiewirtschaft sowie Großabnehmer von Erneuerbarer Energie. Mit dem Naturemade-Siegel wird die Art und Qualität der Erzeugung garantiert und jährlich überprüft, dass die Erzeuger mithilfe eines Umweltmanagementsystems ihre betriebliche Umweltleistung weiter verbessern.[532] Über die Deklarationspflicht hinausgehend setzen viele Vertriebe die Herkunftsnachweise, die im zentralen Herkunftsnachweisregister hinterlegt werden, für die Produktgestaltung und zu Marketingzwecken ein.[533]

Neben ihren Stromtarifen können Endkunden weitere Verträge abschließen, wodurch sie zwar weiterhin vom zuständigen VNB beliefert werden, ein anderer Energieversorger sich jedoch verpflichtet, eine festgelegte Menge einer bestimmten Erzeugungstechnologie einzuspeisen. Stromkunden können somit selbst Grünstromzertifikate erwerben. Für diese Zertifikate gibt es jedoch keine einheitlichen Preise, da sie nicht an einem Marktplatz gehandelt werden. Angeboten werden diese Zertifikate von Vertrieben über ihre eigene Webseite sowie über Vergleichsportale, wie es sie in anderen Ländern für den Wechsel des Stromvertriebs gibt.

5.3.3 Bewertung

Da es in der Schweiz keinen liberalen Endkundenmarkt für Haushaltskunden gibt, sondern stattdessen die Verteilnetzbetreiber verpflichtet sind, die Haushaltskunden in ihrem Gebiet mit Strom zu versorgen, fallen bei den Haushaltskunden deutlich geringere Transaktionskosten an, weil sie keine Auswahlentscheidung für einen Stromvertrieb treffen müssen. Viele Verteilnetzbetreiber bieten verschiedene Tarife an, wodurch Kunden dennoch beispielsweise unterschiedliche Grünstromanteile oder Abrechnungshäufigkeiten wählen können. Daneben können Kunden auch selbst Grünstromzertifikate erwerben, indem sie einen Vertrag mit einem anderen Energieversorger abschließen, der sich verpflichtet eine festgelegte Menge Grünstrom einzuspeisen. Über die Wahl ihres Tarifes oder zusätzliche Zertifikate können Kunden daher trotzdem ihre Präferenzen, beispielsweise für

[531] Bezeichnet als Fédération romande des consommateurs.

[532] Vgl. DEMARMELS ET AL. (2018, S. 11).

[533] Vgl. ROHRER / VOSSEBEIN / BETSCHART (2018, S. 42) und BURKHALTER / KAENZIG / WÜSTENHAGEN (2009, S. 161).

Grünstrom, äußern. Neben der umfangreichen staatlichen Regulierung des Stromsektors, insb. für Haushaltskunden, gibt es in der Schweiz auch in geringem Ausmaß weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden, wie Verbraucherschutzorganisationen oder Ombudsstellen auf kantonaler Ebene, die sich für die Rechte von Verbrauchern einsetzen, Informationen zur Verfügung stellen oder bei Streitbeilegung unterstützen. Versorgungsunternehmen können aufgrund der guten Prognostizierbarkeit der zukünftigen Nachfrage und der Sicherheit, dass sie ihre Kosten weiterreichen können, langfristige Investitionen in Erzeugungskapazität tätigen.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass die in der Schweiz vorzufindende organisatorische Verknüpfung von Verteilnetzbetrieb und Endkundenbelieferung auch im Lichte der in Abschnitt 4.2.3 und 4.2.4 dargestellten Überlegungen einzuordnen ist. Dort wurde gezeigt, dass die operative Steuerung knapper Verteilnetzkapazität sachgerecht beim Verteilnetzbetreiber verortet ist und eine enge Koordination zwischen Netzsteuerung und Endkundenschnittstelle zur Begrenzung von Koordinations- und Transaktionskosten beitragen kann. Die schweizerische Ausgestaltung kann insofern als ein institutioneller Referenzfall verstanden werden, in dem diese Nähe bereits gegeben ist, ohne dass damit eine normative Übertragung auf andere Länder impliziert ist.

Die Ausgestaltung des Stromvertriebssystems in der Schweiz entspricht damit weitgehend der in Abschnitt 4.1.1.1.2 betrachteten Variante mit dezentralen monopolistischen Vertrieben, allerdings mit Integration einiger ausgewählter Elemente des liberalen Endkundenmarktes wie in Abschnitt 4.1.1.3 und es ist somit davon auszugehen, dass für Verbraucher insgesamt geringe Kosten anfallen, da ihre Transaktionskosten niedrig sind, und dennoch ihre Präferenzen durch das Angebot verschiedener Tarife getroffen werden. Dafür, dass es sich dabei um eine sinnvolle Ausgestaltung handelt, spricht auch, dass eine Liberalisierung des Strommarktes für Haushaltskunden in der Schweiz bereits seit langem angedacht wird, jedoch bisher nicht umgesetzt wurde und Verbraucherorganisationen sich dafür eingesetzt haben, dass auch im Falle einer Marktöffnung die Grundversorgung, wie es sie aktuell gibt, bestehen bleibt. Es ist jedoch zu hinterfragen, ob eine Belieferung mit Strom durch eine Vielzahl dezentraler Verteilnetzbetreiber langfristig sinnvoll ist, oder ob zusätzliche Größeneffekte realisiert werden könnten, wenn vertriebliche Aufgaben stärker zentralisiert organisiert würden.

5.4 Übergreifende Bewertung und Einordnung der internationalen Erfahrungen

Aus einem Vergleich internationaler Stromvertriebssysteme lässt sich insb. die Erkenntnis ziehen, wie groß die Bandbreite bei der Ausgestaltung im internationalen Vergleich ist. Viele der in Kapitel 4 diskutierten Ausgestaltungsmöglichkeiten von Stromvertriebssystemen sind in der Realität in verschiedenen Kombinationen beobachtbar. Wie gut die Ausgestaltung eines Stromvertriebssystems in der Realität geeignet ist, um die Kosten, die bei Konsumenten in Form von Strompreisen, möglicherweise zusätzlichen Kosten für Flexibilisierungs- und Automatisierungslösungen und Transaktionskosten anfallen, gering zu halten, lässt sich nur schwer messen. Zwar können beobachtbare Größen, wie beispielsweise die Beschwerdequote von Verbrauchern, herangezogen werden. Allerdings haben neben der Organisation des Stromvertriebsmarktes viele weitere Faktoren

Einfluss auf diese Größen.[534] Die Höhe der Beschwerdequote hängt u. a. davon ab, inwiefern Beschwerdemöglichkeiten zur Verfügung stehen. Auch Wechselquoten eigenen sich nur sehr bedingt zur Bewertung der Ausgestaltungsvariante, da eine hohe Wechselquote zwar dafür sprechen kann, dass Wechsel mit relativ geringen Transaktionskosten verbunden sind. Da Wechsel jedoch zwangsläufig immer mit Transaktionskosten für Haushalte verbunden sind, ist grundsätzlich zu hinterfragen, ob häufige Wechsel ein anzustrebendes Ziel darstellen. Die Eignung von liberalen Stromvertriebsmärkten sollte daher daran gemessen werden, ob durch die verschiedenen im Wettbewerb stehenden Vertriebe ein zusätzlicher Nutzen für die Endkunden geschaffen wird.[535] Ergänzend ist festzuhalten, dass sich die betrachteten Stromvertriebssysteme nicht nur hinsichtlich des Wettbewerbsgrades auf der Endkundenseite unterscheiden, sondern auch darin, wie die Steuerung und Bewirtschaftung der Verteilnetze institutionell organisiert und von den wettbewerblichen Marktaktivitäten abgegrenzt ist.

In Bezug auf die Vertriebsorganisation in Norwegen und Großbritannien ist davon auszugehen, dass die ergriffenen regulatorischen Maßnahmen einige der in Abschnitt 4.1.2.1 beschriebenen möglichen Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden beheben. In Großbritannien führen allerdings insb. die Richtungswechsel in der Umsetzung regulatorischer Maßnahmen nicht unbedingt dazu, dass Verbraucher ein gutes Verständnis des Strommarktes entwickeln, sowie entsteht dadurch kein verlässliches regulatorisches Umfeld für die betroffenen Unternehmen. In Norwegen ist das Hauptelement der Regulierung die Vorgabe von Standardvertragstypen, wodurch die Vergleichbarkeit von Verträgen für Kunden erhöht werden soll. In Großbritannien gab es in der Vergangenheit auch eine Vorgabe zum Aufbau von Tarifen und der maximalen Anzahl, die von einem Vertrieb angeboten werden durfte. Diese Regelung wurde jedoch wieder abgeschafft. Im Anschluss wurde eine Preisobergrenze für bestimmte Tariftypen eingeführt, die jedoch auch nur temporär ist. Um in Großbritannien eine Vertriebslizenz zu erhalten, müssen Vertriebe darlegen, dass sie über ausreichend Ressourcen verfügen und wie sie die regulatorischen Vorgaben einhalten werden. Sowohl in Norwegen als auch in Großbritannien gibt es zudem Vorgaben zum Marketing und Informationsbereitstellung, zur Abrechnung und zu Wechselprozessen.

Die Organisation des Stromvertriebssystems in der Schweiz entspricht weitgehend der in Abschnitt 4.1.1.1.2 betrachteten Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb in der dezentralen monopolistischen Variante und mit Integration ausgewählter Elemente des liberalen Endkundenmarktes, allerdings mit einer Organisation der Erzeugungsseite, die eher als EOM mit selektiven Kapazitätsinstrumenten einzuordnen ist. Wie oben analysiert wurde, sind bei einer sinnvollen Ausgestaltung dieser Variante für die Organisation der Endkundenseite wenig Probleme an der Schnittstelle zu den Endkunden zu erwarten und es fallen geringe Transaktionskosten sowohl bei den Kunden als auch bei den Vertrieben an. Um überhöhte Preise aufgrund der Monopolstellung der als Vertriebe agierenden VNB zu verhindern, ist jedoch eine interne Vorgabe eines verbraucherwohlorientierten Verhaltens oder zumindest eine externe Preisregulierung notwendig. Wenn dies gelingt, so ist diese Ausgestaltung ohne

[534] Vgl. MOREY / KIRSCH (2016, S. 24).

[535] Vgl. zu dieser Sichtweise auch JOSKOW (2000, S. 1 ff.).

Endkundenwettbewerb, bei der jedoch unterschiedliche Tarife angeboten werden und weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden aktiv sind, auch vor dem Hintergrund der integrierten Wahrnehmung von Verteilnetzbetrieb und Endkundenbelieferung gegenüber Varianten mit einem liberalen Stromvertriebsmarkt vorzuziehen.

Die Beobachtungen aus Norwegen und Großbritannien zeigen, dass, falls es einen liberalen Endkundenmarkt gibt und Vergleichsportale als zusätzliche Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden existieren, dann auch regulatorische Eingriffe an dieser Stelle sinnvoll sind. Als beste Lösung erscheint dabei ein zentrales staatlich betriebenes oder stark reguliertes Vergleichsportal, gefolgt von einer staatlichen Akkreditierung und somit einer zumindest umfangreichen Regulierung der privat betriebenen Portale. Aufgrund der nicht vorhandenen Wechselmöglichkeit für Haushaltskunden gibt es in der Schweiz kein Stromvergleichsportal im eigentlichen Sinne, sondern lediglich Portale, über welche Grünstromzertifikate von Haushaltskunden erworben werden können. In Norwegen gibt es ein staatliches Stromvergleichsportal und in Großbritannien zwei Portale, die von öffentlichen Akteuren betrieben werden, und daneben mehrere privat betriebene. Stromvergleichsportale haben in Großbritannien die Möglichkeit, sich staatlich akkreditieren zu lassen, wenn sie der Einhaltung eines Vertrauenskodex zustimmen.

6 Das Stromvertriebssystem in Deutschland: Status quo und Reformoptionen

In diesem Kapitel werden die Erkenntnisse aus den theoretischen Analysen und Überlegungen in Kapitel 4 sowie aus den Länderfallstudien in Kapitel 5 zur Untersuchung des Stromvertriebssystems in Deutschland genutzt. Nach einer Darstellung und Einordnung des Status quo sowie einer übergreifenden Beurteilung der Organisation des Vertriebsmarktes in Abschnitt 6.1, werden in Abschnitt 6.2 verschiedene Reformoptionen diskutiert. Ebenso wie in Kapitel 5 ist auch hier der Betrachtungszeitraum zunächst bis zum Beginn des Jahres 2020 begrenzt, jedoch werden in Abschnitt 6.1.3 auch die Entwicklungen nach 2020 dargestellt, da diese Aufschlüsse über die Krisenresilienz des Stromvertriebssystems zulassen.

6.1 Status quo

6.1.1 Entwicklung und Zuständigkeiten

Die Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes fand 1998 aufgrund von Bestrebungen der EU zur Liberalisierung des Energiebinnenmarktes im Rahmen des ersten Energiepakets der Europäischen Union statt.[536] Die Vorgaben der EU wurden durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)[537] umgesetzt, das die Auflösung regionaler vertikal integrierter Monopole und die Entflechtung der Bereiche Erzeugung und Übertragung vorsah. Ebenso wurden Preiskontrollen durch das EnWG abgeschafft und eine marktbasierte Preisbildung vorgeschrieben. Deutschland folgte damit dem Vorgehen Norwegens, wo die Liberalisierung des Stromvertriebsmarktes etwa zeitgleich mit Großbritannien seit Beginn der 1990er Jahre stattfand, und erlaubte der überwiegenden Anzahl an Versorgungsunternehmen im Markt zu bleiben.[538] Das zweite Energiepaket der Europäischen Union aus dem Jahr 2003 trieb die Liberalisierung weiter voran, indem es einen regulierten Marktzutritt für Dritte sowie eine obligatorische Entflechtung von Erzeugung und Übertragung vorgab. Diese Änderungen wurden mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 2005 in nationales Recht umgesetzt, durch das darüber hinaus im Vertriebsbereich größere Wahlfreiheiten für Industrie- und Haushaltskunden geschaffen wurden. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber und über 800 Verteilnetzbetreiber, wobei die meisten VNB weniger als 100.000 Kunden anschließen. Die VNB sind rechtlich oder kommerziell von der Vertriebssparte entflochten und dürfen keine Vertriebstätigkeiten ausüben.

Vor diesem Hintergrund ist zu berücksichtigen, dass sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber nicht auf den rein passiven Netzbetrieb beschränkt. Mit der zunehmenden Verbreitung neuer, potenziell steuerbarer Lasten treten neben Betrieb und Ausbau der Netzinfrastruktur verstärkt netzorientierte Steuerungs- und Bewirtschaftungsaufgaben im Nieder- und Mittelspannungsnetz in den Vordergrund, die insb. auf die Vermeidung und das Management lokaler Engpasssituationen abzielen. Diese Entwicklung findet im

[536] Als juristisches Instrument entstand dabei die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

[537] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).

[538] Vgl. AMELUNG (2020, S. 2).

deutschen Rechtsrahmen u. a. ihren Ausdruck in Regelungen wie § 14a EnWG, die dem Verteilnetzbetreiber Steuerungsbefugnisse gegenüber bestimmten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen[539] eröffnen und damit seine Rolle als zentralen Akteur für die operative Umsetzung lokaler Netzsteuerung unterstreichen. Die konkrete Ausgestaltung dieser Instrumente ist Gegenstand jüngerer regulatorischer Anpassungen und wird im weiteren Verlauf näher betrachtet.

Die Regulierung des Stromsystems ist sehr komplex und es sind eine Vielzahl von Akteuren eingebunden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) ist auf Bundesebene für Energiepolitik zuständig. In den Aufgabenbereich des BMWE fallen die Zuständigkeiten für die Politik zur Markteinführung Erneuerbarer Energien, die Energieeffizienz, die Notfallplanung für Öl, Gas und Strom sowie die Energieforschungspolitik. Das BMWE ist der deutsche Vertreter für die Energiepolitik in der Europäischen Union und international. Das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) hat in der aktuellen 21. Legislaturperiode die Zuständigkeit für Verbraucherschutz wieder an das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) abgetreten, dafür jedoch den Bereich Klimaschutz zurückgewonnen, der in der vorangegangenen Legislaturperiode beim Bundeswirtschaftsministerium angesiedelt war.

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) ist eine obere Bundesbehörde im Geschäftsbereich des Bundeswirtschaftsministeriums und die oberste deutsche Regulierungsbehörde. Ihre Aufgaben bestehen in der Aufrechterhaltung und Förderung des Wettbewerbs sowie in der Moderation von Schlichtungsverfahren. Sie ist mit eigenen Entscheidungsbefugnissen ausgestattet und hat das Recht Informationen zu sammeln, Sachverhalte zu untersuchen und Sanktionen zu verhängen. Im Energiebereich ist die Regulierungsbehörde für die Netzregulierung, die Systemintegration, die Netzplanung und die Erteilung von Genehmigungen für Hochspannungsleitungen zuständig. Außerdem ist die BNetzA für die Überwachung des Energiegroßhandels zuständig. Auf europäischer Ebene ist die BNetzA Mitglied von ACER und CEER.

Das Bundeskartellamt ist ebenfalls eine unabhängige Bundesbehörde im Geschäftsbereich des BMWE und hat den Auftrag, den Wettbewerb in Deutschland zu schützen. Zu den Aufgaben des Bundeskartellamtes zählen die Fusionskontrolle, die Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende oder marktmächtige Unternehmen, die Durchsetzung des Kartellverbots und die Überprüfung von Verfahren zur Vergabe öffentlicher Aufträge durch den Bund. Das Bundeskartellamt reguliert den Wettbewerb im Elektrizitätssektor, einschließlich der Überwachung von Fusionsaktivitäten und potenziell wettbewerbswidrigem Verhalten von Marktteilnehmern. Die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) ist für die Aufsicht über den Stromhandel zuständig, soweit dieser über Finanzinstrumente abgewickelt wird. Die Monopolkommission ist ein ständiges und unabhängiges Expertengremium, das die Regierung in Fragen des Wettbewerbs berät. In diesem Zusammenhang ist

[539] Soweit es um die regulatorische Ausgestaltung gemäß § 14a EnWG geht, wird im Folgenden der dort verwendete Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verwendet. Dieser ist weiter gefasst als der in dieser Arbeit verwendete Begriff der ‚neuen Lasten' und kann neben Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch Speicher sowie Anwendungen zur Erzeugung von Kälte umfassen. Analytisch werden steuerbare Verbrauchseinrichtungen hier als Teilmenge flexibler Lasten verstanden; der Fokus der vorliegenden Untersuchung liegt jedoch – wie in Abschnitt 4.2 erläutert – auf einem engeren Ausschnitt zusätzlicher, leistungsstarker Haushaltsanwendungen mit relevantem zeitlichem Verschiebungs- bzw. Speicherpotenzial.

sie nach dem Gesetz über die Energiewirtschaft verpflichtet, alle zwei Jahre einen Sonderbericht über die Entwicklung des Wettbewerbs auf den Strom- und Gasmärkten zu erstellen.

In Deutschland haben sowohl der Bund als auch die Länder Zuständigkeiten in der Energiepolitik, wobei der Großteil der Befugnisse auf Bundesebene angesiedelt ist. Die Länder haben hauptsächlich durch den Bundesrat Einfluss auf die Bundesgesetzgebung. Daneben sind ihnen in bestimmten Bereichen eigene Zuständigkeiten zugeordnet. So ist beispielsweise die Bundesnetzagentur zuständig für größere Netzbetreiber, also Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber mit einer großen Anzahl von Anschlusspunkten, die in mehr als einem Bundesland liegen. Für kleinere VNB (mit weniger als 100.000 Kunden) sind i. d. R. die regionalen Behörden zuständig.[540] Verstöße gegen das Kartellverbot oder missbräuchliche Verhaltensweisen, deren Auswirkungen auf das Gebiet eines Bundeslandes beschränkt sind, werden von der Wettbewerbsbehörde des jeweiligen Bundeslandes verfolgt.

6.1.2 Organisation des Vertriebsmarktes

6.1.2.1 Anbieterstruktur

Die Zahl der Stromvertriebe[541] lag im Jahr 2018 bei 1.485. Davon belieferten etwa 94 Prozent weniger als 100.000 Kunden. Etwa 88 große Vertriebe beliefern über 50 Prozent aller Kunden. Etwa die Hälfte aller Vertriebe ist ausschließlich regional tätig, wohingegen lediglich 7 Prozent der Vertriebe deutschlandweit tätig sind. Haushaltskunden konnten 2018 durchschnittlich zwischen Angeboten von 132 Vertrieben wählen, wobei das Angebot regional sehr unterschiedlich ist. So sind in 11 Prozent der Netzgebiete weniger als 50 Vertriebe aktiv und in 1,6 Prozent der Netzgebiete sogar nur ein einziger Vertrieb.[542]

Etwa 41 Prozent der Nachfrager werden von Vertrieben beliefert, die auch als Verteilnetzbetreiber tätig sind. Vertrieb, Verteilnetzbetrieb und teilweise auch Stromerzeugung werden in diesen Fällen von unterschiedlichen juristischen Personen betrieben und sind wirtschaftlich entflochten. Die Unternehmen nutzen dabei jedoch die Synergien eines integrierten Energieversorgers. Den Vertriebsbereich betreiben diese Unternehmen sowohl unter ihrem eigenen Namen als auch unter Verwendung von Zusatzmarken. Weitere 29 Prozent der Nachfrager beziehen ihren Strom von den Vertriebssparten der regionalen Energieversorgungsunternehmen, die ein Verteilnetz in einem Teil des Landes betreiben und dort sowie teilweise auch in anderen Landesteilen oder bundesweit als Vertrieb tätig sind. Einige dieser Unternehmen sind zusätzlich auch in der Stromerzeugung tätig, zunehmend im Bereich der Erneuerbaren Energien. Neben den Vertrieben, die Teil eines Unternehmens sind, das auch im

[540] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2020, S. 129).

[541] Natürliche und juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Elektrizität zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist, werden nach § 3 EnWG als Stromlieferanten bezeichnet. Innerhalb dieser Untersuchung wird dennoch auch in Bezug auf Deutschland der allgemeine Begriff „Stromvertrieb“ bzw. „Vertrieb“ verwendet, um eine bessere Vergleichbarkeit mit den anderen Fallstudien sowie der theoretischen Analyse zu gewährleisten.

[542] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 266 ff.).

Erzeugungs- oder Verteilnetzbetrieb tätig ist, gibt es ca. 140 unabhängige Vertriebe, die im Besitz von Investoren oder ausländischer Energieunternehmen sind.[543]

In Deutschland kann zweckmäßig eine Einteilung in die Gruppen grüne Vertriebe, lokale Vertriebe und Discountvertriebe erfolgen. Die grünen Vertriebe bieten dabei nicht nur einen Grünstromtarif neben anderen Tarifen an, sondern spezialisieren sich auf den Vertrieb und die Förderung Erneuerbarer Energien indem sie nicht nur beliebige Grünstromzertifikate hinzukaufen, sondern beispielsweise nur deutsche Zertifikate neuer Anlagen verwenden, um eine Zusätzlichkeit nachzuweisen, oder indem Kunden bestimmte Anlagen auswählen können, von denen sie bilanziell ihren Strom beziehen. Einige grüne Vertriebe bieten darüber hinaus die Förderung von EE-Erzeugungsanlagen an. Bei lokalen Vertrieben handelt es sich meist um Stadtwerke, die neben dem Strom- und Gasvertrieb in weiteren Bereichen wie Verteilnetzbetrieb, Verkehrsunternehmen, Bäderbetriebe etc. aktiv sind, auch wenn es sich dabei um getrennte Unternehmen handelt. Viele Kunden fühlen sich daher lokalen Vertrieben verbunden und schätzen den Service vor Ort in Form von Filialen, in denen Ansprechpartner verfügbar sind. Bei den Discountvertrieben handelt es sich meist um Subunternehmen großer Versorgungsunternehmen oder unabhängige Vertriebe, die offensiv mit günstigen Preisen werben.[544]

Durch die veränderten Bedingungen im Zuge der Energiewende und die steigende Anzahl an Vertrieben hat die Kreditwürdigkeit vieler Vertriebe abgenommen. 2018 verfügten etwa 20 Prozent nicht mehr über eine sehr gute oder gute Bonität und der durchschnittliche Gewinn der Vertriebe ist in den letzten Jahren von 20 auf 6 Prozent gesunken. Der Verschuldungsgrad vieler Vertriebe wird als beunruhigend hoch eingeschätzt.[545]

6.1.2.2 Angebotene Tarife

Die Vertriebe wenden verschiedene Strategien bei der Tarifgestaltung an. Bei der Preisgestaltung findet sowohl ein kostenorientiertes als auch ein kunden- und wettbewerbsorientiertes Vorgehen statt. Die Beschaffungskosten von Vertrieben setzen sich aus den durchschnittlichen Einkaufspreisen je kWh am Großhandelsmarkt und aus Risikozuschlägen für Abweichungen zwischen beschafften und zu liefernden Mengen sowie Preissteigerungen für noch nicht beschaffte Mengen zusammen.[546] Wenn Vertriebe für Lieferverträge, die sie mit Kunden geschlossen haben, nicht die gesamte prognostizierte Strommenge im Voraus beschaffen, muss der Strom zu einem späteren Zeitpunkt ggf. zu einem höheren Preis beschafft werden, den der Vertrieb wiederum nicht an die Kunden durchreichen kann, wenn er eine Preisgarantie abgegeben hat. Dies kann zu einem erheblichen Anstieg der Kosten für Vertriebe führen sowie zu einer Reduktion der kalkulierten Marge.[547] Diese Mechanismen wurden in Abschnitt 4.1.1.2.1.1 bereits allgemein herausgearbeitet.

Ein weiteres Mittel zur Preisgestaltung, das viele Vertriebe nutzen, sind Bonuszahlungen. Laut einer Untersuchung des vzbv lässt sich damit zwar im ersten Jahr der Vertragslaufzeit eine Ersparnis für die

[543] Vgl. AMELUNG (2020, S. 5 f.).
[544] Vgl. AMELUNG (2020, S. 12 ff.).
[545] Vgl. HENZELMANN (2018, S. 15).
[546] Vgl. GEORG (2019, S. 17).
[547] Vgl. HIRT (2019, S. 85).

Kunden realisieren, diese ist im Vergleich zu ähnlichen Tarifen ohne Boni jedoch relativ gering. Zudem fallen die Kosten ab dem zweiten Vertragsjahr, für das kein Bonus mehr gezahlt wird, umso höher aus, je höher der Bonus im ersten Jahr war.[548] Ein häufiges Problem bei Tarifen mit Boni ist zudem, dass die Bedingungen, nach denen diese ausgezahlt werden, für die Kunden oft schwer verständlich sind, oder Bonuszahlungen auch bei einem Anspruch der Kunden nicht oder nur auf Nachfrage ausgezahlt werden.[549] Die Tarifgestaltung mithilfe von Boni nutzen Vertriebe insb. in Hinblick darauf, dass viele Kunden ihren Tarif über ein Stromvergleichsportal wählen und dort meist das Ranking anhand des Preises im ersten Vertragsjahr besonders ausschlaggebend ist. Auf diese Thematik wird in Abschnitt 6.1.2.6 vertieft eingegangen. Da es sich bei Kunden, die von Preisnachlässen angezogen werden, jedoch überwiegend um preissensible und wechselbereite Kunden handelt, ist davon auszugehen, dass diese zu einem erneuten Wechsel bereit sind, wenn andere Vertriebe günstiger anbieten.

Durch Stromvergleichsportale herrscht auch für Vertriebe eine große Transparenz über Preise ihrer Wettbewerber. So lässt sich erklären, dass der vzbv bei seiner Untersuchung über Bonuszahlungen herausfand, dass sich die Jahreskosten der zehn erstplatzierten Vertriebe inklusive Bonuszahlungen auf Vergleichsplattformen kaum voneinander unterscheiden.[550] Teilweise passen Vertriebe ihre Preise oder Boni täglich an, um auf die veränderte Wettbewerbssituation zu reagieren.[551] Eine andere häufig verwendete Bepreisungsstrategie von Vertrieben besteht daher darin, zu warten bis andere Vertriebe aufgrund von Preisanstiegen am Großhandelsmarkt oder steigender Steuern und Abgaben ihre Preise anpassen müssen und diese Intransparenz auf dem Markt zu nutzen, um entweder ihren Kundenstamm zu vergrößern, indem sie gar nicht oder erst später ihre Preise anpassen, oder ihre Marge zu erhöhen, indem sie den Preis stärker anpassen, als aufgrund der Kostensteigerung nötig gewesen wäre.[552]

In Untersuchungen wurde herausgefunden, dass etwa ein Viertel aller führenden Tarife auf Stromvergleichsportalen defizitär sind, sowie dass die Amortisationszeit der Investitionskosten für die Anwerbung von Neukunden bis zu neun Jahre betragen kann.[553] Dies bedeutet, dass sich angebotene Tarife erst nach einer langen Vertragslaufzeit und nach dem Ablauf etwaiger Bonuszeiträume für Vertriebe rechnen. Dies sorgt auch dafür, dass es eine große Markteintrittsbarriere für neue und kapitalschwache Vertriebe gibt.

Auf dem Vertriebsmarkt werden zunehmend gebündelte Tarife angeboten, bei denen neben der Stromlieferung weitere Produkte oder Dienstleistungen Teil des Vertrages sind. Teilweise handelt es sich dabei um elektronische Geräte, Gutscheine oder Eintrittskarten, die ähnlich wie ein monetärer Bonus zu betrachten sind. Weiterhin gibt es die Bündelung mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich. Besonders häufig sind gebündelte Strom- und Gaslieferverträge. Insgesamt boten 2018

[548] Vgl. BARZ ET AL. (2020, S. 22 f.).
[549] Vgl. BARZ ET AL. (2020, S. 9 und S. 56).
[550] Vgl. BARZ ET AL. (2020, S. 21).
[551] Vgl. GEORG (2019, S. 20).
[552] Vgl. AMELUNG (2020, S. 7 f.).
[553] Nach AMELUNG (2020) beträgt die Amortisationszeit mindestens zwei bis drei Jahre; nach HIRT (2019) bis zu neun Jahre. Vgl. AMELUNG (2020, S. 7) und HIRT (2019, S. 91).

5,5 Prozent der Vertriebe gebündelte Tarife an.[554] Auch Ökostromtarife können in gewisser Weise als gebündelte Tarife angesehen werden, da der Strombezug dabei mit der Vorlage von Herkunftsnachweisen in entsprechender Menge verbunden wird. Da der Ausbau der Erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert wird und ein Doppelvermarktungsverbot besteht, d. h. Strom, der über das EEG gefördert wird, nicht gleichzeitig als Grünstrom mit Herkunftsnachweisen verkauft werden darf, und nur ein geringer Anteil der Stromerzeugung in EE-Anlagen ohne Förderung erfolgt, stammt ein Großteil der Herkunftsnachweise aus dem europäischen Ausland. Da die Herkunftsnachweise überwiegend von Bestandsanlagen emittiert werden ist davon auszugehen, dass dadurch nicht in großem Maße der Ausbau von EE-Erzeugung – insb. nicht der EE-Erzeugung in Deutschland – gefördert wird. Die Anzahl der Haushaltskunden, die 2018 einen Grünstromtarif gewählt haben, lag dennoch bei 11,3 Millionen.[555]

Die Haushaltsstrompreise sind in den letzten zehn Jahren um etwa 10 Prozent angestiegen und lagen 2019 mengengewichtet über alle Vertragskategorien (Grundversorgungsvertrag, Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Vertrieb, der nicht der örtliche Grundversorger ist) bei 30,85 ct/kWh.[556] Die Grundversorgung stellte dabei mit durchschnittlich 31,94 ct/kWh die teuerste Versorgungsart dar, während für Verträge außerhalb der Grundversorgung durchschnittlich 30,46 ct/kWh gezahlt wurden. Auch über einen Betrachtungszeitraum seit 2008 war die Grundversorgung stets die teuerste Vertragskategorie.[557] Die Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland sind innerhalb Europas unter den höchsten. Dies liegt insb. am hohen Anteil an Steuern, Abgaben und Netzentgelten, die von den Vertrieben zusätzlich zum Großhandelsstrompreis und ihrer Vertriebsmarge erhoben werden müssen, und in Summe etwa 52 Prozent des Haushaltsstrompreises ausmachen. Der vom Vertrieb beeinflussbare Anteil, bestehend aus Kosten der Strombeschaffung und Vertriebsmarge, lag 2019 bei rund 24,7 Prozent.[558]

Bei den in Deutschland angebotenen Stromtarifen handelt es sich ganz überwiegend um lineare Tarife, bei denen es einen festen Grundpreis und einen verbrauchsabhängigen Arbeitspreis, der unabhängig von der gesamten Abnahmemenge oder der Zeit gilt, gibt.[559] Die meisten linearen Stromtarife sind mit einer Preisgarantie verbunden, die jedoch verschieden definiert sein kann und somit für die Kunden einen sehr unterschiedlichen tatsächlichen Schutz vor steigenden Preisen bedeutet. So können entweder alle Preiskomponenten (bis auf die Mehrwertsteuer) garantiert sein, die Preisgarantie kann leicht eingeschränkt sein und Anpassungen an Steuern, Abgaben und Umlagen zulassen, oder sie kann stark eingeschränkt sein und neben Steuern, Abgaben und Umlagen auch eine Weitergabe von

---

[554] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 281).

[555] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 314).

[556] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 288 f.).

[557] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 298 f.).

[558] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 291 f.).

[559] Vgl. HIRT (2019, S. 86).

Anpassungen an den Netzentgelten zulassen. Somit kann mehr als die Hälfte des Strompreises von der Preisgarantie ausgenommen sein. Einer Untersuchung der Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen zufolge gehen Preisgarantien fast immer mit längeren Vertragslaufzeiten einher und enthalten im Vergleich zu Tarifen ohne Preisgarantie einen Preisaufschlag.[560] Generell ist die maximale Laufzeit von Verträgen auf zwei Jahre begrenzt und es werden überwiegend Ein- und Zweijahresverträge angeboten. Neben den gängigen linearen Stromtarifen gibt es tageszeitabhängige[561] und bereits vereinzelt lastvariable Tarife. Tageszeitabhängige Tarife wurden 2018 von 62 Prozent und lastvariable Tarife von 9 Prozent der Vertriebe angeboten. Tarife, deren Preis an den Großhandelsmarktpreis gekoppelt ist, setzen den Einbau von Smart Metern voraus und wurden 2018 von lediglich einem Vertrieb angeboten.[562]

Unter den in Abschnitt 4.2 dargestellten veränderten technischen Annahmen ist davon auszugehen, dass die Bedeutung solcher zeitvariablen bzw. lastvariablen Tarifbestandteile künftig zunimmt. Mit der zeitlich hochaufgelösten Verbrauchserfassung und der Möglichkeit zur Steuerung einzelner elektrischer Anwendungen im Haushaltsbereich wird die Tarifgestaltung für Vertriebe zum einen granularer, für Haushalte zum anderen aber auch schwerer zu überblicken, da sich die Vorteilhaftigkeit eines Tarifs nicht mehr allein aus Arbeitspreis, Grundpreis und Vertragslaufzeit ergibt, sondern zusätzlich davon abhängt, in welchem Umfang ein Haushalt seinen Strombezug zeitlich anpassen oder durch Automatisierungslösungen steuern lassen kann.[563]

6.1.2.3 Nachfrage

Die Elektrizitätsnachfrage in Deutschland ist über die vergangenen Jahre relativ konstant geblieben und lag durchschnittlich bei 530 TWh pro Jahr. Dabei entfiel 2017 etwa 52 Prozent der Nachfrage auf die Sektoren Haushalte sowie Handel und Dienstleistungen, 43 Prozent auf den Industriesektor und lediglich ein sehr geringer Anteil auf den Verkehrssektor. Im Vergleich zu 2007 sank die Stromnachfrage im Jahr 2017 in fast allen Sektoren. Im Haushaltssektor betrug der Rückgang der Stromnachfrage 8 Prozent.[564] An Haushaltskunden wurde 2018 117 TWh Strom inklusive Heizstrom abgegeben.[565]

Mit Inkrafttreten der Europäischen Energieeffizienzrichtlinie[566] wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, bis 2016 ihren Endenergieverbrauch um 9 Prozent zu senken sowie den Markt für Energiedienstleistungen zu fördern. Unter Energiedienstleistungen werden laut der Richtlinie Maßnahmen verstanden, die nachweislich zu Energieeffizienzverbesserungen oder Primärenergieeinsparungen beitragen, sowie die Betriebs-, Instandhaltungs- und Kontrollaktivitäten, die

---

[560] Vgl. WALLRAF / BÜCHEL (2016, S. 3 ff.).

[561] Hierbei handelt es sich überwiegend um sogenannte Hochtarif/Niedertarif-Verträge bzw. HT/NT-Verträge über die beispielsweise Nachtspeicherheizungen in Zeiten erwarteter niedrigerer Stromnachfrage von günstigeren Preisen profitieren.

[562] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 280 f.).

[563] Vgl. Abschnitte 4.2.1 und 4.2.2.

[564] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2020, S. 127).

[565] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 270).

[566] Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz.

mit diesen Maßnahmen einhergehen. Die Grundlage für den Einbau von Smart Metern in Haushalten wurde durch das EnWG 2005 bzw. seine Überarbeitung im Jahr 2008 geschaffen, in dem die freie Wahl des Messtellenbetreibers zunächst auf den Anschlussnehmer und im zweiten Schritt auf den Anschlussnutzer (also ggf. den Mieter) übertragen wurde. Mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)[567], das 2016 im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende erlassen wurde, sind ein schrittweiser Roll-Out für intelligente Messsysteme vorgeschrieben sowie datenschutzrechtliche Fragen geregelt.[568] Zunächst sollten größere Verbraucher mit einem Energieverbrauch von 6.000 kWh pro Jahr und Erzeugungsanlagen mit mehr als 7.000 Kilowatt Jahresleistung bis 2020 mit intelligenten Zählern ausgestattet werden. Da es sich bei intelligenten Zählern um einen Bestandteil kritischer Infrastruktur handelt, schreibt das Gesetz deren Zertifizierung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vor. Der verpflichtende Einsatz konnte erst beginnen, als drei Hersteller von intelligenten Zählern die Zertifizierung erhalten hatten. Das erste Zertifikat wurde im Dezember 2018 ausgestellt, das dritte im Dezember 2019. Daher wurde die Einführung intelligenter Zähler bis dahin durch Verzögerungen bei der Technologieentwicklung und die Zertifizierung der Technologie gebremst.[569] Zwar gibt es zunehmend Smart Meter, welche den Stromverbrauch von Kunden in beliebigen zeitlichen Abständen messen, auswerten und in verschiedenen Programmen nutzen (beispielsweise indem der Verbrauch für den Kunden anschaulich dargestellt wird), die Verbreitung ist insgesamt jedoch weiterhin sehr niedrig.[570]

6.1.2.4 Tarifwahl und Wechselverhalten von Kunden

Trotz der Liberalisierung des Vertriebsmarktes ist noch immer der Großteil der Haushaltskunden in einem Vertrag des örtlichen Grundversorgers. Im Jahr 2018 wurden 69 Prozent der gesamten Entnahmemenge der privaten Haushalte über Verträge beim Grundversorger entnommen: 27 Prozent über Grundversorgungsverträge und 42 Prozent über Verträge außerhalb der Grundversorgung. Lediglich 31 Prozent der Abnahmemenge wurde über andere Vertriebe bezogen.[571] Die Wechselquote bei Haushaltskunden betrug im Jahr 2018 10,2 Prozent. In absoluten Zahlen wurden 2018 6,7 Millionen Vertrags- und Vertriebswechsel vollzogen.[572] Als Grund für die geringe Wechselquote in Deutschland wird vor allem die Unsicherheit aufgrund der Insolvenzen mehrerer Stromvertriebe in den vergangenen Jahren angesehen. Wenn Kunden allerdings ihren Vertrieb wechseln, so sind meist die Kosten ausschlaggebend dafür. Unter den in Abschnitt 4.2 beschriebenen Annahmen verbrauchsnaher Messung und Demand Response ist zudem davon auszugehen, dass Wechselentscheidungen tendenziell noch komplexer werden, da Haushalte nicht nur Preisniveaus, sondern auch tarifliche

[567] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG).

[568] Vgl. PRICEWATERHOUSECOOPERS AKTIENGESELLSCHAFT WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT (PWC) (2017, S. 431).

[569] Vgl. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2020, S. 137).

[570] Vgl. GEORG (2019, S. 50).

[571] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 273).

[572] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2020, S. 275).

Steuerungslogiken, Automatisierungsoptionen sowie mögliche Wechselwirkungen mit der netzseitigen Steuerung berücksichtigen müssen. Daneben werden in deutlich geringerem Maße auch der Wunsch nach Ökostrom oder nach besserem Service als Gründe genannt.[573]

Seit einigen Jahren gibt es Beobachtungen, dass wechselwillige Kunden trotz guter Bonität von Vertrieben abgelehnt werden. Laut vzbv muss davon ausgegangen werden, dass Vertriebe insb. bei Bonustarifen bewusst jene Kunden ausschließen, bei denen davon auszugehen ist, dass sie zum Ende der Mindestvertragslaufzeit wechseln, um bei einem anderen Vertrieb von einem Bonus zu profitieren. Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben haben Vertriebe einen Anreiz, wechselbereite Kunden abzulehnen, da Bonustarife meist zunächst defizitär sind und sich erst nach mehreren Jahren Vertragslaufzeit amortisieren.[574] Vertriebe sind dazu berechtigt, Vertragsanfragen abzulehnen, da für Vertriebe, die nicht Grundversorger sind, der Grundsatz der Vertragsfreiheit gilt. Auf diese Weise werden insb. jene Kunden am erneuten Wechsel gehindert, die in der Vergangenheit bereits mehrfach den Vertrieb gewechselt haben. Laut Recherchen des Norddeutschen Rundfunks und der Süddeutschen Zeitung gab es Bestrebungen von Wirtschaftsauskunfteien, Datenbanken für Energievertriebe zu entwickeln, die auch Auskunft über die Vertragshistorie von Kunden geben sollten.[575] Diese Pläne wurden aufgrund von Datenschutzbedenken bisher zwar nicht umgesetzt, jedoch können Vertriebe auch selbst anhand der Daten, die Kunden bei einer Vertragsanfrage angeben müssen, in gewisser Weise auf die Wechselbereitschaft des Kunden schließen. Auf Energieauskunfteien wird in Abschnitt 6.1.2.6 noch einmal eingegangen.

6.1.2.5 Staatliche Regulierung

Zu Verbraucherschutzproblemen kommt es in Deutschland sowohl bei der Tarifauswahl als auch bei laufenden Verträgen. Zu den Problemen bei laufenden Verträgen zählen insb. versteckte bzw. intransparente Preiserhöhungen sowie nicht ausgezahlte Guthaben oder Boni. Preiserhöhungen werden von Vertrieben teilweise in langen Briefen oder E-Mails angekündigt, die auch andere Informationen enthalten; möglicherweise in der Hoffnung, dass Kunden diese Schreiben nicht lesen oder die Preiserhöhung übersehen. Bzgl. Boni oder Guthaben gibt es teilweise Regelungen im Kleingedruckten, die eine Auszahlung unter bestimmten Bedingungen verwehren oder Vertriebe reagieren erst nach vielen Anfragen der Kunden, teilweise erst nach Hinzuziehen von Anwälten oder einer Schlichtungsstelle.[576] Auch Insolvenzen von Vertrieben können dazu führen, dass Guthaben oder Boni nicht ausgezahlt werden. Bei der Suche nach einem neuen Vertrieb kann es zu Problemen durch unerlaubte Vertriebspraktiken kommen, wie Haustürgeschäfte und Werbeanrufe ohne erteilte Einwilligung, sowie dazu, dass Wechsel für Kunden bewusst erschwert werden, beispielsweise durch lange Kündigungsfristen.

---

[573] Vgl. PRICEWATERHOUSECOOPERS AKTIENGESELLSCHAFT WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT (PWC) (2017, S. 415).

[574] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2020a, S. 3) und HIRT (2019, S. 13).

[575] Vgl. BUSCH / HORNUNG (2020), WISCHMEYER (2020a) und WISCHMEYER (2020b).

[576] Vgl. BARZ ET AL. (2020, S. 9 und S. 56).

Zur Behebung bzw. Abmilderung dieser Verbraucherschutzprobleme gibt es in Deutschland eine Vielzahl regulatorischer Vorgaben hinsichtlich der Vertragsgestaltung und des Vertragsschlusses sowie hinsichtlich Informationspflichten und Werbebeschränkungen. Diese Regelungen beziehen sich überwiegend nicht konkret auf Stromvertriebe, sind jedoch auf diese anwendbar. Konkret für Stromlieferverträge ist in § 41 EnWG geregelt, welche Bestimmungen Verträge enthalten müssen. Enthalten sein müssen Regelungen zur Dauer von Verträgen, zu Preisanpassungen, zu Verlängerungen und Beendigungen von Vertragsverhältnissen und zu Rücktrittsrechten der Verbraucher. Außerdem muss die zu erbringende Leistung eines Vertriebs genau bestimmt sein, es muss eine Regelung zu Haftungs- und Entschädigungsfragen erfolgen, die Bereitstellung von Informationen muss festgelegt werden und den Verbrauchern müssen verschiedene Zahlungsmethoden angeboten werden. In § 42 EnWG ist weiterhin vorgeschrieben, welche Informationspflichten für Vertriebe in Rechnungen und Werbematerialien bestehen. Beispielsweise muss dabei auch angegeben werden, welche Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt wurden[577] und welche Umweltauswirkungen sich daraus ergeben. Nach Vorgabe der Bundesnetzagentur dürfen Vertriebswechsel in Deutschland nicht länger als 15 Tage dauern. Wenn der Wechsel nicht binnen dieser Zeit erfolgt, können Kunden Schadensersatz verlangen.[578] Zwar gibt es in Deutschland keine Preisregulierung, im EnWG wird jedoch mehrfach auf das Ziel der „möglichst preisgünstige[n] Versorgung mit Energie“ hingewiesen[579] und in der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV)[580] sind Transparenzvorschriften zu Preisen und Abschlägen enthalten.[581] Nachdem es in den vergangenen Jahren zu mehreren Insolvenzen von Vertrieben kam, von der eine große Zahl an Kunden betroffen war, kamen Forderungen nach einer stärkeren Überwachung der Unternehmensstrukturen auf. Die Bundesnetzagentur wies diese mit der Argumentation zurück, dass sich eine Kontrolle der Unternehmensstrategie auf Rentabilität negativ auf das Angebotsspektrum und die Verbraucherpreise ausüben würde. Weiterhin geht die BNetzA davon aus, dass aus den angebotenen Tarifen ohnehin keine Rückschlüsse auf die Tragfähigkeit von Unternehmensstrategien möglich seien, da beispielsweise das Inkaufnehmen negativer Bilanzen lediglich temporär zur Etablierung auf einem neuen Markt erfolgen könnte.[582]

Eine Besonderheit bei der Regulierung von Stromvertrieben stellt das Konzept der Grundversorgung dar. Nach § 36 Abs. 2 EnWG wird in jedem Netzgebiet durch den dortigen Verteilnetzbetreiber der Vertrieb mit den meisten Haushaltskunden für drei Jahre als Grundversorger festgelegt. Der Grundversorger muss seine allgemeinen Bedingungen und Preise veröffentlichen und jeden Verbraucher zu diesen Preisen versorgen. Wechselt der Grundversorger bei der nächsten Festlegung,

---

[577] Als Nachweis müssen Vertriebe die in entsprechender Höhe wie auf der Stromrechnung ausgewiesen Herkunftsnachweise vorhalten. Diese werden vom Umweltbundesamt überprüft. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Verwendung von Herkunftsnachweisen sind im § 42 EnWG geregelt.

[578] Vgl. GEORG (2019, S. 62 f.).

[579] Siehe u. a. § 1 EnWG.

[580] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV).

[581] Vgl. WARG (2019, S. 221 f.).

[582] Vgl. ASTORGA ET AL. (2019, S. 38).

so gelten die mit dem bisherigen Grundversorger geschlossenen Verträge der Kunden weiter. Grundversorgungsberechtigt sind nach § 22 EnWG alle Haushalte unabhängig von ihrer individuellen Schutzbedürftigkeit. Wenn ein Verbraucher Strom bezieht, aber keinem Vertrieb zugeordnet ist, beispielsweise wenn ein Wechsel fehlschlägt oder im Falle der Insolvenz des bisherigen Vertriebes, gilt der Strom nach § 38 EnWG als vom Grundversorger bezogen. Dieses, als Ersatzversorgung bezeichnete, gesetzliche Schuldverhältnis ist zeitlich begrenzt und endet spätestens nach drei Monaten, wenn nicht inzwischen ein Energieliefervertrag mit dem Grundversorger oder einem anderen Vertrieb geschlossen wurde. Auch in der Grundversorgung ist der Preis nicht reguliert. Bezüglich der Abrechnung gibt es die Vorgabe, dass diese mindestens jährlich erfolgen muss. Wie auch bei Verträgen außerhalb der Grundversorgung müssen Rechnungen verständlich und klar aufgebaut und formuliert sein. Grundversorger sind jedoch nicht verpflichtet, über individuelle Einsparmöglichkeiten oder günstigere Sondertarife zu informieren.[583] Nach § 38 EnWG darf der Preis der kurzfristigen Ersatzversorgung nicht über dem der Grundversorgung liegen. Zwar liegen die Preise für Grundversorgungstarife in den meisten Fällen über den Preisen für Tarife außerhalb der Grundversorgung, dafür haben Kunden jedoch die Möglichkeit, Grundversorgungstarife mit einer Frist von zwei Wochen zu kündigen.[584]

6.1.2.6 Weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden

VERGLEICHSPORTALE

Vergleichsportale spielen in Deutschland eine wichtige Rolle bei der Vermittlung von Stromlieferverträgen. Laut einer Untersuchung des Bundeskartellamtes wurden im Zeitraum November 2016 bis Oktober 2017 insgesamt rund 3,5 Millionen Energieverträge (Strom und Gas) über Vergleichsportale vermittelt. Dominiert wird der Markt von den beiden Anbietern Check24 und Verivox, die gemeinsam einen Anteil von über 95 Prozent der Vermittlungen erreichen. Daneben gibt es eine große Anzahl weiterer privater Stromvergleichsportale. Check24 und Verivox verfügen über jeweils eigene Datensätze und Tarifrechner, die sowohl von ihnen selbst und den mit ihnen verflochtenen Anbietern genutzt als auch über Kooperationsvereinbarungen unabhängigen dritten Portalen zur Verfügung gestellt werden. Neben Check24 und Verivox existieren nur wenige andere Vergleichsportale mit eigenen Vergleichsrechnern.[585] Diese beziehen ihre Daten jedoch häufig von denselben Anbietern, wie den Unternehmen E'net GmbH oder Get AG. Das Problem dabei besteht darin, dass Verbraucher die Verflechtungen zwischen Portalen nicht unbedingt erkennen können und bei der Nutzung mehrerer Vergleichsportale, bei denen sie das gleiche Ergebnis erhalten, davon ausgehen, dieses sei unabhängig und auf Basis verschiedener Rankings zustande gekommen, was bei Nutzung der selben Vergleichsrechner oder zumindest der gleichen Datenbasis jedoch nicht unbedingt der Fall ist.[586] Obwohl Check24 und Verivox mit einer Marktabdeckung von über 90 Prozent fast alle der im Markt verfügbaren Tarife abbilden, werden im Erstranking, also dem Ranking mit den Voreinstellungen des

[583] Vgl. WARG (2019, S. 54–57, S. 60 und S. 222).
[584] § 20 Abs. 1 StromGVV.
[585] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 24 f.).
[586] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 37–44).

Vergleichsportals, lediglich 32 bzw. 17 Prozent der Tarife angezeigt. Der Ausschluss von Tarifen erfolgt einerseits aus Verbraucherschutzgründen: beispielsweise werden teilweise Verträge mit langen Laufzeiten oder langen Kündigungsfristen oder mit sehr hohen Sofortboni ausgeschlossen sowie nur eine begrenzte Zahl von Tarifen pro Anbieter zugelassen. Andererseits werden im Erstranking i. d. R. auch keine Tarife angezeigt, für die das Portal keine Provision erhalten würde.[587]

Zu Verbraucherschutzproblemen im Zusammenhang mit Vergleichsportalen kommt es insb. dann, wenn die Vergleichskriterien und die Darstellung der Ergebnisse nicht transparent sind. Gründe dafür können Voreinstellungen für das Erstranking oder die Ergebnisdarstellung mit einer „Position Null", bei der es sich eigentlich um eine Werbeanzeige und nicht um eine Rankingplatzierung handelt, sein.[588] Auch Bonuszahlungen, sowohl der Vertriebe als auch der Portale, können die Rankingergebnisse beeinflussen und die Vergleichbarkeit der Tarife für den Verbraucher verschlechtern. Zudem ist es teilweise für Verbraucher nicht klar erkennbar, ob sie einen Vertrag mit dem Plattformbetreiber oder einem Vertrieb schließen und wer somit ihr Ansprechpartner ist.[589] Bewertungen auf Vergleichsportalen können für Kunden, die nach einem neuen Stromtarif suchen, zwar hilfreich sein, um zusätzliche Informationen zu erhalten, beispielsweise über das Serviceniveau des Vertriebs. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die meisten deutschen Vergleichsportale ein geschlossenes Bewertungssystem verwenden, d. h., dass nur Kunden Bewertungen abgeben können, die ihren Vertrag auch über das jeweilige Portal abgeschlossen haben. Somit sind auf den Portalen nur für jene Vertriebe Bewertungen vorhanden, die einen Kooperationsvertrag mit dem Vergleichsportal haben und diese Vertriebe werden somit möglicherweise von Kunden bevorzugt.[590] Ende 2019 wurde auf EU-Ebene eine Modernisierungsrichtlinie[591] beschlossen, die umfangreiche Informationspflichten für Online-Marktplätze vorsieht. Vergleichsportale sollen demnach ihre verwendeten Vergleichsparameter und die Gewichtung dieser Parameter zueinander offenlegen. Wenn mit einer Preisreduktion oder einem Sonderangebot geworben wird, muss gleichzeitig der niedrigste Preis, der in den letzten 30 Tagen bei diesem Anbieter galt, angegeben werden. Außerdem muss kenntlich gemacht werden, wenn ein Anbieter das Portal dafür bezahlt, eine Ranking-Position zu erhalten.[592] Allerdings wird dies bereits bzgl. der „Position Null" von Vergleichsportalen umgesetzt und Verbraucherschützer gehen dennoch davon aus, dass Verbraucher sich davon beeinflussen lassen und nicht unbedingt wahrnehmen, dass der dort beworbene Tarif nicht auf Platz 1 des Rankings steht.[593]

---

[587] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 68).

[588] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 133).

[589] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2019, S. 14).

[590] Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2019, S. 113).

[591] Richtlinie (EU) 2019/2161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. November 2019 zur Änderung der Richtlinie 93/13/EWG des Rates und der Richtlinien 98/6/EG, 2005/29/EG und 2011/83/EU des Europäischen Parlaments und des Rates zur besseren Durchsetzung und Modernisierung der Verbraucherschutzvorschriften der Union.

[592] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2020b, S. 6).

[593] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2019, S. 44). Für Girokonten gibt es durch die europäischen Richtlinie 2014/92/EU die Vorgabe zur Schaffung eines unabhängigen Vergleichsportals, was damit begründet wird, dass Vergleichsportale nicht immer transparent arbeiten und Auflistungen teilweise aus Eigeninteresse oder gegen Zahlungen erfolgen. In Deutschland wurde zunächst versucht, diese europäische

WECHSELDIENSTLEISTER

Neben Vergleichsportalen gibt es auch Wechseldienstleister, die nicht nur verschiedene Tarife für Verbraucher vergleichen, sondern, je nach Angebotsumfang, den Kunden an das Ende der Vertragslaufzeit des aktuellen Stromliefervertrages erinnern, Einsparoptionen durch einen Wechsel proaktiv dem Kunden mitteilen oder sogar selbständig im Namen des Kunden den Vertrag wechseln. Einige dieser Dienstleistungen werden auch von Vergleichsplattformen angeboten, weshalb diese beiden Akteure nicht scharf voneinander abgegrenzt werden können. Laut der Verbraucherzentrale NRW gibt es verschiedene Finanzierungsmodelle für Wechseldienstleister: die meisten finanzieren sich darüber, dass sie eine Gebühr auf die Einsparung erheben, die der Kunde durch den Wechsel realisiert. Eine jährliche Gebühr von Kunden wird hingegen nur selten erhoben. Einige Wechseldienstleister finanzieren sich auch teilweise oder komplett durch Provisionen von Vertrieben. Ebenso oder evtl. sogar in noch größerem Ausmaß als bei Vergleichsportalen, sind die Auswahlkriterien für den Kunden nicht transparent und können von Eigeninteressen des Wechseldienstleisters beeinflusst sein.[594]

ENERGIEAUSKUNFTEIEN

Eine weitere Gruppe von Akteuren an der Schnittstelle zwischen Stromvertrieben und Kunden sind Unternehmen, die Datenbanken mit Vertragsdaten von Kunden betreiben und diese Informationen Vertrieben zur Verfügung stellen. Dabei handelt es sich teilweise um größere Vertriebe, die Dienstleistungen wie Abrechnungen oder die Übernahme von Wechselprozessen für andere Vertriebe erbringen. Daneben gibt es jedoch auch Überlegungen von Wirtschaftsauskunfteien, Datenpools mit Vertragsdaten von Energiekunden einzurichten.[595] Vertriebe könnten aus den Datenbanken Informationen über früheres Zahlungsverhalten von Kunden ziehen und ihre Zahlungsfähigkeit besser einschätzen. Zahlungsausfälle stellen für Vertriebe ein großes Problem dar, insb. für Grundversorger. Zwar können diese unter bestimmten Voraussetzungen Vorauszahlungen verlangen, diese Entscheidung muss jedoch begründet werden. Dabei könnten Informationen aus den Datenbanken helfen. Verbraucherschützer befürchten jedoch, dass auf Basis der Daten auch ersichtlich ist, ob Kunden bereits mehrmals ihren Vertrieb gewechselt haben.[596] Diese Vielwechsler könnten dann von Vertrieben abgelehnt werden, da sich viele Tarife, insb. solche mit Bonuszahlungen, erst nach einer längeren Vertragslaufzeit amortisieren.[597]

Vorgabe durch staatliche Zertifizierung umzusetzen. Der TÜV Saarland wurde durch die Deutsche Akkreditierungsstelle als Zertifizierungsstelle für Girokonten-Vergleichsplattformen staatlich anerkannt, vgl. SIEDENBIEDEL (2019). Die Nachfrage durch Vergleichsportale nach der Zertifizierung war geringer als erwartet, einzig Check24 ließ sich im Jahr 2020 zertifizieren. Nach Einschätzung von Check24 hing dies mit den hohen Anforderungen an die Zertifizierung zusammen sowie dass es für die Plattformbetreiber nicht möglich sei, mit diesem nicht-kommerziellen Angebot Gewinne zu erwirtschaften, vgl. SIEDENBIEDEL (2020) und BRIEN (2021). Aufgrund einer Klage des vzbv, in der aufgrund der geringen Marktabdeckung und teilweise nicht gegebenen Aktualität der Daten daran gezweifelt wurde, dass ein ausreichender Marktüberblick gegeben sei, musste Check24 das Portal bereits Anfang 2021 wieder abschalten. Daraufhin wurde beschlossen, dass ein staatliches Vergleichsportal für Girokonten durch die BaFin bereitgestellt werden soll. Dieses sollte 2024 in Betrieb gehen, vgl. DROST (2023).

[594] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E. V. (VZBV) (2022).

[595] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2020a, S. 3) und WISCHMEYER (2020a).

[596] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2020a, S. 11 ff.).

[597] Vgl. HIRT (2019, S. 13).

ANBIETER VON GÜTESIEGELN

Wie oben dargestellt wollen manche Verbraucher durch einen Grünstromtarif einen positiven Beitrag zum Erzeugungsmix leisten und einige Vertriebe wollen die höhere Zahlungsbereitschaft der Kunden nutzen. Aus diesem Grund bieten mehrere Anbieter in Deutschland Gütesiegel für Grünstromtarife an. Die am weitesten verbreiteten Label sind „Grüner-Strom“ des Grüner Strom Label e. V.[598], „Ok-Power“ des Energievision e. V.[599], „Renewable Plus“ der Bischoff & Ditze Energy GmbH & Co. KG, „Geprüfter Ökostrom“ der TÜV Nord Cert GmbH sowie „EE01- und EE02-Region-Siegel“ der TÜV Süd AG. Neben der Vorgabe, dass der Strom zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energiequellen stammen muss, was aufgrund der regulatorischen Vorgaben bereits anhand der Stromrechnung erkennbar sein muss, kommen je nach Siegel weitere Aspekte hinzu. Beispielsweise muss bei den meisten Gütesiegeln ein zusätzlicher Beitrag zur Förderung Erneuerbarer Energien geleistet werden. Bei einigen, wie „Grüner-Strom“ und „Ok-Power“ darf keine Beteiligung an Planung und Betrieb von Kohle- und Atomkraftwerken erfolgen, auch nicht über Mutter- oder Tochtergesellschaften. Andere Anbieter haben als Kriterium die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch. Bei „Renewable Plus“ und den Siegeln von TÜV Süd bedeutet dies, dass der Strom im gleichen Monat erzeugt werden muss, wie die Entnahme durch die Kunden des Vertriebs erfolgt. Beim „EE02-Regionen-Siegel“ von TÜV Süd ist darüber hinaus gefordert, dass der erneuerbar erzeugte Strom in das gleiche Verteilnetz eingespeist wird, aus dem die Kunden des Vertriebs den Strom entnehmen. „Grüner-Strom“ und „Ok-Power“ bewerten über die Erzeugungskriterien hinaus, ob die Tarife verbraucherfreundliche Vertragskonditionen haben.

VERBRAUCHERSCHUTZAKTEURE

An der Schnittstelle zwischen Vertrieben und Verbrauchern gibt es auch Akteure, die sich gezielt für Verbraucherinteressen einsetzen. Dazu zählen die Verbraucherzentralen der Bundesländer sowie deren Bundesverband (der vzbv), Informationsdienstleister wie Stiftung Warentest und die Schlichtungsstelle Energie, die bei individuellen Streitfällen zwischen Verbrauchern und Vertrieben eine außergerichtliche und kostenfreie Streitbeilegung unterstützt. Auch der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur informiert und unterstützt Verbraucher bei Fragen zu allgemeinen Energiethemen und Problemen mit Vertrieben und Netzbetreibern.

Die Verbraucherzentralen stellen öffentlich zugängliches Informationsmaterial als Broschüren und auf ihrer Webseite bereit und bieten individuelle Beratung und konkrete Hilfestellung an. Beispielsweise können sie bei Verbraucherrechtsverstößen Unternehmen abmahnen und Unterlassungsklagen erheben. Der vzbv sorgt als Dachverband der 16 Verbraucherzentralen dafür, dass die Berater in den Ländern durch Informationen und Schulungsangebote auf einem einheitlichen Stand sind. Er handelt zudem selbständig in den Bereichen Verbraucherbildung, Verbraucherberatung, Rechtsdurchsetzung sowie verbraucherpolitische Interessenvertretung und Politikberatung.[600] Im Rahmen der Marktbeobachtung, die es für die Bereiche Energie, Digitales und Finanzen gibt, wertet der vzbv

[598] Träger sind u. a. die Umweltvereine Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) und Naturschutzbund Deutschland (NABU).

[599] Träger sind das Öko-Institut e. V. und Hamburg Institut Research gGmbH.

[600] Vgl. MÜLLER (2017, S. 504).

bundesweit Meldungen zu Auffälligkeiten sowie Verbraucherbeschwerden aus. Für die Rechtsdurchsetzung hat der Gesetzgeber den Verbraucherzentralen und dem vzbv mit der Einführung der Verbandsklage für Verbraucherverbände 1965 das Instrument der Klagebefugnis gegeben. Die Verbraucherzentralen und der vzbv nehmen das Klagerecht etwa 1.000 Mal im Jahr wahr, um Grundsatzfragen klären zu lassen und Fehlverhalten einzelner Marktteilnehmer zu unterbinden.[601] Die Verbraucherzentralen und der vzbv sind gemeinnützig und parteipolitisch neutral. Der vzbv wird überwiegend aus Mitteln des BMJV finanziert. Ergänzt wird diese institutionelle Förderung durch Projektmittel und Beiträge der Verbandsmitglieder, also der Verbraucherzentralen. Deren Mitglieder wiederum sind andere Vereine und Verbände, etwa Sozialverbände, Mietervereine, Umweltverbände, Gewerkschaften und teilweise auch Parteien.[602]

Bei der Stiftung Warentest handelt es sich um eine 1964 staatlich errichtete, jedoch von ihm unabhängige Institution zur Förderung des Verbraucherschutzes durch Information der Öffentlichkeit über Gebrauchswert und Umweltverträglichkeit von Waren und Dienstleistungen. Diesen Zweck soll die Stiftung Warentest erfüllen, indem sie Untersuchungen von Waren und Dienstleistungen, i. d. R. vergleichend, nach wissenschaftlichen Methoden durchführt und die Ergebnisse neutral und allgemein verständlich veröffentlicht. Die Stiftung Warentest erhält Zuwendungen aus dem Bundeshaushalt und wurde nachträglich mit einem Stiftungskapital ausgestattet. Sie darf Erträge erwirtschaften und diese ihrem Haushalt zuführen. Dafür müssen alle Publikationen der Stiftung Warentest anzeigenfrei sein, um größtmögliche Neutralität zu gewährleisten.[603] Speziell im Strombereich veröffentlicht Stiftung Warentest Artikel mit allgemeinen Erklärungen und Hinweisen für Verbraucher sowie Vergleiche von Stromvergleichsportalen.[604]

Die Schlichtungsstelle Energie ist die zentrale Stelle zur außergerichtlichen Streitbeilegung zwischen Vertrieben und Verbrauchern. Sie wurde 2011 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz nach § 111 b EnWG anerkannt und wird von Verbänden der Energiewirtschaft sowie dem vzbv getragen. Verbraucher können einen Schlichtungsantrag stellen, wenn sie sich bereits erfolglos selbst an ihren Vertrieb gewandt haben. Vertriebe sind gesetzlich dazu verpflichtet, am Schlichtungsverfahren teilzunehmen und müssen eine Fallpauschale (oder ein geringeres Sonderentgelt bei mehreren gleichgelagerten Fällen) für das Schlichtungsverfahren zahlen.[605]

Neben den staatlich anerkannten oder sogar finanzierten Akteuren gibt es weiterhin Vereine, die an der Schnittstelle zwischen Vertrieben und Verbrauchern agieren. Beispielsweise stellt der Bund der Energieversorger e. V. Informationen bereit, bietet Energieberatungen und sogar einen Wechselservice an. Die Verbraucher Initiative e. V. informiert einerseits Verbraucher zu verschiedenen Themen, u. a. zu Stromvergleichsportalen, und tritt andererseits auch an Unternehmen heran, um diese bei der

[601] Vgl. MÜLLER (2017, S. 509).
[602] Vgl. HÖRMANN (2017, S. 518).
[603] Vgl. PRIMUS (2017, S. 528 ff.).
[604] Vgl. STIFTUNG WARENTEST (2021).
[605] Vgl. SCHLICHTUNGSSTELLE ENERGIE E.V. (2017, S. 1 ff.).

Erstellung verbraucherfreundlicher Angebote zu beraten. Beide Vereine sind gemeinnützig und finanzieren sich überwiegend über Mitgliedsbeiträge.

6.1.3 Entwicklungen nach 2020

Seit Beginn der Corona-Krise Anfang 2020 gab bzw. gibt es in vielen Ländern Sonderregelungen, die sich auch auf den Strommarkt bezogen. Daher findet die Betrachtung sowohl in Kapitel 5 als auch in den Abschnitten 6.1.1 und 6.1.2 lediglich bis zum Beginn des Jahres 2020 statt, da die Vergleichbarkeit verschiedener Stromvertriebssysteme durch die Sonderregelungen, die oft nur zeitlich begrenzt eingeführt wurden, beeinträchtigt wird. Speziell für Deutschland soll dennoch eine Betrachtung der Entwicklungen nach 2020 erfolgen, da verschiedene Ereignisse zu großen Umbrüchen auf dem Strommarkt geführt haben und diese sich auch auf die Beurteilung der Organisation des Vertriebsmarktes auswirken.

Aufgrund gravierender Verwerfungen auf dem Energiemarkt infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und weiterer verstärkender Gegebenheiten, wie dem langen und kalten Winter 2020/21 und somit einer gestiegenen Gasnachfrage sowie eines vergleichsweise wind- und sonnenarmen Sommers 2021, sind die Großhandelspreise für Strom seit 2021 stark angestiegen.[606] Der Preis für kurzfristig zu beschaffende Strommengen stieg im April 2022 im Vergleich zum Vorjahr um rund 390 Prozent, wobei die Beschaffungskosten insgesamt deutlich weniger stark anstiegen, da durchschnittlich über die verschiedenen Geschäftsmodelle der Vertriebe nur etwa 10 Prozent der Strommengen kurzfristig beschafft werden.[607] Die Vertriebe versuchten, die starken Preisanstiege zeitnah an die Kunden weiterzugeben. Seit Oktober 2021 kam es zu einer Vielzahl an Beschwerden bei den Verbraucherzentralen über starke Preiserhöhungen, die zum Teil trotz Preisgarantien vorgenommen wurden, sowie zu Erhöhungen von Abschlagszahlungen ohne zuvor erfolgte wirksame Preiserhöhungen. Bei Vertrieben, für die eine Weitergabe der gestiegenen Beschaffungspreise nicht oder nicht in ausreichendem Umfang möglich war, kam es zu Insolvenzen und für die Verbraucher zu sehr kurzfristig ausgesprochenen Liefereinstellungen.[608] Zu diesem Effekt erfolgen theoretische Überlegungen bereits in Abschnitt 4.1.2.1.2, wo die Problematik beschrieben wird, dass Vertriebe bei längerfristigen Endkundenverträgen Preissteigerungen am Großhandelsmarkt nicht unmittelbar weiterreichen können. In Folge von Marktaustritten und dem Rückzug lokaler Anbieter aus dem bundesweiten Vertriebsgeschäft sind die Anbietervielfalt und die Wechselmöglichkeiten für Kunden gesunken. Viele Vertriebe nahmen zeitweise keine Neukunden auf, was die Möglichkeiten des Vertriebswechsels weiter einschränkte. Die Zahl der Haushaltskunden, die ihren Vertrieb gewechselt haben, sank von 5,4 Millionen im Jahr 2020 auf 4,8 Millionen im Jahr 2021.[609]

---

[606] Vgl. KLEIN (2023, S. 277).

[607] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2022, S. 12).

[608] Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2022, S. 6).

[609] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2022, S. 11 f.).

Die beschriebenen Entwicklungen verdeutlichen zugleich, dass die Koordination des Strombezugs im Haushaltsbereich in einem liberalen Endkundenmarkt in hohem Maße von stabilen Erwartungen, funktionierenden Marktprozessen und ausreichender Risikotragfähigkeit der Vertriebe abhängt. In einer Situation stark volatiler Großhandelspreise und erhöhter Unsicherheit treten diese Voraussetzungen jedoch zunehmend in den Hintergrund, wodurch die Belastung für Haushalte steigt und regulatorische Eingriffe an Bedeutung gewinnen. Die Energiekrise wirkt damit weniger als singuläres Ereignis, sondern verstärkt strukturelle Schwächen des bestehenden Vertriebsmodells, die bereits zuvor bestanden.

Kunden von Anbietern, die kurzfristig die Belieferung eingestellt haben, waren auf die Ersatzversorgung der Grundversorger angewiesen. Einige Grundversorger reagierten daraufhin mit der Einführung eines Grundversorgungstarifes für Neukunden mit erheblich höheren Preisen als für die Bestandskunden in der Grundversorgung. Sie begründeten dies damit, dass die kurzfristige Energiebeschaffung für diese unerwartet vielen Neukunden deutlich teurer war als die langfristige Beschaffung für die Bestandskunden. Ob eine solche Preisspaltung rechtlich zulässig sei, wurde daraufhin stark diskutiert, da es nach § 38 Abs. 1 EnWG ursprünglich eine Regelung gab, nach der in der Ersatzversorgung für Haushaltskunden keine höheren Preise verlangt werden dürfen als in der Grundversorgung. Dies würde bedeuten, dass die höheren Preise, die dem Vertrieb in der Ersatzversorgung entstehen, auf die Kunden in der Grundversorgung umgelegt werden müssen. Durch Anpassungen am EnWG wurde diese Frage jedoch inzwischen vom Gesetzgeber so geregelt, dass es zwar keine unterschiedlichen Tarife für Neu- und Bestandskunden in der Grundversorgung, dafür jedoch einen teureren Ersatzversorgungstarif geben darf.[610] Nach der neuen Regelung müssen zwar nicht mehr die höheren Kosten der Ersatzversorgung auf alle Kunden beim Grundversorger umgelegt werden, allerdings müssen weiterhin die Kosten für jene Neukunden beim Grundversorger, die sofort auf eigenes Bestreben oder nach den drei Monaten Ersatzversorgung automatisch in die Grundversorgung wechseln und sich keinen anderen Tarif suchen, auf die Bestandskunden umgelegt werden.

Die starke Bedeutung der Grund- und Ersatzversorgung in der Energiekrise verdeutlicht zudem, dass auch in einem liberalisierten Endkundenmarkt zentrale, nicht wettbewerblich organisierte Sicherungsmechanismen eine tragende Rolle spielen. In Situationen, in denen Marktprozesse kurzfristig nicht funktionieren oder Vertriebe ausfallen, übernimmt der Grundversorger faktisch Koordinations- und Absicherungsfunktionen, die über eine reine Belieferung hinausgehen. Damit treten Elemente einer zentralisierten Organisation der Endkundenschnittstelle stärker in den Vordergrund, als dies im Normalbetrieb eines liberalen Marktes vorgesehen ist.

Vor der Energiekrise waren i. d. R. Verträge außerhalb der Grundversorgung günstiger als Grundversorgungstarife und ebenso Neuverträge durch Bonuszahlungen meist günstiger als Bestandsverträge. Im Jahr 2021 waren erstmals Preise für Tarife beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung zu beobachten, die unterhalb von Preisen der Tarife anderer Vertriebe lagen. Im April 2022 waren sogar erstmals Grundversorgungstarife vereinzelt günstiger als andere Tarife. Dies lässt sich vermutlich auf die unterschiedlichen Beschaffungsstrategien verschiedener Vertriebsgruppen

[610] Vgl. BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (BNETZA) / BUNDESKARTELLAMT (2022, S. 13).

zurückführen. Während Vertriebe, die auch Grundversorger sind, meist langfristiger beschaffen müssen und aufgrund der besseren Planbarkeit auch können, beschafften andere Vertriebe in der Vergangenheit oft deutlich kurzfristiger.[611]

Nach 2020 kam es weiterhin zu drei wichtigen gesetzlichen Änderungen, die den Stromvertriebsmarkt betreffen. Erstens wurden Regelungen zur maximalen Vertragslaufzeit und zur Vertragsverlängerung angepasst, die in § 309 BGB geregelt sind.[612] Demnach darf die erstmalige Vertragslaufzeit 24 Monate nicht überschreiten und bei einer Verlängerung muss nun eine monatliche Kündigungsfrist eingeräumt werden.[613] Zweitens beschloss der Bundestag am 20.04.2023 ein Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, mit welchem eine Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes einhergeht. Die Novelle soll dazu dienen, den Rollout von Smart Meter Gateways zu beschleunigen, die Rechtssicherheit zu stärken und die Kosten des Messstellenbetriebs gerechter zu verteilen. Im Gesetz wird 2030 als Zieljahr definiert, bis zu dem die erforderliche digitale Infrastruktur für ein weitgehend klimaneutrales Energiesystem bereitzustellen ist. Messentgelte für Verbraucher sollen künftig maximal 20 Euro pro Jahr betragen dürfen. Dafür werden die Netzbetreiber stärker an den Kosten des Messstellenbetriebs beteiligt und profitieren im Gegenzug von erweiterten Möglichkeiten der Datenkommunikation wie der viertelstundenscharfen Bilanzierung von angebundenen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern und dem Erhalt von Netzzustandsdaten. Diese regulatorischen Anpassungen verdeutlichen, dass die Digitalisierung der Energiewende nicht allein der Einführung neuer Tarifmodelle dient, sondern zugleich die Voraussetzungen für eine stärkere netzorientierte Steuerung auf der Verteilnetzebene schafft. Die verbesserte Datenverfügbarkeit, die engere Einbindung der Netzbetreiber in Mess- und Kommunikationsprozesse sowie die Verpflichtung zur Einführung dynamischer Tarife führen dazu, dass sich Markt- und Netzlogiken im Haushaltsbereich zunehmend überlagern. Drittens ist in diesem Kontext auch die Weiterentwicklung des § 14a EnWG einzuordnen, der den Verteilnetzbetreibern erweiterte Befugnisse zur netzorientierten Steuerung bestimmter steuerbarer Verbrauchseinrichtungen einräumt. Die seit 2023 konkretisierte Ausgestaltung zielt darauf ab, lokale Netzengpässe durch regelgebundene Eingriffe zu bewirtschaften und damit die zunehmende Flexibilisierung auf der Nachfrageseite mit den physikalischen Restriktionen der Verteilnetze zu verknüpfen.[614] Damit gewinnt die Frage an Bedeutung, wie die Koordination zwischen Verteilnetzsteuerung und Stromvertrieb institutionell ausgestaltet ist, insb. vor dem Hintergrund begrenzter Steuerungs- und Informationskapazitäten der Haushalte.[615] Ergänzend zu den netzseitigen Steuerungsinstrumenten sieht das Gesetz zudem vor, dass Vertriebe ihren Kunden, die bereits mit

[611] Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) / Bundeskartellamt (2022, S. 13).

[612] Die Änderungen des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB) zum 01. März 2022 wurden mit dem Gesetz für faire Verbraucherverträge vom 10. August 2021 beschlossen.

[613] Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) / Bundeskartellamt (2022, S. 8).

[614] Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2023) sowie Bieschke (2026, S. 123–129).

[615] Vgl. Abschnitt 4.2.3.

intelligenten Messsystemen ausgestattet sind, bis zum Jahr 2025 dynamische Stromtarife anbieten müssen.

6.1.4 Bewertung

Die folgende Bewertung des deutschen Stromvertriebssystems erfolgt nicht nur vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4.1 diskutierten Aspekte von Tarifvielfalt, Transaktionskosten und Endkundenwettbewerb, sondern berücksichtigt auch die in Abschnitt 4.2 herausgearbeiteten Veränderungen durch zeitlich hochaufgelöste Verbrauchserfassung, Nachfrageflexibilität und die zunehmende Bedeutung der Verteilnetzebene.

HOHE KOMPLEXITÄT UND HOHE TRANSAKTIONSKOSTEN FÜR VERBRAUCHER

In Deutschland gibt es im internationalen Vergleich eine große Anzahl an Vertrieben. Wie auch in Norwegen und in Großbritannien sind viele Vertriebe vertikal mit der Erzeugungs- oder der Verteilungsebene verbunden, allerdings gibt es in Deutschland besonders klare Vorgaben für eine wirtschaftliche Entflechtung dieser Bereiche. Während Vertriebe in Deutschland, ebenso wie in Großbritannien, überwiegend in privater Eigentümerschaft sind, sind die Vertriebe bzw. vertikal integrierten Versorgungsunternehmen in Norwegen und der Schweiz überwiegend im Besitz der Öffentlichen Hand. Es ist daher zu erwarten, dass die Vertriebe in Deutschland einzelwirtschaftliche Ziele verfolgen und in erster Linie darauf ausgerichtet sind, ihre Gewinne zu maximieren. Wie gezeigt wurde ist davon auszugehen, dass sie die begrenzte Informationsverarbeitungskapazität der Kunden und deren Entscheidungsprobleme angesichts einer Vielzahl angebotener Tarife zu ihren Gunsten nutzen bzw. die Komplexität sogar absichtlich erhöhen (siehe Abschnitt 4.1.1.2.1.1). Zwar gibt es staatliche Regulierung, die insb. an den Informationspflichten sowie an der Begrenzung von Vertragslaufzeiten ansetzt. Jedoch sind zum einen, wie in Kapitel 4, insb. Abschnitt 4.1.2.1, ausführlich dargestellt wurde, nicht grundsätzlich Vorteile eines Vertriebswettbewerbs und der daraus resultierenden Notwendigkeit für Kunden, regelmäßig ihren Vertrieb zu wechseln – was mit hohen Transaktionskosten verbunden ist – zu erkennen. Zum anderen gibt es eine Vielzahl von Verstößen gegen diese Vorgaben und sie werden von Verbraucherschutzorganisationen insgesamt als nicht hinreichend weit eingeschätzt. Diese Problematik verschärft sich unter den in Abschnitt 4.2 dargestellten Annahmen zusätzlich, da Haushalte nicht mehr nur Preis- und Vertragsentscheidungen treffen müssen, sondern zunehmend auch implizite Steuerungswirkungen und netzseitige Restriktionen in ihre Entscheidungen einbeziehen müssen. Die Existenz von Verbraucherschutzakteuren an der Schnittstelle zu den Endkunden, wie Verbraucherzentralen, Stiftung Warentest und der Schlichtungsstelle Energie, ist unter den Gegebenheiten jedoch positiv einzuordnen und trägt zum Schutz der Verbraucher bei.

Durch das Angebot von Grünstromtarifen und das entsprechende Marketing durch die Vertriebe wird den Kunden eine stärkere Verantwortung und somit Einflussmöglichkeit auf den Erzeugungsmix suggeriert, als sie in Deutschland aus systemischen Gründen tatsächlich existiert. Im Wettbewerb stehende Vertriebe schließen überwiegend, wie in Kapitel 4 dargestellt wurde, keine langfristigen Beschaffungsverträge mit Erzeugern ab, die den Erzeugern Investitionssicherheit für ganze Anlagenbetriebsdauern gewährleisten würden. Gleichzeitig wurde durch die Reform des EEG von 2023 festgelegt, dass bis 2030 der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am

Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent ansteigen und nach Abschluss des Kohleausstieges spätestens 2038 Klimaneutralität des Stromsektors erreicht werden soll. Die Förderung der EE-Erzeugung erfolgt also vorrangig durch das EEG, weshalb der Erzeugungsmarkt in Deutschland insgesamt als EOM mit selektiven Kapazitätsinstrumenten bezeichnet werden kann. Nur etwa 17 Prozent des EE-Stroms in Deutschland stammt aus nicht durch das EEG geförderten Anlagen.[616] Einige Gütesiegel zeigen zwar an, durch welche Tarife über die Förderung durch das EEG hinaus ein Beitrag zur Energiewende geleistet wird, dieser ist jedoch insgesamt betrachtet gering. Investitionen in EE-Anlagen müssen zudem nicht an Stromtarife gekoppelt sein, sondern können von Kunden auch separat getätigt werden. Für Verbraucher wird durch die unterschiedlichen Grünstromtarife und Gütesiegel sowie die dadurch suggerierte hohe Verantwortung die Komplexität weiter erhöht, was zu höheren Transaktionskosten führt.

Probleme durch weitere Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden

Zu zusätzlichen Problemen kann es durch weitere, insb. einzelwirtschaftlich ausgerichtete, Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden kommen. Dabei handelt es sich vor allem um Vergleichsportale, die in Deutschland von den meisten Kunden für den Vertriebswechsel genutzt werden, aber auch beispielsweise um Wechseldienstleister oder Energieauskunfteien. Diese privatwirtschaftlich ausgerichteten Unternehmen verfolgen beim Angebot ihrer Dienstleistungen einzelwirtschaftliche Ziele. Unter Bedingungen zunehmender Tarif- und Steuerungskomplexität gewinnen diese Akteure weiter an Bedeutung, ohne dass sie selbst zur Reduktion der damit verbundenen Koordinations- und Transaktionskosten beitragen müssen.

In Deutschland gibt es eine große Zahl privater Stromvergleichsportale, von denen jedoch zwei den Markt klar dominieren und die anderen teilweise auf deren Tarifrechner oder zumindest auf die gleichen Daten zugreifen, weshalb sich die Ergebnisse zwischen verschiedenen Stromvergleichsportalen oftmals kaum unterscheiden. Für Verbraucher sind die dahinterliegenden Methoden und Voreinstellungen häufig nicht einsehbar oder jedenfalls schwer zu beurteilen. Hinzu kommen Darstellungsformen für die Ergebnisse, welche die Betreiber der Portale aus einzelwirtschaftlichen Gründen wählen, da sie Vermittlungsprovisionen von einigen Vertrieben erhalten, was für Kunden oftmals nicht ersichtlich ist. Aus diesem Grund kommt es bei Stromvergleichsportalen zu vielen Verbraucherschutzproblemen und das Ziel, durch Vergleichsportale die Transaktionskosten für Verbraucher zu senken und es den Verbrauchern zu ermöglichen, eine besser informierte Entscheidung zu treffen, wird häufig nicht erreicht. Verbraucherschützer bemängeln, dass die Informations- und Offenlegungspflichten für Plattformbetreiber nicht ausreichen, um die Probleme zu beheben. Grundsätzlich sorgen Vergleichsportale zudem für eine größere Preistransparenz auch für die Vertriebe, was dazu führen kann, dass sich die Preise einander annähern.[617]

Einen noch größeren Leistungsumfang als Vergleichsportale bieten Wechseldienstleister an, welche zwar ebenso wie Vergleichsportale einen möglichst großen Anteil aller verfügbaren Tarife vergleichen.

---

[616] Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024, S. 2).

[617] Dies wurde für Deutschland beispielsweise im Kraftstoffmarkt im Zusammenhang mit der Einführung der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe beobachtet. Vgl. hierzu bspw. Dewenter / Heimeshoff / Lüth (2017, S. 304).

Die Ergebnisse werden jedoch nicht nur für die Kunden dargestellt, sondern entsprechend der durch die Kunden vorgegebenen Kriterien direkt für sie gewechselt. Dies kann zwar einerseits zur Einsparung von Transaktionskosten für Kunden bei Wechselprozessen führen, da sie nicht selbst die Bewertung durchführen müssen, welcher Tarif zu ihren Präferenzen passt. Andererseits führen sie jedoch noch stärker dazu, dass die Kunden selbst die verschiedenen Tarife bzw. die Auswahl des Wechseldienstleisters nicht beurteilen können, und somit auch nicht, ob der vorgeschlagene Tarif wirklich der Beste für sie ist, oder ob einzelwirtschaftliche Ziele des Wechseldienstleisters das Ergebnis beeinflusst haben. Zudem verursacht es auch Transaktionskosten bei den Konsumenten, zunächst einen Wechseldienstleister auszuwählen und diesem die eigenen Präferenzen mitzuteilen. Weiterhin ist das Angebot sowohl von Tarifvergleichen als auch von Wechseldienstleistungen, ebenso wie der Aufwand für sonstige Marketingaktivitäten der Vertriebe und das Management der Wechsel auf Seiten der jeweiligen Anbieter ressourcenintensiv.

Vertriebe sprechen sich zwar einerseits für die Beibehaltung des Vertriebswettbewerbs aus, versuchen aber gleichzeitig ihn zu schwächen, indem sie Wechselhindernisse für ihre Bestandskunden etablieren und als Neukunden möglichst keine Vielwechsler aufnehmen. In diesem Zusammenhang gab es Berichte über die mögliche Entstehung von Energieauskunfteien, die Daten über die bisherigen Vertragsbeziehungen von Kunden sammeln und diese anschließend Vertrieben zur Verfügung stellen. Dadurch könnten Vertriebe einerseits Kunden ablehnen, die in der Vergangenheit bei ihrem bisherigen Vertrieb in Zahlungsverzug gekommen sind, aber auch jene Kunden, die zuvor bereits häufig ihren Vertrieb gewechselt haben und von denen daher anzunehmen ist, dass sie evtl. nicht lange genug im Tarif bleiben, bis dieser sich für den Vertrieb amortisiert hat. Zwar gibt es seit 2020 keine Berichte mehr über derartige Bestrebungen. In einer Untersuchung des vzbv wird jedoch davon ausgegangen, dass Vertriebe derartige Informationen bereits sammeln und zur Auswahl von Neukunden nutzen, und dies auch anderen Vertrieben zur Verfügung stellen, wenn sie für diese Dienstleistungen wie Abrechnung oder die Abwicklung von Wechselprozessen übernehmen.[618]

DEFIZITE DER AUSGESTALTUNG INSBESONDERE IN SITUATIONEN MIT STARK STEIGENDEN PREISEN SICHTBAR

In Situationen mit plötzlich stark gestiegenen Preisen, wie sie in Deutschland im Jahr 2021 und den folgenden Jahren zu beobachten waren, hat sich ein Problem gezeigt, das in Kapitel 4 bereits in der Theorie beschrieben wurde. Vertriebe in Deutschland haben zwar Endkundenverträge mit einer Laufzeit von meist ein oder zwei Jahren, beschaffen ihren Strom aber oft deutlich kurzfristiger. Als die Preise 2021 plötzlich stark anstiegen, konnten daher einige Vertriebe ihre Lieferverpflichtungen nicht erfüllen, versuchten, die Preise gegenüber ihren Endkunden anzuheben oder mussten Insolvenz anmelden. Viele Vertriebe haben in dieser Zeit keine Neukunden aufgenommen oder Neukundenverträge nur zu deutlich erhöhten Preisen angeboten. Aufgrund des Systems der Grundversorgung in Deutschland, durch das die als Grundversorger agierenden Vertriebe verpflichtet sind, eine Ersatzversorgung für jene Kunden anzubieten, die beispielsweise von ihrem bisherigen Vertrieb nicht mehr versorgt werden, hat sich dies auch auf das Verhältnis zwischen verschiedenen Kundengruppen ausgewirkt. In Situationen

[618] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2020a, S. 7 ff.).

mit plötzlich stark gestiegenen Preisen, in denen viele Kunden zum Grundversorger wechseln und dieser seine langfristigen Beschaffungsverträge nicht darauf ausgelegt hat, kann eine deutliche Mehrbelastung auch jener Kunden entstehen, die bereits lange beim Grundversorger sind und selbst zuvor nicht von günstigeren Preisen in anderen Verträgen profitiert haben. Bei den Kunden in der Grundversorgung handelt es sich teilweise um vulnerable Gruppen, die beispielsweise aufgrund einer schlechten Kreditwürdigkeit oder mangelnder Ressourcen nicht die Möglichkeit hatten, zuvor von günstigeren Preisen außerhalb der Grundversorgung zu profitieren. Es wurde daher teilweise argumentiert, dass jene Kunden, die zuvor bei einem anderen Vertrieb waren, der die Belieferung eingestellt hat, damit ein höheres Risiko in Kauf genommen haben, um von günstigeren Preisen zu profitieren und daher eine kurzfristig teurere Ersatzversorgung vertretbar ist und nicht die Bestandskunden in der Grundversorgung damit belastet werden sollten.[619]

Dass sie durch das EnWG dazu verpflichtet sind, Kunden aufzunehmen, die von Liefereinstellungen oder Insolvenzen betroffen sind, setzt die Grundversorger unter Druck. Denn selbst wenn sie für ihre Bestandskunden und einen prognostizierten Zulauf an Neukunden langfristig Strom beschafft haben, müssen sie bei unvorhersehbar großem Neukundenzuwachs dennoch kurzfristig fehlende Strommengen zu dann stark gestiegenen Preisen beschaffen.[620] Dass inzwischen unterschiedliche Preise für Ersatz- und Grundversorgung möglich sind, mildert das Problem zumindest ab. Bei längeren Hochpreisphasen kommen dennoch viele Neukunden in der Grundversorgung hinzu und sorgen dafür, dass die Preise für alle Grundversorgungskunden steigen, da die Vertriebe die Preissteigerungen an ihre Kunden weitergeben müssen, um nicht selbst in Liquiditätsprobleme zu kommen.

Die Kündigung durch Vertriebe in der Energiekrise erfolgte oftmals ohne Angabe eines Grundes oder unter Verweis auf eine Störung der Geschäftsgrundlage gemäß § 313 BGB oder auf eine Kündigung aus gewichtigem Grund gemäß § 314 BGB, wobei bei beiden Normen Voraussetzung ist, dass der Kündigungsgrund nicht in den Risikobereich des Kündigenden fallen darf. Dies ist im Falle von Energievertrieben zumindest sehr zweifelhaft, da die Beschaffungsstrategie und somit die Absicherung gegen Preisschwankungen in den Aufgabenbereich von Stromvertrieben fällt. Unabhängig davon, ob diese Rechtsnormen hier einschlägig sind, wird jedoch überlegt, die Rechtssicherheit für Kunden dadurch zu erhöhen, dass auch bei Kündigungen aus wichtigem Grund eine Mindestfrist einzuhalten ist. Dadurch könnte zumindest erreicht werden, dass Kunden eine gewisse Zeit für den Abschluss eines individuellen Energieliefervertrages hätten und nicht automatisch in die Ersatzversorgung fallen würden, was auch die Belastung für die Grundversorger verringern würde.[621]

Die beschriebenen Entwicklungen verdeutlichen zudem, dass in Krisensituationen zentrale, nicht wettbewerblich organisierte Koordinationsmechanismen an Bedeutung gewinnen. Während Marktprozesse auf der Vertriebsseite teilweise versagen oder erhebliche Verteilungswirkungen entfalten, übernehmen Grundversorger und Verteilnetzbetreiber faktisch Sicherungs- und Koordinationsfunktionen, die über eine reine Marktrolle hinausgehen. Dies unterstreicht die in Abschnitt

[619] Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2022, S. 7 f.).
[620] Vgl. KLEIN (2023, S. 278).
[621] Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2022, S. 9).

4.2.4 dargestellte Argumentation, wonach eine stärkere institutionelle Verankerung zentraler Steuerungs- und Koordinationsaufgaben erforderlich ist, insb. bei begrenzter Anpassungs- und Informationsfähigkeit der Haushalte.

Die kurzfristige Beschaffungsstrategie von sogenannten Discountvertrieben führt dazu, dass diese einerseits in Zeiten niedriger Großhandelspreise niedrige Preise anbieten und somit Kunden von Vertrieben, die langfristiger beschaffen, abwerben können. In Zeiten steigender Strompreise und bei einer gewissen zeitlichen Bindung an Preisgarantien gegenüber ihren Kunden, die meist ein oder zwei Jahre umfassen, können sie durch die Schere zwischen Verkaufs- und Einkaufspreis jedoch in die Insolvenz oder jedenfalls in die Einstellung der Belieferung von Endkunden gezwungen werden.[622] Es handelt sich dabei laut vzbv um ein in Zeiten steigender Preise nicht tragfähiges Geschäftsmodell, mit dem sich diese Vertriebe in den vergangenen Jahren dennoch am Stromvertriebsmarkt etablieren konnten.[623] Für Kunden ist es tendenziell nicht möglich, die Beschaffungsstrategie eines Vertriebs zu bewerten, weshalb diese bei ihrer Auswahlentscheidung nicht einbezogen wird. Auch hier sind keine grundsätzlichen Vorteile eines liberalen Vertriebssystems ersichtlich, da dieses, wie in Kapitel 4 dargestellt wurde, dazu führt, dass Vertriebe keine langfristigen Beschaffungsstrategien verfolgen und erst recht nicht in der Lage sind, ausreichend lange Verträge mit Erzeugern abzuschließen, die ganze Anlagenbetriebsdauern abdecken.

FAZIT

Der liberale Endkundenmarkt in Deutschland, der auf der Annahme aufbaut, dass Kunden regelmäßig zum günstigsten und vermeintlich effizientesten Vertrieb wechseln, geht sowohl für die Endkunden als auch für die Erzeugungsseite mit einer Vielzahl von Problemen einher. Zum einen versuchen die Vertriebe, die Wechselaktivitäten von Kunden zu unterbinden und nur ein kleiner Anteil Kunden ist aufgrund dieser Wechselhürden, der hohen Transaktionskosten und des schlechten Überblicks über den Strommarkt zum Wechseln bereit. Zum anderen beschaffen viele Vertriebe sehr kurzfristig und bieten darüber hinaus teilweise defizitäre Tarife an, weshalb sie durch Preisschwankungen am Großhandelsmarkt schnell in eine wirtschaftliche Schieflage geraten können. Darüber hinaus ist es durch diese Beschaffungspolitik für die Erzeugungsseite nicht möglich, ihre Investitionen über langfristige Verträge mit Vertrieben abzusichern.

Neben den in Abschnitt 4.1 herausgearbeiteten Problemen des liberalen Endkundenmarktes zeigt sich für Deutschland unter den erweiterten Annahmen aus Abschnitt 4.2 insb. ein Spannungsverhältnis zwischen einer zunehmend zentralisierten netzseitigen Steuerung und einer weiterhin stark fragmentierten Organisation der Endkundenschnittstelle. Durch die Entwicklungen ab 2020 sind einige Schwächen des Stromvertriebssystems in Deutschland besonders stark hervorgetreten und wurden teilweise in einer breiten Öffentlichkeit diskutiert. Dazu zählt insb. die Beschaffungsstrategie von Vertrieben sowie die Organisation der Ersatz- und Grundversorgung, wobei u. a. die Verteilungswirkung zwischen Kunden, die aus verschiedenen Gründen dauerhaft in der Grundversorgung sind, und jenen

[622] Vgl. KLEIN (2023, S. 278).
[623] Vgl. GURKMANN (2022).

Kunden, die zwischenzeitlich bei Discountvertrieben waren, hinterfragt wurde. Andere Kritikpunkte, wie die teilweise defizitäre Preisgestaltung, die Komplexität von Tarifen und des Strommarktes insgesamt, die für Verbraucher schwer zu durchschauen ist, sowie verbraucherschädliches Verhalten von Vertrieben und Vergleichsportalen, sind geblieben.[624] Der Blick auf den Stromvertriebsmarkt hat sich durch diese Situation zwischenzeitlich grundlegend verändert, und es wurden eine Vielzahl an Möglichkeiten diskutiert, diese Probleme zu beheben. Im folgenden Abschnitt sollen die bereits öffentlich diskutierten sowie weitere Reformoptionen für Deutschland dargestellt werden.

6.2 Reformoptionen

Nachdem im vergangenen Abschnitt der Status quo in Deutschland dargestellt wurde, sollen nun verschiedene Reformoptionen für das deutsche Stromvertriebssystem erläutert werden. Es handelt sich dabei um Überlegungen, bzgl. derer weiterer Forschungsbedarf besteht, und nicht um fertige Reformvorschläge. Inwiefern weitreichende Reformen umsetzbar sind, hängt von verschiedenen – insb. politischen und rechtlichen – Umständen ab, die innerhalb dieser Untersuchung nicht umfassend berücksichtigt werden können. Aus diesem Grund wird neben einer sehr umfangreichen Reform, welche die Vorzugsvariante darstellt, eine weitere Option mit punktuellen Anpassungen vorgestellt, für den Fall, dass das derzeitige Modell eines liberalen Endkundenmarktes weitgehend beibehalten werden soll. Die Reformvorschläge beschränken sich dabei auf das Stromvertriebssystem, d. h. es wird im Folgenden davon ausgegangen, dass auf der Erzeugungsseite ein EOM mit selektiven Kapazitätsinstrumenten beibehalten wird.

REFORMOPTION MIT SEHR WEITREICHENDER UMGESTALTUNG

In Kapitel 4 wurde in allen Annahmensets die Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb als vorzugswürdig identifiziert. Anknüpfend an die Erkenntnisse aus Kapitel 4 wird hier zunächst eine Reformoption für das deutsche Stromvertriebssystem dargestellt, wonach der aktuelle Stromvertriebsmarkt mit einer großen Zahl privater und miteinander im Wettbewerb stehender Vertriebe durch einen zentralen öffentlichen Vertrieb abgelöst wird. Die Einführung eines solchen zentralen Vertriebs in Eigentümerschaft der Öffentlichen Hand würde mit einem gleichzeitigen Betätigungsverbot der bisher existierenden privaten Vertriebe einhergehen, was aufgrund des umfangreichen Eingriffs ein starkes Commitment voraussetzt und juristisch einen in hohem Maße rechtfertigungsbedürftigen Eingriff darstellen würde – eine rechtliche Prüfung erfolgte im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht. Da es sich um eine sehr umfangreiche Reform handelt, bei der zunächst durch die Umstellung auch negative Effekte für die Verbraucher zu befürchten sind und sich hingegen die in Kapitel 4 dargestellten langfristig positiven Effekte nur in einem stabilen System einstellen, sollte idealerweise durch eine politische Selbstbindung dafür gesorgt werden, dass die neue Ausgestaltungsvariante langfristig Bestand hat und nicht regelmäßig, beispielsweise bei Regierungswechseln, wieder geändert wird. Dabei ist jedoch zu

[624] Vgl. HIRT (2019, S. 91).

beachten, dass eine politische Selbstbindung grundsätzlich mit einem Verlust an Flexibilität einhergeht.[625]

Dadurch, dass in Deutschland bereits im Status quo eine Regulierung von Stromvertrieben stattfindet und es zudem verschiedene öffentlich ausgerichtete Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden gibt, die sich speziell mit Fragen des Verbraucherschutzes beschäftigen, ist davon auszugehen, dass die Öffentliche Hand über ausreichend Wissen zum Aufbau eines zentralen Vertriebes verfügt oder dieses aufbauen könnte. Da in der hier angedachten monopolistischen Variante keine wettbewerbsstrategischen Entscheidungen zu treffen sind, wird die Steuerung zudem im Vergleich zum Status quo vereinfacht. Bezüglich der Tarifgestaltung lässt sich vermuten, dass aufgrund der in der Realität unterschiedlichen Präferenzen von Endkunden unterschiedliche Tarife angeboten werden sollten, jedoch auch nur so viele, dass Verbraucher das Angebot überblicken können. Eine Alternative zum Angebot unterschiedlicher Tarife durch den zentralen Vertrieb besteht darin, dass der zentrale Vertrieb lediglich einen Basistarif anbietet und daneben weitere Bestandteile, wie Grünstromzertifikate oder Investitionsmöglichkeiten in EE-Anlagen, unterschiedliche Umfänge an Risikomanagement oder unterschiedliche Zahlungsmethoden, von anderen Unternehmen erbracht werden und von Kunden entsprechend ihren Präferenzen zusätzlich bezogen werden können. Diese Ausgestaltungsvariante hätte auf der einen Seite in der Umsetzung den Vorteil, dass die im Status quo bestehenden Vertriebe weiterhin auf dem Stromvertriebsmarkt agieren könnten, jedoch mit einem eingeschränkten Betätigungsfeld. Auf der anderen Seite könnte diese Ausgestaltung wiederum zu höheren Transaktionskosten für Verbraucher durch die Vielzahl an Vertragsbeziehungen und somit zu Verbraucherschutzproblemen führen. Das Basisangebot des zentralen Vertriebes sollte daher so ausgestaltet sein, dass neben diesem nicht zwingend weitere Dienstleistungen erworben werden müssen. Es sollte zugunsten geringer Transaktionskosten bei den Kunden eine gemeinsame Abrechnung mit der Netznutzung erfolgen. Es könnte auch ein System in Betracht gezogen werden, in dem nicht der Kunde weitere Dienstleister selbst beauftragt, sondern die zusätzlichen Leistungen beim Vertrieb auswählt, dieser die weiteren Akteure mit der Erbringung dieser Aufgaben beauftragt und der Vertrieb alle Leistungen zusammen dem Kunden gegenüber abrechnet.

Da Smart Meter in privaten Haushalten in Deutschland bisher noch nicht weit verbreitet sind, können Großhandelspreise bisher nicht durchgereicht werden, sondern der Preis muss für einen gewissen Zeitraum festgelegt werden. Obwohl Verbraucher in Deutschland an ein hohes Maß an Risikomanagement durch die im Status quo überwiegend angebotenen Tarife mit langer Preisbindung gewöhnt sind, sollte der zentrale Vertrieb als Basisangebot kein umfangreiches Risikomanagement vorsehen, da langfristig ein Smart Meter Rollout und damit die Möglichkeit zum Durchreichen von Großhandelspreisen sinnvoll ist. Somit könnte, möglicherweise in Verbindung mit anderen Komponenten wie dem Netzzustand, auf Basis des Strompreises ein Signal zur Steuerung des Verbrauchs generiert werden.

[625] Vgl. KLATT (2011, S. 70 ff.).

Da Vertrieben im EOM eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zukommt, ist tendenziell eine langfristige Beschaffungsstrategie des zentralen Vertriebs nötig, um die Bereitstellung von ausreichend Erzeugungskapazität zu unterstützen. Dies ist auch bei einer Ausgestaltung des EOM mit umfangreichen selektiven Kapazitätsinstrumenten wie im Status quo in Deutschland der Fall, wenn auch weniger stark. Durch die Ausgestaltung mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb ist damit zu rechnen, dass es durch den EOM zu weniger Problemen kommt als in Kombination mit einem liberalen Endkundenwettbewerb (siehe Abschnitt 4.3).

Die Aufgaben Prognose und Bilanzierung werden im Status quo in Deutschland von vielen Vertrieben nicht selbst übernommen, sondern an Dienstleister ausgelagert. Da der zentrale öffentliche Vertrieb gegenüber vielen kleinen Vertrieben Größenvorteile bei der Übernahme dieser Aufgaben hat und durch die größere Zahl an Kunden, für die prognostiziert wird, auch das Prognoseergebnis verbessert wird, kann der zentrale Vertrieb diese Aufgaben sinnvoll selbst übernehmen. Bei der Aufgabe Verbraucherinformation gibt es durch einen zentralen öffentlichen Vertrieb vor allem dadurch Veränderungen, dass das Angebot an Stromtarifen weniger umfangreich ist und Verbraucher weniger Probleme haben und auch weniger Unterstützung benötigen, eine Auswahlentscheidung zu treffen. Stromvergleichsportale bedarf es für das Angebot des zentralen Vertriebs nicht, da dieser, selbst wenn er mehrere Tarife anbietet, selbst über diese informieren kann. Vergleichsportale können jedoch weiterhin sinnvoll sein, wenn die Variante mit einem Basisangebot durch den zentralen Vertrieb und daneben ergänzende Dienstleistungsangebote durch weitere Akteure gewählt wird. In diesem Fall wäre ein zentrales öffentlich betriebenes Vergleichsportal, ähnlich wie es beispielsweise in Norwegen existiert, sinnvoll.

REFORMOPTION MIT WEITGEHENDER BEIBEHALTUNG DES STATUS QUO UND SELEKTIVEN ANPASSUNGEN

Falls das derzeitige Modell eines liberalen Endkundenmarktes dennoch im Grundsatz weiterhin beibehalten werden soll, sollten begleitend umfangreichere regulatorische Maßnahmen ergriffen werden, um einerseits die überlegene Stellung der Vertriebe gegenüber den Endkunden zu begrenzen und andererseits den Endkunden Instrumente für eine Auswahlentscheidung entsprechend ihrer Präferenzen an die Hand zu geben.

In Abschnitt 6.1 wurde das grundsätzliche Problem der Ausgestaltung im Status quo in Deutschland herausgearbeitet, das darin besteht, dass Vertriebe aufgrund wettbewerbsstrategischer Überlegungen Tarife anbieten, die durch niedrige Verbrauchspreise oder Bonuszahlungen zunächst defizitär sind und sich für die Vertriebe teilweise erst nach Jahren amortisieren. Dies führt dazu, dass versucht wird, Kunden am Wechsel zu hindern, Boni teilweise vertragswidrig nicht ausgezahlt werden oder Vertriebe insolvent werden, wenn das Kalkül der langfristigen Bindung von Kunden nicht aufgeht. Aufgrund dessen gibt es in Deutschland Forderungen, ähnlich wie in Großbritannien, Vertriebe bei der Vergabe der Lizenz auf ihre wirtschaftliche Situation hin zu überprüfen. Aktuell müssen sich Vertriebe zwar nach § 5 EnWG an- und abmelden und die BNetzA kann dabei ihre Eignung überprüfen. Dies tut die BNetzA jedoch nur in Einzelfällen und lehnt eine weitreichendere Überprüfung der Tragfähigkeit von

Unternehmensstrategien explizit ab, mit der Begründung, dass sich dies nachteilig auf Angebotsvielfalt und Preise für die Konsumenten auswirken könnte.[626]

Eine Alternative dazu stellt die bereits in den Kapiteln 3 und 4 vorgestellte Maßnahme dar, dass Vertriebe Haftungsmassen hinterlegen müssen, auf die im Falle einer Insolvenz zugegriffen werden kann, um somit kurzfristorientiertes Verhalten zu unterbinden. Auch der vzbv sowie mehrere Verbraucherzentralen der Länder schlagen in einem gemeinsamen Bericht vor, Gelder der Kunden z. B. in Form einer Insolvenzversicherung der Energievertriebe abzusichern.[627] Die Ausgestaltung könnte beispielsweise so erfolgen, dass im Falle der Einstellung der Belieferung oder der Insolvenz des Vertriebs die Versicherung die Differenz zwischen dem ursprünglich zu zahlenden und dem Ersatz- bzw. Grundversorgungspreis übernimmt, bis der Kunde einen neuen Anbieter gefunden hat. Die Versicherung könnte entweder durch die einzelnen Vertriebe abgeschlossen oder über einen Branchenfonds organisiert werden. Dieses Vorgehen entzieht den Vertrieben jedoch Liquidität.

Auch kam im Zuge der Energiekrise die Forderung auf, Vertriebe dazu zu verpflichten, sich mit einer langfristigen Strombeschaffung gegen kurzfristige Preisschwankungen am Großhandelsmarkt abzusichern. Die Monopolkommission erhebt dagegen den Einwand, dass das Geschäftsmodell der kurzfristigen Beschaffung am Großhandelsmarkt und die längerfristige Preisbindung im Rahmen von Kundenlieferverträgen eine strategische Unternehmensentscheidung sei, bei der Vertriebe sowohl auf Gewinne spekulieren könnten als auch mit Verlusten rechnen müssten, sowie dass auch Kunden solcher Anbieter auf kurzfristige Kosteneinsparungen durch niedrigere Preise sowie mögliche zusätzliche Kosten bei einer Kündigung oder Insolvenz eingestellt sein müssten. Durch eine Versicherung könnten Kunden zwar von niedrigeren Preisen profitieren, wären auf der anderen Seite gegen höhere Kosten im Falle einer Kündigung oder Insolvenz abgesichert. Davon würden jedoch wiederum nur jene Kunden profitieren, die über eine hohe Kreditwürdigkeit verfügen und somit bei anderen Vertrieben als dem jeweiligen Grundversorger aufgenommen werden würden.[628]

Dass Kunden am Wechsel gehindert werden, wird zwar seit 2022 dadurch eingeschränkt, dass die maximale Vertragslaufzeit von Verträgen auf 24 Monate beschränkt ist und Kunden bei einer automatischen Vertragsverlängerung mit einer einmonatigen Frist kündigen können. Da Verbraucherschützer Kunden vor Vertragslaufzeiten über 12 Monaten warnen, sollte jedoch geprüft werden, ob eine noch kürzere maximale Vertragslaufzeit sinnvoll ist. Sowohl bei der Vertragsgestaltung als auch bei der Verbraucherinformation, bei der es sich sowohl um Werbung als auch die direkte Kommunikation mit Kunden handeln kann, gibt es bereits eine Vielzahl an Vorgaben. Diese Regeln könnten jedoch weiter verschärft oder ihre Einhaltung besser überwacht werden und Vertriebe, die gegen diese verstoßen, sanktioniert werden. So wäre beispielsweise eine ähnliche Regelung wie in Großbritannien sinnvoll, wo Vertriebe ihren Kunden eine Entschädigung zahlen müssen, wenn sie die vorgegebenen Leistungsstandards, zu deren Einhaltung sie sich verpflichtet haben, nicht erfüllen. Zur Umsetzung dieser Regelung wäre eine Überwachung des Verhaltens von Vertrieben durch die BNetzA

[626] Vgl. ASTORGA ET AL. (2019, S. 38).
[627] Vgl. ASTORGA ET AL. (2019, S. 22 f.).
[628] Vgl. MONOPOLKOMMISSION (2022, S. 10).

oder eine andere zentrale Aufsichtsbehörde und einer Sanktionierung von Vertrieben, die sich nicht an die regulatorischen Vorgaben halten, sinnvoll. Dies wird auch vom vzbv und einigen Verbraucherzentralen der Länder gefordert.[629]

In der Ersatz- und Grundversorgung ist es zu begrüßen, dass inzwischen unterschiedliche Tarife für die Ersatz- und Grundversorgung angeboten werden dürfen. Wie die Entwicklungen nach 2020 gezeigt haben, ist es für Vertriebe sehr schwer, den Kundenzuwachs in der Ersatzversorgung vorauszusehen und in Situationen mit stark steigenden Preisen nicht möglich, für die neu hinzugekommenen Kunden zu ähnlichen Konditionen Strom zu beschaffen, wie für die Bestandskunden, für deren Strombedarf langfristige Verträge abgeschlossen werden konnten. Da Kunden jedoch nach drei Monaten aus der Ersatz- automatisch in die Grundversorgung wechseln, wenn sie sich nicht für einen anderen Tarif entscheiden, oder auf Wunsch sofort in die Grundversorgung wechseln können, mildert diese Neuregelung das Problem lediglich geringfügig ab. Wie oben bereits dargestellt (siehe Abschnitt 6.1.3), hat eine einheitliche Bepreisung in der Grundversorgung für Neu- und Bestandskunden, wie es sie weiterhin gibt, Verteilungseffekte zwischen beiden Kundengruppen zur Folge. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei Kunden, die langfristig in der Grundversorgung sind, oftmals um jene handelt, die nicht in der Lage sind zu wechseln. Dies ist entweder der Fall, weil sie keine Kenntnisse über das Stromsystem haben, oder weil sie aufgrund von Verschuldung nicht von anderen Vertrieben aufgenommen werden. Diese Kunden, die somit auch in Niedrigpreiszeiten nicht von günstigen Preisen außerhalb der Grundversorgung profitieren können, werden somit durch stärker steigende Preise durch einen Kundenzuwachs in der Grundversorgung in Hochzeitpreisen weiter belastet. Es gibt jedoch auch Kunden, die aufgrund ihrer finanziellen Situation stets den günstigsten Stromvertrieb wählen müssen und von sehr hohen Neukundenpreisen in der Grundversorgung stark betroffen wären. Dieses Dilemma führt in letzter Konsequenz ebenfalls zu dem Schluss, dass eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb vorzugswürdig ist, da Kunden zum einen nicht in der Lage sind, die für sie beste Entscheidung bei der Wahl eines Vertriebes zu treffen, da sie keinen ausreichenden Überblick über das Stromsystem haben und Preisentwicklungen noch schlechter vorhersehen können als andere Marktakteure. Zum anderen sind nicht alle Kunden in der Lage den Vertrieb zu wechseln, beispielsweise aufgrund von Verschuldung oder Zahlungsrückständen in der Vergangenheit. Entsprechend der Beschränkung auf selektive Anpassungen in diesem Abschnitt ist zu erwägen, ob innerhalb der Grundversorgung eine stärkere Differenzierung nach Bedürftigkeit vorgenommen werden kann, wie es beispielsweise in Großbritannien der Fall ist. Zudem sollte eine Preisregulierung in der Grundversorgung geprüft werden, die dafür sorgen könnte, dass in Zeiten hoher Großhandelspreise die Endkundenpreise ansteigen können, Vertriebe dies jedoch nicht nutzen, um die Preise danach auf einem höheren Niveau zu halten, sondern sie bei sinkenden Großhandelspreisen auch wieder absenken müssen.

Ein wichtiger Ansatzpunkt für selektive Anpassungen ist neben Vertrieben der Markt für Stromvergleichsportale. Hierbei kommen insb. drei mögliche Optionen mit unterschiedlichem Eingriffsumfang in Betracht, von denen die erste und die mit den geringsten Auswirkungen für die

[629] Vgl. ASTORGA ET AL. (2019, S. 19 ff.).

Marktakteure in einer Zertifizierung von privaten Stromvergleichsportalen besteht, die zweite in der Schaffung eines staatlichen Stromvergleichsportals, das neben den bestehenden privaten existiert und die dritte und weitreichendste darin, dass es lediglich ein staatliches Stromvergleichsportal gibt.[630] In Großbritannien gibt es einen Verhaltenskodex für Stromvergleichsportale, den diese unterschreiben und sich damit bei der Regulierungsbehörde Ofgem akkreditieren lassen können, um ein glaubhaftes Signal zu senden, dass sie sich verbraucherrechtskonform verhalten. Zudem gibt es in Großbritannien ein direkt von Ofgem betriebenes Vergleichsportal, sowie ein weiteres öffentliches, das von einem Zusammenschluss von Verbraucherorganisationen betrieben wird. Auch in Norwegen gibt es ein staatliches Stromvergleichsportal, für das alle Vertriebe, die Tarife entsprechend den Standard-Tariftypen anbieten, regelmäßig Daten melden müssen. Die Vorzugsvariante würde darin bestehen, dass es neben diesem staatlichen Portal keine weiteren gibt, da hierdurch die für Haushaltskunden relevanten Transaktionskosten der Informationsbeschaffung und Entscheidungsfindung minimiert und potenzielle Verzerrungen durch einzelwirtschaftlich motivierte Darstellungs- und Rankinglogiken vermieden werden können. Allerdings kann selbst für den Fall, dass die privaten Portale weiterhin bestehen bleiben, davon ausgegangen werden, dass es durch ein staatliches Vergleichsportal für die Kunden einfacher wird, verlässliche Informationen über das Angebot von Stromvertrieben zu erhalten. Eine Zertifizierung würde zumindest dazu führen, dass darüber den teilnehmenden Vergleichsportalen umfangreiche Vorgaben hinsichtlich ihrer Marktabdeckung, den Vergleichsparametern und der Darstellungsform gemacht werden können.

Bezüglich der möglichen Energieauskunfteien bzw. der potenziell bereits existierenden Datenbanken von Vertrieben über regelmäßig wechselnde Kunden, die dazu genutzt werden könnten, dass Vertriebe wechselfreudige Kunden ablehnen, könnte eine Kontrahierungspflicht für Vertriebe eingeführt werden, die nur dann nicht greift, wenn gewichtige Gründe dagegen vorliegen. Somit müssten Vertriebe eine Begründung abgeben, wenn sie Kunden nicht aufnehmen und ein staatlicher Akteur zur Überprüfung eingesetzt werden.[631]

REFORMOPTIONEN SPEZIELL ZU NACHFRAGEFLEXIBILISIERUNG

Dass eine Nachfrageflexibilisierung mit Vorteilen für das Stromsystem, insb. bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien, einhergehen kann, wurde bereits in Abschnitt 4.2 gezeigt. Für den Haushaltsbereich und insb. für Engpasssituationen im Verteilnetz wird in der Literatur jedoch betont, dass Nachfrageflexibilisierung institutionell nicht allein über Preis- oder Marktsignale zu fassen ist, sondern eine regelgebundene Kapazitätsbewirtschaftung sowie eine klare Zuordnung operativer Steuerungsaufgaben auf der Verteilnetzebene erfordert.[632] In Deutschland waren Einsatz- und Vermarktungsmöglichkeiten von Lastflexibilisierungsmaßnahmen in Haushalten jedoch in der Vergangenheit durch den institutionellen Rahmen beschränkt. Für die Durchführung von Demand Response-Maßnahmen sind sowohl eine große Verbreitung von Smart Metern als auch der Aufbau einer Steuerungsinfrastruktur bei den Haushalten Voraussetzung. Dabei ist – gerade im

[630] Vgl. zu dieser und weiteren Optionen THORUN / ZIMMER / SPINDLER (2017, S. 41 ff.).
[631] Vgl. VERBRAUCHERZENTRALE BUNDESVERBAND E.V. (VZBV) (2020a, S. 10).
[632] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 83–86 und S. 123–129).

Haushaltsbereich – zu berücksichtigen, dass sich organisatorische Komplexität und Transaktionskosten erheblich unterscheiden, je nachdem, ob Steuerungsentscheidungen dezentral über viele Akteure oder zentral regelgebunden umgesetzt werden.[633]

Zur Umsetzung von Demand Response-Maßnahmen können spezielle Instrumente sinnvoll sein, durch die eine gezielte Zuordnung von Kosten und Nutzen (sowie in diesem Zusammenhang auch von Risiken) auf Akteure erfolgt. Auf diese Weise könnten Anreizstrukturen für Investitions- und Betriebsentscheidungen bei privaten Haushalten etabliert werden. Die Anschaffung der technischen Infrastruktur sowie der Aufbau von Wissen können für Haushalte mit hohen Investitionskosten einhergehen, die durch eine gezielte Risikozuordnung jedoch teilweise gesenkt werden können. Bei den Investitionen der privaten Haushalte liegt eine hohe Spezifität vor, wenn diese vor allem für die Durchführung von Demand Response-Maßnahmen getätigt werden und nicht im Hinblick auf den generellen Aufbau einer „Smart Home"-Infrastruktur, die auch anderen Zwecken dienen kann. Das führt dazu, dass aus Sicht der Haushaltskunden die Amortisation der Investitionen in hohem Maße davon abhängt, ob durch die Durchführung von Demand Response-Maßnahmen Deckungsbeiträge oder andere Nutzen generiert werden können. Ist die Durchführung von Demand Response-Maßnahmen seitens der Öffentlichen Hand aus gesamtwirtschaftlicher Sicht gewünscht, könnten Instrumente sinnvoll sein, die dafür sorgen, dass Haushalte nicht einerseits die gesamten Investitionskosten tragen und die Amortisation andererseits nicht maßgeblich von unsicheren zukünftigen Entwicklungen auf Märkten abhängt. Dies sollte bei der Ausgestaltung des institutionellen Rahmens berücksichtigt werden.[634] Die Thematik weist im Ergebnis grundsätzliche Parallelen zur Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten auf und verdeutlicht, dass Reformoptionen zur Nachfrageflexibilisierung in ähnlicher Weise einer institutionellen Rahmensetzung bedürfen.

[633] Vgl. BIESCHKE (2026, S. 82–86).

[634] Vgl. WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018, S. 28).

7 Fazit

Die vorliegende Untersuchung hat analysiert, wie sich verschiedene Ausgestaltungsvarianten zur Organisation des Stromvertriebssystems sowie zur Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität auf die Versorgungssicherheit und auf das Kostenziel aus Konsumentenperspektive auswirken. Konkret wurde untersucht, ob im Hinblick auf diese Aspekte Wettbewerb bei Stromvertriebsaufgaben sinnvoll ist, oder eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb vorzugswürdig ist. Dabei wurden im Verlauf der Untersuchung neben einem vereinfachten Analysesetting auch veränderte Annahmen zur Messung, Steuerbarkeit von Lasten und zur Einbeziehung der Verteilnetzebene berücksichtigt, um die Robustheit der Ergebnisse unter realistischeren Rahmenbedingungen zu überprüfen.

Aufgrund der anhaltend niedrigen Wechselquoten seit der Liberalisierung des Stromvertriebsmarktes wird in der öffentlichen Diskussion vielfach gefordert, dass Instrumente ergriffen werden müssten, um den Wettbewerb der Vertriebe zu stärken. In der vorliegenden Untersuchung wurde hingegen gezeigt, dass eine pauschale Voreinstellung zugunsten einer wettbewerblichen Organisation des Vertriebsmarktes nicht sinnvoll ist, sondern die Eignung verschiedener Organisationslösungen unter Einbeziehung der Rahmenbedingungen der spezifischen Ausgestaltungsvariante untersucht werden muss. Zwischen der Organisation des Stromvertriebsmarktes und der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität besteht insofern eine Parallele, dass hinsichtlich der Eignung einer bestimmten Organisationsform weder einer wettbewerblichen noch einer zentralen Lösung eine generelle Vorteilhaftigkeit zugesprochen werden kann. Gleichzeitig hängen beide Bereiche unmittelbar miteinander zusammen, da die Organisation des Stromvertriebsmarktes entscheidend dafür ist, wie gut langfristige Investitionen bis hin zu den Endkunden abgesichert werden können. In der vorliegenden Untersuchung konnte gezeigt werden, dass dies lediglich in der Ausgestaltungsvariante ohne Endkundenwettbewerb möglich ist, weshalb diese insb. in Kombination mit EOM und CRM-Vertriebsobligationen als vorzugswürdig identifiziert wurde, aufgrund verbraucherpolitischer Erwägungen jedoch auch in Kombination mit einem CRM-Umsetzungswettbewerb sinnvoll ist.

Aufbauend auf der Darstellung verschiedener idealtypischer Modelle für die Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität wurde die Ausgestaltung der Schnittstelle zu den Endkunden zum einen hinsichtlich der Eignung zur Absicherung langfristiger Investitionen von Erzeugern und somit des Beitrags zur Versorgungssicherheit, und zum anderen hinsichtlich der Effekte auf die Gruppe der Haushaltskunden, insb. der bei ihnen anfallenden Transaktionskosten, untersucht. Betrachtet wurden dabei jeweils Ausgestaltungsvarianten des Vertriebsmarktes, mit und ohne Endkundenwettbewerb sowie Zwischenvarianten mit sowohl wettbewerblichen als auch zentralen Elementen. Aufgrund der Eigenschaft der Haushaltskunden als nicht oder nur wenig organisierte Verbrauchergruppe, ihres geringen Wissens über das Stromsystem und ihre begrenzten Informationsverarbeitungskapazitäten sowie den daraus resultierenden hohen Transaktionskosten bei der Informationsbeschaffung über Tarife und Wechselprozesse sind die Verbraucher nicht in der Lage, sich entsprechend der Grundidee des liberalen Endkundenmarktes zu verhalten und regelmäßig in den jeweils günstigsten und ihren Präferenzen am besten entsprechenden Tarif zu wechseln. Diese Einschränkungen werden unter den Bedingungen zeitlich hochaufgelöster Verbrauchserfassung, dynamischer Tarife und netzorientierter

Steuerung weiter verstärkt, da Haushalte neben Preis- und Vertragsentscheidungen zunehmend auch implizite Steuerungswirkungen und Nutzungseinschränkungen berücksichtigen müssten.

Wie sich der liberale Endkundenmarkt auf die Endkunden auswirkt, hängt stark von der konkreten Ausgestaltung in Form der Einbindung weiterer Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden oder dem Ergreifen regulatorischer Maßnahmen ab. Im Ergebnis kann jedoch regelmäßig der liberale Endkundenwettbewerb für die Gruppe der Konsumenten nicht die Defizite ausgleichen, die – hinsichtlich der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität – von ihm ausgehen, jedenfalls in Kombination mit einem EOM oder CRM-Vertriebsobligationen. Für die Analyse der verschiedenen Optionen für die Organisation des Stromvertriebssystems wurden in Teilen der vorliegenden Untersuchung vereinfachende Annahmen über das Stromsystem und die Eigenschaften der Akteure getroffen, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind. Die Ergebnisse dieser Analysen wurden anschließend Darstellungen des Status quo der Stromvertriebssysteme in Deutschland und anderen Ländern gegenübergestellt und diese Systeme eingeordnet.

Durch eine Ausgestaltung des Stromvertriebssystems ohne Endkundenwettbewerb lassen sich potenziell sowohl die Absicherung langfristiger Investitionen gewährleisten als auch die Transaktionskosten für die Endkunden deutlich verringern. Inwieweit mögliche Vorteile für die Endkunden realisiert werden können, hängt von den Eigenschaften der Endkunden, ihren Präferenzen und dem bei ihnen vorhandenen Wissen über das Stromsystem sowie vom zentralen Wissensstand ab. Je weniger die Endkunden über das Stromsystem wissen und je schlechter sie die angebotenen Tarife verschiedener Vertriebe aufgrund deren Verhaltens bei der Informationsbereitstellung und Vertragsgestaltung beurteilen sowie sich bei Verstößen der Vertriebe gegen regulatorische Vorgaben aufgrund ihres geringen Organisationsgrades zur Wehr setzen können, desto eher ist eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb im Vergleich zu anderen Ausgestaltungsoptionen vorteilhaft. Unter der im Rahmen dieser Untersuchung getroffenen Annahme, dass sich der öffentliche Vertrieb langfristorientiert und entsprechend den Präferenzen der Kunden verhält, wurde gezeigt, dass bei der Variante ohne Endkundenwettbewerb eine Ausgestaltung mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb gegenüber dezentralen monopolistischen Varianten oder privater Eigentümerschaft des zentralen Vertriebs zu bevorzugen ist. Die Analyse weist im Ergebnis auch Hinweise darauf auf, dass durch das vorgegebene Zielsystem und die Steuerung durch die Öffentliche Hand für die Endkunden insgesamt geringere Kosten entstehen und weniger Verbraucherschutzprobleme auftreten, als wenn ein ähnliches Angebot durch einen privaten Vertrieb oder mehrere private Vertriebe mit umfangreichen regulatorischen Vorgaben bereitgestellt wird.

Je umfangreicher das Wissen des Regulierers über die Präferenzen der Endkunden ist, desto besser kann das Angebot des zentralen öffentlichen Vertriebs ausgestaltet werden, um diese Präferenzen zu treffen. Falls dieses Wissen nicht im benötigten Umfang zentral vorliegt, besteht die Möglichkeit, dass der zentrale Vertrieb lediglich einen Basistarif anbietet und daneben weitere komplementäre Leistungen, wie Risikomanagement, verschiedene Abrechnungszeiträume, Zahlungsmethoden oder Arten von Kundenservice von anderen Akteuren an der Schnittstelle zu den Endkunden angeboten werden. Für die Information der Endkunden über verschiedene Tarife des zentralen Vertriebes oder weiterer parallel dazu angebotene Leistungen können weiterhin Informationsintermediäre

hinzukommen, um die Endkunden bei der Auswahlentscheidung zu unterstützen. Auch hinsichtlich dieser weiteren Akteure an der Schnittstelle zu den Endkunden haben die Eigentümerschaft sowie die Ausgestaltung einer externen Regulierung entscheidenden Einfluss auf die Eignung dieser Variante. Zwar wurden in der vorliegenden Untersuchung nicht alle möglicherweise hinzukommenden Akteure betrachtet; hinsichtlich Vergleichsportalen als Informationsintermediären wurde jedoch gezeigt, dass eine öffentliche Eigentümerschaft vorzugswürdig ist.

Abschließend erfolgte eine Betrachtung und Einordnung sowohl internationaler Stromvertriebssysteme als auch des Stromvertriebssystems in Deutschland sowie einer Ableitung von Reformoptionen für Deutschland aus den Erkenntnissen der abstrakten Analyse sowie der internationalen Erfahrungen. Dabei wurde festgestellt, dass die Organisation des Stromvertriebssystems in der Schweiz weitgehend dem als vorteilhaft identifizierten System aus der abstrakten Analyse entspricht, da es dort keinen liberalen Endkundenmarkt für die Gruppe der Haushaltskunden gibt und die Endkundenschnittstelle institutionell eng mit dem Verteilnetzbetrieb verknüpft ist. Die überwiegend in öffentlicher Eigentümerschaft befindlichen Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, die Kunden in ihrem jeweiligen Netzgebiet mit Strom zu versorgen. In Norwegen und Großbritannien gibt es hingegen jeweils einen liberalen Endkundenmarkt. Dennoch lassen sich auch in den dortigen Systemen einzelne Elemente identifizieren, die zusätzlich zu einem zentralen Stromvertrieb implementiert werden könnten oder als Vorbilder für Reformoptionen herangezogen werden können, wenn die grundsätzliche Voreinstellung besteht, dass der liberale Endkundenmarkt beibehalten werden soll. Einzelne institutionelle Elemente aus Ländern mit liberalem Endkundenmarkt, etwa öffentlich organisierte Informationsintermediäre oder Vorgaben zur Standardisierung von Tarifen, können auch dann als Orientierung dienen, wenn der liberale Endkundenmarkt grundsätzlich beibehalten werden soll. Auch bei einem zentralen öffentlichen Vertrieb ist jedoch im Rahmen der internen Steuerung durch die Öffentliche Hand die Entscheidung zu treffen, wie viele Tarife der zentrale Vertrieb anbieten und wie diese ausgestaltet sein sollen, weshalb auch dort wertvolle Erkenntnisse aus den Erfahrungen in anderen Ländern gezogen werden können.

Die Organisation des Stromvertriebssystems in Deutschland entspricht aktuell in weiten Teilen nicht den Varianten, die im abstrakten Teil der vorliegenden Untersuchung als vorzugswürdig herausgearbeitet wurden. Viele der deshalb auftretenden Probleme zeigen sich bereits seit langem und werden von Verbraucherorganisationen kritisiert. Besonders stark hat sich das Defizit der Organisation des Stromvertriebssystems bzgl. einer verlässlichen und preisgünstigen Versorgung der Kunden mit Strom nach 2020 gezeigt, wo viele Vertriebe aufgrund ihrer kurzfristigen Beschaffungsstrategien und der innerhalb kurzer Zeit stark angestiegenen Beschaffungspreise am Großhandelsmarkt Insolvenz anmelden mussten und in der Folge die Ersatz- und Grundversorgung durch die zahlreichen neu hinzugekommenen Kunden unter Druck geraten ist. Diese Entwicklungen haben nicht nur Schwächen der Beschaffungsstrategien privater Vertriebe offengelegt, sondern zugleich gezeigt, dass in Krisensituationen zentrale, nicht wettbewerblich organisierte Koordinations- und Steuerungsmechanismen auf der Endkundenseite an Bedeutung gewinnen. Eine Organisation mit einem zentralen öffentlichen Vertrieb wäre auch in Deutschland vorzugswürdig und hätte in der konkreten Situation nach 2020 dafür sorgen können, dass der zentrale Vertrieb aufgrund der guten Prognostizierbarkeit der zukünftigen Nachfrage langfristig hätte beschaffen können und somit die Preise für die Endkunden weniger stark angestiegen wären. Wenn es in Kombination mit einem zentralen

öffentlichen Vertrieb einen umfassenden CRM-Umsetzungswettbewerb gäbe sowie intelligente Messeinrichtungen, so könnte der Vertrieb die Großhandelspreise an die Kunden durchreichen, da er dann nicht mit Versorgungsengpässen und stark schwankenden Preisen mit sehr hohen Preisanstiegen rechnen müsste und somit Demand Response der privaten Haushalte angereizt würde.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Organisation des Stromvertriebssystems eine zentrale Stellgröße für die Funktionsfähigkeit des Stromsystems insgesamt darstellt. Aus Sicht der Endkunden erweist sich eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb als vorzugswürdig, da sie die bei Haushalten anfallenden Transaktionskosten begrenzt und zugleich die institutionelle Koordination zwischen Erzeugung, Verteilnetz und Endkundenschnittstelle vereinfacht. Unter der Annahme einer langfristorientierten und endkundenwohlorientierten Ausrichtung eines zentralen öffentlichen Vertriebs ist davon auszugehen, dass das in dieser Untersuchung zugrunde gelegte Zielsystem aus Versorgungssicherheits-, Umwelt- und Kostenziel auf diese Weise am besten erreicht werden kann. Zugleich zeigt die Analyse, dass die Vorteilhaftigkeit einer bestimmten Organisationsform entscheidend von der Ausgestaltung der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität abhängt. Insb. in Kombination mit einem Energy-Only-Markt oder CRM-Vertriebsobligationen entfaltet eine Ausgestaltung ohne Endkundenwettbewerb die größte positive Wirkung, da sie die langfristige Absicherung von Investitionen bis hin zu den Endkunden erleichtert und die Anfälligkeit des Systems für Koordinations- und Krisensituationen reduziert.

Literaturverzeichnis

Ahlheim, M. / Zahn, A. (2011): Versagt die Verbraucherpolitik? Versuch einer Antwort aus wohlfahrtsökonomischer Sicht; in: Wirtschaftsdienst Zeitgespräch, Bd. 91, Nr. 3, S. 155–159.

Akerlof, G. (1970): The Market for „Lemons“: Quality Uncertainty and the Market Mechanism; in: The Quarterly Journal of Economics, Bd. 84, Nr. 3, S. 488–500.

Albadi, M. H. / El-Saadany, E. F. (2008): A summary of demand response in electricity markets; in: Electric Power Systems Research, Bd. 78, Nr. 11, S. 1989–1996.

Alchian, A. / Woodward, S. (1988): The Firm Is Dead; Long Live The Firm – A Review of Oliver E. Williamson’s The Economic Institutions of Capitalism; in: Journal of Economic Literature, Bd. 26, Nr. 1, S. 65–79.

Amelung, T. (2020): Competition in the German Electricity Retail Business: Innovation and Growth Strategies; ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.econstor.eu/handle/10419/224983.

Antal, M. (2020): A “parasite market”: A competitive market of energy price comparison websites reduces consumer welfare; in: Energy Policy, Bd. 138, Nr. 111228, S. 1–13.

Astorga, D. / Bauer, M. / Borchardt, S. / Bornemann, J. / Hell, M. / Lund, S. / Reckleben, A. / Rocke, D. / Tief, F. / Wilczek, S. (2019): In die Krise geratene Energielieferanten – Eine Untersuchung des Marktwächters Energie; Bericht des Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv), zuletzt abgerufen im Internet am 16.02.2025 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/02/18/200130_energielieferanten_in_der_krise_druckdatei.pdf.

Barz, M. / Büchel, U. / Meyerdierks, P. / Reckleben, A. / Rocke, D. / Wallraf, C. / Wilczek, S. (2020): Bonustarife auf dem Energiemarkt – Vertiefende Marktanalyse des Marktwächters Energie; Bericht des Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv), zuletzt abgerufen im Internet am 07.03.2025 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/01/20/unteruschung_bonustarife_auf_dem_energiemarkt.pdf.

Beckers, T. (2014): Das Zusammenspiel von zentraler Regulierung und Rahmensetzung sowie dezentraler Konzessionsvergabe – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse mit Bezug zu (dezentralen) Stromnetzen; Vortrag auf der Veranstaltung „Vergabe von Energienetzen“ des forum vergabe e. V. am 29.04.2014, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Vortraege/2014_04_29_vortrag_beckers_konzessionsvergabe_energienetze.pdf.

Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. / Kühling, J. / Hertel, W. / Schäfer, D. (2014): Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projekts „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“, zuletzt abgerufen im Internet am 16.02.2025 unter https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Unsere_Themen/Energie/Stromnetze/energienetzgutachten_langfassung.pdf.

Beckers, T. / Bieschke, N. / Weiß, H. (2018): Die Regulierung der Erlöse der Unternehmen der Wasserversorgung – Grundlegende institutionen-ökonomische Analysen, Einordnung der gegenwärtigen Praxis und Reformempfehlungen für das Land Hessen; Arbeitspapier, zuletzt abgerufen im Internet am 25.02.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2018/beckers_bieschke_weiss_2018-regulierung_der_erloese_der_unternehmen_der_wasserversorgung.pdf.

Beckers, T. / Gizzi, F. / Hermes, G. / Weiß, H. (2019): Die Bereitstellung der Schnellladeinfrastruktur für die Elektromobilität in Deutschland – Eine ökonomisch-juristische Analyse zentraler Fragestellungen und alternativer Organisationsmodelle; Studie im Rahmen des vom Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) beauftragten Projektes „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen“, zuletzt abgerufen im Internet am 14.12.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2019/beckers_et_al_2019-bereitstellung_der_schnell-ladeinfrastruktur_fuer_die_elektromobilitaet_in_deutschland.pdf.

Beckers, T. / Hoffrichter, A. (2014): Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns – Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE; Arbeitspapier, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2014/beckers_hoffrichter_2014-arbeitspapier-institutionelles_stromsektordesign_bereitstellung_refinanzierung_erzeugungskapazitaet-v30_01.pdf.

Beckers, T. / Hoffrichter, A. / von Hirschhausen, C. (2012): Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion; Technische Universität Berlin Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf.

Bester, H. (2017): Theorie der Industrieökonomik; 7. korrigierte und ergänzte Auflage, Berlin und Heidelberg: Springer Gabler.

Bettman, J. / Johnson, E. / Payne, J. (1991): Consumer Decision Making; in: Handbook of Consumer Behavior, S. 50–78.

Bieschke, N. (2026): Kapazitätsauslegung und -allokation bei Stromverteilnetzen im Kontext der Sektorkopplung und neuer Lasten – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 17.05.2026 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2026/bieschke_2026-verteilnetze_kapazitaets-auslegung-allokation_regulierung-v600_final.pdf.

Bieschke, N. / Vorwerk, L. / Beckers, T. / Cullmann, A. / Rechlitz, J. (2019): Zur Effizienz von privaten und öffentlichen Unternehmen – Eine kritische Einordnung quantitativ-empirischer Analysen am Beispiel von Stromverteilnetzbetreibern; Arbeitspapier, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://rgdoi.net/10.13140/RG.2.2.28540.00647.

Billen, G. (2011): Zwischen Eigenverantwortung und Schutz der Verbraucher: Platz für neue Instrumente der Verbraucherpolitik; in: Wirtschaftsdienst Zeitgespräch, Bd. 91, Nr. 3, S. 159–161.

Bock, J. / Specht, K. G. (1958): Verbraucherpolitik; Köln und Opladen: Westdeutscher Verlag.

Brien, J. (2021): Check24 zieht bei Girokonto-Vergleich den Stecker – wegen vzbv-Klage; Zeitungsartikel erschienen am 20.01.2021 in: t3n, zuletzt abgerufen im Internet am 18.05.2025 unter https://t3n.de/news/check24-girokonto-vergleich-aus-klage-1350796/.

Bundeskartellamt (2019): Sektoruntersuchung Vergleichsportale; Bericht, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung_Vergleichsportale_Bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung; zuletzt abgerufen im Internet am 04.04.2025 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2023): Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); Beschluss der Beschlusskammer 6 der BNetzA (BK6-22-300), Bonn, zuletzt abgerufen im Internet am 26.12.2025 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_20231127.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) / Bundeskartellamt (2020): Monitoringbericht 2019; zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) / Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2022; zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) / Bundeskartellamt (2025): Monitoringbericht 2024; zuletzt abgerufen im Internet am 02.06.2025 unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024): Datenerhebung 2023 – Bundesmix 2023 (Stand 26.07.2024) Durchschnittswerte der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland; zuletzt abgerufen im Internet am 07.03.2025 unter https://www.bdew.de/media/documents/240725_Bundesdeutscher_Strommix_2023.pdf.

Burkhalter, A. / Kaenzig, J. / Wüstenhagen, R. (2009): Kundenpräferenzen für leistungsrelevante Attribute von Stromprodukten; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 33, Nr. 2, S. 161–172.

Busch, L. / Hornung, P. (2020): Umstrittene Pläne: Mit Datenbanken gegen Wechselkunden?; Zeitungsartikel erschienen am 08.09.2020 in: Norddeutscher Rundfunk (NDR) Panorama 3, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/panorama3/Umstrittene-Plaene-Mit-Datenbanken-gegen-Wechselkunden, energieversorger106.html.

Commons, J. (1932): The Problem of Correlating Law, Economics, and Ethics; in: Wisconsin Law Review, Bd. 8, Nr. 1, S. 3–26.

Competition and Markets Authority (CMA) (2017): Digital comparison tools market study – Final report; zuletzt abgerufen im Internet am 07.03.2025 unter https://assets.publishing.service.gov.uk/media/59c93546e5274a77468120d6/digital-comparison-tools-market-study-final-report.pdf.

Cramton, P. / Ockenfels, A. / Stoft, S. (2013): Capacity Market Fundamentals; in: Economics of Energy & Environmental Policy, Bd. 2, Nr. 2, S. 27–46.

Cramton, P. / Stoft, S. (2006): The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO's resource adequacy problem; MIT Center for Energy and Environmental Policy Research (MIT CEEPR), zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter http://hdl.handle.net/1721.1/45053.

Crastan, V. (2018): Elektrische Energieversorgung 2 – Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung; 4. bearbeitete Auflage, Berlin: Springer Vieweg.

Defeuilley, C. (2009): Retail competition in electricity markets; in: Energy Policy, Bd. 37, Nr. 2, S. 377–386.

Demarmels, S. / Schaffner, D. / Kolberg, S. / Albisser, M. / Federspiel, E. / Stalder, U. / Janoschka, A. / Kellerhals, U. (2018): Verständliche Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien: Kommunikationsstrategien und Handlungsempfehlungen; Wiesbaden: Springer Gabler.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025; zuletzt abgerufen im Internet am 07.03.2025 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.pdf.

Dewenter, R. / Heimeshoff, U. / Lüth, H. (2017): The impact of the market transparency unit for fuels on gasoline prices in Germany; in: Applied Economics Letters, Bd. 24, Nr. 5, S. 302–305.

Drost, F. M. (2023): Bafin-Vergleichsportal für Banken geht erst 2024 in Betrieb; Zeitungsartikel erschienen am 11.05.2023 in: Handelsblatt Online, zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.handelsblatt.com/finanzen/banken-versicherungen/banken/verbraucherschutz-bafin-vergleichsportal-fuer-banken-geht-erst-2024-in-betrieb/29142270.html.

Erdmann, G. / Zweifel, P. (2008): Energieökonomik: Theorie und Anwendungen; Berlin und Heidelberg: Springer.

Erlei, M. / Leschke, M. / Sauerland, D. (2007): Neue Institutionenökonomik; 2. Auflage, Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag.

Farrell, J. / Klemperer, P. (2007): Coordination and Lock-In: Competition with Switching Costs and Network Effects; in: Ho, K. / Hortaçsu, A. / Lizzeri, A. (Hrsg.), Handbook of Industrial Organization, Elsevier, S. 1967–2072.

Föhse, M. (2018): Grundversorgung mit Strom – ein Überblick zu Rechtsverhältnissen und Zuständigkeiten; in: Aktuelle Juristische Praxis, Bd. 10/2018, S. 1235–1250.

Frontier Economics / Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) – Ein Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI); zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://consentec.de/app/uploads/2024/02/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment.pdf.

Furubotn, E. / Richter, R. (2010): Neue Institutionenökonomik: Eine Einführung und kritische Würdigung; 4. Auflage, aus der Reihe „Neue ökonomische Grundrisse“, Tübingen: Mohr Siebeck.

Georg, J. H. (2019): Stromvertrieb im (digitalen) Wandel: Technische Transformation und aktive Marktanpassung; aus der Reihe „Springer eBooks Computer Science and Engineering“, Wiesbaden: Springer Vieweg.

Gilo, D. / Porat, A. (2006a): The Unconventional Uses of Transaction Costs; in: John M. Olin Program in Law and Economics Working Paper, Coase-Sandor Working Paper Series in Law and Economics, Bd. 310, S. 1–23.

Gilo, D. / Porat, A. (2006b): The Hidden Roles of Boilerplate and Standard Form Contracts: Strategic Imposition of Transaction Costs, Segmentation of Consumers and Anticompetitive Effects; in: Michigan Law Review, Bd. 104, S. 983–1031.

Gizzi, F. (2016): Implementierung komplexer Systemgüter – Ein methodischer Ansatz für ökonomische Untersuchungen und seine Anwendung auf Verkehrstelematiksysteme für die Straße; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 27.12.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Promotionsvorhaben/gizzi_2016-implementierung_komplexer_systemgueter.pdf.

Green, R. (2003): Retail Competition and Electricity Contracts; Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0406, CMI Working Paper 33, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2023/12/eprg-wp33.pdf.

Gurkmann, J. (2022): Einleitende Begrüßung; Rede auf der Energiekonferenz des vzbv am 10.02.2022, zuletzt abgerufen im Internet am 07.03.2025 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-02/22-02-10_Rede_Gurkmann_Energiekonferenz.pdf.

Hagen, K. / von Schlippenbach, V. (2007): Verbraucherpolitik: Schutz der Verbraucher und Sicherung der Funktionsfähigkeit von Märkten; in: Wochenbericht DIW Berlin, Bd. 74, Nr. 25, S. 397–401.

Henzelmann, T. (2018): Energiewirtschaft – Neue Geschäftsmodelle gesucht; in: Roland Berger Focus: Sturmtief voraus? Wo Unternehmen trotz guter Konjunktur mit sektoralen Krisen rechnen müssen, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_cro_2018.pdf.

Hirt, T. (2019): Untersuchung eines potenziellen Verdrängungswettbewerbs im Rahmen der Stromtarife in Deutschland; in: Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e. V. (EWeRK), Bd. 3, S. 84–92.

Hoffrichter, A. (2021): Die Bereitstellung und Refinanzierung von Stromerzeugungskapazität – Eine institutionenökonomische Analyse; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://depositonce.tu-berlin.de/items/f481d8cb-4111-4b03-b924-8fa5685efead.

Hörmann, G. (2017): Die Verbraucherzentralen; in: Kenning, P. / Oehler, A. / Reisch, L. A. / Grugel, C. (Hrsg.), Verbraucherwissenschaften – Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 517–523.

Hortaçsu, A. / Madanizadeh, S. A. / Puller, S. (2017): Power to Choose? An Analysis of Consumer Inertia in the Residential Electricity Market; in: American Economic Journal: Economic Policy, Bd. 9, Nr. 4, S. 192–226.

International Energy Agency (IEA) (2018): Switzerland 2018 Review; aus der Reihe „Energy Policies of IEA Countries“, zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/456eb71d-6a73-40f3-ba3b-372ebafd109a/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Switzerland_2018_Review.pdf.

International Energy Agency (IEA) (2019): United Kingdom 2019 Review; aus der Reihe „Energy Policies of IEA Countries“, zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/298930c2-4e7c-436e-9ad0-2fb8f1cce2c6/Energy_Policies_of_IEA_Countries_United_Kingdom_2019_Review.pdf.

International Energy Agency (IEA) (2020): Germany 2020; aus der Reihe „Energy Policy Review“, zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/60434f12-7891-4469-b3e4-1e82ff898212/Germany_2020_Energy_Policy_Review.pdf.

International Energy Agency (IEA) (2022): Norway 2022; aus der Reihe „Energy Policy Review“, zuletzt abgerufen im Internet am 01.03.2025 unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/de28c6a6-8240-41d9-9082-a5dd65d9f3eb/NORWAY2022.pdf.

Janning, F. (2004): Die Spätgeburt eines Politikfeldes. Verbraucherschutzpolitik in Deutschland; in: Zeitschrift für Politik, Bd. 51, Nr. 4, S. 401–433.

Jäkel, K. (2026): Theoretische und methodische Grundlagen für institutionenökonomische Analysen im Hinblick auf die Ausgestaltung des Angebots von Gütern und Dienstleistungen; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 17.05.2026 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2026/jaekel_2026-theoretische_und_methodische_grundlagen_fuer_institutionenoekonomische_analysen.pdf.

Joskow, P. (2000): Why do We Need Electricity Retailers? or Can You Get It Cheaper Wholesale?; Massachusetts Institute of Technology (MIT), Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/44965.

Joskow, P. (2008): Lessons Learned From Electricity Market Liberalization; in: The Energy Journal, Bd. 29, Nr. 2, S. 9–42.

Joskow, P. L. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity; Massachusetts Institute of Technology (MIT), Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45055.

Kahneman, D. (2003): Maps of Bounded Rationality: Psychology for Behavioral Economics; in: American Economic Review, Bd. 93, Nr. 5, S. 1449–1475.

Kaiser, M. / Stohr, A. / Strüker, J. / Weibelzahl, M. / Weissflog, J. / Ali-Will, F. / Hesse, E. / Trbovich, A. / Tzavikas, S. / Pulvermüller, B. / Richard, P. (2023): Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030; Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 13.12.2025 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/pdfs/2023/231130_dena_Das_dezentralisierte_Energiesystem_im_Jahr_2030_WEB.pdf.

Kenning, P. (2017): Verbraucherwissenschaften – Begriffliche Grundlagen und Status-Quo; in: Kenning, P. / Oehler, A. / Reisch, L. A. / Grugel, C. (Hrsg.), Verbraucherwissenschaften - Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 3–17.

Kirchner, A. / Kemmler, A. / Ess, F. / Auf der Maur, A. / Brutsche, A. / Dambeck, H. / Falkenberg, H. / Kreidelmeyer, S. / Lübbers, S. / Piégsa, A. / Thormeyer, C. / Tschumi, D. / Spillmann, T. / Wünsch, A. / Ziegenhagen, I. / Althaus, H.-J. / Cox, B. / Notter, B. / Jakob, M. / Catenazzi, G. / Reiter, U. / Sunarjo, B. / Weinberg, L. / Müller, A. (2020): Energieperspektiven 2050+; Kurzbericht der Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH und Ecoplan AG im Auftrag der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (BFE), zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTAzMjM=.html.

Klatt, J. P. (2011): Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin; aus der Reihe „Wettbewerb und Regulierung von Märkten und Unternehmen“, Nr. 15, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.

Klein, J. (2023): Fallbeispiel Energievertrieb: Spannungsfeld zwischen Neukundenakquisition und Stammkundenbindung vor und während der Energiekrise; in: Krämer, A. / Kalka, R. / Merkle, W. (Hrsg.), Stammkundenbindung Versus Neukundengewinnung: Marketing und Vertrieb Im Spannungsfeld Von Hunting und Farming, Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 269–283.

Klemperer, P. (1987): Markets with Consumer Switching Costs; in: The Quarterly Journal of Economics, Bd. 102, Nr. 2, S. 375–394.

Klemperer, P. (1995): Competition when Consumers have Switching Costs: An Overview with Applications to Industrial Organization, Macroeconomics, and International Trade; in: The Review of Economic Studies, Bd. 62, Nr. 4, S. 515–539.

Klug, M. (2017): Die Repräsentation von Verbraucherinteressen: Organisation, Aggregation, Legitimation; Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.

Kumkar, L. (1998): Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik; Kiel Institute for the World Economy (IfW), Kiel Working Paper No. 873, zuletzt abgerufen im Internet am 25.02.2025 unter http://hdl.handle.net/10419/46885.

Kumkar, L. (1999): Alternative Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft: Eine komparative Institutionenanalyse; Kiel Institute for the World Economy (IfW), Kiel Working Paper No. 928, zuletzt abgerufen im Internet am 25.02.2025 unter http://hdl.handle.net/10419/17789.

Langset, T. / Nielsen, H. H. (2021): National Report 2021; Bericht 06/2021 der Norwegian Energy Regulatory Authority (RME), zuletzt abgerufen im Internet am 01.03.2025 unter https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2021/rme_rapport2021_06.pdf.

Liebe, A. / Wissner, M. (2015): Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich; Studie des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK) für das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg und das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Studie_Der_flexible_Verbraucher.pdf.

Littlechild, S. (2006): Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets; in: Utilities Policy, Bd. 14, Nr. 3, S. 135–147.

Littlechild, S. (2019): Promoting competition and protecting customers? Regulation of the GB retail energy market 2008–2016; in: Journal of Regulatory Economics, Bd. 55, Nr. 2, S. 107–139.

Littlechild, S. (2021): The evolution of competitive retail electricity Markets; in: Glachant, J.-M. / Joskow, P. / Pollitt, M. (Hrsg.), Handbook on Electricity Markets, Edward Elgar Publishing, S. 111–155.

Littlechild, S. C. (2002): Competition in Retail Electricity Supply; in: Journal des Economistes et des Etudes Humaines, Bd. 12, Nr. 2, Artikel 12, S. 379–402.

Mähling, F. (1983): Werbung, Wettbewerb und Verbraucherpolitik; aus der Reihe „Hochschulschriften zur Betriebswirtschaftslehre“, Nr. 24, München: Florentz.

McAfee, P. (2008): Price Discrimination; in: Collins, W. D. (Hrsg.), Issues in Competition Law and Policy, Chicago: ABA Section of Antitrust Law, S. 465–484.

Monopolkommission (2022): Wettbewerbs- und regulierungspolitische Ansatzpunkte bei aktuell steigenden Energiepreisen; Monopolkommission Policy Brief Ausgabe 9, zuletzt abgerufen im Internet am 07.03.2025 unter https://www.monopolkommission.de/images/Policy_Brief/MK_Policy_Brief_9.pdf.

Morey, M. / Kirsch, L. (2016): Retail Choice in Electricity: What have we learned in 20 Years?; Bericht der Christensen Associates Energy Consulting LLC im Auftrag der Electric Markets Research Foundation (EMRF), zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/retail_choice_in_electricity_for_emrf_final.pdf.

Moser, S. / Elbe, C. / Schmautzer, E. / Frank, F. / Muggenhumer, G. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids – Lastverschiebung in Haushalten; Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids, zuletzt abgerufen im Internet am 26.02.2025 unter https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/endbericht_201507g_loadshift_haushalte.pdf.

Mühlenkamp, H. (2012): Zur relativen (In-)Effizienz öffentlicher (und privater) Unternehmen – Unternehmensziele, Effizienzmaßstäbe und empirische Befunde; in: Schaefer, C. / Theuvsen, L. (Hrsg.), Renaissance öffentlicher Wirtschaft: Bestandsaufnahme – Kontexte – Perspektiven, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG, S. 21–47.

Müller, K. (2017): Der Verbraucherzentrale Bundesverband – die Stimme der Verbraucher; in: Kenning, P. / Oehler, A. / Reisch, L. A. / Grugel, C. (Hrsg.), Verbraucherwissenschaften – Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 503–515.

Nesselhauf, L. / Fischer, C. / Müller, S. / Godron, P. / Huneke, F. / Koch, M. / Wauer, N. / Weiß, U. / Metz, J. / Münnich, P. / Brizay, A. / Chemnitz, C. / Klümper, W. / Elmer, C.-F. / Vieweg, M. / Wietschel, J. (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.; Studie im Auftrag der Agora Think Tanks (Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Agora Industrie und Agora Agrar), Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 13.12.2025 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf.

Neu, J. (2019): Eine ökonomische Analyse isolierter und integrierter Optionen für den Vertrieb von Mobilitätsangeboten unter besonderer Betrachtung des öffentlichen Personennahverkehrs und Carsharing in Deutschland; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 25.02.2025 unter https://depositonce.tu-berlin.de/items/37e14ec1-4bf9-460b-9596-04588a7c6a16.

Neuhoff, K. / De Vries, L. (2004): Insufficient incentives for investment in electricity generations; in: Utilities Policy, Bd. 12, Nr. 4, S. 253–267.

Newbery, D. (2002): Problems of liberalising the electricity industry; in: European Economic Review, Bd. 46, Nr. 4–5, S. 919–927.

Newbery, D. (2006): Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design; in: Sioshansi, F. P. / Pfaffenberger, W. (Hrsg.), Electricity Market Reform – An International Perspective, Elsevier, S. 109–143.

Nordic Energy Regulators (NordREG) (2017): Electricity customer in the Nordic countries – Status Report Retail Markets 2016; zuletzt abgerufen im Internet am 01.03.2025 unter https://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/04/Status-Report-Retail-Markets-Annex.pdf.

North, D. (2005): Understanding the Process of Economic Change; aus der Reihe „The Princeton Economic History of the Western world“, Princeton: Princeton University Press.

Norwegian Energy Regulatory Authority (NVE-RME) (2025): Retail market; Internetseite, zuletzt aufgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/retail-market/.

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) (2003): Domestic gas and electricity supply competition – Recent developments; zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2003/06/3775-dcmr04july.pdf.

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) (2018): Decision – Default tariff cap – Overview document; zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/11/decision_-_default_tariff_cap_-_overview_document_0.pdf.

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) (2019): State of the energy market; zuletzt abgerufen im Internet am 26.02.2025 unter https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/11/20191030_state_of_energy_market_revised.pdf.

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) (2020): Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports 2020; zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/07/great_britain_and_northern_ireland_regulatory_authorities_reports_2020.pdf.

Patterson, M. (2010): Standardization of Standard-Form Contracts: Competition and Contract Implications; in: William & Mary Law Review, Bd. 52, Nr. 2, S. 327–414.

Pérez-Arriaga, I. (2001): Long-term reliability of generation in competitive wholesale markets: A critical review of issues and alternative options; IIT Working Paper IIT-00-098IT, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) Universidad Pontificia Comillas, Madrid, zuletzt abgerufen im Internet am 24.05.2025 unter https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/14140/IIT-00-098IT.pdf?sequence=1.

Pfähler, W. / Wiese, H. (2008): Unternehmensstrategien im Wettbewerb: Eine spieltheoretische Analyse; 3. Auflage, Berlin und Heidelberg: Springer.

Pigou, A. (1920): The Economics of Welfare; London: Macmillan and Co.

PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC) (2017): Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Band II Strommarkt; aus der Reihe „Haufe Fachbuch“, Nr. 10220, Freiburg: Haufe Lexware.

Primus, H. (2017): Die Stiftung Warentest; in: Kenning, P. / Oehler, A. / Reisch, L. A. / Grugel, C. (Hrsg.), Verbraucherwissenschaften – Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 525–542.

Reisch, L. / Oehler, A. (2009): Behavioral Economics: Eine neue Grundlage für die Verbraucherpolitik?; in: Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, Bd. 78, Nr. 3, S. 30–43.

Riechmann, C. / Höffler, F. / Schlemmermeier, B. / Flamm, A. / Peek, M. / Ecke, J. / Matthes, F. (2014): Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-Only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?; Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014, Agora Energiewende, zuletzt abgerufen im Internet am 25.02.2025 unter https://www.agora-energiewende.de/publikationen/auf-dem-weg-zum-neuen-strommarktdesign-kann-der-energy-only-markt-20-auf-kapazitaetsmechanismen-verzichten.

Rischkowsky, F. (2007): Europäische Verbraucherpolitik: theoretische Grundlagen und neue Probleme am Beispiel des Internet; aus der Reihe „Hochschulschriften“, Nr. 115, Marburg: Metropolis-Verlag.

Rischkowsky, F. / Döring, T. (2008): Consumer Policy in a Market Economy Considerations from the Perspective of the Economics of Information, the New Institutional Economics as well as Behavioural Economics; in: Journal of Consumer Policy, Bd. 31, Nr. 3, S. 285–313.

Rohrer, D. / Vossebein, A. / Betschart, U. (2018): Markt- und Wettbewerbsanalyse – Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG vom Oktober 2018; BET Suisse AG im Auftrag der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (BFE), zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTQ4Nw==.html.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012): Jahresgutachten 2012/13: Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland; zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/ga201213/ga12_ges.pdf.

Schlichtungsstelle Energie e. V. (2017): Kostenordnung Schlichtungsstelle Energie e. V. in der Fassung vom 1. Januar 2017; zuletzt abgerufen im Internet am 01.06.2025 unter https://www.schlichtungsstelle-energie.de/files/sse/content/pdf/Kostenordnung.pdf.

Schmid, B. (2000): Elektronische Märkte; in: Weiber, R. (Hrsg.), Handbuch Electronic Business: Informationstechnologien – Electronic Commerce – Geschäftsprozesse, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 179–208.

Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (BFE) (2021): Stromversorgungssicherheit: Rollen und Verantwortlichkeiten in der Schweiz; zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungssicherheit.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA2NDk=.html.

Schweizerische Eidgenossenschaft, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) (2019): Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung) – Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung; zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/58575.pdf.

Siedenbiedel, C. (2019): Girokonto wechseln – Neue Vergleichsplattform für Verbraucher kommt näher; Zeitungsartikel erschienen am 04.12.2019 in: Frankfurter Allgemeine Zeitung PRO Finanzen Online, zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.faz.net/aktuell/finanzen/pro-finanzen/vermoegensaufbau/neue-vergleichsplattform-fuer-girokonten-kommt-naeher-16518369.html.

Siedenbiedel, C. (2020): Check 24 startet erste zertifizierte Konto-Vergleichsplattform; Zeitungsartikel erschienen am 07.08.2020 in: Frankfurter Allgemeine Zeitung Online, zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.faz.net/aktuell/finanzen/check-24-startet-kontovergleich-mit-tuev-zertifikat-16894816.html.

Simon, H. (1955): A Behavioral Model of Rational Choice; in: The Quarterly Journal of Economics, Bd. 69, Nr. 1, S. 99–118.

Simon, H. (1978): Rationality as Process and as Product of Thought; in: The American Economic Review, Papers and Proceedings of the Ninetieth Annual Meeting of the American Economic Association, Bd. 68, Nr. 2, S. 1–16.

Sovern, J. (2006): Towards a New Model of Consumer Protection: The Problem of Inflated Transaction Costs; in: William & Mary Law Review, Bd. 47, Nr. 5, Artikel 4, S. 1635–1709.

Stiftung Warentest (2021): Vergleichsportale für Strom und Gas – Bei steigenden Preisen den Durchblick behalten; Internetseite, zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.test.de/Vergleichsportale-fuer-Strom-und-Gas-im-Check-So-behalten-Sie-Durchblick-im-Tarifdickicht-4505887-0/.

Strünck, C. (2011): Die Verbraucherpolitik braucht Pragmatismus statt wirklichkeitsferner Leitbilder; in: Wirtschaftsdienst Zeitgespräch, Bd. 91, Nr. 3, S. 165–168.

Strünck, C. (2017a): Politikwissenschaftliche Perspektive; in: Kenning, P. / Oehler, A. / Reisch, L. A. / Grugel, C. (Hrsg.), Verbraucherwissenschaften – Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 123–140.

Strünck, C. (2017b): Energie und Mobilität; in: Kenning, P. / Oehler, A. / Reisch, L. A. / Grugel, C. (Hrsg.), Verbraucherwissenschaften – Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 235–260.

Thorun, C. / Zimmer, A. / Spindler, G. (2017): Zugang zu unabhängigen Energiepreisvergleichen ermöglichen – Ist ein Referenzportal die Lösung?; Studie der ConPolicy GmbH für das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, zuletzt abgerufen im Internet am 26.02.2025 unter https://www.conpolicy.de/data/user_upload/pdf_von_Publikationen/20170316_ConPolicy_Bericht_Energievergleichsportale.pdf.

Tirole, J. (1988): The theory of industrial organization; Cambridge: MIT Press.

Tirole, J. (1999): Industrieökonomik; 2. Auflage, aus der Reihe „Wolls Lehr- und Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften“, München: Oldenbourg.

Tversky, A. / Kahneman, D. (1974): Judgment under Uncertainty: Heuristics and Biases; in: Science, Bd. 185, Nr. 4157, S. 1124–1131.

Varian, H. (1996): Differential Pricing and Efficiency; in: First Monday, Bd. 1, Nr. 2.

Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) (2019): Effektiver Verbraucherschutz im Online-Handel: Verantwortung und Haftung von Internetplattformen – Rechtsgutachten im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.; zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/02/12/vzbv_gutachten_verbraucherrechtliche_plattformhaftung.pdf.

Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) (2020a): Abgelehnte Wechselkunden im Energiemarkt – Eine Untersuchung des Verbraucherzentrale Bundesverbands; zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2021/02/26/vzbv_kurzbericht_ablehnung_wechselkunde.pdf.

Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) (2020b): Verantwortung und Haftung von Online-Marktplätzen und Vergleichsportalen – Forderungen des vzbv; zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/02/12/20-_02_12_positionspapier-online-marktplaetze-vergleichsportale.pdf.

Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) (2022): Automatische Wechselservices für Strom- und Gaslieferverträge; Internetseite, Artikel erstellt durch die Verbraucherzentralen Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz für das Netzwerk der Verbraucherzentralen in Deutschland, zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/automatische-wechselservices-fuer-strom-und-gasliefervertraege-38434.

Vettori, A. / Iten, R. / Küng, L. (2017): Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG); Untersuchung der INFRAS und BG Ingenieure und Partner im Auftrag der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (BFE), zuletzt abgerufen im Internet am 02.03.2025 unter https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8681.

Vickers, J. (2004): Economics for Consumer Policy; in: Proceedings of the British Academy, Keynes Lecture in Economics, Bd. 125, S. 287–310.

Von der Fehr, N.-H. / Hansen, P. V. (2009): Electricity Retailing in Norway; Department of Economics University of Oslo, Memorandum 02/2009, zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID1346908_code1193597.pdf?abstractid=1346908&mirid=1.

Wagner, O. / Wiegand, J. (2018): Prepaid-Stromzähler: Erfahrungen aus der NutzerInnen-Perspektive von Haushalten in Deutschland; in: Momentum Quarterly - Zeitschrift für sozialen Fortschritt, Bd. 7, Nr. 2, S. 86–97.

Wallraf, C. / Büchel, U. (2016): Preisgarantien bei Stromtarifen – Mehrwert für Verbraucher?; Kurzstudie der Verbraucherzentrale NRW e. V., zuletzt abgerufen im Internet am 06.03.2025 unter https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/migration_files/media244675A.pdf.

Wallraf, C. / Jahn, M. / Sieverding, U. (2018): 20 Jahre Strommarkt – Entwicklungen, Erfolge, Perspektiven der Marktliberalisierung seit 1998 aus Verbrauchersicht; Studie der Verbraucherzentrale NRW e. V., zuletzt abgerufen am 16.02.2025 unter https://www.verbraucherzentrale.nrw/node/25994.

Warg, F. (2019): Der Grundversorger zwischen Wettbewerb und Gemeinwohl; aus der Reihe „Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e. V. an der Humboldt-Universität zu Berlin“, Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.

Weber, R. / Mannhart, A. (2008): Regulierung von Elektrizitätstarifen und Strompreisen; Zurich Open Repository and Archive, Universität Zürich, zuletzt abgerufen im Internet am 25.02.2025 unter https://www.zora.uzh.ch/id/eprint/7075.

Weygoldt, L. / Hoffrichter, A. (2018): Einordnung des Potentials von Demand Response in privaten Haushalten; Technische Universität Berlin Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Arbeitspapier im Rahmen des vom BMBF geförderten Projekts „ENavi “, zuletzt abgerufen im Internet am 01.09.2022 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2018/weygoldt_hoffrichter_2018-Potential_demand_response_private_haushalte.pdf.

Williamson, O. (1985): The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting; New York: Free Press, Macmillan Inc.

Williamson, O. (1990): A Comparison of Alternative Approaches to Economic Organization; in: Journal of Institutional and Theoretical Economics (JITE), The New Institutional Economics Different Approaches to the Economics of Institutions (Mar. 1990), Bd. 146, Nr. 1, S. 61–71.

Williamson, O. (1998): The Institutions of Governance; in: The American Economic Review, Papers and Proceedings of the Hundred and Tenth Annual Meeting of the American Economic Association (May, 1998), Bd. 88, Nr. 2, S. 75–79.

Williamson, O. (1999): Public and Private Bureaucracies: a Transaction Cost Economics Perspectives; in: Journal of Law, Economics, and Organization, Bd. 15, Nr. 1, S. 306–342.

Wischmeyer, N. (2020a): Schufa – Behörden gegen Datenpool; Zeitungsartikel erschienen am 22.09.2020 in: Süddeutsche Zeitung Online, zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/datenschutz-schufa-crif-buergel-1.5040792.

Wischmeyer, N. (2020b): Umstrittene Datenpools – Schufa-Pläne vor dem Aus; Zeitungsartikel erschienen am 04.11.2020 in: Süddeutsche Zeitung Online, zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/schufa-datenpool-kritik-1.5104685.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages – Fachbereich WD 5 (Wirtschaft, Energie und Umwelt) (2024): Kurzinformation zur Berechnung der Investitionskosten für die Energiewende; WD 5-3000-135/24.

Witcomb, R. / Ainsworth, L. / Cave, M. / Nicholson, M. / Spedding, R. (2016): Energy Market Investigation – Final Report; Competition and Markets Authority (CMA), zuletzt abgerufen im Internet am 01.03.2025 unter https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5773de34e5274a0da3000113/final-report-energy-market-investigation.pdf.

Zeilinger, F. X. / Einfalt, A. (2011): Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten; Konferenzpapier für die 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2011, zuletzt abgerufen im Internet am 25.05.2025 unter https://www.researchgate.net/profile/Franz-Zeilinger/publication/265894165_Simulation_der_Auswirkung_von_Demand_Side_Management_auf_die_Leistungsaufnahme_von_Haushalten/links/54c55eb70cf2911c7a553d9e/Simulation-der-Auswirkung-von-Demand-Side-Management-auf-die-Leistungsaufnahme-von-Haushalten.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIiwicGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn19.