

Eine institutionenökonomische Analyse der Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung

vorgelegt von
Dipl.-Wirtsch.-Ing.
Alexander Weber
geb. in Bad Homburg vor der Höhe

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

Doktor der Wirtschaftswissenschaften
- Dr. rer. oec. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr. Karsten Neuhoff
Gutachter: Prof. Dr. Thorsten Beckers
Gutachter: Prof. Dr. Christian von Hirschhausen
Gutachter: Prof. Dr. Michael Rodi

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 19. Mai 2017

Berlin 2017

Vorbemerkung: Entstehung im Rahmen eines öffentlich geförderten Forschungsprojektes

Die vorliegende Arbeit basiert auf Forschungsarbeiten, die von mir im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projektes „Organisationsmodelle für die Planung des Infrastrukturausbaus bei der Transformation des Elektrizitätssektors – eine institutionenökonomische Analyse unter Berücksichtigung von Transparenz- und Akzeptanzaspekten“ („E-Plan“, Förderkennzeichen: 0325323A, Laufzeit vom 01.12.2011 bis zum 31.05.2014) am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der Technischen Universität Berlin durchgeführt wurden. Die Ergebnisse des Forschungsprojektes wurden im Endbericht „Organisationsmodelle für die Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze: Eine institutionenökonomische Analyse unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung“ dokumentiert.¹

In diesem Zusammenhang weise ich auf die folgenden drei Punkte hin, die zum Teil auch schon in der Vorbemerkung des Endberichts des Projektes E-Plan (dort S. ii) genannt werden:

- Teile der vorliegenden Dissertation sind – teils über längere Passagen wortgleich – in den Endbericht des Projektes E-Plan eingeflossen.
- Prof. Dr. Thorsten Beckers hat meine Forschungsarbeiten nicht nur als Betreuer dieser Dissertation sondern auch als Projektleiter des Forschungsvorhabens E-Plan begleitet.
- Die Forschungsarbeiten im Rahmen des Projektes E-Plan wurden in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern BET Aachen (insbesondere Dr. Uwe Macharey) und RAUE LLP (insbesondere Dr. Wolfram Hertel) durchgeführt. In der vorliegenden Dissertation sind die Beiträge der genannten Partner wie folgt eingegangen: Die Zusammenarbeit mit BET Aachen diente der Absicherung eigenständig gewonnener Erkenntnisse zu technisch-systemischen Fragen. Die Zusammenarbeit mit der Kanzlei RAUE LLP hat an einigen Stellen in Kapitel 4, die mit einem entsprechenden Hinweis versehen sind, zu bestimmten Einschätzungen und Überlegungen geführt, die jedoch ausschließlich von mir verantwortet werden.

Alexander Weber, im April 2017

¹ Weber, A. / Beckers, T. / Lenz, A.-K. (2015): Organisationsmodelle für die Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze: Eine institutionenökonomische Analyse unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung; Endbericht des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projektes „Organisationsmodelle für die Planung des Infrastrukturausbaus bei der Transformation des Elektrizitätssektors – eine institutionenökonomische Analyse unter Berücksichtigung von Transparenz- und Akzeptanzaspekten“ („E-Plan“), elektronisch archiviert bei der Technischen Informationsbibliothek Hannover: <https://doi.org/10.2314/GBV:833130110>.

Verzeichnisse

Kapitelübersicht

Vorbemerkung: Entstehung im Rahmen eines öffentlich geförderten Forschungsprojektes	ii
Verzeichnisse.....	iii
1 Einleitung.....	1
2 Untersuchungsansatz und ausgewählte theoretische Grundlagen	4
3 Grundlagen des Stromsektors und dessen Bedarfsplanung.....	49
4 Analyse von Organisationsmodellen für die Netzplanung	90
5 Ausgestaltungsfragen einer verstärkt zentralen bzw. mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung.....	158
6 Handlungsempfehlungen und Ausblick.....	177
Literaturverzeichnis	179
Stichwortverzeichnis.....	196

Inhaltsübersicht

Vorbemerkung: Entstehung im Rahmen eines öffentlich geförderten Forschungsprojektes	ii
Verzeichnisse.....	iii
Kapitelübersicht	iii
Inhaltsübersicht	iv
Inhaltsverzeichnis	vi
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xi
Abkürzungsverzeichnis.....	xii
1 Einleitung.....	1
1.1 Untersuchungsgegenstand und Motivation	1
1.2 Ziel der Arbeit und Vorgehen	1
1.3 Struktur.....	3
2 Untersuchungsansatz und ausgewählte theoretische Grundlagen.....	4
2.1 Vorstellung und Einordnung des Untersuchungsansatzes	4
2.1.1 Wissenschaftstheoretische/Methodologische Vorbemerkungen	4
2.1.2 Beschreibung des Untersuchungsansatzes.....	7
2.1.3 Herausforderungen bei der Anwendung des Analyseansatzes	13
2.2 Ausgewählte theoretische Grundlagen	13
2.2.1 Neue Institutionenökonomik.....	13
2.2.2 Auftragsbeziehungen im Allgemeinen.....	24
2.2.3 Auftragsbeziehungen zwischen Politik und Verwaltung.....	32
2.2.4 Einbezug gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung	40
3 Grundlagen des Stromsektors und dessen Bedarfsplanung.....	49
3.1 Sektorgrundlagen	49
3.1.1 Technik.....	49
3.1.2 Institutionelle Ausgestaltung	54
3.2 Grundlagen der Bedarfsplanung im Stromsystem	66
3.2.1 Technische Grundlagen sowie Definition eines generischen Planungsprozesses... ..	66
3.2.2 Organisation der Bedarfsplanung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland	80
4 Analyse von Organisationsmodellen für die Netzplanung.....	90
4.1 Gestaltungsbereiche und idealtypische Gestaltungsoptionen	90
4.1.1 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber	91
4.1.2 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	94
4.1.3 Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	94
4.2 Allgemeine Analyse von Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen.....	94
4.2.1 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber	95
4.2.2 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	109
4.2.3 Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	113
4.3 Ableitung und vorläufige Analyse von Organisationsmodellen	120
4.3.1 Allgemeine Ableitung und Einordnung von Organisationsmodellen	121
4.3.2 Ausgestaltung konkreter Organisationsmodelle für den Fall Deutschlands	127

4.4	Abschließende komparative Analyse unter Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten für den Fall Deutschlands.....	145
4.4.1	Analyse von Pfadabhängigkeiten.....	145
4.4.2	Übergreifende Bewertung	154
4.5	Fazit	155
5	Ausgestaltungsfragen einer verstärkt zentralen bzw. mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung.....	158
5.1	Analyse von Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen	159
5.1.1	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber	159
5.1.2	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	167
5.1.3	Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	169
5.2	Organisationsmodelle für eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung.....	172
5.2.1	Allgemein.....	172
5.2.2	Deutschland	173
5.3	Fazit	175
6	Handlungsempfehlungen und Ausblick.....	177
6.1	Handlungsempfehlungen.....	177
6.2	Ausblick.....	178
	Literaturverzeichnis	179
	Stichwortverzeichnis.....	196

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung: Entstehung im Rahmen eines öffentlich geförderten Forschungsprojektes	ii
Verzeichnisse.....	iii
Kapitelübersicht.....	iii
Inhaltsübersicht	iv
Inhaltsverzeichnis	vi
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis.....	xi
Abkürzungsverzeichnis.....	xii
1 Einleitung.....	1
1.1 Untersuchungsgegenstand und Motivation.....	1
1.2 Ziel der Arbeit und Vorgehen.....	1
1.3 Struktur.....	3
2 Untersuchungsansatz und ausgewählte theoretische Grundlagen.....	4
2.1 Vorstellung und Einordnung des Untersuchungsansatzes.....	4
2.1.1 Wissenschaftstheoretische/Methodologische Vorbemerkungen	4
2.1.1.1 Allgemeine wissenschaftstheoretische Überlegungen	4
2.1.1.2 Spezifika der Sozialwissenschaften.....	6
2.1.1.3 Schlussfolgerungen	7
2.1.2 Beschreibung des Untersuchungsansatzes.....	7
2.1.2.1 Aufstellen des Untersuchungsrahmens	8
2.1.2.1.1 Vorarbeiten: Aufbau von Sektorwissen.....	8
2.1.2.1.1.1 Aufbau technischen Sektorwissens	8
2.1.2.1.1.2 Institutionelles Sektorwissen sowie der institutionelle Rahmen der Untersuchung.....	9
2.1.2.1.2 Die strukturierenden Elemente des Untersuchungsrahmens.....	10
2.1.2.2 Entwurf von Organisationsmodellen	10
2.1.2.3 Komparative Analyse und Bewertung von Organisationsmodellen.....	11
2.1.2.3.1 Ex-post-Analysen.....	11
2.1.2.3.2 Ex-ante-Analysen	11
2.1.2.3.3 Anpassungsfähigkeit von Organisationsmodellen	12
2.1.3 Herausforderungen bei der Anwendung des Analyseansatzes	13
2.2 Ausgewählte theoretische Grundlagen	13
2.2.1 Neue Institutionenökonomik.....	13
2.2.1.1 Entwicklung und Einordnung der Neuen Institutionenökonomik	13
2.2.1.2 Transaktionskostentheorie.....	15
2.2.1.3 Prinzipal-Agent-Theorie	18
2.2.1.3.1 Normative Prinzipal-Agent-Theorie.....	19
2.2.1.3.2 Positive Prinzipal-Agent-Theorie.....	20
2.2.1.3.3 Diskussion	22
2.2.1.4 Verhältnis zwischen Transaktionskostentheorie und Prinzipal-Agent-Theorie und Ausblick auf Anwendungen der Neuen Institutionenökonomik	23
2.2.2 Auftragsbeziehungen im Allgemeinen.....	24
2.2.2.1 Ursachen und Struktur von Kontrahierungsproblemen in Auftragsbeziehungen	25
2.2.2.2 Institutionelle Gestaltungsoptionen von Auftragsbeziehungen und ihre Kosten	26
2.2.2.2.1 Gestaltungsoptionen: Anreizsetzung, Monitoring, Hierarchie sowie die Bundling-Unbundling-Frage	26
2.2.2.2.2 Übertragbarkeit von Wissen als Bestandteil der Analyse institutioneller Lösungen	29

2.2.2.3	Fazit	31
2.2.3	Auftragsbeziehungen zwischen Politik und Verwaltung.....	32
2.2.3.1	Grundlagen sowie ökonomische Einordnungen und Analysen zu Politik und Verwaltung	32
2.2.3.1.1	Der Prinzipal: Politiker in Legislative und Regierung	32
2.2.3.1.2	Der Agent: Verwaltung als Beauftragter der Politik.....	34
2.2.3.2	Ausgestaltungsfragen und -probleme bei der Beauftragung der Verwaltung durch die Politik	36
2.2.3.2.1	Explizite Vorgaben vs. Delegation	37
2.2.3.2.2	Welche Rolle kann/soll die Verwaltung bei der Beratung der Politik spielen?	39
2.2.3.3	Fazit	39
2.2.4	Einbezug gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung	40
2.2.4.1	Grundlegende Gestaltungsoptionen und Einordnungen	41
2.2.4.2	Konkrete Anwendungsfälle und Interdependenzen.....	44
2.2.4.2.1	Reduktion von Steuerungs- und Kontrollproblemen bzw. Überwachungskosten im Verhältnis zwischen Politik und Verwaltung.....	44
2.2.4.2.2	Einbezug von bei gesellschaftlichen Akteuren vorhandener Fachexpertise	46
2.2.4.2.3	Reduktion von Repräsentations- und Legitimationsdefiziten im Verhältnis zwischen Wählern und Politik	46
2.2.4.2.4	Akzeptanz.....	47
2.2.4.3	Fazit	48
3	Grundlagen des Stromsektors und dessen Bedarfsplanung.....	49
3.1	Sektorgrundlagen	49
3.1.1	Technik.....	49
3.1.1.1	Technische Elemente der Elektrizitätsversorgung	49
3.1.1.1.1	Erzeugung	49
3.1.1.1.1.1	Nicht-regenerative Kraftwerke	49
3.1.1.1.1.2	Regenerative Kraftwerke	50
3.1.1.1.1.3	Speicherkraftwerke.....	51
3.1.1.1.1.4	Fazit.....	52
3.1.1.1.2	Übertragung.....	52
3.1.1.1.3	Verteilung	52
3.1.1.2	Koordinationsaufgaben zwischen den technischen Elementen	53
3.1.1.2.1	Im Betrieb	53
3.1.1.2.2	In der Planung	53
3.1.2	Institutionelle Ausgestaltung	54
3.1.2.1	Historie.....	54
3.1.2.1.1	Entwicklung vom Beginn der Elektrifizierung bis zum Ende des Zweiten Weltkriegs	54
3.1.2.1.2	Entwicklung in Westdeutschland bis 1990.....	56
3.1.2.1.3	Entwicklung in Ostdeutschland bis 1990	57
3.1.2.1.4	Ab 1990 bis zur Gegenwart	58
3.1.2.2	Status quo.....	59
3.1.2.2.1	Grundsätzliche Ausgestaltung der Koordination in Betrieb und Planung	59
3.1.2.2.1.1	Koordination im Betrieb	59
3.1.2.2.1.2	Koordination in der Planung	61
3.1.2.2.2	Detailbetrachtung: Institutioneller Rahmen, Struktur und Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland	62
3.1.2.2.2.1	Institutioneller Rahmen.....	62
3.1.2.2.2.2	Akteure.....	63
3.1.2.2.2.3	Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber.....	64
3.2	Grundlagen der Bedarfsplanung im Stromsystem	66
3.2.1	Technische Grundlagen sowie Definition eines generischen Planungsprozesses...	66
3.2.1.1	Technische Grundlagen der Bedarfsplanung	66
3.2.1.1.1	Ziele und Prämissen der Planung sowie Abgrenzungsfragen	67

3.2.1.1.1.1	Netz-/Erzeugungsplanung sowie Annahmen über Koordination im Betrieb	68
3.2.1.1.1.2	Zeitlicher Horizont der Planung	68
3.2.1.1.1.3	Geographische Abgrenzung und Interdependenzen mit verbundenen Systemen.....	69
3.2.1.1.1.4	Last/Stromnachfrage	69
3.2.1.1.1.5	Technologien und Handlungsoptionen.....	69
3.2.1.1.1.6	Anforderungen an die Versorgungssicherheit	70
3.2.1.1.1.7	Umgang mit Unsicherheit	71
3.2.1.1.2	Technische Untersuchungsbereiche.....	72
3.2.1.1.2.1	Sicherstellen einer ausgeglichenen Systembilanz und Ermittlung von Netznutzungsfällen.....	72
3.2.1.1.2.2	Einhaltung von Strombelastbarkeiten von Leitungen sowie von Spannungsgrenzen	73
3.2.1.1.2.3	Kurzschlussuntersuchungen.....	74
3.2.1.1.2.4	Weitere Untersuchungen	75
3.2.1.1.3	Handlungsoptionen.....	75
3.2.1.2	Definition eines generischen Planungsprozesses	77
3.2.1.2.1	Generierung von Netznutzungsfällen.....	78
3.2.1.2.2	Lastflussberechnungen, einschließlich Spannungsstabilität	79
3.2.1.2.3	Netz-/Systemanpassungen.....	79
3.2.1.2.4	Kurzschlussstromfragen, Rotorwinkelstabilität und weitere Themen ...	79
3.2.1.2.5	Zusammenfassung und Diskussion	80
3.2.2	Organisation der Bedarfsplanung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland	80
3.2.2.1	Historie	80
3.2.2.1.1	Integrierte Planung (bis 1998).....	80
3.2.2.1.2	Desintegrierte Planung (1998–2009).....	82
3.2.2.1.3	Desintegrierte Planung mit gesetzlicher Bedarfsfeststellung für Übertragungsnetze („dena“-Studien und EnLAG, seit 2009)	82
3.2.2.2	Gegenwart (seit 2012)	83
3.2.2.2.1	Bedarfsplanung der Übertragungsnetze (nach EnWG 2011)	83
3.2.2.2.1.1	Szenarien.....	84
3.2.2.2.1.2	Netzplanung	84
3.2.2.2.1.3	Bundesbedarfsplangesetz	85
3.2.2.2.1.4	Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen über den „Offshore-Netzentwicklungsplan“.....	85
3.2.2.2.2	Bedarfsplanung von Erzeugungskapazitäten	86
3.2.2.2.2.1	Nicht-regenerative Kraftwerke	86
3.2.2.2.2.2	Regenerative Kraftwerke	87
3.2.2.2.2.3	Fazit	88
4	Analyse von Organisationsmodellen für die Netzplanung	90
4.1	Gestaltungsbereiche und idealtypische Gestaltungsoptionen	90
4.1.1	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber	91
4.1.2	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	94
4.1.3	Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	94
4.2	Allgemeine Analyse von Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen.....	94
4.2.1	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber	95
4.2.1.1	Monitoring-Lösungen	95
4.2.1.1.1	Privater Netzbetreiber mit Eigentum an Netz-Assets.....	96
4.2.1.1.1.1	Generierung von Netznutzungsfällen.....	97
4.2.1.1.1.1.1	Stromnachfrage/Last.....	97
4.2.1.1.1.1.2	Erzeugung	98
4.2.1.1.1.1.2.1	Planung.....	98
4.2.1.1.1.1.2.2	Betrieb	99
4.2.1.1.1.3	Internationale Austausche.....	101
4.2.1.1.1.2	Lastflussberechnungen einschließlich Untersuchungen zur Spannungsstabilität	101
4.2.1.1.1.2.1	Voraussetzung: Startnetz	101
4.2.1.1.1.2.2	Durchführung der Untersuchungen	102
4.2.1.1.1.3	Netz-/Systemanpassungen.....	103
4.2.1.1.1.3.1	Voraussetzung: Ziele, Prämissen und zur Verfügung stehende Handlungsoptionen.....	103

	4.2.1.1.1.3.2 Entscheidungen über Netz- und Systemanpassungen.....	103
	4.2.1.1.1.4 Kurzschluss Themen, Rotorwinkelstabilität etc.	104
	4.2.1.1.1.5 Bedeutung von Netzplanungsentscheidungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit	104
	4.2.1.1.1.6 Fazit	105
	4.2.1.1.2 Privater Netzbetreiber ohne Eigentum an den Assets	106
	4.2.1.1.3 Diskussion und Fazit.....	107
	4.2.1.2 Hierarchie-Lösungen.....	107
4.2.2	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	109
4.2.2.1	Analyse des Planungsprozesses in Hinsicht auf eine mögliche Einbeziehung der Politik	109
4.2.2.2	Implikationen für die Ausgestaltung des Regulierers	113
4.2.3	Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	113
4.2.3.1	Gesellschaftliche Kontrolle	114
4.2.3.2	Wissensmanagement der öffentlichen Hand	117
4.2.3.3	Akzeptanz	119
4.2.3.4	Fazit	120
4.3	Ableitung und vorläufige Analyse von Organisationsmodellen	120
4.3.1	Allgemeine Ableitung und Einordnung von Organisationsmodellen	121
4.3.2	Ausgestaltung konkreter Organisationsmodelle für den Fall Deutschlands	127
4.3.2.1	Ausgangslage	127
4.3.2.2	Ausgestaltung von Organisationsmodellen	129
4.3.2.2.1	Status quo+ (SQ+).....	130
4.3.2.2.1.1	Kritische Analyse des Status quo in Deutschland	130
4.3.2.2.1.1.1	Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB.....	130
4.3.2.2.1.1.2	Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Politik und Bundesnetzagentur.....	132
4.3.2.2.1.1.3	Ausgestaltung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure	134
4.3.2.2.1.1.4	Fazit.....	137
4.3.2.2.1.2	Ausgestaltung des Organisationsmodells	137
4.3.2.2.1.2.1	Horizontale Reform: 4-auf-1	138
4.3.2.2.1.2.2	Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB.....	139
4.3.2.2.1.2.3	Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Politik und Bundesnetzagentur.....	140
4.3.2.2.1.2.4	Ausgestaltung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure	140
4.3.2.2.2	Öffentlicher ÜNB (öÜNB).....	140
4.3.2.2.2.1	Horizontale Reform: 4-auf-1	141
4.3.2.2.2.2	Rolle der Bundesnetzagentur	141
4.3.2.2.2.3	Zusammenfassung und weitere Ausgestaltungsfragen	142
4.3.2.2.3	Öffentlicher ISO (öISO).....	144
4.4	Abschließende komparative Analyse unter Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten für den Fall Deutschlands.....	145
4.4.1	Analyse von Pfadabhängigkeiten.....	145
4.4.1.1	Status quo+ (SQ+)	146
4.4.1.1.1	Designkosten	146
4.4.1.1.2	Kosten der politischen Durchsetzung	146
4.4.1.1.3	Implementierungskosten.....	148
4.4.1.2	Öffentlicher ÜNB (öÜNB).....	148
4.4.1.2.1	Designkosten	149
4.4.1.2.2	Kosten der politischen Durchsetzung	149
4.4.1.2.3	Implementierungskosten.....	151
4.4.1.3	Öffentlicher ISO (öISO).....	153
4.4.1.3.1	Designkosten	153
4.4.1.3.2	Kosten der politischen Durchsetzung	154
4.4.1.3.3	Implementierungskosten.....	154
4.4.2	Übergreifende Bewertung	154
4.5	Fazit	155

5	Ausgestaltungsfragen einer verstärkt zentralen bzw. mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung.....	158
5.1	Analyse von Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen	159
5.1.1	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber	159
5.1.1.1	Analyse des integrierten Planungsprozesses in Hinblick auf Entscheidungen zum Bedarf an Erzeugungsanlagen	160
5.1.1.2	Analyse von Wissensbedarfen und Opportunismuspotentialen bei Entscheidungen über die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten im integrierten Planungsprozess	162
5.1.1.2.1	Neubauentscheidungen	162
5.1.1.2.2	Entscheidungen über Weiterbetrieb und Stilllegungen	165
5.1.1.3	Diskussion und Fazit.....	166
5.1.2	Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	167
5.1.3	Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer	169
5.1.3.1	Gesellschaftliche Kontrolle	169
5.1.3.2	Wissensmanagement der öffentlichen Hand	170
5.1.3.3	Akzeptanz	171
5.2	Organisationsmodelle für eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung.....	172
5.2.1	Allgemein.....	172
5.2.2	Deutschland	173
5.2.2.1	Ausgangslage	173
5.2.2.2	Entwicklungsoptionen	174
5.3	Fazit	175
6	Handlungsempfehlungen und Ausblick.....	177
6.1	Handlungsempfehlungen.....	177
6.2	Ausblick.....	178
	Literaturverzeichnis	179
	Stichwortverzeichnis.....	196

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen der ÜNB	64
Abbildung 2: Generischer Bedarfsplanungsprozess	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Idealtypische Organisationsmodelle	121
---	-----

Abkürzungsverzeichnis

AC	Drehstrom
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AtG	Atomgesetz
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BT-Drs	Bundestagsdrucksache
BR-Drs	Bundesratsdrucksache
bzgl.	bezüglich
CO ₂	Kohlendioxid
CWE	Central Western Europe
DDR	Deutsche Demokratische Republik
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
engl.	englisch
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FACT	Flexible AC-Transmission
FACTS	Flexible AC-Transmission Systems
G 115	Artikel 115-Gesetz
GG	Grundgesetz
GIL	Gasisolierte Leitung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
ISO	Independent System Operator, d. h. Netzbetreiber ohne Assets
ITO	Independent Transmission Operator
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung

kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
MKE	Ministerium für Kohle und Energie
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NetzResV	Netzreserveverordnung
NIÖ	Neue Institutionenökonomik
NO _x	Stickoxide
OU	Ownership Unbundling
SED	Sozialistische Einheitspartei Deutschlands
SO _x	Schwefeloxide
SPK	Staatliche Plankommission
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (in Deutschland)
VSC	Voltage Source Converter

1 Einleitung

1.1 Untersuchungsgegenstand und Motivation

Übertragungsnetze zum weiträumigen Transport von Strom unterliegen als nicht-bestreitbare natürliche Monopole, die zudem nicht selten in privatem Eigentum stehen, meist einer Regulierung durch die öffentliche Hand. Ziel dieser Regulierung ist es, gesamtgesellschaftliche Kosten zu minimieren, die aus in dieser Hinsicht ungünstigen Entscheidungen durch das monopolistische Unternehmen anfallen. Ein weiteres Ziel der Regulierung ist zudem regelmäßig die Eindämmung bzw. die Verhinderung der Entstehung von Überrenditen beim regulierten Unternehmen.

Während in Bezug auf eher kurzfristige, betriebliche Entscheidungen regulierter Unternehmen umfangreiche Forschungsarbeiten vorliegen, existieren kaum Untersuchungen darüber, wie die langfristigen Investitionsentscheidungen in das Übertragungsnetz einer wirksamen regulatorischen Kontrolle unterworfen werden können: Dies ist bemerkenswert, da die damit einhergehenden Kosten zum größten Teil als versunken gelten müssen und die Planungsentscheidungen Pfadabhängigkeiten in Bezug auf die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems nach sich ziehen. Zudem ist diese Frage gerade dann besonders relevant, wenn, wie etwa in Deutschland, aber auch in anderen Ländern, langfristige Entscheidungen in Bezug auf die Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems und in diesem Zusammenhang auch umfangreiche Investitionen in das Übertragungsnetz anstehen.

In der vorliegenden Arbeit wird daher untersucht, ob und unter welchen konkreten Voraussetzungen die Überprüfung der Netzplanung überhaupt durch einen Regulierer sinnvoll stattfinden kann und welche weiteren Organisationsmodelle, d. h. Entscheidungen über die konkrete institutionelle Ausgestaltung der Organisation der Bedarfsplanung, in Betracht gezogen werden können oder auch sollten. Die Untersuchung konzentriert sich dabei letztlich auf den Fall Deutschlands, wo die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde seit dem Jahr 2011 mit der Überprüfung der Netzplanung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber beauftragt ist. Dieser speziellen Analyse geht jedoch eine allgemeine Analyse voraus, sodass sich die Ergebnisse auch auf andere Länder übertragen lassen.

Weiterhin wird die Analyse – sowohl allgemein als auch für den Fall Deutschlands – um die Frage erweitert, inwiefern für einen Regulierer Möglichkeiten bestehen, die im Rahmen einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung getroffenen Entscheidungen einer wirksamen Kontrolle zu unterwerfen. Die Motivation für diese Erweiterung ist, dass mit der engen Koordinierung von Planungsentscheidungen in Bezug auf Netze und Kraftwerke grundsätzlich bedeutende ökonomische Vorteile möglich werden. Explizit nicht Gegenstand dieser Arbeit hingegen ist die Frage, mit welchen institutionellen Lösungen für die Bereitstellung (und Refinanzierung) die geplanten Erzeugungsanlagen letztendlich realisiert werden.

1.2 Ziel der Arbeit und Vorgehen

Das zentrale Ziel dieser Arbeit ist der Entwurf, die Analyse und die vergleichende Bewertung von Organisationsmodellen für die Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze. Die Bewertung erfolgt

dabei in erster Linie in Hinblick auf die Minimierung gesamtgesellschaftlicher Kosten.² Weiterhin werden energiepolitische Ziele grundsätzlich als exogen gegeben berücksichtigt und nicht im Rahmen der Untersuchung analysiert bzw. bewertet.

Die zentralen Fragen, die im Rahmen der Gestaltung und Ableitung verschiedener Organisationsmodelle untersucht werden, sind die Ausgestaltung des Verhältnisses von Regulierer und Netzbetreiber, die Ausgestaltung des Verhältnisses von Politik und Regulierer sowie die Ausgestaltung des Einbezugs von gesellschaftlichen Akteuren in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Regulierer:

- In Bezug auf die Ausgestaltung des Verhältnisses von Regulierer und Netzbetreiber steht die Frage im Vordergrund, welche Ressourcen und konkreten fachlichen Fähigkeiten eine Kontrolle der Netzplanung durch Dritte erfordert und wie diese aufgebaut werden können. Dabei wird insbesondere untersucht, ob die Kosten des Aufbaus und der Bereithaltung dieser Ressourcen durch die so erreichbare Reduktion von Opportunismuspotentialen, d. h. den Kosten von Fehlentscheidungen, die aus sonst bestehenden Spielräumen für opportunistisches Verhalten seitens des Netzbetreibers erwachsen können, zu rechtfertigen sind. Daneben wird aber auch betrachtet, welche sonstigen Optionen zur Eindämmung von Opportunismuspotentialen bestehen und wie diese einzuordnen sind.
- In Hinblick auf das Verhältnis von Politik und Regulierer wird untersucht, wie das Zusammenspiel zwischen Politik und Verwaltung ausgestaltet werden kann bzw. sollte: Die grundsätzlich umfangreiche Delegation von Kompetenzen an eine Regulierungsbehörde wirft die Frage auf, wie eine angemessene politische Steuerung bzw. Kontrolle der dort getroffenen Entscheidungen ausgestaltet werden kann. Dies ist insbesondere für den Fall der Planung von Stromübertragungsnetzen von besonderer Relevanz, da so auch Pfadabhängigkeiten geschaffen werden, die sich auf die Kosten von Entscheidungsalternativen in interdependenten energiepolitischen Bereichen, etwa der Entwicklung der Kraftwerksstruktur, auswirken.
- Betreffend den Einbezug gesellschaftlicher Akteure stellt sich primär die Frage, inwiefern so eine verbesserte gesellschaftliche Kontrolle der planerischen Entscheidungen und ggf. auch eine Entlastung der Politik erreicht werden kann. Zudem wird untersucht, wie der Aufbau des erforderlichen Fachwissens auf Seiten der öffentlichen Hand dadurch unterstützt werden kann, dass die Expertise gesellschaftlicher Akteure eingebunden wird. Abschließend wird diskutiert, wie der Einbezug gesellschaftlicher Akteure sich auf die allgemeine gesellschaftliche Akzeptanz planerischer Entscheidungen auswirken kann.

Die anhand der Analyse der oben aufgeführten Gestaltungsbereiche ermittelten Organisationsmodelle werden anschließend im Rahmen eines komparativen Ansatzes vor dem Hintergrund des zuvor definierten Zielsystems untersucht. Dabei wird auch auf Pfadabhängigkeiten Bezug genommen, die

² Neben der Fokussierung auf gesamtgesellschaftliche Kosten ist unter anderem denkbar, dass eine Konsumentenperspektive eingenommen wird. Hierauf wird in der vorliegenden Arbeit verzichtet, da hierzu umfangreiche Annahmen über die konkrete Ausgestaltung der Regulierung nötig wären. Vgl. für eine Diskussion von Konsumenten- und gesamtgesellschaftlicher Kostenperspektive insbesondere Beckers/Klatt/Kühling (2010, S. 19 ff.).

sowohl allgemeinerer Natur als auch spezifisch für die Situation in Deutschland sind. Somit werden Übergangsprobleme explizit berücksichtigt. In diesem Zusammenhang wird auch diskutiert, welche Herausforderungen sich für politische Akteure im Rahmen der Durchsetzung der Organisationsmodelle stellen.

Bei der Erweiterung der Untersuchung auf die Fragestellung einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung wird analog vorgegangen: Hier wird ebenso untersucht, welche konkreten Ressourcen und fachlichen Fähigkeiten erforderlich sind, um eine regulatorische Kontrolle des (sich nunmehr auch auf die Erzeugungsplanung erstreckenden) Planungsprozesses zu gewährleisten, und in welchem Verhältnis dies zu den sonst zu erwartenden Kosten von Fehlentscheidungen steht. Zudem wird auch hier analysiert, welche Ausgestaltungsoptionen im Verhältnis von Politik und Regulierer einerseits und mit Blick auf die Frage der Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure andererseits möglich sind und welche Aussagen sich über ihre Vorteilhaftigkeit treffen lassen. Anschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse unter Heranziehung der für den Fall einer „reinen“ Netzplanung ermittelten Organisationsmodelle eingeordnet.

Die vorgenannten Analysen basieren in erster Linie auf Erkenntnissen der Neuen Institutionenökonomik. In diesem Rahmen wird auch auf technisch-systemische Analysen sowie Einordnungen der ggf. relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen zurückgegriffen.

1.3 Struktur

Die Arbeit ist wie folgt strukturiert: In Kapitel 2 werden der Untersuchungsansatz der Arbeit sowie ausgewählte theoretische Grundlagen vorgestellt. Dabei wird zunächst auf (wissenschafts-)theoretische Grundlagen des institutionell-komparativen Ansatzes eingegangen, bevor anschließend die konkrete Anwendung institutionenökonomischer Theorien mit Blick auf die in dieser Arbeit vorzunehmenden Untersuchungen erläutert wird. Die technisch-institutionellen Grundlagen des Stromsektors werden in Kapitel 3 erst allgemein und dann speziell mit Bezug zur Bedarfsplanung in aufgearbeitet. Hierbei wird auch ein generischer Planungsprozess entworfen, der sowohl für die Analyse der „reinen“ Netzplanung als auch für die Analyse einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung geeignet ist: Dieser Planungsprozess stellt die Grundlage für die Analyse der Ausgestaltungsoptionen verschiedener Organisationsmodelle dar. Die Analyse der zentralen Fragestellungen in Bezug auf die Bedarfsplanung von Übertragungsnetzen findet in Kapitel 4 statt. Hierbei wird zunächst eine allgemeine Analyse durchgeführt, die noch stark von einem Bezug zum Status quo in Deutschland abstrahiert. Daran anknüpfend werden mit Blick auf die Situation in Deutschland konkrete Organisationsmodelle abgeleitet und vor dem Hintergrund des Zielsystems der Untersuchung sowie unter Berücksichtigung entsprechender Pfadabhängigkeiten eingeordnet. Die bereits angesprochene Erweiterung der Untersuchung um die Frage einer mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung wird in Kapitel 5 durchgeführt, wobei ebenfalls auf den generischen Planungsprozess zurückgegriffen wird. Die Arbeit schließt mit Kapitel 6, in dem abschließende Handlungsempfehlungen zusammengefasst werden und ein Ausblick auf sich anschließende Fragen bzw. weiteren Forschungsbedarf gegeben wird.

2 Untersuchungsansatz und ausgewählte theoretische Grundlagen

Der im Rahmen der vorliegenden Arbeit verwendete Untersuchungsansatz beruht im Wesentlichen auf einer komparativen Analyse von Organisationsmodellen auf Basis ökonomischer Theorien und unter Berücksichtigung eines bestimmten Zielsystems. Zunächst wird daher in Abschnitt 2.1 der Untersuchungsansatz in allgemeiner Hinsicht erläutert, bevor in Abschnitt 2.2 die für die in dieser Arbeit durchzuführende Analyse relevanten theoretischen Grundlagen aufgearbeitet werden.

2.1 Vorstellung und Einordnung des Untersuchungsansatzes

Einleitend erfolgen in Abschnitt 2.1.1 einige wissenschaftstheoretische/methodologische Vorbemerkungen, bevor in Abschnitt 2.1.2 der eigentliche Untersuchungsansatz vorgestellt wird. Abschließend wird in Abschnitt 2.1.3 kurz dargelegt, welche Herausforderungen bei der Anwendung des Untersuchungsansatzes bestehen.

2.1.1 Wissenschaftstheoretische/Methodologische Vorbemerkungen

Im Folgenden werden zunächst in Abschnitt 2.1.1.1 allgemeine wissenschaftstheoretische Überlegungen vorgestellt, die dann in Abschnitt 2.1.1.2 in Hinblick auf ihre Bedeutung in den Sozialwissenschaften erweitert werden. Abschließend werden daraus in Abschnitt 2.1.1.3 Schlussfolgerungen für die Untersuchungen in dieser Arbeit gezogen.

2.1.1.1 Allgemeine wissenschaftstheoretische Überlegungen

Die Wissenschaftstheorie befasst sich mit den Grenzen, Voraussetzungen und Methoden der Wissenschaften und wird insbesondere der Philosophie, genauer der Wissenschaftsphilosophie, zugerechnet.³ Das Ziel von Wissenschaft lässt sich allgemein als das Bestreben bezeichnen, möglichst wahre (d. h. auch: allgemeine, genauer: allgemein gültige) und gehaltvolle Aussagen zu gewinnen. „Gehaltvoll“ bedeutet in diesem Zusammenhang insbesondere das Vorliegen umfangreicher (empirischer bzw. empirisch überprüfbarer) Konsequenzen: Dies bedeutet, dass die Elemente der Aussagen sich relativ eindeutig auf beobachtbare Phänomene beziehen lassen müssen. Ist unklar, was genau gemeint ist, ist auch der empirische Gehalt als gering einzuordnen.⁴ Ferner wird unter dem Gehalt von Aussagen verstanden, dass sie möglichst viel von dem, was potentiell der Fall sein könnte, ausschließen. Gemeint ist damit, dass sie nicht trivialerweise wahr sind, sondern einen gewissen erklärenden bzw. prognostischen Mehrwert liefern.⁵ Dies verdeutlicht, dass Wahrheit bzw. Wahrscheinlichkeit und Gehalt von Aussagen grundsätzlich in einem gegenläufigen Verhältnis zu einander stehen, d. h. „Wahrheit“ lässt sich zu Lasten des Gehalts von Aussagen herstellen (etwa durch Tautologien) und Gehalt zu Lasten von Wahrheit (bzw. Wahrscheinlichkeit).⁶

³ Vgl. Schurz (2011, S. 11 ff.).

⁴ Vgl. Opp (2014, S. 55).

⁵ Als extremes Beispiel können hier Aussagen vom Typ „Wenn A dann B oder nicht B“ dienen: Diese können durchaus empirischen Phänomenen sehr genau zuordenbar sein, leisten jedoch keinen erklärenden oder prognostischen Beitrag, weil sie immer (und trivialerweise) richtig sind. Vgl. hierzu auch Opp (2014, S. 155).

⁶ Vgl. Schurz (2011, S. 23 f.).

Neben dieser grundsätzlichen Problematik bestehen weitere umfangreiche Überlegungen zur wissenschaftlichen Methodik, die im Folgenden kurz vorgestellt bzw. diskutiert werden sollen. Vorab sei jedoch auf die hier verwendeten Begriffe hingewiesen: Es existieren unterschiedliche Bezeichnungen für die vorgenannten „Aussagen“, wie etwa „Hypothese“, „Gesetz“, „Theorie“ oder „Satz“. Im Folgenden wird allerdings vereinfachend und die in der Literatur (je nach Kontext) vorliegenden Differenzierungen ignorierend von „Theorien“ gesprochen. Theorien sind, je nach ihrer Gültigkeit und ihrem empirischem Gehalt, prinzipiell zur Erklärung von Beobachtungen und zur Voraussage von Sachverhalten geeignet. Werden allgemeine Theorien auf bestimmte Sachverhalte angewendet, dann bezeichnet man den damit verbundenen Schluss von einer allgemeinen Gesetzesaussage auf eine fallbezogene Aussage als Deduktion. Wenn die Theorie wahr ist, dann sind auch die deduktiv gewonnenen Folgerungen wahr. Somit kann die Deduktion als „wahrheitserhaltend“, aber nicht „gehaltserweiternd“ betrachtet werden.⁷

Der generalisierende Schluss von konkreten Sachverhalten bzw. Beobachtungen auf eine Theorie hingegen wird als Induktion bezeichnet. Dieser ist zwar „gehaltserweiternd“ aber nicht „wahrheitserhaltend“.⁸ Somit wird deutlich, dass die Induktion als wissenschaftliche Methode insofern problematisch ist, als dass nicht nachvollziehbar ist, warum die dabei vorgenommene Generalisierung zulässig sein sollte. Vor diesem Hintergrund äußerte Popper (1934) umfangreiche Kritik an induktiven Methoden: Eine Aussage über den Wahrheitsgehalt und somit die Verifikation einer Theorie sei grundsätzlich nicht möglich. Möglich sei nur, sie zu falsifizieren und sie ansonsten als vorläufig nicht falsifiziert zu betrachten. Popper schlug außerdem vor, Theorien, die Falsifizierungsversuchen bislang widerstanden haben, als sich „bewährt“ habend zu bezeichnen. Weiterhin leitet Popper aus oben genannter Erkenntnis zwei zentrale Forderungen ab: Einerseits müssten Theorien (durch Dritte) falsifizierbar sein (was voraussetzt, dass sie intersubjektiv nachprüfbar sind), und andererseits müsse es von einem methodischen Standpunkt aus unerheblich sein, wie Theorien zu Stande kommen. Die letztere Aussage ist dadurch begründet, dass auf Grund der Methode der Theoriebildung eben keine Aussage über ihre Wahrscheinlichkeit bzw. Allgemeingültigkeit möglich sei. Weiterhin ist insbesondere die Forderung nach intersubjektiver Nachprüfbarkeit von erheblicher Relevanz für die Praxis wissenschaftlichen Arbeitens. Dennoch kann ein induktives Vorgehen hilfreich zur Theorieentwicklung sein, es muss jedoch klar sein, dass dieses nicht ohne weiteres geeignet ist, die Wahrheit bzw. Wahrscheinlichkeit der Generalisierung sicherzustellen. Illustrieren lässt sich diese Überlegung anhand der gängigen Einteilung des Wissenschaftsprozesses in drei Phasen:⁹

- Zunächst besteht ein Entdeckungs- bzw. Entstehungszusammenhang der Theorie, in dessen Rahmen die Theorie entwickelt bzw. konzipiert wird.
- Im Rahmen des Begründungszusammenhangs werden die Teilaussagen der Theorie weiterentwickelt und (empirisch) überprüft.
- Im Verwendungszusammenhang werden schließlich (bewährte) Theorien zur Erklärung und Prognose empirischer Phänomene angewendet.

⁷ Vgl. Schurz (2011, S. 47).

⁸ Vgl. Schurz (2011, S. 47).

⁹ Vgl. Schurz (2011, S. 45).

Die Forderung Poppers bezieht sich somit auf den „Begründungszusammenhang“ und schließt nicht aus, dass im Entdeckungs- bzw. Entstehungszusammenhang der Theorie „induktiv“ gearbeitet wird.

2.1.1.2 Spezifika der Sozialwissenschaften

Die im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Überlegungen lassen sich eher auf Situationen beziehen, in denen der Erkenntnisgegenstand eindeutig feststeht und man sich somit auf die Prüfung von deterministischen Theorien („wenn A dann B“)¹⁰ konzentrieren kann. In den Sozialwissenschaften, zu denen nach verbreiteter Auffassung auch die Ökonomik zählt,¹¹ muss der Erkenntnisgegenstand im Rahmen des Entstehungszusammenhangs jedoch konstruiert werden, d. h. es ist eine umfangreiche vortheoretische Arbeit, etwa in Form eines „Verdichtens und Typisierens“ (Mayntz) von Beobachtungen, erforderlich.¹² Für den Fall der Ökonomik betont bereits Schmoller (1893) die Bedeutung eines induktiven, den Einzelfall und den Kontext berücksichtigenden Vorgehens für die Entwicklung von Theorien (nicht jedoch für deren Überprüfung).

Somit sind in dieser Phase umfangreiche Auswahlentscheidungen vorzunehmen, die häufig nicht rein wissenschaftlich begründbar sind, und die darauf aufbauende Forschung (d. h. im Begründungs- und Verwendungszusammenhang) maßgeblich beeinflussen können. Dies erschwert jedoch den Diskurs über sozialwissenschaftliche Forschung bzw. ihre Ergebnisse. Besonders deutlich wird dieses Problem im Kontext politikberatender bzw. politikrelevanter Forschung. Diese Thematik wurde eingehend von Max Weber (1904) untersucht. Zur Reduktion der Problematik und zur Ermöglichung eines (inner-)wissenschaftlichen Diskurses führte Weber die Forderung nach „Wertfreiheit“ in dem Sinne ein, dass die jeder Untersuchung (zwangsläufig) zu Grunde liegenden „Ideale“ von der eigentlichen wissenschaftlichen Erörterung zu trennen bzw. zu benennen seien. Schurz (2011, S. 39 ff.) präzisiert die Wertfreiheitsforderung derart, dass er fordert, dass lediglich der Begründungszusammenhang von Theorien frei von „wissenschaftsexternen Wertannahmen“ sein solle. Der dem Begründungszusammenhang vorgelagerte Entstehungszusammenhang, der auch die oben genannten vortheoretischen Auswahl-, Verdichtungs- und Typisierungsschritte umfasst, und der nachgelagerte Verwendungszusammenhang, also die Verwendung einer bestimmten Theorie zur Beantwortung einer Fragestellung (z. B. einer Prognose), sei grundsätzlich abhängig von „wissenschaftsexternen Wertannahmen“. Eine ähnliche Sichtweise vertritt auch Opp (2014, S. 239 ff.). Mayntz (2009, S. 27 ff.) weist allerdings darauf hin, dass auch (etablierte) Begriffe sozialer Phänomene Wertungen enthalten; eine vollkommene Unabhängigkeit von Wertungen, auch jenseits des Entstehungs- bzw. Verwendungszusammenhangs, sei somit nicht möglich. Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Forderung nach Wertfreiheit von besonderer Wichtigkeit für die Sozialwissenschaften ist. In der vorliegenden Arbeit wird dem insbesondere dadurch Rechnung getragen, dass besonderen Wert auf die deutliche Darlegung des Zielsystems der Untersuchung gelegt wird.

¹⁰ Vgl. Mayntz (2009, S. 11 f.).

¹¹ Vgl. Karl Polanyi (2014).

¹² Vgl. Mayntz (2009, S. 7 ff.).

Neben den vorgenannten wissenschaftstheoretischen Spezifika der Sozialwissenschaften aus statischer Perspektive stellen allgemein die Instabilität sozialer Phänomene, etwa durch historische Bedingtheit, und somit auch die „Besonderheiten des Einzelfalls“ besondere methodische Anforderungen: Ein striktes Abarbeiten des in Abschnitt 2.1.1.1 vorgestellten „Popper’schen Programms“ (stetes Bemühen um das Widerlegen einer Theorie quasi als wissenschaftliche Hauptaufgabe und Verwerfen der Theorie, wenn sie widerlegt wurde) wird umso heikler, je weniger Beobachtungen es gibt und wenn diese zudem nicht unmittelbar miteinander vergleichbar sind. In der Konsequenz bedeutet dies, dass „strenge“ Theorien problematisch sind; Schurz (2011, S. 36) schlägt auf Grund dessen etwa das Konzept „normischer Gesetze“ vor, das Theorien in der Form „wenn A, dann *normalerweise* B“ abbildet. Diese Art von Relativierung reduziert jedoch die Allgemeingültigkeit und ggf. auch den empirischen Gehalt wissenschaftlicher Aussagen. Mayntz (2009, S. 22 f.) weist in diesem Kontext auf die daher grundsätzlich stark eingeschränkte Prognosefähigkeit sozialwissenschaftlicher Theorien, etwa im Vergleich zu den Naturwissenschaften, wenn sie zur Generierung von Aussagen innerhalb enger Systemgrenzen herangezogen werden, hin.

2.1.1.3 Schlussfolgerungen

Die in den beiden vorangegangenen Abschnitten vorgestellten (einführenden) Überlegungen beinhalten drei zentrale Implikationen für die in dieser Arbeit vorzunehmende komparative ökonomische Analyse von Organisationsmodellen:

- Die Forderung nach intersubjektiver Nachprüfbarkeit der getroffenen Aussagen behält trotz der identifizierten Probleme des Popper’schen Falsifikationismus – gerade auch in den Sozialwissenschaften – ihre Wichtigkeit.
- Wertfreiheit ist, auch wenn sie möglicherweise nicht vollständig erreicht werden kann, durch sorgfältige Darlegung der getroffenen Annahmen und der vorausgesetzten Ziele („Zielsystem“) anzustreben.
- Die Ergebnisse einer auf die Ermittlung von zukunftsgerichteten Handlungsempfehlungen ausgelegten komparativen Analyse beruhen auf Prognosen. Derartige Prognosen sind insbesondere in den Sozialwissenschaften und damit auch in der Ökonomik mit Schwierigkeiten behaftet; ihre Grenzen sind daher möglichst umfassend darzulegen bzw. zu berücksichtigen.

2.1.2 Beschreibung des Untersuchungsansatzes

Der in diesem Abschnitt dargestellte Untersuchungsansatz soll das Vorgehen der Untersuchung in dieser Arbeit gedanklich strukturieren und somit in erster Linie nachprüfbar (bzw. nachvollziehbar) machen. Der Untersuchungsansatz beruht umfangreich auf Überlegungen, die im Rahmen der (institutionen-)ökonomischen Analyse von Organisationsmodellen in Infrastruktursektoren am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der Technischen Universität Berlin entwickelt wurden und beispielsweise in Beckers/Gizzi/Jäkel (2012) und Gizzi (2016) dokumentiert sind. Allgemeinere Überlegungen zu (institutionen-)ökonomischen Analysen, auf die hier ebenfalls zurückgegriffen wird, finden sich außerdem bei Williamson (1988, 1991). Es hat sich gezeigt, dass gewisse Anpassungen für konkrete Untersuchungen sinnvoll sind; daher wird an dieser Stelle nicht versucht, eine möglichst

umfassende und allgemeine Darstellung zu geben, sondern die Darstellung mit Blick auf die in dieser Arbeit vorzunehmende Untersuchung angemessen zu begrenzen.

Der Untersuchungsansatz lässt sich in vorgenanntem Zusammenhang grob in drei Teile gliedern:

- Zunächst ist ein Untersuchungsrahmen aufzustellen, der sowohl die technischen und institutionellen Gestaltungsmöglichkeiten als auch die als unveränderlich betrachteten bzw. zu betrachtenden Zusammenhänge abbildet. Die entsprechenden Überlegungen werden in Abschnitt 2.1.2.1 dargestellt.
- Weiterhin sind, basierend auf dem Untersuchungsrahmen, Organisationsmodelle zu definieren, die im Rahmen der nachfolgenden komparativen Analyse miteinander verglichen werden sollen (Abschnitt 2.1.2.2).
- Abschließend ist, unter Verwendung geeigneter (ökonomischer) Theorien eine komparative Analyse und, vor dem Hintergrund des unterstellten Zielsystems, eine Bewertung der Organisationsmodelle durchzuführen. Dieser Schritt wird in Abschnitt 2.1.2.3 erläutert.

Von besonderer Wichtigkeit für die gesamte Analyse ist das Zielsystem. Es ist nicht nur im Rahmen der komparativen Analyse zu berücksichtigen, sondern insbesondere auch bei den vorgelagert durchzuführenden Strukturierungsaufgaben.

2.1.2.1 Aufstellen des Untersuchungsrahmens

Als Voraussetzung für die Gestaltung des Untersuchungsrahmens ist zunächst das relevante Sektorwissen sowohl in technischer als auch institutioneller Hinsicht aufzuarbeiten. Diese beiden Aspekte werden in Abschnitt 2.1.2.1.1 behandelt. Darauf aufbauend wird in Abschnitt 2.1.2.1.2 erläutert, wie der Untersuchungsrahmen konstruiert werden kann bzw. wie sich die damit verbundenen Entscheidungen hierarchisieren lassen.

2.1.2.1.1 Vorarbeiten: Aufbau von Sektorwissen

2.1.2.1.1.1 Aufbau technischen Sektorwissens

Das im Rahmen der Untersuchung zu berücksichtigende „technische System“ spielt insbesondere in Infrastruktursektoren eine bedeutende Rolle, da technische (Grund-)Zusammenhänge einerseits mögliche technische und auch institutionelle Ausgestaltungen einschränken und andererseits in einem Sektor (und häufig auch in einem Land) bestehende technische Strukturen letztlich die Kosten für die Veränderung dieser Strukturen determinieren. Während ein eingehendes Verständnis des technischen Status quo für die allermeisten Untersuchungen unumgänglich sein dürfte, hängt die erforderliche Tiefe technischen Detailwissens stark vom Fokus der Untersuchung ab. Bei in die Zukunft gerichteten technischen (Grundsatz-)Entscheidungen dürfte etwa Wissen über zu erwartende Entwicklungspfade von Technologien bedeutsam sein. Bei der Analyse planerischer Entscheidungen zur Vorbereitung von Investitionsentscheidungen in Übertragungsnetze ist zudem ein detailliertes Verständnis über die zu Grunde liegenden technischen Zusammenhänge von Relevanz. Wenn jedoch die Analyse nur zum Ziel hat, Beziehungen zwischen Akteuren und einem als gegeben angenommenen technischen System zu untersuchen, dann können technische Detailanalysen ggf. unterbleiben. Die Repräsentation des technischen Systems kann sich in solchen Fällen auf die im Status quo beobachtbaren Aggregate (z. B. Geräte, Prozesse und sie verbindende Schnittstellen) konzentrieren.

Bedeutsam an diesen Feststellungen ist, dass das erforderliche Wissen in der Regel die Expertise von Ökonomen übersteigt und insofern eine disziplinenübergreifende Zusammenarbeit mit entsprechenden Wissensträgern/Fachleuten sinnvoll ist.

2.1.2.1.1.2 Institutionelles Sektorwissen sowie der institutionelle Rahmen der Untersuchung

Analog zum Aufbau technischen Sektorwissens bildet die Kenntnis institutioneller Strukturen (d. h. hinsichtlich der Regeln, Akteure etc.) eine wichtige Voraussetzung für die Untersuchung.

Zunächst gilt auch hier, dass der institutionelle Status quo in einer ausreichenden Detailtiefe zu erfassen ist, denn dies ist der Ausgangspunkt für die Analyse. Der entscheidende Unterschied zum Aufbau technischen Sektorwissens ist jedoch, dass universelle technisch-physikalische (z. B. elektrotechnische) Zusammenhänge, wie sie im technischen System gelten, keine Entsprechung auf Seiten der institutionellen Strukturen haben. Vielmehr lassen sich institutionelle Strukturen häufig nur auf Grund spezifischer historischer Rahmenbedingungen erklären. Daher spielt die Analyse dieser Entwicklungen eine wichtige Rolle, um Faktoren zu identifizieren, die in der Vergangenheit prägend für die Herausbildung bestimmter institutioneller Strukturen waren, und auch um herauszufinden, inwiefern diese Einfluss auf die Veränderbarkeit gegenwärtiger institutioneller Strukturen haben. Dabei ist hervorzuheben, dass diese Entwicklungen oftmals nur im speziellen Kontext einzelner Länder bzw. Sektoren verstanden werden können. Nichtsdestoweniger kann eine vergleichende Aufarbeitung von Entwicklungen in anderen Ländern/Sektoren einen bedeutenden Mehrwert für die Analyse darstellen.

Allgemein stellt sich häufig heraus, dass institutionelle Strukturen ein gewisses Beharrungsvermögen aufweisen, was darauf hindeutet, dass Pfadabhängigkeiten in der Genese institutioneller Strukturen eine gewisse Rolle spielen.¹³ Weiterhin zeigt sich regelmäßig, dass technologische Faktoren häufig Einfluss auf die Ausprägung institutioneller Strukturen genommen haben.¹⁴ Im Zusammenhang mit der vorgenannten Trägheit institutioneller Strukturen kann dies dazu führen, dass Institutionen die sie (maßgeblich) bedingende Technologie überleben.¹⁵

Neben der sorgfältigen Aufarbeitung des institutionellen Status quo und auch seiner (historischen, kontextspezifischen) Erklärung ist in diesem Schritt der für die Untersuchung relevante institutionelle Rahmen festzulegen. Dies sind übergeordnete Regeln bzw. Regelstrukturen, die als unveränderlich angesehen werden und wesentlich die Möglichkeiten zum Entwurf von Organisationsmodellen begrenzen. Somit gehen mit den entsprechenden Entscheidungen, was als unveränderlich angesehen wird und was nicht, umfangreiche Vorfestlegungen in Bezug auf die möglichen Untersuchungsergebnisse einher. Daher sind diese Festlegungen im Sinne der in Abschnitt 2.1.1 erörterten Wertfreiheitsforderung sorgfältig darzulegen.

¹³ Vgl. z. B. David (1994), Mayntz (2009) oder auch grundsätzlicher DiMaggio/Powell (1983).

¹⁴ Vgl. z. B. für die Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in (Südwest-)Deutschland Stier (1999).

¹⁵ Ein bekanntes Beispiel für technologische Ursachen von Pfadabhängigkeiten institutioneller Entwicklungen findet sich für den Fall des Layouts von Schreibmaschinentastaturen bei David (1985): Das etablierte QWERTY/Z-Tastaturlayout ist in Bezug auf die mögliche Schreibgeschwindigkeit anderen Layouts unterlegen. In der Anfangszeit der Nutzung von Schreibmaschinen musste jedoch die Schreibgeschwindigkeit aus technischen Gründen begrenzt werden, da sonst mechanische Probleme aufgetreten wären. Diese technischen Probleme konnten über die Zeit behoben werden, das QWERTY/Z-Layout blieb jedoch etabliert.

2.1.2.1.2 Die strukturierenden Elemente des Untersuchungsrahmens

Der Untersuchungsrahmen sieht eine hierarchische Unterteilung in ein *Sektor-*, *Entscheidungs-* und *Rollenmodell* vor. Diese Unterteilung hat den Zweck, die Entscheidungen, die letztlich zur Ausgestaltung eines Organisationsmodells wesentlich beitragen, zu strukturieren. Dies ist nicht nur eine Arbeitshilfe für die Durchführung der Untersuchung, sondern soll auch dazu beitragen, die Nachvollziehbarkeit der getroffenen Annahmen zu erleichtern.

Zunächst stellt das *Sektormodell* das technische System so dar, wie es im Rahmen des Entwurfs des Organisationsmodells berücksichtigt werden soll. Das kann bedeuten, dass etwa ein bestimmtes, ggf. noch nicht realisiertes technisches System unterstellt wird, aber auch, dass vielfältige Entwicklungsentscheidungen in Bezug auf das technische System offenbleiben und nur durch die gewählten Rahmenannahmen determiniert werden.

Aus dieser Repräsentation lassen sich auf der nächsthöheren Stufe Aufgaben bzw. Entscheidungen ableiten. Diese sind dann in ein *Entscheidungsmodell* aufzunehmen, wenn sie im Rahmen der zu entwerfenden Organisationsmodelle berücksichtigt werden sollen; d. h., dass Entscheidungen, die keine relevanten Auswirkungen haben oder in sehr großem Umfang von anderen Entscheidungen abhängen (weil sie sich durch diese ergeben), nicht in das Entscheidungsmodell aufgenommen werden. Besondere Berücksichtigung müssen in diesem Kontext Interdependenzen zwischen Entscheidungen finden. Die höchste Aggregationsebene (unterhalb des Organisationsmodells) ist das *Rollenmodell*, welches Entscheidungen bündelt und hierbei insbesondere die in den vorangehenden Modellen identifizierten Interdependenzen zwischen Entscheidungen berücksichtigt. Zwischen zwei oder mehreren Entscheidungen bestehende Interdependenzen begründen Koordinationsbereiche, deren Eigenschaften bei der Bündelung von Entscheidungen zu Rollen zu beachten sind.

2.1.2.2 Entwurf von Organisationsmodellen

Basierend auf den (strukturierenden) Elementen des Untersuchungsrahmens lassen sich nun Organisationsmodelle konstruieren. Setzt man die im vorangegangenen Abschnitt eingeführte hierarchische Gliederung streng fort, stellen diese im Prinzip nur noch eine Zuordnung von Akteuren, die mit bestimmten Zielsystemen und Ressourcen ausgestattet sind, zu Rollen dar. Darüber hinaus können einzelne Organisationsmodelle noch weitere, spezifische Regelungen umfassen.

Es muss jedoch erwähnt werden, dass verschiedene Organisationsmodelle derselben Untersuchung auch auf unterschiedlichen Sektor-, Entscheidungs- und Rollenmodellen basieren können. Das bedeutet, dass im Rahmen einer Untersuchung auch unterschiedliche Entscheidungs- bzw. Rollenmodelle Grundlage für die letztlich miteinander zu vergleichenden Organisationsmodelle sein können. Konkret können z. B. umfangreiche Weiterentwicklungen oder Änderungen am technischen System vorgenommen werden.

Die bis hierhin dargestellte Strukturierung der Konstruktion von Organisationsmodellen stellt keinen Algorithmus dar; vielmehr sind auf jeder (gedanklichen) Stufe des Entwurfs Abwägungsentscheidungen zu treffen, in denen Ergebnisse der komparativen Analyse zu antizipieren bzw. die nach der Durchführung der Analyse anzupassen sind.

2.1.2.3 Komparative Analyse und Bewertung von Organisationsmodellen

Die komparative Analyse von Organisationsmodellen auf Basis ökonomischer Theorien lässt sich unterteilen in Analysen, die sich auf die Situation **nach** und **vor/während** Etablierung des Organisationsmodells beziehen. Diese sollen in der vorliegenden Arbeit als „Ex-post-“ bzw. „Ex-ante-Analysen“ bezeichnet werden.¹⁶ Im Rahmen von Ex-post-Analysen werden Organisationsmodelle während ihrer Nutzung betrachtet, wohingegen im Rahmen der Ex-ante-Analysen Fragen des Designs, der politischen Durchsetzung (sofern relevant) und ihrer (operativen) Implementierung betrachtet werden.

Bei beiden Arten von Analysen sind entsprechende ökonomische Theorien anzuwenden. Die für die vorliegende Arbeit relevanten Theorien werden in Abschnitt 2.2 eingeführt. Da die Theorien zur Prognose von Wirkungen von Organisationsmodellen verwendet werden, sind die bereits erwähnten Einschränkungen¹⁷ zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass komplexe Analysen, bei denen verschiedene Wirkungen unter Anwendung verschiedener Theorien untersucht werden, eine entsprechende Sorgfalt bei der Auswahl von Theorien und den zu analysierenden Wirkungen erfordern. Weiterhin kann bei den Analysen nicht immer auf ökonomische Theorien zurückgegriffen werden, sondern es ist in vielen Fällen juristische und technische Expertise zur Beurteilung der entsprechenden Wirkungen relevant.

2.1.2.3.1 Ex-post-Analysen

Im Rahmen der Ex-post-Analysen werden die Wirkungen von Organisationsmodellen während ihrer Nutzung analysiert; im Fokus institutionenökonomischer Analysen stehen dabei in der Regel Produktions- und Transaktionskosten aber auch weitere Auswirkungen, die vor dem Hintergrund des Zielsystems einzuordnen sind.

Beispiele hierfür sind etwa Produktionskosten, die sich aus den im jeweiligen Organisationsmodell ergebenden technisch-systemischen Entscheidungen ergeben. Weitere Beispiele sind Transaktionskosten, etwa für die Aufrechterhaltung gewisser institutioneller Regeln, auch im Sinne von Friktionen und daraus resultierenden Kosten.

2.1.2.3.2 Ex-ante-Analysen

Organisationsmodelle, die aus Sicht der Ex-post-Analysen vorteilhaft erscheinen, sind zusätzlich – mit Blick auf das gewählte Zielsystem – auf die mit ihnen verbundenen Wirkungen bzw. insbesondere Produktions- und Transaktionskosten im Zuge ihrer Etablierung zu analysieren. Hierbei sind im Einzelnen zu berücksichtigen:

- Kosten des Designs der institutionellen Lösungen,
- Kosten/Implikationen der politischen Durchsetzung sowie
- Kosten der Implementierung.

¹⁶ Diese Unterteilung erfolgt in gewisser Anlehnung an Williamson (1990, S. 22 ff.), der insbesondere den Anfall von Transaktionskosten in analoger Weise einteilt. Vgl. hierzu auch Abschnitt 2.2.1.2.

¹⁷ Vgl. Abschnitt 2.1.1.

Die Kosten des Designs der institutionellen Lösungen sind zu einem gewissen Teil schon im Rahmen der Analyse versunken und können in diesem Umfang für die Abwägung keine Rolle mehr spielen. Daher muss im Rahmen der komparativen Analyse der Schwerpunkt in der Untersuchung noch zukünftig anfallender Designkosten liegen, die sich aus der Klärung ggf. recht detaillierter Ausgestaltungsfragen ergeben.

Zum nächsten Punkt, den Kosten der politischen Durchsetzung, ist anzumerken, dass diese selbstverständlich nur dann eine Rolle spielen, wenn die Analyse aus Perspektive der Politikberatung vorgenommen wird. Dessen ungeachtet ergeben sich auch im Falle einer Analyse aus anderer Perspektive (z. B. aus Sicht einer Abteilung eines Unternehmens) analoge Fragestellungen. In der vorliegenden Arbeit, die zusätzlich zum rein gesamtgesellschaftlichen Kostenminimierungsziel auch eine politikberatende Perspektive einnimmt, ist hier insbesondere einzuordnen, auf welcher Normebene politische Entscheidungen zu verankern sind. Die mit der Normebene einhergehenden Mehrheitserfordernisse können erste Hinweise darauf liefern, mit welchen Kosten der politischen Entscheidungsfindung allgemein gerechnet werden kann.¹⁸ Im konkreten politischen Entscheidungsprozess spielen jedoch auch die tatsächlichen Mehrheitsverhältnisse und die Kalküle der beteiligten Politiker bzw. Politikergruppen in Verbindung mit den induzierten Verteilungswirkungen der fraglichen Entscheidung eine bedeutende Rolle. Verteilungswirkungen bestimmter politischer Entscheidungen lassen sich zwar (grob) abschätzen und ggf. in die Analyse mit einbeziehen, eine Einbeziehung von Voraussagen über das Agieren von Politikern ist jedoch für die Bewertung verschiedener (politischer) Handlungsoptionen sehr problematisch: Dann würden die Ergebnisse hinsichtlich zu verfolgender politischer Entscheidungen maßgeblich von Annahmen über das (zukünftige) Verhalten von Politikern abhängen. Beckers et al. (2014, S. 3) sprechen in diesem Zusammenhang auch von einem „Zirkelschlussproblem“.¹⁹

Bei Fragen der Implementierung sind insbesondere die Kosten des Aufbaus neuer Strukturen, etwa der Einrichtung neuer Organisationen, aber auch ggf. Kosten der anschließenden juristischen Überprüfung der neuen Organisationsmodelle zu berücksichtigen.

2.1.2.3.3 Anpassungsfähigkeit von Organisationsmodellen

Im Rahmen einer langfristigen Betrachtung kann über die genannten Ex-post- und Ex-ante-Analysen hinaus die Überlegung sinnvoll sein, inwiefern Organisationsmodelle an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden können, bzw. wie robust sich diese verhalten. Diese Überlegungen sind von gewisser Relevanz, da nicht nur die der Auswahl bestimmter Organisationsmodelle zu Grunde liegenden Prognosen grundsätzlich begrenzte Aussagekraft besitzen, sondern auch weil technologischer Fortschritt oder z. B. Wissensveränderungen bei Akteuren dazu führen können, dass andere Organisationsmodelle relativ gesehen vorteilhafter werden. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass Veränderungen am (übergeordneten) institutionellen Rahmen, Änderungen am gewählten Organisationsmodell erforderlich machen können.

¹⁸ Vgl. zu den Problemen und Kosten politischer Entscheidungsprozesse auch Abschnitt 2.2.3.1.1.

¹⁹ Vgl. dazu auch Klatt (2011, S. 97 f.).

Hierzu sind zwei Dinge anzumerken: Zunächst ist zu berücksichtigen, dass solche Analysen häufig nicht umfangreich vorweggenommen werden können – nicht nur, weil bestimmte Umweltentwicklungen nur schwer antizipierbar sind, sondern auch, weil die Prognosefähigkeit ökonomischer Theorien begrenzt ist. Darüber hinaus ist aber auf das Beharrungsvermögen institutioneller Strukturen zu verweisen, womit deutlich wird, dass Anpassungsfragen von Organisationsmodellen in der Regel nicht grundsätzlich vernachlässigt werden können.²⁰

2.1.3 Herausforderungen bei der Anwendung des Analyseansatzes

Wie bereits im Kontext der obigen Erläuterungen dargelegt, kann der Untersuchungsansatz nicht als abzuarbeitender Algorithmus verstanden werden, sondern stellt vielmehr eine gedankliche Strukturierungshilfe dar, da gerade bei komplexen Untersuchungen grundsätzlich viele (sinnvolle) Konstrukte denkbar sind, die Analyse aber gleichzeitig handhabbar bleiben muss. Daher lässt es sich nicht vermeiden, dass im Rahmen der Analyse Auswahlentscheidungen getroffen werden, die ihrerseits nicht umfassend begründbar sind.²¹ Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Analysen mit zunehmendem Umfang an Schärfe verlieren können; so ist etwa davon auszugehen, dass z. B. in Bezug auf langfristige Entwicklungen bzw. Anpassungsaspekte tendenziell nur allgemeinere Aussagen möglich sind als hinsichtlich einzelner Fragen der Ex-post-Analysen.

2.2 Ausgewählte theoretische Grundlagen

Im Hinblick auf die in dieser Arbeit durchzuführenden Untersuchungen werden in den folgenden vier Abschnitten die notwendigen theoretischen Grundlagen aufgearbeitet. Zu Beginn steht in Abschnitt 2.2.1 die Neue Institutionenökonomik, die die allgemeine theoretische Grundlage der Arbeit darstellt. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 2.2.2 Gestaltungsoptionen von Auftragsbeziehungen untersucht und ökonomisch eingeordnet. Der Spezialfall von Auftragsbeziehungen zwischen Politik und Verwaltung wird in Abschnitt 2.2.3 vertieft. In Abschnitt 2.2.4 wird untersucht, welche Ziele mit dem Einbezug gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung verfolgt werden können und welche Aspekte hierbei zu berücksichtigen sind.

2.2.1 Neue Institutionenökonomik

Zur Einführung in die Neue Institutionenökonomik wird zunächst in Abschnitt 2.2.1.1 auf ihre Genese eingegangen. Zwei zentrale Theoriezweige, die eine bedeutende Rolle im Rahmen der Neuen Institutionenökonomik spielen, sind die Transaktionskosten- und die Prinzipal-Agent-Theorie, welche in den Abschnitten 2.2.1.2 respektive 2.2.1.3 vorgestellt werden. Abschließend erfolgt in Abschnitt 2.2.1.4 eine Gegenüberstellung von Transaktionskosten- und Prinzipal-Agent-Theorie sowie eine kurze Erläuterung der Anwendungsperspektiven der Neuen Institutionenökonomik.

2.2.1.1 Entwicklung und Einordnung der Neuen Institutionenökonomik

Der Begriff der „Neuen Institutionenökonomik“ wurde von Williamson (1975, S. 1 ff.) geprägt. Konkret wird hier unter „neuer“ Institutionenökonomik die ökonomische Analyse institutioneller Strukturen

²⁰ Vgl. hierzu Shepsle (1989).

²¹ Dies steht im Einklang mit den in Abschnitt 2.1.1.2 diskutierten „Spezifika der Sozialwissenschaften“.

verstanden. Mit Institutionen sind ganz allgemein formelle und informelle Regeln gemeint, die ökonomische, politische und soziale Interaktionen zwischen Individuen strukturieren.²² Historisch entwickelte sich die Neue Institutionenökonomik (im Folgenden auch als „NIÖ“ abgekürzt) jedoch stark von der Perspektive der ökonomischen Erklärung von Unternehmen her. Als wegweisend wird in diesem Zusammenhang der Aufsatz von Coase „The Nature of the Firm“ (1937) betrachtet, der sich dieser Frage widmet. Das Argument von Coase ist, dass sowohl die Nutzung von Märkten als auch die Organisation von Unternehmen Kosten verursachen und sich letztlich auf Grund dieser Kostenstrukturen die kostengünstigste Gesamtlösung herausbilde. Allerdings ist Coase vorzuwerfen, dass er diese Kosten nur grob charakterisiert hat, ohne dass klar wäre, wie diese in einer konkreten Untersuchung analysiert werden könnten. Daher ist der (empirische) Gehalt (vgl. Abschnitt 2.1.1.1) der von ihm vertretenen Theorie als begrenzt einzuordnen: Kritiker warfen ihm insbesondere vor, dass er im Grunde lediglich behaupte, dass Unternehmen dann gegenüber einem marktbasierten Austausch im Vorteil seien, wenn so geringere Kosten erreicht werden könnten.²³

Diese Kritik ist jedoch als etwas zu radikal einzuordnen. Coase hat durchaus Überlegungen, insbesondere zu begrenzter Rationalität und Transaktionskosten skizziert, die später erfolgreich weiterentwickelt wurden.²⁴

Das Verdienst von Coase ist somit erstens darin zu sehen, dass er die Frage nach der Existenz von Unternehmen zu einer ökonomischen Frage erklärt hat und zweitens Ansätze entwickelt hat, die zwar die Existenz von Unternehmen nicht befriedigend erklären, aber wesentliche Bestandteile der späteren Weiterentwicklungen waren. Ausgehend von der Frage nach einer ökonomischen Erklärung des Unternehmens fand die Weiterentwicklung zur NIÖ insbesondere im Rahmen der Transaktionskostentheorie und Prinzipal-Agent-Theorie statt. Im Laufe dieser Entwicklung wurde jedoch klar, dass die Frage nach „dem Unternehmen“ nicht zielführend ist, sondern vielmehr die Analyse konkreter Institutionen (etwa den expliziten und impliziten Regelungen, die ein bestimmtes Unternehmen konstituieren) im Kern der Theorieentwicklung stehen muss. Diese Erweiterung hat schließlich dazu geführt, dass die Theorien der NIÖ dazu geeignet sind, institutionelle Fragen in verschiedenen Kontexten ökonomisch zu analysieren, etwa auch im Bereich der politischen Ökonomik oder der ökonomischen Analyse des Rechts.²⁵ Die Detailliertheit der Analyse führt ferner dazu, dass vergleichsweise realitätsnahe Untersuchungen durchgeführt werden können, die meist mit stärker stilisierten, an Marginalbedingungen orientierten ökonomischen Modellen nicht geleistet werden können.²⁶ Damit geht auch einher, dass in der Regel ein komparativer Untersuchungsansatz (vgl. Abschnitt 2.1.2) zum Einsatz kommt, bei dem diskrete institutionelle Alternativen miteinander verglichen werden. Dies steht im Kontrast zu Ansätzen, die stärker an einer „Optimalität“ im Sinne

²² Vgl. North (1991, S. 97).

²³ Diese Kritik wurde unter anderem von Williamson (1975, S. 3 f.) und Demsetz (1988, S. 147) geäußert.

²⁴ Vgl. Williamson (1975, S. 3 f.).

²⁵ Vgl. Klein (2000, S. 458).

²⁶ Vgl. z. B. Ostrom/Schröder/Wynne (1993).

eines kontinuierlichen Lösungsraums orientiert sind, welcher in vielen Fällen keine realistische Abbildung der tatsächlichen Handlungsmöglichkeiten darstellt.²⁷

In den folgenden beiden Abschnitten werden zwei zentrale und für diese Arbeit relevante Theorien der NIÖ, die Transaktionskostentheorie und die Prinzipal-Agent-Theorie, vorgestellt und erläutert.

2.2.1.2 Transaktionskostentheorie

Die Transaktionskostentheorie, deren Entwicklung sich umfangreich Oliver Williamson gewidmet hat, beruht auf der Analyse einzelner Transaktionen.²⁸ Transaktionen sind die konkreten Austausch von Leistungen bzw. Gütern zwischen Akteuren. Die Idee der Transaktionskostentheorie besteht darin, dass die institutionelle Struktur, die den Rahmen für die Abwicklung von Transaktionen vorgibt, einen Einfluss darauf hat, welche Kosten für die Durchführung der Transaktion anfallen. Durch die Bestimmung dieser Transaktionskosten können somit bestehende bzw. beobachtbare institutionelle Lösungen erklärt und prognostische Empfehlungen hinsichtlich der (kostenminimalen) Ausgestaltung von institutionellen Lösungen für bestimmte Transaktionen gegeben werden.²⁹ Die explizite Berücksichtigung von Transaktionskosten stellte, insbesondere zur Zeit der Entstehung der Transaktionskostentheorie, eine Neuerung dar. Williamson (1990, S. 21) schreibt hierzu, dass zwar jedem Ökonomen die Existenz von institutionell bedingten Friktionen bekannt sei, diese aber dennoch in der ökonomischen Analyse häufig ausgeklammert worden seien und zudem Institutionen generell als exogen gegeben betrachtet worden seien. Weiterhin hebt Williamson hervor, dass die Transaktionskosten von den in der neoklassischen Analyse hauptsächlich betrachteten Produktionskosten zu trennen seien. Der Begriff der Transaktionskosten wurde jedoch nicht erst durch Williamson eingeführt. So spricht etwa bereits Arrow (1969) von Transaktionskosten als Kosten des „Betriebs des Wirtschaftssystems“. Diese Auffassung lässt auch die Coase'sche Deutung von Transaktionskosten als Kosten zur Benutzung des Marktes bzw. als Kosten, die bei der Organisation von Unternehmen anfallen zu, wobei Coase diesen Ausdruck in seinem Aufsatz von 1937 noch nicht verwendet hat.³⁰

Um Aussagen hinsichtlich der Transaktionskosten bestimmter institutioneller Lösungen machen zu können, muss die Transaktionskostentheorie die angesprochenen Friktionen erklären. Sie unterstellt hierzu bestimmte *Verhaltensannahmen* und betrachtet besondere *Transaktionseigenschaften*.

Die *Verhaltensannahmen* der Transaktionskostentheorie sind *begrenzte Rationalität* und *Opportunismus*. *Begrenzte Rationalität* bedeutet, dass Individuen zwar „intendiert rational“ (Simon) handeln, aber auf Grund kognitiver Beschränkungen nur begrenzt dazu in der Lage sind.³¹ Dies bedeutet, dass Verträge, die immer mit der Absicht geschlossen werden, dass sie in der Zukunft wirksam sind, unvollständig sind: Die begrenzte Rationalität der Akteure, die den Vertrag entwerfen, führt zwingend dazu, dass nicht alle möglichen zukünftigen Umweltzustände berücksichtigt werden

²⁷ Vgl. Klein (2000, S. 457 f.).

²⁸ Vgl. Richter/Furubotn (1996, S. 182).

²⁹ Vgl. Williamson (1990, S. 22).

³⁰ Vgl. Coase (1937) und Abschnitt 2.2.1.1.

³¹ Vgl. hierzu Simon (1955, 1957, S. 196 ff.).

können. Eine damit in Zusammenhang stehende weitere Konsequenz ist, dass der Versuch eines (relativ) vollständigeren Vertrages dazu führt, dass die Kosten des Vertragsentwurfs steigen, da die Fähigkeiten zur Reduktion – eine Überwindung ist unmöglich! – begrenzter Rationalität knapp sind.³²

Am Beispiel des Entwurfs eines Vertrags unter der Nebenbedingung begrenzter Rationalität wird auch deutlich, dass das Konzept begrenzter Rationalität zu unterscheiden ist von dem in der (neoklassischen) Ökonomik verbreiteten Ansatz unvollständiger Informationen: Während man in letzterem Fall nur über die zukünftige Realisierung einer grundsätzlich bekannten Einflussgröße im Unklaren ist und somit grundsätzlich eine diesbezügliche Klausel vereinbaren könnte, ist dies nicht der Fall, wenn Existenz und grundsätzliche Auswirkungen einer solchen Einflussgröße unbekannt sind.³³

Unter *Opportunismus* wird verstanden, dass Akteure ihren eigenen Vorteil auch unter Umgehung von Vereinbarungen zu erreichen suchen, etwa durch das Ausnutzen aber auch durch das Herstellen von Informationsasymmetrien. Ein weiteres Beispiel für Opportunismus sind offene Vertragsbrüche in dem Wissen, dass diese (insbesondere aus institutionellen Gründen) nicht geahndet werden können.³⁴

Die vorgenannten Verhaltensannahmen allein sind jedoch nicht ausreichend, um zu erklären, mit welchen Transaktionskosten bei welchen Transaktionen zu rechnen ist. Hierzu sind zusätzlich die Eigenschaften der Transaktion zu analysieren. Williamson (1988, 1990) teilt diese in *Spezifität*, *Unsicherheit* und *Häufigkeit* ein. Unter *Spezifität* versteht Williamson die Begründung eines Abhängigkeits- bzw. Machtverhältnisses im Rahmen der Durchführung der Transaktion. Konkret heißt dies, dass ein Akteur A eine Investition tätigt, die nur im Rahmen einer Austauschbeziehung zu genau einem anderen Akteur B einen hohen ökonomischen Wert hat und außerhalb dieser Beziehung nur einen deutlich niedrigeren Wert. Sie ist somit *Beziehungs-spezifisch*. Dies schließt auch die Option des Rückgängigmachens ein: Die Investition ist zwangsläufig zu einem gewissen Grad irreversibel. Im Ergebnis ist der Akteur A in einem entsprechenden Ausmaß darauf angewiesen, dass die Beziehung zu B zu akzeptablen Bedingungen bestehen bleibt. Die resultierende Abhängigkeit kann so stark sein, dass die Transaktion überhaupt erst dann stattfindet, wenn eine institutionelle Lösung gefunden wird, die zu einer Absicherung dieser spezifischen Investition führt, ihrerseits aber grundsätzlich auch mit Transaktionskosten einhergeht. Allgemeine Beispiele für spezifische Investitionen sind etwa der Aufbau von sehr speziellem Wissen bzw. speziellen Fähigkeiten bei Personen und Unternehmen, die Konstruktion von Spezialmaschinen oder die Errichtung ortsfester Anlagen, die auf Grund ihrer Ortsfestigkeit nur sinnvoll einem speziellen Zweck dienen können, wie z. B. der Bau eines Observatoriums in der Wüste.

Die Spezifität von Investitionen im Rahmen einer Transaktion kann insbesondere dann zum Problem werden, wenn der (auf Grund begrenzter Rationalität) generell unvollständige Vertrag zwischen den beteiligten Akteuren in Verbindung mit einer hinreichend hohen *Unsicherheit* dazu führt, dass opportunistisches Verhalten nicht in einem befriedigendem Umfang verhindert werden kann. Die sich dann ergebende Gefahr einer missbräuchlichen Ausnutzung des Abhängigkeitsverhältnisses (auch als

³² Vgl. zum Konzept begrenzter Rationalität in der Transaktionskostentheorie Williamson (1990, S. 51 ff.).

³³ Zum Vergleich der Konzepte von begrenzter Rationalität und unvollständigen Informationen vgl. Williamson (1990, S. 52 f.) sowie Nelson/Winter (1982, S. 66 f.).

³⁴ Vgl. zur Diskussion einer opportunistischen Eigennutzorientierung Williamson (1990, S. 54 ff.).

„hold-up“³⁵ bezeichnet) kann in einem solchen Fall dazu führen, dass die Transaktion entweder überhaupt nicht zu Stande kommt oder, wenn sie zu Stande kommt, zu umfangreichen Kosten, etwa durch langwierige gerichtliche Auseinandersetzungen bzw. sonstige Nachverhandlungen oder durch eine Entwertung der spezifischen Investition, führt.

Somit lassen sich zwei Ausprägungen von Transaktionskosten unterscheiden: Unter (Ex-post-)Transaktionskosten lassen sich die gerade genannten Kosten subsumieren, die unmittelbar durch Probleme im Zusammenhang mit Spezifität, Unvollständigkeit der Verträge, Unsicherheit und Opportunismus *nach* Begründung des durch eine spezifische Investition bedingten Abhängigkeitsverhältnisses verursacht werden. Zu den (Ex-ante-)Transaktionskosten sind hingegen die Kosten zu zählen, die *vorher*, d. h. bei der Ausgestaltung von Verträgen und institutionellen Lösungen anfallen. Daraus folgt auch, dass die Ex-ante- und Ex-post-Transaktionskosten in einem gewissen Substitutionsverhältnis stehen, das aber in jedem Einzelfall gewissen Grenzen unterliegt.³⁶

Eine wichtige Einflussgröße auf dieses Substitutionsverhältnis ist die *Häufigkeit* der Transaktion. Je häufiger gewisse Ex-post-Transaktionskosten (zumindest im Erwartungswert) anfallen, desto höhere Ex-ante-Transaktionskosten sind für die Entwicklung einer institutionellen Lösung zur Reduktion der je Transaktion anfallenden Ex-post-Transaktionskosten zu rechtfertigen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Ausgestaltung von Institutionen bzw. die Wahl einer bestimmten institutionellen Lösung auch Auswirkungen auf die Produktionskosten haben kann, die sinnvollerweise grundsätzlich ebenso in die Analyse miteinzubeziehen sind.

Die bis hierhin erfolgte Darstellung der Transaktionskostentheorie erlaubt noch keine Aussagen darüber, wie institutionelle Lösungen zur Absicherung spezifischer Investitionen konkret aussehen können. Tatsächlich bestehen für unterschiedliche Anwendungsfälle spezielle Lösungsansätze, die sich nur schwer generalisieren lassen. Besonders hervorzuheben ist jedoch die Frage nach den Grenzen des Unternehmens, die auch schon Coase (1937) beschäftigt hat und die auch eines der zentralen Themen der Transaktionskostentheorie ist. Die wesentliche Überlegung im Kontext der Transaktionskostentheorie ist, dass die dort sog. vertikale Integration, die von Williamson auch als „Hierarchie“ bezeichnet wird, eine Umgebung darstellt, in der die oben genannten Probleme unvollständiger Verträge in Verbindung mit Spezifität und Unsicherheit als generell geringer anzusehen sind.³⁷ Die Alternative hierzu sind über kurzfristige Märkte organisierte Austausche aber auch langfristige Vertragsbeziehungen, die als „Hybride“ bezeichnet werden. Dies führt auf die nachprüfbar Hypothese, dass das Vorliegen spezifischer Investitionen in Verbindung mit Kontrahierungsproblemen zur Folge hat, dass solche Investitionen eher durch den Nutzer selbst (d. h. vertikal integriert) vorgenommen werden, bzw. dass langfristige vertragliche Beziehungen gewählt werden, die ggf. auch so ausgestaltet sind, dass dort eine gegenseitige Abhängigkeit erzeugt wird, die die Ausübung von opportunistischem Verhalten wirksam reduziert. Den möglichen Vorteilen einer vertikalen Integration stehen jedoch auch Kosten gegenüber: Williamson (1990, S. 102 ff.) führt an, dass „bürokratische Verzerrungen“ (auf Grund von im Vergleich zu Marktlösungen schwächeren

³⁵ Vgl. Richter/Furubotn (1996, S. 93).

³⁶ Vgl. zur Diskussion von Ex-ante- und Ex-post-Transaktionskosten Williamson (1990, S. 22 ff.).

³⁷ Vgl. Williamson (1975, S. 253 ff.).

Effizianzanreizen), nicht realisierte Verbund- bzw. Skalenvorteile sowie Kosten der internen Organisation Ursachen dafür sind bzw. sein können, dass die „Hierarchie“ nicht die generell und grundsätzlich zu bevorzugende Organisationsform ist.

In der Tat existieren zu dieser Fragestellung zahlreiche empirische Untersuchungen, die starke Hinweise darauf liefern, dass sehr spezifische und somit schwer kontrahierbare Investitionen häufig innerhalb von Unternehmen durchgeführt werden.³⁸ Somit wird zwar nicht „das Unternehmen“ an und für sich erklärt, aber ein zentraler Beitrag zur Beantwortung der Frage geleistet, woraus sich die Grenzen eines Unternehmens unter anderem ergeben. Im Kontext des Unternehmens lassen sich jedoch zudem zahlreiche Hinweise darauf finden, dass die Anreizintensität – insbesondere in Hinsicht auf Anreize zum Missbrauch unvollständiger Verträge – geringer als in (marktbasierten) Vertragsbeziehungen ist.³⁹ Diese Beobachtung ist auch konsistent mit der Vermutung, dass Effizianzanreize innerhalb von Unternehmen geringer als in (entsprechend gut funktionierenden) Märkten sein könnten.

Dieses grob skizzierte Beispiel soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass die transaktionskostentheoretische Analyse von realen Institutionen häufig eine tiefe Auseinandersetzung mit den konkreten Details erfordert, die meist über eine Verwendung bereits erhobener Daten hinausreichen. Vielmehr ist es in vielen Fällen erforderlich, durch eigene und spezifische Feldforschung Informationen über den Untersuchungsgegenstand zu gewinnen. Williamson (1988, S. 66 ff.) bezeichnet dies als „mikroanalytischen“ Ansatz, Arrow (1987, S. 734) als „Nano-Ökonomie“ (in Zuspitzung der Mikroökonomie).

Insgesamt lässt sich jedoch festhalten, dass die Transaktionskostentheorie sich umfangreich bei der Anwendung auf verschiedene Probleme, auch jenseits der Frage nach den Grenzen des Unternehmens bewährt hat.⁴⁰

2.2.1.3 Prinzipal-Agent-Theorie

Die Prinzipal-Agent-Theorie analysiert Konstellationen, in denen ein Prinzipal einen Agenten mit der Durchführung einer bestimmten Aufgabe beauftragt. Dabei wird grundsätzlich angenommen, dass Prinzipal und Agent jeweils eigennutzmaximierend handeln. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass Informationsasymmetrien zwischen Prinzipal und Agent vorliegen. Dies führt dazu, dass in solchen Prinzipal-Agent-Beziehungen davon auszugehen ist, dass der Agent nicht bestmöglich im Interesse des Prinzipals handelt.⁴¹ Die institutionenökonomische Fragestellung besteht nun darin, welche Probleme in konkreten Prinzipal-Agent-Konstellationen vorliegen und welche institutionellen Strukturen geeignet sind, diese Probleme zu reduzieren.

Die Forschungsarbeiten zur Prinzipal-Agent-Theorie lassen sich mit Hinblick auf ihre methodischen und Anwendungs-Schwerpunkte nach Jensen/Meckling (1976) in zwei Strömungen einteilen: die sog. „normative“ und die „positive“ Prinzipal-Agent-Theorie. Diese beiden Zweige werden in den folgenden

³⁸ Vgl. Williamson (1990, S. 117 ff.)

³⁹ Vgl. Williamson (1990, S. 184 f.).

⁴⁰ Vgl. Economic Sciences Prize Committee (2009, S. 4).

⁴¹ Vgl. Jensen/Meckling (1976, S. 308) und Richter/Furubotn (1996, S. 163).

Abschnitten (2.2.1.3.1 und 2.2.1.3.2) vorgestellt. In Abschnitt 2.2.1.3.3 findet eine abschließende Diskussion statt.

2.2.1.3.1 Normative Prinzipal-Agent-Theorie

Im Rahmen der normativen Prinzipal-Agent-Theorie liegt der Fokus auf der Frage, inwiefern die Probleme eines Prinzipal-Agent-Verhältnisses mit Hilfe von Anreizverträgen reduziert werden können. Diese Anreizverträge sind so gestaltet, dass sie Regelungen enthalten, die Anreize zur Offenbarung privater Informationen bzw. zur Beeinflussung des Verhaltens des Agenten setzen.

Methodisch basiert die normative Prinzipal-Agent-Theorie auf einer mathematisch-formalen Abbildung der Anreizstrukturen, die sich durch bestimmte Annahmen zu Informationsasymmetrien, Unsicherheiten, Akteurscharakteristika etc. im Zusammenspiel mit der Formulierung bestimmter Elemente eines Anreizvertrages ergeben. Dieser Ansatz setzt daher grundsätzlich voraus, dass recht eindeutige Annahmen über die vorgenannten Einflussgrößen getroffen werden müssen und auch, dass die Verträge grundsätzlich vollständig sind.⁴²

Zwei zentrale Problemkategorien sind einerseits vorvertragliche Selektionsprobleme, die auch als Adverse Selektion bezeichnet werden, und andererseits nachvertragliche Überwachungsprobleme, die auch Moral Hazard genannt werden.⁴³ Bei Problemen Adverser Selektion geht es darum, dass ein Prinzipal schon vor Vertragsschluss (d.h. vor Beginn der Austauschbeziehung) durch den Agenten übervorteilt wird: Durch das absichtliche Vorenthalten von Informationen kann ein Agent den Prinzipal z. B. über die tatsächliche Qualität seiner Leistung in die Irre führen und so eine Informationsrente erzielen. Dies kann dazu führen, dass Anbieter höherer Qualität aus dem Markt gedrängt werden, wenn sie keine Möglichkeit haben, ihre höhere Qualität nachzuweisen. Bei Moral-Hazard-Problemen geht es darum, dass sich der Agent in einer bestehenden Austauschbeziehung vom Prinzipal unbemerkt eine Informationsrente zu dessen Lasten aneignen kann. Ein Beispiel hierfür ist etwa die Beauftragung eines Unternehmens mit der Erbringung einer Leistung, deren Gelingen umfangreich von exogenen technischen Risiken abhängt. Ist für den Prinzipal nicht unterscheidbar, ob eine Schlechtleistung durch den Agenten verschuldet ist oder durch die Realisierung exogener Risiken verursacht wurde, kann für den Agenten dann ein Anreiz zur Schlechtleistung bestehen, wenn er so etwa eine ihm zustehende Zahlung erhöhen kann.

Eine besonders relevante Annahme im Rahmen dieser Untersuchungen stellt die Annahme unterschiedlicher Risikoneigungen bzw. -tragfähigkeiten von Prinzipal und Agent dar. Diese Annahme führt dazu, dass die Kosten einer möglichen Schlechtleistung in vielen Fällen nicht vollständig dem Agenten zugeordnet werden können, da die damit einhergehenden Kosten der Risikotragung beim Agenten den Vorteil aus dem reduzierten Fehlanreiz überkompensieren würden.⁴⁴

Die der normativen Prinzipal-Agent-Theorie zuzurechnenden Arbeiten zeigen im Ergebnis hauptsächlich auf, dass abhängig von den vorliegenden Zielkonflikten, Informationsasymmetrien,

⁴² Williamson (1990, S. 33) kritisiert in diesem Zusammenhang die (normative) Prinzipal-Agent-Theorie für ihren „Rechtszentrismus“.

⁴³ Vgl. zur Adversen Selektion insbesondere Akerlof (1970) und zu Moral Hazard Spence/Zeckhauser (1971).

⁴⁴ Vgl. Bolton/Dewatripont (2005, S. 168 f.).

Unsicherheiten und Unterschieden in der Risikoneigung der Akteure zum Teil umfangreiche Probleme bestehen, deren Reduktion durch Gestaltung von Anreizverträgen mit Kosten einhergeht. Somit kann in der Regel nicht das erstbeste Ergebnis (d. h. die vollständige Abwesenheit von Prinzipal-Agent-Problemen) erreicht werden, sondern nur eine Verbesserung gegenüber einer Konstellation, in der kein bzw. ein schlechterer Anreizvertrag implementiert wurde.

Weiter ist zu erwähnen, dass die Literatur zur normativen Prinzipal-Agent-Theorie jenseits der skizzierten Konstellationen zahlreiche Erweiterungen beinhaltet, etwa die Analyse der wiederholten Vergabe von Verträgen, die Interaktion zwischen mehreren Agenten etc.⁴⁵

2.2.1.3.2 Positive Prinzipal-Agent-Theorie

Die formale Ausrichtung der normativen Prinzipal-Agent-Theorie und ihre Fokussierung auf die Gestaltung von Anreizverträgen bringen mit sich, dass sie ihre Aussagen auf relativ stark abstrahierte Ausgangssituationen bezieht und ihre Erklärungen bzw. Prognosen letztlich auf der Angabe von „Parametersätzen“ von (vollständigen) Anreizverträgen beruhen. Dem setzen Jensen/Meckling (1976) entgegen, dass zahlreiche reale Phänomene, die ebenfalls als Prinzipal-Agent-Beziehungen einzuordnen sind, durch diesen, von ihnen als „normativ“ bezeichneten Ansatz, nicht erklärt werden könnten. Sie begründen daher unter dem Namen der „positiven“ Prinzipal-Agent-Theorie eine Forschungsrichtung, die stärker darauf abzielt, real beobachtbare Prinzipal-Agent-Konstellationen und die sie begleitenden (diskreten) institutionellen Lösungen zu erklären. Dieser Ansatz steht mit seiner stärker empirisch fundierten Ausrichtung in deutlichem Kontrast zur normativen Prinzipal-Agent-Theorie.

Von ihrer Entwicklung her betrachtet, wurde die positive Prinzipal-Agent-Theorie primär mit Fokus auf Prinzipal-Agent-Beziehungen innerhalb von Unternehmen bzw. zwischen Unternehmen und ihren Eigentümern entwickelt – sie lässt sich insofern auch als Beitrag zur (Coase'schen) Theorie des Unternehmens verstehen. In ihrer grundlegenden Arbeit zur positiven Prinzipal-Agent-Theorie distanzieren sich Jensen/Meckling (1976, S. 310) von der vereinfachenden Auffassung des Unternehmens als der baren Abwesenheit von Markttransaktionen und betonen vielmehr, in Anlehnung an Alchian/Demsetz (1972), dass Unternehmen „rechtliche Fiktionen“ und letztlich ein Bündel von „Verträgen zwischen Individuen“ (engl. „nexus of contracts“) – und somit auch ein Bündel von Prinzipal-Agent-Beziehungen – darstellten. Diese Überlegung stellt damit einen Beitrag zur Weiterentwicklung von der Coase'schen Frage nach dem Wesen des Unternehmens zu einer umfassenderen Institutionenanalyse dar.

Um die komparative Analyse bestehender und möglicher institutioneller Alternativen im Rahmen der positiven Prinzipal-Agent-Theorie zu operationalisieren, definieren Jensen/Meckling (1976, S. 308 f.) *Vertretungskosten* („agency costs“), die die gesamten Kosten einer institutionellen Lösung von Prinzipal-Agent-Problemen im Vergleich mit einer theoretischen Situation umfassen, in der keine Prinzipal-Agent-Probleme vorliegen und deswegen auch keine institutionelle Lösung zu deren

⁴⁵ Vgl. Bolton/Dewatripont (2005, Kapitel 8, 9 und 10).

Reduktion nötig ist.⁴⁶ Die Vertretungskosten setzen sich zusammen aus (i) Monitoringkosten, (ii) Bonding-Kosten und dem (iii) Residualverlust. Mit Monitoringkosten sind Kosten gemeint, die dem Prinzipal zur Reduktion von Informationsasymmetrien im Rahmen der Prinzipal-Agent-Beziehung entstehen. So sind etwa Kosten entsprechender Informations- und Kontrollsysteme unter diesen Begriff zu fassen. Bonding-Kosten bezeichnen Kosten die beim Agenten anfallen, um Informationsasymmetrien zu reduzieren, etwa durch den Erwerb von Zertifizierungen oder den Aufbau einer besonderen Reputation. Unter den Residualverlust werden schließlich alle Kosten gefasst, die durch die verbleibenden Prinzipal-Agent-Probleme, d. h. die trotz der gewählten institutionellen Lösung weiterhin bestehenden Abweichungen des Handelns des Agenten von den Zielen des Prinzipals, anfallen.

Unter Verwendung dieses Ansatzes untersuchen Jensen/Meckling (1976) mit Blick auf Unternehmen etwa das vertretungskostenminimierende Verhältnis zwischen internem und externem Eigenkapital sowie Fremdkapital im Unternehmen und illustrieren, wie so die beobachtbaren Phänomene der von Fall zu Fall unterschiedlichen Aufteilung von Risikotragung und Mitentscheidungsrechten auf verschiedene Akteure als Ausdruck einer optimalen institutionellen Lösung interpretiert werden können. In weiteren, ebenfalls der positiven Prinzipal-Agent-Theorie zuzurechnenden Analysen untersuchen Fama/Jensen (1983a, 1983b) die Rolle von unternehmensinternen Entscheidungshierarchien und Überwachungssystemen, die insbesondere bei einer weiten Verteilung von Wissen bzw. Fähigkeiten auf viele verschiedene Akteure innerhalb des Unternehmens eine Rolle spielen. Ihr Ergebnis ist, dass in Situationen, in denen die relevanten Fähigkeiten auf eine oder wenige Personen vereint sind, diese häufig auch die direkten Risikoträger ihrer Entscheidungen sind und somit die Rolle von externen Eigenkapitalgebern begrenzt sei. Wenn jedoch bereits unternehmensintern auf Grund der weiten Verteilung der verschiedenen erforderlichen Fähigkeiten auf viele unterschiedliche Akteure entsprechende hierarchische Kontroll- und Überwachungssysteme erforderlich würden, dann führe dies auch dazu, dass „wichtige“ Entscheidungen identifiziert und durch einen Vorstand („Board“) sinnvoll gesteuert werden könnten. Auf diesem Wege, so argumentieren Fama/Jensen, könne auch die Gefahr der Enteignung von externen Eigenkapitalgebern wirksam eingedämmt werden: Einerseits würden „wichtige“ Entscheidungen beobachtbar gemacht und andererseits sei durch die hierarchischen Kontroll- und Überwachungssysteme im Unternehmen bei gleichzeitiger Verteilung der relevanten Fähigkeiten auf viele Akteure die Gefahr einer Kollusion gegenüber ihren Prinzipalen reduziert. In den vorgenannten Untersuchungen wird jedoch – analog zu den Ergebnissen der normativen Prinzipal-Agent-Theorie – deutlich, dass in der Regel positive Vertretungskosten vorliegen, d. h. dass Prinzipal-Agent-Probleme sich im Allgemeinen nicht vollständig bzw. nicht kostenlos lösen lassen.

An diesen Beispielen wird aber auch klar, dass die positive Prinzipal-Agent-Theorie einen erheblichen Beitrag zum Verständnis möglicher Lösungen von Prinzipal-Agent-Problemen leistet: Durch die Bezugnahme auf konkret beobachtbare Organisationsstrukturen, wie z. B. Überwachungs- und

⁴⁶ Das Konzept der Vertretungskosten der positiven Prinzipal-Agent-Theorie weist eine gewisse Nähe zu den Transaktionskosten der Transaktionskostentheorie auf, vgl. hierzu etwa Williamson (1990, S. 24).

Kontrollsysteme innerhalb von Unternehmen, die im Rahmen des normativen Ansatzes eher keine Rolle spielen, reichert sie die Prinzipal-Agent-Theorie bedeutend an.

2.2.1.3.3 Diskussion

Die ökonomische Motivation beider „Strömungen“ der Prinzipal-Agent-Theorie ist, dass die Kooperation zwischen verschiedenen Akteuren wirtschaftliche Vorteile birgt, die jedoch in der Regel mit „Kontrahierungsproblemen“ in dem Sinne einhergehen, dass die Reduzierung von Fehlanreizen bzw. die Einschränkung opportunistischer Spielräume mit Kosten verbunden ist bzw. dass die „erstbeste“ Lösung (völlige Abwesenheit von Prinzipal-Agent-Problemen) unerreichbar ist. Die normative und positive Prinzipal-Agent-Theorie untersuchen diese Fragestellungen mit unterschiedlichen Ansätzen: Im Rahmen der normativen Prinzipal-Agent-Theorie steht insbesondere die Illustration (stilisierter) Prinzipal-Agent-Probleme im Vordergrund, wobei auf die Gestaltung von Anreizverträgen zurückgegriffen wird. Bei der positiven Prinzipal-Agent-Theorie liegt der Schwerpunkt hingegen auf der konkreten Verknüpfung von Prinzipal-Agent-Problemen mit beobachtbaren Konstellationen, etwa hierarchischen Management-Systemen innerhalb von Unternehmen, die die Kontrolle „wichtiger“ Entscheidungen ermöglichen. Von der Warte eines empirisch-erklärenden Ansatzes mag einwendbar sein, dass die normative Prinzipal-Agent-Theorie praktisch nur geringe Bedeutung habe, insbesondere da die „normative“ Gestaltung von Anreizverträgen mit Hilfe von formal-abstrakten Modellen nur selten eine besondere Bedeutung zur Formulierung von realen Verträgen gehabt haben dürfte.⁴⁷ Dies lässt sich kaum bestreiten – es ist aber anzumerken, dass die auf formalen Modellen basierenden Analysen zur Prinzipal-Agent-Theorie sehr wohl dazu beigetragen haben dürften, Wirkungszusammenhänge zu illustrieren und die Implikationen gewisser Konstellationen deutlich herauszuarbeiten. Insofern lassen sich die Erkenntnisse sowohl der normativen als auch der positiven Prinzipal-Agent-Theorie durchaus und über weite Strecken als nicht-konkurrierend, sondern komplementär zueinander auffassen.⁴⁸ Im Folgenden soll daher grundsätzlich von der Prinzipal-Agent-Theorie die Rede sein.

Zu betonen ist weiterhin, dass die sich aus der Prinzipal-Agent-Theorie ergebenden Implikationen auch im Bereich der Organisationstheorie, die sich ebenfalls mit der ökonomischen Analyse institutioneller Strukturen – jedoch meist auf der Ebene von Unternehmen beschränkt – befasst, umfangreich Verwendung gefunden haben. Eisenhardt (1989) betont in diesem Zusammenhang die Unterscheidung zwischen ergebnis- und verhaltensbasierten Verträgen – und greift dabei sowohl auf die normative als auch die positive Ausrichtung der Prinzipal-Agent-Theorie zurück. Dabei beschreiben ergebnisbasierte Verträge solche, bei denen ex ante die zu erbringende Aufgabe definiert wird und somit grundsätzlich keine Nachsteuerungsmöglichkeiten bestehen. Mit verhaltensbasierten Verträgen ist gemeint, dass das Verhalten des Agenten durch den Prinzipal auch nach Vertragsschluss korrigiert werden kann. Bei verhaltensbasierten Lösungen werden Prinzipal-Agent-Probleme eher durch den Aufbau von Überwachungs- und Kontrollsystemen reduziert, während diese Probleme bei ergebnisorientierten Verträgen eher durch die verstärkte Risikotragung des Agenten

⁴⁷ Vgl. Arrow (1985, S. 48 ff.).

⁴⁸ Vgl. für diese Auffassung auch Eisenhardt (1989, S. 60).

reduziert werden. Die den jeweiligen Reduktionen des Prinzipal-Agent-Problems gegenüberstehenden Kosten sind somit – in einer ersten Näherung – die Kosten der Etablierung und des Betriebs von Überwachungs- und Kontrollsystemen auf Seiten des Prinzipals einerseits und die Kosten der Risikoübernahme auf Seiten des Agenten andererseits. Weiterhin weist Eisenhardt aber auch darauf hin, dass auch die Messbarkeit des Ergebnisses zum einen und die Steuerbarkeit („programmability“) der Leistungserstellung zum anderen einen bedeutenden Einfluss auf die Wahl der jeweiligen Alternative haben dürfte.

2.2.1.4 Verhältnis zwischen Transaktionskostentheorie und Prinzipal-Agent-Theorie und Ausblick auf Anwendungen der Neuen Institutionenökonomik

Sowohl die Transaktionskosten- als auch die Prinzipal-Agent-Theorie beschäftigen sich mit Kontrahierungsproblemen. Dabei stehen jedoch unterschiedliche Aspekte im Vordergrund: Im Rahmen der Transaktionskostentheorie steht die Analyse von Problemen im Zentrum, die durch spezifische Investitionen, durch (auf Grund von begrenzter Rationalität und Unsicherheit) unvollständige Verträge und durch opportunistisches Verhalten bedingt sind. Der Schwerpunkt zahlreicher der Transaktionskostentheorie zuzurechnenden Analysen liegt dabei auf der vergleichenden Bewertung von einer markt- bzw. vertragsbasierten Organisation des Austauschs einerseits und der vertikalen Integration (in ein Unternehmen) andererseits. Dabei wird insbesondere auf die Transaktionseigenschaften (Spezifität, Unsicherheit, Häufigkeit) abgestellt. Bei der Prinzipal-Agent-Theorie hingegen liegt der Fokus auf Problemen, die durch Informationsasymmetrien in Verbindung mit Eigennutzmaximierung bedingt sind. Die Lösungsansätze der Prinzipal-Agent-Theorie sind dabei insbesondere die Ausgestaltung von Anreizverträgen und die Implementierung von (hierarchischen) Überwachungs- und Kontrollsystemen – auch innerhalb von Unternehmen. Dabei wird insbesondere berücksichtigt, inwiefern sich unterschiedliche Risikoneigungen von Prinzipal und Agenten sowie exogene Risiken auswirken und auch, inwiefern das Ergebnis der Leistungserstellung messbar bzw. diese selbst steuerbar ist.

Diese Überlegungen machen deutlich, dass (i) die Eignung konkreter institutioneller Lösungen sowohl von den originär von der Transaktionskostentheorie vertretenen Transaktionseigenschaften als auch von denen der der Prinzipal-Agent-Theorie zuzurechnenden Überlegungen abhängen dürfte. Außerdem (ii) lässt sich die Prinzipal-Agent-Theorie auch insofern als komplementär zur Transaktionskostentheorie auffassen, als dass in den ihr zuzurechnenden Arbeiten explizit auch auf institutionelle Lösungen *innerhalb* von Unternehmen Bezug genommen wird, während dies eher kein besonderer Schwerpunkt der Transaktionskostentheorie ist.

Insofern bietet es sich an, beide Ansätze ergänzend zur Analyse von Vertragsbeziehungen heranzuziehen. Man könnte zwar argumentieren, dass die Überlegungen der Prinzipal-Agent-Theorie schon implizit – auf Grund der recht allgemeinen Grundüberlegungen – von der Transaktionskostentheorie umfasst seien; Alchian/Woodward (1987, 1988) weisen jedoch darauf hin, dass die entsprechenden Überlegungen weder durch Williamson noch die sonstige Literatur explizit zusammengeführt worden seien. In diesem Zusammenhang ist aber noch zu betonen, dass die Frage nach der Begründung bzw. Entstehung des Abhängigkeitsverhältnisses im Rahmen der Transaktionskostentheorie eine besondere Rolle einnimmt, während sie im Rahmen der Prinzipal-Agent-Theorie eher nur am Rande und häufig implizit betrachtet wird. Dies muss jedoch nicht

zwangsläufig problematisch sein: In zahlreichen konkreten Anwendungsfällen, etwa der Frage nach Kontrahierungsproblemen bei Versicherungsverträgen, ist die Ursache des Abhängigkeitsverhältnisses trivial und bedarf in der Regel keiner umfassenden Analyse nach dem Grund des Abhängigkeitsverhältnisses. In anderen Fällen lassen sich, sofern dies im Rahmen der Analyse erforderlich ist, Abhängigkeitsfragen durch die Analyse der Beziehungsspezifität von Investitionen (bzw.: Entscheidungen) analysieren.

Abschließend lässt sich festhalten, dass – obwohl die NIÖ im Allgemeinen sowie die Transaktionskostentheorie und die positive Prinzipal-Agent-Theorie im Besonderen historisch stark von der Coase'schen Frage nach der ökonomischen Begründung für die Existenz von Unternehmen geprägt waren – sich die unterschiedlichen theoretischen Ansätze der Neuen Institutionenökonomik zu einem Instrumentarium entwickelt haben, mit dem gerade nicht nur Fragen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit von „marktlichen“ bzw. „unternehmensinternen“ Lösungen (oder ähnlichem) analysiert werden können. Die vorgestellten Ansätze haben gezeigt, dass es vielmehr um die Frage geht, wie konkret institutionelle Lösungen ausgestaltet werden können und welche Folgen dies nach sich zieht. Konzepte wie die Transaktionskostentheorie und die Prinzipal-Agent-Theorie lassen sich grundsätzlich gut empirischen Phänomenen zuordnen und ermöglichen daher eine komparative Analyse verschiedener institutioneller Ausgestaltungsformen. Dies ist auch dadurch belegt, dass sich umfangreich verschiedene Probleme institutioneller Ausgestaltungen mit Hilfe der NIÖ untersuchen lassen.⁴⁹ Dennoch ist klar, dass sich nicht alle möglichen institutionellen Ausgestaltungsfragen ökonomisch analysieren lassen, insbesondere da Institutionen auch umfangreich von eindeutig nicht-ökonomischen Bedingungen abhängen.⁵⁰ Dies schränkt die ökonomische Analyse nicht zwangsläufig ein, erfordert aber in jedem Fall die Berücksichtigung angemessener „institutioneller Nebenbedingungen“.⁵¹

2.2.2 Auftragsbeziehungen im Allgemeinen

Ziel dieses Abschnittes ist die Untersuchung der relativ allgemeinen Konstellation von Auftragsbeziehungen in Hinsicht auf institutionelle Lösungen und deren Ex-ante- bzw. Ex-post-Transaktionskosten. Hierzu wird sowohl auf die Transaktionskosten- als auch auf die Prinzipal-Agent-Theorie zurückgegriffen. Die untersuchte Konstellation ist „einfach“ in dem Sinne, als dass keine verschachtelten Strukturen mit mehr als zwei Akteuren untersucht werden. Weiterhin wird der Fall der „vertikalen Integration“ bzw. Hierarchie als Lösung berücksichtigt. Ferner erfolgt die Analyse aus Sicht des Prinzipals, d. h. Abweichungen von dessen Zielen werden als Kosten gezählt. Zudem wird die Frage nach der Ursache der Prinzipal-Agent-Beziehung bzw. des zu Grunde liegenden Abhängigkeitsverhältnisses nicht untersucht. Dies stellt jedoch keine relevante Einschränkung dar.

Zunächst erfolgt in Abschnitt 2.2.2.1 eine grundsätzliche Darstellung der Struktur des Kontrahierungsproblems in Auftragsbeziehungen und eine Diskussion der relevanten Einflussgrößen.

⁴⁹ Vgl. z. B. für Fragen der öffentlichen Hand Burgess/Ratto (2003), Moe (1990a), Dixit (1996) und Horn (1995) oder für Fragen der ökonomischen Regulierung von Unternehmen z. B. Williamson (1976) oder Beckers et al. (2014).

⁵⁰ Vgl. North (1991).

⁵¹ Vgl. Abschnitt 2.1.2.1.1.2.

Darauf aufbauend wird in Abschnitt 2.2.2.2 dargelegt, welche grundsätzlichen Gestaltungsoptionen zur Lösung derartiger Probleme bestehen und mit welchen Kosten und Wirkungen sie einhergehen. In Abschnitt 2.2.2.3 wird ein abschließendes Fazit gezogen.

2.2.2.1 Ursachen und Struktur von Kontrahierungsproblemen in Auftragsbeziehungen

Die grundlegenden Ansätze der Transaktionskosten- und der Prinzipal-Agent-Theorie zur Erklärung von Kontrahierungsproblemen wurden bereits in Abschnitt 2.2.1 diskutiert. Unter Rückgriff auf diese Überlegungen lässt sich eine grundlegende und vereinfachende dreistufige Problemstruktur angeben, die als Anhaltspunkt für die ökonomische Analyse von Möglichkeiten zur Gestaltung von Auftragsbeziehungen dienen kann:

- Die erste Voraussetzung für das Vorliegen von Kontrahierungsproblemen ist, dass beim Agenten eine eigennutzmaximierende bzw. opportunistische Motivation vorliegt.
- Zweitens müssen Spielräume (und somit auch Anreize) für opportunistisches Verhalten bestehen.
- Drittens ist relevant, zu welchen Kosten das opportunistische Handeln aus Sicht des Prinzipals führt.

Der erste Punkt ist eine Verhaltensannahme, die im Rahmen der Transaktionskosten- und Prinzipal-Agent-Theorie als grundsätzlich erfüllt angesehen wird. Dies ist auch plausibel, denn die mit Hilfe dieser Theorien gewonnenen Aussagen haben sich umfangreich als mit empirischen Beobachtungen vereinbar erwiesen. Es ist aber zu erwähnen, dass die Annahme opportunistischen Verhaltens nicht universell gültig ist. Es gibt durchaus Konstellationen, in denen Menschen nach anderen Maximen als der Maximierung ihres eigenen Vorteils handeln, wovon aber im Folgenden nicht grundsätzlich ausgegangen werden soll. Vielmehr soll im Folgenden grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass beim Agenten Opportunismus vorliegt.⁵²

Die konkreten Spielräume, die sich dem Agenten zur Ausübung opportunistischen Verhaltens eröffnen, sind letztlich maßgeblich von der konkret vorliegenden Ausgestaltung der Auftragsbeziehung abhängig. Aus der Transaktionskosten- und Prinzipal-Agent-Theorie lassen sich jedoch einige relativ universelle Überlegungen identifizieren, die maßgeblichen Einfluss darauf haben, welche Spielräume seitens des Agenten bestehen und wie diese eingeschränkt werden können: Hierzu ist zunächst die – bereits in Abschnitt 2.2.1.3.3 angesprochene – Unterscheidung der zu kontrahierenden Leistung nach der Messbarkeit ihres Ergebnis einerseits und der Steuerbarkeit („programmability“) ihrer Erstellung andererseits zu nennen, die von Eisenhardt (1989) vorgeschlagen wurde: Spielräume für opportunistisches Verhalten können sich also daraus ergeben, dass das Ergebnis der Leistungserstellung schlecht messbar ist und/oder ihre Steuerbarkeit eingeschränkt ist. Eine ähnliche Überlegung in Hinsicht auf den zweiten Aspekt wird von Alchian/Woodward (1987, 1988) verfolgt, die die „Plastizität“ von Inputs der zu erbringenden Leistung in Verbindung mit einer schlechten

⁵² Im Sinne einer komplementären Anwendung von Transaktionskosten- und Prinzipal-Agent-Theorie wird nicht lediglich von einer (eher auch nur der normativen Prinzipal-Agent-Theorie zurechenbaren) Annahme „einfacherer“ Eigennutzmaximierung ausgegangen.

Überwachbarkeit als diesbezügliches Problem bezeichnen. Somit lassen sich Probleme der Einschränkung der Ausübung opportunistischen Verhaltens nach Problemen der Ergebnis- bzw. „Output“-Kontrahierbarkeit und nach Problemen der Kontrahierung der Überwachung der Leistungserstellung selbst, bzw. einer „Input“-Kontrahierbarkeit gliedern. Weiterhin ist die – originär von der Transaktionskostentheorie vertretene – Problematik unvollständiger Verträge anzuführen, die insbesondere im Zusammenhang mit großer Umweltunsicherheit dazu führt, dass die (letztlich als Verträge aufzufassenden) institutionellen Lösungen nur begrenzt beständig sind. Hier ist jedoch hervorzuheben, dass sich Probleme auf Grund unvollständiger bzw. schlecht durchsetzbarer Verträge nicht ohne weiteres einer der beiden genannten Kategorien („Input“- bzw. „Output“-Kontrahierbarkeit) zuordnen lassen, da grundsätzlich beide Varianten eine vertragliche Grundlage erfordern, die jeweils für sich von speziellen Problemen in Bezug auf ihre Unvollständigkeit betroffen sein können. Vielmehr sind solche Probleme übergreifend zu analysieren. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass Probleme unvollständiger Verträge eine umso größere Rolle spielen, je geringer die diskretionären Nachsteuerungsmöglichkeiten des Prinzipals im Rahmen der institutionellen Lösung sind. Die vertiefte Diskussion der hier genannten und weiterer Bedingungen zur Ausgestaltung von Auftragsbeziehungen wird in Abschnitt 2.2.2.2 durchgeführt.

Letztlich ist für die ökonomische Einordnung bestimmter Alternativen zur Ausgestaltung von Auftragsbeziehungen relevant, zu welchen Kosten die opportunistisch motivierten Fehlentscheidungen des Agenten führen. Diese Kosten sollen im Rahmen dieser Arbeit als Opportunismuspotential bezeichnet werden. Hierzu ist anzumerken, dass das so definierte Opportunismuspotential immer nur in Abhängigkeit einer bestimmten institutionellen Lösung angegeben werden kann, die – wie im vorangegangenen Absatz erwähnt – die tatsächlichen Möglichkeiten des Agenten zu opportunistischem Verhalten festlegt.

2.2.2.2 Institutionelle Gestaltungsoptionen von Auftragsbeziehungen und ihre Kosten

In diesem Abschnitt wird diskutiert, welche Lösungsansätze bzw. Gestaltungsoptionen in Bezug auf die in Auftragsbeziehungen prinzipiell vorliegenden Kontrahierungsprobleme grundsätzlich in Frage kommen und wovon die mit ihnen einhergehenden Transaktionskosten beeinflusst werden. Zunächst werden diese Gestaltungsoptionen im folgenden Abschnitt 2.2.2.2.1 vorgestellt und eingeordnet. Dabei zeigt sich auch, dass zu deren Umsetzung aber auch ihren dauerhaften Einsatz jeweils ein gewisser Wissensbedarf auf Seiten des Prinzipals besteht, der für die Ermittlung der mit ihnen einhergehenden Transaktionskosten wesentlich ist. Im zweiten Abschnitt 2.2.2.2.2 wird daher erläutert, wie die Probleme bzw. Kosten bei der Übertragung von Wissen abgeschätzt werden können.

2.2.2.2.1 Gestaltungsoptionen: Anreizsetzung, Monitoring, Hierarchie sowie die Bundling-Unbundling-Frage

Wie die vorgenommene Unterscheidung in Input- bzw. Output-Kontrahierungsprobleme nahelegt, sind Verträge denkbar, die entweder ihren Schwerpunkt auf der Beschreibung der zu beschaffenden Leistung, also dem Output, haben oder aber eine Überwachung der Leistungserstellung und dementsprechende Eingriffe (in die Aufgabendurchführung) ermöglichen. Als dritte Lösung besteht

noch die Hierarchie-Lösung, d. h. die vertikale Integration.⁵³ Die letztgenannte Alternative stellt eine Bezugnahme auf die insbesondere von der Transaktionskostentheorie vertretene These dar, dass innerhalb von Unternehmen bestimmte Kontrahierungsprobleme häufig als generell geringer anzusehen sind, als in Situationen, in denen keine vertikale Integration vorliegt.⁵⁴

Eine idealtypische Output-Kontrahierung impliziert, dass zu Beginn der Auftragsbeziehung ein Vertrag geschlossen wird, der sicherstellt, dass die Leistung zu akzeptablen Bedingungen erbracht wird. Der Vertrag kann grundsätzlich beliebig komplex sein und auch verschiedene Elemente enthalten, die vom Verhalten des Agenten (oder von sonstigen beobachtbaren Größen) abhängig sind. Eine solche Ex-ante-Anreizsetzung setzt voraus, dass das entsprechende „Output“-Wissen zur Beschreibung der Leistung bzw. zur Formulierung der Anzeielemente vorliegt und natürlich auch, dass die Ressourcen zur Abfassung des Vertrages vorhanden sind. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die problematischen Auswirkungen unvollständiger Verträge in einem solchen Fall mit besonderer Sorgfalt untersucht werden müssen, weil es bei einer idealtypischen (Ex-ante-)Anreizsetzung kaum Nachsteuerungsmöglichkeiten gibt und daher grundsätzlich alle relevanten Probleme antizipiert werden müssen. Aus diesem Grund erschwert eine hohe Umweltunsicherheit während des Bestehens der Auftragsbeziehung eine Output-Kontrahierung, weil sie die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass die ursprünglich getroffenen Vereinbarungen untauglich werden. Besondere Probleme dürften hier insbesondere bei langen Vertragslaufzeiten, aber auch dann auftreten, wenn die Vertragsbedingungen – etwa durch die Verwendung umfangreicher Anzeielemente – sehr komplex und ihre gerichtliche Überprüfung daher aufwändig ist. Die Transaktionskosten einer idealtypischen Output-Kontrahierung ergeben sich zunächst aus den Ex-ante-Transaktionskosten der Formulierung des (Anreiz-)Vertrages und ggf. dem damit erforderlichen Erwerb des Output-Wissens. Die Ex-post-Transaktionskosten dürften sich insbesondere aus Problemen der Unvollständigkeit des Vertrages, also Nachverhandlungs- und Durchsetzungsfragen ergeben. Eine bedeutende Rolle spielt zudem die Frage, welche konkrete Risikoaufteilung vorgenommen wird. Während eine idealtypische Output-Kontrahierung eher vorsieht, Risiken der Leistungserstellung dem Agenten zuzuordnen, sind auch vielfältige Situationen denkbar, in denen die beschränkte Risikotragfähigkeit des Agenten dazu führt, dass in diesem Zusammenhang auftretende Risiken schließlich doch vom Prinzipal zu tragen sind. In dem Maße, in dem Risiken dem Agenten zugeordnet werden ist, abhängig von dessen Risikoaversion, mit entsprechenden Kosten der Risikotragung beim Agenten zu rechnen, die ebenfalls den Ex-post-Transaktionskosten zuzuordnen sind.

Im Falle einer idealtypischen Input-Kontrahierung hingegen werden konkrete Überwachungs- und Eingriffsrechte definiert, sodass dem Prinzipal eine vergleichsweise größere Kontrolle über die Leistungserstellung eingeräumt wird als im Fall einer idealtypischen Output-Kontrahierung. Diese institutionelle Lösung wird daher auch als „Monitoring“ bezeichnet. Die Etablierung einer Monitoring-Lösung bedeutet, dass Probleme unvollständiger Verträge bei solchen Lösungen im Allgemeinen reduziert werden, wenn der Prinzipal entsprechend umfangreichere Möglichkeiten zur

⁵³ Vgl. zu den Erläuterungen in diesem Abschnitt insbesondere auch die Abschnitte 4.1.1.2.2 und 4.1.1.2.3 in Beckers et al. (2014).

⁵⁴ Vgl. hierzu Abschnitt 2.2.1.2.

transaktionskostenarmen Nachsteuerung hat. Bezüglich der Ausgestaltung einer Monitoring-Lösung stellt sich zunächst die Frage, wie tief in den Prozess der Leistungserstellung eingegriffen werden muss, um Opportunismus-Probleme hinreichend einzudämmen. Das erforderliche Wissen wird in diesem Kontext als „Input“-Wissen bezeichnet. Je nach Komplexität der Aufgabe und dem Umfang des sonst bestehenden Opportunismuspentials können solche Ansätze sehr weitreichende Überwachungsbefugnisse für den Prinzipal zur Folge haben. Für die Ausgestaltung einer solchen Lösung ist daher mit Ex-ante-Transaktionskosten zu rechnen, die sich insbesondere aus dem ggf. erforderlichen Erwerb des Input-Wissens, aber auch aus dem Aufbau der entsprechenden Ressourcen ergeben, die dann für die ständige Durchführung der Überwachung erforderlich sind. Als Ex-post-Transaktionskosten dürften dann auch vornehmlich die Kosten für die Wahrnehmung der Überwachungsaufgabe anfallen. Im Unterschied zu Output-Kontrahierungslösungen dürften – ein entsprechendes Design der Monitoring-Lösung vorausgesetzt – Kosten der Risikotragung beim Agenten deutlich geringer ausfallen, da die Risikoordnung bei der Etablierung einer Monitoring-Lösung deutlich feiner gesteuert werden kann.

Die bis hierhin erfolgte Gegenüberstellung der idealtypischen Lösungen von Anreizsetzung und Monitoring hat noch unberücksichtigt gelassen, inwiefern die gewünschte Leistung sinnvoll disaggregiert werden kann, um durch eine differenzierte Anwendung von Anreizsetzung bzw. Monitoring zu einem insgesamt günstigeren Ergebnis zu kommen. Diese Gliederung wird auch als „Bundling“ bzw. „Unbundling“ bezeichnet, je nachdem welche Leistungsbereiche einem gemeinsamen Regime unterworfen sind bzw. welche einem gesonderten Regime unterworfen werden.⁵⁵ Um diese Ausgestaltungsfragen beantworten zu können, ist neben dem jeweiligen Input- bzw. Output-Wissen auch Wissen darüber erforderlich, welche Schnittstellen zwischen verschiedenen Leistungsbereichen bestehen. In der Regel dürfte dieses „Schnittstellen-Wissen“ eher als Input-Wissen aufzufassen sein, da häufig eher genaue Kenntnisse über die Leistungserstellung erforderlich sein dürften, um eine sinnvolle Disaggregation in Leistungsbereiche durchzuführen.⁵⁶ Liegt dieses Wissen nur unzureichend vor, besteht die Gefahr, dass durch unsachgemäße Bundling- bzw. Unbundling-Entscheidungen Koordinationsprobleme verursacht werden.

Die wohl umfassendste Lösung im Hinblick auf die Ausgestaltung von Auftragsbeziehungen stellt die Hierarchie-Lösung dar. Sie kommt in Frage, wenn die Kontrahierungsprobleme als sehr umfassend angesehen werden. Die Wahl dieser Alternative ist jedoch nicht ganz unproblematisch, insbesondere wenn sie nicht den Ausgangszustand darstellt. Zunächst ist zu berücksichtigen, dass die Durchführung der Integration mit dem Zweck, die Ausübung von opportunistischem Verhalten einzudämmen, abhängig vom Einzelfall mit teils umfangreichen Transaktionskosten einhergehen wird. Es sind zwar Fälle denkbar, in denen allein durch den Erwerb eines anderen Unternehmens vielfältige

⁵⁵ Diese Frage wurde von Hart (2003) in Bezug auf die aggregierte bzw. disaggregierte Vergabe öffentlicher Bauleistungen („Bundling“ bzw. „Unbundling“) untersucht und spielt in diesem Zusammenhang eine bedeutsame Rolle. Für den Bereich der Übertragungsnetze unterstellt bereits die Auswahl der Untersuchungsfrage dieser Arbeit ein Unbundling der Regulierung zwischen Netzplanung und den anderen Aufgaben eines Netzbetreibers. Eine vertiefte Diskussion der Regulierungsoptionen für Stromnetzbetreiber, insbesondere bzgl. der Bundling-Unbundling-Frage findet sich in Beckers et al. (2014).

⁵⁶ Mit Blick auf die einzelnen Teil-Leistungsbereiche könnte man dieses Wissen diesbezüglich auch als „Output“-Wissen bezeichnen.

Probleme gelöst werden können, aber andererseits verweisen die Vertreter der positiven Prinzipal-Agent-Theorie darauf, dass die innerhalb eines Unternehmens vorliegenden Strukturen zur Beherrschung innerbetrieblicher Prinzipal-Agent-Beziehungen tendenziell sehr komplex sind. Somit ist zur Implementierung und auch zur Bewertung dieser Alternative ein äußerst umfangreiches Wissen darüber erforderlich, wie die Integration konkret durchgeführt werden kann, um letztlich ihre Kosten abschätzen zu können. Zur Abschätzung der Ex-ante-Transaktionskosten ist zunächst zu entscheiden, ob die den Agenten repräsentierende Organisation bzw. das Unternehmen in das Eigentum des Prinzipals überführt wird (z. B. durch Erwerb oder gesetzliche Enteignung) oder ob ein davon unabhängiger Aufbau der entsprechenden Fähigkeiten beim Prinzipal erfolgen soll. Es bietet sich an, diese Entscheidung abhängig von den entsprechenden Kosten des Erwerbs bzw. der Enteignung im Vergleich zu den Kosten des Wissens- bzw. Fähigkeitserwerbs zu treffen. Zu den Ex-ante-Transaktionskosten sind weiterhin, wie schon angedeutet, auch die Kosten zu zählen, die durch die (Neu-)Errichtung einer entsprechenden internen Managementstruktur verursacht werden. Die Ex-post-Transaktionskosten hingegen dürften sich in erster Linie durch die (Vertretungs-)Kosten der innerbetrieblichen Kontroll- und Überwachungssysteme ergeben, die, den Vertretern der positiven Prinzipal-Agent-Theorie folgend, durchaus als grundsätzlich bedeutsam einzuordnen sind.

Im Ergebnis lässt sich jedoch festhalten, dass das Vorliegen bzw. die Verfügbarkeit von Wissen beim Prinzipal eine erhebliche Einflussgröße auf die im komparativen Vergleich zu ermittelnden Transaktionskosten von Output- und Input-Kontrahierungslösungen aber auch Hierarchie-Lösungen darstellt. Weitere zentrale Fragen sind – insbesondere bei Kontrahierungslösungen – die Risikotragfähigkeit des Agenten, die Dauer der Auftragsbeziehung sowie deren sonstigen (Ex-ante- und Ex-post-)Transaktionskosten, die jedoch wiederum in engem Zusammenhang mit der Frage der Verfügbarkeit des entsprechenden Wissens stehen.

2.2.2.2 Übertragbarkeit von Wissen als Bestandteil der Analyse institutioneller Lösungen

Die Diskussion möglicher idealtypischer Gestaltungsoptionen von Auftragsbeziehungen hat gezeigt, dass die Verfügbarkeit bzw. Übertragbarkeit von Wissen eine bedeutende Rolle für die konkrete Gestaltung und komparative Analyse alternativer Organisationsmodelle spielt. Hierbei ist jedoch zu unterscheiden zwischen Wissen, das allein schon für die (theoretische) Gestaltung und Analyse im Rahmen des Untersuchungsansatzes erforderlich ist, und dem im Rahmen der Implementierung bzw. des „Betriebs“ des Organisationsmodells zu erwerbenden Wissen durch die beteiligten Akteure (d. h. letztlich: durch den Prinzipal). Während ersteres Wissen ganz konkret im Rahmen der Untersuchung zu erwerben ist (vgl. Abschnitt 2.1.2.1.1), sind für zweiteres Wissen die Kosten dessen Erwerbs bzw. Aufbaus abzuschätzen. Dieser Fragestellung wird im vorliegenden Abschnitt nachgegangen.

Eine bekannte Polemik im Zusammenhang mit der Übertragbarkeit von Informationen bzw. Wissen stammt von Arrow (1962, S. 615):

„... [der] Wert [von Information] für den Käufer ist unbekannt, bis er die Information hat, dann hat er sie aber praktisch ohne Kosten erlangt.“

(eigene Übersetzung)

Gemeint ist damit eine Situation, in der mit Informationen bzw. Wissen gehandelt wird. Um den Gegenstand zu spezifizieren, muss nach Arrow bekannt sein, um welche Information es sich handelt, dann ist die Information aber schon vor Vertragsschluss offenbart worden. Im Ergebnis liegt dann ein Selektionsproblem in dem Sinne vor, dass nicht klar ist, wie ein ökonomischer Austausch von Wissen organisiert werden kann.

Diese Aussage ist zwar nicht ganz von der Hand zu weisen, aber dennoch ungeeignet, um konkrete Schlüsse hinsichtlich der Übertragbarkeit von Wissen zu ziehen. Es bietet sich daher an, sich dem Untersuchungsgegenstand („Wissen“) zunächst über entsprechende Kategorisierungen zu nähern. Basierend auf einer umfangreichen Literaturrecherche schlagen etwa Boisot/Canals (2004) vor, eine Einordnung in „Daten“, „Informationen“ und „Wissen“ vorzunehmen. Unter Daten sind demgemäß physische (Natur-)Zustände zu verstehen. Informationen hingegen stellen bereits eine Repräsentation von Daten in Form von (im Rahmen kultureller Konventionen) definierter Symbole dar. Wissen hingegen liege bei einer Einordnung von Daten bzw. Informationen in einen kognitiven Kontext vor. Diese Unterscheidung legt nahe, dass Daten und Informationen auf Grund ihrer offensichtlichen Kodifizierbarkeit (denn so sind diese schließlich definiert) grundsätzlich zwischen Akteuren transferierbar sein müssten, sieht man von dem Selektionsproblem ab, auf das Arrow verweist. Bei Wissen hingegen ist unmittelbar keine eindeutige Schlussfolgerung möglich. Daher soll zunächst auf entsprechende Konzepte eingegangen werden, die für die ökonomische Einordnung von Wissen relevant sind. Diese charakterisieren im Wesentlichen gewisse „Gebundenheiten“ des Wissens und stellen somit einen unmittelbaren Bezug zur Frage nach dessen Übertragbarkeit her.

Auf eine letztendlich räumliche Gebundenheit weist Hayek (1945) hin: Wissen bezüglich gewisser Umstände könne dezentral vorliegen, etwa in der Form, dass es auf gewisse lokale Gegebenheiten bezogen ist. Diese Bindung könne so stark sein, dass sich eine Zentralisierung so schwierig gestalte, dass eine Koordination dezentraler Aktivitäten (in seinem Beispiel: über Preise und Marktmechanismen) einer Zentralisierung überlegen sei.⁵⁷

Michael Polanyi (1962, 1966) etablierte das Konzept „impliziten Wissens“ (tacit knowledge). Damit sind in erster Linie (auch kognitive) Fähigkeiten von Menschen gemeint, die nicht kodifiziert sind und auch nicht unmittelbar so ausgedrückt bzw. aufgezeichnet werden können, dass sie dadurch übertragen werden können. Vielmehr müsse eine Übertragung entsprechenden Wissens durch Übung erlernt und verfestigt werden. Somit ist in diesem Zusammenhang von einer persönlichen Gebundenheit von Wissen auszugehen.

Ein weiteres Konzept stellt die Bindung von Wissen an eine gewisse Routine in Organisationen dar. Dies wurde von Teece (1982) (auch unter Rückgriff auf Nelson/Winter, 1982) als „organizational knowledge“ bezeichnet. Die zugrundeliegende Idee ist, dass Wissen von in Organisationen regelmäßig durchgeführten Aktivitäten abhängig und somit letztlich an diese Organisationen gebunden ist.

⁵⁷ Es ist zu berücksichtigen, dass ähnliche Überlegungen auch schon bei Coase' „Nature of the Firm“ (1937) eine Rolle spielen, jedoch als Konzept noch nicht so ausgeprägt sind wie bei Hayek.

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Gebundenheiten wird häufig auch von „explizitem“ Wissen einerseits und „implizitem“ Wissen andererseits gesprochen, wobei bei explizitem Wissen gemeint ist, dass dieses grundsätzlich leichter als implizites Wissen auf andere Akteure bzw. Organisationen übertragen werden kann.

Somit erfordert die Analyse der Übertragung von Wissen nicht nur die Berücksichtigung eines allgemeinen Selektionsproblems, sondern auch ein entsprechendes Verständnis dafür, inwiefern das relevante Wissen an Personen oder (organisationsspezifische) Prozesse gebunden ist. Die Übertragung von Wissen ist daher abhängig von dessen Gebundenheiten mit (Transaktions-)Kosten verbunden, die unter Umständen prohibitiv hoch sein können. Zusätzlich hierzu ist die Frage zu stellen, wie eine solche Übertragung kontrahiert werden kann. Hier ist festzustellen, dass trotz des Einwands von Arrow in der Praxis regelmäßig Beratungsunternehmen mit derartigen Aufgaben betraut werden. Das bedeutet letztlich, dass ein vertragsbasierter Austausch von Wissen – zumindest in gewissen Grenzen – möglich ist und ggf. durch Reputationseffekte gestützt wird. Aus den Ausführungen zu den Gebundenheiten von Wissen ergibt sich jedoch, dass es auf Seiten des Empfängers erforderlich sein wird, eine entsprechende organisatorische Einbettung des aufgebauten bzw. aufzubauenden Wissens zu gewährleisten.

Für die Abschätzung von Transaktionskosten zur Übertragung von Wissen ergeben sich im Ergebnis zwei zentrale Anhaltspunkte:

- Je nachdem inwiefern das zu übertragende Wissen an gewisse Tätigkeiten und Routinen gebunden ist, sind die entsprechenden Strukturen beim Empfänger einzurichten. Dies impliziert auch, dass ggf. gewisse Kosten zur Erhaltung des Wissens anfallen. Dieser Aspekt impliziert somit Ex-ante- und Ex-post-Transaktionskosten.
- Je nachdem wie viele Akteure über das fragliche Wissen verfügen, ist damit zu rechnen, dass bereits Übertragungswege etabliert sind, die im Rahmen der untersuchten institutionellen Lösung herangezogen werden können. Dieser Aspekt dürfte sich in erster Linie auf die Ex-ante-Transaktionskosten der untersuchten Lösung auswirken.

2.2.2.3 Fazit

Die allgemeine Untersuchung von idealtypischen institutionellen Lösungen zur Gestaltung von Auftragsbeziehungen – d. h. Anreizsetzung, Monitoring und Hierarchie – hat gezeigt, dass die Verfügbarkeit bzw. Übertragbarkeit von Wissen für die Implementierung und den Betrieb der jeweiligen institutionellen Lösung eine herausragende Bedeutung besitzt. Daraus folgt, dass zur Beurteilung von institutionellen Lösungen auch Transaktionskosten relevant sind, die sich aus dem Aufbau von Wissen (ex ante) und dessen Erhaltung (ex post) ergeben. Bei der Analyse möglicher institutioneller Weiterentwicklungen⁵⁸ ist zu berücksichtigen, dass die wissensbedingten Transaktionskosten in der Regel zu einem großen Teil irreversibel sein werden. Dies spielt insbesondere dann eine Rolle, wenn davon auszugehen ist, dass etwa die Dynamik der Aufgabe eine zukünftige Anpassung bzw. Weiterentwicklung des institutionellen Rahmens erforderlich macht.

⁵⁸ Vgl. Abschnitt 2.1.2.3.3.

2.2.3 Auftragsbeziehungen zwischen Politik und Verwaltung

Als besonderer Anwendungsfall der im vorangegangenen Abschnitt allgemein betrachteten Auftragsbeziehungen werden in diesem Abschnitt Charakteristika und Probleme sowie institutionelle Gestaltungsmöglichkeiten von Auftragsbeziehungen zwischen Politik und Verwaltung untersucht. Im ersten Abschnitt 2.2.3.1 werden die Eigenschaften der Akteure, d. h. der Politik und der Verwaltung, aufgearbeitet. Im darauffolgenden Abschnitt 2.2.3.2 werden institutionelle Gestaltungsmöglichkeiten mit ihren Voraussetzungen und Wirkungen sowie ihren Implikationen in Hinsicht auf Ex-ante- und Ex-post-Transaktionskosten diskutiert. Abschließend wird in Abschnitt 2.2.3.3 ein Fazit gezogen.

2.2.3.1 Grundlagen sowie ökonomische Einordnungen und Analysen zu Politik und Verwaltung

In den folgenden beiden Abschnitten 2.2.3.1.1 und 2.2.3.1.2 werden unter Rückgriff auf insbesondere ökonomische Analysen die Besonderheiten „der Politik“ und „der Verwaltung“ aufgearbeitet, um diese im Rahmen der Diskussion von Ausgestaltungsfragen berücksichtigen zu können.

2.2.3.1.1 Der Prinzipal: Politiker in Legislative und Regierung

Der in dieser Analyse unterstellte Prinzipal, „die Politik“, ist kein monolithischer Akteur. Vielmehr sind damit die Politiker der Legislative sowie der Regierung gemeint, die jeweils unter Berücksichtigung bestimmter Regeln (wie etwa Mehrheitserfordernissen bei Abstimmungen) bestimmte Entscheidungen treffen. Die genannten Politiker werden in Demokratien über Wahlen für eine gewisse Amts- bzw. Legislaturperiode bestimmt. Somit kann davon ausgegangen werden, dass Politiker grundsätzlich daran interessiert sind, durch ihr Handeln die Wahrscheinlichkeit einer Wiederwahl zu erhöhen; intrinsische Motivationen dürften jedoch auch eine gewisse Rolle spielen.⁵⁹ In Bezug auf Wahlen stellt Downs (1957) fest, dass es Wählern häufig schwerfallen dürfte, die vergangene Leistung von Politikern bzw. Parteien als Prädiktion für ihr zukünftiges Verhalten zu beurteilen, da hierbei Informationskosten anfallen. Downs (1957, S. 96 ff.) betont daher auch die Bedeutung von „Ideologien“ als Instrument zur Reduzierung von Informationsproblemen zwischen Wählern und Politikern. Weiterhin erschweren – Downs zufolge – (grundsätzlich fixe) Wahlperioden die Beurteilung des Handelns einzelner Politiker bzw. von Parteien: Negative wie positive Konsequenzen werden möglicherweise nicht rechtzeitig genug sichtbar, um vom Wähler in seine Wahlentscheidung einbezogen werden zu können. Dieser Aspekt kann für die jeweiligen Politiker auch einen Anreiz zu eher kurzfristorientiertem Handeln bzw. zur Vernachlässigung langfristiger negativer Konsequenzen politischer Entscheidungen darstellen.

Neben den genannten Überwachungs- bzw. Kontrollproblemen zwischen Wählern und Politikern ist auch die Entscheidungsfindung in Regierung und Parlament selbst mit diversen Schwierigkeiten behaftet. Ein von Buchanan/Tullock (1962) herausgearbeiteter Grund hierfür ist, dass die konkreten Entscheidungsregeln meist gewisse Unzulänglichkeiten aufweisen, da die jeweiligen Kosten der Konsensfindung, die umso höher sind, je größer das Mehrheitserfordernis ist, nicht gegenüber den externen Kosten, die bei den von der Entscheidung ausgeschlossenen Akteuren anfallen, abgewogen

⁵⁹ Vgl. für eine kritische Diskussion in Bezug auf Gemeinwohl- vs. eigeninteresse-orientierten Handlungsmotiven von Politikern bzw. Parteien auch Dehling/Schubert (2011, S. 49 ff.).

seien. Vereinfachend lässt sich die Überlegung so ausdrücken, dass entweder zu viele Politiker über zu unwichtige Fragen oder zu wenige Politiker über zu wichtige Fragen entscheiden. Ferner kann die Struktur von Mehrheitsregeln dazu führen, dass sich für bestimmte Entscheidungen keine Mehrheit findet, obwohl dies aus sozialer, d. h. gesamtgesellschaftlicher Perspektive vorteilhaft wäre: Dies ist etwa dann der Fall, wenn die externen Kosten, denen die Akteure ausgesetzt sind, die zur Erreichung der erforderlichen Mehrheit noch fehlen, deutlich niedriger sind, als der Vorteil, den die positiv betroffenen Akteure aus einer Annahme der Entscheidung ziehen. Solche Probleme können jedoch teilweise durch einen „Stimmentausch“, auch „logrolling“ genannt, gelindert werden: Dabei schließen die beteiligten Politiker eine (in der Regel informelle) Vereinbarung darüber ab, bei unterschiedlichen anstehenden Entscheidungen jeweils für die andere Position zu stimmen.⁶⁰ Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass ein Stimmentausch immer dann, wenn er tatsächlich vorteilhaft wäre, auch umgesetzt wird: Ein „logrolling“ setzt schließlich voraus, dass entsprechende Tauschmöglichkeiten bestehen, sich die betroffenen Politiker bzw. Parteien tatsächlich über den Stimmentausch einigen und auch, dass das Risiko der Nicht-Einhaltung der Vereinbarung als hinreichend gering eingeschätzt wird. Insgesamt lässt sich daraus der Schluss ziehen, dass der politische Entscheidungsprozess grundsätzlich teils umfangreiche Konflikte mit sich bringt, die sich nur begrenzt, oder teils auch gar nicht, durch einen „ökonomischen Ausgleich“ lösen lassen.⁶¹ Die Konsequenz dieser Friktionen bzw. politischen Transaktionskosten kann sein, dass bestimmte Entscheidungen, die grundsätzlich als erstrebenswert einzustufen sind, nicht oder nur mit großen Verzögerungen zu Stande kommen und auch, dass politische Entscheidungen Elemente enthalten, die sich eher dadurch auszeichnen, dass sie die Wirksamkeit der Entscheidung reduzieren und eher durch die vorgenannten Konflikte zu erklären sind als durch das Bestreben, unterschiedliche politische Ziele gegeneinander zum Ausgleich zu bringen.^{62, 63}

In diesem Zusammenhang wird auch deutlich, dass die von Politikern getroffenen Entscheidungen häufig ökonomische Konsequenzen, insbesondere Verteilungswirkungen, haben. Somit besteht für betroffene Akteure außerhalb der Politik ein Anreiz, in für sie vorteilhafter aber gesamtwirtschaftlich ggf. negativer Weise auf die Politik einzuwirken. Krueger (1974) hat dieses Phänomen als „rent-seeking“ bezeichnet; darunter fallen sowohl Lobbyismus als auch Korruption, die eine relevante Rolle bei der politischen Entscheidungsfindung spielen können. Dies wird insbesondere dann klar, wenn man von begrenzter Rationalität (vgl. Abschnitt 2.2.1.2) auch bei Politikern ausgeht: Die hohe fachliche Komplexität und die große Anzahl gesetzgeberischer Entscheidungen führen dazu, dass Politiker in vielen Fällen auf eine fachkundige, aber mit ihren politischen Präferenzen kompatible Aufbereitung der jeweiligen Themen angewiesen sind. Die knappen Ressourcen seitens der Politik implizieren auch, dass die detailliertere Behandlung eines Themas zu Lasten der Behandlung anderer Themen geht und somit gewisse Opportunitätskosten bestehen. Aus diesen Gründen liegt eine

⁶⁰ Zu einer detaillierten Diskussion von „logrolling“, auch von in diesem Kontext möglicherweise auftretenden Problemen, vgl. insbesondere Buchanan/Tullock (1962, Kapitel 9 ff.).

⁶¹ Vgl. für dieses Argument insbesondere Moe (1990a, 1990b, 1994).

⁶² Vgl. hierzu Moe (1990b, S. 148) der dies am Beispiel von politischen Entscheidungen im Kontext der Beauftragung einer Behörde illustriert.

⁶³ Die hier beschriebenen Probleme bzw. Kosten politischer Entscheidungsfindungen spielen auch eine gewisse Rolle für das Verständnis politischer Durchsetzungskosten; vgl. hierzu Abschnitt 2.1.2.3.2.

erhöhte Gefahr vor, dass politische Entscheidungen durch Rent-Seeking-Aktivitäten verzerrt werden. Die Regierung und somit auch die Politiker der Regierungskoalition werden jedoch meist durch eine Ministerialbürokratie fachlich beraten. Ergänzend hierzu werden zu speziellen Themen auch besondere Ausschüsse bzw. Kommissionen eingesetzt, um der Politik zu einer besseren Entscheidungsgrundlage zu verhelfen. Insofern kann das beschriebene Problem durch die politiknahe Vorhaltung entsprechender Kompetenzen reduziert werden.

Zusammenfassend ist daher für das Verständnis von „der Politik“ bzw. ihren Entscheidungen nicht nur zu berücksichtigen, dass diese ggf. mit einem gewissen Gemeinwohl-Interesse getroffen werden, sondern auch, dass sie durch umfangreiche Fehlanreize, Konflikte und auch begrenzte Rationalität bzw. knappe Ressourcen zu ihrer Reduktion beeinflusst werden. Insbesondere ist auch zu beachten, dass teils umfangreiche Repräsentations- und Legitimationsdefizite in der Beziehung zwischen Wählern und „der Politik“ bestehen. Dennoch soll im Folgenden von „der Politik“ die Rede sein, jedoch nur als Abstraktion, von der im Einzelfall auch abgewichen wird.

2.2.3.1.2 Der Agent: Verwaltung als Beauftragter der Politik

Die Frage nach dem Wesen der Verwaltung lässt sich zunächst dadurch annähern, dass man untersucht, warum die Politik – in der Regel mittelbar, insbesondere über die Ministerialverwaltung – in einigen Fällen eine Verwaltung, in anderen Fällen aber auch andere Akteure, wie z. B. private oder öffentliche Unternehmen mit der Durchführung bestimmter Aufgaben betraut. Horn (1995) und auch Williamson (1999) arbeiten in diesem Zusammenhang heraus, dass insbesondere komplexe und schwer kontrahierbare Aufgaben Behörden übertragen werden. Konkret illustriert Williamson dies am Beispiel des US-Außenministeriums, dessen Aufgaben – etwa im Vergleich zur Beschaffung von Büromaterial für die Verwaltung – offensichtlich schwer „kontrahierbar“ sind. In diesem Kontext postuliert Williamson, dass Verwaltungen bzw. die dort beschäftigten Personen über eine gewisse „Redlichkeit“ („probity“) verfügten und somit die von der Politik erwünschte Aufgabenerledigung sicherstellten.

Die schlechte Kontrahierbarkeit solcher Aufgaben äußert sich häufig darin, dass sie nur vage formuliert sind, was in der Umsetzung auch dazu führt, dass entsprechende Zielkonflikte (meist durch die Behörde selbst) zu lösen sind. Dies bedeutet, dass Anreize, wie sie etwa innerhalb von Unternehmen (mit gewissen Einschränkungen) durch das „Herunterbrechen“ eines Gewinnmaximierungskalküls auf einzelne Arbeitsbereiche formuliert werden können, in Behörden allgemein keine große Rolle spielen können.⁶⁴

In diesem Kontext ist im Hinblick auf eine ökonomische Abwägung zwischen der Zuordnung einer Aufgabe an eine Behörde und der Kontrahierung an andere Akteure, wie etwa Unternehmen, darauf hinzuweisen, dass schwache Effizianzanreize (innerhalb einer Behörde) zu hohen Kosten führen können. Somit ist auch klar, dass andere, besser kontrahierbare Aufgaben – wie z. B. die von Williamson angeführte Beschaffung von Büromaterial – ggf. auch gut außerhalb der Verwaltung erledigt werden können.

⁶⁴ Vgl. hierzu z. B. Dixit (2002).

Der umrissene institutionell-komparative Ansatz illustriert zwar grob, welcher Art die Aufgaben sind, die an Verwaltungen übertragen werden, er erklärt aber kaum die Eigenheiten der Verwaltung. Das Konzept der in Verwaltungen erforderlichen „Redlichkeit“ ist ein erster Anknüpfungspunkt, der jedoch bereits von Williamson selbst als unbefriedigend, da wenig gehaltvoll, eingestuft wird. Ein weiterer Anknüpfungspunkt ist die gemeinhin niedrige Anreizintensität in Behörden, der für sich jedoch ebenfalls wenig erklärt.

Im Folgenden soll daher genauer herausgearbeitet werden, wodurch sich Verwaltungen konkret auszeichnen und welche Implikationen sich daraus für ihr Handeln ergeben. Die genannten Aspekte geringer Anreizintensität und einer gewissen „Redlichkeit“ lassen sich zunächst im Kontext des Beamtentums betrachten: Insbesondere bei Beamten findet in der Regel eine sorgfältige Personalauswahl statt, die Beschäftigungsverhältnisse sind langfristig angelegt und mit nur schwachen Anreizen verbunden.⁶⁵ Dennoch unterliegen die Mitarbeiter der öffentlichen Verwaltung umfangreichen Verhaltensregeln, um etwa einen möglichen Missbrauch der anreizschwachen Umgebung, etwa durch Korruption, einzuschränken.⁶⁶ Max Weber (1919) argumentiert, auch im Zusammenhang mit der Gefahr der Korruption und des „Banausentums“, dass eine hohe fachliche Qualifikation und ein gewisses Berufsethos⁶⁷ essentielle Merkmale des Beamtentums seien.

Trotz der hohen fachlich-moralischen Anforderungen im Rahmen des Beamtentums führt die generell anreizschwache Umgebung jedoch dazu, dass ineffizientes Arbeiten (auch „Faulheit“ bzw. „shirking“) in einem tendenziell höheren Ausmaß in Verwaltungen bzw. bei Beamten auftreten kann als in Umgebungen, die mit stärkeren Effizienzanreizen ausgestattet sind. Empirisch scheinen jedoch sowohl überdurchschnittliche „Faulheit“ als auch überdurchschnittlicher Altruismus (als Indikator für „Redlichkeit“) von Verwaltungsmitarbeitern zwar statistisch signifikant aber insgesamt nicht besonders bedeutend zu sein – zumindest nicht in Deutschland.⁶⁸ Es ist zudem zu betonen, dass Versuche, die Leistungsfähigkeit von Verwaltungen dadurch zu erhöhen, dass Aufgaben mit stärkeren Anreizen versehen werden, als außerordentlich problematisch angesehen werden müssen.⁶⁹

Neben der geringen Anreizintensität in Verwaltungen betont Niskanen (1971, 1975) eine weitere Besonderheit von Verwaltungen bzw. der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltungen: Ausgehend von der Überlegung, dass die Politik umfangreich vom Handeln der Verwaltung abhängig ist, illustriert er im Rahmen eines Modells, dass Behörden einen Fehlanreiz haben könnten, ihr Budget zu maximieren – analog zu einem Monopolisten, der seinen Gewinn maximiert. Wilson (1991, Kapitel 10) entgegnet, dass ein großes Budget selten im Interesse von Behörden liege, da dieses in der Regel

⁶⁵ Vgl. zur Diskussion des Beamtentums insbesondere Weber (1919).

⁶⁶ Vgl. Tirole (1994, S. 13 ff.).

⁶⁷ Weber spricht konkret von einer „im Interesse der Integrität hochentwickelten ständischen Ehre“ sowie von einer Aufgabenerledigung „ohne Zorn und Eingenommenheit“; vgl. Weber (1919, S. 407, 415).

⁶⁸ Vgl. Dur/Zoutenbier (2015).

⁶⁹ Die Auffassung, dass durch eine erhöhte Anreizintensität eine generell vermutete „Ineffizienz“ in Verwaltungen reduziert werden könne, wurde insbesondere in den 80er und 90er Jahren des 20. Jahrhunderts von Anhängern des „New Public Management“ vertreten (vgl. z. B. Hood, 1991; Osborne, 1993). Dieser Ansatz hat sich jedoch als nicht geeignet erwiesen, die Annahme der Vorteilhaftigkeit einer generell anreizschwachen Umgebung in Verwaltungen zu widerlegen. Vielmehr kann im Allgemeinen nicht davon ausgegangen werden, dass umfassende Anreize, gerade bei komplexen Aufgaben sinnvoll ausgestaltet werden können – vgl. hierzu auch die Kritik an Leistungsanreizen in der Verwaltung von Mühlenkamp (2008).

dazu führe, dass die Behörde (auch auf Grund ihrer stärkeren fiskalischen Sichtbarkeit) umfangreicheren politischen Nebenbedingungen und Rechtfertigungszwängen unterliegt. Stattdessen, so argumentiert Wilson, seien viele Behörden eher vom Bestreben nach größtmöglicher Autonomie getrieben. Insgesamt fällt ein „harter“ empirischer Nachweis des einen oder anderen Motivs schwer. Es ist jedoch anzunehmen, dass Behörden meist über ein gewisses, ggf. auch ideell begründetes Eigeninteresse verfügen, das dazu führt, dass Spielräume in der Abhängigkeitsbeziehung der Politik zur Verwaltung entsprechend ausgenutzt werden.

Ein weiterer, etwas speziellerer, Aspekt wird von Laffont/Tirole (1991) für den Fall einer Regulierungsbehörde betont: Sie diskutieren das Auftreten eines „Regulatory Capture“, d. h. die Vereinnahmung der Regulierungsbehörde durch das regulierte Unternehmen. Begünstigend hierfür könne etwa sein, dass das regulierte Unternehmen den Mitarbeitern des Regulierers gut bezahlte Positionen nach ihrem Ausscheiden aus der Behörde anbietet. Als Lösungsansätze führen Laffont/Tirole auf, dass bestimmte Arbeitgeberwechsel untersagt werden können, die Vergütung der Behördenmitarbeiter erhöht oder auch Interessengruppen in die Überwachung des Regulierers eingebunden werden könnten.

Abschließend lässt sich festhalten, dass Verwaltungen in der Regel von eher anreizschwachen Strukturen geprägt sind und somit stärker auf die fachlichen und professionellen Motivationen ihrer Mitarbeiter angewiesen sind als etwa Unternehmen – es ist jedoch grundsätzlich nicht davon auszugehen, dass Verwaltungen grundsätzlich frei von Eigeninteressen sind. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Spielräume und Fehlanreize für das Verhalten der Verwaltung auch daraus erwachsen können, dass die Politik, in der Regel mangels Alternativen, von der jeweiligen Behörde umfangreich abhängig ist und dass die Akteure, auf die das Verwaltungshandeln abzielt, ein Interesse haben können, dieses Verwaltungshandeln zu manipulieren. Diese allgemeine Charakterisierung wird in den meisten konkreten Fällen jedoch zu kurz greifen: Es existieren sehr unterschiedliche Behörden, die entsprechend ihren Aufgaben auch sehr unterschiedliche – sinnvolle – Ausgestaltungen aufweisen.⁷⁰ Deshalb wird im Folgenden, wie beim Konzept „der Politik“, mit der beschriebenen Vereinfachung gearbeitet und bei Bedarf eine Konkretisierung vorgenommen.

2.2.3.2 Ausgestaltungsfragen und -probleme bei der Beauftragung der Verwaltung durch die Politik

Verwaltungen können durch die Politik grundsätzlich sehr umfangreiche Aufgaben übertragen werden. Dabei ist aber zu klären, wie diese Auftragsbeziehung konkret ausgestaltet werden soll. Im zunächst folgenden Abschnitt 2.2.3.2.1 wird erläutert, welche Gestaltungsoptionen in dieser Hinsicht vorliegen und welche Anhaltspunkte für ihre Auswahl existieren. In Abschnitt 2.2.3.2.2 wird schließlich darauf eingegangen, inwiefern eine Verwaltung – über die Erfüllung der ihr übertragenen Aufgabe hinaus – eine besondere Rolle bei der Beratung der Politik spielen kann.

⁷⁰ Vgl. Wilson (1991).

2.2.3.2.1 Explizite Vorgaben vs. Delegation

Trotz der grundsätzlich schwierigen Kontrahierbarkeit der Aufgaben, die Behörden übertragen werden, stellt sich die Frage, in welcher Form Behörden Vorgaben von der Politik erhalten bzw. wie gesteuert wird, was diese überhaupt tun sollen. Der Verweis auf Extrembeispiele (etwa das US-Außenministerium bei Williamson) hilft hier nur bedingt weiter.

In einer gewissen Analogie zu den in Abschnitt 2.2.2 diskutierten Auftragsbeziehungen lässt sich aber fragen, inwiefern Verwaltungsaufgaben sich auf Grund ihres Ergebnisses oder auch der Kontrolle ihres Durchführungsprozesses beschreiben lassen.⁷¹ Auch komplexe Aufgaben lassen sich meist in verschiedene Arbeitsschritte unterteilen und Zwischenergebnisse lassen sich einer Prüfung (durch die Politik) zuführen. Tatsächlich existieren gerade im Bereich der Verwaltung häufig umfangreiche Verfahrensvorschriften, die zwar nur selten algorithmische Anweisungen bis in das allerletzte Detail enthalten, aber die Tätigkeiten einerseits vorstrukturieren und andererseits diese im Bedarfsfall oder auch in regelmäßigem Turnus einer gewissen Überprüfung durch Politik, übergeordnete Behörden aber auch Gerichte zugänglich machen. So lassen sich dann auch teilweise Kriterien definieren, die eine gewisse Überprüfung von Zwischenergebnissen ermöglichen, die durch die Strukturierung des Prozesses definiert werden.

Unter Berücksichtigung der Grenzen, die die Aufgabe in Bezug auf ihre Kodifizierung (d. h. die Zerlegung in Schritte und die Definition von mehr oder weniger messbaren Zwischenergebnissen) hat und welche Kosten damit einhergehen, stellt sich die Frage, in welchem Umfang und in welcher Form eine entsprechende politische Steuerung der Behörde bzw. ihrer Tätigkeit vorgenommen werden sollte. Anders ausgedrückt: Es ist festzulegen, an welchen Stellen der grundsätzlich bei der Behörde angesiedelten Aufgabendurchführung die Politik durch explizite Entscheidungen in das Handeln der Verwaltung eingreift und an welchen Stellen sie die entsprechenden Entscheidungen an die Behörde delegiert, d. h. dieser einen entsprechenden Entscheidungsspielraum zugesteht.

Für die Delegation eher umfangreicherer Kompetenzen an die Verwaltung spricht zunächst, dass diese so die Politik davon entlasten kann, sich detailliert mit speziellen Fragen zu beschäftigen: Wie bereits erläutert, verfügen Politiker grundsätzlich über beschränkte Ressourcen und es bestehen hohe Opportunitätskosten, sich umfassend mit Fragen in besonderer Detailtiefe zu befassen.⁷² Zudem wurde in Abschnitt 2.2.3.1.1 darauf hingewiesen, dass politische Konflikte dazu führen können, dass (ggf. notwendige bzw. sinnvolle) Entscheidungen nicht oder nur unter sehr großem Aufwand bzw. mit bedeutenden Verzögerungen erzielt werden können. In solchen Fällen kann – wenn dies nicht grundsätzlich unvereinbar mit der Tragweite der Entscheidung ist – die Übertragung entsprechender Kompetenzen an eine Verwaltung dazu führen, dass so Probleme der politischen Entscheidungsfindung gemildert werden. In einem ähnlichen Zusammenhang steht die Überlegung, dass die Übertragung von Kompetenzen an eine Verwaltung geeignet sein kann, die Möglichkeiten von Politikern zu opportunistischem, kurzfristorientiertem Verhalten zu reduzieren.

⁷¹ Vgl. Wilson (1991, S. 158 ff.).

⁷² Vgl. für das Opportunitätskostenargument auf Seiten der Politik außerdem McCubbins/Noll/Weingast (1987) oder auch Hirsch/Shotts (2014).

Den genannten Vorzügen der Übertragung von Kompetenzen an die Verwaltung stehen aber auch Nachteile entgegen: So können explizite Eingriffe bzw. Vorgaben durch die Politik insbesondere dann gerechtfertigt sein, wenn ansonsten zu befürchten ist, dass eine legitime politische Steuerung der Entscheidungen der Behörde nicht mehr gewährleistet ist. Gründe die dazu führen können, sind etwa (i) eine hohe Dynamik der Aufgabe, die eine regelmäßige politische Nachsteuerung erforderlich macht oder (ii) eine erhöhte Gefahr in der Hinsicht, dass die Behörde in besonderer Weise eigene Interessen verfolgt oder Ziel von Beeinflussungsmaßnahmen durch Interessensvertreter („Regulatory Capture“) ist. Weiterhin besteht die Gefahr, dass bei einer sehr umfangreichen Delegation von Kompetenzen an eine Behörde nachfolgende Legislaturperioden opportunistisch gebunden werden.

Für die Umsetzung der Übertragung einer bestimmten Aufgabe durch die Politik an die Verwaltung lassen sich zwei Phasen unterscheiden: Die Festlegung einer gewissen Strukturierung der behördlichen Aufgabe, und somit gewisser Eingriffspunkte, ist eher als Ex-ante-Entscheidung zu betrachten; die tatsächliche Wahrnehmung der so geschaffenen Kontrollmöglichkeiten durch die Politik hingegen erfolgt ex post.

Die umfangreiche Strukturierung eines Prozesses (ex ante), gegebenenfalls mit festen Regeln für gewisse Teilbereiche, kann zwar eine einfachere Überwachung und Steuerung (durch die Politik) ermöglichen, lässt das Verwaltungshandeln aber auch unflexibler werden.⁷³ Somit stellt die maximale Zerlegung des Prozesses nicht automatisch die beste Lösung dafür dar, der Politik umfangreiche Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten zu sichern – auch wenn die reinen Ex-ante-Transaktionskosten etwa wegen eines langen Zeithorizonts praktisch kaum bedeutsam sein sollten. Vielmehr wird bereits in dieser Stufe eine Vorentscheidung darüber getroffen, wie stark das Verwaltungshandeln – auch im Licht etwaiger Flexibilitätsbedarfe – vordefiniert werden soll. Eine starke Vorstrukturierung dürfte sich eher dann als vorteilhaft erweisen, wenn es sich um vergleichsweise eindeutige Aufgaben handelt, bei denen nicht zu erwarten ist, dass Veränderungen in Bezug auf politische Ziele etc. einen Anpassungsbedarf hervorrufen, der nicht im Rahmen der vorgegebenen Struktur umgesetzt werden kann.⁷⁴ Andererseits führen größere Freiheitsgrade in der Aufgabendurchführung dazu, dass die Politik sich entweder der „Redlichkeit“ der beauftragten Behörde relativ sicher sein muss oder ggf. eine intensivere Nachsteuerung vornehmen muss, die mit entsprechend höheren Ex-post-Transaktionskosten einhergeht.⁷⁵ In Bezug auf den ressourcenintensiven Einsatz der Politik zur Nachsteuerung von Verwaltungshandeln ist damit einhergehend zu klären, an welchen Eingriffspunkten die Politik ggf. regelmäßige Überprüfungen durchführt und an welchen Punkten optionale Prüfungen stattfinden. Bei Letzteren ist zudem festzulegen, wodurch diese ausgelöst werden sollen. Wenn es sich um eine Behörde handelt, die unterhalb der Ministerialbürokratie angesiedelt ist, kann aber ggf. auch eine gewisse Kontrolle durch diese stattfinden, insbesondere dann, wenn die Ministerialbürokratie, wie in Deutschland, in gewissem Umfang politisiert ist und somit erwartet werden

⁷³ Wilson (1991, S. 333 ff.) spricht in diesem Zusammenhang von Abwägung von „Rules“ vs. „Discretion“, Kerber (2008) von „Rules“ vs. „Standards“. Insbesondere Kerber verweist auf die Abwägung zwischen Ex-post- und Ex-ante-Transaktionskosten.

⁷⁴ Ein Beispiel kann (in gewissen Grenzen) etwa die Tätigkeit von Steuerbehörden sein.

⁷⁵ Vgl. z. B. Weingast/Moran (1983).

kann, dass sie eher als andere Behörden im Sinne der Regierung bzw. der Politik handelt.⁷⁶ Gerade bei sehr anspruchsvollen und schwer kontrahierbaren Aufgaben sind sowohl die Vorstrukturierung der Aufgabe ex ante als auch ex post stattfindende Eingriffe in ihre Durchführung durch die Politik sehr aufwändig. Die Herausforderung in der Ausgestaltung des Auftragsverhältnisses liegt daher auch in der sorgfältigen Auswahl von Eingriffspunkten, um möglichst „wichtige“ Entscheidungen einer Kontrolle bzw. Prüfung zuführen zu können. Dies bedeutet dennoch, dass die „Redlichkeit“ der Verwaltung in solchen Fällen sehr komplexer Aufgaben eine zentrale Rolle spielt und die Politik faktisch in erheblichem Umfang von der Verwaltung abhängig ist. Diese Abhängigkeit kann im Übrigen auch dazu führen, dass die Änderung der konkreten Aufgabendurchführung durch nachfolgende Legislaturperioden mit erheblichem Aufwand verbunden sein kann.

2.2.3.2 Welche Rolle kann/soll die Verwaltung bei der Beratung der Politik spielen?

Wenn man davon ausgeht, dass die Beratung der Politik nicht die primäre Aufgabe der fraglichen Behörde ist, also es sich nicht um die Ministerialbürokratie handelt, deren Daseinszweck schlechthin die Beratung der Politik ist,⁷⁷ stellt sich dennoch die Frage, inwiefern die Behörde auf Grund ihrer Tätigkeit über besonderes Wissen oder besondere Fähigkeiten verfügt, die für die Politikgestaltung im Allgemeinen wertvoll sind.

Konkret ist darüber zu entscheiden, inwiefern die Behörde mit Ressourcen ausgestattet wird, um dieses Wissen entsprechend zugänglich zu machen. Dies kann dann vorteilhaft sein, wenn die Behörde auf Grund ihres Tätigkeitsfeldes über besonderes Wissen verfügt. Ein weiterer Grund kann sein, dass andere Akteure, etwa Beratungsunternehmen, beispielsweise durch ihre Abhängigkeit von bestimmten sonstigen Auftraggebern, Anreize haben, bei der Beratung der Politik nicht neutral vorzugehen und somit ein Rent-Seeking-Problem vorliegt. In Bezug auf die „Neutralität“ der Beratung ist jedoch zu berücksichtigen, dass auch (nicht formal politisierte) Behörden gewisse ideelle und zeitlich recht stabile Prägungen aufweisen können.⁷⁸ Daher kann es ggf. eine sinnvolle Alternative darstellen, sowohl die entsprechenden Ressourcen für Beratungsfunktionen für die Politik einzurichten, „im Betrieb“ aber nicht nur auf das Wissen der Behörde, sondern ggf. auch andere Wissensträger zurückzugreifen.⁷⁹ Insgesamt ist jedoch anzumerken, dass die Ministerialbürokratie bei der Weiterverarbeitung fachlicher Untersuchungen zu politischen Entscheidungsvorlagen eine entscheidende Rolle spielen dürfte und in diesem Zusammenhang zu erwarten ist, dass diese die Inhalte mit einer entsprechenden politischen Prägung versieht.

2.2.3.3 Fazit

Die Untersuchung von Auftragsbeziehungen zwischen Politik und Verwaltung hat verdeutlicht, dass trotz der vergleichsweise schlechten Kontrahierbarkeit von Aufgaben, die die Politik der Verwaltung überträgt, gewisse Möglichkeiten zur sinnvollen institutionellen Ausgestaltung dieser Prinzipal-Agent-Beziehung bestehen. Im Kern ist dabei die Frage zu beantworten, welcher Stellenwert einer hohen

⁷⁶ Vgl. für eine Diskussion der deutschen Ministerialbürokratie Hustedt/Salomonsen (2013).

⁷⁷ Vgl. Hustedt/Salomonsen (2013, S. 204).

⁷⁸ Vgl. z. B. McCubbins/Noll/Weingast (1987) sowie Weingast/Moran (1983) aber auch Abschnitt 2.2.3.1.2.

⁷⁹ Vgl. hierzu insbesondere Hirsch/Shotts (2014, 2015).

Flexibilität des behördlichen Handelns vor dem Hintergrund der in der Regel sehr hohen Kosten einer unmittelbaren politischen Steuerung der Behörde einzuräumen ist. Bei der konkreten Ausgestaltung der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung schlägt sich die Antwort auf diese Frage einerseits in der ex ante zu bestimmenden „Einhegung“ des behördlichen Handelns durch eine ggf. sehr kleinteilige Vorstrukturierung ihrer Aufgabe und andererseits in den ex post durchzuführenden politischen Eingriffen in das Verwaltungshandeln nieder. Letztlich ist aber auch festzuhalten, dass bei komplexen und schwer kontrahierbaren Aufgaben die Politik umfangreich von der „Redlichkeit“ der Behörde abhängig sein wird. Der Fokus liegt in solchen Fällen insbesondere darauf, Eingriffs- bzw. Kontrollmöglichkeiten in Hinsicht auf besonders wichtige Entscheidungen zu schaffen.

Für den Fall, dass die fachlichen Fähigkeiten der Behörde eine besondere Rolle spielen (und es sich nicht um ein Ministerium handelt) kann – gerade auch dann, wenn eine ansonsten hinreichend unabhängige Beratung der Politik durch Dritte nicht gewährleistet ist – erwogen werden, die Behörde mit entsprechenden Ressourcen auszustatten, um speziell eine beratende Rolle für die politische Entscheidungsfindung zu ermöglichen.

Mit Blick auf konkret durchzuführende Analysen sind zwei Besonderheiten der Akteure „Politik“ und „Verwaltung“ besonders hervorzuheben: Erstens dürfte die Perspektive der Politik als Prinzipal häufig von einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive abweichen, da generell davon auszugehen ist, dass umfangreiche politisch-institutionell bedingte Repräsentationsdefizite bestehen, die sich etwa in mit hohen Transaktionskosten einhergehenden politischen Entscheidungsfindungsprozess oder spezifischen Fehlanreizen von Politikern äußern. Zweitens ist in der Regel davon auszugehen, dass Behörden eine grundsätzlich persistente Prägung aufweisen, die ein Stück weit als ihr Eigeninteresse aufgefasst werden kann und von der die Politik je nach Art der übertragenen Aufgabe mehr oder weniger abhängig ist. Das bedeutet auch, dass so eine gewisse legislaturperiodenübergreifende Wirksamkeit politischer Entscheidungen hergestellt werden kann. Eine besondere Rolle dürfte dieser Aspekt daher im Rahmen der Etablierung einer Behörde bzw. bei der Übertragung einer neuen (hinreichend großen) Aufgabe an eine bestehende Behörde spielen.

2.2.4 Einbezug gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung

Im Rahmen der im vorherigen Abschnitt 2.2.3 erfolgten Analyse der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung sind zwei zentrale Probleme einer solchen Konstellation deutlich hervorgetreten: Zum einen bestehen grundsätzlich umfangreiche Überwachungs- und Kontrollprobleme zwischen Politik und Verwaltung, da eine explizite Befassung der Politik mit Detailfragen des Verwaltungshandelns durch relativ hohe Kosten gekennzeichnet ist. Daraus können Probleme resultieren, etwa in Form von Bestechlichkeit, Regulatory Capture oder eines erkennbar durch ihr Eigeninteresse geprägtes Handeln der Behörde. Zum anderen bestehen mehr oder weniger umfangreiche Repräsentations- und Legitimationsdefizite im Rahmen des Prinzipal-Agent-Verhältnisses zwischen Wählern und Politik. Daher stellt sich die Frage, inwiefern die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung geeignet ist, diese beiden genannten Defizite zu reduzieren, und auch, welche darüber hinaus gehenden Zwecke damit verfolgt werden können.

Um dies zu klären, wird in Abschnitt 2.2.4.1 zunächst allgemein herausgearbeitet, welche Ausgestaltungsoptionen in diesem Zusammenhang existieren, wie sie bedingt sind, wie sie wirken und welche Kosten mit ihnen einhergehen. Im darauffolgenden Abschnitt 2.2.4.2 wird diskutiert, inwiefern diese auf stilisierte Anwendungsfälle (d. h. im Sinne von Zwecken der Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure) anwendbar sind und welche Interdependenzen zwischen den Anwendungsfällen bestehen. Abschließend wird in Abschnitt 2.2.4.3 ein kurzes Fazit gezogen.

2.2.4.1 Grundlegende Gestaltungsoptionen und Einordnungen

Der Einbezug gesellschaftlicher Akteure in das Handeln staatlicher aber auch privater Akteure, wird in der Literatur sowohl unter dem allgemeineren Aspekt der „Transparenz“ als auch dem Aspekt der „Partizipation“ diskutiert. Dabei zielt der etwas weitere Transparenzbegriff sowohl auf das Handeln privater als auch staatlicher Akteure und umfasst neben Fragen der reinen Zugänglichmachung von Informationen zum Teil auch Fragen darüber, wie die konkrete Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure, insbesondere im Anschluss an die Zugänglichmachung von Informationen, gestaltet werden kann.⁸⁰ Der Schwerpunkt liegt jedoch eher auf der Ausgestaltung der Bereitstellung von Informationen für gesellschaftliche Akteure bzw. besonders ausgewählte Gruppen.⁸¹ Der Begriff „Partizipation“ zielt hingegen stärker auf Verwaltungen und umfasst neben „reinen“ Transparenzfragen (d. h. insbesondere zur Art der Informationsbereitstellung), die selbstredend Voraussetzung zum Einbezug gesellschaftlicher Akteure sind, auch stärker Überlegungen in Bezug darauf, wie die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure zu einer entsprechenden Meinungsbildung führen kann und wie diese dann durch die Verwaltung berücksichtigt wird.⁸² Die im Zusammenhang mit beiden Begriffen aufgeworfenen Fragestellungen weisen somit Komplementaritäten und Überschneidungen auf und können daher mit Blick auf die Gestaltung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure integriert diskutiert werden.

Zunächst lassen sich in Bezug auf die Bereitstellung von Informationen verschiedene Gestaltungsoptionen unterscheiden.⁸³ Zum einen ist zu entscheiden, ob Transparenz ergebnis- oder prozessorientiert gewährleistet wird und auch, ob die Bereitstellung von Informationen kontinuierlich oder retrospektiv erfolgt. Weiterhin ist zu klären, ob die Bereitstellung nur auf Anfrage, d. h. reaktiv, oder unabhängig davon, d. h. proaktiv, erfolgt. Zudem ist festzulegen, auf welchem Aggregationsniveau die Bereitstellung von Informationen erfolgt. Weitere Ausgestaltungsparameter sind der Adressatenkreis, d. h. welche gesellschaftlichen Akteure überhaupt einbezogen werden, wie diese konkret eingebunden werden und wie dies letztlich das Verwaltungshandeln beeinflusst.

Die genannten Gestaltungsoptionen sind zwar grundsätzlich sehr umfangreich, aber auch nicht gänzlich voneinander unabhängig. Zudem gehen sie, abhängig vom konkreten Anwendungsfall, mit

⁸⁰ Vgl. CGDEV (2014), Grossman/Luque/Muniesa (2006) und Heald (2006).

⁸¹ Vgl. hierzu insbesondere Heald (2006).

⁸² Vgl. insbesondere Fung (2006).

⁸³ Vgl. Heald (2006) und Vortragsfolie 11 des Vortrags „Transparenz bei Vergabeverfahren für PPP-Projekte im Verkehrsinfrastrukturbereich – Gesellschaftliche Kontrolle vs. Wettbewerbsintensität“, gehalten von A. Ryndin auf der Konferenz „Verkehrsökonomik und -politik“ am 27.06.2014, Berlin, abgerufen im Internet am 24.05.2015 unter http://www.verkehrskonferenz.de/fileadmin/archiv/konferenz_2014/Papers/Ryndin_-_Transparenz_bei_Vergabeverfahren_fuer_PPP-Projekte_im_Verkehrsinfrastrukturbereich.pdf.

gewissen Schwierigkeiten einher, die so die in Frage kommenden Lösungen für den Einbezug gesellschaftlicher Akteure weiter einschränken.

Die meisten der genannten Optionen lassen sich in Hinsicht darauf einordnen, wie intensiv der Einbezug Dritter in Verwaltungsentscheidungen ist: So führen an zahlreichen Schritten des von der Verwaltung durchgeführten Prozesses bestehende Eingriffsmöglichkeiten (entsprechend einer eher kontinuierlichen Informationsbereitstellung), ein niedriges Aggregationsniveau, niedrige Beteiligungshürden durch eine nur geringe Einschränkung des Adressatenkreises und umfassende, daraus resultierende Konsequenzen für das Verwaltungshandeln dazu, dass die Behörde massiven zusätzlichen Einflüssen ausgesetzt wird. In diesem Zusammenhang wird argumentiert, dass dies umfangreiche Fehlanreize bei den betroffenen Akteuren bzw. Mitarbeitern nach sich ziehen könne. Der Grund für diese Einschätzung ist, dass Beobachtungen dazu vorliegen, dass dann ggf. ein Ausweichverhalten induziert wird, z. B. „Informationen gar nicht erst entstehen zu lassen“. Dies kann im Ergebnis dazu führen, dass komplexe Entscheidungsprozesse auf Grund umfangreicher externer Intervention nicht mehr sinnvoll stattfinden können.⁸⁴ Dies kann insbesondere im Zusammenhang mit Tätigkeiten, die gerade wegen ihrer schlechten Kontrahierbarkeit bei der öffentlichen Hand angesiedelt sind,⁸⁵ zu erheblichen Problemen führen. Verschiedene Autoren plädieren daher in diesem Kontext zwar für einen Einbezug gesellschaftlicher Akteure bzgl. der Ergebnisse und ggf. wichtiger Entscheidungsstufen, jedoch dagegen, jede noch so kleine Notiz öffentlich zu machen und einem umfassenden Diskurs zu unterwerfen.⁸⁶ Insofern ergeben starke Argumente dafür, Transparenz bzw. Beteiligung so zu strukturieren, dass die betroffene Verwaltung nicht überfordert wird. Konkret betrifft dies vor allem die Einschränkung der Beteiligung auf gewisse Teilfragen bzw. -schritte eines Prozesses sowie eine gewisse Beschränkung in Bezug darauf, wie unmittelbar die Beteiligung einen Einfluss auf das Handeln der Behörde hat. Dieses Ergebnis steht in einer gewissen Analogie zu den Ergebnissen aus Abschnitt 2.2.3: Dort wurde herausgearbeitet, dass trotz diverser Kontrahierungsprobleme – und damit einhergehend einer gewissen Vorteilhaftigkeit einer eher anreizschwachen Umgebung innerhalb von Verwaltungen – in der Regel gewisse strukturelle Vorgaben in Bezug auf die zu delegierende Aufgabe möglich sein werden und dass sich basierend auf dieser Struktur und so definierten Zwischenergebnissen eine gewisse Steuerung und Überwachung der Aufgabendurchführung etablieren lässt. In diesem Zusammenhang bietet es sich daher an, für die Gestaltung von institutionellen Lösungen zur Einbeziehung Dritter auf die Überlegungen zurückzugreifen, die bereits in Bezug auf die Ausgestaltung des Prinzipal-Agent-Verhältnisses zwischen Politik und Verwaltung diskutiert wurden, da sich die Probleme stark ähneln. Zudem dürfte es in der Regel nicht sinnvoll sein, unterschiedliche Strukturierungen ein und desselben Prozesses für die Kontrolle der Verwaltung durch die Politik einerseits und gesellschaftliche Akteure andererseits zu implementieren. Vielmehr dürfte eine identische grundsätzliche Strukturierung des Prozesses sinnvoll sein, die dann in den jeweiligen Beziehungen (zur Politik einerseits und zu den gesellschaftlichen Akteuren andererseits) auf unterschiedliche Art verwendet wird, um Eingriffsmöglichkeiten für die

⁸⁴ Vgl. Fenster (2006), Prat (2006) und Wewer (2014).

⁸⁵ Vgl. Abschnitt 2.2.3.1.2.

⁸⁶ Vgl. z. B. Fenster (2006) oder Heald (2006).

Überprüfung bzw. Steuerung abzuleiten. Weiterhin ist darüber zu entscheiden, wie unmittelbar sich das Ergebnis der Beteiligung gesellschaftlicher Akteure auf das Verwaltungshandeln auswirkt: Wie oben dargelegt, kann eine unmittelbare Pflicht zur Umsetzung der Beteiligungsergebnisse dazu führen, dass komplexe Entscheidungsprozesse nicht mehr sinnvoll durch die Behörde durchgeführt werden können. Hier besteht einerseits die Möglichkeit, der Behörde die Entscheidungsbefugnis darüber zu übertragen, inwiefern sie die Ergebnisse der Beteiligung umsetzt, ggf. mit einer entsprechenden Rechenschafts- bzw. Dokumentationspflicht, oder aber andererseits feste Regeln vorzugeben. Letzteres dürfte in der Regel problematisch sein, da dann der konkrete Entscheidungsgegenstand ex ante relativ klar beschreibbar sein müsste. Die erstere Variante hingegen erfordert, dass die Behörde hinreichende Ressourcen und ggf. auch ein gewisses Beharrungsvermögen besitzt, um sich einerseits nicht über Gebühr unter Druck setzen zu lassen, andererseits aber auch Verhaltensänderungen seitens der Behörde durch die Einbeziehung Dritter möglich sind. Eine solche Lösung könnte jedoch dadurch ergänzt werden, dass eine gewisse Begleitung des Prozesses durch die Ministerialbürokratie stattfindet.

Eine weitere Dimension der Ausgestaltung institutioneller Lösungen zum Einbezug gesellschaftlicher Akteure lässt sich an der Frage festmachen, welche Akteure auf welchem Niveau einbezogen werden sollen. Mögliche Varianten sind – als Extrembeispiele – der sehr breite Einbezug der Bevölkerung einerseits und die Beschränkung auf wenige Vertreter von Interessenverbänden bzw. sonstige Experten andererseits. Zudem stellt die fachliche Komplexität der Fragen unterschiedlich hohe Anforderungen an die Ressourcen, die die Akteure aufwenden müssen, um eine eigene Position zu formulieren und zu vertreten. Hierdurch kann sich ein gewisser Selektionseffekt ergeben: Bei Akteuren mit ausgeprägten Interessen und Ressourcen ist davon auszugehen, dass diese einen erheblichen Einfluss nehmen können; andere Akteure, die eventuell ebenso betroffen sind, aber nur über eine geringere Ressourcenausstattung verfügen, jedoch nicht.⁸⁷ Somit besteht die Gefahr, dass so Partikularinteressen durchgesetzt werden, was jedoch ggf. im Rahmen der demokratischen Institutionen nicht erwünscht ist.⁸⁸ Diese potentiellen Probleme müssen allerdings sorgsam gegenüber einer sonst eventuell nur mangelhaft gegebenen legitimen gesellschaftlichen Kontrolle abgewogen werden. Einige Autoren weisen jedoch auch darauf hin, dass die Möglichkeit besteht, durch entsprechende Vorgaben im Beteiligungsprozess benachteiligte Gruppen besser zu stellen und dadurch nicht nur einen Ausgleich des genannten Problems zu erreichen, sondern auch durch eine gezielte Vorselektion der einzubeziehenden Gruppen festzulegen, welche Interessen wie stark gewichtet werden sollen.⁸⁹ Ergänzend oder ersatzweise hierzu ist jedoch auch denkbar, die Beteiligung so stark vorzustrukturieren und die Sachverhalte, über die entschieden bzw. diskutiert werden soll, so weit zu aggregieren, dass nur noch eher geringe Ressourcenanforderungen für die Akteure bestehen.

Weiterhin ist generell zu berücksichtigen, dass Ausgestaltung und Betrieb von Transparenz- bzw. Beteiligungslösungen mit Kosten einhergehen, die sowohl auf Seiten der Behörde anfallen, die die

⁸⁷ Vgl. Olson (1968).

⁸⁸ Vgl. z. B. Wewer (2014) oder Riege/Lindsay (2006).

⁸⁹ Vgl. McCubbins/Noll/Weingast (1987).

Beteiligung organisiert als auch auf Seiten der einbezogenen gesellschaftlichen Akteure. Generell dürfte eine abschließende, „optimale“ Abwägung der Kosten einer Beteiligungslösung mit ihrem Nutzen schwerfallen. Als Anhaltspunkt kann jedoch die bereits in Abschnitt 2.2.3.1.1 erwähnte Überlegung von Buchanan/Tullock (1962) in Bezug auf die Abwägung der Kosten der Entscheidungsfindung mit den potentiellen externen Kosten der Entscheidung dienen: Je mehr Akteure bzw. Personen von einer gewissen Verwaltungsentscheidung betroffen sind und je tiefgreifender deren Auswirkungen sind, desto eher dürften höhere Kosten für die Organisation und Durchführung eines entsprechend breiten gesellschaftlichen Diskurses zu rechtfertigen sein.

In diesem Zusammenhang ist aber auch zu berücksichtigen, dass eine mehr oder weniger öffentliche Diskussion bestimmter Fragestellungen aus grundsätzlichen Erwägungen heraus problematisch sein kann: Gegen die Veröffentlichung bestimmter Informationen kann sprechen, dass diese z. B. die Landesverteidigung oder die Strafverfolgung gefährdet.⁹⁰ Weiterhin kann es unerwünscht sein, als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse eingestufte Informationen zu veröffentlichen. Darüber hinaus können Konflikte mit anderen Gesetzen auftreten, etwa zum Schutz persönlicher Daten.

2.2.4.2 Konkrete Anwendungsfälle und Interdependenzen

Ein konkretes Ziel, das mit der Etablierung der Einbeziehung von gesellschaftlichen Akteuren in die Auftragsbeziehung von Politik zu Verwaltung verfolgt werden kann, ist zunächst (i) die Reduktion von Steuerungs- und Kontrollproblemen zwischen Politik und Verwaltung. Damit steht auch die Frage in Verbindung, inwiefern (ii) die Einbeziehung von besonderer fachlicher Expertise, die bei bestimmten gesellschaftlichen Akteuren vorliegt, geeignet ist, die Qualität behördlicher Entscheidungen zu verbessern. Ein weiteres Ziel kann aber auch sein, (iii) Repräsentations- bzw. Legitimationsdefizite, die durch die Probleme der Beziehung von Wählern zur Politik verursacht werden, zu reduzieren. Weiterhin wird häufig diskutiert, dass Beteiligungsverfahren bzw. die alleinige Gewährung von Transparenz bzgl. bestimmter Informationen geeignet sein könnte, (iv) Akzeptanz für Verwaltungshandeln bzw. auch diesem vorgelagerte politische Entscheidungen zu schaffen.⁹¹ Diese vier Aspekte werden in den folgenden Abschnitten 2.2.4.2.1 bis 2.2.4.2.4 diskutiert.

2.2.4.2.1 Reduktion von Steuerungs- und Kontrollproblemen bzw. Überwachungskosten im Verhältnis zwischen Politik und Verwaltung

Wie in Abschnitt 2.2.4.1 erläutert, kann für eine eher umfangreichere politische Steuerung der Aufgabendurchführung bei einer Behörde sprechen, dass die der Behörde übertragene Aufgabe einer hohen Dynamik unterliegt und/oder eine erhöhte Gefahr in der Hinsicht besteht, dass die Behörde in zu großem Umfang eigene Interessen verfolgt oder Gegenstand von Beeinflussungsmaßnahmen Dritter (Regulatory Capture, Bestechung) ist. Dem steht jedoch – wie diskutiert – entgegen, dass die Durchführung einer entsprechend engmaschigen Kontrolle des Behördenhandelns durch die Politik ressourcenintensiv ist und gerade seitens der Politik hohe Opportunitätskosten einer detaillierten Befassung mit einzelnen Fragen bestehen.

⁹⁰ Vgl. Fenster (2006, S. 937).

⁹¹ Vgl. ACATECH (2011, S. 19).

Hier setzt eine zentrale Grundüberlegung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure zur Reduktion der Probleme im Auftragsverhältnis zwischen Politik und Verwaltung an – nämlich die Entlastung der Politik bzw. ggf. auch der Ministerialverwaltung von den genannten ressourcenintensiven Überwachungstätigkeiten. Diese Idee wurde wesentlich von McCubbins/Schwartz (1984) formuliert, die anregen, etwaige Probleme im Verwaltungshandeln durch Einbezug entsprechender gesellschaftlicher Akteure identifizieren zu lassen. Sie argumentieren, dass dies nicht nur die Politik entlaste, sondern auch zuverlässig diejenigen Aspekte aufdecke, die für die Wählerschaft bzw. die breite Öffentlichkeit von Bedeutung seien.⁹² Die Entlastung der Politik besteht zudem nicht nur in der Identifikation (und ggf. direkten Behebung) von Problemen im Behördenhandeln sondern auch in der Vorstrukturierung des Diskurses für Probleme, die anschließend auf politischer Ebene gelöst werden. McCubbins/Noll/Weingast (1987) gehen sogar so weit, dass sie die Auffassung vertreten, dass eine geschickte Ausgestaltung von Beteiligungsmöglichkeiten, auch in Hinsicht auf eine explizite Bevorzugung bzw. Benachteiligung bestimmter Akteursgruppen, die Behörde langfristig dadurch disziplinieren kann, dass sie den entsprechenden Rückmeldungen ausgesetzt wird und so über lange Zeiträume umfassende Eingriffe durch die Politik bzw. die Ministerialverwaltung vermieden werden können. In diesem Modell betrachten die Autoren zudem die Möglichkeit, dass durch eine derart umfangreiche „Vor-“Steuerung der Behörde nachfolgende Legislaturperioden gebunden werden können, da ein Umbau dieser Strukturen sehr aufwändig sei.⁹³

Die grundsätzliche Idee, den Einbezug gesellschaftlicher Akteure dazu zu nutzen, die ressourcenintensive Überwachung des Behördenhandelns durch die Politik zu reduzieren, klingt zunächst plausibel. Die Perspektive von McCubbins/Noll/Weingast, dass im Ergebnis die Behörde weitgehend sich selbst überlassen werden könne, muss jedoch als ambitioniert bzw. als nicht allgemein zutreffend betrachtet werden. Abhängig vom Einzelfall dürfte sich insbesondere die Frage stellen, wie vermieden werden kann, dass durch eine hohe Komplexität des Themas Partikularinteressen verstärkt Niederschlag im entsprechenden Beteiligungsverfahren finden. Weiterhin ist darüber zu entscheiden, inwiefern der Behörde zugestanden werden soll, selber und ohne Einbeziehung der Politik ihr Handeln auf Grund der Beteiligung Externer zu verändern.

Wenn sich jedoch in Abhängigkeit der konkreten Aufgabe durch den Einbezug gesellschaftlicher Akteure wirksam Probleme der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung reduzieren lassen, dann ist durchaus denkbar, dass auf dieser Grundlage die Kontrolle des Behördenhandelns durch die Politik etwas weniger umfangreich ausgestaltet werden kann bzw. Probleme infolge eines (zu) stark eigeninteresse-orientierten Behördenhandelns reduziert werden. Im Kontext von Regulierungsbehörden wird in der Literatur insbesondere die Reduktion von Regulatory-Capture-Problemen betont.⁹⁴ Dies bedeutet freilich nicht, dass davon auszugehen ist, dass im Fall von

⁹² Vgl. zu dieser Thematik allgemein auch Lupia/McCubbins (2000).

⁹³ Vgl. hierzu auch die diesbezügliche Diskussion in Abschnitt 2.2.3, sowie insbesondere Weingast/Moran (1983), die die Position vertreten, dass die Prägung von Verwaltungen eine gewisse Persistenz aufweist, die dazu führt, dass explizite Eingriffe zur Änderung dieser Prägungen, insbesondere durch Politiker nachfolgender Legislaturperioden, mit einem hohen Aufwand einhergehen.

⁹⁴ Vgl. Laffont/Tirole (1991) sowie Bauer (2012).

Regulierungsbehörden keine Probleme eigeninteresse-orientierten Handelns jenseits von Regulatory-Capture-Problemen vorliegen.

2.2.4.2.2 Einbezug von bei gesellschaftlichen Akteuren vorhandener Fachexpertise

Im Zusammenhang mit dem im vorhergehenden Abschnitt diskutierten Aspekt der Reduktion von Steuerungs- bzw. Kontrollproblemen im Verhältnis von Politik und Verwaltung stellt sich die Frage, wie gewährleistet werden kann, dass auf Seiten der Behörde ein ausreichend hohes Maß an fachlicher Expertise vorliegt, um eine möglichst hohe Qualität der Entscheidungen zu erzielen: Wie mehrfach betont, zeichnen sich an Verwaltungen übertragene Aufgaben häufig durch eine hohe Komplexität aus. In zahlreichen Fällen ist jedoch anzunehmen, dass es auch Wissensträger außerhalb der Verwaltung gibt, deren fachliche Expertise bedeutsam für das Handeln der Verwaltung ist.⁹⁵ Dieser Aspekt dürfte insbesondere dann von besonderer Relevanz sein, wenn das entsprechende Wissensfeld dynamischen Weiterentwicklungen unterliegt. Nicht unbedingt weniger relevant dürfte aber auch sein, dass bei weniger – aber dennoch – dynamischen Aufgaben die Entscheidungsqualität durch die Behörde – evtl. sogar von ihr selbst unbemerkt – über die Zeit abnimmt, falls keine entsprechende Aktualisierung des Wissens bei der Behörde stattfindet. Daher dürfte oftmals die Einbindung von bei gesellschaftlichen Akteuren vorliegender fachlicher Expertise ein wichtiger Bestandteil des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in eine Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung sein.

In Bezug auf die Ausgestaltung ist jedoch festzuhalten, dass eine besonders breite Einbeziehung aller möglichen gesellschaftlichen Akteure zu diesem Zweck in der Regel nicht angezeigt sein dürfte. Die Ausgestaltung der Einbeziehung der relevanten Akteure erfordert vielmehr besondere Sorgfalt: Die Analysen in Abschnitt 2.2.2.2 zur Übertragbarkeit von Wissen haben verdeutlicht, dass gerade wenn es sich um schwer kodifizierbares Wissen handelt, es wichtig sein wird, auf Seiten der Verwaltung entsprechende (vor allem personelle) Ressourcen vorzuhalten, was im Übrigen auch für den Fall gilt, dass externe Berater für Fachfragen herangezogen werden, die ggf. im Rahmen ihrer Tätigkeit gewissen Fehlanreizen oder Interessenskonflikten unterliegen.⁹⁶ Dieser Zusammenhang illustriert auch, dass die bereits erwähnten Probleme der Durchsetzung von Partikularinteressen bestimmter Akteure hier eine besondere Rolle spielen. Ein Einbezug externer Experten kann daher einen soliden Wissensaufbau bei der Behörde nicht ersetzen, sondern ihn lediglich so ergänzen, dass er seitens der Behörde bestehendes Wissen aktualisiert und ggf. damit in Zusammenhang stehende Überzeugungen bei der Behörde hinterfragt werden können.

2.2.4.2.3 Reduktion von Repräsentations- und Legitimationsdefiziten im Verhältnis zwischen Wählern und Politik

Neben den in Abschnitt 2.2.4.2.1 angesprochenen Steuerungs- und Kontrollproblemen bestehen – wie bereits in Abschnitt 2.2.3.1.1 angesprochen – Probleme, die sich daraus ergeben, dass auf Ebene der Politik Fehlanreize – insbesondere zu kurzfristorientiertem Handeln – und teils umfangreiche Konflikte

⁹⁵ Vgl. zu dem in diesem Abschnitt erörterten Thema insbesondere Lupia/McCubbins (2000), Lenk/Wengelowski (2004), Riege/Lindsay (2006) sowie Fink/Ruffing (2015).

⁹⁶ Vgl. Kozica/Brandl/Kaiser (2013).

und Transaktionskosten bei der Entscheidungsfindung vorliegen. Diese können im Rahmen der Ausgestaltung der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung dafür sprechen, die entsprechenden Entscheidungsspielräume an die Verwaltung zu übertragen – jedoch nur in einem Umfang, der mit der Tragweite der Entscheidung vereinbar ist. Dann stellt sich jedoch auch hier – analog zur Diskussion in Abschnitt 2.2.4.2.1 – die Frage, inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure geeignet ist, das Handeln der Behörde einer entsprechenden Kontrolle zu unterwerfen um etwaige Probleme zu korrigieren. Grundsätzlich scheint dies durchaus praktikabel zu sein.⁹⁷ Es ist jedoch zwischen zwei Fällen zu unterscheiden: Zunächst kann es sich um eher grundsätzliche Entscheidungen handeln, von denen viele Akteure betroffen sind. Dann ist insbesondere zu berücksichtigen, wie der Gefahr einer unerwünschten Durchsetzung von Partikularinteressen einzelner Akteure oder Akteursgruppen entgegengewirkt werden kann. Ein anderer und tendenziell etwas unproblematischerer Fall – gerade in Hinblick auf die grundsätzliche Frage, ob die Entscheidung auf Grund ihrer Tragweite überhaupt an eine Behörde übertragen werden soll bzw. kann – liegt hingegen dann vor, wenn Entscheidungen im Fokus stehen, die eher räumlich abgrenzbare Auswirkungen haben: Dann besteht die Möglichkeit, lokale Präferenzen besser zu berücksichtigen, als dies auf Grund politischer Entscheidungen auf Ebene des gesamten Staates möglich wäre.⁹⁸ In solchen Fällen ist eher nicht davon auszugehen, dass eine Konkurrenz zu den „üblichen“ demokratischen bzw. politischen Verfahren vorliegt.

2.2.4.2.4 Akzeptanz

Von einigen Autoren wird die Auffassung vertreten, dass die umfangreiche Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure die Akzeptanz behördlichen Handelns erhöhen könnte. So erläutern Renn (2013) und Renn et al. (2014), dass der Einbezug gesellschaftlicher Akteure dann die Akzeptanz erhöhen könne, wenn diese tatsächlich Einfluss auf das Verwaltungshandeln nehmen könnten. Bauer (2012, 2015) hingegen argumentiert, dass gerade bei komplexen Planungsprozessen mit vielen Betroffenen der tatsächliche Einfluss Einzelner eher begrenzt sei, was im Ergebnis demotivierend und somit akzeptanz-senkend wirken könne. Darüber hinaus wird auch angeführt, dass die demonstrative Einführung umfangreicher Transparenz- bzw. Beteiligungsmaßnahmen allein schon durch die Zuschreibung ihrer Wirksamkeit im Stande sei, Akzeptanz für das Handeln von Behörden zu schaffen.⁹⁹

Eine eindeutige Prognose der Akzeptanzwirkungen von Beteiligungs- und Transparenzmaßnahmen fällt vor dem genannten Hintergrund schwer: Es sind sowohl Konstellationen denkbar, in denen eine umfangreiche Akzeptanz für das Verwaltungshandeln gerade durch angebotene (und nicht zwangsläufig umfangreich aktiv genutzte) Transparenz und Beteiligung erzielt wird, aber auch solche, in denen Beteiligungsmöglichkeiten gerade dazu führen, dass die Akzeptanz für das

⁹⁷ Vgl. Fink/Ruffing (2015) und Fung (2006).

⁹⁸ Für diesen Aspekt spricht auch die sog. „Föderalismustheorie“, die von Musgrave (1959, S. 179 ff.), Olson (1969) und Oates (1972) formuliert wurde. Sie behandeln dabei die Frage, auf welcher föderalen Ebene welche politischen Entscheidungen angesiedelt sein sollten. Dabei kommen sie zu dem Ergebnis, dass dezentrale Entscheidungen immer dann sinnvoll sind, wenn sich so räumlich heterogene Präferenzen, etwa über die (räumlich eingrenzbar) Bereitstellung öffentlicher Güter besser berücksichtigen lassen.

⁹⁹ Vgl. Meyer/Rowan (1977), DiMaggio/Powell (1983) sowie Fink/Ruffing (2015).

Verwaltungshandeln gering ausfällt. Vielmehr ist davon auszugehen, dass unter günstigen Umständen die – ggf. auch nur potentielle – Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure zur Identifikation und Reduktion von Problemen im Verwaltungshandeln geeignet sein kann, Akzeptanz für das Behördenhandeln zu schaffen bzw. zu erhöhen.

2.2.4.3 Fazit

Die Analyse des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Verwaltung hat deutlich gemacht, dass im Wesentlichen die Etablierung einer gesellschaftlichen Kontrolle bzw. Nachsteuerung politischer bzw. letztlich behördlicher Entscheidungen und die Sicherstellung der Aktualisierung und Erweiterung fachlicher Expertise bei der Behörde wichtige Zwecke sind. Unter gegebenen Umständen lässt sich aber auch eine verbesserte gesellschaftliche Akzeptanz behördlichen Handelns erreichen, es scheint aber problematisch zu sein, generelle Voraussagen zur Akzeptanzwirkung von Beteiligungs- bzw. Transparenz-Maßnahmen zu treffen.

Im Rahmen der Ausgestaltung entsprechender institutioneller Strukturen im Kontext einer komparativen Analyse sind generell Selektionsprobleme zu berücksichtigen, die dazu führen können, dass Partikularinteressen zu großes Gewicht zukommen kann. Weiterhin ist sicherzustellen, dass die Behörde, gerade im Zusammenhang mit der Realisierung einer gesellschaftlichen Kontrolle, nicht durch eine entsprechende Anreizintensivierung in problematischen Umfang in ihrem Handeln beeinträchtigt wird. Ferner setzt der Einbezug fachlicher Expertise voraus, dass die Verwaltung in der Lage ist, die entsprechenden Beiträge selbständig einzuordnen, zu beurteilen und ggf. in ihrem Handeln umzusetzen. Besonders ist hierbei zu berücksichtigen, dass bei externen Wissensträgern Interessenskonflikte und Fehlanreize vorliegen können. Im Ergebnis wird somit deutlich, dass Transparenz- bzw. Partizipationsmaßnahmen einen Beitrag zur Erreichung der genannten Ziele leisten können, aber auch gewisse Anforderungen an die Fähigkeiten der Behörde stellen. Daher scheint es geboten, diese Maßnahmen nicht als Substitut für eine ggf. weniger gut aufgestellte Behörde zu betrachten.

3 Grundlagen des Stromsektors und dessen Bedarfsplanung

Im vorliegenden Kapitel werden die Grundlagen des Stromsektors und dessen Bedarfsplanung sowohl in technischer als auch institutioneller Hinsicht aufgearbeitet: Zunächst erfolgt in Abschnitt 3.1 eine eingehende Erläuterung der technischen Zusammenhänge und der institutionellen Entwicklung des Stromsektors. Anschließend erfolgt in Abschnitt 3.2 eine detailliertere Darlegung der Bedarfsplanung im Stromsektor, wobei wieder sowohl auf technische Zusammenhänge als auch die institutionelle Entwicklung eingegangen wird. Der Zweck dieser Darstellung im Rahmen der vorliegenden Arbeit besteht insbesondere im Aufbau des relevanten Sektorwissens (vgl. Abschnitt 2.1.2.1.1), um die jeweiligen Analysen in den Kapiteln 4 und 5 vorzubereiten. Besonders zu erwähnen ist hierbei auch die Ableitung eines generischen Planungsprozesses in Abschnitt 3.2.1.2, auf den im Rahmen der nachfolgenden Untersuchungen umfangreich zurückgegriffen wird.

3.1 Sektorgrundlagen

3.1.1 Technik

Im direkt folgenden Abschnitt 3.1.1.1 werden zunächst die technischen Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems kurz vorgestellt. Die technischen Elemente implizieren gewisse Koordinationserfordernisse in Betrieb und Planung; diese werden im zweiten Abschnitt 3.1.1.2 beschrieben.

3.1.1.1 Technische Elemente der Elektrizitätsversorgung

Der Stromsektor lässt sich aus einer technischen bzw. einer Wertschöpfungsperspektive in drei Stufen gliedern: (i) Erzeugung (inkl. Speicher), (ii) Übertragung und Verteilung sowie (iii) Last. In den folgenden Abschnitten 3.1.1.1.1, 3.1.1.1.2 und 3.1.1.1.3 werden die im Rahmen dieser Arbeit relevanten Stufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung kurz vorgestellt.

3.1.1.1.1 Erzeugung

Die Stromerzeugung lässt sich grundsätzlich unterteilen in nicht-regenerative und regenerative Kraftwerke sowie Speicherkraftwerke.¹⁰⁰ Diese Technologien werden in den folgenden Abschnitten 3.1.1.1.1.1, 3.1.1.1.1.2 und 3.1.1.1.1.3 kurz erläutert; anschließend wird in Abschnitt 3.1.1.1.1.4 ein kurzes Fazit gezogen.

3.1.1.1.1.1 Nicht-regenerative Kraftwerke

Kraftwerke zur Erzeugung von Strom aus nicht-regenerativen Quellen sind alle fossil-thermischen Kohle-, Öl- und Gaskraftwerke sowie Kernkraftwerke. Ihnen ist grundsätzlich gemein, dass die Stromerzeugung durch einen mit einer Dampf- oder Gasturbine angetriebenen Generator stattfindet; andere Varianten zur Stromerzeugung aus nicht-regenerativen Quellen (etwa Kolbenmotoren und Brennstoffzellen) spielen großtechnisch eine eher untergeordnete Rolle, haben aber, insbesondere im

¹⁰⁰ Speicher zählen somit im Rahmen dieser Arbeit explizit zur Kategorie „Erzeugung“.

Zusammenhang mit der dezentralen Wärme- und Elektrizitätsversorgung, eine gewisse Bedeutung.¹⁰¹ Durch die grundsätzlich gute Lagerbarkeit der Brennstoffe lassen sich nicht-regenerative Anlagen in der Regel gut steuern. Je nach Anlagentyp sind nicht-regenerative Kraftwerke jedoch unterschiedlich flexibel; so haben z. B. Gasturbinen eher kürzere Anfahrzeiten als große Dampfturbinen.¹⁰² Bei großen thermischen Kraftwerken ist weiterhin zu beachten, dass diese in der Regel auf einen Standort mit guter Kühlwasserversorgung angewiesen sind; darüber hinaus spielen insbesondere bei Kohle, Öl und Gas die Frage nach entsprechenden Transportmöglichkeiten (d. h. Anbindungen über Schienenverbindungen und Wasserstraßen im Fall von Kohle und Öl sowie Pipelines vor allem im Fall von Gas) eine Rolle.

3.1.1.1.2 Regenerative Kraftwerke

Regenerative Energieträger zum Einsatz in der Stromerzeugung sind insbesondere Wasser, Wind, die unmittelbare Nutzung von Solarenergie sowie Biomasse. Weiterhin zählen auch Erdwärme sowie Meeresenergien zu den regenerativen Energieträgern.

Wasserkraftwerke (auch als hydraulische Kraftwerke bezeichnet) gehören zu den ältesten Technologien zur Stromerzeugung.¹⁰³ Sie können entweder als Laufwasser- oder Speicherkraftwerke ausgeführt sein, wobei letztere üblicherweise mit größeren Fallhöhen einhergehen und eine stärkere Entkopplung vom Dargebot, d. h. dem natürlichen Zufluss, ermöglichen.¹⁰⁴

Windkraftanlagen werden seit etwa 25 Jahren zunehmend für die großtechnische Stromerzeugung genutzt. Durch das zeitlich und räumlich heterogene Dargebot¹⁰⁵ ergeben sich Unterschiede bei der Eignung von Standorten. Neben Standorten an Land („on-shore“) werden zunehmend auch Anlagen auf See („off-shore“) installiert. Diese Standorte zeichnen sich grundsätzlich durch ein größeres und auch gleichmäßigeres Dargebot, aber auch höhere Investitionskosten aus.¹⁰⁶

Die unmittelbare Nutzung von Solarenergie kann entweder durch solarthermische oder photovoltaische Kraftwerke erfolgen. Solarthermische Kraftwerke sind insbesondere für Regionen mit starker, direkter Sonneneinstrahlung¹⁰⁷ geeignet und erzeugen meist mit Hilfe eines Dampfkreislaufs Strom. Auf Grund der thermischen Energieumwandlung kann durch Einsatz von Wärmespeichern eine gewisse Entkopplung vom Dargebot stattfinden.¹⁰⁸ Photovoltaische Kraftwerke wandeln (diffuse und direkte) Sonnenstrahlung unter Ausnutzung des photoelektrischen Effekts direkt in elektrischen Strom um und weisen geringere Anforderungen an die Intensität der Sonneneinstrahlung auf als solarthermische Kraftwerke.¹⁰⁹

¹⁰¹ Vgl. z. B. Schwab (2012, S. 137 ff.).

¹⁰² Vgl. z. B. Heuck/Dettmann/Schulz (2013, S. 73).

¹⁰³ Vgl. Stier (1999).

¹⁰⁴ Vgl. Kaltschmitt (2013, S. 95 ff.).

¹⁰⁵ Vgl. z. B. Kaltschmitt (2013, S. 75 ff.).

¹⁰⁶ Vgl. Kaltschmitt (2013, S. 523 ff.).

¹⁰⁷ Vgl. Kaltschmitt (2013, S. 345 f.).

¹⁰⁸ Vgl. Kaltschmitt (2013, S. 273 ff.).

¹⁰⁹ Vgl. Kaltschmitt (2013, S. 345 ff. und 443 ff.).

Die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung erfolgt meist entweder direkt durch Verbrennung (und einen nachgeschalteten Dampfkreislauf) oder durch vorgelagerte Umwandlung in Gas oder flüssige Brennstoffe.¹¹⁰

Weitere Verfahren zur regenerativen Stromerzeugung basieren auf der Nutzung von Erdwärme sowie der Nutzung von Meeresenergien, etwa in Form von Wellen oder Gezeiten. Diese Technologien spielen jedoch derzeit keine große Rolle und werden daher an dieser Stelle ausgespart.

Insgesamt ist festzuhalten, dass regenerative Kraftwerke meist stärker vom unmittelbaren Dargebot des Energieträgers abhängig sind als nicht-regenerative Kraftwerke. Dies trifft insbesondere für Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen zu.

3.1.1.1.1.3 Speicherkraftwerke

Neben den bereits erläuterten regenerativen und nicht-regenerativen Kraftwerken sind auch Speicherkraftwerke in der Lage, Strom einzuspeisen; dieser muss jedoch vorher aufgenommen worden sein. Gebräuchliche Technologien sind insbesondere Pumpspeicherkraftwerke aber auch (in deutlich geringerem Umfang) Druckluftspeicherkraftwerke und Batteriesysteme.

Pumpspeicherkraftwerke sind häufig Erweiterungen von Speicherkraftwerken (siehe Abschnitt 3.1.1.1.1.2) um Pumpen, die Wasser aus tieferen Lagen in ein Oberbecken pumpen; reine Wälzwerke ohne nennenswerten natürlichen Zufluss sind allerdings auch üblich.¹¹¹

Eine weitere gebräuchliche, jedoch deutlich weniger weit verbreitete Technologie zur Speicherung von Strom sind Druckluftspeicherkraftwerke.¹¹² Hierbei wird Luft beim Einspeichervorgang komprimiert und beim Ausspeichern mittels einer Turbine entspannt. Druckluftspeicher, bei denen die bei der Kompression entstehende Wärme gespeichert und zur Vorwärmung der zu entspannenden Luft wiederverwendet wird, werden als adiabate Druckluftspeicher bezeichnet. Falls diese Vorwärmung nicht durch die gespeicherte Kompressionswärme geleistet werden kann, ist die zusätzlich Erwärmung der Druckluft – in der Regel durch fossile Brennstoffe – erforderlich.

Die Speicherung von Elektrizität in Batterien spielt derzeit in größeren Elektrizitätsversorgungssystemen fast ausschließlich zum sehr kurzfristigen Ausgleich eine Rolle, ist jedoch in Inselnetzen, d. h. sehr kleinräumigen Anwendungen, durchaus auch für die Speicherung über längere Zeiträume relevant.¹¹³ In den letzten Jahren konnten jedoch für Batterien teils bedeutende Kostensenkungen realisiert werden und es gibt Anhaltspunkte dafür, dass diese zukünftig für den großtechnischen Einsatz bzw. auch eine umfängliche dezentrale Nutzung eine bedeutende Rolle spielen werden.¹¹⁴

¹¹⁰ Vgl. Kaltschmitt (2013, S. 893 ff.).

¹¹¹ Vgl. Giesecke/Mosonyi (2009, S. 675 ff.).

¹¹² Vgl. Sterner/Stadler (2014, S. 456 ff. und S. 457).

¹¹³ Vgl. eher allgemein Sterner/Stadler (2014, S. 649 ff.) oder für das Beispiel der Elektrifizierung netzferner Regionen in Afrika Hankel/Ott/Weber (2015).

¹¹⁴ Vgl. Stenzel/Fleer/Linssen (2015).

3.1.1.1.4 Fazit

Die verschiedenen Technologien zur Stromerzeugung unterscheiden sich neben dem verwendeten Primärenergieträger auch durch ihre Dargebotsabhängigkeit, ihre Steuerbarkeit, ihre Standorterfordernisse und selbstverständlich ihre Investitionskosten. Sowohl bei nicht-regenerativen als auch bei regenerativen Kraftwerken und Speichern findet eine stetige Weiterentwicklung statt, die derzeit bei regenerativen Kraftwerken (insbesondere Wind und Photovoltaik), besonders in Hinblick auf die Investitionskosten, schnell voranschreitet. Bei nicht-regenerativen Kraftwerken ist festzustellen, dass die Innovationstätigkeit (neben noch möglichen, aber eher geringen Wirkungsgradzuwächsen) insbesondere zu flexibleren Betriebsweisen führt.¹¹⁵

3.1.1.1.2 Übertragung

Der weiträumige Transport elektrischer Energie findet über sog. Übertragungsnetze statt. Zur Reduzierung ohm'scher Verluste und zur Einsparung von Leitermaterial werden zur Stromübertragung hohe Spannungen verwendet. Diese Netze werden grundsätzlich als dreiphasige Drehstromnetze mit Spannungen von 220 kV–700 kV betrieben; in Deutschland sind neben 220 kV hauptsächlich 380 kV üblich.¹¹⁶ Die Leitungen sind meist als Freileitungen ausgeführt; es gibt jedoch auch grundsätzlich die Möglichkeit zur (in der Regel deutlich teureren) Verkabelung oder zur Verwendung gasisolierter Leitungen (GIL).¹¹⁷ Zusätzlich steht als weitere Option zur weiträumigen Übertragung elektrischer Energie die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zur Verfügung. Hiermit können bei sehr großen Entfernungen und zu übertragenden Leistungen auftretende elektrische Probleme (Blindleistungsbedarf, Stabilität) reduziert werden und auch asynchrone Drehstromnetze gekoppelt werden. HGÜ-Verbindungen sind darüber hinaus zur Realisierung von Unterseeverbindungen zwischen Übertragungsnetzen, etwa in Nord- und Ostsee, sowie für Netzanbindungen von Offshore-Windparks in der Nordsee bewährt.

Übertragungsnetze bestehen neben Leitungen auch aus weiteren Betriebsmitteln und Anlagen wie Transformatoren, Schaltanlagen sowie Mess- und Schutzvorrichtungen. Weiterhin spielen FACTS- (Flexible AC Transmission Systems)-Betriebsmittel eine bedeutende Rolle für die Systemführung des Netzes. Mit FACTS (und auch weiteren steuerbaren Elementen wie Schaltern und stufbaren Transformatoren) lassen sich nicht nur lokale Spannungs- bzw. Blindleistungsprobleme behandeln, sondern grundsätzlich auch Lastflüsse beeinflussen. Dies kann die Übertragungsfähigkeit des Netzes (situativ) erhöhen, ohne dass hierzu neue Leitungskapazitäten erforderlich sind. Durch die veränderten Übertragungsfähigkeiten können so unter anderem Kraftwerke flexibler eingesetzt werden.¹¹⁸

3.1.1.1.3 Verteilung

Verteilnetze, die sowohl der Verteilung von Elektrizität an Lasten und unterlagerte Netzebenen als auch der Einspeisung kleinerer Kraftwerke (bis ca. 300 MW) dienen, werden mit Spannungen bis zu

¹¹⁵ Vgl. Schröder et al. (2013) zu Kostenentwicklungen und zu Entwicklungen in Bezug auf die Flexibilisierung nicht-regenerativer Kraftwerke Black&Veatch (2012).

¹¹⁶ Vgl. Heuck/Dettmann/Schulz (2013, S. 81 f.).

¹¹⁷ Vgl. Schwab (2012, S. 438 f.).

¹¹⁸ Vgl. Schwab (2012, S. 478 ff.).

110 kV betrieben.¹¹⁹ Im Gegensatz zu Übertragungsnetzen ist in Verteilnetzen – insbesondere in niedrigeren Spannungsebenen (d. h. < 60 kV) und in Gebieten hoher Lastdichte – eine Verkabelung eher üblich, auch weil die elektrischen Probleme (Isolationsaufwand, Bedarf an kapazitiver Blindleistung) eine geringere Rolle spielen. Durch die anwachsende Einspeisung regenerativer Kraftwerke in Verteilnetzen werden zunehmend auch neuartige, lastflusststeuernde Betriebsmittel (wie regelbare Ortsnetztransformatoren sowie Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung analog zu den Übertragungsnetzen) und sonstige Flexibilisierungsmaßnahmen verstärkt diskutiert und auch eingesetzt.¹²⁰

3.1.1.2 Koordinationsaufgaben zwischen den technischen Elementen

Die Koordinationsaufgaben zwischen den vorgestellten technischen Elementen zur Realisierung einer Elektrizitätsversorgung lassen sich in Betrieb und Planung unterteilen. Die Erläuterung der jeweiligen Koordinationserfordernisse erfolgt in den beiden folgenden Abschnitten 3.1.1.2.1 und 3.1.1.2.2.

3.1.1.2.1 Im Betrieb

Im Betrieb ist in erster Linie das Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung sicherzustellen. Hierzu kann in erster Linie auf steuerbare Kraftwerke und gegebenenfalls auf steuerbare Lasten zurückgegriffen werden. Diese Koordinationsaufgabe ist auf Grund der Vielzahl der beteiligten Anlagen und deren ggf. vorliegenden intertemporalen Nebenbedingungen komplex, kann jedoch in der Regel durch eine räumliche und zeitliche Dekomposition sowie spezielle Optimierungsverfahren beherrscht werden.¹²¹ In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass unmittelbar dargebotsabhängige Einspeisungen von regenerativen Kraftwerken unsicher und daher zu prognostizieren sind, ebenso wie die Höhe der Last im zeitlichen Verlauf.¹²²

Neben dem bilanziellen Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung ist zu beachten, dass auch Interdependenzen, insbesondere zum Übertragungsnetz, vorliegen: An allen Knoten des Netzes sind Spannungsbänder einzuhalten und auf den Leitungen sind Überlastungen zu vermeiden; hierzu sind gegebenenfalls auch lastflusststeuernde Betriebsmittel einzusetzen. Darüber hinaus werden in der Regel sowohl beim Netz als auch bei der Erzeugung „Sicherheitsaufschläge“ vorgesehen: Beim Netz erfolgt dies in der Regel durch das „n-1“-Prinzip, welches vorsieht, dass der Ausfall eines Betriebsmittels bzw. einer Leitung die Versorgungsaufgabe nicht beeinträchtigt.¹²³ Im Bereich der Erzeugung werden Reserven für die kurzfristige Ausregelung von Leistungsungleichgewichten im Rahmen der Regelleistung vorgehalten.¹²⁴

3.1.1.2.2 In der Planung

In der langfristigen Planung sind grundsätzlich dieselben Zusammenhänge wie im Betrieb zu beachten, jedoch mit Blick auf die Fällung von Investitionsentscheidungen in Kraftwerke und Netze.

¹¹⁹ Vgl. Heuck/Dettmann/Schulz (2013, S. 81 ff.).

¹²⁰ Vgl. E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) und Macharey (2009).

¹²¹ Vgl. z. B. Wood/Wollenberg/Sheblé (2014).

¹²² Vgl. Graeber (2014) sowie Schlabbach/Rofalski (2008, S 11 ff.).

¹²³ Vgl. Schwab (2012, S. 436 f.).

¹²⁴ Vgl. Schwab (2012, S. 699 f.).

Neben grundlegenden Zielen der (zu definierenden) kurzfristigen Versorgungssicherheit und der aus den Planungsentscheidungen resultierenden Kosten spielen in der Regel Ziele bzgl. der Nutzung bestimmter Primärenergieträger bzw. bestimmter Erzeugungstechnologien eine wichtige Rolle. Letztgenannte Ziele sind meist stark von umweltpolitischen Zielen beeinflusst. Darüber hinaus gehen solche Überlegungen auch häufig mit der langfristigen Versorgungssicherheit in Bezug auf Primärenergieträger einher. Eine wesentliche Herausforderung besteht hierbei in der angemessenen Antizipation zukünftiger Entwicklungen, da diese maßgeblich die im Rahmen der Planung zu treffenden Investitionsentscheidungen beeinflussen. Eine detaillierte Diskussion der Planung im Elektrizitätsversorgungssystem findet in Abschnitt 3.2 statt.

3.1.2 Institutionelle Ausgestaltung

Neben den technischen Elementen der Elektrizitätsversorgung und den zwischen ihnen vorliegenden Koordinationserfordernissen ist die institutionelle Ausgestaltung von Elektrizitätsversorgungssystemen von erheblicher Bedeutung, da diese die Rahmenbedingungen für die Umsetzung der oben angegebenen Koordinationserfordernisse darstellt. Die institutionelle Ausgestaltung der Elektrizitätsversorgung in Deutschland wird in den folgenden beiden Abschnitten 3.1.2.1 und 3.1.2.2 für Vergangenheit und Gegenwart kurz dargestellt.

3.1.2.1 Historie

In den folgenden Abschnitten wird die institutionelle Entwicklung des Stromsektors in Deutschland erläutert. Hierbei wird auch auf sonstige historische Rahmenbedingungen, etwa technologische und übergeordnete politische Entwicklungen, eingegangen, um die institutionelle Entwicklung in den entsprechenden Kontext zu setzen. Zunächst wird in Abschnitt 3.1.2.1.1 die Entwicklung vom Beginn der Elektrifizierung bis zum Ende des Zweiten Weltkriegs erläutert. Danach wird die jeweilige Entwicklung in den beiden deutschen Staaten bis zur Wiedervereinigung nachgezeichnet (Abschnitte 3.1.2.1.2 und 3.1.2.1.3) und schließlich in Abschnitt 3.1.2.1.4 die Zeit ab 1990 betrachtet.

3.1.2.1.1 Entwicklung vom Beginn der Elektrifizierung bis zum Ende des Zweiten Weltkriegs

Die Elektrifizierung Deutschlands begann Ende des 19. Jahrhunderts mit der Gründung kleiner Elektrizitätswerke.¹²⁵ Diese waren einzelne Unternehmen, die über ein oder mehrere Kraftwerke, häufig Wasser-, aber auch Kohlekraftwerke, verfügten und zunächst insbesondere gewerbliche und öffentliche Abnehmer, dann aber auch zunehmend private Kunden versorgten. Rasch zeichnete sich jedoch ab, dass dies für die Elektrizitätswerke ein zwar kapitalintensives, aber außerordentlich profitables Geschäft war, nicht zuletzt da die Stromkunden (außer ggf. einer Eigenerzeugung) keine Alternativen hatten, als auf das örtliche Elektrizitätswerk zurückzugreifen. Dieser Abhängigkeits- bzw. Monopolproblematik wurde auf Seiten der Länder durch entsprechende Auflagen im Rahmen der wasserrechtlichen¹²⁶ und wegerechtlichen¹²⁷ Genehmigungen versucht entgegenzuwirken. Weiterhin war zu beobachten, dass es umfangreiche Zusammenschlüsse der Hersteller elektrotechnischer

¹²⁵ Vgl. Stier (1999, S. 42).

¹²⁶ Vgl. Stier (1999, S. 79 ff.).

¹²⁷ Vgl. Stier (1999, S. 96 ff.).

Ausrüstung gab, was zu einer Oligopolisierung auf einer vorgelagerten Wertschöpfungsstufe der Elektrizitätsversorgung führte.

Zudem war im Laufe der voranschreitenden Elektrifizierung zunehmend, insbesondere bis zum Zweiten Weltkrieg, ein verstärkter Zusammenschluss von Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung erkennbar. Diese Entwicklung wurde außerdem von einem stärkeren Ausbau von Stromnetzen zum überregionalen Ausgleich (insbesondere zwischen Kohle- und Wasserkraft) begleitet.¹²⁸ Die Unternehmen kooperierten zunehmend umfangreicher, ermöglicht durch immer stärker ausgebaute Hoch- und Höchstspannungsnetze, im Rahmen einer „Verbundwirtschaft“, d. h. unter Nutzung bilateraler Stromliefer- bzw. Bezugsverträge. Die Unternehmen, die die vorgenannte Verbundwirtschaft realisierten, wurden als Verbundunternehmen bezeichnet. Dennoch fanden die Betriebs- und Investitionsentscheidungen im Elektrizitätsversorgungssystem in erster Linie in Bezug auf das Gebiet statt, in dem das entsprechende Verbundunternehmen seine Abnehmer, ggf. mittelbar über zwischengeschaltete Unternehmen, versorgte.

Eine umfassend zentral geplante und betriebene Elektrizitätsversorgung, wie sie bereits früh etwa von Georg Klingenberg (1916), Oskar von Miller (1930) und Oskar Oliven (1930) – von letzterem sogar mit gesamteuropäischem Fokus – propagiert wurde, konnte sich (zu diesem Zeitpunkt) nicht durchsetzen.¹²⁹

Während sich die staatliche Regulierung grundsätzlich auf die Ausgestaltung von Bedingungen im Rahmen des Wasser- und Wegerechts (welches in der Hoheit der Länder lag) konzentrierte, fiel es dem Deutschen Reich schwer, sich zu entsprechend koordinierten Eingriffen durchzuringen.¹³⁰ Dies änderte sich teilweise mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 1935, mit welchem insbesondere dem (Reichs-)Wirtschaftsminister umfangreiche Befugnisse bzgl. der Genehmigung bzw. Untersagung von Aktivitäten im Bereich der Energieversorgung eingeräumt wurden.

Im Zuge des Zweiten Weltkrieges fand zunehmend eine staatliche Kontrolle der Elektrizitätsversorgung durch den sog. „Reichslastverteiler“ in Brauweiler statt, der die Austausche zwischen den einzelnen Verbundunternehmen bzw. „Bezirkslastverteilern“ steuerte und insbesondere die Aufgabe hatte, die Folgen der Störung und Zerstörung von Anlagen, speziell in Hinsicht auf „kriegswichtige“ Aktivitäten, zu minimieren. Hierzu stand der Reichslastverteiler in engem Austausch mit den entsprechenden Ministerien.¹³¹ Eine umfassende eigentumsrechtliche Nationalisierung der Energieversorgungsunternehmen fand jedoch nicht statt.

Die Bewältigung der umfangreichen Kriegsschäden¹³² an Kraftwerken und Netzen spielte in der Nachkriegszeit sowohl in Ost- als auch in Westdeutschland eine bedeutende Rolle. Darauf und auf die weitere Entwicklung in den beiden deutschen Staaten wird im Folgenden eingegangen.

¹²⁸ Vgl. Boll (1969, S. 16 ff. und S. 53 f.).

¹²⁹ Vgl. Boll (1969, S. 56 ff.) sowie Stier (1999, S. 433 ff.).

¹³⁰ Vgl. Stier (1999, S. 355 ff.).

¹³¹ Vgl. Boll (1969, S. 80 ff.).

¹³² Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 47).

3.1.2.1.2 Entwicklung in Westdeutschland bis 1990

Die Entwicklung in Westdeutschland fand – bis auf wenige und eher kurzfristige Ausnahmen – im Rahmen statt, den das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935 geschaffen hatte: Regionale Energieversorgungsunternehmen unterlagen einer (begrenzten) staatlichen Aufsicht. So wurde das EnWG in Westdeutschland grundsätzlich, und mit nur leichten Modifikationen versehen, beibehalten. In der Folge änderte sich nichts an der gebietsmonopolistischen Struktur der Elektrizitätsversorgung. Vielmehr wurden diese „Gebietskartelle“ 1957 sogar grundsätzlich legalisiert, während sie vorher lediglich geduldet worden waren.¹³³ Der dominante Entwicklungspfad war über lange Jahre der Ausbau von Leitungs- und Erzeugungskapazitäten. Zunächst lag der Schwerpunkt direkt nach Kriegsende darauf, Versorgungslücken zu schließen, während er sich später auf die antizipative Errichtung von Anlagen zur Deckung des zukünftig erwarteten Strombedarfs verlagerte.¹³⁴ Dieser proaktive Zubau war einerseits häufig an eher hohen Wachstumsprognosen orientiert und wurde im Interesse der Versorgungssicherheit zur „sicheren Seite“ abgeschätzt.¹³⁵ Somit entstand in Westdeutschland ein an der Jahreshöchstlast gemessen sehr umfangreicher Kraftwerkspark, der stark auf Stein- und Braunkohle sowie Kernenergie basierte. Es ist hervorzuheben, dass durchaus teils umfangreich von den Möglichkeiten zur staatlichen Beeinflussung der (Planung der) Elektrizitätsversorgung Gebrauch gemacht wurde, etwa durch die Subventionierung der Verstromung heimischer Steinkohle („Verstromungsgesetze“) oder die Definition einer grundsätzlichen Mindestblockgröße von 300 MW (was zu Lasten der Ausnutzung einer Wärmeauskopplung ging).¹³⁶ Weitere Eingriffe waren der umfassend staatlich gestützte Einstieg in die Kernenergie¹³⁷ sowie die Untersagung des Neubaus und der Erweiterung von Öl- und Gaskraftwerken im Zuge der Ölkrise¹³⁸.

Die Koordination im Betrieb erfolgte jedoch weiterhin innerhalb der einzelnen Versorgungsgebiete der Verbundunternehmen sowie mittels bilateraler Stromlieferverträge mit den anderen Verbundunternehmen. Darüber hinaus intensivierten die westdeutschen Verbundunternehmen ihre internationale Zusammenarbeit mit den anderen westeuropäischen Ländern bzw. den Verbundunternehmen (in Bezug auf Betrieb und Planung) im Rahmen der 1951 gegründeten „Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité“ (UCPTE).¹³⁹ Zweck war insbesondere die gegenseitige Unterstützung in Notfällen, aber auch die ökonomische Ausnutzung räumlich unterschiedlicher Stromerzeugungsmöglichkeiten bzw. -kosten.

Trotz der bereits erwähnten staatlichen Eingriffe war der Stromsektor bis zum Zweiten Weltkrieg und danach in Westdeutschland einer eher zurückhaltenden staatlichen Steuerung bzw. Regulierung, etwa in Bezug auf die Begrenzung von Renditen, ausgesetzt. Kritiker dieser Entwicklung, wie insbesondere

¹³³ Vgl. Stier (1999, S. 497).

¹³⁴ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 81 ff.).

¹³⁵ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 82). Zudem ist zu erwähnen, dass die über lange Zeit gültige Proportionalität vom Wachstum des Elektrizitätsverbrauchs und der Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes für Deutschland seit etwa 1985 nicht mehr bestand, vgl. Müller (2001, S. 24).

¹³⁶ Vgl. Stier (1999, S. 492 f.) und speziell zur Erläuterung der Verstromungsgesetze Schnug/Fleischer (1999, S. 88 f.).

¹³⁷ Vgl. Radkau (1983, S. 196 ff.).

¹³⁸ Vgl. Matthes (2000, S. 126).

¹³⁹ Vgl. Boll (1969, S. 124).

Zängl (1989), aber auch – für die Zeit vor dem Zweiten Weltkrieg – Hughes (1993), sahen hierin erhebliche Probleme, da sich, so ihr Argument, der Sektor einer politischen Kontrolle entziehe. Erst die ab Mitte der 1990er Jahre einsetzende Regulierungsdebatte führte schließlich zu umfangreichen Reformbemühungen, die in Abschnitt 3.1.2.1.4 erläutert werden.

3.1.2.1.3 Entwicklung in Ostdeutschland bis 1990

Das Elektrizitätsversorgungssystem in der sowjetisch besetzten Zone und der späteren DDR bzw. Ostdeutschland war einer grundlegend anderen Entwicklung als dasjenige in Westdeutschland unterworfen. Zunächst bestanden ebenso wie in Westdeutschland auf Grund der Kriegszerstörungen Versorgungsschwierigkeiten, die allerdings in Ostdeutschland durch sowjetische Demontagen noch verschärft wurden. Eine weitere Problematik war, dass früher übliche Importe von Steinkohle aus dem rheinischen und dem schlesischen Revier politisch deutlich erschwert waren, sodass die heimische Braunkohle als Primärenergieträger sowohl für die Strom- als auch Wärmeproduktion die mit Abstand größte Bedeutung hatte.¹⁴⁰

Institutionell fanden, insbesondere in den ersten Jahren, zahlreiche Umstrukturierungen statt, die Matthes (2000, S. 91) als „experimentell“ charakterisiert. Die längste Zeit, d. h. ab 1972, war jedoch folgende Struktur vorherrschend: Die Energieversorgungsunternehmen waren entweder in Kombinate („sozialistische Konzerne“, Walter Ulbricht, o. J. zitiert nach Matthes, 2000, S. 87) oder diesen ähnliche große „Vereinigungen volkseigener Betriebe“ konsolidiert worden und waren nach Wertschöpfungsstufen (Kraftwerke, Übertragung und regionale Verteilung sowie Versorgung) gegliedert sowie in Bezug auf Kraftwerke und Verteilung auch räumlich differenziert. Diese Betriebe bzw. Kombinate hatten wenig eigene Kompetenzen. Im operativen Betrieb kam dies dadurch zum Ausdruck, dass faktisch alle relevanten Entscheidungen vom Ministerium für Kohle und Energie (MKE) getroffen wurden: So mussten die Fahrpläne des staatlichen Hauptlastverteilers täglich durch den jeweiligen Staatssekretär im MKE genehmigt werden. In Bezug auf die Planung des Elektrizitätsversorgungssystems hatte das MKE jedoch, abgesehen von der Bereitstellung von Informationen, keine Kompetenzen; diese oblag der staatlichen Plankommission (SPK). Der SPK oblag die Ausarbeitung der Fünfjahrespläne und der jährlichen Volkswirtschaftspläne. Konkret erfolgten dadurch Zuweisungen von Material, Produkten und Außenhandelsbeziehungen. Dies bedeutete für die Energiewirtschaft, dass Brennstoffe, Anlagen und Anlagenteile nicht ohne weiteres „dezentral“ beschafft werden konnten, weil über deren Zuteilung nur durch die SPK entschieden wurde. Die SPK war allerdings in ihren Entscheidungen nicht frei, sondern musste diese umfangreich mit der politischen Führung (Zentralkomitee und Politbüro der SED) abstimmen.¹⁴¹

Die technische Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems in Ostdeutschland kann in drei Phasen eingeteilt werden: Zunächst, etwa in den ersten zehn Jahren nach Kriegsende, stand die „Störfreimachung“, d. h. die Ertüchtigung und Reparatur von Kraftwerken und Leitungen im Mittelpunkt. Da klar wurde, dass die wirtschaftliche Entwicklung des Landes durch den Mangel an elektrischer Energie behindert wurde, wurde 1957 das „Kohle- und Energieprogramm“ beschlossen,

¹⁴⁰ Vgl. Riesner (2009).

¹⁴¹ Vgl. für Organisation von Betrieb und Planung des Elektrizitätsversorgungssystems in der DDR insbesondere Matthes (2000, S. 94 f.).

das einen umfangreichen Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus heimischer Braunkohle zur Folge hatte. Weiterhin bestanden ambitionierte Planungen in Bezug auf die Errichtung von Kernkraftwerken, die jedoch bis zum Ende der DDR nur unvollständig realisiert werden konnten.¹⁴² Insgesamt hinkte der Ausbau der Erzeugungskapazitäten in der DDR der Nachfrage – im Gegensatz zu Westdeutschland – hinterher: Die DDR litt bis zu ihrem Ende an Versorgungsproblemen und war unter anderem auf Stromimporte aus Westdeutschland angewiesen.¹⁴³ Mengenmäßig machten diese Importe zwar in der Regel weniger als 2 % des Strombedarfs der DDR aus,¹⁴⁴ waren allerdings für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung von maßgeblicher Bedeutung, was auch dadurch zum Ausdruck kommt, dass diese Stromimporte trotz ihrer Kostspieligkeit durch die DDR-Führung in Kauf genommen wurden: Die in D-Mark zu bezahlenden Importe waren auf Grund der geringen Außenhandelseffektivität der DDR in DDR-Mark 3–5 mal so teuer wie die Kosten der Stromerzeugung aus heimischen Kraftwerken.¹⁴⁵ Analog zu Westdeutschland war die DDR jedoch ebenfalls in einen weitreichenden Stromverbund mit dem sowjetischen System integriert, der sich bis in die Mongolei erstreckte. Über diesen Verbund wurden weitere Stromimporte realisiert, die jedoch nicht ausreichend waren, die Importe aus Westdeutschland zu ersetzen.¹⁴⁶

3.1.2.1.4 Ab 1990 bis zur Gegenwart

Nach der deutschen Wiedervereinigung wurden die Betriebe und Kombinate der DDR-Energiewirtschaft durch die Treuhandanstalt privatisiert. Netze und Kraftwerke wurden an (westliche) Investoren, insbesondere Energieversorgungsunternehmen aus Westdeutschland, verkauft, während die Verteil- bzw. Niederspannungsnetze teilweise neu gegründeten Stadtwerken bzw. Regionalversorgern im Eigentum ostdeutscher Kommunen übertragen wurden.¹⁴⁷ Grundsätzlich war die Elektrizitätswirtschaft damit (wieder) der westdeutschen Struktur unterworfen: Verbundunternehmen und Regionalversorger waren Gegenstand einer eher zurückhaltenden staatlichen Regulierung.

Dieser Zustand wurde erst mit dem Energiewirtschaftsgesetz von 1998 umfangreich geändert, welches in Reaktion auf die EG-Energiebinnenmarkttrichtlinie (96/92/EG) erlassen wurde. Nunmehr war die Elektrizitätsversorgung Wettbewerbsparadigmen unterworfen: Die als natürliche Monopole anerkannten Netze wurden reguliert und für die Nutzung durch Dritte geöffnet; Erzeugung und Vertrieb waren grundsätzlich dem Wettbewerb überlassen. Ziel war es, die Renditen im Bereich der Erzeugung und im Vertrieb zu reduzieren und so letztlich die Strompreise zu senken.

In diesem Kontext wurden unterschiedliche Modelle für Netzzugang und Koordination im Betrieb sowohl in der Wissenschaft (z. B. Kumkar, 2000) als auch der Praxis diskutiert und umgesetzt. Die

¹⁴² Vgl. Kahlert (1988), FES (1988, S. 40) und Riesner (2009).

¹⁴³ Technisch wurden diese Stromimporte u. A. durch den sog. „Richtbetrieb“ von westdeutschen Kraftwerken realisiert; vgl. Matthes (2000, S. 75). Bei einem „Richtbetrieb“ handelt es sich um die fallweise Einspeisung eines Kraftwerks bzw. eines einzelnen Generators in eines von zwei nicht-synchronen Drehstromnetzen.

¹⁴⁴ Vgl. Matthes (2000, S. 73).

¹⁴⁵ Vgl. Matthes (2000, S. 75).

¹⁴⁶ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 132 f.). Dieser sich über mehrere Zeitzonen erstreckende Stromverbund erlaubte auch in gewissem Umfang den Ausgleich tageszeitabhängiger Lastschwankungen und ermöglichte so die Erhöhung der Auslastung der Kraftwerke.

¹⁴⁷ Vgl. Riesner (2009) und Becker (2011, S. 80 ff.).

hierzu erforderlichen Koordinationsregeln wurden insbesondere im Rahmen der „Verbändevereinbarungen“ sowie der „Grid Codes“ entwickelt.¹⁴⁸ Die in Betrieb und Planung erforderliche Koordination sollte so vor allem durch den Strommarkt und entsprechende Preissignale geleistet werden. Begleitende Regeln sollten Koordinationsprobleme, die in der Ausgestaltung des Marktes nicht abgebildet waren, lösen und somit die Funktionsfähigkeit des Marktes sicherstellen. Diese Sektorreform wird häufig und etwas missverständlich auch als „Liberalisierung“ bezeichnet. Das schließlich realisierte Modell zur Koordination von Betrieb und Planung im deutschen Elektrizitätssektor wird in Abschnitt 3.1.2.2.1 vertieft erläutert.

Weitere bedeutsame Neuerungen seit der oben genannten Sektorreform waren in Deutschland insbesondere die Etablierung einer umfangreichen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Beschluss der Bundesregierung, bis zum 31.12.2022 aus der Erzeugung von Strom aus Kernenergie auszusteigen¹⁴⁹.

3.1.2.2 Status quo

Im vorangegangenen Abschnitt 3.1.2.1 wurde bereits dargelegt, dass die bedeutendste Reform der Elektrizitätsversorgung in Deutschland in jüngerer Zeit die Anwendung eines Wettbewerbsparadigmas und damit einhergehend die Trennung der Elektrizitätsversorgung in einen wettbewerblichen Bereich (Erzeugung, Großhandel und Vertrieb) und einen regulierten Netzbereich war. Dies wirft zunächst die Frage auf, wie die Koordination der Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems in Bezug auf Betrieb und Planung derzeit ausgestaltet ist. Dieser Aspekt wird im ersten der beiden folgenden Abschnitte, 3.1.2.2.1, erläutert. Im zweiten Abschnitt 3.1.2.2.2 findet mit Fokus auf die Übertragungsnetze eine vertiefte Vorstellung der entsprechenden institutionellen Ausgestaltung und der tatsächlichen Akteure in Deutschland statt.

3.1.2.2.1 Grundsätzliche Ausgestaltung der Koordination in Betrieb und Planung

In den folgenden beiden Abschnitten wird – analog zur Erläuterung der technischen Koordinationserfordernisse in den Abschnitten 3.1.1.2.1 und 3.1.1.2.2 – erklärt, wie diese Koordinationserfordernisse in Betrieb (Abschnitt 3.1.2.2.1.1) und Planung (Abschnitt 3.1.2.2.1.2) derzeit in Deutschland institutionell umgesetzt sind.

3.1.2.2.1.1 Koordination im Betrieb

Die Koordination im Betrieb zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Last und Erzeugung ist zweistufig organisiert: Zunächst findet eine dezentrale Planung von Erzeugung und Abnahme zwischen den beteiligten Erzeugern und Abnehmern statt. Anschließend werden verbleibende Abweichungen in Bezug auf Leistungsungleichgewichte, aber auch in Bezug auf netztechnische Aspekte – d. h. insbesondere Leitungsüberlastungen und Verletzungen von Spannungsbändern bzw.

¹⁴⁸ Vgl. die Verbändevereinbarungen: BDI et al. (1998, 1999, 2001), die Grid Codes, die die Netznutzung regelten (DVG, 1998, 2000) sowie die späteren „Transmission Codes“ (Bouillon et al., 2003; Berndt et al., 2007).

¹⁴⁹ Vgl. § 7 Abs. 1a AtG.

Probleme im Blindleistungshaushalt – zentral durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)¹⁵⁰ behoben.

Die dezentrale Koordination erfolgt im Rahmen des Bilanzkreissystems: Jedem energetisch beteiligten Akteur, d. h. Stromerzeugern und -abnehmern, ist, als Bilanzkreisverantwortlichem, ein Bilanzkreis zugeordnet. Diesen Bilanzkreisen werden tatsächliche Einspeisungen und Entnahmen in das bzw. aus dem Elektrizitätsversorgungssystem in Form sog. „Fahrpläne“ zugerechnet. Jeder Bilanzkreis muss grundsätzlich ausgeglichen sein, d. h. jeder Entnahme/Einspeisung muss eine zeitgleiche Einspeisung/Entnahme in gleicher Höhe entgegenstehen, diese kann jedoch auch in einem Energiebezug von bzw. einer Energielieferung zu einem anderen Bilanzkreis bestehen. In diesem Zusammenhang existieren auch Bilanzkreise, denen generell keinerlei physische Einspeisungen bzw. Entnahmen zugeordnet werden – diese werden als Handelsbilanzkreise bezeichnet. Die vorgenannte Pflicht zur Ausgeglichenheit der Bilanzkreise trifft die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen und wird durch den Bilanzkreiskoordinator, konkret den ÜNB, überprüft. Dazu haben die Bilanzkreisverantwortlichen ihre entsprechenden Fahrpläne dem Bilanzkreiskoordinator zur Überprüfung mitzuteilen.¹⁵¹ Das Bilanzkreissystem ermöglicht somit eine Dokumentation von Liefer- bzw. Entnahmeverpflichtungen der verschiedenen Akteure des Energiesystems und erlaubt daher einen Stromhandel. Dieser wird insbesondere dadurch erleichtert, dass grundsätzlich ohne Berücksichtigung des Übertragungsnetzes alle fahrplanmäßigen Einspeisungen und Entnahmen in ganz Deutschland gegeneinander aufrechenbar sind, d. h. ganz Deutschland ist ein Marktgebiet. Diese engpassfreie Repräsentation eines Übertragungsnetzes wird auch als „Kupferplatte“ bezeichnet.¹⁵² Der Handel mit Strom kann somit bilateral erfolgen, der organisierte Stromhandel über Strombörsen hat jedoch auch eine hohe Bedeutung.¹⁵³ Neben der Möglichkeit zum Abschluss von Terminkontrakten (d. h. Futures über Strombörsen und Forwards auf Basis von bilateralen Geschäften) spielt der vor- und untertägige Stromhandel („day-ahead“ bzw. „intraday“), auch als „Spothandel“ bezeichnet, an den Strombörsen eine bedeutende Rolle. Diese Handelsgeschäfte sind jedoch, sofern sie physische Konsequenzen haben, generell nur bis 15 Minuten vor Lieferbeginn möglich, denn nur bis dann können Fahrpläne beim ÜNB noch geändert werden.¹⁵⁴ Zudem ist zu erwähnen, dass je nach verfügbaren Übertragungskapazitäten auch ein grenzüberschreitender Stromhandel möglich ist, der aber hauptsächlich automatisiert durch die Strombörsen durchgeführt wird.¹⁵⁵ Insgesamt scheint das System der dezentralen Einsatzplanung von Kraftwerken über das Bilanzkreissystem gut zu funktionieren: Vergleiche mit kostenminimierenden Kraftwerkseinsatzmodellen liefern Hinweise darauf, dass der beobachtete Kraftwerkseinsatz zu

¹⁵⁰ Der Begriff Übertragungsnetzbetreiber bzw. ÜNB bezeichnet in dieser Arbeit explizit Betreiber des Übertragungsnetzes in Deutschland.

¹⁵¹ Vgl. §§ 4, 5 StromNZV.

¹⁵² Vgl. z. B. Dieckmann (2008, S. 3).

¹⁵³ Vgl. Bundesnetzagentur (2014a, S. 18 f., 2015a, S. 24 f.).

¹⁵⁴ Vgl. § 5 Abs. 2 StromNZV.

¹⁵⁵ Vgl. Weber/Graeber/Semmig (2010). Bei dem als „market coupling“ bezeichneten Verfahren werden grundsätzlich die an den jeweiligen Strombörsen vorliegenden Gebote (höchste Kauf- gegen niedrigste Verkaufsgebote) grenzüberschreitend gegeneinander ausgeführt bis die Übertragungskapazität erschöpft ist.

Ergebnissen führt, die mit einem theoretisch optimalen Kraftwerkseinsatz zur Minimierung kurzfristiger Kosten recht gut übereinstimmen.¹⁵⁶

Trotz der vorangegangenen eher positiven Bewertung des marktbasierten Kraftwerkseinsatzes muss die beschriebene dezentrale Planung von Erzeugung und Verbrauch mit einem Vorlauf von 15 Minuten aber letztlich als Prognose gelten: Insbesondere die unmittelbar dargebotsabhängige Erzeugung aus regenerativen Kraftwerken und auch die tatsächliche Last unterliegen (in gewissen Grenzen) kurzfristigen Änderungen. Zudem können ungeplante Kraftwerksausfälle dazu beitragen, dass trotz ausgeglichener Fahrpläne Last und Erzeugung tatsächlich nicht ausgeglichen sind. Die daher notwendige Korrektur wird zentral durch den ÜNB durchgeführt. Dieser behebt Unter- bzw. Überdeckungen durch die Aktivierung von zuvor kontrahierter Regelleistung. Die dabei anfallenden variablen Kosten des Einsatzes von Regelleistung werden den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen in Form sog. Ausgleichsenergie zugerechnet. Die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen werden so an den Kosten der durch sie verursachten Ungleichgewichte beteiligt und erhalten einen Anreiz, ihren Bilanzkreis ex ante auszugleichen.

Neben dem kurzfristigen Ausgleich der Leistungsbilanz durch den Einsatz von Regelleistung obliegt dem ÜNB nach § 13 EnWG auch die Beseitigung von Netzengpässen und Problemen in Bezug auf den Blindleistungshaushalt. Zur Beseitigung von Netzengpässen stehen dem ÜNB neben topologischen Maßnahmen und dem Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel auch Eingriffe in den Fahrplan von Kraftwerken, etwa im Rahmen eines vertraglichen „Redispatch“, zur Verfügung. Darüber hinaus ist der ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG in Notsituationen „*berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen [...] anzupassen [...]*“. Im Einklang damit ist der ÜNB auch für den Wiederaufbau der Elektrizitätsversorgung nach Störungen verantwortlich. Die zentrale Rolle des ÜNB lässt sich dahingehend nicht nur als routinemäßige „Nachkorrektur“ grundsätzlich vorliegender, kleinerer Fehlprognosen verstehen, sondern auch als Rückfallebene für den Fall, dass die dezentrale Koordination von Last und Erzeugung in größerem Umfang gestört ist.

3.1.2.2.1.2 Koordination in der Planung

Das allgemeine Paradigma, die Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch weitestgehend über Marktmechanismen bzw. dezentrale Vereinbarungen zu leisten, erstreckt sich grundsätzlich auch auf die Planung von Erzeugungsanlagen. Möglichkeiten zur Refinanzierung von Investitionen ergeben sich einerseits durch die Großhandelsmärkte für Energie (Termin- und Spot-Handel) sowie andererseits durch die Vermarktung von „Systemdienstleistungen“ an den ÜNB. Unter Systemdienstleistungen fallen neben der Vorhaltung von Regelleistung und der Erbringung von Regelleistung auch Redispatch, die Bereitstellung von Blindleistung sowie die Vorhaltung der sog. Schwarzstartfähigkeit¹⁵⁷. Die Möglichkeiten zur Vermarktung eines Kraftwerks und somit zur Erzielung von Erlösen hängen jedoch von dessen technischen Fähigkeiten ab: Je nach Kraftwerkstyp sind diese unterschiedlich gut steuerbar, insbesondere in Bezug auf eine Mindestleistung sowie die

¹⁵⁶ Vgl. Egerer et al. (2014, S. 40 ff.).

¹⁵⁷ Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerks, ohne Bezug von Strom aus dem Netz anzufahren. Zum Netzwiederaufbau nach Großstörungen ist diese Fähigkeit daher unverzichtbar. Vgl. hierzu auch Schwab (2012, S. 196, 215).

Geschwindigkeit, mit der die Leistung geändert werden kann. Die Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit ist darüber hinaus meist nur bei Wasserkraftwerken relativ kostengünstig möglich. Somit bestehen zwar grundsätzlich Preissignale, die geeignet sind, Investitionen in Erzeugungsanlagen anzureizen. Auf Grund des langen erforderlichen Betrachtungszeitraums und der tatsächlich erfolgenden zentralen Eingriffe in Bezug auf die Planung und Errichtung von Erzeugungsanlagen fällt ein Urteil darüber, wie „gut“ die großhandelsbasierte Koordination in der Planung von Erzeugungsanlagen funktioniert, im Gegensatz zum Betrieb, deutlich schwerer. Es ist aber insbesondere zu berücksichtigen, dass die langfristige Prädiktion von Preisen, insbesondere in Bezug auf den Regenergiemarkt, der gerade für besonders flexible Anlagen sehr wichtig ist, mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist.¹⁵⁸

In Bezug auf die Koordination der Planung von Netz und Erzeugung ist festzuhalten, dass das im vorangegangenen Abschnitt beschriebene Prinzip der „Kupferplatte“ in der Planung seine Fortsetzung findet: Neue Erzeugungsanlagen können prinzipiell an beliebigen Orten (innerhalb Deutschlands) errichtet werden und ihnen ist grundsätzlich Zugang zum relevanten Netz zu gewähren.¹⁵⁹ Dies bedeutet, dass die Planung von Kraftwerken zu weiten Teilen unabhängig vom Netz erfolgt und der Netzausbau sich eher an der Erzeugungsplanung (und ggf. auch der Entwicklung der Last) zu orientieren hat. Dieses Paradigma wird häufig auch als „Netz folgt Erzeugung“ bezeichnet. Eine weitergehende, explizite Koordination von Netz- und Erzeugungsplanung ist grundsätzlich nicht vorgesehen.¹⁶⁰

3.1.2.2.2 Detailbetrachtung: Institutioneller Rahmen, Struktur und Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland

Auf Grund ihrer zentralen Rolle werden in den folgenden drei Abschnitten die ÜNB in Deutschland genauer dargestellt. Konkret werden ihr institutioneller Rahmen (Abschnitt 3.1.2.2.1), die konkreten Unternehmen (Abschnitt 3.1.2.2.2) sowie ihre Aufgaben (Abschnitt 3.1.2.2.3) erläutert.

3.1.2.2.1 Institutioneller Rahmen

Die ÜNB unterliegen als natürliche, nicht bestreitbare Monopole einer Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Diese wird als „Anreizregulierung“ bezeichnet und ist insbesondere durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) rechtlich geregelt.

Teil des Paradigmas der wettbewerblichen bzw. preisgetriebenen Koordination von Kraftwerkseinsatz und Kraftwerksbau ist darüber hinaus die Trennung des Netzes von Erzeugung und Vertrieb, in erster Linie um einen diskriminierungsfreien Netzzugang für unterschiedliche Erzeuger und Vertriebe zu gewährleisten.¹⁶¹ Diese Trennung wird auch als Entflechtung (engl. „Unbundling“) bezeichnet und ist europarechtlich vorgegeben. Der Grund hierfür ist, dass Stromnetze und Erzeugung in Europa häufig

¹⁵⁸ Vgl. Weber et al. (2014).

¹⁵⁹ Vgl. §§ 1 ff. KraftNAV.

¹⁶⁰ In diesem Zusammenhang ist jedoch darauf hinzuweisen, dass seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von Transmission- bzw. Network-Codes technische Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen vorgegeben werden, die etwa die Regelfähigkeit von Anlagen betreffen.

¹⁶¹ Vgl. § 6 EnWG.

in vertikal integrierten Unternehmen zusammengefasst waren und die Befürchtung bestand, dass ohne eine Trennung von Monopol- und Wettbewerbsbereichen ein diskriminierungsfreier Wettbewerb nicht möglich werden würde.¹⁶² Es gibt grundsätzlich drei zulässige Varianten der Entflechtung (in Bezug auf – vormals – vertikal integrierte Unternehmen):

- Die erste Variante (§ 8 EnWG) ist die eigentumsrechtliche Entflechtung (engl. „Ownership Unbundling“; OU), die konkret den Verkauf des Netzbetreibers an einen anderen Eigentümer bedeutet, der wirtschaftlich unabhängig von Unternehmen ist, die im Bereich der Erzeugung oder dem Vertrieb von Strom tätig sind.
- Die zweite Variante (§ 9 EnWG) ist die Übertragung der betrieblichen Aufgaben an einen unabhängigen Systembetreiber (engl. „Independent System Operator“; ISO), während das Eigentum an den Assets beim vertikal integrierten Unternehmen verbleibt. Ebenso wie bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung muss der Eigentümer des unabhängigen Systembetreibers unabhängig von Unternehmen sein, die im Bereich der Erzeugung oder des Vertriebs von Strom tätig sind.
- Die dritte Variante (§ 10 EnWG) ist schließlich der unabhängige Netzbetreiber (engl. „Independent Transmission System Operator“; ITO), bei dem die Entflechtung nicht durch eine Auslagerung des Netzes bzw. des Betriebs desselben an ein anderes, unter fremder Kontrolle stehendes Unternehmen erfolgt, sondern durch eine Vielzahl von Regeln, die der Beherrschung durch das vertikal integrierte Unternehmen entsprechende Grenzen setzen (§§ 10a–e EnWG).

Weiterhin ist den ÜNB die Systemverantwortung übertragen, d. h. die Verantwortung, die Elektrizitätsversorgung in ihrem Zuständigkeitsgebiet (Regelzonen) aufrecht zu erhalten. Dazu sind die ÜNB, wie bereits in Abschnitt 3.1.1.2.1 dargelegt, grundsätzlich mit weitreichenden Eingriffsrechten ausgestattet.¹⁶³

3.1.2.2.2 Akteure

In Deutschland gibt es vier ÜNB, die aus den vier großen (vertikal integrierten) Energieversorgungsunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall hervorgegangen sind. Diese sind: Amprion (ursprünglich RWE), TenneT (ursprünglich E.ON), 50Hertz (ursprünglich Vattenfall) sowie TransnetBW (ursprünglich EnBW). Diese sind Eigentümer und Betreiber der Übertragungsnetze in den verschiedenen Regelzonen (siehe Abbildung 1). 50Hertz und TenneT sind vollständig im Eigentum von Unternehmen, die weder in der Erzeugung von noch im Handel mit Strom tätig sind, d. h. sie sind nach § 8 EnWG eigentumsrechtlich entflochten. Amprion und TransnetBW sind als unabhängige ÜNB (§§ 10 ff. EnWG) nicht bzw. nicht vollständig eigentumsrechtlich entflochten: TransnetBW befindet sich vollständig im Eigentum der EnBW; im Fall von Amprion hält RWE noch einen Anteil in Höhe von 25,1 %.¹⁶⁴

¹⁶² Vgl. EC (2007).

¹⁶³ Vgl. § 13 EnWG.

¹⁶⁴ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 18 f.) sowie EnBW (2016, S. 37).

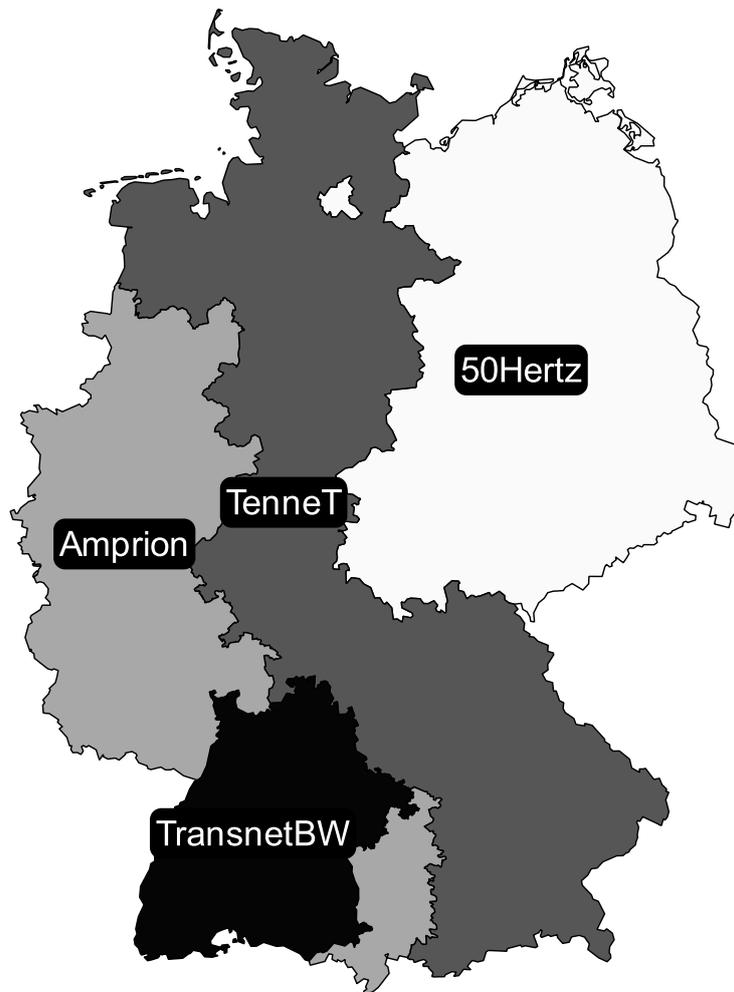


Abbildung 1: Regelzonen der ÜNB¹⁶⁵

3.1.2.2.3 Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgaben der ÜNB lassen sich, auch unter Bezugnahme auf die vorstehend genannten Koordinationsaufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem, grob in drei Bereiche gliedern: die Betriebsführung, d. h. den eher unmittelbaren Betrieb des Übertragungsnetzes, das Anlagenmanagement (oder auch Asset-Management), welches grundsätzlich auch die Planung umfasst, sowie weitere Aufgaben, wie etwa das Management der Netznutzung (insbesondere Abrechnungsaufgaben), die Beschaffung von Systemdienstleistungen sowie ggf. weitere regulatorisch bzw. gesetzlich vorgegebene Aufgaben.¹⁶⁶ Für den Zweck dieser Arbeit soll diese Gliederung im Grundsatz beibehalten werden. Die Netzplanung wird jedoch auf Grund ihrer Bedeutung für die Analyse in dieser Arbeit als eigene (Haupt-)Aufgabe herausgestellt. Die folgende Gliederung ist insofern auch an jene in Beckers et al. (2014, S. 11 ff.) angelehnt:

Die **Betriebsführung** lässt sich unterteilen in die *Systemführung*, d. h. die kurzfristige und unmittelbare Wahrnehmung der Systemverantwortung, einerseits und die vorgelagerte,

¹⁶⁵ Quelle: Eigene Darstellung, Kartengrundlagen: Eurostat und Bundesnetzagentur.

¹⁶⁶ Vgl. Schwab (2012, S. 743 ff.) sowie speziell für die Aufgaben der Betriebsführung auch das UCTE/ENTSO-E Operation Handbook (UCTE, 2009).

koordinierende *Betriebsplanung* andererseits. Die Systemführung lässt sich weiter untergliedern in die Funktionen Netzbetrieb und Systembilanz: Während der Schwerpunkt im Netzbetrieb auf der Steuerung des Übertragungsnetzes, etwa durch Schaltmaßnahmen (auch als topologische Maßnahmen bezeichnet), liegt, wird im Rahmen der Systembilanz das bilanzielle Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung, insbesondere durch das Management von Fahrplänen sowie den Einsatz von Regelenergie, sichergestellt. Weiterhin findet im Rahmen der Betriebsplanung die Koordination der Systemführung mit geplanten Abschaltungen von Leitungen, die kurzfristige Planung von Übertragungskapazitäten (z. B. für den grenzüberschreitenden Austausch) etc. statt.

Das **Anlagenmanagement** (engl. „Asset Management“) umfasst insbesondere die Wartung und Instandhaltung der Anlagen des Netzes. Weiterhin werden im Rahmen des Anlagenmanagements auch Maßnahmen der Netzplanung, entweder durch den Neu- oder Umbau von Leitungen, Umspannwerken und Schaltfeldern, umgesetzt. Damit gehen in der Regel auch zahlreiche Tätigkeiten im Zusammenhang mit dem Einholen entsprechender Genehmigungen einher. Zusätzlich sind Bauleistungen zu vergeben bzw. selbst durchzuführen sowie die entsprechenden Anlagen zu beschaffen. Die im Rahmen des Anlagenmanagements geplanten Eingriffe sind über die Betriebsplanung mit der Systemführung zu koordinieren.

Die **Netzplanung** lässt sich unterteilen in die Bedarfsplanung und die Objektplanung. Im Rahmen der Bedarfsplanung werden Maßnahmen des Netzneu- bzw. -umbaus grundsätzlich geplant. Im Zuge der Umsetzung ist dann eine Konkretisierung im Kontext der Objektplanung nötig. Letztere weist starke Interdependenzen mit Vorbereitung und Durchführung der Baumaßnahmen im Rahmen des Anlagenmanagements auf. Im Rahmen der Arbeit wird vereinfachend der Begriff Netzplanung für die Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes verwendet. Insofern (auch) auf die Objektplanung Bezug genommen wird, wird dies jeweils explizit kenntlich gemacht.

Die **weiteren Aufgaben** eines ÜNB umfassen neben den allgemeinen Querschnittsfunktionen (Personal, Verwaltung etc.) insbesondere das Management der Netznutzung, die Beschaffung von Systemdienstleistungen sowie weitere gesetzlich bzw. regulatorisch dem ÜNB übertragene Aufgaben. Das Management der Netznutzung (auch als „Netzwirtschaft“ bezeichnet) umfasst insbesondere die Bilanzkreisabrechnung. Die Beschaffung von Systemdienstleistungen umfasst bzgl. der Regelleistung die Präqualifikation von Anlagen sowie die Kontrahierung der Vorhaltung. Weitere zu beschaffende Systemdienstleistungen sind Verlustenergie sowie die Kontrahierung der Bereitstellung von Blindleistung und Redispatch durch Kraftwerke. Für ÜNB, also im konkreten Fall Deutschlands, besteht eine weitere Aufgabe in der Vermarktung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, welche auch die Erstellung entsprechender Prognosen erfordert.¹⁶⁷ Weiterhin sind die europäischen Netzbetreiber durch EU-Verordnung 714/2009 (Art. 4 ff.) dazu verpflichtet, auf europäischer Ebene im Rahmen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) zusammenzuarbeiten, insbesondere mit dem Zweck der europäischen Koordinierung des Betriebs und der Planung des Elektrizitätsversorgungssystems. Da die (deutschen) ÜNB auch Eigentümer der entsprechenden Anlagen („Assets“) sind, besteht eine weitere (je nach

¹⁶⁷ Vgl. Graeber (2014).

Investitionsumfang nicht unbedeutende) Aufgabe in der **Finanzierung**, d. h. in der Beschaffung von entsprechendem Kapital zur Realisierung von Investitionen.¹⁶⁸

Die im vorliegenden Abschnitt vorgestellten Aufgaben von ÜNB waren zwar auf die konkrete Situation in Deutschland bezogen, dürften sich jedoch – mehr oder weniger – auch auf den Fall ausländischer Netzbetreiber übertragen lassen.

3.2 Grundlagen der Bedarfsplanung im Stromsystem

In diesem Abschnitt erfolgt eine vertiefte Aufarbeitung der Bedarfsplanung des Elektrizitätsversorgungssystems in Hinsicht auf die technischen Zusammenhänge und die institutionelle Ausgestaltung in Deutschland. Besondere Berücksichtigung findet hierbei die Planung des Übertragungsnetzes. Diese Aufarbeitung ist als Vorarbeit zu den in den Kapiteln 4 und 5 erfolgenden Analysen von Organisationsmodellen für die Bedarfsplanung im Elektrizitätsversorgungssystem zu verstehen.

In Abschnitt 3.2.1 werden zunächst die technischen Grundlagen der Bedarfsplanung dargestellt und ein generischer Bedarfsplanungsprozess abgeleitet. Darauf folgt in Abschnitt 3.2.2 eine Darstellung der institutionellen Ausgestaltung der Bedarfsplanung im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem in Vergangenheit und Gegenwart.

3.2.1 Technische Grundlagen sowie Definition eines generischen Planungsprozesses

3.2.1.1 Technische Grundlagen der Bedarfsplanung

Im Rahmen einer Bedarfsplanung im Stromsektor werden bestimmte Entscheidungen hinsichtlich des Aus- bzw. Umbaus des Systems getroffen. Hierbei sind, wie in Abschnitt 3.1.1.2.2 dargelegt, insbesondere die betrieblichen Koordinationserfordernisse zu berücksichtigen und ihre langfristige Umsetzung sicherzustellen. Diese Entscheidungen sind mit Blick auf gewisse – zu formulierende – **Ziele** zu treffen, die mit der Planung erreicht bzw. angestrebt werden sollen. Ein einfach zu formulierendes Ziel kann etwa die Minimierung von Investitionskosten sein.

Außerdem muss die Planungsaufgabe durch **Prämissen** eingegrenzt werden: So ist etwa festzulegen, von welchen betrieblichen Koordinationsformen (z. B. Kraftwerkseinsatz mit oder ohne Rücksicht auf Leitungsengpässe) ausgegangen wird, welche Annahmen bzgl. der Stromnachfrage getroffen werden und welche Entscheidungen überhaupt Gegenstand der Planung sind. Bei der letztgenannten Eingrenzung des Planungsgegenstandes stellen sich häufig entsprechende Koordinationsfragen: Bei einer Übertragungsnetzplanung nach dem Paradigma „Netz folgt Erzeugung“ (vgl. Abschnitt 3.1.2.2.1.2) ist etwa die Entwicklung des Zubaus von Erzeugungskapazitäten durch geeignete Verfahren, z. B. durch Szenarien, abzubilden und zu berücksichtigen. Als weitere Prämissen sind unter anderem auch der zeitliche und räumliche Rahmen der Planung zu nennen.

Weiterhin sind die **Handlungsoptionen** zu berücksichtigen, über die im Rahmen der Planung entschieden werden kann und die grundsätzlich durch die Prämissen vorgegeben sind. Hierbei

¹⁶⁸ Vgl. Beckers et al. (2014).

müssen insbesondere bei Entscheidungen über Investitionen deren technische Eigenschaften hinreichend gut bekannt sein; ferner dürften in der Regel unter Berücksichtigung der Ziele der Planung auch detaillierte Kenntnisse über Kosten und technische Risiken relevant sein.

Schließlich sind die Wirkungen verschiedener Handlungsoptionen, unter Berücksichtigung der **technischen Zusammenhänge**, auf die Erreichung der vorgegebenen Ziele und unter Berücksichtigung der Prämissen zu beurteilen, um Handlungsempfehlungen bzw. Entscheidungen als Ergebnis der Planung abzuleiten.

Aus diesem Grund wird die Erläuterung der Grundlagen der Bedarfsplanung in drei Teile gegliedert: Der erste Teil beschäftigt sich mit Zielen und Prämissen, der zweite und umfangreichste Teil legt dar, welche technischen Zusammenhänge bei den Untersuchungen zu berücksichtigen sind, und im dritten Teil werden mögliche Handlungsoptionen erläutert.

Die Erläuterungen sind grundsätzlich unabhängig davon, ob nur Netz oder auch Erzeugung geplant wird und auch in Bezug auf eventuelle nationale oder institutionelle Kontexte. Dennoch wird an der einen oder anderen Stelle auf institutionelle Kontexte bzw. nationale Besonderheiten am Beispiel Deutschlands Bezug genommen, um die Erläuterung zu vertiefen.

3.2.1.1.1 Ziele und Prämissen der Planung sowie Abgrenzungsfragen

Als Ziele einer Planung können z. B. die Minimierung von Investitions- und Betriebskosten in einem bestimmten Zeitraum, immer unter der Einhaltung bestimmter Prämissen, etwa zur Zuverlässigkeit der Versorgung, definiert werden. Denkbar ist aber auch, dass die Zuverlässigkeit der Versorgung gewichtet mit den vorgenannten Kosten als zu verfolgendes Ziel festgelegt wird, oder etwa auch der Einbezug anderer Kriterien, wie z. B. Emissionen (CO₂, SO_x, NO_x, Feinstaub, Quecksilber etc.). Weiterhin kommt in Betracht, gewisse Verteilungswirkungen in den Zielen zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang ist klarzustellen, dass in der hier vorgenommenen Erläuterung „Muss-Ziele“¹⁶⁹, also unbedingt einzuhaltende Bedingungen, nicht als Ziele, sondern als Prämissen gelten.

Prämissen grenzen den Planungsgegenstand ein und umfassen bzgl. der Planung in Stromversorgungssystemen insbesondere die Festlegung, ob nur Netz, nur Erzeugung oder beides (integrierte Planung) geplant werden soll, welche Annahmen bzgl. der Koordination zwischen Netz und Erzeugung bzw. Erzeugung und Last im Betrieb vorliegen, welcher zeitliche Horizont betrachtet werden soll, welcher geographische Raum Gegenstand der Planung ist, welche Annahmen bzgl. der Stromnachfrage, bzgl. der verfügbaren Technologien und Handlungsoptionen sowie ihren (Investitions-)Kosten getroffen werden. Weiterhin werden in der Regel besondere Anforderungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bzw. die Fehlertoleranz des Elektrizitätsversorgungssystems definiert. Darüber hinaus stellt sich sowohl im Zusammenhang mit den Prämissen als auch mit dem Ziel der Planung die Frage, wie mit Unsicherheiten umgegangen werden soll. In den folgenden Abschnitten wird kurz auf die einzelnen Aspekte der Prämissen eingegangen sowie abschließend der methodische Umgang mit Unsicherheit in der Planung diskutiert.

¹⁶⁹ Vgl. z. B. Nagel (2008, S. 27).

3.2.1.1.1.1 Netz-/Erzeugungsplanung sowie Annahmen über Koordination im Betrieb

Wie vorstehend geschildert, besteht eine wesentliche Frage bei der Bedarfsplanung in Elektrizitätsversorgungssystemen darin, ob Netz und Erzeugung integriert oder getrennt voneinander geplant werden. Eine Trennung liegt z. B. dann vor, wenn das Planungsparadigma „Netz folgt Erzeugung“ (vgl. Abschnitt 3.1.2.2.1.2) gilt. In einem solchen Fall müssen von Seiten der Netzplanung Annahmen über Art und Standorte zukünftiger Erzeugungsanlagen getroffen werden. Umgekehrt müssten für eine reine Erzeugungsplanung adäquate Annahmen über Möglichkeiten zum Netzanschluss getroffen werden. Dies gilt aber nur insofern, als dass nicht entsprechende Regelungen in Kraft sind, die die Erzeugungsplanung von netztechnischen Standortfragen entkoppeln (etwa das Vorsehen einer „Kupferplatte“ in Verbindung mit einer den ÜNB treffenden Netzanschlusspflicht).

Neben der Abbildung der Koordination zwischen Netz und Erzeugung auf Planungsebene sind ebenfalls Annahmen über die Koordination im Betrieb zu berücksichtigen. Ein auf einer „Kupferplatte“ beruhender Kraftwerkseinsatz bei gleichzeitiger Entkopplung von der Erzeugungsplanung dürfte zu deutlich anderen Netzplanungsentscheidungen führen als ein knotenscharf differenzierter Kraftwerkseinsatz.¹⁷⁰

Weitere Koordinationsregeln, insbesondere bzgl. technischer Bedingungen zum Netzanschluss von Kraftwerken (z. B. hinsichtlich des Verhaltens von Anlagen im Kurzschlussfall), sind ebenfalls zu berücksichtigen. Häufig sind diese in Form von „Grid Codes“ oder „Network Codes“ allgemein festgelegt und es kann auf diese zurückgegriffen werden.

3.2.1.1.1.2 Zeitlicher Horizont der Planung

Eine weitere zentrale Frage bei der Eingrenzung einer Bedarfsplanung in Elektrizitätsversorgungssystemen ist die nach dem zeitlichen Horizont der Planung. Hierbei sind einerseits Nutzungsdauern von zu planenden Anlagen entscheidend, andererseits aber auch, innerhalb welcher Zeit diese Anlagen errichtet werden können.

Darüber hinaus dürften langfristige und kurzfristige Maßnahmen (sowohl in Bezug auf ihre Umsetzungs- als auch ihre Nutzungsdauer) gewisse Komplementaritäten und gegenseitige Substituierbarkeiten aufweisen, sodass grundsätzlich ein gewisser Koordinationsbedarf entsteht. Ein Beispiel hierfür sind etwa die in Abschnitt 3.1.1.1.2 genannten FACT-Systeme, welche (teilweise und in engen Grenzen) substitutiv auf den Leitungsausbau wirken können. Sie können in der Regel deutlich schneller realisiert werden als Leitungsausbauten, haben aber auch tendenziell größere betriebliche Implikationen. Diese betrieblichen Implikationen äußern sich darin, dass FACT-Systeme, um systemstützend zu wirken, konkret angesteuert werden müssen, was bei Leitungen zwar auch der Fall, aber deutlich weniger komplex ist. In der Literatur werden zunehmend entsprechende Zusammenhänge, d. h. Vorteile aus der Koordination von langfristigen und kurzfristigen

¹⁷⁰ Für das Konzept eines knotenscharfen Kraftwerkseinsatzes über einen Strommarkt vgl. die Diskussion um ein „nodal pricing“-System z. B. bei Hogan (1999).

Investitionsmaßnahmen mit Implikationen bis hinunter in den Betrieb, teils auch unter dem Namen „Smart Grids“, als Bereich angesehen, in dem Innovationen möglich sind.¹⁷¹

3.2.1.1.1.3 Geographische Abgrenzung und Interdependenzen mit verbundenen Systemen

In der Regel haben Planungen von Elektrizitätsversorgungssystemen einen nationalen oder auch einen kleineren räumlichen Umfang. Insbesondere abhängig vom Umfang der elektrischen Verbindung mit den umliegenden Systemen bestehen Interdependenzen, die für eine Planung sinnvoll zu berücksichtigen sind. Daher sind Annahmen darüber zu treffen, wie diese angrenzenden Systeme abgebildet werden sollen. Im Bereich der Erzeugungs- bzw. Netzplanung wird dabei häufig der Ansatz gewählt, umliegende Länder nur noch mit einem stark vereinfachten Netz abzubilden, um in erster Linie die Größenordnungen für Austausch mit diesen Systemen in der Planung berücksichtigen zu können.¹⁷²

3.2.1.1.1.4 Last/Stromnachfrage

Ein zentraler Aspekt bei der Planung von Elektrizitätsversorgungssystemen ist die im Planungszeitraum zu erwartende Stromnachfrage bzw. Last. Es gibt zwar zunehmend Überlegungen und auch Anwendungen, die Stromnachfrage zu flexibilisieren, dennoch ist davon auszugehen, dass ein umfangreicher Teil der Stromnachfrage als grundsätzlich inelastisch einzuordnen ist.¹⁷³ Daher sind zunächst Annahmen über den (jährlichen) Stromverbrauch zu treffen. Eine besondere Rolle spielen hierbei aus gegenwärtiger Perspektive (i) die Entwicklung des gewerblichen und industriellen Stromverbrauchs, (ii) die Entwicklung der Energieeffizienz und (iii) die zukünftige Bedeutung der Elektromobilität.

Neben der Gesamtnachfrage ist für die Bedarfsplanung in Elektrizitätsversorgungssystemen die zeitliche und räumliche Struktur der Nachfrage relevant. Erzeugungs- und Übertragungsleistungen müssen eine Spitzenlast decken können; die zeitliche Struktur der Nachfrage ist relevant für Kraftwerkseinsatzentscheidungen, die räumliche Struktur hingegen insbesondere für die Planung des Netzes und für die Standortwahl von Kraftwerken. Ansätze zur zeitlichen und räumlichen Dekomposition von jährlichen Stromnachfragemengen finden sich in der entsprechenden Modellierungsliteratur.¹⁷⁴

3.2.1.1.1.5 Technologien und Handlungsoptionen

Hinsichtlich der zu berücksichtigenden Technologien und Handlungsoptionen, die durch Prämissen vorzugeben sind, lassen sich grundsätzlich erzeugungsseitige und netzseitige Maßnahmen unterscheiden. Weiterhin ist denkbar, dass gewisse Eingriffe bzgl. koordinierender Mechanismen stattfinden. So kommt etwa in Betracht, dass die Aufhebung einer „Kupferplatte“ und die Einrichtung von entsprechenden (Gebots-)Zonen für den Kraftwerkseinsatz ein Ergebnis einer Planung ist.

¹⁷¹ Vgl. z. B. Strbac et al. (2011).

¹⁷² Vgl. z. B. Egerer et al. (2014, S. 35 ff.).

¹⁷³ Vgl. VDE (2012).

¹⁷⁴ Vgl. z. B. Egerer et al. (2014).

In Hinsicht auf die erzeugungsseitigen Optionen sind grundsätzlich mögliche Kraftwerkstypen festzulegen. Hierbei ist, neben ihren allgemeinen technischen Eigenschaften, zu beachten, dass diese häufig gewisse Anforderungen bzgl. geeigneter Standorte aufweisen (vgl. Abschnitt 3.1.1.1.1). Weiterhin ist, insbesondere vor dem Hintergrund sehr langfristiger Planungen, zu berücksichtigen, dass ggf. Weiterentwicklungen, die zu geringeren Investitionskosten führen, zu erwarten sind. In Bezug auf nicht-regenerative Kraftwerke wird es darüber hinaus regelmäßig erforderlich sein, Annahmen über die Brennstoffkosten zu treffen, um die variablen Kosten der Stromerzeugung abbilden zu können. Bei sehr neuartigen Technologien dürften außerdem Kenntnisse bzgl. technischer Umsetzungsrisiken eine gewisse Relevanz besitzen.

Mit Blick auf die netzseitigen Optionen besteht bzgl. der Technologien zur Stromübertragung zunächst die Frage, ob Gleichstromverbindungen (HGÜ) zur Wahl stehen. Diese sind ggf. mit höheren Unsicherheiten über ihre Investitionskosten sowie ihre technischen Risiken (in Hinsicht auf Errichtung und Betrieb) verbunden. Bezüglich der Übertragung stellt sich darüber hinaus noch die Frage, ob die Ausführung als Freileitung oder als erdverlegtes Kabel (ggf. auch als Teil- bzw. Zwischenverkabelung oder als gasisolierte Leitung) erfolgen soll, insbesondere da sich die Investitionskosten zwischen Freileitungen und Erdkabeln teils erheblich unterscheiden.¹⁷⁵ Häufig sind aber Erfordernisse zur Verkabelung nicht systematisch vorhersehbar, womit die konkrete Ausgestaltung der Übertragung als Freileitung oder Kabel in einer (nicht nur sachlich, sondern auch zeitlich) nachgelagerten Fein- bzw. Objektplanung eine mögliche Lösung dieser Frage ist.

In Bezug auf Handlungsoptionen hinsichtlich institutioneller Aspekte ist festzulegen, welche Freiheitsgrade hier bestehen. Ein Beispiel stellt etwa Frage dar, ob Erzeugungsspitzen aus Windenergie zu Gunsten der Einsparung von Netzausbau abgeregelt werden dürfen. Eine solche Maßnahme kann durchaus zu veränderten Planungsergebnissen führen.¹⁷⁶ Ein weiteres Beispiel ist die bereits genannte Frage, ob eine stärkere räumliche Beeinflussung des Kraftwerkseinsatzes auf Grund von Netzengpässen, etwa durch Redispatch, (Gebots-)Zonen oder sogar knotenscharfen Kraftwerkseinsatz, zulässig ist.

3.2.1.1.1.6 Anforderungen an die Versorgungssicherheit

Eine weitere zentrale Klasse von Anforderungen an eine Bedarfsplanung von Elektrizitätsversorgungssystemen betrifft die Gewährleistung eines gewissen Maßes an Versorgungssicherheit. Diese lässt sich nach Schwab (2012, S. 5 ff.) in die Kriterien Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit gliedern. Unter vorgenannter Sicherheit wird etwa verstanden, dass die Versorgung gewährleistet bleibt, auch wenn Betriebsmittel ausfallen. Dieses Kriterium wird häufig als „n-1“-Kriterium operationalisiert, d. h. dass der Ausfall eines Betriebsmittels ohne Folgeauslösungen, ohne dauerhafte Grenzwertverletzungen, ohne dauerhafte Versorgungsbrechungen, ohne den Verlust der Stabilität von Erzeugungsanlagen und ohne die Notwendigkeit einer Änderung von Übertragungen verkraftet werden muss.¹⁷⁷ Unter Zuverlässigkeit

¹⁷⁵ Vgl. z. B. Leprich et al. (2011).

¹⁷⁶ Vgl. 50Hertz et al. (2014a).

¹⁷⁷ Vgl. z. B. Berndt et al. (2007, Anhang C, S. 2).

versteht man die Dauer einer maximalen Versorgungsunterbrechung und unter Verfügbarkeit die Wahrscheinlichkeit, dass ein Betriebsmittel einsatzfähig ist. Diese Kriterien sind im Bereich der Planung recht verbreitet und implizieren die Untersuchung vielfältiger Fragestellungen, etwa zum Verhalten bei Kurzschlüssen oder zur Möglichkeit des Wiederaufbaus der Versorgung nach weiträumigen Ausfällen.

In Abweichung von diesen deterministischen Kriterien wird in der Fachliteratur angeregt, stochastische Ansätze einzuführen oder auch (monetär bewertete) Versorgungseinschränkungen in Kauf zu nehmen. Ein Beispiel für einen stochastischen Ansatz stellt das sog. Risk-Based Security Assessment dar, bei dem die Vorhaltung betrieblicher Redundanzen probabilistischen Analysen und nicht fest vorgegeben Regeln (z. B. „n-1“) folgt.¹⁷⁸ Das Argument hierbei ist, dass so eine „ökonomischere“ Abwägung möglich sei, da explizit Ausfallwahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden und so, abhängig vom gewählten Versorgungssicherheitsniveau, nicht unbedingt Vorkehrungen für sehr unwahrscheinliche Fehlerfälle getroffen werden. Ein ähnliches Argument liegt auch der Überlegung zu Grunde, Versorgungseinschränkungen auf Grund einer kostenorientierten Bewertung zuzulassen. Hierbei wird versucht, die Zuverlässigkeit der Versorgung so zu reduzieren, dass eingesparte Betriebs- bzw. Investitionskosten den Nachteil bei Stromnachfragern ausgleichen.¹⁷⁹ Dies impliziert, dass von einer gewissen Nachfrageelastizität ausgegangen wird.

Sowohl den deterministischen als auch den stochastischen bzw. kostenorientierten Ansätzen ist gemein, dass ihre Eignung und Parametrierung stark von dem in einem Land etablierten Niveau an Versorgungssicherheit abhängen dürfte und eine rein (ökonomische) Bottom-up-Ableitung entsprechender Kriterien (auf Grund von Zahlungsbereitschaften, Wahrscheinlichkeiten und Risikoabneigungen) nicht praxisnah erscheint. Dennoch sind die grundsätzlich zu treffenden Annahmen bzgl. des gewünschten Versorgungssicherheitsniveaus unverzichtbar für eine sinnvolle Planung eines Elektrizitätsversorgungssystems und ihre konkrete Ausgestaltung dürfte regelmäßig einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Kosten des Systems haben.

3.2.1.1.1.7 Umgang mit Unsicherheit

In den vorangegangenen Überlegungen zu den verschiedenen festzulegenden Prämissen bzw. Annahmen ist deutlich geworden, dass bereits an dieser Stelle der Planung umfangreiche Vorfestlegungen getroffen werden, teilweise große Unsicherheiten existieren und eine Vielzahl von Freiheitsgraden vorliegen. Die Herausforderung besteht daher darin, einen möglichst angemessenen Umgang mit Komplexität und Unsicherheiten zu finden.

Komplexität lässt sich grundsätzlich dadurch reduzieren, dass bestimmte Beziehungen zwischen den oben genannten Freiheitsgraden bekannt oder ggf. nur wahrscheinlich sind. Dann lässt sich zwar noch nicht ohne weiteres eine Aussage darüber treffen, ob bestimmte Ausprägungen in Zukunft eintreffen werden, da Unsicherheit über die sie bedingenden Faktoren besteht, es lassen sich aber zumindest konsistente Aussagen formulieren. Diese (in sich) konsistenten Aussagen werden auch als Szenarien

¹⁷⁸ Vgl. z. B. McCalley et al. (1999).

¹⁷⁹ Vgl. für Studien bzgl. der „Kosten“ von Versorgungsunterbrechungen z. B. Praktinjo/Hähnel/Erdmann (2011).

bezeichnet.¹⁸⁰ Auch diese beruhen jedoch auf bestimmten Annahmen, die notwendigerweise – zumindest zu einem gewissen Grad – für wahrscheinlich gehalten werden müssen. In Abgrenzung zu Szenarien geben Prognosen gewisse Eintrittswahrscheinlichkeiten oder wenigstens Erwartungswerte für die Ausprägung bestimmter Größen wieder.

Die Planung eines Elektrizitätsversorgungssystems kann grundsätzlich durch den Einbezug dieser Zusammenhänge „robuster“ im Hinblick auf die vorliegenden Unsicherheiten gestaltet werden; dazu gehört neben einer entsprechenden (und komplexeren) Formulierung der Prämissen häufig auch, dass die (Kosten-)Ziele der Planung als Erwartungswerte (d. h. nach Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichtet) formuliert werden oder dass etwa eine Minimierung des Schadens im schlechtesten Fall Zielgröße der Planung ist. Trotz der mit solchen Verfahren angestrebten Reduktion von Komplexität gilt jedoch, dass solche Verfahren grundsätzlich selbst recht komplex sind. Sie stellen aber einen systematischen Ansatz dar, die Ergebnisse der Planung unabhängiger von Fehlern zu machen, die durch die Nichtbeachtung komplexer – bzw. nicht-linearer – Zusammenhänge der Planung selbst entstehen.

3.2.1.1.2 Technische Untersuchungsbereiche

Basierend auf den festgelegten Prämissen und unter Berücksichtigung der gesetzten Ziele sind zur Identifikation von Planungsentscheidungen technisch-systemische Untersuchungen durchzuführen. Hierbei wird in erster Linie die Koordination der Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems im Betrieb simuliert, um die Prämissen verletzende Probleme zu identifizieren, welche dann als Grundlage für die Auswahl entsprechender Handlungsoptionen dienen können.

Im Folgenden werden drei Untersuchungsbereiche erläutert, die grundlegende Bedeutung für die Planung von Elektrizitätsversorgungssystemen haben. Dies sind:

- Das Sicherstellen einer ausgeglichenen Systembilanz bzw. die Ermittlung eines Kraftwerkseinsatzes (Abschnitt 3.2.1.1.2.1),
- die Prüfung auf Einhaltung von Strombelastbarkeiten von Leitungen sowie von Spannungsbändern (Abschnitt 3.2.1.1.2.2) sowie
- die Untersuchungen zur Beherrschung von Kurzschlüssen (Abschnitt 3.2.1.1.2.3).

Im vierten und letzten Abschnitt 3.2.1.1.2.4 werden weitere Untersuchungen diskutiert, die insbesondere in Zusammenhang mit den Untersuchungen zur Beherrschung von Kurzschlüssen bzw. der Gewährleistung der Systemstabilität im weiteren Sinn stehen.

3.2.1.1.2.1 Sicherstellen einer ausgeglichenen Systembilanz und Ermittlung von Netznutzungsfällen

Beim Ermitteln eines Kraftwerkseinsatzes sind die im Rahmen der Prämissen festgelegten Regeln zur Koordination zwischen Netz und Erzeugung im Betrieb anzuwenden. Im einfachsten Fall („Kupferplatte“) führt dies dazu, dass angenommene (bzw. existierende) Kraftwerke so eingesetzt werden, dass die Deckung der Last zu minimalen variablen Erzeugungskosten ermöglicht wird. In davon abweichenden Fällen ist auf die jeweils getroffenen Annahmen zurückzugreifen. Basierend auf

¹⁸⁰ Vgl. Dieckhoff et al. (2014).

der Tatsache, dass der Kraftwerkseinsatz häufig über einen Strommarkt koordiniert wird, wird dieser Schritt auch als Marktsimulation bezeichnet. Entsprechende Kraftwerkseinsatzmodelle sind dazu erforderlich; diese liegen sowohl in kommerziellen Varianten als auch im akademischen Kontext vor.

In Kombination mit der räumlich aufgelösten Stromnachfrage/Last lassen sich so Netznutzungsfälle ermitteln, die als Grundlage der weiteren Untersuchungen des Elektrizitätssystems dienen. Wegen des in vielen Systemen (auf Grund der äußerst geringen variablen Kosten und auch entsprechender Regeln) faktisch vorliegenden Einspeisevorrangs von unmittelbar dargebotsabhängigen Einspeisungen von regenerativen Kraftwerken wird häufig so verfahren, dass eine „Residuallast“ gebildet wird. Dies ist die Last abzüglich der vorgenannten Einspeisungen, welche dann als Grundlage für die Simulation des Kraftwerkseinsatzes dient.

3.2.1.1.2.2 Einhaltung von Strombelastbarkeiten von Leitungen sowie von Spannungsgrenzen

Neben der Ermittlung eines Kraftwerkseinsatzes ist im Rahmen einer Lastflussanalyse zu prüfen, ob die entsprechenden (Dauer-)Strombelastbarkeiten von Leitungen im Übertragungsnetz (und ggf. auch unterlagerten Netzebenen) eingehalten werden. Im Drehstromnetz ergeben sich die Lastflüsse (bzw. die Stromtransporte) in Abhängigkeit von Einspeisungen, anliegenden Lasten, (horizontalen) Im- und Exporten sowie der jeweiligen Netztopologie. Die Ermittlung der Lastflüsse erfolgt unter Berücksichtigung aller für den Lastfluss relevanten Betriebsmittel und Anlagen. Zu nennen sind hier neben den Umspannwerken (inklusive deren Bestandteilen wie Schaltanlagen und Transformatoren) und Schaltstationen unter Berücksichtigung der Schaltzustände auch Kabel und Freileitungen sowie Einrichtungen zur Blindleistungskompensation. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Lastflüsse durch lastflusssteuernde Maßnahmen wie den Einsatz von Quer-/Schrägregeltransformatoren oder leistungselektronische (FACTS) Komponenten zu steuern. Ähnlich können auch die Umrichterstationen von Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) eingesetzt werden.

Weiterhin ist im Sinne der Erfüllung der Versorgungsaufgabe die Einhaltung von Spannungsgrenzen relevant: Sinkt etwa die Spannung, so wird bei manchen Verbrauchern die Leistungsaufnahme reduziert, andere Verbraucher hingegen werden versuchen, ihren Leistungsbezug aufrecht zu erhalten, was zu einer weiteren Reduktion der Spannung führen kann. Beides ist problematisch: Im ersten Fall wird die Versorgungsaufgabe unmittelbar nicht erfüllt, im zweiten Fall kann ein Spannungszusammenbruch¹⁸¹ eintreten, insbesondere wenn sich Leitungen im sog. stark „übernatürlichen“ Betrieb befinden.¹⁸²

Methodisch lassen sich die vorgenannten Punkte im Rahmen einer Drehstrom-Lastflussrechnung untersuchen, die das Übertragungssystem (für den stationären, stabilen Betrieb) vollständig beschreibt. Die vorgenannten Untersuchungen werden grundsätzlich auf verschiedene ermittelte Netznutzungsfälle angewendet. In Ergänzung zu den in Abschnitt 3.2.1.1.2.1 genannten Ein- und Ausspeisemustern sind hierbei auch Annahmen über Netzkonfigurationen (Schaltzustände, Trafostufungen, HGÜ-Einstellungen etc.) zu treffen. Je nach dem konkret angewendeten Planungsverfahren bzw. der angewendeten Planungsmethode werden nur einige, als besonders

¹⁸¹ Vgl. z. B. „voltage collapse“ bei Kundur et al. (2004).

¹⁸² Vgl. Crastan (2012, S. 394).

relevant identifizierte Netznutzungsfälle herangezogen. Diese Einschränkung kann grundsätzlich Komplexität reduzieren, sollte aber nicht dazu führen, dass das Ergebnis der Planung letztlich nicht mehr konsistent mit deren Zielen und Prämissen ist. Dies kann dann der Fall sein, wenn relevante Fälle eben nicht erfasst werden: Schließlich beruht die Auswahl von Netznutzungsfällen wiederum auf bestimmten Annahmen bzw. Heuristiken, die in einigen Fällen besser und in anderen Fällen weniger gut zutreffen.

Im Rahmen der Drehstrom-Lastflussrechnungen zur Analyse des stationären Betriebs sind auch die entsprechenden Ausfalluntersuchungen, etwa im Rahmen von „n-1“-Vorgaben, durchzuführen.

3.2.1.1.2.3 Kurzschlussuntersuchungen

Neben der Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen im statischen Zustand ist zu untersuchen, wie sich Kurzschlüsse auf das System auswirken. Grundsätzlich sind Kurzschlüsse (auch „Fehler“ genannt) durch schnelles Ansprechen des Netzschutzes freizuschalten, damit ein sicherer Weiterbetrieb des restlichen Systems erfolgen kann. Im Rahmen von „n-1“-Konzepten ist gefordert, dass die Versorgungsaufgabe nach Fehlereintritt uneingeschränkt fortgesetzt werden kann. Damit dies gewährleistet ist, muss der Schutz den Fehler korrekt erkennen und innerhalb definierter Zeitdauern abschalten, damit es nicht zu Folgeauslösungen kommt (und somit größere Netzteile freigeschaltet werden). Außerdem dürfen die in einem solchen Fall auftretenden massiven Änderungen von Spannungen, Wirk- bzw. Blindleistungsbedarf nicht zu einem Ausfall von Erzeugungseinheiten führen. Weiterhin müssen die Schaltvorgänge in Bezug auf Ströme und bei elektrischen Vorgängen auftretende Spannungsspitzen sicher beherrscht werden und dürfen nicht zu weiteren Störungen führen.¹⁸³

Die sich aus diesen Anforderungen ergebenden Untersuchungen betreffen zunächst die Frage des Kurzschlussstroms. Dies ist der Strom, der im Falle eines Kurzschlusses fließt. Dieser Strom hängt wesentlich von der Topologie des Netzes, der Art des konkreten Fehlers (1-polig, 3-polig, 2-polig mit und ohne Erdberührung), dem Fehlerort sowie den einspeisenden Erzeugungstechnologien ab. Der Kurzschlussstrom muss einerseits hoch genug sein, damit ein zuverlässiges Ansprechen des Schutzes gewährleistet ist¹⁸⁴ und sich die räumliche Ausdehnung des durch den Kurzschluss entstehenden Spannungsabfalls in akzeptablen Grenzen hält¹⁸⁵, andererseits müssen die thermischen und mechanischen Beanspruchungen der den Kurzschlussstrom tragenden Betriebsmittel innerhalb zulässiger Grenzen bleiben¹⁸⁶.

Über die Frage des Kurzschlussstroms hinaus muss sichergestellt werden, dass der sog. Synchronismus der einspeisenden Synchronmaschinen erhalten bleibt und auch bei der entsprechenden Störung durch den Kurzschluss die Erzeugungsanlagen nicht vom Netz getrennt werden („transiente Rotorwinkelstabilität“). Ein daraus resultierender (und ggf. auch kaskadenartiger) Ausfall von Erzeugungsleistung kann zu ernsthaften Versorgungsstörungen führen.

¹⁸³ Vgl. z. B. Heuck/Dettmann/Schulz (2013, Kapitel 7).

¹⁸⁴ Vgl. z. B. FGH/CONSENTEC/IAEW (2012, S. 24) sowie Asam (2014, S. 53).

¹⁸⁵ Vgl. Asam (2014, S. 53).

¹⁸⁶ Vgl. Oswald/Oeding (2011, S. 529).

Für die Berechnung der auslegungsrelevanten Kurzschlussströme kann in der Regel auf vereinfachte Verfahren zurückgegriffen werden. Die exakte Analyse der transienten Vorgänge erfordert hingegen eine zeitdiskrete, numerische Lösung entsprechender Differentialgleichungen.

Zur Berechnung der elektrischen Ausgleichseffekte, insbesondere durch Schalthandlungen, muss ebenfalls auf gesonderte Berechnungen zurückgegriffen werden.¹⁸⁷

3.2.1.1.2.4 Weitere Untersuchungen

Die im vorangegangenen Abschnitt angesprochenen Stabilitätsfragen im Zusammenhang mit Kurzschlüssen und der Aufrechterhaltung des Synchronismus einspeisender Erzeugungsanlagen werden häufig als Stabilitätsfragen im engeren Sinne aufgefasst.

Im weiteren Sinne lassen sich mehrere Aspekte unter den Begriff der Stabilität fassen. Kundur et al. (2004) schlagen vor, hierunter neben der vorgenannten Rotorwinkelstabilität auch die Frequenz- und Spannungsstabilität zu fassen. Ähnlich sieht dies Schwab (2012, S. 868), der jedoch Stabilität lediglich in Spannungsstabilität und Rotorwinkelstabilität und letztere jeweils in „Kleinsignal“- und „Großsignal“-Stabilität unterteilt. Kleinsignalstabilität bedeutet hier, dass Änderungen im „normalen Betrieb“ der Auslöser sind, während „Großsignal“-Fragen eher durch den Verlust von Erzeugungs- bzw. Übertragungsleistung charakterisiert werden.

Die Untersuchung der Spannungsstabilität ist in der vorliegenden Beschreibung von Grundlagen bereits teilweise Untersuchungsgegenstand im Rahmen der (statischen) Betrachtung der Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen, während die Bedeutung der transienten Stabilität bereits im Rahmen der Untersuchung von Kurzschlüssen hervorgehoben worden ist.

Das von Kundur et al. definierte Konzept versucht darüber hinaus, auch sehr komplexe Wechselwirkungen innerhalb des Energieversorgungssystems zu erfassen, welche in ihrer Tiefe jedoch kaum noch Relevanz für die angewandte Netzausbauplanung besitzen dürften. Dennoch sind sie wichtig und, selbst wenn sie aus einer langfristigen Planungsperspektive gut (durch Faustregeln) angenähert oder sogar vernachlässigt werden können, für den sicheren Betrieb essentiell. Mit Ausblick auf die aus solchen Untersuchungen abzuleitenden Maßnahmen bleibt hervorzuheben, dass diese große Interdependenzen mit betrieblichen Entscheidungen und Prozessen aufweisen.

Weiterhin von grundsätzlichem Interesse dürften Fragen hinsichtlich weiträumiger Leistungspendelungen („Inter-Area“-Oscillations) sein. Diese sind jedoch ebenfalls für konkrete Ausbauentscheidungen eher weniger relevant, sollten aber aus einer langfristigen Systementwicklungsperspektive im Auge behalten werden.¹⁸⁸

3.2.1.1.3 Handlungsoptionen

In diesem Abschnitt werden mögliche, durch entsprechende Prämissen definierte Handlungsoptionen in Bezug auf ihre Wirkung zur Behandlung von in den technisch-systemischen Untersuchungen

¹⁸⁷ Vgl. Heuck/Dettmann/Schulz (2013, S. 483 ff.).

¹⁸⁸ Vgl. z. B. EWIS (2010).

identifizierten Problemen erläutert. Ziel ist es, einen Überblick über wichtige Alternativen zu geben und deren Bedeutung für verschiedene Aspekte der Bedarfsplanung hervorzuheben.

In Hinsicht auf erzeugungsseitige Optionen sind die verschiedenen Anlagentypen zu nennen, die in Abschnitt 3.1.1.1.1 beschrieben wurden. Je nach ihrer Dargebotsabhängigkeit sind diese geeignet, Energie bereitzustellen und damit etwa im Kraftwerkseinsatz identifizierte Knappheiten zu beheben. Zu berücksichtigen sind jedoch auch Standortfragen, denn neben dem Aspekt, dass die Auswahl möglicher Standorte für Erzeugungsanlagen üblicherweise begrenzt ist, hat der entsprechende Netzverknüpfungspunkt natürlich auch Einfluss auf die Lastflusssituation im Übertragungsnetz. Weiterhin sind Kraftwerke grundsätzlich geeignet, Blindleistung und auch Kurzschlussströme bereitzustellen: Die Frage der Bereitstellung von Blindleistung ist in erster Linie für den statischen Netzbetrieb relevant; die Bereitstellung von Kurzschlussströmen ist zur zuverlässigen Detektion und Freischaltung von Kurzschlüssen von erheblicher Wichtigkeit. Hierbei ist zu bemerken, dass Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung sinnvollerweise direkt in das Übertragungsnetz (und nicht etwa in unterlagerte Netzebenen) einspeisen sollten; ähnliche Überlegungen gelten auch für die Bereitstellung von Kurzschlussströmen. Somit leisten auf niedrigeren Netzebenen einspeisende Anlagen (und somit ein Großteil der regenerativen Kraftwerke) in dieser Hinsicht einen nur geringen Beitrag. Darüber hinaus lassen sich mit Kraftwerken, die mittels eines Turbosatzes (d. h. einer Gas- oder Dampfturbine in Verbindung mit einem elektrischen Generator) Strom erzeugen, grundsätzlich stärkere Kurzschlussströme bereitstellen als mit Anlagen, die über Umrichter direkt in das Übertragungsnetz einspeisen.

Netzseitige Optionen bestehen zunächst in der Errichtung von Drehstrom-Übertragungsleitungen. Diese können zwar grundsätzlich die Übertragungskapazität des Systems erhöhen, bedingen aber im vermaschten System auch Änderungen von Flüssen auf anderen Zweigen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Drehstrom-Leitungen einen je nach Auslastung kapazitiven oder induktiven Blindleistungsbedarf haben, der mit zunehmender Übertragungstrecke und -leistung zunimmt. Außerdem haben Änderungen an der Netztopologie durch das Einfügen von Drehstromleitungen auch zur Folge, dass Kurzschlussströme ansteigen und diesbezügliche Untersuchungen und daraus resultierende Maßnahmen notwendig werden können. Neben dem Neubau von Übertragungsleitungen kann es darüber hinaus sinnvoll sein, eine Erhöhung der Transportkapazitäten durch ein „Upgrade“ bestehender Leitungen, etwa durch eine Spannungserhöhung bzw. den Einsatz von Leiterseilen mit erhöhter Stromtragfähigkeit, in Betracht zu ziehen.

FACTS-Anlagen, wie etwa schaltbare Kompensationsanlagen, können dazu eingesetzt werden, insbesondere Probleme in Bezug auf die Bereitstellung von Blindleistung in Netzen mit umfangreicher, weiträumiger Übertragung zu behandeln. Wie beschrieben, stellen auch HGÜ-Verbindungen eine Alternative zu Drehstromverbindungen dar.¹⁸⁹ Deren Kopfstationen sind im Falle der moderneren VSC-Technologie in der Lage, zusätzlich zur Wirkleistungseinspeisung/-entnahme auch umfangreich Blindleistung bereitzustellen und so zur Stabilisierung des Betriebs des

¹⁸⁹ Teilweise können HGÜ-Verbindungen auch die einzig sinnvolle Lösung bestimmter Übertragungsprobleme darstellen, etwa zur Anbindung sehr weit von der Küste entfernter Offshore-Windparks oder zur Errichtung von Seekabeln zur Übertragung großer elektrischer Leistungen über weite Entfernungen.

Elektrizitätsversorgungssysteme beizutragen. Kurzschlussströme können nicht nur, wie oben diskutiert, durch (an das Übertragungsnetz angeschlossene) Kraftwerke bereitgestellt werden, sondern grundsätzlich auch durch Generatoren, die im Regelfall keine Leistung abgeben, sondern einfach nur mit einer gewissen Schwungmasse mitlaufen.¹⁹⁰

Neben Leitungen und FACTS-Anlagen sind als weitere mögliche Handlungsoptionen in Bezug auf die Planung des Übertragungsnetzes auch die sonstigen Betriebsmittel wie Schaltanlagen und Transformatoren zu nennen. Schaltanlagen sind insbesondere auf die Kurzschlussstrombelastbarkeiten, aber auch auf die Betriebsströme auszulegen. Transformatoren dienen zur Übertragung elektrischer Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen und können hier auftretende Leistungsprobleme lösen. In ihrer Bauart als Quer-/Schrägregeltransformator können sie darüber hinaus Lastflüsse steuern und sind unter gewissen Umständen geeignet, Kapazitäten auf bestimmten Übertragungspfaden (situativ) zu erhöhen bzw. zu reduzieren. Als weitere Maßnahme zur (situativen) Erhöhung der Übertragungskapazität von (Drehstrom-)Freileitungen ist auch das Freileitungsmonitoring zu nennen, mit welchem die Dauerstrombelastbarkeit der Leitertemperatur angepasst werden kann und etwa bei starker Kühlung durch Wind eine größere Leistung übertragen werden kann, ohne dass die thermischen Grenzen des Leiterseils verletzt werden. Schließlich ist noch der Netzschutz zu erwähnen, der für einen sicheren Netzbetrieb unverzichtbar ist, da er die Erkennung von Fehlern (mit Hilfe von Kurzschlussströmen) und die entsprechende Freischaltung leistet. Im Rahmen des Netzschutzes sind insbesondere konkrete betriebliche Bedingungen des Netzes zu berücksichtigen.

Als weitere Gruppe von Maßnahmen, die Handlungsoptionen im Rahmen einer Bedarfsplanung sein können, sind insbesondere Änderungen an bzw. Abweichungen von den Koordinationsregeln im Betrieb zu nennen. Diese wurden bereits in den vorangegangenen Ausführungen erwähnt und sind immer abhängig von dem konkreten institutionellen Rahmen, innerhalb dessen die Planung stattfindet. Rein fallbezogene Eingriffe sind etwa Redispatch und die Kappung von Erzeugungsspitzen (beispielsweise bei Windkraft), womit das in der Regel durch einen Strommarkt generierte Ergebnis „überschrieben wird“. Langfristige Änderungen wären, wie bereits dargelegt, die Einführung von (Gebots-)Zonen oder eines knotenscharfen („nodalen“) Strommarktsystems.

3.2.1.2 Definition eines generischen Planungsprozesses

Zur Analyse der einzelnen Entscheidungen einer Bedarfsplanung im Stromsystem wird im Rahmen der Definition eines generischen Planungsprozesses versucht, Entscheidungen über Handlungsoptionen insbesondere in Hinsicht auf ihren zeitlichen Horizont (d. h. Realisierungs- und Nutzungsdauern) entsprechenden technischen Untersuchungen zuzuordnen. Ziel ist es, die Beziehungen zwischen Prämissen, technischen Untersuchungen und Handlungsoptionen deutlicher zu strukturieren und einzuordnen. Man könnte einwenden, dass diese Strukturierung eine unzulässige Vereinfachung darstellt: Dies ist jedoch nicht ganz richtig, da sowohl zur Analyse als auch zur praktischen Durchführung einer Bedarfsplanung nach einer gewissen Systematik vorgegangen

¹⁹⁰ Vgl. z. B. Bundesnetzagentur (2012, S. 15) für den Fall des derart eingesetzten Generators des stillgelegten Kernkraftwerks(-blocks) Biblis A.

werden muss. Außerdem stellt die hier vorgeschlagene Definition eines **generischen Bedarfsplanungsprozesses** keinen absolut deterministischen Algorithmus dar, sondern vielmehr eine Gliederung des Vorgehens. Interdependenzen zwischen den einzelnen Schritten bleiben daher bestehen und müssen beachtet werden.

Der generische Planungsprozess gliedert sich – sehr grob – in vier Schritte:

- 1) Zu Beginn steht die Auswahl von Netznutzungsfällen, die als Grundlage der Planung dienen sollen. Hier finden umfangreich Prämissen ihren Niederschlag. Allerdings kann auf diesen Schritt auch zurückgesprungen werden, entweder wenn Anpassungen im Kraftwerkseinsatz oder im Bestand von Kraftwerken durchgeführt werden.
- 2) Der nächste Schritt umfasst Analysen zur (stationären) Lastflussrechnung unter Berücksichtigung des Blindleistungshaushalts und der Stabilität von Drehstrom-Leitungen sowie dem Einsatz weiterer Betriebsmittel und ihren (Betriebs-)Zuständen (HGÜ, FACTS, Topologie, Trafostufungen).
- 3) Die im Rahmen der Lastflussrechnung identifizierten Probleme sind durch geeignete Maßnahmen zu beheben, welche wiederum durch die Prämissen der Planung vorgegeben sind. Unter Berücksichtigung der Ziele der Planung sind diese auszuwählen und es ist ein entsprechender Rücksprung, entweder auf die Auswahl der Netznutzungsfälle oder die Lastflussrechnung, durchzuführen.
- 4) Falls in den stationären Analysen (Lastflussrechnung) keine weiteren Probleme identifiziert wurden, sind insbesondere Untersuchungen in Hinsicht auf transiente Vorgänge, d. h. hauptsächlich in Bezug auf Kurzschlüsse, durchzuführen. Die hieraus resultierenden Anpassungen (auch wieder unter Berücksichtigung von Zielen und durch Prämissen vorgegebene Handlungsoptionen) können, weil es Interdependenzen mit Handlungsoptionen geben kann, die auch im Rahmen der Lastflussrechnung identifiziert werden, zu Rücksprüngen auf die (stationäre) Lastflussrechnung führen. Andere Handlungsoptionen können jedoch ggf. ohne Rücksprung auf die Lastflussrechnung evaluiert werden, weil ihre Eigenschaften im stationären Betrieb des Netzes nicht zu Tage treten.

Die insgesamt identifizierten Maßnahmen stellen schließlich das Ergebnis der Planung dar.

In den folgenden Abschnitten 3.2.1.2.1 bis 3.2.1.2.4 werden die vier Schritte beschrieben. Abschließend wird der dargestellte Planungsprozess in Abschnitt 3.2.1.2.5 zusammengefasst und diskutiert.

3.2.1.2.1 Generierung von Netznutzungsfällen

Die Generierung bzw. Auswahl von Netznutzungsfällen erfordert eine umfangreiche Berücksichtigung von Prämissen (vgl. Abschnitt 3.2.1.1.1) und beruht zudem wesentlich auf der Simulation des Kraftwerkseinsatzes (vgl. Abschnitt 3.2.1.1.2.1). An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass bereits in diesem ersten Schritt umfangreiche Vorfestlegungen in Bezug auf die Ergebnisse der Planung getroffen werden. Die (als planungsrelevant erachteten) Netznutzungsfälle müssen viele der in Abschnitt 3.2.1.1.1 dargelegten Freiheitsgrade und Unsicherheiten (sinnvoll) berücksichtigen. Daher kommt diesem Schritt auch eine besondere Bedeutung im Hinblick auf Fragen zu Szenarien und Prognosen zu.

3.2.1.2.2 Lastflussberechnungen, einschließlich Spannungsstabilität

Basierend auf den Netznutzungsfällen und einem entsprechend vorauszusetzenden Startnetz werden in diesem Schritt Lastflussrechnungen im stationären Betrieb, analog zur Beschreibung in Abschnitt 3.2.1.1.2.2, durchgeführt. Neben der Prüfung auf Leitungsüberlastungen sind hier auch (potentielle) Blindleistungsprobleme zu identifizieren. Weiterhin sind an dieser Stelle Untersuchungen bzgl. des Ausfalls von Betriebsmitteln, etwa im Rahmen von „n-1“-Konzepten, vorzunehmen.

3.2.1.2.3 Netz-/Systemanpassungen

Im Rahmen der Lastflussrechnung identifizierte Probleme sind unter Berücksichtigung der Ziele und Prämissen mit geeigneten Handlungsoptionen zu lösen. Mögliche Optionen sind je nach Problembereich (Blind- bzw. Wirkleistungsproblematik) Kompensationsanlagen, lastflusststeuernde Betriebsmittel sowie Leitungsausbau, bzw. entsprechende Upgrades oder der Einsatz eines Freileitungsmonitorings. Erzeugungsseitige Maßnahmen können gleichermaßen Einfluss auf die identifizierten Probleme haben. Kurzfristige Probleme der Wirkleistungsübertragung können, wenn diese Handlungsoption zulässig ist, ggf. durch Redispatch behoben werden. Systematische Probleme der Wirkleistungsübertragung und Blindleistungsbereitstellung können ebenfalls durch erzeugungsseitige Maßnahmen gelöst werden, namentlich einem Kraftwerksneubau an Standorten, die auf die Netzproblematik entlastend wirken.

3.2.1.2.4 Kurzschlussstromfragen, Rotorwinkelstabilität und weitere Themen

Bei der Untersuchung von Stabilitätsfragen im weiteren Sinne, insbesondere aber im Zusammenhang mit Kurzschlüssen, sind je nach Betrachtungsbereich unterschiedlich detaillierte Rechnungen durchzuführen und entsprechende Maßnahmen zur Behebung der identifizierten Probleme vorzusehen.

Kurzschlussfragen an sich dürften kaum Netzausbau bedingen, sind aber von der Topologie des Netzes abhängig. Die entsprechenden Maßnahmen betreffen insbesondere die Bereitstellung von Kurzschlussströmen (um entsprechende Probleme der Rotorwinkelstabilität von Generatoren zu lösen und eine sichere Fehlererkennung zu leisten), den Ersatz alter Leistungsschalter durch neue, leistungsfähigere sowie ggf. die Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit von anderen Betriebsmitteln und, falls notwendig, Änderungen an der grundsätzlichen Auslegung des Netzschutzes, dem sog. Schutzkonzept.

Vor allem die Bereitstellung von Kurzschlussströmen, auch zur Gewährleistung der Rotorwinkelstabilität, ist eng mit der Frage nach Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten verbunden; es erscheint jedoch nicht naheliegend, nur aus diesen Gründen neue Kraftwerke zu errichten. Resultate aus verschärften Anforderungen an die Beherrschung von Kurzschlüssen im Netz können aber ihren Niederschlag auch in entsprechenden Netzanschlussbedingungen finden. Auf diese Weise kann gewährleistet werden, dass diese bei der Neuerrichtung von Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Dieser Aspekt verdeutlicht, dass die Interdependenzen zu anderen Entscheidungsbereichen bei der Planung des Elektrizitätsversorgungssystems zu berücksichtigen sind, diese aber ggf. auch durch kodifizierte Koordinationsregeln zwischen den Entscheidungsbereichen gewährleistet werden können.

3.2.1.2.5 Zusammenfassung und Diskussion

In Abbildung 2 sind die vorgenannten Schritte schematisch in Form eines Ablaufdiagramms zusammengefasst. Hinzugefügt sind außerdem noch Hinweise auf die Berücksichtigung eines entsprechenden Startnetzes sowie auf das Ergebnis des Planungsprozesses (der „Bedarfsplan“).

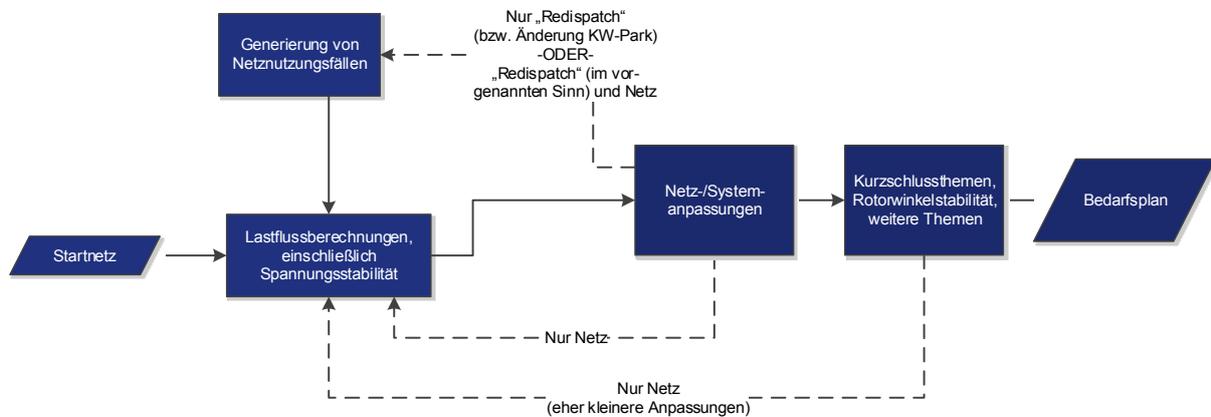


Abbildung 2: Generischer Bedarfsplanungsprozess¹⁹¹

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass der Bedarfsplanungsprozess auf Grund seiner Komplexität in der Regel kein einfaches „Durchlaufen“ der Schritte ist. Dies kommt auch dadurch zum Ausdruck, dass es in der Praxis nicht üblich ist, das gesamte Problem als geschlossenes Optimierungsproblem zu formulieren und zu lösen, denn häufig bestehen an einzelnen Punkten Abwägungsbedarfe, die nicht deterministisch, sondern durch die (wesentlich auf Expertise beruhende) Beurteilung eines Planers gelöst werden.

3.2.2 Organisation der Bedarfsplanung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland

Die Organisation der Bedarfsplanung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland wird im Folgenden zunächst in Abschnitt 3.2.2.1 mit Blick auf die historische Entwicklung und dann in Abschnitt 3.2.2.2 mit Bezug auf die gegenwärtige Situation (seit 2012) aufgearbeitet.

3.2.2.1 Historie

Die Planung des Energieversorgungssystems bis 2012 lässt sich zunächst in die bis 1998 etablierte Phase einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung sowie ab 1998 einer desintegrierten Planung einordnen. Im folgenden Abschnitt 3.2.2.1.1 wird zunächst die Phase der integrierten Planung erläutert, in den dann folgenden Abschnitten die frühe Phase der desintegrierten Planung (Abschnitt 3.2.2.1.2) bis 2009 und abschließend die desintegrierte Phase ab 2009, die sich durch erste gesetzliche Eingriffe in die Bedarfsplanung von Übertragungsnetzen auszeichnet (Abschnitt 3.2.2.1.3).

3.2.2.1.1 Integrierte Planung (bis 1998)

Die Planung von Erzeugung und Netzen fand in Deutschland zu Beginn des 20. Jahrhunderts in zunehmender Koordination statt: Ein Ausgleich, insbesondere zwischen Wasser- und

¹⁹¹ Quelle: Eigene Darstellung.

Kohlekraftwerken wurde schon früh auf bilateraler Ebene verfolgt und es wurden insbesondere die dazu erforderlichen Übertragungsleitungen errichtet (vgl. Abschnitt 3.1.2.1). Eine formelle Organisation zur Koordinierung der Planung wurde zwar in Form der „Aktiengesellschaft für Deutsche Elektrizitätswirtschaft“ bereits 1928 eingerichtet, konnte aber keine bedeutende Rolle einnehmen.¹⁹² Dennoch existierte auf informeller, technischer Ebene ein „Verbundausschuss“ zwischen den „Verbundunternehmen“ (d. h. den überregionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, in deren Hand auch die für den weiträumigen Elektrizitätsaustausch erforderlichen Hoch- bzw. Höchstspannungsleitungen lagen). Im Rahmen dieses Verbundausschusses fand eine gewisse Koordinierung größerer Bauvorhaben untereinander statt.¹⁹³

Nach Ende des Zweiten Weltkriegs schlossen sich die westdeutschen Verbundunternehmen 1948 insbesondere zum Zwecke der gemeinsamen Planung des Elektrizitätsversorgungssystems in der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) zusammen.¹⁹⁴ Geplant wurden hierbei sowohl Übertragungsleitungen zum räumlichen Austausch standortabhängig erzeugten Stroms als auch Kraftwerke. Während zunächst (bis etwa 1970) der Bau von Übertragungsleitungen zum Ausbau von (geologisch) standortabhängiger Erzeugung (insbesondere aus Wasserkraft und nicht transportwürdiger Kohle) im Vordergrund stand, änderte sich dies mit einer zunehmenden Blockgröße von Kraftwerken.¹⁹⁵ Diese erlaubte Skalenvorteile in der Errichtung der Anlagen, was jedoch auch dazu führte, dass der Übertragungsbedarf zunahm.¹⁹⁶ Grundsätzliches Ziel war die Minimierung von Kosten, was auch dazu führte, dass entsprechende Abwägungen zwischen Kraftwerks- und Leitungsbau vorgenommen wurden.¹⁹⁷

Zur Durchführung der Planungen erstellte die DVG die erforderlichen Prognosen, etwa bzgl. der zu bedienenden Jahreshöchstlast und der Primärenergiepreise. Eine wesentliche Rolle spielte auch die Berücksichtigung von zeitlichen Aspekten in der Investitionsplanung, da mit sich verändernden Kraftwerkstypen auch die Bau- und Genehmigungsdauern variierten.¹⁹⁸

In der DDR hingegen war, wie schon in Abschnitt 3.1.2.1.3 erläutert, die Planung des Elektrizitätsversorgungssystems grundsätzlich zentralisiert. Die Herausforderungen lagen hier jedoch eher in der Beherrschung der hohen Komplexität einer derart zentralisierten Planung, die sich dem Prinzip der sozialistischen Zentralplanung entsprechend auch auf die Allokation aller für den Ausbau erforderlichen Ressourcen erstrecken musste. Zusätzlich waren im Rahmen der zentralen Planung alle relevanten Interdependenzen zu anderen Sektoren abzubilden: So mussten etwa Energieeffizienzmaßnahmen (z. B. die Gebäudeheizung betreffend) mit dem Wohnungsbau, dem Braunkohlenabbau und natürlich der Errichtung neuer Kraftwerke koordiniert werden. Um die insgesamt hohe Komplexität der zentralen Planung gerade im Bereich des Energiesystems zu beherrschen, wurden verschiedene Koordinierungsstellen eingerichtet, die insbesondere auf die

¹⁹² Vgl. Stier (1999, S. 441).

¹⁹³ Vgl. Boll (1969, S. 79).

¹⁹⁴ Vgl. Boll (1969, S. 116).

¹⁹⁵ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 23).

¹⁹⁶ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 12, 23).

¹⁹⁷ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 23).

¹⁹⁸ Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 77 ff.).

Bereitstellung von Informationen auf zentraler Ebene zielten.¹⁹⁹ Im Ergebnis konnten die grundsätzlichen Vorteile einer stark integrierten Planung jedoch in der Praxis nur eingeschränkt erreicht werden.²⁰⁰ Als Ursache kann hierbei insbesondere die Herausforderung angesehen werden, alle möglichen Detailentscheidungen zentral zu treffen, was eher Merkmal einer umfassenden sozialistischen Zentralplanung als einer zentralen integrierten Energiesystemplanung ist.²⁰¹

Im Zuge der deutschen Wiedervereinigung wurde die Bedarfsplanung des ostdeutschen Elektrizitätsversorgungssystems dem westdeutschen System mit der DVG als koordinierender Organisation angegliedert.²⁰²

3.2.2.1.2 Desintegrierte Planung (1998–2009)

Mit der schon in Abschnitt 3.1.2.1 angesprochenen Sektorreform durch das EnWG 1998 war die Planung von Erzeugungsanlagen nicht länger Aufgabe zentraler Akteure. Die DVG und die in diesem Kontext benannten ÜNB konzentrierten sich daher auf eine reine Netzplanung. Der Rahmen der Netzplanung war nun der Stromhandel, was bedeutete, dass bei der Netzplanung die Entwicklungen bzgl. Kraftwerksinvestitionen und darauf aufbauender strommarktbasierter Kraftwerkseinsatzentscheidungen antizipiert werden mussten.²⁰³

Eine regulatorische Aufsicht über die Planung des Übertragungsnetzes wurde im Rahmen der Novelle des EnWG 2005 eingerichtet; § 12 Abs. 3a verpflichtete die ÜNB dazu, alle zwei Jahre „Netzzustands- und Netzausbauberichte“ zu erstellen, die der Bundesnetzagentur auf Verlangen vorzulegen waren.²⁰⁴ Eine besondere Prüfung der Vorhaben seitens der Bundesnetzagentur auf Grundlage dieser Berichte fand jedoch nicht statt.²⁰⁵

In diesem Kontext ist anzumerken, dass im Zeitraum von 1998 bis 2009 in Deutschland praktisch keine nennenswerten Neubau-Investitionen in das Übertragungsnetz – zumindest in Bezug auf Leitungen – getätigt wurden.²⁰⁶

3.2.2.1.3 Desintegrierte Planung mit gesetzlicher Bedarfsfeststellung für Übertragungsnetze („dena“-Studien und EnLAG, seit 2009)

Vor dem Hintergrund des zunehmenden Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung wurde 2005 die dena-Netzstudie vorgestellt, welche einige Leitungsausbauprojekte im Übertragungsnetz identifizierte.²⁰⁷ Die Studie wurde von diversen privaten und öffentlichen Akteuren durchgeführt bzw.

¹⁹⁹ Vgl. zur Organisation der Bedarfsplanung in der DDR insbesondere Matthes (2000, S. 95 ff.).

²⁰⁰ Vgl. auch die Erläuterungen zur schwierigen Versorgungssituation mit Elektrizität in der DDR in Abschnitt 3.1.2.1.3.

²⁰¹ Die Problematik der umfangreichen Zentralisierung von Detailwissen bei einer umfassenden sozialistischen Zentralplanung wurde im Übrigen auch von Hayek (1945) thematisiert, dessen diesbezügliche Überlegungen auch in Abschnitt 2.2.2.2 kurz erläutert wurden.

²⁰² Vgl. Schnug/Fleischer (1999, S. 308); der Beitritt des ostdeutschen Verbundunternehmens VEAG erfolgte im April 1991.

²⁰³ Vgl. DVG (1998, S. 17).

²⁰⁴ Vgl. BGBl 2005, Teil I, S. 1970.

²⁰⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2008, 2011).

²⁰⁶ Die Aussage beruht auf eigenen Recherchen, basierend auf Daten der ENTSO-E, und gilt insbesondere im Vergleich zu den (historischen) Investitionen bis 1997 (vgl. Schnug/Fleischer, 1999, S. 24).

²⁰⁷ Vgl. dena (2005a).

begleitet.²⁰⁸ Diese Studie hatte zwar keinen bindenden Charakter, war aber maßgeblich für die Identifikation von Projekten, die 2009 in das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) einfließen. Mit dem EnLAG wurde der vordringliche Bedarf bestimmter Netzausbauprojekte festgestellt. Dies hatte zur Folge, dass im Rahmen des obligatorischen Planfeststellungsprozesses (§§ 43–43d EnWG) der Bedarf nicht nochmals überprüft werden musste.

3.2.2.2 Gegenwart (seit 2012)

In den folgenden beiden Abschnitten wird die aktuelle Situation der Bedarfsplanung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland (seit 2012) dargestellt. Der erste Abschnitt 3.2.2.2.1 befasst sich mit der Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes, die umfangreich durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom 28.7.2011 reformiert wurde. Hierbei wird auch auf die Motive eingegangen, die das Design der Novelle beeinflusst haben. Der zweite Abschnitt 3.2.2.2.2 stellt die Entwicklungen hinsichtlich der Bedarfsplanung von Erzeugungsanlagen, sowohl in Bezug auf regenerative als auch auf nicht-regenerative Kraftwerke dar.

3.2.2.2.1 Bedarfsplanung der Übertragungsnetze (nach EnWG 2011)

Die Reform der Bedarfsplanung der Übertragungsnetze durch die Einfügung der §§ 12a–f in das Energiewirtschaftsgesetz²⁰⁹ führte zu einer umfangreichen Neuordnung: Die ÜNB wurden verpflichtet, im Zwei-Jahresrhythmus (bis 31.12.2015: Ein-Jahresrhythmus) energiewirtschaftliche Szenarien und darauf aufbauende Netzentwicklungspläne zu erstellen, welche beide durch die Bundesnetzagentur inhaltlich überprüft und außerdem öffentlich konsultiert werden.²¹⁰ Der finale Netzentwicklungsplan wird schließlich (mindestens alle vier Jahre) von der Bundesnetzagentur an die Bundesregierung übermittelt, welche einen entsprechenden Gesetzesentwurf zur Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs dem Parlament zur Abstimmung vorlegt. Während die gesetzliche Bedarfsfeststellung eine Fortführung der Idee des EnLAG ist (vgl. Abschnitt 3.2.2.1.3), stellte die inhaltliche Überprüfung der Netzplanung durch einen Regulierer und auch die öffentliche Konsultation eine Neuerung dar, die bislang so in Deutschland nicht etabliert war. Außerdem besteht für Dritte grundsätzlich die Möglichkeit, Daten zur Überprüfung der Netzplanung zu erhalten (§ 12f Abs. 2 EnWG), was ebenfalls eine wesentliche Neuerung ist.

Diese Veränderungen wurden insbesondere damit begründet, dass ein „schleppender“ Netzausbau zur Barriere für den Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien werden könne. Die in diesem Zusammenhang gemachten Beobachtungen waren, dass sowohl Widerstand in der Bevölkerung als auch langwierige (Objekt-)Planungsphasen den geplanten Netzausbau bremsen. Der neue Prozess sollte daher die Bedarfsplanung (durch den frühen Einbezug der Öffentlichkeit) transparenter machen und ihr (durch die Einbindung des Regulierers und den Beschluss des

²⁰⁸ Vgl. dena (2005b).

²⁰⁹ Vgl. BGBl 2011, Teil I, S. 1554. Einige Änderungen, insbesondere in Hinsicht auf den Planungsrythmus wurden Ende 2015 eingefügt; vgl. BGBl 2015, Teil I, Nr. 50, S. 2200.

²¹⁰ Neben der Planung des allgemeinen Übertragungsnetzes findet im Rahmen eines leicht abgesetzten Prozesses auch die Planung von Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks statt. Da jedoch in diesem Kontext keine (für die hier durchgeführte Untersuchung) wesentlichen Unterschiede zur beschriebenen Planung des übrigen bzw. allgemeinen Übertragungsnetzes vorliegen, wird im Rahmen dieser Arbeit auf eine separate Erläuterung verzichtet.

Bedarfsplans als Gesetz) eine größere öffentliche bzw. demokratische Legitimation verleihen.²¹¹ Zur Beschleunigung der der Bedarfsplanung nach den §§ 12a–e EnWG nachfolgenden Objektplanung wurde auch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG, BGBl 2011, Teil I, S. 1690) erlassen, welches in erster Linie die Durchführung der Objektplanung für Leitungsprojekte, die mehrere Bundesländer betreffen, bei der Bundesnetzplanung konzentriert.

Der Bedarfsplanungsprozess wird in den folgenden drei Abschnitten, 3.2.2.2.1.1 bis 3.2.2.2.1.3, genauer erläutert. Im vierten Abschnitt, 3.2.2.2.1.4, wird zudem kurz auf den sog „Offshore-Netzentwicklungsplan“ eingegangen, der die Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen regelt und parallel zum Netzentwicklungsplan sowie in einer ähnlichen Struktur erstellt wird.

3.2.2.2.1.1 Szenarien

Nach § 12a EnWG haben die ÜNB die Aufgabe, alle zwei Jahre (bis 31.12.2015: jährlich) gemeinsame Szenarien zu entwickeln, die die Grundlage der Bedarfsplanung sind. Es sind drei Szenarien gefordert, welche die „Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“²¹². Die Szenarien sind grundsätzlich auf die nächsten zehn bis fünfzehn Jahre auszurichten; eines soll jedoch zusätzlich die „wahrscheinliche Entwicklung für die mindestens nächsten 15 und höchstens zwanzig Jahre darstellen“²¹³. Dieser sog. Szenariorahmen umfasst Annahmen über Erzeugung, Verbrauch und internationale Austausch. Als Gegenstand intensiver Debatten haben sich hierbei meist Fragen bzgl. der zu erwartenden Entwicklung der Erzeugung erwiesen.²¹⁴ Hierzu ist anzumerken, dass die Bundesnetzagentur auch inhaltliche Korrekturen an den Entwürfen der ÜNB vornimmt.²¹⁵

3.2.2.2.1.2 Netzplanung

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens führen die ÜNB eine Bedarfsermittlung durch. Dieser erste Entwurf des Netzentwicklungsplans wird öffentlich konsultiert und es wird anschließend ein zweiter Entwurf erstellt, der der Bundesnetzagentur übermittelt wird. Diese führt eine inhaltliche Überprüfung der Planung durch. Die Prüfkriterien sind jedoch im Gesetz nicht scharf definiert.²¹⁶ In der Erläuterung zur Beschlussfassung findet sich eine gewisse Präzisierung, die unter anderem auch das Kriterium der „Kosteneffizienz“ enthält.²¹⁷ Auf Basis der Ergebnisse der inhaltlichen Prüfung und einer weiteren Konsultation des zweiten, von den ÜNB überarbeiteten, Entwurfs des Netzentwicklungsplans erstellt die Bundesnetzagentur eine Bestätigung, die die genehmigten Maßnahmen umfasst.

²¹¹ Vgl. Steinbach (2013).

²¹² Vgl. § 12a EnWG.

²¹³ Vgl. § 12a EnWG.

²¹⁴ Vgl. z. B. Egerer et al. (2012).

²¹⁵ Vgl. z. B. die Vorgaben zur Marktmodellierung von Kohlekraftwerken in Bundesnetzagentur (2014b).

²¹⁶ Vgl. § 12b Abs. 1 EnWG: „Der [...] Netzentwicklungsplan muss alle [...] Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die [...] für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind [...].“

²¹⁷ Vgl. BT-Drs 17/6072, S. 68.

3.2.2.2.1.3 Bundesbedarfsplangesetz

Der bestätigte Netzentwicklungsplan wird von der Bundesnetzagentur nach § 12e EnWG mindestens alle vier (bis zum 31.12.2015: alle drei) Jahre an die Bundesregierung übermittelt, die den bestätigten Netzentwicklungsplan (ggf. mit kleinen Änderungen/Ergänzungen) als Gesetzesentwurf dem Bundestag zum Beschluss vorlegt. Durch den Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes wird nicht nur der Bedarf in Hinsicht auf die Planfeststellung festgelegt, sondern die ÜNB auch praktisch zur Durchführung verpflichtet. Die Bundesnetzagentur kann zwar nicht unmittelbar Zwang ausüben, hat jedoch die Möglichkeit festzulegen, welcher ÜNB zum Leitungsbau verpflichtet ist und kann ggf. auch den Bau neuer Leitungen ausschreiben.²¹⁸ Weiterhin ist die rechtliche Angreifbarkeit bzw. Infragestellung einer per Gesetz bedarfsfestgestellten Leitung durch Dritte als äußerst voraussetzungsvoll anzusehen.²¹⁹

Ab dem Jahr 2018 müssen die ÜNB zudem im Zwei-Jahresrhythmus einen Umsetzungsbericht erstellen, der den Umsetzungsstand der Projekte des letzten bestätigten Netzentwicklungsplans angibt und im Falle von Verzögerungen die Gründe darlegt. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht den Umsetzungsbericht im Anschluss daran.²²⁰

3.2.2.2.1.4 Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen über den „Offshore-Netzentwicklungsplan“

Im Jahr 2012 wurde das EnWG um die §§ 17a–j erweitert, welche einen Planungsprozess für die Anbindungsleitungen von Offshore-Windkraftanlagen (bis zum ersten Netzverknüpfungspunkt an Land) vorsehen.²²¹ Hierbei wurden die ÜNB verpflichtet, zusammen mit der Vorlage des Netzentwicklungsplans bei der Bundesnetzagentur einen „Offshore-Netzentwicklungsplan“ vorzulegen, der die Anbindung der geplanten Windkraftanlagen auf See sicherstellt. Grundlage für die Erstellung dieses Planes ist sowohl der Szenariorahmen nach § 12a EnWG als auch ein „Bundesfachplan Offshore“, der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im entsprechenden Planungsrhythmus erstellt wird. Der „Bundesfachplan Offshore“ enthält insbesondere Angaben über Standorte von anzubindenden Windkraftanlagen, von Konverterplattformen, Kabeltrassen/-korridoren sowie anzuwendenden Planungsgrundsätzen.

Nach Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans wird dieser analog zum gewöhnlichen Netzentwicklungsplan durch die Bundesnetzagentur geprüft. Die im Rahmen dieser Prüfung ermittelten Leitungsprojekte werden ebenfalls dem Bundesgesetzgeber vorgelegt,²²² wurden jedoch bislang (d. h. im zweiten Bundesbedarfsplangesetz, BGBl 2015, Teil I, S. 2490) nicht berücksichtigt. Die ÜNB sind dennoch verpflichtet, die entsprechenden Leitungen bis zu den im Plan festgelegten Zeitpunkten zu errichten und werden unter bestimmten Umständen schadenersatzpflichtig, wenn eine

²¹⁸ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 253 ff.).

²¹⁹ Diese Einschätzung beruht auf Gesprächen, die mit RAUE LLP im Rahmen des Projektes E-Plan geführt worden sind.

²²⁰ Vgl. § 12d EnWG.

²²¹ Vgl. BGBl 2012, Teil I, S. 2730.

²²² Vgl. § 12e Abs. 1 EnWG.

verzögerte Errichtung dazu führt, dass Windenergieanlagen auf See keine elektrische Energie einspeisen können.²²³

Ab dem Jahr 2018 geht der Offshore-Netzentwicklungsplan im regulären Netzentwicklungsplan nach § 12b EnWG auf. Der „Bundesfachplan Offshore“ wird in diesem Zusammenhang durch einen „Flächennutzungsplan“ ersetzt, der jedoch weiterhin vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt wird.²²⁴

3.2.2.2.2 Bedarfsplanung von Erzeugungskapazitäten

Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten dargelegt, wird die Entwicklung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland nicht grundsätzlich zentral geplant, sondern prinzipiell über Preissignale an den Strommärkten angereizt. Dennoch bestehen umfangreiche Regelungen, sowohl in seit einigen Jahren stark zunehmendem Umfang für nicht-regenerative Kraftwerke als auch seit längerer Zeit für den Bereich regenerativer Kraftwerke. Diese haben umfangreich Einfluss auf die Entwicklung des Zu- und auch Rückbaus von Erzeugungskapazitäten und werden in den beiden folgenden Abschnitten, 3.2.2.2.1 und 3.2.2.2.2, erläutert. Abschließend wird in Abschnitt 3.2.2.2.3 ein kurzes Fazit gezogen.

3.2.2.2.1 Nicht-regenerative Kraftwerke

In Bezug auf nicht-regenerative Kraftwerke existieren in Deutschland zunächst Regelungen, die darauf zielen, die Wahl des Energieträgers bzw. der Erzeugungstechnologie zu beeinflussen. Hier ist insbesondere die (bereits in Abschnitt 3.1.2.1 erwähnte) Entscheidung zu nennen, aus der Kernenergie auszusteigen. Dies impliziert, dass neue Kernkraftwerke nicht genehmigungsfähig sind; außerdem bestehen gesetzlich festgeschriebene Außerbetriebnahmedaten aller noch laufenden Kernkraftwerksblöcke in Deutschland.²²⁵ Weiterhin existiert seit einigen Jahren ein europaweites Regime zur Bepreisung von CO₂-Emissionen, welches jedoch auf Grund äußerst niedriger Preise für die entsprechenden Emissionszertifikate nur einen geringen Einfluss auf Investitions- bzw. auch Betriebsentscheidungen hatte bzw. in Zukunft haben dürfte.²²⁶

Zudem wurden in den Jahren 2012,²²⁷ 2013²²⁸ und 2016²²⁹ stufenweise Regelungen erlassen, die teils sehr weitreichende Eingriffe in Investitions- und Rückbauentscheidungen aber auch den Betrieb nicht-regenerativer Kraftwerke darstellen. Das mit diesen Regelungen verfolgte Ziel ist insbesondere die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Hierzu werden hauptsächlich zwei Instrumente eingesetzt: (i) die sog. „Netzreserve“ und (ii) die sog. „Kapazitätsreserve“.

²²³ Vgl. § 17e EnWG.

²²⁴ Vgl. BGBl 2016, Teil I, S. 2258; insbesondere Artikel 2 und 6.

²²⁵ Vgl. § 1 Nr. 1 und § 7 Abs. 1a AtG.

²²⁶ Vgl. Ammon (2014), der illustriert, dass die Kosten für Emissionszertifikate in Deutschland die meiste Zeit einen niedrigen einstelligen Prozentanteil der Stromgestehungskosten ausgemacht haben. Basierend auf aktuellen Futures-Notierungen ist davon auszugehen, dass dies in den nächsten Jahren so bleibt.

²²⁷ Vgl. BGBl 2012, Teil I, S. 2730; Einfügung der §§ 13a,b in das EnWG.

²²⁸ Vgl. BGBl 2013, Teil I, S. 1947; Erlass der Reservekraftwerksverordnung.

²²⁹ Vgl. BGBl 2016, Teil I, S. 1786; umfassende Neuregelungen im Rahmen des „Strommarktgesetzes“.

Der Zweck der Netzreserve ist, insbesondere potentielle Probleme innerhalb des Übertragungsnetzes (wie Engpässe und Probleme der Spannungshaltung) zu vermeiden, wenn die sonst dafür zur Verfügung stehenden Möglichkeiten ausgeschöpft sind. Die Netzreserve wird in erster Linie dadurch gebildet, dass bestehende, für die Versorgungssicherheit als relevant („systemrelevant“) erachtete Kraftwerke mit einem Stilllegungsverbot belegt werden. Der Einsatz der Anlagen im Rahmen der Netzreserve erfolgt auf Anforderung der ÜNB.²³⁰ Der Anlagenbetreiber kann ferner – unter Voraussetzung der Nicht-Vermarktung der Anlage am Strommarkt – Zahlungen zur Deckung der ihm entstehenden Kosten erhalten, die durch die ÜNB auf die Netznutzer umgelegt werden.²³¹

Die Identifikation der „systemrelevanten“ Kraftwerke erfolgt dadurch, dass die ÜNB jährlich eine entsprechende Analyse erstellen, die Aussagen über die jeweiligen Kraftwerke enthält. Im Anschluss daran wird diese Analyse durch die Bundesnetzagentur geprüft und so abschließend festgelegt, welche Kraftwerke unter die vorgenannte Regelung fallen.²³²

Reichen bestehende Anlagen zur Behebung bzw. Vermeidung der netztechnischen Probleme (mittelfristig) nicht aus, können die ÜNB außerdem Erzeugungsanlagen „als besonderes netztechnisches Betriebsmittel“ errichten. Der diesbezüglich von den ÜNB ermittelte Bedarf wird ebenfalls durch die Bundesnetzagentur überprüft.²³³

Die Kapazitätsreserve hingegen soll explizit zur Deckung von (netzweiten) Leistungsbilanzdefiziten herangezogen werden und unterscheidet sich so von der Netzreserve. Die Höhe der vorzuhaltenden Kapazitätsreserve wird gesetzlich bzw. durch das BMWi oder auch die Bundesnetzagentur festgelegt. Die betroffenen Anlagen werden grundsätzlich von der Teilnahme am Strommarkt ausgeschlossen und ausschließlich durch die ÜNB eingesetzt; ferner erhalten sie (bzw. ihre Betreiber) eine Vergütung.²³⁴

Neben den genannten – durch die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit motivierten – Punkten wurden im Jahr 2016 auch Regelungen zur Reduktion von CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung getroffen: § 13g EnWG erzwingt die (vorläufige) Stilllegung konkret genannter Braunkohlenkraftwerksblöcke zu festgelegten Terminen. Diese dürfen ab dem Zeitpunkt ihrer Stilllegung grundsätzlich nur noch auf Anforderung der ÜNB eingesetzt werden und müssen nach vier Jahren ab ihrer vorläufigen Stilllegung endgültig stillgelegt werden. Die Betreiber der betroffenen Anlagen erhalten Zahlungen, die sich an den entgangenen Gewinnen, die bei einem Weiterbetrieb der Anlagen erzielbar gewesen wären, orientieren.²³⁵

3.2.2.2.2 Regenerative Kraftwerke

Der Ausbau regenerativer Kraftwerke wird in Deutschland maßgeblich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gesteuert. Das Gesetz sieht insbesondere einen Zubaupfad in Bezug auf

²³⁰ Vgl. generell zur Netzreserve § 13d EnWG sowie zur Unterbindung von Stilllegungen von Erzeugungsanlagen § 13b EnWG.

²³¹ Vgl. § 13c EnWG.

²³² Vgl. § 3 NetzResV.

²³³ Vgl. § 13k EnWG.

²³⁴ Vgl. § 13e EnWG.

²³⁵ Vgl. § 13g Abs. 5 EnWG.

Photovoltaik, On- und Offshore-Windkraft sowie Biomasse vor.²³⁶ Diese Zubauziele sollen dadurch erreicht werden, dass die entsprechenden neuen Anlagen eine über 20 Jahre fixierte Förderung erhalten.²³⁷ Die (hauptsächlich nach Technologien und Anlagengröße differenzierte) Höhe der Förderung war bislang grundsätzlich gesetzlich festgelegt, wird aber seit Beginn des Jahres 2017 insbesondere für Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen ab 750 kW durch Ausschreibungen bestimmt. In den meisten anderen Fällen wird die Förderung auch weiterhin direkt gesetzlich bestimmt.²³⁸ Somit besteht prinzipiell ein Anreiz, die entsprechenden regenerativen Kraftwerke an Standorten mit einem hohen Dargebot zu errichten. Im Fall von Onshore-Windkraftanlagen besteht jedoch die Regelung, die Förderung an windschwachen Standorten – nach einer gesetzlich vorgegeben Formel – zu erhöhen und an windstarken Standorten abzusenken. Ziel ist es, eine Vergleichmäßigung des Zubaus zu erreichen, was – je nach Parametrierung der vorgenannten Formel – dazu führt, dass die ertragsstärksten Standorte nicht zuerst vollständig belegt werden.²³⁹ Zudem findet so eine stärkere Verteilung des Zubaus auf die einzelnen Bundesländer statt.²⁴⁰ Ferner wurde gelegentlich argumentiert, dass diese Steuerung dazu führe, dass der Netzausbaubedarf reduziert werden könne.²⁴¹ Eine explizite Koordination zwischen Ausbauplanung (bzw. Ausbausteuerung) von regenerativen Kraftwerken und dem Übertragungsnetz fand jedoch bislang nicht statt. Ab 2017 werden jedoch sog. „Netzausbaugebiete“ definiert, in denen der Zubau neuer Erzeugungsanlagen auf einen Bruchteil des Durchschnittes der Vorjahre begrenzt wird.²⁴² Aus einer technischen Perspektive muss dieser Ansatz dennoch als eine nur sehr überschlägige Koordination von Netz- und Erzeugungsplanung betrachtet werden.

3.2.2.2.3 Fazit

Trotz der formal weiterhin marktlichen Organisation der Bereitstellung von (insbesondere nicht-regenerativen) Kraftwerken ist deutlich zu erkennen, dass die Entwicklung des Kraftwerksparks umfangreich durch zentrale Entscheidungen gesteuert wird. Dies gilt sowohl für die derzeit mit Abstand wichtigsten regenerativen Kraftwerke (Wind und Photovoltaik, aber auch für die weniger bedeutsame Stromerzeugung aus Biomasse), als auch für die Kernenergie und für die Braunkohle. Durch die insgesamt beschränkten Ausbaupotentiale der Wasserkraft verbleiben noch gewisse dezentrale Entscheidungsspielräume in Bezug auf Gas- und Steinkohlenkraftwerke.

Insofern ist festzuhalten, dass das ursprüngliche Paradigma der Sektorreform („Liberalisierung“), das eine grundsätzliche Anreizung und Refinanzierung von Kraftwerksinvestitionen und damit

²³⁶ Vgl. § 3 EEG alte Fassung bzw. § 4 EEG in der Fassung seit Inkrafttreten des Gesetzes „zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“ (BGBl 2016, Teil I, S. 2258) zum 1.1.2017. Die letztere Fassung wird im Folgenden als „neue Fassung“ bezeichnet.

²³⁷ Vgl. § 22 EEG alte Fassung, bzw. § 25 neue Fassung.

²³⁸ Vgl. § 22 EEG neue Fassung bzw. die §§ 23 und 40–51 EEG alte Fassung.

²³⁹ Vgl. § 36h EEG neue Fassung bzw. § 49 EEG alte Fassung.

²⁴⁰ Vgl. den Verweis auf eine entsprechende Forderung des Bundesrats in der Erläuterung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung (2016, S. 2).

²⁴¹ Vgl. z. B. den „Newsletter Energiewende“ 4/2016 des BMWi vom 23. Februar 2016, abgerufen im Internet am 09.03.2016 unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/04/Meldung/direkt-erklart.html>.

²⁴² Vgl. § 36c EEG neue Fassung.

einhergehende Entscheidungen über Standorte und Technologien über Preissignale vorsieht, faktisch in Deutschland in dieser Hinsicht eine eher unwichtige bzw. abnehmende Rolle spielt. Zudem ist hervorzuheben, dass die ÜNB, neben der Strukturierung des Erzeugungsmixes durch die Politik, durch die Beurteilung der Notwendigkeit nicht-regenerativer Kraftwerke für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und durch die Möglichkeit, eigene Kraftwerke zu diesem Zweck zu errichten, ebenfalls eine zentrale und auch zunehmende Bedeutung für die Entwicklung des Kraftwerksparks haben.

4 Analyse von Organisationsmodellen für die Netzplanung

Im vorliegenden Kapitel erfolgt die Analyse von Organisationsmodellen für die Übertragungsnetzplanung. Die zentrale Annahme ist, dass eine Netzplanung stattfindet, die getrennt von der Planung des Kraftwerksparks erfolgt und die grundsätzlich der Entwicklung des Kraftwerksparks zu folgen hat. Da die Entwicklung des Kraftwerksparks dennoch gewissen Unsicherheiten unterliegt, soll angenommen werden, dass der Netzplanung entsprechende Szenarien/Prognosen über die Entwicklung des Kraftwerksparks zu Grunde gelegt werden.

Zunächst werden in Abschnitt 4.1 grundsätzliche Gestaltungsbereiche und idealtypische Gestaltungsoptionen möglicher Organisationsmodelle erläutert. In Abschnitt 4.2 erfolgt eine Analyse der eingeführten Gestaltungsoptionen. Dies geschieht separat für die einzelnen Gestaltungsbereiche und grundsätzlich unter Abstraktion nationaler Besonderheiten, teilweise wird jedoch auf die Situation in Deutschland Bezug genommen. Diese Bezugnahmen werden aber gekennzeichnet damit deutlich wird, inwiefern sich diese auf die Allgemeingültigkeit der Untersuchung auswirken. Daher wird ein Schwerpunkt auf Ex-post-Analysen gelegt.²⁴³ Da in den Abschnitten 4.1 und 4.2 als Ausgangs- bzw. Analysesituation das Organisationsmodell eines öffentlich regulierten und privaten Netzbetreibers (inkl. Eigentum an den Assets) unterstellt wird, sind in diesem Zusammenhang auch einige vorläufige Ex-ante-Analysen möglich.

Die Ableitung konkreter Organisationsmodelle auf Grundlage der Analyseergebnisse erfolgt in Abschnitt 4.3. Es wird zunächst in Abschnitt 4.3.1 eine allgemeine Analyse durchgeführt, im Rahmen derer Organisationsmodelle durch die integrierte Analyse über Gestaltungsbereiche hinweg identifiziert werden. Dabei findet noch keine explizite nationale Bezugnahme statt. Im Anschluss daran wird in Abschnitt 4.3.2 die Eignung der identifizierten Organisationsmodelle für den konkreten Fall Deutschlands diskutiert.

Der abschließende Einbezug von Pfadabhängigkeiten für den Kontext Deutschlands findet in Abschnitt 4.4 statt; hierbei werden insbesondere Design- und Implementierungskosten berücksichtigt.²⁴⁴ Im Lichte einer politikberatenden Perspektive wird dort auch diskutiert, inwiefern Kosten der politischen Durchsetzung im Hinblick auf die Formulierung entsprechender Handlungsempfehlungen eine Rolle spielen und wie sie sich konkret auswirken. In Abschnitt 4.5 werden die Ergebnisse zusammengefasst.

4.1 Gestaltungsbereiche und idealtypische Gestaltungsoptionen

Vor Durchführung der eigentlichen Analysen wird in diesem Abschnitt dargestellt, welche Gestaltungsoptionen in den einzelnen Bereichen des Organisationsmodells vorliegen und wie deren Eignung untersucht werden kann. Die einzelnen Gestaltungsbereiche sind das Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber (Abschnitt 4.1.1), das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer (Abschnitt 4.1.2) sowie Fragen hinsichtlich des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer (Abschnitt 4.1.3). Der Bezug auf einen Regulierer stellt keine

²⁴³ Vgl. Abschnitt 2.1.2.3.1.

²⁴⁴ Vgl. Abschnitt 2.1.2.3.2.

Vorfestlegung dahingehend dar, ob bei einem bestimmten Organisationsmodell überhaupt noch ein separater Regulierer existiert. Vielmehr ermöglicht die Zugrundelegung eines bestimmten Ausgangs-Organisationsmodells, dass die einzelnen Beziehungen detailliert untersucht werden können.

4.1.1 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber

Im Rahmen der Auftragsbeziehung zwischen Regulierer und Netzbetreiber in Bezug auf die Durchführung der Netzplanung bestehen grundsätzlich die in Abschnitt 2.2.2 genannten Ausgestaltungsoptionen: (i) die Formulierung eines Anreizvertrages, (ii) die Etablierung einer Monitoring-Lösung aber auch (iii) die Einrichtung einer hierarchischen Struktur.

Im Hinblick auf eine Anreizsetzung sind zwei idealtypische Fälle zu unterscheiden: Dies sind einerseits eine umfassende Anreizsetzung über alle Leistungsbereiche bzw. Aufgaben des Netzbetreibers hinweg und andererseits eine stärker disaggregierte Anreizsetzung, die mehr oder weniger direkt auf die Netzplanung selbst zielt.

Bei einer umfassenden Anreizsetzung, etwa im Rahmen einer sog. „total expenditure“-Anreizregulierung, bei der idealtypisch zu Beginn der Regulierung (bzw. einer Regulierungsperiode) lediglich eine Vergütung für alle Leistungen des Unternehmens fixiert wird, ist die dahinter liegende Idee, dass das Unternehmen einen Anreiz hat, über alle Leistungsbereiche hinweg optimiert eine kostenminimale Bereitstellung zu leisten, wobei ggf. noch eine Qualitätsregulierung erforderlich wird.²⁴⁵ Ein solcher Ansatz bringt jedoch verschiedene Probleme mit sich. Zunächst impliziert eine idealtypische Anreizsetzung, dass Risiken der Leistungserbringung umfänglich vom regulierten Netzbetreiber zu tragen sind. Dies kann je nach Art der Aufgabe dazu führen, dass hohe Kosten der Risikotragung durch das Unternehmen anfallen, die nicht entstehen würden, wenn die Risiken durch die öffentliche Hand bzw. die Gesamtheit aller betroffenen Konsumenten getragen werden würden. Dies schließt aber nicht aus, dass die Vorteile einer Anreizsetzung nicht auch in bestimmten Fällen die Kosten einer Risikotragung durch das regulierte Unternehmen rechtfertigen können. Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Entfaltung der erwünschten Anreizwirkungen erfordert, dass – gerade vor dem Hintergrund langfristiger Investitions- und Planungsentscheidungen – das Anreiz- bzw. Regulierungsregime langfristig aufrechterhalten werden muss. Dies wird durch mehrere Faktoren erschwert:

- Der Regulierer muss sich relativ sicher sein können, dass die festgesetzte Vergütungshöhe – auch im Zusammenhang mit der erwähnten Risikotragung auf Seiten des Netzbetreibers – ausreichend hoch ist. Ist dies nicht der Fall, besteht die Gefahr, dass der Netzbetreiber im Rahmen von Nachverhandlungen versucht, seine Vergütung – auch in ungerechtfertigtem Umfang – zu erhöhen. In diesem Zusammenhang besteht auch ein gewisses Drohpotential: Der Netzbetreiber kann den Druck zur Erhöhung seiner Vergütung dadurch steigern, dass er bestimmte Investitionen unterlässt.

²⁴⁵ Vgl. zu den Ausführungen in diesem und in den folgenden Absätzen insbesondere Beckers et al. (2014, Kapitel 4.1.1).

- Um das vorstehende Problem zu umgehen, müsste der Regulierer umfassende Sicherheitsaufschläge einkalkulieren. Während dies aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive dann unproblematisch ist, wenn das Regulierungsregime zu einer langfristig kostenminimalen und von Umfang und Qualität sinnvollen Bereitstellung führt, fallen so mehr oder weniger umfangreiche Renten beim Netzbetreiber an. Aus einer die Konsumentensicht einnehmenden Politik besteht in solchen Fällen ein Anreiz, ggf. kurzfristig zu intervenieren und Überrenditen abzuschöpfen. Dies führt jedoch dazu, dass die Stabilität des Commitments gleichermaßen gefährdet wird.

Im Ergebnis ist gerade in Infrastrukturektoren mit langlebigen, spezifischen Investitionen die Gefahr groß, dass die dann im Rahmen einer idealtypischen, umfassenden Anreizregulierung erforderlichen Commitments nicht durchhaltbar sind. Daher ist eine idealtypische, umfassende Anreizsetzung, gerade auch in Hinblick auf die Idee, es sei kein entsprechendes Input-Wissen erforderlich, als äußerst problematisch anzusehen. Als Konsequenz aus der geringen Stabilität der erforderlichen Commitments ist für die Netzplanung bzw. die letztlich durch den Netzbetreiber verfolgten Investitionsvorhaben davon auszugehen, dass es eher zu Unterinvestitionen und auch zu eher kurzfristorientierten Planungsentscheidungen kommt. Je nachdem, ob (Neu-)Investitionen einer gesonderten regulatorischen Behandlung unterworfen werden, um die geschilderten Probleme einer idealtypischen Anreizregulierung zu reduzieren besteht aber auch die Gefahr, dass so Anreize für den Netzbetreiber zu Überinvestitionen geschaffen werden.²⁴⁶

Eine andere Variante stellt eine disaggregierte Anreizsetzung dar, bei der speziell Netzplanungsentscheidungen einem Anreizregime unterworfen werden. Hierzu existieren zwar theoretische Überlegungen für umfassende Ansätze, die praktisch aber noch keine Anwendung erfahren haben.²⁴⁷ In größerem Umfang praktisch beobachtbar sind jedoch „Merchant Lines“, d. h. Leitungsinvestitionen die sich vollständig aus den so erzielbaren Arbitrageerlösen zwischen den verbundenen Strompreiszonen refinanzieren müssen. Somit wird ein Anreiz gesetzt, Übertragungsleitungen zwischen Strompreiszonen zu errichten, die besonders hohe Preisunterschiede aufweisen. Dies mag zwar auf den ersten Blick ökonomisch nachvollziehbar erscheinen, ist aber mit umfangreichen Nachteilen verbunden: Diese ergeben sich wesentlich daraus, dass Netzausbauentscheidungen auf Grund stark vereinfachter Repräsentationen des technischen Systems durch Preise getroffen werden. Daher wird von zahlreichen relevanten technischen Zusammenhängen abstrahiert.²⁴⁸ Eine andere Variante, jenseits von „Merchant Lines“, aber ggf. komplementär dazu, wäre, den Netzausbau über die Reduktion marktgebietsinterner Engpässe anzureizen. Dazu könnten etwa beobachtete Reduktionen von Redispatchkosten in regulatorisch genehmigte Vergütungen von Netzinvestitionen umgesetzt werden. Dabei fallen jedoch diverse Ausgestaltungsfragen an, da die Isolierung von tatsächlichen Wirkungszusammenhängen vor allem in komplexen Netzen grundsätzlich nicht trivial sein dürfte. Insbesondere ist ein solcher Ansatz stark von der Wahl eines Bezugspunktes (etwa mit Blick auf bestimmte Engpasssituationen) abhängig, der zur

²⁴⁶ Vgl. speziell zur Problematik von Überinvestitionen Beckers et al. (2014, S. 82 f. und S. 85 ff.).

²⁴⁷ Vgl. z. B. Rosellon/Weigt (2010).

²⁴⁸ Vgl. z. B. Helm (2003), Turvey (2006), Joskow/Tirole (2005) und Gerbaulet/Weber (2014).

Formulierung der entsprechenden Investitionsanreize herangezogen wird. Zudem dürfte ein derartiger Ansatz wegen der mit ihm verbundenen Vergangenheitsorientierung eher für Systeme geeignet sein, in denen nur ein geringer Netzentwicklungsbedarf besteht.

Letztlich weisen beide geschilderten Varianten der „Endogenisierung“ von Netzausbauentscheidungen im Rahmen einer disaggregierten Anreizsetzung die Problematik auf, dass die Koordination hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Erzeugungs- und Laststruktur des Elektrizitätsversorgungssystems nur schlecht bis gar nicht gewährleistet werden kann: Im Fall von Merchant Lines liegt dies in erster Linie an Preissignalen, die nur verzerrte Informationen über die tatsächliche Sinnhaftigkeit von Leitungsinvestitionen wiedergeben, und daran, dass antizipative Investitionen in der Regel durch Unsicherheiten über die weitere Entwicklung des Systems erschwert werden. Im Fall des skizzierten Beispiels einer regulatorisch gesteuerten Refinanzierung über eingesparten Redispatch ist ebenfalls unklar, wie eine sinnvolle Koordination mit der zukünftigen Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems gewährleistet werden kann: Es ist kaum vorstellbar, dass verlässliche (und somit auch „harte“ Regeln im Sinne eines „vollständigen“ Vertrages) etabliert werden können, die ex post eine sinnvolle Beurteilung darüber erlauben, was ex ante richtig war bzw. richtig gewesen wäre. Im Ergebnis müssen auch Ansätze, die auf der Formulierung entsprechender Anreize für die Netzplanung (statt aller Leistungsbereiche des Netzbetreibers), ohne den Einsatz entsprechenden Input-Wissens basieren, als äußerst problematisch angesehen werden.

Die verbleibenden grundlegenden Gestaltungsoptionen sind somit Hierarchie und Monitoring. Zur Analyse der Eignung der beiden Varianten sind sowohl Ex-post- als auch Ex-ante-Analysen durchzuführen (vgl. Abschnitt 2.1.2.3).

Hier stellt sich grundsätzlich die Frage, welche Opportunismuspotentiale in Abwesenheit einer Hierarchie- bzw. Monitoring-Lösung bestehen. Diese können sich etwa aus den oben beschriebenen Fehlanreizen bei einer Anreizsetzung ergeben. In diesem Kontext ist auch zu berücksichtigen, inwiefern die insbesondere in Europa übliche Integration von Netzplanung und Eigentum an den Assets Einfluss auf das Opportunismuspotential hat bzw. konkrete Fehlanreize in Bezug auf die Netzplanung mit sich bringt.

Für die Untersuchung von Monitoring-Lösungen ist zu fragen, welcher Wissensbedarf auf Seiten eines Regulierers erforderlich ist, um ein Monitoring durchzuführen, mit welchen Ex-ante-Kosten dessen Aufbau einhergeht und inwiefern es zur Reduktion des identifizierten Opportunismuspentials beiträgt. Konkret ist für den Fall einer Monitoring-Lösung zu entscheiden, auf welche Planungsschritte sich das Monitoring tatsächlich erstrecken soll und welche Eingriffsrechte bestehen sollen. Dazu ist es auch nötig, die Interdependenzen der einzelnen Planungsschritte entsprechend zu berücksichtigen.

Im Hinblick auf eine Hierarchielösung, d. h. die Überführung eines Netzbetreibers samt Planungstätigkeit in das Eigentum der öffentlichen Hand einschließlich der Etablierung einer entsprechenden Zielorientierung im Unternehmen, dürfte für die komparative Analyse insbesondere die Frage nach Übergangskosten im Vergleich zur Implementierung einer Monitoring-Lösung relevant sein. In diesem Zusammenhang dürfte zudem die Frage eine zentrale Rolle spielen, inwiefern eine Abtrennung bestimmter Funktionen des Netzbetreibers, jenseits der vorgenannten Frage nach einer möglichen Reduktion von Opportunismuspentials, vorteilhaft sein kann: Mit Blick auf die Ex-ante-

Analysen sind die Designkosten entsprechender Schnittstellen gegen ggf. verminderte Transaktionskosten der Errichtung einer dann weniger umfassenden Hierarchie-Lösung abzuwägen.

4.1.2 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer

Analog und ergänzend zur Frage der Ausgestaltung einer Monitoring-Lösung zwischen Regulierer und Netzbetreiber ist für das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer zu untersuchen, an welchen Stellen des Planungsprozesses eine mehr oder weniger explizite Einbeziehung der Politik erfolgt und inwiefern dem Regulierer sinnvoll gewisse Strukturen vorgegeben werden können. Hierbei ist zunächst zu berücksichtigen, dass auf Seiten der Politik einerseits hohe Opportunitätskosten bestehen, wenn Verwaltungsentscheidungen umfangreich überprüft bzw. im Detail vorbereitet werden sollen, dass aber andererseits gewisse Eingriffsmöglichkeiten in das Behördenhandeln geboten sein können, um ggf. eine auch nur anlassbezogene Nachsteuerung durch die Politik zu ermöglichen. Ferner kann ein gewisser Vorteil in der generellen Übertragung von Aufgaben bzw. Entscheidungen an die Verwaltung darin liegen, dass auf Ebene der Politik sonst bestehende Probleme bzw. Konflikte bei der Entscheidungsfindung gemildert werden und auch, dass ggf. Probleme reduziert werden, die aus Fehlanreizen bei Politikern zu eher kurzfristorientiertem Handeln resultieren. Zudem ist darüber zu entscheiden, in welchem Umfang dem Regulierer – insbesondere in seiner Funktion als Träger von Expertise – eine beratende Rolle für die Politik zukommen soll und welche Implikationen sich hieraus in Bezug auf den Ressourcenbedarf des Regulierers ergeben.

4.1.3 Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer

Im Rahmen der Ausgestaltung von Organisationsmodellen für die Bedarfsplanung von Übertragungsnetzen steht in Hinsicht auf den Einbezug gesellschaftlicher Akteure insbesondere die Frage im Vordergrund, wie dadurch (Agency-)Probleme des Behördenhandelns reduziert werden können. Konkret ist festzulegen, an welchen Stellen des Planungsprozesses ein Einbezug gesellschaftlicher Akteure erfolgt und wie dieser ausgestaltet sein soll. Dabei ist insbesondere darüber zu entscheiden, welche Informationen zugänglich gemacht werden, welche Akteure einbezogen werden sollen und wie der Regulierer mit den entsprechenden Rückmeldungen umgehen soll. Gegebenenfalls ist zu erwägen, dass über bestimmte Konsequenzen der Ergebnisse der Beteiligung die Politik explizit entscheidet. Weiterhin ist festzulegen, wie die Expertise gesellschaftlicher Akteure einbezogen werden kann, um die fachlichen Fähigkeiten des Regulierers weiterzuentwickeln. Grundsätzlich stellen sich hier analoge Ausgestaltungsfragen – nämlich welche Akteure wie eingebunden werden, welche Informationen ihnen hierzu bereitgestellt werden und wie die Behörde mit entsprechenden Rückmeldungen umgeht.

4.2 Allgemeine Analyse von Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen

In diesem Abschnitt erfolgt eine allgemeine Analyse der Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen. Dabei stehen grundsätzlich Ex-post-Analysen im Vordergrund, da von einem spezifischen nationalen Kontext weitgehend abstrahiert wird. Teilweise wird jedoch auf die Situation in Deutschland Bezug genommen, was aber gekennzeichnet wird und in erster Linie das Ziel hat, den

Gehalt der Analyse zu erhöhen. Analog zum vorangegangenen Abschnitt wird ein Ausgangs-Organisationsmodell unterstellt, bei dem ein privater Netzbetreiber einer öffentlichen Regulierung unterliegt. Somit dient dieser Ansatz nicht der Einschränkung von Ergebnissen, sondern der detaillierten Analyse. Weiterhin ist die Analyse nur als Vorbereitung zur Ableitung von Organisationsmodellen zu verstehen; eine integrierte Untersuchung findet in Abschnitt 4.3 statt.

4.2.1 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber

Wie bereits in Abschnitt 4.1.1 erläutert wurde, bestehen für die Ausgestaltung der Auftragsbeziehung zwischen Regulierer und Netzbetreiber in Bezug auf die Netzplanung drei grundsätzliche Optionen, nämlich (i) die Formulierung eines Anreizvertrages, (ii) die Einrichtung eines Monitorings und (iii) die Etablierung einer Hierarchie-Lösung. Die Anwendung von Anreizverträgen, bei denen idealtypischerweise kein Input-Wissen zur Anwendung kommt, ist jedoch wie dort diskutiert mit ernsthaften Defiziten und Problemen verbunden. Daher werden in den folgenden Abschnitten 4.2.1.1 und 4.2.1.2 die jeweiligen Gestaltungsoptionen für Monitoring- und Hierarchie-Lösungen untersucht.

4.2.1.1 Monitoring-Lösungen

Um zu analysieren, wie Monitoring-Lösungen für die Bedarfsplanung von Übertragungsnetzen ausgestaltet werden können, wird der in Abschnitt 3.2.1.2 dargestellte generische Bedarfsplanungsprozess (unter Annahme einer über Szenarien oder Prognosen exogen gegebenen Erzeugungsplanung) zunächst, das Ausgangs-Organisationsmodell eines privaten, öffentlich regulierten Netzbetreibers (inkl. Assets) voraussetzend, in Abschnitt 4.2.1.1.1 schrittweise darauf analysiert,

- inwiefern die einzelnen Entscheidungen durch Dritte nachvollziehbar sind,
- welches („Input“-)Wissen hierzu jeweils erforderlich ist und
- mit welchen Opportunismuspotentialen, d. h. Kosten von Fehlentscheidungen, die aus in Abwesenheit eines Monitorings bestehenden Spielräumen für opportunistisches Verhalten resultieren können, die einzelnen Entscheidungen einhergehen.

In Bezug auf den Wissensbedarf zur Durchführung bzw. zum Nachvollziehen der einzelnen Planungsschritte wird untersucht, inwiefern es sich um explizites oder um implizites Wissen handelt und welche Akteure die jeweiligen Wissensträger sind. Über die Identifikation der Wissensträger lassen sich Rückschlüsse darauf ziehen, wie weit verbreitet das erforderliche Wissen in der Gesellschaft ist und wie aufwändig der Aufbau dieses Wissens bei einem Regulierer sein dürfte. Dabei wird auch berücksichtigt, inwiefern das entsprechende Wissen an eine bestimmte Routine gebunden ist, die mit anderen Aufgaben der Netzplanung, aber auch den übrigen Aufgaben eines Netzbetreibers²⁴⁹ verbunden ist. Die Analyse des Wissensbedarfs und der Möglichkeiten zum Wissensaufbau erfolgt primär mit Blick auf Deutschland, dürfte jedoch grundsätzlich in zahlreichen anderen Ländern zu vergleichbaren Ergebnissen führen.

²⁴⁹ Vgl. Abschnitt 3.1.2.2.3.

Im Hinblick auf das Opportunismuspotential wird zunächst untersucht, zu welchen Kosten Fehlentscheidungen in den einzelnen Schritten des Planungsprozesses führen. Fehlentscheidungen in der Planung des Übertragungsnetzes können zunächst darin bestehen, dass zu umfangreiche, zu zurückhaltende oder strukturell ungünstige Planungsentscheidungen getroffen werden. Die ökonomischen Konsequenzen sind neben den jeweils anfallenden Investitionskosten für die Netzinfrastruktur insbesondere die Kosten, die im Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems anfallen. So können zu zurückhaltende oder strukturell ungünstige Planungsentscheidungen dazu führen, dass Kostenvorteile unterschiedlicher Erzeugungstechnologien nur begrenzt ausgenutzt werden können.

Ferner muss auch berücksichtigt werden, inwiefern (falsche) Netzplanungsentscheidungen als Ursache für Versorgungsausfälle gelten können. Dies ist jedoch nicht ganz unproblematisch, denn die Wahrnehmung der Systemverantwortung²⁵⁰, insbesondere in Hinsicht auf die Versorgungssicherheit, hängt stark von der tatsächlichen Durchführung der Systemführung ab. Es ist zwar richtig, dass im Rahmen der Planung des Systems auch diesbezügliche Kriterien und Zusammenhänge zu berücksichtigen sind, doch praktisch dürfte der Eintritt einer Versorgungsstörung in den seltensten Fällen explizit einer unzureichenden (Langfrist-)Planung zuordenbar sein.²⁵¹ Dieser Punkt wird daher gesondert analysiert.

Inwiefern die genannten potentiellen Kosten von Fehlentscheidungen sich tatsächlich realisieren, hängt jedoch davon ab, welchen konkreten Anreizen der (private) Netzbetreiber in Abwesenheit eines Monitorings ausgesetzt ist. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass insbesondere in Situationen, bei dem ein privater, öffentlich regulierter Netzbetreiber (und -planer) gleichzeitig Eigentümer der Assets ist, entweder Fehlanreize zu Über- bzw. Unterinvestitionen vorliegen können.²⁵² Dann stellt sich aber auch die Frage, inwiefern eine Trennung zwischen dem Eigentum am Übertragungsnetz und der Planung desselben geeignet sein könnte, diese Fehlanreize zu reduzieren.

Daher wird zunächst in Abschnitt 4.2.1.1.1 die skizzierte Analyse des Planungsprozesses mit Blick auf die bei einem privaten, öffentlich regulierten Netzbetreiber mit Eigentum an den Netz-Assets anzunehmenden Opportunismuspotentiale (in Abwesenheit eines Monitorings) durchgeführt. In Abschnitt 4.2.1.1.2 wird diese Annahme jedoch teilweise fallengelassen und es wird untersucht, wie die gewonnenen Erkenntnisse auf einen Fall übertragen werden können, in dem ein privater Netzbetreiber ohne Assets vorliegt. In Abschnitt 4.2.1.1.3 wird ein kurzes Fazit gezogen.

4.2.1.1.1 Privater Netzbetreiber mit Eigentum an Netz-Assets

In den folgenden Abschnitten 4.2.1.1.1.1 bis 4.2.1.1.1.4 wird das vorstehend erläuterte Analyseschema auf die einzelnen Schritte des generischen Netzplanungsprozesses angewendet. Mit Blick auf das Opportunismuspotential liegt der Fokus – wie bereits dargelegt – auf den Kosten, die aus Über- oder Unterinvestitionen sowie strukturell fehlerhaften Planungen im Normalbetrieb des

²⁵⁰ Vgl. Abschnitt 3.1.2.2.1.

²⁵¹ Eine Ausnahme könnte bei Netzen bzw. ganzen Energieversorgungssystemen bestehen, die grundsätzlich in extrem schlechtem Zustand sind.

²⁵² Für den Fall der Regulierung der deutschen ÜNB kommen Beckers et al. (2014, S. 131 f.) zu dem Schluss, dass unter dem derzeitigen Regulierungsregime ein grundsätzlicher Anreiz zu Überinvestitionen besteht.

Elektrizitätsversorgungssystem resultieren. Dabei wird davon ausgegangen, dass im Falle eines privaten, öffentlich regulierten Netzbetreibers, der gleichzeitig Eigentümer der Netz-Assets ist, insbesondere Anreize zu Über- bzw. Unterinvestitionen bestehen. Die ebenfalls zu untersuchende Frage, inwiefern seitens des Netzbetreibers auch ein Opportunismuspotential in der Hinsicht besteht, Versorgungsstörungen durch entsprechend ungünstige Planungsentscheidungen in Kauf zu nehmen oder herbeizuführen und wie seitens des Regulierers damit umgegangen werden kann, wird in Abschnitt 4.2.1.1.1.5 untersucht. Abschnitt 4.2.1.1.1.6 schließt mit einem Fazit in Hinsicht auf Monitoring-Lösungen für den hier genannten Fall.

4.2.1.1.1.1 Generierung von Netznutzungsfällen

Bei der Generierung von Netznutzungsfällen werden, wie in Abschnitt 3.2.1.2.1 dargelegt, blockscharfe Kraftwerkseinsätze, knotenscharfe Entnahmen (Last) sowie internationale Austausche bestimmt. Hierbei sind umfangreich Prämissen und Ziele der Netzplanung zu berücksichtigen sowie ggf. besondere Abwägungsentscheidungen in Bezug auf den Umgang mit Unsicherheit zu treffen. Im Folgenden werden die drei vorgenannten Aspekte der Netznutzungsfälle, d. h. Stromnachfrage/Last (Abschnitt 4.2.1.1.1.1.1), Erzeugung (Abschnitt 4.2.1.1.1.1.2) und internationale Austausche (Abschnitt 4.2.1.1.1.1.3), einzeln unter Anwendung des Analyseschemas untersucht.

4.2.1.1.1.1.1 Stromnachfrage/Last

Bei der Generierung von Netznutzungsfällen sind zunächst Annahmen über die Stromnachfrage bzw. Last zu treffen. Aus technischer Perspektive kann eine nicht vollkommen unelastische Stromnachfrage im Rahmen der Erzeugungsmodellierung berücksichtigt werden. Daher wird an dieser Stelle auf eine Diskussion von Flexibilisierungsmaßnahmen der Stromnachfrage verzichtet. Somit sind fixe, in der Regel stundenscharfe Annahmen bzgl. der Last an jedem Knoten des Übertragungsnetzes zu treffen. Dies geschieht üblicherweise, indem Annahmen über die jährliche Gesamtstromnachfrage und die Spitzenlast aufgestellt werden, die dann unter Rückgriff auf (häufig auf historischen Erfahrungen basierenden) Annahmen zur zeitlichen und räumlichen Verteilung auf Netzknoten und Zeitintervalle heruntergebrochen werden.

Der **Wissensbedarf** bezieht sich somit zunächst auf fundierte Einschätzungen zukünftiger Stromverbräuche. Diese können etwa im Rahmen von Szenarien, durch Unterstellung bestimmter Wirkungszusammenhänge, abgeleitet werden. Entsprechende energiewirtschaftliche bzw. energiepolitische Szenarien werden regelmäßig von einschlägigen Forschungsinstituten, teils von Behörden, aber auch häufig von Industrieverbänden erstellt. Eine große Herausforderung stellt hierbei allerdings die sachgemäße Einordnung der Annahmen und Ergebnisse der verschiedenen Studien dar – auch in Hinsicht auf ihre Vereinbarkeit mit politischen Zielen. Somit besteht ein Wissensbedarf sowohl in Bezug auf explizites als auch auf implizites Wissen. Das erforderliche implizite Wissen liegt jedoch bei den erwähnten Forschungsinstituten, bei Beratern sowie ggf. auch in Behörden vor. Netzbetreiber (zumindest in Deutschland) scheinen zum Zeitpunkt der Abfassung dieser Arbeit nicht über eine besondere Erfahrung in dieser Hinsicht zu verfügen – zumindest nicht im Vergleich zu

anderen Wissensträgern, die auch über ein derartiges Wissen verfügen.²⁵³ Der Aufbau eines solchen Wissens ist aus den genannten Gründen grundsätzlich zwar als nicht völlig trivial aber auch als durchaus machbar und nicht mit besonders hohen Kosten verbunden einzustufen.

Das **Opportunitätspotential**, das mit der Festlegung von Annahmen zur Last einhergeht, ist grundsätzlich erheblich: Insbesondere Entscheidungen über den Bau von Übertragungsleitungen lassen sich maßgeblich durch die zeitliche und räumliche Zuordnung einer unbedingt zu deckenden Last beeinflussen.

4.2.1.1.1.2 Erzeugung

Komplementär zur Ermittlung von Netznutzungsfällen in Bezug auf die Last ist die Ermittlung entsprechender Erzeugungsmuster. Hierbei sind sowohl ein Planungsaspekt als auch ein Betriebsaspekt zu betrachten: Einerseits ist abzubilden, von welchen Kraftwerken für den Planungszeitraum ausgegangen wird, andererseits ist der Betrieb zu simulieren, wobei umfangreiche Annahmen zu berücksichtigen sind. Daher werden im Folgenden beide Aspekte nacheinander in zwei Abschnitten, 4.2.1.1.1.2.1 und 4.2.1.1.1.2.2, behandelt.

4.2.1.1.1.2.1 Planung

Die in Bezug auf die Entwicklung des Kraftwerksparks relevanten Annahmen sind zu unterscheiden in kurz- bis mittelfristige Entwicklungen, die im Einzelfall ggf. schon recht sicher vorhersehbar sind und längerfristige Entwicklungen, die mit zunehmendem Zeithorizont auch größeren Unsicherheiten unterliegen. Der **Wissensbedarf** in Bezug auf beide Kategorien stellt sich wie folgt dar: Kurz- bis mittelfristige Entwicklungen sind oft durch öffentliche oder private Planungen dokumentiert. Netzbetreibern liegen solche Informationen etwa im Zusammenhang mit Anträgen auf den Neuanschluss von Kraftwerken vor. Weiterhin sind Pläne über den Neubau von Kraftwerken häufig öffentlich bekannt, ihre Umsetzungswahrscheinlichkeit ist jedoch in der Regel nicht ganz klar und insbesondere abhängig davon, wie weit die Planungen bereits vorangeschritten sind. Darüber hinaus sind etwaige Planungen bzgl. der Stilllegung von Anlagen zu berücksichtigen. Insgesamt handelt es sich bei den beschriebenen Entwicklungen um solche, die sich relativ klar auf der Basis von kodifizierten Informationen einordnen lassen. Allerdings dürfte eine umfassende Übersicht über die entsprechenden Informationen nicht immer gegeben sein, da diese in der Regel bei verschiedenen Akteuren, die über Erzeugungsinvestitionen/-stilllegungen entscheiden, vorliegen dürften. Nicht selten existieren jedoch auch diesbezügliche Auskunftspflichten gegenüber Regulierern und Netzbetreibern.

Langfristige Entwicklungen sind eher über Szenarien und Prognosen abzuschätzen. Hierzu sind entsprechende Kenntnisse, ähnlich wie bei den energiewirtschaftlichen Szenarien bzw. Prognosen zur Last,²⁵⁴ erforderlich. Konkrete, für die Entwicklung und Beurteilung dieser Studien relevante Fragen sind etwa die nach energiepolitischen Rahmenbedingungen, gegebenenfalls Brennstoffkosten, Kosten von Verschmutzungsrechten, technologischen Entwicklungen etc. Bezüglich der

²⁵³ Auf Seiten der Stromversorger bestand (in Deutschland) ein entsprechendes Planungswissen im Rahmen der Planungstätigkeit der DVG, vgl. Abschnitt 3.2.2.1.1.

²⁵⁴ Vgl. Abschnitt 4.2.1.1.1.1.1.

Netzverknüpfungspunkte dürfte eine Kenntnis geeigneter Standorte (etwa in Hinsicht auf das Dargebot erneuerbarer Energien, aber auch z. B. den Kühlwasserbedarf etc.) eine bedeutende Rolle spielen. Dieses (kodifizierte bzw. grundsätzlich kodifizierbare) Wissen liegt teilweise in der Fachliteratur, in (akademischen) Studien, langfristigen energiewirtschaftlichen Projektionen sowie bzgl. der Standorte bei Netzbetreibern und Stromerzeugern vor. Analog zu den bereits hinsichtlich der Annahmen zur Last angesprochenen Fähigkeiten zur Einordnung energiewirtschaftlicher bzw. energiepolitischer Szenarien und Studien ist dieses (eher implizite) Wissen auch in Bezug auf die langfristige Entwicklung der Erzeugung relevant. Für den Aufbau dieses Wissens gelten die dortigen Ausführungen: Ein Aufbau erscheint möglich, da grundsätzlich eine ausreichende Anzahl an Wissensträgern existiert, und sollte nicht allzu kostenintensiv sein, wenngleich zu beachten ist, dass die entsprechende Expertise auch verfestigt werden muss. Dies bedeutet, dass ein Regulierer sinnvollerweise eigene Analysen in Bezug auf zukünftige Entwicklungen durchführen sollte um ein hinreichendes Hintergrundwissen zu erlangen und zu erhalten.

Ähnlich der Frage bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Last birgt auch der Schritt zur Berücksichtigung von Aspekten geplanter Erzeugungsanlagen grundsätzlich ein großes **Opportunitätspotential**: Standorte, aber auch die Art von Erzeugungsanlagen haben maßgeblichen Einfluss auf Leitungsausbauentscheidungen.

4.2.1.1.1.2.2 Betrieb

Bei der Simulation des Betriebs der Erzeugungsanlagen ist grundsätzlich zwischen steuerbarer und nicht steuerbarer – d. h. fluktuierender – Erzeugung zu unterscheiden. In Bezug auf dargebotsabhängige Erzeugung ist entscheidend, inwiefern die Erzeugung vom Dargebot entkoppelt werden kann.²⁵⁵ Die Analyse von Opportunitätspotentialen und Wissensbedarfen wird in Abschnitt 4.2.1.1.1.2.2.1 für die steuerbare und in Abschnitt 4.2.1.1.1.2.2.2 für die fluktuierende Erzeugung durchgeführt.

4.2.1.1.1.2.2.1 Steuerbare Erzeugung

Mit Blick auf die steuerbare Erzeugung sind zunächst Annahmen darüber erforderlich, welchem Paradigma der Kraftwerkseinsatz folgt. Denkbar sind, wie etwa in Abschnitt 3.2.1.1.1.1 genannt, „Kupferplatten“-Modelle, knotenscharfe („nodal pricing“-)Systeme bzw. entsprechende Zwischenlösungen. In diesem Zusammenhang sind Informationen darüber notwendig, welche kurzfristigen variablen Kosten für die verschiedenen angenommenen Kraftwerke anzusetzen sind sowie welchen technischen Bedingungen ihr Betrieb unterliegt. Diese technischen Bedingungen betreffen Wirkungsgrade, Mindestlasten, aber auch intertemporale Fragen wie etwa Anfahrtdauern (je nach vorherigem Betriebszustand), Laständerungsgeschwindigkeiten etc. Zusätzlich ist bei dargebotsabhängigen, aber steuerbaren Anlagen wie etwa Reservoirspeichern eine Annahme darüber erforderlich, welches abrufbare Erzeugungspotential zu einem gewissen Zeitpunkt zur Verfügung steht. Außerdem sind Kenntnisse zur Modellierung eines entsprechenden Kraftwerkseinsatzes von Bedeutung. An dieser Stelle sind auch Annahmen zum internationalen Austausch zu

²⁵⁵ Vgl. Abschnitt 3.1.1.1.1.

berücksichtigen.²⁵⁶ Zudem sind ggf. Annahmen zu einer gewissen Mindesterzeugung zu berücksichtigen, die sich aus allgemeinen Stabilitätsanforderungen, aber ggf. auch aus Ergebnissen nachgelagerter Lastfluss- und Stabilitätsrechnungen ergeben.²⁵⁷

Der **Wissensbedarf** lässt sich teilweise durch Zugrundelegung gebräuchlicher (technischer) Annahmen bzgl. verschiedener Erzeugungstechnologien decken. Annahmen über die relevanten Preise von Primärenergieträgern und ggf. Verschmutzungsrechten lassen sich in der Regel unter Bezugnahme auf entsprechende Studien bzw. Szenarien, wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten diskutiert, fundieren. In Hinblick auf die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes besteht ein gewisser Bedarf an implizitem Erfahrungswissen, das jedoch grundsätzlich bei verschiedenen Akteuren, insbesondere Forschungsinstituten und Beratungsunternehmen, aber ggf. auch (größeren) Stromhändlern und deren Softwarelieferanten, vorliegt.

Ergänzend zu den Annahmen über die Standorte der Kraftwerke beeinflusst die Modellierung des steuerbaren Kraftwerkseinsatzes grundsätzlich in erheblichem Umfang den später identifizierten Netzausbaubedarf, insbesondere in Bezug auf die Errichtung von Übertragungsleitungen. Somit liegt grundsätzlich auch hier ein hohes **Opportunitätspotential** vor.

4.2.1.1.1.2.2 Fluktuierende Erzeugung

Bei Erzeugungsanlagen, die unmittelbar dargebotsabhängig sind und abgesehen von ihrer möglichen Abregelung – unter bestimmten, zu definierenden Bedingungen – nicht steuerbar sind, ist zur Ermittlung ihres Einspeiseverhaltens ein anderes Vorgehen als bei steuerbaren Anlagen erforderlich. Eingangsgrößen zur Ermittlung der entsprechenden Einspeisezeitreihen sind Annahmen über die zeitliche und räumliche Verteilung des relevanten Dargebots (d. h. insbesondere Wind, Solarstrahlung und Laufwasser). Diese lassen sich – im einfachsten Fall – auf Basis von historischen Daten und meteorologischen Modellen unter Berücksichtigung ihrer stochastischen Eigenschaften ableiten. Der entsprechende **Wissensbedarf** ist grundsätzlich nicht unerheblich, denn die alleinige Verwendung von (im Extremfall nur einer einzigen) historischen Zeitreihe(n) dürfte für eine solide, langfristige Planung nicht geeignet sein. Vor diesem Hintergrund ist zu berücksichtigen, dass Annahmen über Erzeugungszeitreihen grundsätzlich einen hohen Einfluss auf den zu ermittelnden Netzausbaubedarf im Sinne der Errichtung von Übertragungskapazitäten haben – analog zum bereits genannten hohen **Opportunitätspotential** bei der steuerbaren Erzeugung.²⁵⁸ Das erforderliche Wissen zur Abschätzung des relevanten Dargebots, auch in seiner zeitlichen und räumlichen Dimension, lässt sich jedoch aufbauen: Es existiert hierzu (insbesondere im Hinblick auf die regenerative Energieerzeugung) eine grundsätzlich umfangreiche Literatur. Außerdem verfügen in diesem Bereich tätige Forschungsinstitute und Berater über dieses Wissen und entwickeln es weiter. Ein entsprechendes Erfahrungswissen bzgl. der Auswirkungen entsprechender Annahmen in diesem Kontext sollte ebenfalls aufbaubar sein.

²⁵⁶ Vgl. Abschnitt 4.2.1.1.1.1.3.

²⁵⁷ Vgl. FGH/CONSENTEC/IAEW (2012) und CONSENTEC (2016).

²⁵⁸ Vgl. Abschnitt 4.2.1.1.1.2.2.1.

4.2.1.1.1.3 Internationale Austausche

Austausche mit dem Ausland wirken sich auf die Netznutzungsfälle in Abhängigkeit der verfügbaren Übertragungskapazität²⁵⁹ und dem unterstellten (kommerziellen) Stromaustausch²⁶⁰ mit dem Ausland aus. In die Marktsimulation fließen ausländische Kraftwerksparks meist in vereinfachter Form ein. Der entsprechende **Wissensbedarf** umfasst, neben Kenntnis (und Verständnis) der Entwicklung der Erzeugung in den jeweiligen Ländern, auch das Wissen über die tatsächliche und geplante Netzstruktur im Ausland. Auf Basis der Kenntnis dieser Netzstruktur sind dann entsprechende Annahmen über die zu berücksichtigenden Übertragungskapazitäten abzuleiten. Wichtig an dieser Stelle ist, dass der Umfang der Übertragungskapazität – im Zusammenhang mit dem Grad der Komplementarität der Erzeugungsstruktur der anderen Länder zum eigenen Land – grundsätzlich einen erheblichen Einfluss auf die Planungsentscheidungen im eigenen Land haben kann. Zu erwähnen ist weiterhin, dass (energiepolitische) Annahmen darüber zu treffen sind, inwiefern sich die technische Kapazität des Übertragungsnetzes und die Komplementarität der Erzeugungssysteme tatsächlich auf den grenzüberschreitenden Austausch auswirken. Das **Opportunitätspotential** ist daher als nicht völlig unerheblich einzuschätzen. Die Fragen zu internationalen Austauschen werden jedoch regelmäßig in entsprechenden (internationalen) energiewirtschaftlichen Studien bzw. Projektionen diskutiert; zahlreiche Forschungseinrichtungen, Berater und auch Industrieunternehmen verfügen über eine entsprechende Expertise. Daher scheint ein entsprechender Wissensaufbau gleichfalls gut realisierbar. Analog zu den vorgenannten Wissensbereichen erfordert ein fachlich angemessener Umgang mit solchen Studien bzw. den dort getroffenen Annahmen auch eine entsprechend belastbare eigene Expertise auf Seiten des Regulierers, was allerdings nicht mit übermäßig hohen Kosten einhergeht.

4.2.1.1.1.2 Lastflussberechnungen einschließlich Untersuchungen zur Spannungsstabilität

Im Rahmen der Lastflussberechnungen sind nicht nur – kritische und somit planungsrelevante – Leitungsauslastungen zu identifizieren, sondern auch potentielle Probleme der Spannungsstabilität im stationären Betrieb. Hierzu ist ein Startnetz vorzusetzen; dieser Aspekt wird im Folgenden vorgezogen diskutiert. Im Anschluss daran werden der Wissensbedarf und das Opportunitätspotential der Lastflussuntersuchungen (inkl. Spannungsstabilität) erläutert.

4.2.1.1.1.2.1 Voraussetzung: Startnetz

Grundsätzlich repräsentiert ein Startnetz den Stand, der zu Beginn der Umsetzung eines Planungsergebnisses als existent unterstellt wird. Dies kann im einfachsten Fall das zum Planungszeitpunkt tatsächlich existierende Netz sein, häufig werden in diesem Zusammenhang jedoch Annahmen darüber zu treffen sein, welche bereits bestehenden Planungen zu Beginn der Umsetzung des Planungsergebnisses schon realisiert sein werden. Auf technischer Ebene ist eine (hinreichend) exakte elektrische Beschreibung des Netzes und der unterstellten Betriebsmittel erforderlich. **Wissensbedarf** und **Opportunitätspotential** dürften für diese konkrete Frage als eher

²⁵⁹ Dies ist besonders für den Fall Deutschlands zu berücksichtigen, da hier (derzeit) erhebliche physische Übertragungskapazitäten zu den westlichen und südlichen Nachbarländern bestehen.

²⁶⁰ Entweder als Transportmodell, oder „flussbasiert“, vgl. z. B. Weber/Graeber/Semmig (2010).

überschaubar einzuschätzen sein. Die Entwicklung angrenzender Netze, die nicht Gegenstand der Planung sind, stellt – wie bereits in Abschnitt 4.2.1.1.1.3 erwähnt – eine relativ wichtige Frage dar, betrifft aber nicht das Startnetz des zu planenden Systems im engeren Sinn.

4.2.1.1.2.2 Durchführung der Untersuchungen

Bei der Durchführung der Lastflussuntersuchungen sind die entsprechenden Netznutzungsfälle zu Grunde zu legen. Dabei sind bezüglich der Entnahmen an den einzelnen Knotenpunkten neben der Wirkleistung auch Annahmen über den jeweiligen Blindleistungsbedarf (d. h. den Leistungsfaktor $\cos \varphi$) zu treffen. Weiterhin sind Annahmen über Schaltzustände des Netzes und der sonstigen Betriebsmittel, wie etwa Transformatoren, FACTS und HGÜ aufzustellen und zu berücksichtigen. Diese Schaltzustände können unter Umständen auch im Rahmen einer optimierenden Lastflussrechnung endogen bestimmt werden. Zur Identifikation von kritischen Leitungsauslastungen, insbesondere unter Berücksichtigung einer „n-1“-Regel bzw. ähnlichen Regeln, sind kombinatorische Ansätze meist zu (rechenzeit-)aufwändig und es sind daher vereinfachende Annahmen zu treffen. Eine übliche Vereinfachung ist etwa, bei 70 % der maximalen Leitungsauslastung eine vertiefte („n-1“-)Prüfung durchzuführen.²⁶¹ Zur Untersuchung der Spannungsstabilität sind Sensitivitäten der Last in Hinsicht auf Wirk- und Blindleistungsbelastungen zu berechnen und die entsprechenden Kippunkte zu identifizieren. Der zur Durchführung dieser Untersuchungen erforderliche **Wissensbedarf** erstreckt sich daher auf folgende Bereiche: Einerseits ist eine fundierte Kenntnis der erforderlichen elektrotechnischen Zusammenhänge und der Funktionsweise entsprechender Software zur Durchführung der Analysen nötig. Andererseits ist ein gewisses Erfahrungswissen über Auswirkungen bestimmter Netzschaltungen (bzw. Einstellungen von Betriebsmitteln) sowie die Anwendung gewisser (in der Regel erforderlicher) Vereinfachungen, etwa in Bezug auf die Eingrenzung von Fällen zur detaillierten Ausfallanalyse (d. h. insbesondere die Berücksichtigung des „n-1“-Kriteriums) erforderlich. Die elektrotechnischen Zusammenhänge sind einschlägig elektrotechnisch ausgebildeten Personen (z. B. Elektroingenieuren) grundsätzlich umfangreich bekannt; in Bezug auf die Verwendung entsprechender Software lässt sich festhalten, dass es zahlreiche kommerzielle Pakete zur Lastflussrechnung in elektrischen Energieversorgungssystemen gibt. Weiterhin liegen die erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und Softwareprogramme auch im akademischen Bereich vor. Der Aufbau dieses (eher gut übertragbaren) Wissens bei einem Regulierer dürfte daher mit begrenztem Aufwand einhergehen. Die größere Herausforderung stellt das erforderliche Erfahrungswissen dar. Dieses dürfte in erster Linie bei Personen vorliegen, die sich regelmäßig mit konkreten Netzplanungsfragen befassen. Dies sind zunächst die bei Netzbetreibern beschäftigten Planer. Es ist jedoch naheliegend, dass auch Dritte diese Erfahrung erwerben können – eben durch die Durchführung entsprechender Planungen. Dies wird dadurch untermauert, dass (z. B. in Deutschland) auch andere Akteure Netzanalysen professionell durchführen. Weiterhin ist dieses Erfahrungswissen nur in unwesentlichem Umfang an Erfahrungen gekoppelt, die in der tatsächlichen Systemführung²⁶² auftreten, denn die relevanten technischen Zusammenhänge sind im Rahmen der Lastflussrechnung ausreichend repräsentiert und konkrete Erfahrungen aus der realen Systemführung

²⁶¹ Vgl. Fuchs et al. (2015, S. 11).

²⁶² Vgl. Abschnitt 3.1.2.2.2.3.

können daher grundsätzlich keinen größeren Informationsgehalt bieten. Darüber hinaus könnte eine zu starke Bezugnahme auf „Erfahrungen aus dem Betrieb“ aus dem vorgenannten Grund (kein eigener Informationsgehalt) ggf. die langfristige Planungssicht einengen, d. h. faktisch kontraproduktiv wirken.

Das **Opportunitätspotential** in Bezug auf die Durchführung von Lastflussanalysen und Analysen zur Spannungsstabilität ist gleichwohl als bedeutend einzustufen: Nicht erkannte Übertragungsprobleme (auch in Hinsicht auf eine etwaig geforderte „n-1“-Sicherheit) können zu hohen Kosten in Bezug auf die Anpassung des Kraftwerkseinsatzes führen; außerdem können als übermäßig bedeutend eingestufte Transportprobleme unnötigen Netzausbau induzieren (was etwa auf Grund eines defizitären Erfahrungswissens in Bezug auf zu wählende Vereinfachungen eintreten kann).

4.2.1.1.1.3 Netz-/Systemanpassungen

Auf Grundlage der im Rahmen der Lastflussanalyse identifizierten Auslastungs- bzw. Spannungsstabilitätsprobleme sind im nachfolgenden Schritt des Planungsprozesses entsprechende Netz- bzw. Systemanpassungen vorzunehmen. Da die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen umfangreich von den (externen wie internen) Prämissen der Planung eingeschränkt werden, wird auf diese vorgezogen in Abschnitt 4.2.1.1.1.3.1. eingegangen. In Abschnitt 4.2.1.1.1.3.2 erfolgt dann die Analyse der eigentlichen Entscheidungen über Netz- und Systemanpassungen.

4.2.1.1.1.3.1 Voraussetzung: Ziele, Prämissen und zur Verfügung stehende Handlungsoptionen

Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen können entweder extern vorgegeben sein oder auch im Rahmen einer entsprechenden Konkretisierung der Vorgaben durch den Planer definiert werden. Grundsätzlich finden an dieser Stelle umfangreich Prämissen (aber auch Ziele) der Netzplanung Niederschlag.²⁶³ Ein gewisser **Wissensbedarf** bzgl. technischer und nicht-technischer Handlungsoptionen besteht zwar und dieser dürfte mit zunehmender „Kleinteiligkeit“ der Vorgaben auch zunehmen, das entsprechende **Opportunitätspotential** verhält sich jedoch gegenläufig hierzu.

4.2.1.1.1.3.2 Entscheidungen über Netz- und Systemanpassungen

Die Entscheidungen über Netz- bzw. Systemanpassungen sind grundsätzlich Planungsentscheidungen, d. h. sie bestimmen unmittelbar das Ergebnis des Planungsprozesses. Das **Opportunitätspotential** ist hier dementsprechend hoch. Der **Wissensbedarf** hingegen variiert, ist aber tendenziell als ebenfalls hoch zu betrachten: Konkret ist er abhängig von den zur Verfügung stehen Handlungsoptionen. Je vielfältiger diese sind und je komplexer (d. h.: stärker vermascht) das zu planende System ist, desto höher sind im Allgemeinen die entsprechenden Anforderungen. Eine bedeutende Rolle spielt hier insbesondere das Verständnis von Interdependenzen verschiedener Entscheidungen. Da die Auswertung einer bestimmten Entscheidung erst in einem wiederholten Durchlauf der Lastflussrechnungen – bzw. falls erzeugungsseitige Anpassungen, wie etwa Redispatch oder die Abregelung von Einspeisespitzen vorgenommenen werden – in der Marktsimulation erfolgt und daher die Gefahr einer (global) suboptimalen Lösung besteht, ist eine entsprechende Erfahrung

²⁶³ Vgl. Abschnitt 3.2.1.1.1.

wesentlich dafür, dass die Planung eine – gemessen an ihren Zielen – hohe Güte aufweist. Wissensträger sind somit Akteure, die regelmäßig derartige Untersuchungen durchführen und diesbezüglich eine gewisse Routine besitzen. Folglich ist ein solches Wissen zu großen Teilen durch eigene Praxis aufzubauen und zu verfestigen.

4.2.1.1.1.4 Kurzschluss Themen, Rotorwinkelstabilität etc.

In Bezug auf die Untersuchung von Themen der transienten Stabilität (im Kurzschlussfall) als auch (ggf.) einer Kleinsignalstabilität ist zunächst darauf hinzuweisen, dass diese Entscheidungen grundsätzlich keine oder eher geringe Auswirkungen auf den stationären Betrieb des Systems bzw. auf Netzausbauentscheidungen haben. Die in diesen Untersuchungen auftretenden Probleme lassen sich in der Regel durch betriebliche Maßnahmen bzw. Anpassungen in Bezug auf Betriebsmittel, d. h. ohne (dauernde) Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz bzw. ohne den Bau von Leitungen, lösen. Von besonderer Relevanz sind jedoch neben betrieblichen Maßnahmen, zu denen auch die Weiterentwicklung des Netzschutzes zu zählen ist, Fragen bzgl. der technischen Fähigkeiten von Erzeugungsanlagen. Konkret sind dies vor allem Fragen in Bezug auf die Fähigkeit zur Bereitstellung von Kurzschlussströmen und ggf. auch die Bereitstellung einer entsprechenden Netzstatik (d. h. eine Dämpfung der Frequenzreaktion auf Änderungen in der Leistungsbilanz des Systems). Die durchzuführenden Untersuchungen gehen grundsätzlich mit einem erheblichen **Wissensbedarf** einher, der gerade auch ein tiefes Verständnis der operativen Möglichkeiten der Systemführung umfasst und den somit in erster Linie die mit der Systemführung betrauten Netzbetreiber erfüllen dürften. Weiterhin sind komplexe Untersuchungen erforderlich, die weit über die verhältnismäßig einfachen Lastflussuntersuchungen hinausgehen. Dazu sind insbesondere detaillierte Modelle über das dynamische Verhalten der einzelnen Erzeugungsanlagen erforderlich. Das **Opportunitätspotential** hingegen muss als begrenzt aufgefasst werden: Tendenziell dürften identifizierte Probleme eher durch wenig umfangreiche Investitionen lösbar sein, die zudem recht kurzfristig umsetzbar sind.

4.2.1.1.1.5 Bedeutung von Netzplanungsentscheidungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit

In der Analyse in den Abschnitten 4.2.1.1.1 bis 4.2.1.1.4 lag in Bezug auf das Opportunitätspotential der Fokus insbesondere auf Über- bzw. Unterinvestitionen sowie strukturell ungünstigen Planungsentscheidungen und deren Folgekosten für den (regulären) Systembetrieb. Es ist jedoch auch zu untersuchen, inwiefern die Versorgungssicherheit im Rahmen der Netzplanungsentscheidungen beeinflusst werden kann. Wie bereits erläutert, stellt dies einen gewissen Sonderfall dar: Die Versorgungssicherheit wird in erster Linie im Rahmen der Wahrnehmung der Systemführung gewährleistet. Hier ist das gesamte System so zu koordinieren, dass die Versorgungsaufgabe erfüllt werden kann. Konkret sind dies etwa Netzsaltungen, Änderungen am Kraftwerkseinsatz, Änderungen an der Bereitstellung von Blindleistung etc. Dadurch wird deutlich, dass natürlich Planungsentscheidungen – sowohl in Bezug auf Übertragungsleitungen, als auch in Bezug auf „kleinere Maßnahmen“, wie etwa die Errichtung von Kompensationsanlagen, Maßnahmen zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung oder Überlegungen zur Anpassungen des Schutzkonzepts – grundsätzlich Einfluss auf die Versorgungssicherheit nehmen können. In Anbetracht der Tatsache, dass das letztlich für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erforderliche

praktische Wissen in sehr hohem Maße an die Durchführung der Systemführung bei einem Netzbetreiber gebunden ist, stellt sich die Frage, was dies für die Auftragsbeziehung von Regulierer und Netzbetreiber bedeutet. Grundsätzlich scheint zwar nicht sonderlich plausibel, dass ein Netzbetreiber einen Anreiz hat, Versorgungsstörungen herbeizuführen, es ist aber durchaus denkbar, dass er Netzausbaupläne damit begründen könnte, dass sie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich seien, obwohl sie durch die in den gerade analysierten Schritten des Netzplanungsprozesses eben nicht (zwangsläufig) identifiziert werden würden.

Hierzu ist jedoch festzuhalten, dass mit Blick auf die grundsätzliche vorhandene Erzeugungs- und Netzinfrastruktur (d. h. konkret: Kraftwerke und Übertragungsleitungen/-kapazitäten, explizit alle anderen Betriebsmittel ausklammernd) lediglich ein gewisses Maß an Reserven für Störungsfälle vorzuhalten ist. Dies lässt sich durch die Berücksichtigung entsprechender Planungskriterien, etwa einer „n-1“-Regel im Rahmen der Lastflussrechnungen sicherstellen. Zur Anwendung solcher Planungskriterien ist lediglich das bereits in Abschnitt 4.2.1.1.2.2 identifizierte Wissen erforderlich, welches sich grundsätzlich gut auf einen Regulierer übertragen lassen dürfte.

Von einer besonders hohen Bedeutung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist jedoch auch die Fähigkeit des Systems, mit besonderen Störungssituationen umzugehen: Dabei spielen die insbesondere in Abschnitt 4.2.1.1.4 diskutierten Stabilitätsfragen, eine erhebliche Rolle. Hieraus ergibt sich, dass Fehlentscheidungen in diesen Bereichen grundsätzlich mit sehr umfangreichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit einhergehen, obwohl die Kosten etwaiger Überinvestitionen in diesem Kontext – im Vergleich zum Ausbau von Übertragungsleitungen – eher als gering anzusehen sind.

Mit Blick auf die Konstellation, dass gerade das für die Beurteilung solcher Untersuchungen erforderliche Wissen nur sehr schwer und unvollständig bei einem Regulierer aufbaubar sein dürfte, besteht die Frage, welche Implikationen dies für die Auftragsbeziehung zwischen Regulierer und Netzbetreiber hat. Wie bereits erwähnt ist es wenig plausibel, dass ein Netzbetreiber einen Anreiz hat, durch nachlässige Systemführung oder gezielte Fehlplanungen in Hinsicht auf Stabilitätsfragen des Übertragungsnetzes Versorgungsausfälle herbeizuführen bzw. in Kauf zu nehmen, da dies in den meisten Fällen – insbesondere in institutionell und ökonomisch entwickelten Ländern – weitreichende Interventionen durch die Politik bzw. Regulierungsbehörden nach sich ziehen dürfte. Auf der anderen Seite bedeutet dies aber auch, dass etwaige (Fehl-)Anreize, die zu solchen Situationen führen könnten, zu vermeiden sind. Dies ist auch konsistent mit den Überlegungen in Abschnitt 4.2.1.1.4, dass sich Planungsentscheidungen mit Blick auf Maßnahmen zur Gewährleistung der Stabilität, d. h. jenseits von Leitungsausbauten, nur schwer einem Monitoring unterwerfen lassen dürften. Die Konsequenz hieraus ist, dass in diesem Bereich ggf. gewisse Überinvestitionen in Kauf genommen werden müssen, die jedoch – gerade im Vergleich zu Überinvestitionen bei Übertragungsleitungen einerseits und den Kosten von Versorgungsausfällen andererseits – als gering eingestuft werden müssen.

4.2.1.1.6 Fazit

Die Analyse in den vorhergehenden Abschnitten hat gezeigt, dass ein Monitoring der langfristigen Netzausbauplanung durch einen Regulierer durchaus geeignet sein kann, bestehende

Opportunitätspotentiale zu reduzieren und auch, dass die so erreichbare Reduktion von Opportunitätspotentialen die Kosten eines derartigen Monitorings durchaus rechtfertigen kann. Der Grund hierfür ist insbesondere, dass der Aufbau des (Input-)Wissens, das erforderlich ist, Leitungsinvestitionen zu beurteilen, unabhängig von implizitem Wissen, das nur beim Netzbetreiber vorliegt, erfolgen kann.

Dennoch muss darauf hingewiesen werden, dass kurzfristigere und vom Investitionsvolumen eher kleinere Maßnahmen, die eine erhebliche Bedeutung für die Versorgungssicherheit haben, nur schlecht durch Dritte nachvollzogen werden können, da hier der Wissensbedarf, auch im Vergleich mit den Kosten der entsprechenden Maßnahmen, sehr hoch ist. Für die Frage des Monitorings einer Netzausbauplanung ist dieser Aspekt jedoch unproblematisch, da die Voraussetzungen seitens der grundsätzlich vorhandenen Übertragungsnetzkapazitäten für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit im Rahmen der sonstigen Planungsüberlegungen unkompliziert überprüft werden können.

Weiterhin ist deutlich geworden, dass der Aufbau des für ein entsprechendes Monitoring benötigten Wissens bei einem Regulierer bedingt, dass dieses als Erfahrungswissen durch entsprechende Routine erlangt und verfestigt wird, d. h. die diesbezüglichen Gebundenheiten des Wissens sind ernst zu nehmen. In diesem Zusammenhang kann es in der Aufbauphase oder von Zeit zu Zeit sinnvoll sein, externe Experten zu Rate zu ziehen; es sollte jedoch darauf geachtet werden, dass auch ein Wissenszuwachs beim Regulierer selbst erfolgt. Schließlich hat die Analyse der einzelnen Planungsschritte deutlich gemacht, dass ein sinnvolles Monitoring, insbesondere wegen der komplexen Interdependenzen zwischen den Schritten, erfordert, dass der Regulierer in der Lage ist, selbständig Netze zu planen und diese Entwürfe mit denen eines Netzbetreibers zu vergleichen. Ein punktuelles Nachvollziehen einzelner Planungsschritte ist kaum geeignet, um Opportunitätspotentiale wirksam zu reduzieren.

4.2.1.1.2 Privater Netzbetreiber ohne Eigentum an den Assets

Die im vorangegangenen Abschnitt 4.2.1.1.1 vorgenommene Analyse hat ergeben, dass bei Netzbetreibern ansonsten vorliegende Opportunitätspotentiale bei der Netzausbauplanung grundsätzlich durch ein Monitoring durch einen Regulierer reduziert werden können und dass die dafür anfallenden Kosten auf Seiten des Regulierers durchaus durch die so mögliche Reduktion von Opportunitätspotentialen überkompensiert werden können. Dabei wurde jedoch davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber (insbesondere auf Grund seines Eigentums an den Netz-Assets und die in diesem Zusammenhang bestehenden Probleme der Regulierung) einen Fehlanreiz zu Unter- bzw. Überinvestitionen oder ggf. auch strukturell ungünstigen Investitionen haben kann.

Für den Fall, dass die Netz-Assets nicht (mehr) im Eigentum des Netzbetreibers stehen und es keine wie auch immer gearteten Übereinkünfte zwischen Netzbetreiber und Asset-Eigentümer gibt, kann hiervon nicht mehr ohne weiteres ausgegangen werden. Daher stellt sich die Frage, ob und unter welchen Umständen auch in einem solchen Fall ein Monitoring der Netzplanung durch den Regulierer gerechtfertigt sein kann. Zunächst lässt sich dazu festhalten, dass neben Unter- bzw. Überinvestitionen auch strukturell ungünstige Investitionen auftreten können, etwa dann, wenn die langfristige Koordination der Netzplanung mit der Erzeugungsplanung und ggf. weiteren Bereichen,

wie etwa der industriellen Nachfrage, nur unzureichend gewährleistet ist. Es kann nicht grundsätzlich angenommen werden, dass dies bei einem Netzplaner, der etwa durchaus das Ziel einer hohen Versorgungssicherheit verfolgen kann (etwa weil er bei diesbezüglichen Problemen mit umfangreichem Druck rechnen müsste) auch gleichermaßen in besonderem Umfang Ressourcen dafür aufwendet, eine langfristig kostenminimierende Netzausbauplanung – d. h. auch in Koordination mit der Erzeugungsplanung, langfristigen energiepolitischen Zielen etc. – zu realisieren. Letztlich müsste sich ein Regulierer in dieser Hinsicht umfangreich auf die „Gutmütigkeit“ des Netzbetreibers verlassen, insbesondere, da auf Grund der Ausführungen zu einer möglichen „Anreizsetzung“ in Bezug auf die Netzplanung in Abschnitt 4.1.1 deutlich geworden ist, dass es eher unplausibel erscheint, dass eine langfristige Netzplanung erfolgreich (ex ante und ohne Einsatz von Input-Wissen) kontrahiert werden kann.

Daher lässt sich festhalten, dass ggf. Opportunismuspotentiale geringer ausfallen können, wenn Fehlanreize – insbesondere zur Über- bzw. Unterinvestitionen – beim Netzbetreiber dadurch reduziert werden können, dass die Netz-Assets nicht mehr in dessen Eigentum stehen, und so auch ein Monitoring durch den Regulierer in einzelnen Fällen nicht mehr gerechtfertigt sein könnte. Dem steht jedoch entgegen, dass insbesondere im Zuge der langfristigen Weiterentwicklung eines Elektrizitätsversorgungssystems anstehende langfristige Entscheidungen zum Netzausbau möglichst gut mit den entsprechend interdependenten Entscheidungsbereichen (z. B. zur Erzeugungsplanung) zu koordinieren sind. Daher dürfte in Fällen, in denen umfangreiche Weiterentwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems anstehen, ein Monitoring der Netzplanung durch den Regulierer häufig gleichermaßen gerechtfertigt sein.

4.2.1.1.3 Diskussion und Fazit

Die Untersuchungen zu Monitoring-Lösungen haben ergeben, dass ein Monitoring der Netzplanung grundsätzlich geeignet ist, Opportunismuspotentiale seitens des Netzbetreibers zu reduzieren und sowohl bei Netzbetreibern gerechtfertigt sein kann, die besonderen Fehlanreizen dadurch unterliegen, dass sie gleichzeitig Asset-Eigentümer sind (und die damit einhergehenden regulatorischen Schwierigkeiten ihre Wirkung entfalten) als auch bei Netzbetreibern, die diesen Fehlanreizen nicht unterliegen: Wesentlicher Treiber für die Vorteilhaftigkeit einer Monitoring-Lösung sind nicht nur die Probleme, die aus der Regulierung von Netzbetreibern erwachsen, die gleichzeitig Asset-Eigentümer sind, sondern auch der Weiterentwicklungsbedarf des Elektrizitätsversorgungssystems, da hier die Herausforderung besteht, die langfristigen Netzausbauentscheidungen möglichst gut mit den komplementären Entscheidungen bzw. Entwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems, etwa zur Erzeugungsstruktur, zu koordinieren. Dabei ist jedoch festzuhalten, dass in dem Fall, dass nur wenig umfängliche Weiterentwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems anstehen, eher im Fall eines Netzbetreibers ohne Eigentum an den Assets auf ein Monitoring verzichtet werden könnte, als im Fall eines Netzbetreibers, der auch Asset-Eigentümer ist.

4.2.1.2 Hierarchie-Lösungen

Die Analyse in Abschnitt 4.2.1.1 hat gezeigt, dass Monitoring-Lösungen geeignet sein können, Opportunismuspotentiale in Bezug auf Über-/Unterinvestitionen sowie strukturell ungünstige bzw. nicht sinnvoll langfrist-orientierte Netzausbauentscheidungen zu reduzieren und dass die mit ihnen

einhergehenden Kosten, insbesondere des Aufbaus des in diesem Zusammenhang erforderlichen Wissens und dessen Erhaltung bei einem Regulierer in zahlreichen Fällen durch die so erreichbare Reduktion der Opportunismuspotentiale rechtfertigbar erscheinen. Die Planung kleinerer und kurzfristiger Maßnahmen, d. h. insbesondere jenseits von Leitungsausbauten, kann jedoch im Rahmen von Monitoring-Lösungen keiner wirksamen Überprüfung unterzogen werden.

Im Fall von Hierarchie-Lösungen hingegen kann nach deren (idealer) Umsetzung davon ausgegangen werden, dass kein (zusätzliches) Monitoring mit den damit einhergehenden Kosten auf Seiten des Regulierers erforderlich ist und auch davon, dass etwaig bestehende Überinvestitionsanreize bei der Planung kurzfristiger und kleinerer Maßnahmen am Übertragungsnetz beseitigt werden können. Daher stellt sich in Bezug auf Hierarchie-Lösungen im Kern die Frage, mit welchen Ex-ante-Transaktionskosten deren Etablierung einhergeht und welche Ausgestaltungsmöglichkeiten dabei bestehen. Hierzu ist zunächst anzumerken, dass die Fragen der politischen Durchsetzung und Implementierung von Hierarchie-Lösungen stark vom nationalen bzw. konkreten Kontext abhängen, der an dieser Stelle der Analyse noch weitgehend ausgeblendet werden soll. Es kann jedoch bereits untersucht werden, welche Schnittstellenprobleme zwischen der Netzplanung und den anderen Aufgaben eines Netzbetreibers bestehen, um so zu identifizieren, welche Optionen in Bezug darauf bestehen, die Hierarchie-Lösung nur auf einen Teil des Aufgabenspektrums eines Netzbetreibers anzuwenden. Dies kann je nach vorliegendem Kontext zu einer Reduktion von Kosten der politischen Durchsetzung bzw. der Implementierung führen, bedingt aber ggf. höhere Designkosten, die für die Lösung von dann auftretenden Schnittstellenproblemen anfallen.

Hinsichtlich der Betriebsführung ist festzuhalten, dass eine Abtrennung von der Netzplanung zwar möglich ist, aber grundsätzlich nicht sinnvoll erscheint: Nach den Ergebnissen der Analysen in Abschnitt 4.2.1.1 besteht dann (neben der möglichen Einsparung gesonderter Netzplanungsfähigkeiten beim Regulierer) kein grundsätzlicher Vorteil mehr gegenüber einer Monitoring-Lösung. Wenn tatsächlich die Planungsfunktion aus dem Netzbetreiber ersatzlos entfernt und etwa an ein öffentliches Unternehmen übertragen werden würde, dürften sich zudem diverse Schnittstellenprobleme in Bezug auf die Planung kurzfristigerer und kleinerer Aus- und Umbaumaßnahmen am Stromnetz, etwa in Bezug auf Stabilitätsfragen ergeben, deren Beurteilung eng von spezifischem Wissen aus der Systemführung abhängt. Dies würde dazu führen, dass in dieser Hinsicht sogar größere Probleme als bei einer Monitoring-Lösung auftreten würden.

In Bezug auf das Anlagenmanagement und die Finanzierung von bzw. die Eigentümerschaft an den Netz-Assets hingegen dürften grundsätzlich und auch ohne größere Probleme Schnittstellen definierbar sein: Zwar existieren insbesondere zwischen der Betriebsführung und dem Anlagenmanagement Abstimmungsbedarfe, etwa in Bezug auf Abschaltungen zu Wartungszwecken, diese Koordination ist jedoch bei den in einigen Ländern existierenden ISO-Modellen, bei denen exakt diese Trennung vorliegt, offensichtlich ohne größere Probleme zu bewältigen.²⁶⁴ Dies gilt auch für

²⁶⁴ Vgl. z. B. Cave/Stern (2013). Netzbetreiber, die nicht (mehr) über Assets verfügen, werden häufig auch als „Independent System Operators“ (ISOs) bezeichnet. Diese Begriffsverwendung soll in der vorliegenden Arbeit und damit im Übrigen auch konsistent mit § 9 EnWG (vgl. hierzu auch Abschnitt 3.1.2.2.1) so verwendet werden. ISOs existieren beispielsweise in Großbritannien und den USA; vgl. z. B. Weber et al. (2013).

etwaige Koordinationsbedarfe zwischen der Netz-Bedarfsplanung und der nachfolgenden Objektplanung, die regelmäßig und zumindest zu großen Teilen dem Anlagenmanagement zuzurechnen ist. Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwiefern eine Abtrennung von Anlagenmanagement und Anlageneigentum möglich ist. Beckers et al. (2014, S. 206 ff.) weisen darauf hin, dass bei dieser Frage diverse Aspekte in Bezug auf die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens, insbesondere im Hinblick auf die Wartung und Instandhaltung des Netzes zu berücksichtigen sind, dass aber dennoch (im Bereich der Verteilnetze) Modelle existieren, bei denen diese Trennung umgesetzt ist. Insofern kann diese Abtrennung zwar als möglich, aber durchaus als mit gewissen Schnittstellenproblemen behaftet eingeordnet werden.

Die weiteren Aufgaben des Netzbetreibers (neben den allgemeinen Querschnittsaufgaben von Unternehmen), wie z. B. die Koordination der Netznutzung (etwa im Sinn eines Fahrplanmanagements, soweit ein solches System implementiert ist) oder die Kontrahierung von Systemdienstleistungen weisen gewisse Interdependenzen zur Betriebsführung auf. Es ist ggf. denkbar, entsprechende Schnittstellen einzurichten, diese dürften jedoch insbesondere im Bereich der unmittelbaren Koordination im Betrieb nicht völlig trivial sein.

Im Ergebnis lässt sich daher konstatieren, dass im Rahmen einer Hierarchie-Lösung im Wesentlichen eine Abtrennung des Anlagenmanagements und des Eigentums an den Anlagen oder ggf. auch nur des Anlageneigentums naheliegend erscheint, wenn dies geeignet ist, die Kosten der politischen Durchsetzung und Implementierung zu senken. Eher ausgeschlossen erscheint hingegen die Abtrennung der Betriebsführung, während dies für weitere Aufgaben (insbesondere die Koordination der Netznutzung und die Kontrahierung von Systemdienstleistungen) im Einzelfall zu prüfen wäre.

4.2.2 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer

Die vorangegangene Analyse in Hinsicht auf die Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber ist primär aus der Perspektive des Regulierers als Prinzipal erfolgt. Wie bereits (in Abschnitt 2.2.3) dargelegt, ist aber auch zu untersuchen, inwiefern ein Regulierer, der ein Monitoring durchführt, in dem er selbständige Planungen erstellt, einer politischen Kontrolle unterworfen werden kann, bzw. wie das in diesem Zusammenhang bestehende Auftragsverhältnis ausgestaltet werden soll. Zudem ist zu untersuchen, inwiefern die Heranziehung seiner Expertise für die Beratung der Politik eine Rolle spielen kann.

Hierzu wird zunächst die Analyse des Planungsprozesses aus Abschnitt 4.2.1.1 herangezogen, um zu identifizieren, an welchen Stellen politische Vorgaben bzw. Überprüfungen sinnvoll und möglich sind. In Abschnitt 4.2.2.2 wird untersucht, welche weiteren Anforderungen an den Regulierer sich durch die Übertragung von Netzplanungsaufgaben an diesen ergeben und welche sonstigen Ausgestaltungsfragen zu beachten sind.

4.2.2.1 Analyse des Planungsprozesses in Hinsicht auf eine mögliche Einbeziehung der Politik

Die bisherigen Analysen des Netzplanungsprozesses haben verdeutlicht, dass die damit einhergehenden Entscheidungen grundsätzlich eine gewisse Tragweite besitzen. Zunächst sind dies die diskutierten Kosten, die aus Fehlplanungen resultieren. Diese sind jedoch auch stark davon

abhängig, wie gut die Netzplanung mit den Entscheidungen bzw. Entwicklungen im übrigen Energiesystem koordiniert ist. Das macht deutlich, dass die Planungsaufgabe auf Grund ihrer starken Interdependenzen zu der Entwicklung des Erzeugungssystems und der Stromnachfrage eine gewisse Einbettung erfordert, die sie sich nicht selbst geben kann. Sie ist folglich nicht reine, abgegrenzte „Optimierung“, sondern ist auf vorgelagerte (und in der Regel politische) Entscheidungen angewiesen und zieht Pfadabhängigkeiten nach sich, die bedingen, mit welchen Kosten – und auch Verteilungswirkungen – spätere Entscheidungen in Bezug auf die Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems einhergehen.²⁶⁵ Somit besteht eine grundsätzliche Plausibilität dafür, den Netzplanungsprozess einer gewissen politischen Steuerung zu unterwerfen – auch jenseits des generellen Arguments der Reduktion von Problemen, die durch ein gewisses eigeninteresseorientiertes Handeln der Behörde bestimmt sind.

In Bezug auf den Planungsprozess stellt sich zunächst die Frage, welche Ziele in dessen Rahmen verfolgt und welche Prämissen zu Grunde gelegt werden. Diese Ziele und Prämissen bedürfen zwar teilweise im Rahmen ihrer Konkretisierung und Operationalisierung bei der Netzplanung, insbesondere zur Generierung der konkreten und auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle, eines erheblichen impliziten Wissens und somit entsprechender Ressourcen, die auf Seiten der Politik kaum zur Verfügung stehen dürften, sind aber auf abstrakterer Ebene grundsätzlich einer politischen Entscheidungsfindung zugänglich und haben auch auf dieser Ebene eine erhebliche Bedeutung für das Ergebnis der Netzplanung. Für den hier vorliegenden Fall einer Netzplanung, die nur insofern mit der Erzeugungsplanung koordiniert ist, als dass sie dieser grundsätzlich zu folgen bzw. diese zu antizipieren hat, besteht eine besondere Bedeutung in Hinsicht darauf, inwiefern verlässliche Informationen darüber vorliegen, welche Entwicklungen im Bereich der Erzeugungsplanung zu erwarten sind. Diesbezüglich besteht die Möglichkeit, dass die Politik nicht nur ihre Präferenzen äußert, sondern auch Vorgaben, wie sie regelmäßig auch in so genannten „liberalisierten“ Elektrizitätsversorgungssystemen bzgl. der Erzeugung durch die Politik gemacht werden, mit der Netzplanung abstimmt. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, dass nicht grundsätzlich zu erwarten ist, dass mehr oder weniger konkrete, zu einem bestimmten Zeitpunkt vorliegende politische Planungen mit hoher Wahrscheinlichkeit exakt so realisiert werden: Neben grundsätzlichen Umweltunsicherheiten, die dann wiederum einen Bedarf zur Anpassung der Planungen durch die Politik nach sich ziehen, ist generell davon auszugehen, dass auch die politische Entscheidungsfindung selbst gewissen Problemen unterworfen ist. In diesem Zusammenhang sind insbesondere mögliche Anreize von Politikern zum kurzfristorientierten Handeln zu nennen als auch Probleme bei der Erzielung von Mehrheiten und somit, dass nicht immer davon ausgegangen werden kann, dass bestimmte Entscheidungen auf Seiten der Politik überhaupt getroffen werden können. Daher scheint ein sinnvoller Ansatz darin zu liegen, dass (im Normalfall) durch die Politik gewisse Aussagen bzgl. (langfristiger) Entwicklungsziele in Bezug auf die Stromerzeugung getroffen werden und diese im Rahmen der Planung durch den Regulierer anschließend angemessen, d. h. unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und unter Einsatz entsprechender Ressourcen, konkretisiert

²⁶⁵ Vgl. zu den Interdependenzen innerhalb der Elektrizitäts- bzw. Energiesystemplanung z. B. Midttun/Baumgartner (1986).

werden. Falls jedoch auf Seiten der Politik derart umfangreiche Probleme der Entscheidungsfindung bestehen, dass dort keine (belastbaren) Aussagen zu langfristigen Entwicklungszielen getroffen werden können, ist es durchaus denkbar, dass der Regulierer ersatzweise in eigener Regie gewisse Annahmen trifft, auch um etwaige hohe Kosten, die mit Verzögerungen bei der Netzplanung einhergehen, zu reduzieren. In diesem Zusammenhang kann es zudem vorteilhaft sein, die Netzplanung mit einer gewissen „Robustheit“ auszustatten, sodass die Planung nicht zu stark auf einen speziellen Fall optimiert wird, sondern auch andere in der Zukunft mögliche Entwicklungen berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere mit Blick auf die durch die konkreten Netzausbauentscheidungen und die so bedingten Pfadabhängigkeiten von erheblicher Bedeutung.

Neben der Koordination mit der Erzeugungsplanung und der Vorgabe von Zielen in Bezug auf die langfristige Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems sind auch weitere Vorgaben relevant: Dies betrifft insbesondere den Stromaustausch mit anderen Ländern sowie die Entwicklung der Stromnachfrage. In Bezug auf die Stromnachfrage ist festzuhalten, dass diese umfangreiche Interdependenzen mit – in der Regel politischen, aber zumindest politisch beeinflussten – Entscheidungen in anderen Sektoren aufweist. Als Beispiele sind hier etwa die Elektrifizierung des Verkehrssektors sowie die Entwicklung der industriellen Nachfrage zu nennen.

Auch für diese Aspekte gilt analog zur Erzeugung, dass ihre Konkretisierung und Operationalisierung für die Planung, soll sie nachhaltig sein, entsprechende Ressourcen seitens des Regulierers bzw. Netzplaners erfordert, aber ihre grundsätzliche Beschreibung auf abstrakter Ebene ebenso hilfreich wie – in Anbetracht der knappen Ressourcen der Politik – möglich sein sollte. Gleichfalls muss aber auch hier in Betracht gezogen werden, dass die Entscheidungsfindung auf Seiten der Politik gewissen Problemen unterliegen kann.

Zudem spielen auch „kleinere“ Prämissen eine bedeutsame Rolle, wie etwa das zu Grunde zu legende Kraftwerkseinsatzparadigma („Kupferplatte“, „nodal pricing“ oder Zwischenlösungen), die Frage nach der Zulässigkeit der Kappung von Erzeugungsspitzen bei Wind- und Photovoltaik-Kraftwerken etc. Diese Prämissen sind im Grunde – aus technischer Perspektive – nicht sonderlich komplex, ziehen aber ggf. gewisse Verteilungswirkungen nach sich, was eine fallweise Involvierung der Politik als geboten erscheinen lässt.

Nachdem nun die Relevanz aber auch potentielle Probleme politischer Vorgaben in Bezug auf Ziele und Prämissen der Planung deutlich geworden sind, ist noch nicht klar, wie die konkrete Interaktion zwischen Politik und Verwaltung in dieser Hinsicht ausgestaltet werden sollte. Wie bereits angedeutet, wäre eine Möglichkeit, dass ganz zu Beginn des Planungsprozesses Vorgaben durch die Politik gemacht werden, ggf. unter Einbezug externer Berater (in der Regel über die Ministerialbürokratie), die dann im Laufe der Netzplanung durch den Regulierer (bzw. durch den von ihm beaufsichtigten Netzplaner) konkretisiert werden. Eine andere Möglichkeit wäre, dass der Regulierer entsprechende Vorschläge unterbreitet, die dann von der Politik überprüft werden: Auf diese Weise könnte die Expertise des Regulierers zur Beratung der Politik eingesetzt werden, etwa indem dieser unterschiedliche Varianten unterbreitet und deren Implikationen darstellt. Wie schon erläutert kann aber in beiden Fällen das Problem bestehen, dass auf Seiten der Politik Probleme der

Entscheidungsfindung bestehen. Dann kann es grundsätzlich sinnvoll sein, dass auf Seiten des Regulierers ersatzweise selbständig entsprechende Annahmen getroffen werden.

Neben der Vorgabe und Konkretisierung von Zielen und Prämissen stellt die Durchführung der Lastflussrechnungen und der darauf aufbauenden Identifikation von Netzanpassungen einen weiteren zentralen Teil des Planungsprozesses dar, der erhebliche Auswirkungen auf das Planungsergebnis hat. Zwar hat sich in Abschnitt 4.2.1.1 gezeigt, dass das erforderliche Wissen grundsätzlich durch einen Regulierer aufbaubar sein sollte. Auf Grund der hohen Komplexität und des hohen Bedarfs an implizitem Wissen ist allerdings eine mehr oder weniger unmittelbare Steuerung bzw. Überprüfung dieser konkreten Netzplanungsschritte durch die Politik wenig plausibel, insbesondere auch weil durch die vielen Iterationen zwischen Lastflussrechnungen und Netzanpassungen keine unmittelbare Nachvollziehbarkeit gegeben ist.²⁶⁶

Es stellt sich nun noch die Frage, welche Rolle der Politik zum Abschluss der Planung zukommen kann. Diese Frage ist nicht unerheblich, denn die diskutierte Vorgabe von Zielen und Prämissen schränkt zwar grundsätzlich die Netzplanung ein, die nicht weniger bedeutsamen Entscheidungen, die im Rahmen der Lastflussrechnungen und Systemanpassungen zu treffen sind, bleiben jedoch aus Sicht der Politik intransparent. Wie bereits erläutert, ziehen Netzausbauentscheidungen grundsätzlich bedeutende irreversible Investitionen nach sich und erzeugen auch Pfadabhängigkeiten in Bezug auf andere Entscheidungen im Kontext der Energieversorgung. Weiterhin haben die mit Netzausbauentscheidungen verbundenen landschaftlichen Eingriffe (durch die mit ihnen in der Regel einhergehenden Akzeptanzprobleme) Verteilungswirkungen zur Folge, sodass auch aus diesem Grund eine explizite politische Entscheidung geboten erscheint. Obwohl die Netzbedarfsplanung ausdrücklich keine Objektplanung (und somit Raumplanung) umfasst, dürfte auf Grund der identifizierten Leitungsausbauten zumindest teilweise absehbar sein, welche Regionen von Leitungsausbauten betroffen sein werden. Während letzterer Aspekt einer politischen Diskussion grundsätzlich leicht zugänglich sein dürfte, gestalten sich die Anforderungen in Bezug auf die politische Überprüfung der Übereinstimmung der Netzplanung mit den vorgegebenen Zielen weitaus problematischer. Die diesbezüglichen politischen Diskussionen dürften sich praktischerweise auf grundsätzliche Fragen (viel/wenig Erneuerbare etc.) reduzieren, die eher nur in sehr grober Abschätzung behandelt werden können. Dies stellt jedoch kein zentrales Problem dar, da die generell gebotenen Vorgaben im Hinblick auf langfristige Entwicklungsziele der Elektrizitäts- bzw. Energieversorgung auf ähnlich abstrakter Ebene erfolgen dürften. Darüber hinaus kann durch eine explizite politische Entscheidung über Netzausbaupläne, je nach rechtlichem Rahmen, auch eine gewisse rechtliche Verbindlichkeit geschaffen werden, die insbesondere vor dem Hintergrund in der Regel langer und komplexer Umsetzungsverfahren transaktionskosten-senkend wirkt. Dieser Aspekt ist jedoch im Kontext der konkreten rechtlichen Zusammenhänge im Rahmen der Ex-ante-Analyse und der Anwendung auf ein konkretes Land eingehender zu untersuchen. Insgesamt erscheint eine explizite politische Bestätigung von Netzausbauplänen (ggf. auch in Form einer Wahl zwischen unterschiedlichen Alternativen) wegen der genannten umfangreichen Implikationen und auch Verteilungswirkungen grundsätzlich geboten. Dennoch ist in diesem Zusammenhang zu

²⁶⁶ Vgl. Abschnitt 4.2.1.1.1.6.

berücksichtigen, dass so auch die Gefahr steigen kann, dass das Planungsergebnis durch kurzfristorientierte politische Entscheidungen verschlechtert wird.

4.2.2.2 Implikationen für die Ausgestaltung des Regulierers

Die vorangegangenen Überlegungen haben gezeigt, dass sinnvolle Schnittstellen der Netzplanung zur Politik existieren. Gleichzeitig ist aber nochmals deutlich geworden, dass komplementär zu politischen Entscheidungen adäquate Ressourcen beim Regulierer (bzw. beim Netzplaner) vorliegen müssen und es auch entscheidend ist, dass dieser keine problematischen Eigeninteressen verfolgt, da sich die Abhängigkeit der Politik vom Regulierer nicht vollständig beheben lassen wird. Der Aufwand des Aufbaus der erforderlichen Ressourcen darf dabei nicht unterschätzt werden. Zudem ist nicht ohne weiteres klar, wie, insbesondere in der Aufbauphase eines Regulierers, der einen Netzbetreiber überwachen soll, dessen „Prägung“ beeinflusst werden kann bzw. soll. Dies ist keine völlig unerhebliche Fragestellung: Trotz der in Abschnitt 4.2.2.1 erläuterten Möglichkeiten zur Kontrolle bzw. Steuerung eines Regulierers durch die Politik wird diesem umfangreiche Verantwortung in Bezug auf die Netzplanung und, damit einhergehend, auch für die Weiterentwicklung des Energiesystems übertragen. Diese Fragen sind zwar grundsätzlich im Rahmen einer vertieften und konkreten Untersuchung im Vorfeld einer tatsächlichen Umsetzung zu diskutieren, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Ministerialbürokratie bzw. andere untergeordnete Behörden (d. h. Behörden, die nicht Ministerien sind) eine relevante Rolle spielen können. Dieser Aspekt verdeutlicht auch, dass der Erfolg der Wahl bestimmter Ausgestaltungsoptionen im Kontext der Beauftragung einer Behörde durch die Politik umfangreich von sehr konkreten und detaillierten Fragen abhängen dürfte, die sich mit einer allgemeinen und abstrakten komparativen institutionellen Analyse „auf hoher Flugebene“ häufig nicht zufriedenstellend beantworten lassen dürften.

Neben den Herausforderungen bei der Ausgestaltung des Regulierers hat sich aber auch gezeigt, dass die beim Regulierer erforderliche Kompetenz in Bezug auf die Netz- aber auch die Energiesystemplanung grundsätzlich eine wertvolle Ressource für die fachliche Unterstützung politischer Entscheidungsfindungen sein kann. Dies gilt unmittelbar für die diskutierte Unterstützung bzw. Interaktion mit der Politik bei der Erstellung bestimmter Szenarien für die Netzplanung, lässt sich aber ggf. auch auf weitere Bereiche des Energiesystems ausdehnen. Je nach Umfang dieser unterstützenden Aktivitäten sind jedoch auch entsprechende Ressourcen hierfür beim Regulierer vorzusehen.

4.2.3 Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer

In den folgenden Abschnitten wird – ebenfalls unter der Annahme eines Regulierers, der ein Monitoring der Netzplanung durchführt – untersucht, inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure in die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Regulierer geeignet ist, (i) entsprechende Agency-Probleme zu reduzieren, (ii) den Aufbau und die Weiterentwicklung der fachlichen Expertise des Regulierers zu unterstützen sowie (iii) die gesellschaftliche Akzeptanz der schließlich resultierenden Netzplanungsentscheidungen zu erhöhen.

Für die Analyse der beiden erstgenannten Fragestellungen wird – analog zu den bereits untersuchten Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber (Abschnitt 4.2.1) und Politik

und Regulierer (Abschnitt 4.2.2) – auf den Netzplanungsprozess Bezug genommen und untersucht, bei welchen Planungsschritten eine Einbindung gesellschaftlicher Akteure denkbar bzw. sinnvoll erscheint und welche Anhaltspunkte darüber vorliegen, wie eine zweckmäßige und insgesamt kostensenkende Ausgestaltung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure gewährleistet werden kann. Diese Analysen werden in den Abschnitten 4.2.3.1 und 4.2.3.2 durchgeführt. Die Frage gesellschaftlicher Akzeptanz wird als übergreifende Fragestellung, unter Bezugnahme auf die Ergebnisse der Analyse der beiden vorgenannten Fragestellungen, in Abschnitt 4.2.3.3 untersucht. In Abschnitt 4.2.3.4 wird ein kurzes Fazit gezogen, in dem auch auf die Interdependenzen zwischen den verschiedenen Aspekten eingegangen wird.

4.2.3.1 Gesellschaftliche Kontrolle

In diesem Abschnitt wird untersucht, inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure geeignet ist, eine gewisse gesellschaftliche Kontrolle des Planungsprozesses zu gewährleisten. Dabei geht es sowohl um die Auftragsbeziehung zwischen Politik und Regulierer als auch um die Auftragsbeziehung zwischen Gesellschaft bzw. Wählerschaft und Politik. Die einzelnen Schritte des Planungsprozesses werden konkret darauf untersucht, inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure geeignet ist, Abweichungen von politischen bzw. gesellschaftlichen Zielen zu identifizieren, und auch an welchen Stellen ggf. unkompliziert (und ergänzend zur Delegationskette von Gesellschaft über die Politik bis zur Verwaltung) unmittelbare Nachsteuerungen durch den Einbezug gesellschaftlicher Akteure vorgenommen werden können. Dabei stellt sich dann jeweils die Frage, wie ein Einbezug gesellschaftlicher Akteure ausgestaltet werden kann, ohne dass in einem problematischen Umfang Selektionsprobleme auftreten, die zu einer nicht-legitimen Durchsetzung von Partikularinteressen führen können oder die Verwaltung durch zu umfangreiche Beteiligungsmöglichkeiten Fehlanreize ausgesetzt wird.

Im Zusammenhang mit der Vorgabe von Zielen und Prämissen der Netzplanung ist es durchaus plausibel, dass sich ein sinnvoller Einbezug gesellschaftlicher Akteure vornehmen lässt: Wie schon im Kontext der Untersuchung einer Involvierung der Politik bei der Vorgabe von Zielen und Prämissen deutlich geworden ist, lassen sich diese auch auf einer höheren Aggregationsebene diskutieren. Dadurch kann sowohl der Ressourcenbedarf auf Seiten der gesellschaftlichen Akteure relativ niedrig gehalten als auch in dieser Hinsicht Selektionsproblemen vorgebeugt werden. In diesem Zusammenhang ist aber auch festzuhalten, dass, wie bereits diskutiert, Ziele und Prämissen der Netzplanung Interdependenzen zu anderen (politischen) Entscheidungsfeldern aufweisen. Daher ist davon auszugehen, dass die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure in die Festlegung von Zielen und Prämissen, insbesondere mit Blick auf Szenarien, nicht nur Diskussionen mit Blick auf die Netzplanung, sondern auch weitergehende energiepolitische Fragen nach sich ziehen dürften. Durch die große Tragweite energiepolitischer Entscheidungen dürfte dabei die Gefahr bestehen, dass potentiell umfangreich wirtschaftlich betroffene Akteure einen Anreiz haben, angebotene Beteiligungsmöglichkeiten dazu zu nutzen, ihre Partikularinteressen durchzusetzen. Ein Beispiel hierfür wären etwa Kraftwerksbetreiber, deren Anlagen im Kontext der energiepolitischen Planungen durch Stilllegungen bedroht sind und die Kraftwerksbetreiber damit rechnen müssen, dadurch einen wirtschaftlichen Nachteil zu erleiden.

In Bezug auf die Frage, inwiefern dem Regulierer zugestanden werden soll, selbständig über die Berücksichtigung der im Rahmen der Beteiligung gesellschaftlicher Akteure auftretenden Diskussionen und somit über die Konsequenzen für die Ziele und Prämissen der Netzplanung zu entscheiden, ist festzustellen, dass dies in der Regel nur bei „kleineren“ und eher nur bei in Hinsicht auf Partikularismusprobleme unproblematischen Entscheidungen der Fall sein dürfte. Gerade große und eher grundsätzliche Fragen über die Gestaltung des Elektrizitätsversorgungssystems hingegen sind eher explizit durch die Politik zu entscheiden, auch weil diese umfangreiche, langfristige Konsequenzen haben und Verteilungswirkungen implizieren. Der Einbezug gesellschaftlicher Akteure durch den Regulierer kann in dieser Hinsicht daher eher die Aufgabe erfüllen, gesellschaftliche Diskussionen vorzustrukturieren und so die Politik zu entlasten. Beispiele für „kleinere“ Fragen, über deren Berücksichtigung im Rahmen der Netzplanung ggf. direkt der Regulierer entscheiden kann, sind etwa die Hinzunahme gewisser Szenariovariationen zur Erhöhung der Robustheit der Planung oder auch die Berücksichtigung langfristiger Entwicklungsmöglichkeiten in Hinsicht auf die Koordination von Netz und Erzeugung. Hier kann eine gewisse politische „Überwachung“ des Regulierers ggf. auch durch die Ministerialbürokratie erfolgen. Insgesamt ist auch nicht zu erkennen, dass im Rahmen der Festlegung von Zielen und Prämissen der Netzplanung Aspekte vorliegen, die sich nur auf räumlich dezentraler Ebene auswirken und die sich durch den Einbezug der entsprechenden Akteure weitestgehend „vor Ort“ und auch direkt durch den Regulierer entscheiden lassen.

Zu berücksichtigen ist auch, auf welchem Aggregationsniveau und in welchem zeitlichen Zusammenhang der Einbezug gesellschaftlicher Akteure in Hinsicht auf die Ziele und Prämissen der Netzplanung erfolgt. Um eine sinnvolle Bündelung der Diskussionen zu erreichen und auch die Tätigkeit des Regulierers nicht einzuschränken, bietet es sich an, eine eher ergebnisorientierte Transparenz zu gewährleisten, bei der – auf einer festzulegenden Aggregationsebene – alle relevanten Ziele und Prämissen der Netzplanung dokumentiert werden, die der Regulierer zu berücksichtigen beabsichtigt. Da grundsätzlich die breite Öffentlichkeit betroffen ist und rein dezentrale Fragen praktisch nicht vorliegen dürften, spricht dies im Sinne eines wirksamen Einbezugs gesellschaftlicher Akteure dafür, die entsprechende Beteiligung und die dazu erforderliche Bereitstellung der Daten proaktiv und nicht erst auf Nachfrage durchzuführen. Gleichmaßen ist nicht erkennbar, inwiefern eine grundsätzliche Beschränkung auf bestimmte Akteursgruppen sinnvoll sein könnte. In Bezug auf die zu wählende Aggregationsebene ist des Weiteren davon auszugehen, dass durchaus auch ein etwas höherer Detailgrad als bei einer eher formalen Überprüfung oder Vorgabe von Zielen und Prämissen durch die Politik möglich ist: So kann durch den Einbezug gesellschaftlicher Akteure auch eine gewisse Überprüfung auf einer detaillierteren Ebene stattfinden, um bei einer genügend hohen Relevanz der identifizierten Probleme diese der politischen Diskussion zugänglich zu machen oder sie unmittelbar zu lösen. Konkret bedeutet dies, dass auch die Details der Auswahl von Netznutzungsfällen veröffentlicht werden sollten. Das hier erforderliche Wissen und die entsprechend seitens der gesellschaftlichen Akteure aufzuwendenden Ressourcen dürften zwar etwas höher sein, Selektionsproblemen kann aber dadurch entgegengewirkt werden, dass Aspekte, die Verteilungswirkungen haben, einer breiteren Debatte zugeführt werden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass eine Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure in Bezug auf Ziele und Prämissen der Netzplanung sinnvoll möglich erscheint und dass durch die Vorstrukturierung und

Aufbereitung übergreifender energiepolitischer Fragen grundsätzlich eine Entlastung der Politik möglich ist. Gleichzeitig kann eine umfassendere gesellschaftliche Kontrolle und Legitimation der Planung und auch des Handelns der Regulierungsbehörde etabliert werden.

Mit Blick auf die Durchführung von Lastflussanalysen und die Analyse verschiedener Netzausbaualternativen selbst lässt sich festhalten, dass diese, wie auch schon in Bezug auf das Auftragsverhältnis zwischen Politik und Verwaltung diskutiert, sich nicht dazu eignen, Gegenstand einer umfassenden Überprüfung durch eine große Gruppe von nicht fachlich besonders ausgewiesenen Personen zu sein. Es gibt jedoch Ansätze, netzplanerische Überlegungen im Rahmen vereinfachter Modelle Dritten zugänglich zu machen.²⁶⁷ Diese setzen allerdings in der Regel eine ressourcenintensive Aufbereitung voraus. Auf Grund der Vereinfachung ist es ggf. möglich, einfache Zusammenhänge allgemein verständlich zu vermitteln, eine tiefe inhaltliche Überprüfung der Netzplanung, wie sie etwa im Rahmen eines Monitorings durch einen Regulierer stattzufinden hätte, können derartige Ansätze jedoch nicht ersetzen. Daher scheint in Bezug auf diesen Planungsschritt eine wirksame und umfassende Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure nicht plausibel. Vorstellbar sind eher Diskussionen über grundsätzliche methodische Fragen der Auswahl und Analyse von Netzausbaualternativen. Ferner ist durchaus denkbar, dass eine gesellschaftliche Kontrolle dadurch realisiert wird, dass im Rahmen des Einbezugs von bei bestimmten gesellschaftlichen Akteuren vorhandener Netzplanungsexpertise Probleme aufgeworfen und so vorstrukturiert werden, dass diese einer gesellschaftlichen Debatte (sinnvoll) zugänglich sind. Auf diesen Aspekt wird später noch in Abschnitt 4.2.3.2 eingegangen.

Abschließend stellt sich die Frage, welche Rolle der Einbezug gesellschaftlicher Akteure in Bezug auf die seitens des Regulierers bzw. Netzbetreibers ermittelte konkrete Netzausbauplanung spielen kann. Obwohl es fraglich erscheint, dass ähnlich wie bei der Diskussion über Ziele und Prämissen inhaltliche Fragen zu Weiterentwicklung des Energiesystems (zumindest auf höherer Aggregationsebene) behandelt werden, kann eine entsprechende öffentliche Konsultation geeignet sein, die ggf. anstehende politische Beschlussfassung von Netzausbauplanungen (vgl. Abschnitt 4.2.2) dadurch zu erleichtern, dass grundsätzliche Positionen verschiedener gesellschaftlicher Akteure zu den konkreten Netzausbauplänen deutlich werden. Zudem ist davon auszugehen, dass eine sehr offensichtliche Nichtberücksichtigung von gewissen Zielen und Prämissen auch im Rahmen einer öffentlichen und breiten Konsultation von Netzplanungsentwürfen identifiziert werden kann.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure mit dem Zweck der Etablierung einer gewissen Kontrolle über das Handeln von Politik und Verwaltung sinnvoll und machbar erscheint. Dies erfordert jedoch, dass der Regulierer über ausreichende personelle Ressourcen verfügt, um diesen Beteiligungsprozess durchzuführen. Hierbei ist insbesondere darauf Wert zu legen, dass die grundsätzlich knappe und für ein sinnvolles Monitoring der Netzplanung unbedingt erforderliche Expertise auf Seiten des Regulierers nicht dadurch eingeschränkt wird, dass

²⁶⁷ Vgl. z. B. Olsen et al. (2012), die den sog. „RETI“-Prozess beschreiben, der in Kalifornien von 2007–2009 durchgeführt wurde. In Deutschland wird zudem ein Projekt durchgeführt, das ebenfalls, aber auf technisch höherem Niveau als der RETI-Ansatz, versucht, Wissens- und Informationsbarrieren zwischen Netzplanern und der Öffentlichkeit bzw. sonstigen Stakeholdern im Rahmen eines modellbasierten Ansatzes zu reduzieren (vgl. <http://www.transparenz-stromnetze.de/>).

diese Ressourcen für die Durchführung von participatory measures gebunden sind. Die Mehrkosten dürften vor allem dann gerechtfertigt sein, wenn umfangreiche energiepolitische Entscheidungen anstehen und daher der Ressourcenbedarf zur Ermittlung von Zielen und Prämissen für eine langfristige Netzplanung entsprechend hoch ist.

4.2.3.2 Wissensmanagement der öffentlichen Hand

Neben dem Aspekt einer breiten gesellschaftlichen Kontrolle stellt sich die Frage, inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure geeignet sein kann, den Wissensstand auf Seiten des Regulierers zu verbessern bzw. den Wissensaufbau zu unterstützen. Wie in Abschnitt 4.2.1.1 dargestellt, liegt insbesondere bei Forschungseinrichtungen und Beratungsunternehmen durchaus relevante Expertise in Bezug auf die Planung von Übertragungsnetzen vor. Somit ist denkbar, dass ein Einbezug dieser Akteure den Wissensaufbau auf Seiten eines Regulierers auch jenseits einer expliziten Beauftragung durch diesen fördern könnte. Dazu wäre es aber grundsätzlich erforderlich, diesen Akteuren die relevanten Planungsdaten zur Verfügung zu stellen. Konkret sind dies die unterstellten Szenarien bzw. Prognosen, das Startnetz und die sonstigen Prämissen der Planung. Auf Grund der hohen Komplexität des Planungsprozesses und der damit verbundenen Entscheidungen kann es jedoch nicht Ziel eines solchen Einbezugs sein, Netzplanungen zu „verifizieren“. Vielmehr ist zu erwarten, dass Annahmen weiterentwickelt, technische Defizite der Modellierung erkannt und Sensitivitäten besser verstanden werden. Ein direktes und unmittelbares Eingreifen in den bei Netzbetreibern und Regulierern laufenden Planungsprozess würde damit nicht erfolgen. Dies bedeutet allerdings auch, dass die öffentliche Hand bzw. ein Regulierer entsprechende Ressourcen aufwenden müsste, um die Ergebnisse der (freiwilligen) Untersuchungen Dritter einzuordnen und dadurch den eigenen Wissensstand zu erhöhen. Neben den auf Seiten des Regulierers erforderlichen Ressourcen ist darüber hinaus zu berücksichtigen, welchen Anreiz Dritte haben, entsprechende Ressourcen in Untersuchungen zu Netzplanungen zu investieren. Bei Beratungsunternehmen und Forschungseinrichtungen könnten sich diese Anreize daraus ergeben, dass diese entsprechende Studien veröffentlichen können, die geeignet sind die eigene Reputation zu steigern. Dabei ist aber auch zu berücksichtigen, dass sowohl Beratungsunternehmen als auch Forschungseinrichtungen versuchen könnten, eigene Interessen in die Untersuchungen einfließen zu lassen. Das bedeutet konkret, dass nicht grundsätzlich davon auszugehen ist, dass Dritte, die mehr oder weniger freiwillig fachliche Analysen durchführen dies aus einer Perspektive heraus tun, die identisch mit gesamtgesellschaftlichen Zielen ist. Ferner ist aber auch denkbar, dass durch gesellschaftliche Gruppen, die ggf. keine eigenen fachlichen Fähigkeiten zur Durchführung der entsprechenden Analysen besitzen, Beratungsunternehmen und Forschungseinrichtungen beauftragt werden, eine detaillierte Analyse der Netzplanung durchzuführen. Auch in einem solchen Fall ist aber zu berücksichtigen, dass die Analysen durch bestimmte Eigeninteressen – insbesondere der beauftragenden gesellschaftlichen Gruppe – beeinflusst sein können. Daher ist es auch in solchen Fällen grundsätzlich erforderlich, dass auf Seiten der öffentlichen Hand bzw. des Regulierers eine entsprechend ressourcenintensive und kritische Auseinandersetzung mit den Studien Dritter erfolgt.

Neben der Verbesserung von netzplanerischen Fähigkeiten beim Regulierer können Studien durch Dritte – grundsätzlich unabhängig davon, ob diese von den entsprechenden Beratungsunternehmen/Forschungsinstituten aus eigenem Antrieb erstellt werden oder aus einer

Beauftragung durch sonstige Akteure hervorgehen – auch (mehr oder weniger implizit) einen gewissen Beitrag zur Etablierung einer breiteren gesellschaftlichen Kontrolle der Netzplanung leisten: Durch die Herausarbeitung konkreter Kritikpunkte bzw. bestehender Defizite könne diese ggf. einer allgemeineren Diskussion besser zugänglich gemacht werden.

Neben den genannten Punkten ist aber auch zu klären, inwiefern Missbrauchsgefahren, insbesondere der Netzplanungsdaten, eine Rolle spielen: In Bezug auf Planungsdaten wurden und werden Netzdaten häufig als problematisch und entsprechend schützenswert eingeordnet. Begründet wird dies oftmals durch Verweis auf einen terroristischen Missbrauch.²⁶⁸ In Übereinstimmung damit sind diese Daten in vielen Ländern nicht für Dritte verfügbar.²⁶⁹ Ausnahmen bilden hier jedoch beispielsweise Großbritannien, wo die Daten seit einigen Jahren öffentlich zugänglich sind und Dänemark, wo seit Anfang 2016 entsprechende Daten veröffentlicht werden.²⁷⁰ Ebenfalls sind Netzdaten in Folge eines Beschlusses der Regulierer im Kontext der Einführung des flussbasierten Market-Coupling in der CWE (Central Western Europe)-Region, welche Frankreich, die Benelux-Staaten und Deutschland umfasst, vom März 2015 frei erhältlich.²⁷¹ Sie weisen jedoch teilweise nur ein geringes Detailniveau auf, was ihre Bedeutung für die Überprüfung einer Netzplanung herabsetzt. Weiterhin werden durch die ENTSO-E im Rahmen ihrer europäischen 10-Jahres-Netzentwicklungspläne zunehmend detaillierte Netzdaten der involvierten Länder veröffentlicht.²⁷² Diese Transparenz steht in deutlichem Widerspruch zu den häufig diesbezüglich vorgebrachten „Sicherheitsbedenken“. Aus technischer Perspektive ist darüber hinaus schwer nachvollziehbar, inwiefern diese Daten tatsächlich in Bezug auf die nationale Sicherheit bzw. die Landesverteidigung problematisch sein könnten: Die konkreten Auswirkungen bestimmter Störmaßnahmen bzw. von Sabotageakten hängen von zahlreichen Parametern, insbesondere in Bezug auf die konkrete Systemsituation und kurzfristigen Planungen in der Systemführung ab, die wiederum für die langfristige Netzausbauplanung eher unerheblich sind. Es gibt zudem Hinweise darauf, dass Sicherheitsrisiken gerade nicht darin begründet sind, dass besonders detaillierte Daten verfügbar sind, sondern dass relativ einfach identifizierbare Schwachstellen der Versorgungsinfrastruktur nicht besonders geschützt bzw. redundant ausgelegt werden.²⁷³ Daten, die insbesondere die Informationstechnik im Kontext der Betriebsführung genau beschreiben, können hingegen viel eher als Sicherheitsrisiko gelten.²⁷⁴ Für die (langfristige) Netzausbauplanung sind diese letztgenannten Daten jedoch grundsätzlich von eher geringer Bedeutung.

²⁶⁸ Diese Aussage wurde gegenüber dem Verfasser dieser Arbeit von diversen Vertretern der Energiewirtschaft gemacht.

²⁶⁹ Vgl. z. B. Weber et al. (2013).

²⁷⁰ Vgl. für den Fall Großbritanniens Egerer et al. (2014, S. 5 f.) sowie für Dänemark Energinet.dk (2016).

²⁷¹ Vgl. CWE NRAs (2015). Zudem werden seit Ende 2015 auch Daten für das Übertragungsnetz von 50Hertz veröffentlicht, welches nicht zu den CWE-ÜNB im engeren Sinne zählt (da es keine internationalen Grenzkuppelstellen zu anderen CWE-Übertragungsnetzen hat) und auch nicht von den Veröffentlichungen im Rahmen der Einführung des Flow-Based-Market-Couplings umfasst war; vgl. 50Hertz (2015).

²⁷² Vgl. ENTSO-E (2016).

²⁷³ Vgl. z. B. die Untersuchungen des US-amerikanischen Übertragungsnetzes, bei der offenbar stark vereinfachte Informationen ausreichend waren, kritische Umspannwerke bzw. Netzknoten zu identifizieren, siehe Smith (2014) und Jackson Higgins (2016).

²⁷⁴ Vgl. Zeller (2011).

In einer Gesamtbeurteilung scheint die Bereitstellung von Planungsdaten sowie die nachgelagerte Auswertung der Analysen Dritter durch den Regulierer eine sinnvolle Maßnahme zu sein. Damit dies zu einem wirksamen Wissenszuwachs auf Seiten des Regulierers führt, sind jedoch bei diesem die entsprechenden personellen und fachlichen Ressourcen vorzuhalten – was sich insbesondere bei einem nicht nur minimalen Netzausbaubedarf rechtfertigen lassen dürfte. Ferner können solche Analysen auch dazu beitragen, die gesellschaftliche Kontrolle des Planungsprozesses dadurch zu verbessern, dass technische Detailfragen der Planung – die aber durchaus entscheidend für das Planungsergebnis sind – aufgearbeitet und so einer breiteren gesellschaftlichen Debatte zugänglich gemacht werden.

4.2.3.3 Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz von Bedarfsplanungsentscheidungen im Kontext von Infrastrukturvorhaben weist eine Besonderheit auf: Widerstände gegen konkrete Vorhaben stellen sich meist erst in der der Bedarfsplanung nachgelagerten Objektplanungsphase ein, wenn individuelle Betroffenheiten sichtbar werden. Ausnahmen können insbesondere dann vorliegen, wenn bereits im Rahmen der Bedarfsplanung eine besondere räumliche Betroffenheit absehbar ist bzw. deutlich wird. Obwohl Renn et al. (2014) darlegen, dass Akzeptanz durch eine Beteiligung im Sinne einer Abstimmung über zu Verfügung stehende Alternativen grundsätzlich erhöht werden kann, verfehlt dieser Ansatz seine Wirkung, wenn es den später betroffenen Akteuren vorher nicht klar war, dass sie später zu den Betroffenen gehören. Dieser Zusammenhang ist auch als „Partizipationsparadox“ bekannt.²⁷⁵ Für den konkreten Fall des Stromnetzausbaus in Deutschland illustriert Bauer (2012, 2015), dass umfangreiche Beteiligungsmöglichkeiten in der Bedarfsplanungsphase, auch wenn sie umfassend durch potentiell betroffene Akteure in Anspruch genommen werden, ihre Wirkung zur Akzeptanzsteigerung verfehlen: Bauer begründet dies damit, dass die Einflussmöglichkeiten in Hinsicht auf konkrete Projekte sowohl wegen der hohen Zahl verschiedener Interessen als auch wegen des an dieser Stelle recht hohen Abstraktionsgrades beschränkt sind. Vielmehr könnten solche Konstellationen demotivierend wirken, anstatt die Akzeptanz für Netzausbauentscheidungen zu verbessern. So verweisen etwa auch Renn et al. (2014) im Kontext des Stromnetzausbaus darauf, dass es von hoher Bedeutung sei, in der Phase der Trassenfestlegung, d. h. der Objektplanung, geeignete Partizipationsverfahren durchzuführen. Dennoch betont Renn (2013) in einem allgemeineren Kontext die Gefahr, dass eine „vorsorgeorientierte und am Allgemeinwohl ausgerichtete Planung“ durch eine Politik nach dem „Ad-hoc-Zustimmungsprinzip“ zu ersetzt werden drohe, wenn zu umfangreiche Mitsprachemöglichkeiten etabliert würden. Dem stehen in gewisser Hinsicht Beobachtungen von Lienert/Suetterlin/Siegrist (2015) entgegen, die nahelegen, dass die Akzeptanz von Netzausbauvorhaben dadurch erhöht werden kann, dass ihre Notwendigkeit in Übereinstimmung mit anderen, gesellschaftlich akzeptierten Zielen (z. B. „Reduktion von Emissionen im Stromsektor“) steht und dies den betroffenen Akteuren entsprechend vermittelt werden kann. Insofern kann zumindest nicht ausgeschlossen werden, dass eine als legitim erachtete Bedarfsplanung die Akzeptanz daraus resultierender konkreter Netzausbauvorhaben stärkt. Diese Legitimität kann sich grundsätzlich sowohl aus der gesellschaftlichen Beteiligung in Hinblick auf Ziele und Prämissen der

²⁷⁵ Vgl. Reinert (2012, S. 38).

Netzplanung bzw. Szenarien als auch aus der (eher grobmaschigen) Überprüfung des ermittelten Bedarfsplans speisen. Unter Umständen trägt auch ein als legitimierend erachteter Einbezug gesellschaftlicher Akteure zur Verbesserung des Wissensstands bzw. zum Wissensaufbau auf Seiten des Regulierers zu einem solchen Effekt bei.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich Akzeptanzprobleme in Bezug auf Netzausbauvorhaben ggf. eher durch entsprechende Maßnahmen im Rahmen der Objektplanung lösen lassen. Dennoch spricht nichts grundsätzlich dagegen, die Zusammenhänge der Bedarfsplanung einer (interessierten) Öffentlichkeit und ggf. in einer entsprechenden Aufbereitung, zugänglich zu machen. In einem gewissen Umfang dürfte dies bereits durch die Veröffentlichungen bzw. öffentlichen Diskussionen im Rahmen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure im Sinne der Abschnitte 4.2.3.1 und 4.2.3.2 erfolgen. Da jedoch relativ unklar ist, wie wirksam dies mit Blick auf die konkrete Verbesserung der Akzeptanz planerischer Entscheidungen ist, wäre jeweils kritisch zu prüfen, inwiefern sich Kosten von gesonderten Maßnahmen rechtfertigen lassen, mit denen allein der Zweck verfolgt wird, die Akzeptanz von Entscheidungen im Rahmen der Bedarfsplanung zu erhöhen.

4.2.3.4 Fazit

Die Untersuchung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure hat verdeutlicht, dass sowohl in Hinsicht auf eine grundsätzliche gesellschaftliche Kontrolle als auch in Hinsicht auf die Einbeziehung bei gesellschaftlichen Akteuren vorhandener Expertise Ansatzpunkte für institutionelle Lösungen bestehen und diese auch vor dem Hintergrund des Zielsystems der Untersuchung grundsätzlich vorteilhaft erscheinen. Die inhaltlichen Fragestellungen dürften in den beiden Bereichen auch gewisse Schnittmengen aufweisen, was aber nicht als weiter problematisch erscheint.

Mit Blick auf die Erhöhung der gesellschaftlichen Akzeptanz von Netzplanungsentscheidungen dürften die vorgenannten Beteiligungsmöglichkeiten grundsätzlich eher förderlich als hinderlich sein, wenngleich es Hinweise darauf gibt, dass für Fragen der Akzeptanz konkreter Leitungsausbauprojekte insbesondere Beteiligungsverfahren im Kontext der Objektplanung relevant sind.

4.3 Ableitung und vorläufige Analyse von Organisationsmodellen

Bei der Analyse in Abschnitt 4.2 wurde zwar ein bestimmtes Ausgangs-Organisationsmodell unterstellt (insbesondere dass ein Regulierer existiert), um die Auftragsbeziehungen zwischen Gesellschaft, Politik, Verwaltung und Netzbetreiber möglichst tiefgehend analysieren zu können. Es ist aber noch keine umfassende Diskussion darüber erfolgt, wie sich diese Analyseergebnisse in konkreten Organisationsmodellen auswirken. Dies soll nun im vorliegenden Abschnitt erfolgen. In Abschnitt 4.3.1 werden zunächst generische Organisationsmodelle, allerdings noch ohne einen bestimmten Länderbezug bzw. ohne Bezug auf einen bestimmten Status quo abgeleitet und knapp charakterisiert – auf erste Übergangsfragen wird jedoch teilweise schon eingegangen. Im Anschluss daran werden die entworfenen Organisationsmodelle für den Fall Deutschlands im Abschnitt 4.3.2 konkretisiert und erste Analysen mit Bezug zur Situation in Deutschland vorgenommen.

4.3.1 Allgemeine Ableitung und Einordnung von Organisationsmodellen

Die Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Regulierer und Netzbetreiber kann als zentrale Gestaltungsoption von Organisationsmodellen für die Netzplanung gelten: Die in dieser Hinsicht zu fällenden Entscheidungen haben maßgeblichen Einfluss auf die Eindämmung von Opportunismuspotentialen, die auf Seiten eines Netzbetreibers bestehen können. Die Entscheidungen hingegen, die in Bezug auf die Ausgestaltung des Verhältnisses zur Politik und mit Hinblick auf die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure getroffen werden, sind als Ergänzungen zu dieser Frage zu betrachten und, wie später in diesem Abschnitt noch diskutiert werden wird, in weiten Teilen relativ unabhängig davon, welche Gestaltungsoption im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber gewählt wird.

Ausgehend von den in den Abschnitten 4.1.1 und 4.2.1 betrachteten Gestaltungsoptionen lassen sich vier idealtypische Organisationsmodelle beschreiben: Diese ergeben sich einerseits daraus, ob eine Hierarchie- oder eine Monitoring-Lösung gewählt wird und andererseits daraus, ob der Netzbetreiber gleichzeitig Eigentümer der Netz-Assets ist (siehe Tabelle 1).

	Netzbetreiber inkl. Assets	Netzbetreiber ohne Assets
Hierarchie	öffentlicher ÜNB (öÜNB)	öffentlicher ISO (öISO)
Monitoring	privater ÜNB (pÜNB)	privater ISO (pISO)

Tabelle 1: Idealtypische Organisationsmodelle.

Zu den vier Varianten lassen sich, basierend auf den Ergebnissen der Untersuchungen in Abschnitt 4.2.1, zwei grundlegende Aussagen treffen:

- Hierarchie-Lösungen dürften Monitoring-Lösungen grundsätzlich darin überlegen sein, dass so auch die Planung von kurzfristigeren und weniger umfangreichen Änderungsmaßnahmen am Netz, die von einem Monitoring nicht erfasst werden kann, stärker an öffentlichen Zielen orientiert ist und dass (im Idealfall) die Kosten eines separaten Monitorings durch den Regulierer entfallen.²⁷⁶
- Ob ein Netzbetreiber über Assets verfügt, dürfte insbesondere in zweifacher Hinsicht relevant sein: Zunächst kann die Abtrennung der Assets vom Netzbetreiber und -planer dazu führen, dass sonst durch Defizite in der Regulierung bestehende Anreize zu Über- bzw. Unterinvestitionen deutlich reduziert werden. Dies dürfte in Fällen, in denen grundsätzlich keine umfangreichen Umbauten des Elektrizitätsversorgungssystems anstehen, das Hauptproblem darstellen – somit könnte in diesen Fällen eine erhebliche Reduktion des Opportunismuspotentialen erreicht werden.²⁷⁷ Weiterhin kann – je nach Ausgangssituation – die Abtrennung von Assets geeignet sein, die Umsetzung einer Hierarchie-Lösung zu erleichtern.²⁷⁸

²⁷⁶ Vgl. Abschnitt 4.2.1.2.

²⁷⁷ Vgl. Abschnitt 4.2.1.1.2.

²⁷⁸ Vgl. Abschnitt 4.2.1.2.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass die skizzierten Idealtypen weiter zu konkretisieren sind: Wenn etwa im Falle eines privaten Netzbetreibers durch die Abtrennung der Assets eine erhebliche Reduktion der Opportunismuspotentiale erreicht werden kann, so ist unter der genannten Bedingung durchaus denkbar, dass ein Monitoring dann nicht mehr im selben Ausmaß gerechtfertigt ist wie in jenem Fall, dass ein privater Netzbetreiber gleichzeitig Asset-Eigentümer ist und dadurch entsprechenden Fehlanreizen ausgesetzt ist. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass ein wirksames Monitoring der Netzplanung grundsätzlich erfordert, dass seitens des Regulierers eine selbständige und unabhängige Planung durchgeführt wird, an Hand derer dann die Planung des Netzbetreibers beurteilt und ggf. korrigiert werden kann. Ein lediglich „punktueller Nachvollziehen“ einzelner Schritte, und ein insofern weniger umfangreiches Monitoring, ist jedoch, wie bereits in Abschnitt 4.2.1.1.6 betont, ungeeignet, Fehlentscheidungen wirksam zu identifizieren. Es ist daher – wie schon in Abschnitt 4.2.1.1.3 erwähnt – davon auszugehen, dass eher nur in Fällen, in dem sich der Bedarf in Bezug auf die Weiterentwicklung des Stromübertragungsnetzes auf kleinere Änderungen – wie etwa den (gelegentlichen) Anschluss neuer Kraftwerke etc. – beschränkt ein (kurzfristiger) Verzicht auf ein Monitoring durch einen Regulierer rechtfertigbar erscheint. Aus einer langfristigen Perspektive kann die frühzeitige Etablierung eines wirksamen Monitorings jedoch auch in solchen Fällen gerechtfertigt sein: Ein technologisch und/oder politisch getriebener Anpassungsbedarf des Elektrizitätsversorgungssystems ist so besser beherrschbar. Ferner kann die Vorhaltung entsprechender Kompetenzen auf Seiten des Regulierers auch geeignet sein, eine (ggf. sonst nur schwer in dieser Form erzielbare) Beratung der Politik zu gewährleisten.

Auch im „Hierarchie“-Fall sind Konkretisierungen erforderlich: Grundsätzlich setzt eine „funktionierende“ Hierarchie-Lösung voraus, dass es gelingt, dem öffentlichen Netzbetreiber – auch auf Management-Ebene – die gewünschte öffentliche Zielorientierung einzuprägen.²⁷⁹ Ist dies – ggf. nur in einer Übergangsphase – nicht der Fall, so kann es, gerade wenn sehr umfangreiche Planungsentscheidungen anstehen und somit bei Fehlentscheidungen hohe Kosten anfallen, sinnvoll sein, ein begleitendes Monitoring durchzuführen. Die Voraussetzung hierfür wird jedoch häufig sein, dass dieses begleitende Monitoring zu geringeren Kosten bzw. schneller umsetzbar ist als die Etablierung einer möglichst idealen Hierarchielösung oder dass es bereits etabliert worden ist. Dann kann es dazu beitragen, Fehlentscheidungen des öffentlichen Netzplaners zu erkennen und auch, dessen Ausrichtung auf ein öffentliches Zielsystem zu verbessern. Insofern könnte ein solches System aus „Checks und Balances“, zumindest zeitweise, gerechtfertigt sein. Als dauerhafte Einrichtung ist eine solche Konstellation jedoch kritischer zu sehen: Sollte ein komplementäres Monitoring tatsächlich deswegen erforderlich sein, weil die Implementierung einer öffentlichen Ausrichtung beim Netzbetreiber nicht zufriedenstellend funktioniert, muss in Zweifel gezogen werden, dass die Hierarchie-Lösung ihren Zweck erfüllt und nicht faktisch lediglich eine Monitoring-Lösung erreicht worden ist. Abhängig vom Ausgangs-Organisationsmodell würde sich dann die Frage stellen, ob die Ex-ante-Transaktionskosten zur Etablierung dieser Lösung gerechtfertigt gewesen sind. Eine gewisse Berechtigung für ein zusätzliches, begleitendes Monitoring würde sich jedoch ggf. auch für eine längere Zeit dann ergeben, wenn zwar die Umsetzung der Hierarchie-Lösung als grundsätzlich

²⁷⁹ Vgl. Abschnitt 2.2.2.2.

erfolgreich angesehen werden kann, aber ein sehr hoher Umfang an Entscheidungen zur Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems ansteht und durch die Etablierung eines wirksamen Systems aus „Checks und Balances“ zwischen zwei Netzplanern (d. h. dem öffentlichen Netzbetreiber einerseits und dem Regulierer andererseits) die Wahrscheinlichkeit von Fehlentscheidungen, die mit hohen Kosten einhergehen, reduziert werden kann.

Im Ergebnis ist im jeweils vorliegenden Einzelfall zu entscheiden, welche Rolle ein Regulierer in Bezug auf ein Monitoring der Netzplanung auch im Fall von (eher nicht perfekten) Hierarchie-Lösungen und in solchen Fällen spielen soll, in denen eine bedeutende Reduktion von sonst beim Netzbetreiber vorliegenden Opportunismopotentialen durch die Abtrennung der Netz-Assets erreicht werden kann.

In Abhängigkeit der Rolle (und der grundsätzlichen Existenz) eines Regulierers im Falle von Hierarchie- und auch Monitoring-Lösungen stellt sich die Frage, was dies für die Anwendbarkeit der Untersuchungsergebnisse in Bezug auf das Verhältnis zwischen Politik und Verwaltung (Abschnitt 4.2.2) sowie für den Einbezug gesellschaftlicher Akteure (Abschnitt 4.2.3) bedeutet, bei denen davon ausgegangen wurde, dass der Regulierer ein Monitoring durchführt, indem er eigene Netzplanungen erstellt. Konkret ist also zu untersuchen, inwiefern die Untersuchungsergebnisse auf den Fall einer (i) idealtypischen Hierarchie-Lösung übertragen können, welche Implikationen sich für den (Extrem-)Fall eines (ii) privaten Netzbetreibers ohne Assets und ohne ein Monitoring der Netzplanung ergeben und welche Ausgestaltungsfragen sich in dem Fall ergeben, dass (iii) – eher übergangsweise – ein Monitoring der Netzplanung parallel zu einem öffentlichen Netzbetreiber existiert.

In Bezug auf die Etablierung einer gewissen politischen Steuerung bzw. Kontrolle des Regulierers haben die Untersuchungen in Abschnitt 4.2.2 gezeigt, dass insbesondere im Kontext der Vorgabe von Zielen und Prämissen der Netzplanung sowie zur Genehmigung des finalen Bedarfsplans eine explizite Involvierung der Politik sinnvoll erscheint. Auf Grund der Tatsache, dass die Politik über beschränkte Ressourcen verfügt, müssen sich die entsprechenden Entscheidungen jedoch auf einem eher abstrakten Niveau bewegen. In dem Fall, dass im Rahmen einer idealtypischen Hierarchie-Lösung kein Monitoring durch einen Regulierer stattfindet, sind diese Überlegungen grundsätzlich auf einen entsprechenden öffentlichen Netzbetreiber übertragbar: Auch dann ist es für die Qualität der Planung von erheblicher Bedeutung, dass diese bestmöglich mit energiepolitischen Zielen bzw. interdependenten politischen Entscheidungen abgestimmt wird. Zu berücksichtigen ist aber auch hier, dass auf Seiten der Politik gewisse Probleme der Entscheidungsfindung bestehen können, die dafür sprechen, dass in dem Fall, dass relevante politische Festlegungen nicht zu Stande kommen, der öffentliche Netzbetreiber ersatzweise eigene Annahmen trifft. Analoges gilt auch für den Fall, dass sich Aussagen durch die Politik als nur begrenzt zuverlässig erweisen – dies spricht dafür, dass der Netzbetreiber dies bei der Durchführung der Netzplanung – etwa in Form einer „robusten“ Planung – berücksichtigt und die politischen Vorgaben um eigene Einschätzungen ergänzt. Eine explizite politische Bestätigung der Bedarfsplanung des öffentlichen Netzbetreibers dürfte genauso wie im Fall eines Monitorings durch einen Regulierer geeignet sein, etwaig absehbare Verteilungsaspekte aufzugreifen und auch durch die Schaffung einer gewissen rechtlichen Verbindlichkeit der Planungen – in Abhängigkeit des konkreten rechtlichen Rahmens – Transaktionskosten im Zuge der Umsetzung zu reduzieren. Zur Frage, inwiefern der öffentliche Netzbetreiber eine beratende Rolle für

energiepolitische Entscheidungen seitens der Politik einnehmen kann, ist anzumerken, dass dies grundsätzlich möglich erscheint, aber – neben der Vorhaltung der hierfür erforderlichen Ressourcen – es von besonderer Bedeutung erscheint, dass der öffentliche Netzbetreiber recht tiefgreifend an öffentlichen Zielen orientiert ist und ggf. auch, dass dieser ein gewisses Verständnis für politische Zusammenhänge hat. Insbesondere Letzteres dürfte im Allgemeinen eher bei Behörden, also einem Regulierer, der Fall sein. Da aber davon auszugehen ist, dass die Ministerialbürokratie (oder auch ein Regulierer) für den Fall der Unterstützung der politischen Entscheidungsfindung eine gewisse Schnittstellenfunktion einnimmt, kann auf diesem Weg eine „Übersetzung“ aber auch Kontrolle der beratenden Funktion des öffentlichen Netzbetreibers etabliert werden.

In den genannten (Grenz-)Fällen, in denen allein die Abtrennung der Assets von einem privaten Netzbetreiber dazu führt, dass die Opportunismuspotentiale so stark reduziert werden können, dass die Kosten eines Monitorings durch einen Regulierer nicht mehr zu rechtfertigen sind, ist insbesondere zu berücksichtigen, dass dies eher nur dann der Fall sein dürfte, wenn praktisch keine oder nur sehr eingeschränkte Weiterentwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems anstehen. Dies impliziert, dass auch die Vorgabe (energie-)politischer Ziele eine eher untergeordnete Bedeutung für die dann noch erforderliche Netzplanung hat – viel eher dürften dann grundsätzliche Regelungen (z. B. darüber, ob und unter welchen Umständen eine Netzanschlusspflicht für neue Kraftwerke besteht etc.) im Vordergrund stehen. Gleichermäßen dürften die Auswirkungen der resultierenden Planungen – auch in Hinsicht auf mögliche Verteilungswirkungen – eher gering sein. Daraus lässt sich jedoch nicht schließen, dass eine grundsätzliche Ermöglichung einer gewissen politischen Steuerung und Kontrolle in diesen Fällen nicht sinnvoll ist. Je nach Intensität der Planungen kann es z. B. angebracht sein, ggf. auf Ebene der Ministerialbürokratie oder des Regulierers eine gewisse Berichtspflicht über die zu Grunde gelegten Ziele und Prämissen der Netzplanung sowie deren Ergebnisse zu etablieren, die dann im Bedarfsfall einer umfassenderen Diskussion auf Ebene der Politik oder auch der Verwaltung zugänglich ist. Recht unplausibel erscheint in einem solchen Fall jedoch die Überlegung, dass durch die Politik bzw. Verwaltung explizit auf die fachlichen Fähigkeiten des privaten Netzbetreibers in Bezug auf die Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems zurückgegriffen wird. Für einzelne Detailprobleme mag dies zwar noch gerechtfertigt sein, aber eine umfangreiche Expertise für die Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems dürfte auf Grund des geringen Entwicklungsbedarfs nicht unbedingt vorliegen. Ferner ist auch damit zu rechnen, dass ein derartiger Netzbetreiber im Allgemeinen relativ schlecht auf ein öffentliches Zielsystem ausgerichtet ist, was ebenfalls dessen Rolle als Berater der Politik und Verwaltung als fragwürdig erscheinen lässt.

Für den Fall, dass eine idealtypische Hierarchie-Lösung zwar angestrebt, aber noch nicht vollumfänglich implementiert ist und (zeitweise) ein öffentlicher Netzbetreiber und ein Regulierer, der ein Monitoring der Netzplanung durchführt, nebeneinander bestehen, stellt sich die Frage, wie mit dieser Doppelstruktur umgegangen werden kann. Denkbar wäre hier, dass insbesondere dann, wenn die Ausrichtung des öffentlichen Netzbetreibers auf öffentliche Ziele noch nicht in ausreichendem Umfang erreicht wurde, dieser zwar bereits alle vorgesehenen Aktivitäten in Bezug auf die Abstimmung von Zielen und Prämissen (wenn etwa vorgesehen ist, dass dieser einen Vorschlag erstellt oder ersatzweise eigene, konkretisierende Annahmen vornimmt) durchführt sowie die nachfolgende Konkretisierung, bis hin zur Auswahl von Netznutzungsfällen, vornimmt, aber dabei

einer „zwischengeschalteten“ (detaillierten) Überwachung durch den Regulierer unterliegt. Gleiches scheint auch für die Vorlage der finalen Netzausbaupläne zur politischen Bestätigung plausibel. Je nach Fortschritt der Implementierung des öffentlichen Zielsystems auf Seiten des öffentlichen Netzbetreibers könnte dann eine Reduktion der regulatorischen Kontrolle der Netzplanung vorgenommen werden. In den (Grenz-)Fällen, in denen auch längerfristig eine diesbezügliche Parallelstruktur, wie bereits angesprochen als ein System aus „Checks und Balances“ gerechtfertigt erscheint, liegt es nahe, das beschriebene Verhältnis dauerhaft fortzusetzen.

In Hinblick auf die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure wurde in Abschnitt 4.2.3 für das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer herausgearbeitet, dass diese insbesondere geeignet sein kann, eine gewisse gesellschaftliche Kontrolle des Regulierers zu etablieren und auch die bei gesellschaftlichen Akteuren vorliegende Expertise für die Entscheidungen des Regulierers nutzbar zu machen. Ferner kann die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure geeignet sein, die gesellschaftliche Akzeptanz der so erzielten Planungsentscheidungen zu verbessern. Die konkreten Maßnahmen hierzu sind einerseits die Ermöglichung einer (breiteren) gesellschaftlichen Debatte über Ziele und Prämissen der Netzplanung sowie ihrer Ergebnisse. Andererseits kann die Bereitstellung von detaillierten Planungsdaten, zu deren Analyse ein hohes Maß an fachlicher Expertise erforderlich ist, ermöglichen, dass fachkundige Dritte Analysen durchführen, die sowohl geeignet sein können, den Fähigkeitsstand auf Seiten des Regulierers zu verbessern, aber ggf. auch in diesem Kontext existierende Defizite in einem gewissen Rahmen einer breiteren öffentlichen Diskussion zugänglich machen können. Ein allgemein bedeutsamer Ausgestaltungsparameter in dieser Hinsicht ist die Frage, in welchem Umfang dem Regulierer zugestanden werden soll, sich selbständig zu den durch die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure aufgeworfenen Fragestellungen zu positionieren. Das Ergebnis der in Abschnitt 4.2.3 durchgeführten Untersuchungen war, dass dies eher für Fragen angemessen erscheint, die keine umfänglichen Verteilungswirkungen nach sich ziehen. Der Beitrag des Regulierers bestünde in solchen Fällen eher darin, die entsprechenden gesellschaftlichen Diskussionen für eine politische Entscheidungsfindung vorzustrukturieren. In Bezug auf die Nutzung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure zur Verbesserung der netzplanerischen Expertise des Regulierers wurde deutlich, dass hierzu durchaus gewisse Ressourcen auf Seiten des Regulierers erforderlich sind. Die Vorhaltung bzw. der Einsatz derselben dürfte jedoch gerechtfertigt sein, wenn dadurch Kosten von Fehlentscheidungen (zumindest im Erwartungswert) in hinreichendem Umfang reduziert werden können.

Für die Übertragbarkeit dieser Überlegungen auf den Fall einer idealtypischen Hierarchie-Lösung ist grundsätzlich zu erwarten, dass dies ohne Anpassungen erfolgen kann: Insbesondere die Etablierung einer zusätzlichen gesellschaftlichen Kontrolle und Überwachung des öffentlichen Netzplaners dürfte dazu beitragen, diesen in gewissen Grenzen zu disziplinieren, aber auch, Fehlentwicklungen, die auf einer politischen Ebene (bzw. auf Ebene der für den öffentlichen Netzplaner zuständigen Behörde) zu lösen sind frühzeitig sichtbar zu machen. Gleichmaßen dürfte die Ermöglichung detaillierterer Analysen der Netzplanung durch fachkundige Experten geeignet sein, methodische Defizite sowie ggf. auch in diesem Zusammenhang vorliegende bzw. verfolgte problematische Zielorientierungen des öffentlichen Netzplaners zu identifizieren.

In dem extremen Fall, dass ein privater Netzbetreiber ohne Assets keinem entsprechenden Monitoring in Bezug auf die Netzplanung durch einen Regulierer unterliegt, dürfte eine Diskussion über Ziele und Prämissen sowie methodische Details eher eine weniger wichtige Rolle als in dem Fall spielen, dass umfangreiche Weiterentwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems anstehen: Wie bereits diskutiert ist die Voraussetzung für die grundsätzliche Geeignetheit dieses Organisationsmodells, dass eher nur ein geringer Weiterentwicklungsbedarf des Elektrizitätsversorgungssystems besteht. Dennoch spricht wenig dagegen, auch in solchen Fällen die relevanten Ziele, Prämissen und Daten des Planungsprozesses zu veröffentlichen. Selbst wenn aus den genannten Gründen kein umfangreiches gesellschaftliches Interesse an diesen Informationen bestehen sollte, könnte die grundsätzlich damit verbundene Verpflichtung des öffentlichen Netzbetreibers zu einer gewissen Transparenz einerseits disziplinierend wirken und andererseits ggf. auch die gesellschaftliche Akzeptanz der Planungsentscheidungen des sonst in Bezug auf die Netzplanung kaum einer regulatorischen Kontrolle unterworfenen privaten Netzbetreibers verbessern.

Schließlich ist festzuhalten, dass in einer Situation, in der eine Doppelstruktur aus öffentlichem Netzbetreiber und Regulierer, der ein begleitendes Monitoring durchführt, deswegen besteht, weil die Ausrichtung des öffentlichen Netzbetreibers auf öffentliche Ziele noch nicht abgeschlossen ist, die Etablierung eines Einbezugs gesellschaftlicher Akteure insbesondere auf Ebene des öffentlichen Netzbetreibers sinnvoll erscheint. Die so zusätzlich zum Monitoring durch den Regulierer geschaffene Überwachungs- und Kontrollstruktur dürfte den Druck auf den öffentlichen Netzbetreiber zur Ausrichtung seiner Aktivitäten auf öffentliche Ziele erhöhen. Somit könnte dies unterstützend bei der Umsetzung einer idealtypischen Hierarchie-Lösung wirken. In dem Fall, dass eine längerfristig angelegte Doppelstruktur existiert – etwa in Anbetracht sehr hoher Kosten von Fehlentscheidungen bei der Netzplanung – stellt sich die Frage, ob dann für beide Netzplaner ein entsprechendes Transparenzregime etabliert werden soll. Dies ist nicht ohne weiteres beantwortbar. Zunächst ist festzuhalten, dass die Etablierung eines Transparenz- bzw. Beteiligungsregimes sowohl zwischen dem öffentlichen Netzplaner als auch dem Regulierer dazu führt, dass sich bei den betroffenen gesellschaftlichen Akteuren und auch den beiden Netzplanern die in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten praktisch verdoppeln dürften. Zudem ist unklar, wie eine konsistente Weiterverarbeitung der in den jeweiligen Verfahren identifizierten Probleme gewährleistet werden soll. Letztlich dürften dann wohl zusätzliche Kosten für die diesbezügliche Koordinierung zwischen den beiden Netzplanern anfallen. Diese umfangreichen Mehrkosten könnten zwar prinzipiell gerechtfertigt sein, wenn tatsächlich sehr hohe Kosten von Fehlentscheidungen bestehen, es scheint aber (außer in den skizzierten Extremfällen) eher plausibel, den öffentlichen Netzbetreiber als primären Planer einer intensivierten öffentlichen Überwachung auszusetzen, da dieser im Rahmen einer Hierarchie-Lösung eine umfassende Planung und Optimierung, auch über kurzfristige und betriebliche Entscheidungen hinweg durchführt und dies einer der wesentlichen Vorteile einer Hierarchie-Lösung ist.

Insgesamt hat die Diskussion in diesem Abschnitt gezeigt, dass sich konkrete Organisationsmodelle zwar in die genannten vier Idealtypen (siehe Tabelle 1) einordnen lassen, dass aber gewisse Konkretisierungen vorzunehmen sind, die – zunächst recht unabhängig von Umsetzungsfragen in einem konkreten institutionellen Kontext – insbesondere davon abhängen, mit welcher Intensität und welchem Umfang eine Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist bzw.

politisch angestrebt wird. Dies gilt vor allem in Bezug auf die Frage, welche Rolle ein Regulierer in solchen Fällen spielt, in denen formal ein öffentlicher Netzbetreiber etabliert wird und auch in solchen Fällen in denen durch die Abtrennung von Assets von einem privaten Netzbetreiber eine erhebliche Reduktion von Opportunismuspotentialen möglich erscheint. In Bezug auf die politische Steuerung bzw. Kontrolle der Netzplanung sowie die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure spielt es ebenfalls eine erhebliche Rolle, welcher Bedarf an der Weiterentwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems besteht: Die dadurch bedingten Kosten von Fehlentscheidungen sind maßgeblich dafür, welche Kosten sich zur Ausgestaltung dieser beiden Gestaltungsoptionen rechtfertigen lassen.

4.3.2 Ausgestaltung konkreter Organisationsmodelle für den Fall Deutschlands

Basierend auf den Überlegungen aus den vorangegangenen Abschnitten, insbesondere 4.2 und 4.3.1, soll in den folgenden Abschnitten die Ausgestaltung von Organisationsmodellen für die Netzplanung in Deutschland vorgenommen werden. Zunächst wird in Abschnitt 4.3.2.1 die Ausgangslage in Deutschland aufgearbeitet und zusammengefasst. Im darauffolgenden Abschnitt 4.3.2.2 wird darauf basierend abgeleitet, welche der vier in Abschnitt 4.3.1 skizzierten Idealtypen für eine vertiefte Analyse für den Fall Deutschlands in Frage kommen und wie diese konkret für den Fall Deutschlands ausgestaltet werden können bzw. sollten.

4.3.2.1 Ausgangslage

Wie schon in Abschnitt 3.2.2.2.1 beschrieben, wird derzeit die Netzplanung im Rahmen eines Monitoring-Ansatzes durch die Bundesnetzagentur überprüft. Zudem werden in einem abstrakten Rahmen politische Vorgaben (z. B. zur Erzeugung) gemacht, die von den ÜNB konkretisiert werden. Der daraus resultierende Szenariorahmen wird anschließend von der Bundesnetzagentur geprüft und – gegebenenfalls mit Modifikationen – genehmigt. Nach Abschluss der Planung wird der resultierende Bedarfsplan von der Bundesnetzagentur wiederum kontrolliert, ggf. modifiziert und (mindestens alle 4 Jahre, bedarfsweise auch häufiger) an die Bundesregierung übermittelt, die einen entsprechenden Gesetzesentwurf dem Bundestag zur Bestätigung vorlegt.

Darüber hinaus existieren Regelungen zum Einbezug gesellschaftlicher Akteure: Ergebnisse der Szenarienerstellung sowie der Netzplanung werden öffentlich konsultiert und Dritte können Zugang zu den Planungsdaten erhalten, um die Netzplanung einer eigenen Überprüfung zu unterziehen.

Neben der formalen Governance der Netzplanung ist jedoch für den Fall Deutschlands hervorzuheben, dass vier ÜNB existieren, die im Eigentum unterschiedlicher Akteure stehen und auch Eigentümer der Netz-Assets sind.²⁸⁰ Dies ist mit Blick auf die Frage bedeutsam, von welchem Zielsystem bei diesen ÜNB ausgegangen werden kann und auch dafür, welche Implikationen sich daraus für Umsetzungsfragen bestimmter Organisationsmodelle ergeben. Die Eigentumsverhältnisse stellen sich wie folgt dar:

²⁸⁰ Vgl. Abschnitt 3.1.2.2.

- Die 50Hertz GmbH befindet sich (über zwei Beteiligungsgesellschaften) im Eigentum des australischen Infrastrukturfonds IFM (60 %) und des belgischen Übertragungsnetzbetreibers Elia (zu 40 %). Elia wiederum steht zu knapp 50 % im Eigentum belgischer Gemeinden.²⁸¹
- Die Amprion GmbH ist zu 25,1 % im Eigentum des RWE. Die übrigen Anteile verteilen sich auf sonstige private Investoren.²⁸²
- Die TenneT befindet sich (in Form der TenneT TSO GmbH und der TenneT Offshore GmbH) im Rahmen eines Konzernverbunds vollständig im Eigentum des niederländischen Staates.²⁸³
- Die TransnetBW GmbH steht zu 100 % im Eigentum der EnBW AG, welche sich wiederum (mittelbar, über zwei Beteiligungsgesellschaften) zu 46,75 % im Eigentum des Landes Baden-Württemberg und ebenfalls zu 46,75 % im Eigentum der „Oberschwäbischen Elektrizitätswerke“, einem Zusammenschluss von neun baden-württembergischen Landkreisen befindet.²⁸⁴

Im Hinblick auf die ÜNB 50Hertz und TenneT ist festzuhalten, dass diese zwar zumindest teilweise in öffentlichem, jedoch nicht deutschem Eigentum stehen. Amprion ist nur in sehr begrenztem Umfang dadurch in deutschem, öffentlichem Eigentum, dass am RWE in eher geringem Umfang auch (deutsche) Kommunen beteiligt sind.²⁸⁵ Insofern kann für diese drei ÜNB nicht davon ausgegangen werden, dass sie deswegen grundsätzlich ein „öffentliches Zielsystem“ in dem Sinne verfolgen, dass die Bedarfsplanung an deutschen, gesamtgesellschaftlichen bzw. energiepolitischen Zielen ausgerichtet ist. Vielmehr ist davon auszugehen, dass diese ÜNB in erster Linie einem Gewinnmaximierungskalkül folgen. Weniger eindeutig ist zunächst der Fall bei der TransnetBW: Diese ist umfangreich im Eigentum eines Bundeslandes und von Landkreisen innerhalb des Bundeslandes. Hier könnte in Bezug auf die Bedarfsplanung ggf. eine stärkere Orientierung an Zielen der öffentlichen Hand vorliegen, als dies bei den anderen drei ÜNB erwartbar wäre. Es bleibt jedoch unklar, ob und wenn ja, wie stark die Ziele der Kommunen und des Landes Baden-Württemberg von dem vorgenannten nationalen energiepolitischen Zielsystem abweichen. Grundsätzlich ist jedoch auch bei der TransnetBW bzw. ihren Eigentümern davon auszugehen, dass die Gewinnerzielungsabsicht zumindest eine bedeutende Rolle spielt. Insofern ist bei allen vier ÜNB nicht davon auszugehen, dass diese ein öffentliches Zielsystem in Bezug auf die Netzplanung verfolgen.

Zudem dürften die deutschen ÜNB grundsätzlich einem Fehlanreiz zur Überkapitalisierung – zumindest in Bezug auf das Onshore-Übertragungsnetz – ausgesetzt sein,²⁸⁶ der wohl insbesondere für die ÜNB 50 Hertz, Amprion und TenneT eindeutig zu bejahen ist und im Fall der TransnetBW zumindest nicht unwahrscheinlich erscheint.

²⁸¹ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 18) sowie die Internetseiten <http://www.50hertz.com/de/50Hertz/Finanzen/Investoren> und <http://www.eliagroup.eu/Investor-Relations/Elia-share/Shareholder-structure>, beide abgerufen am 29.05.2016.

²⁸² Vgl. Beckers et al. (2014, S. 18) sowie <http://amprion.net/portrait>, abgerufen am 29.05.2016.

²⁸³ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 19) sowie <http://www.tenneT.eu/nl/about-tennet/organisation/structure.html>, abgerufen am 29.05.2016.

²⁸⁴ Vgl. EnBW (2016, S. 37) sowie zur Eigentümerstruktur der Oberschwäbischen Elektrizitätswerke <http://www.oew-energie.de/Pages/unternehmen/eigentumsverhaeltnisse.php> (abgerufen im Internet am 29.05.2016).

²⁸⁵ Vgl. RWE (2016, S. 14).

²⁸⁶ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 131 f.).

Mit Blick auf die Netzplanung ist ferner festzuhalten, dass in Deutschland ein insbesondere politisch getriebener Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems verfolgt wird. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2.2.2 angesprochen, spielt die Erhöhung der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen, inkl. gesetzlich verankerter Zubaupfade eine bedeutende Rolle für die Planung des Elektrizitätsversorgungssystems. Mit diesem Umbau wird grundsätzlich auch ein gewisser Bedarf an Netzausbau in Verbindung gebracht, der letztlich auch entscheidend dafür war, die Netzplanung einer intensivierten behördlichen Kontrolle zu unterwerfen.²⁸⁷

4.3.2.2 Ausgestaltung von Organisationsmodellen

Legt man die in Abschnitt 4.3.1 aufgeführten idealtypischen Organisationsmodelle zu Grunde, lässt sich die in Abschnitt 4.3.2.1 beschriebene Ausgangslage in Deutschland am ehesten dem Modell „privater ÜNB“ zuordnen: Private Übertragungsnetzbetreiber, die gleichzeitig Asset-Eigentümer sind, unterliegen (zumindest formal) einem Monitoring durch den Regulierer. Daher liegt es nahe, durch eine kritische Analyse des Status quo potentielle Probleme zu identifizieren und basierend auf den bisherigen Untersuchungen in dieser Arbeit Verbesserungsvorschläge abzuleiten. Auf Grund der Tatsache, dass zwar das Eigentum der Netzbetreiber an den Netz-Assets wesentlich mit den identifizierten Anreizen zur Überkapitalisierung zusammenhängen dürfte, aber gleichzeitig ein umfangreicher Weiterentwicklungsbedarf des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland besteht, wird jedoch deutlich, dass eine Abtrennung der Assets von den Netzbetreibern keine geeignete Option darstellt, den Monitoring-Bedarf zu reduzieren: Wie bereits in den Abschnitten 4.2.1.1.2 und 4.3.1 diskutiert, wäre dies eher nur dann eine relevante Option, wenn lediglich ein geringer Systementwicklungsbedarf bestünde. Daher lässt sich festhalten, dass ein „pISO“-Modell in dem Sinne, dass damit auf Grund reduzierter Opportunismuspotentiale auf ein Monitoring verzichtet werden könnte, mit Blick auf die Netzplanung keine sinnvolle Option für den Fall Deutschlands darstellt. Vielmehr würde unter Berücksichtigung der Ausgangslage eine solche Veränderung ceteris paribus nur zu zusätzlichen Kosten (nämlich den Umsetzungskosten der Trennung von den Assets) und keinen wesentlichen sonstigen Vorteilen führen.

Hierarchie-Modelle kommen jedoch durchaus als weitere Alternativen in Betracht: Wenn sie erfolgreich umgesetzt werden können, können die Kosten für ein begleitendes Monitoring entfallen und es werden etwaig verbliebene Opportunismuspotentiale in Bezug auf kleinere und kurzfristigere Maßnahmen am Übertragungsnetz, die von einem Monitoring nicht erfasst werden können, wirksam reduziert. Bei einer Hierarchie-Lösung ist zudem die Frage, inwiefern eine „Asset-freie“ Variante mit Vorteilen (in Bezug auf die Umsetzung) einhergeht, hingegen durchaus relevant. Somit lässt sich hier, im Gegensatz zur Monitoring-Lösung, vorerst keine Variante ausschließen. Weiterhin gilt es zu untersuchen, welche Rolle die Bundesnetzagentur in den entsprechenden Hierarchie-Lösungen, ggf. auch nur vorübergehend, sinnvoll einnehmen könnte.

Sowohl für den Fall einer Monitoring-Lösung als auch für den Fall einer Hierarchie-Lösung stellt sich darüber hinaus die Frage, inwiefern eine „horizontale Reform“ (Beckers et al., 2014, S. 204), d. h. konkret die Zusammenlegung der vier ÜNB zu einem Unternehmen verfolgt werden sollte.

²⁸⁷ Vgl. Abschnitt 3.2.2.2.1.

In den folgenden drei Abschnitten werden die konkreten, für den Fall Deutschlands zu prüfenden, Organisationsmodelle entworfen. Diese sind

- eine basierend auf einer umfangreichen Kritik des Status quo abgeleitete Monitoring-Lösung, abgekürzt „SQ+“ (Abschnitt 4.3.2.2.1),
- eine Variante mit öffentlichem ÜNB inkl. der Assets („öÜNB“, Abschnitt 4.3.2.2.2) sowie
- ein öffentlicher Netzbetreiber, allerdings ohne Eigentum an den Assets („öISO“, Abschnitt 4.3.2.2.3).

Da einige Überlegungen für mehrere Organisationsmodelle relevant sind, wird in den einzelnen Abschnitten teilweise auf Zusammenhänge Bezug genommen, die bereits für vorhergehende Organisationsmodelle diskutiert worden sind. Insofern bauen die einzelnen Abschnitte aufeinander auf.

4.3.2.2.1 Status quo+ (SQ+)

Die Ableitung des Organisationsmodells „SQ+“ erfolgt zweistufig: Zunächst wird in Abschnitt 4.3.2.2.1.1 eine kritische Analyse des Status quo in Deutschland durchgeführt. Die dabei gewonnenen Ergebnisse werden im Abschnitt 4.3.2.2.1.2 eingesetzt, um das verbesserte Modell („SQ+“) zu beschreiben, das weiterhin auf einem Monitoring privater Netzbetreiber, die zudem gleichzeitig Asset-Eigentümer sind, beruht.

4.3.2.2.1.1 Kritische Analyse des Status quo in Deutschland

In den nächsten drei Abschnitten wird der Status quo in Deutschland einer kritischen Analyse unter Berücksichtigung der durch die bisher durchgeführten Analysen gewonnenen Erkenntnisse unterzogen. Die drei Abschnitte beleuchten nacheinander das Verhältnis zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB (Abschnitt 4.3.2.2.1.1.1), zwischen Politik und Bundesnetzagentur (Abschnitt 4.3.2.2.1.1.2) sowie die Frage nach dem Einbezug gesellschaftlicher Akteure (Abschnitt 4.3.2.2.1.1.3). In Abschnitt 4.3.2.2.1.1.4 wird ein kurzes Fazit gezogen.

4.3.2.2.1.1.1 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB

Die Struktur des Monitorings der Netzplanung in Deutschland (siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.2.2.1) sieht vor, dass durch die ÜNB ein gemeinsamer „Szenariorahmen“ erarbeitet wird, der maßgeblich die Planungsprämissen in Bezug auf Erzeugung, Last und Austausch abbildet. Dieser Entwurf wird anschließend durch die Bundesnetzagentur geprüft. Auf Basis des nunmehr „bestätigten“ Szenariorahmens erstellen die ÜNB einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan, der dann wiederum von der Bundesnetzagentur überprüft wird.

Um die genannten Überprüfungen durchzuführen, wurden im Zuge der Etablierung des Monitorings bei der Bundesnetzagentur Personalkapazitäten aufgebaut. Zum Wissensaufbau wurden zudem externe Gutachter zur Beantwortung spezieller, von der Bundesnetzagentur ausgewählter Fachfragen im Rahmen der sog. „NEMO“-Studien (Netzmodellierungs-Studien) herangezogen. Die Gutachter

waren bislang Hochschulen sowie Berater.²⁸⁸ Es ist weiterhin erkennbar, dass seit Beginn der Monitoring-Tätigkeit ein entsprechender Wissenszuwachs bei der Bundesnetzagentur eingetreten ist. Dies zeigt sich zum einen an den Publikationen der Bundesnetzagentur, wird aber auch durch Dritte (Experten) zunehmend bestätigt.²⁸⁹

Dennoch fällt in Bezug auf die Überprüfung der Netzplanung ein erhebliches Problem auf:²⁹⁰ Die Prüfung der Netzentwicklungspläne der ÜNB erfolgt durch die Bundesnetzagentur nur auf Basis eines einzigen Modelljahres, welches genau einem der verschiedenen unterstellten Szenarien entspricht. Somit wird gerade vermieden, Netzplanungsentscheidungen unter der expliziten Berücksichtigung von Unsicherheiten – insbesondere bzgl. der zukünftigen Erzeugungsstruktur – zu treffen und somit eine „robuste“ Planung vorzunehmen.²⁹¹ Zudem erfolgt die Prüfung lediglich in Form von Sensitivitäten, d. h. einzelne Leitungen des Entwurfs der ÜNB werden aus dem Modell herausgenommen und es wird geprüft, inwiefern dies die Lastflusssituation im restlichen Netz verändert.²⁹² Außerdem werden Leitungen mit einer maximalen Auslastung von weniger als 20 % ihrer Bemessungsleistung pauschal mit dem Argument gestrichen, dass bei einer derart geringen Auslastung auch ein Ausbau im 110 kV-Netz stattfinden könne.²⁹³ Zudem wird versucht, etwaige sonst ohne den Leitungszubau auftretende Überlastungssituationen durch topologische Maßnahmen zu beheben.²⁹⁴ Im Rahmen der Netzplanung durch die ÜNB werden jedoch weniger strenge Kriterien angesetzt.²⁹⁵ Dies hat zur Folge, dass die Prüfung der Netzentwicklungspläne durch die Bundesnetzagentur letztlich nur auf Grund unterschiedlich strenger Kriterien dazu führt, dass weniger Leitungen genehmigt werden, als die ÜNB in ihren Planungen ermitteln. Zudem ist die Konzentration auf Sensitivitäten problematisch: Wollte die Bundesnetzagentur tatsächlich die Planung der ÜNB stichhaltig auf Erfüllung gewisser Ziele, z. B. Kosteneffizienz, prüfen und Opportunismuspotentiale wirksam reduzieren, dann müsste sie auf Grund der hohen Komplexität der Netzplanung alternative Pläne erstellen.²⁹⁶ Der oftmals vorgebrachte Einwand, die Planung sei Aufgabe der ÜNB, während die Bundesnetzagentur nur zu prüfen habe,²⁹⁷ überzeugt in diesem Kontext nicht, denn wenn eine „Prüfung“ im praktizierten Sinn nicht wirksam ist, Opportunismuspotentiale zu reduzieren, könnte sie genauso gut unterbleiben. Gerade die dargelegte Sequenz, dass praktisch nach festen Spielregeln der ÜNB „etwas mehr“ geplant wird und anschließend die Bundesnetzagentur auf Grund der Anwendung härterer Kriterien wieder Kürzungen vornimmt, ist aus regulierungsökonomischer Perspektive hochgradig problematisch. Dies führt – in Verbindung mit der durch die Bundesnetzagentur nicht durchgeführten Alternativplanung – letztlich

²⁸⁸ NEMO I: CONSENTEC/IAEW (2012), NEMO II: Stigler et al. (2012), NEMO III: Natemeyer et al. (2014), NEMO IV: Nailis et al. (2015).

²⁸⁹ Diese Aussagen wurden gegenüber dem Verfasser dieser Arbeit von verschiedenen Netzplanungsexperten getroffen.

²⁹⁰ Die Analyse bezieht sich im Wesentlichen auf die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2013 (Bundesnetzagentur, 2013) und die in den angesprochenen Punkten unveränderte Methodik der Bestätigung des Netzentwicklungsplans für das Zieljahr 2024 (Bundesnetzagentur, 2015b).

²⁹¹ Vgl. Bundesnetzagentur (2015b, S. 72 f.).

²⁹² Vgl. Bundesnetzagentur (2013, S. 73 ff. und 2015b, S. 69 ff.).

²⁹³ Vgl. Bundesnetzagentur (2013, S. 72 f. und 2015b, S. 72 f.).

²⁹⁴ Vgl. Bundesnetzagentur (2013, S. 69 ff. und 2015b, S. 74).

²⁹⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2013, S. 18 f.).

²⁹⁶ Vgl. hierzu auch Abschnitt 4.2.1.1.1.6.

²⁹⁷ Vgl. Bundesnetzagentur (2013, S. 64 ff.).

dazu, dass das endgültige Ergebnis (d. h. nach der Prüfung durch die Bundesnetzagentur) stark vom ursprünglichen Planungsergebnis der ÜNB abhängt.

4.3.2.2.1.1.2 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Politik und Bundesnetzagentur

Wie eingangs geschildert, besteht derzeit eine gewisse politische Involvierung in den Planungsprozess im Rahmen der zu verwendenden Szenarien und es wird darüber hinaus eine gesetzliche Bestätigung der Planung vorgenommen. In Bezug auf die Szenarien wird das Vorgehen durch § 12a EnWG eingegrenzt: Grundlage der Planung soll ein „Szenariorahmen“ (insbesondere bzgl. Erzeugung, Last und internationaler Austausch) sein, welcher mindestens drei Szenarien enthalten soll, die „für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“. Ein viertes Szenario soll darüber hinaus die „wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 15 und höchstens zwanzig Jahre darstellen“. Insgesamt sind diese Vorgaben als sehr grob einzuordnen, zumal im weiteren Prozess keine weitere explizite Überprüfung der Szenarien stattfindet. Vielmehr wird die Gestaltung der Szenarien bzw. die Beeinflussung der Szenarien, die von den ÜNB vorbereitet werden, umfangreich an die Bundesnetzagentur delegiert. So werden weitreichende Annahmen über Standorte zukünftiger Kraftwerke getroffen und auch Annahmen eingeführt, die den Kraftwerkseinsatz zum Zweck der Erreichung von Klimazielen entsprechend beeinflussen.²⁹⁸ Somit wird im Zuge dieser Konkretisierungen nicht nur deutlich, dass bestimmte Ausgestaltungsfragen des Elektrizitätsversorgungssystems vor dem Hintergrund bestimmter klimapolitischer Ziele noch nicht beantwortet sind, sondern auch, dass an dieser Stelle gewisse Vorfestlegungen getroffen werden, die sich dann in der resultierenden Netzplanung manifestieren.

Es ist jedoch nicht ohne weiteres beantwortbar, ob die unvollständige Vorgabe von Zielen tatsächlich ein Problem der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Bundesnetzagentur darstellt: Wie in Abschnitt 4.2.2 erläutert, kann es durchaus gerechtfertigt sein, dass die Verwaltung in größerem Umfang (ersatzweise) Annahmen trifft, wenn seitens der Politik bestimmte Entscheidungen nicht zu Stande kommen oder auf Grund von Fehlanreizen, denen Politiker ausgesetzt sind, verzerrt sind.

Die beobachtete Situation wirft dennoch die Frage auf, wie gut die einzelnen Entscheidungen in den jeweiligen Entscheidungsfeldern (insbesondere: Erzeugung, Netz und Nachfrageseite) miteinander koordiniert sind – gerade auch weil insbesondere die Entwicklungen mit Blick auf die Erzeugung umfangreich von politischen Entscheidungen abhängen.²⁹⁹ Selbst wenn die beobachtete „lose“ Koordination gerechtfertigt sein sollte, so ist nicht davon auszugehen, dass die ggf. ersatzweise oder ergänzend von der Verwaltung getroffenen Annahmen hierzu genauso eintreten. Daher wäre es aus einer übergreifenden (gesamtgesellschaftlichen) Kostenperspektive geboten, im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens bzw. der nachgelagerten Durchführung von Lastflussanalysen und der Identifikation von Ausbaualternativen (bzw. deren Überprüfung) tatsächlich unterschiedliche Entwicklungspfade zu berücksichtigen, da sonst erhebliche Zweifel darüber bestehen müssen, wie

²⁹⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (2014b, S. 58).

²⁹⁹ Vgl. Abschnitt 3.2.2.2.2.

sachgerecht bzw. robust die Netzplanung angesichts unsicherer zukünftiger Entwicklungen ist.³⁰⁰ Dies ist jedoch nicht der Fall: Die Netzplanung (bzw. deren letztlich verbindliche Überprüfung) bei der Bundesnetzagentur basiert auf einem einzigen Szenario.³⁰¹

Daher scheint es geboten, unterschiedliche Entwicklungspfade explizit in der Planung (seitens der Bundesnetzagentur) zu analysieren. Weiterhin ist aber – auch unter Berücksichtigung der angesprochenen potentiellen Probleme, die seitens der Politik in Bezug auf die Entscheidungsfindung bestehen können – davon auszugehen, dass die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen, insbesondere mit Blick auf die Erzeugung, dadurch (etwas) reduziert werden, dass durch die Politik entsprechende Konkretisierungen vorgenommen werden.

Die abschließende politische Bestätigung erfolgt (mindestens alle vier Jahre) durch Vorlage des von der Bundesnetzagentur geprüften (und ggf. modifizierten) Netzentwicklungsplans an die Bundesregierung. Diese erstellt hieraus einen Gesetzesentwurf. Das resultierende „Bundesbedarfsplangesetz“ (BBPIG) stellt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der hierin enthaltenen Netzausbauprojekte fest. Bemerkenswert an diesem Vorgehen ist, dass im Rahmen der politischen Entscheidung nicht über Alternativen entschieden werden kann, sondern in erster Linie das „Gesamtpaket“ zur Abstimmung steht. Im Rahmen der politischen Entscheidungsfindung im Kontext der Verabschiedung des ersten Bundesbedarfsplangesetzes (BGBl 2013, Teil I, S. 2543) wurde dennoch in Vorgriff auf die (räumlichen) Verteilungswirkungen der Vorhaben auch intensiv die Frage diskutiert, inwiefern die genannten Netzverknüpfungspunkte der identifizierten Ausbaumaßnahmen verbindlich seien.³⁰² Im Kontext der Debatte um das zweite Bundesbedarfsplangesetz (BGBl 2015, Teil I, S. 2490) spielten ebenfalls Verteilungswirkungen eine Rolle, jedoch eher mit Bezug zur Objektplanung: Im Fokus stand die Frage inwiefern (in der Regel deutlich teurere, vgl. Abschnitt 3.1.1.1.2) Erdverkabelungen schon in Vorgriff auf die Objektplanung gesetzlich zu einem gewissen Grad vorgegeben werden sollten, um die lokale Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu reduzieren.³⁰³ Diese Ausgestaltung entspricht im Grunde den Überlegungen, die Ergebnis der Analyse in Abschnitt 4.2.2 waren: Obwohl eine umfassende inhaltliche Analyse der Netzplanung und ihrer Konsequenzen auf politischer Ebene nicht möglich ist, bestehen durchaus Möglichkeiten, einige Implikationen des Planungsergebnisses auf politischer Ebene (sinnvoll) zu diskutieren. Das Beispiel

³⁰⁰ Ein entsprechender Vorschlag wurde z. B. von Agora/BET (2013) unterbreitet.

³⁰¹ An dieser Stelle ist anzumerken, dass die ÜNB tatsächlich Planungen in Bezug auf alle Szenarien durchführen, jedoch im Rahmen der Überprüfung und Bestätigung der Bundesnetzagentur nur das „mittlere“ der drei mittelfristigen Szenarien herangezogen wird. Zudem unterscheiden sich die von den ÜNB vorgelegten Netzausbaupläne in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien kaum in ihrer Struktur, da seit dem ersten Netzentwicklungsplan eine Planung von Maßnahmen für den Fall mit dem höchsten Transportbedarf erarbeitet wird, die dann nur noch für die Szenarien mit geringerem Transportbedarf angepasst wird. Dieses Vorgehen findet bis zum jüngsten Netzentwicklungsplan der ÜNB seine Fortsetzung und wird von den ÜNB damit begründet, dass so „eine größtmögliche Schnittmenge von Netzausbaumaßnahmen in allen Szenarien“ erreicht werden könne. Vgl. hierzu 50Hertz et al. (2012, S. 102, 2013, S. 73, 2014b, S. 69, 2016, S. 98).

³⁰² Vgl. z. B. BT-Drs 17/13258 sowie BR-Drs 363/13.

³⁰³ Hintergrund dieser Entwicklung war insbesondere der sog. „Bayerische Energiedialog“, in dessen Rahmen in Bezug auf den Netzausbau vor allem Akzeptanzprobleme von Netzausbauvorhaben aus dem ersten Bedarfsplangesetz, die auf bayerischem Gebiet verlaufen sollten, thematisiert wurden. Der „Bayerische Energiedialog“ wurde von der Bayerischen Staatsregierung initiiert und durchgeführt und schlug sich in Hinsicht auf die Erdverkabelungsdebatte in einer Vereinbarung der Parteichefs der Koalitionsparteien nieder (vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, 2015; CDU/CSU/SPD 2015).

der Diskussion um die Erdverkabelung im Zusammenhang mit dem zweiten Bundesbedarfsplangesetz zeigt aber auch, dass im konkreten Fall der Übertragungsnetz-Bedarfsplanung an dieser Stelle auch interdependente Entscheidungsbereiche, also z. B. in Hinsicht auf die Objektplanung aber ggf. auch die Erzeugungsstruktur zur Diskussion stehen können. Zudem wird durch die gesetzliche Bestätigung des Bedarfsplans eine rechtliche Verbindlichkeit erreicht, die durch eine rein behördliche Entscheidung so nicht zu erreichen wäre.³⁰⁴ Daher kann davon ausgegangen werden, dass dadurch Transaktionskosten, etwa im Kontext von Streitigkeiten bei der Objektplanung, reduziert werden, da grundsätzlich die Möglichkeiten für eine Überprüfung eines Gesetzes voraussetzungsvoller als die einer einfacheren Verwaltungsentscheidung sind. Dennoch ist auch hier zu berücksichtigen, dass die Entscheidungsfindung auf Seiten der Politik mit umfangreichen Schwierigkeiten einhergehen kann. Im konkreten Fall wäre jedoch davon auszugehen, dass die entsprechenden Konflikte – zumindest in gewissem Umfang – auch im Rahmen der Objektplanung aufgetreten wären und durch einen Verzicht auf eine grundsätzliche Bestätigung der Netzplanung durch die Politik nicht unbedingt vermieden worden wären.

Obwohl bei der Bundesnetzagentur im Rahmen der Übertragung der Monitoring-Aufgabe umfangreich Fachexpertise zur Netzplanung aufgebaut wurde, ist nicht erkennbar, dass diese explizit zur Beratung der Politik herangezogen wird, zumal im Rahmen der Involvierung der Politik in den Planungs- bzw. Monitoringprozess der Bundesnetzagentur eben keine bedeutsame Aufbereitung von verschiedenen Alternativen erfolgt, aus denen dann die Politik – unter fachlicher Beratung der Bundesnetzagentur in Hinsicht auf die jeweiligen Implikationen – eine Variante auswählt. Auch ist auf Basis öffentlicher Informationen nicht erkennbar, dass die Bundesnetzagentur in sonstigen energietechnischen bzw. -ökonomischen Fragen die Politik auf eine Weise berät, die über den Austausch von kodifiziertem Wissen, etwa durch die Erfüllung der entsprechenden Berichtspflichten, hinausgeht – auch nicht mittelbar über das zuständige BMWi.

Zumindest der letztgenannte Aspekt ist konsistent mit den beobachteten Defiziten im Rahmen des Monitorings der Netzplanung: Überschüssige Ressourcen fänden kurzfristig besser dort als zur Beratung der Politik in Bezug auf lediglich der Netzplanung verwandte Themen Verwendung. Bei einem hohen fachlichen Niveau der Expertise bei der Bundesnetzagentur, das für eine Monitoring-Lösung grundsätzlich erforderlich ist, ist es jedoch nach wie vor nicht unplausibel, entsprechende Ressourcen auch für die Beratung der Politik bei der Bundesnetzagentur vorzusehen.

4.3.2.2.1.1.3 Ausgestaltung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure

Der Netzplanungsprozess in Deutschland sieht in zweierlei Hinsicht den Einbezug gesellschaftlicher Akteure vor. Zunächst sind dies vorgeschriebene öffentliche „Konsultationen“, in denen während des Prozesses (Zwischen-)Ergebnisse der Planung veröffentlicht und zur Diskussion gestellt werden. Zusätzlich können entsprechend befähigte Dritte nach § 12f Abs. 2 EnWG einen Antrag auf Herausgabe der Planungsdaten stellen, um darauf aufbauend eigene Berechnungen durchzuführen.

³⁰⁴ Diese Einschätzung beruht auf Gesprächen, die mit RAUE LLP im Rahmen des Projektes E-Plan geführt worden sind.

Die öffentlichen Konsultationen sind dadurch gekennzeichnet, dass proaktiv aggregierte Informationen über den Zwischenstand der Planung (konkret: Szenariorahmen sowie zwei Entwurfsfassungen des Netzentwicklungsplans) veröffentlicht und explizit Stellungnahmen erbeten werden. Interessant hierbei ist jedoch, dass keine genauen Vorgaben darüber existieren, wie (seitens der betroffenen ÜNB oder der Bundesnetzagentur) mit den Stellungnahmen umzugehen ist, außer dass sie laut Gesetz „zu berücksichtigen“ sind. Somit sind ÜNB und Bundesnetzagentur gezwungen, sich hinsichtlich der Stellungnahmen zu positionieren und zu entscheiden, wann und wie auf Kritik reagiert wird. Dies kann zwar grundsätzlich kritisch gesehen werden,³⁰⁵ entspricht aber auch dem durchaus von einigen Autoren vertretenen Paradigma, die Verwaltung in der Auftragsbeziehung zur Politik dadurch zu disziplinieren, dass diese in großem Umfang den Rückmeldungen der von ihren Entscheidungen betroffenen gesellschaftlichen Akteuren ausgesetzt wird.³⁰⁶ Insgesamt lässt sich aus einer theoretischen Perspektive nicht eindeutig abschätzen, wie die Verortung dieser Entscheidungsspielräume bei der Bundesnetzagentur ökonomisch einzuordnen ist.

Ein beobachtbares Ergebnis der in der beschriebenen Form durchgeführten Konsultationen war etwa, dass (beim ersten Planungsdurchlauf nach der EnWG-Novelle 2011) Fehler in der Marktmodellierung aufgedeckt wurden.³⁰⁷ Weiterhin wurde den ÜNB durch die Bundesnetzagentur auferlegt, Sensitivitätsrechnungen anzustellen.³⁰⁸ Darüber hinaus wurde durch die Bundesnetzagentur die Anregung aufgegriffen, die Laufzeiten von Braunkohlekraftwerken nicht mehr an die Dauer der vorliegenden Tagebaugenehmigungen zu koppeln.³⁰⁹ Diese Beispiele zeigen, dass die Bundesnetzagentur auf Grund der Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure nicht nur dezentral offensichtliche Fehler behoben hat (wie den bei der Marktmodellierung), sondern auch Erweiterungen der Planung durchführt, die durchaus mehr oder weniger weitreichende Implikationen für die gesamte Energiesystementwicklung haben.

Im Lichte der bereits identifizierten Koordinationsdefizite zwischen der Netzplanung und den interdependenten energiewirtschaftlichen Entscheidungen kann die „Disziplinierung“ der Bundesnetzagentur und die (aus Sicht der Politik kostensparende) Dezentralisierung „kleinerer“ Korrekturen jedoch nicht sinnvoller Zweck des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure sein. Vielmehr wäre es seitens der Politik naheliegend, sich im Rahmen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure abzeichnende Diskussionen um die interdependenten energiewirtschaftlichen Entscheidungen ggf. zum Anlass zu nehmen, Nachsteuerungen in diesen Feldern vorzunehmen. Obwohl nicht erkennbar ist, dass dieser Mechanismus in irgendeiner Weise kodifiziert wäre, ist bemerkenswert, dass in Bezug auf die Stromerzeugung aus Braunkohle umfangreiche gesetzliche Nachsteuerungen bzgl. einer mittel- und langfristigen Reduktion derselben stattgefunden haben,³¹⁰ nachdem dieses Thema mehrfach Gegenstand von Debatten auch im Rahmen der Konsultation von Szenariorahmen der Netzplanung war. Hierbei ist hervorzuheben, dass neben den genannten

³⁰⁵ Dies wird etwa von Luhmann (2013) kritisiert.

³⁰⁶ Vgl. Abschnitt 2.2.4.2.

³⁰⁷ Vgl. Egerer et al. (2012).

³⁰⁸ Vgl. 50Hertz et al. (2014a).

³⁰⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2013, S. 67 f.).

³¹⁰ Vgl. Abschnitt 3.2.2.2.2.1.

Debatten im Kontext der Netzplanung auch umfangreiche gesellschaftliche Diskussionen (außerhalb des Kontexts der Stromnetzplanung) in Hinblick auf die Braunkohleverstromung stattgefunden haben, so dass keinesfalls unterstellt werden soll, die Debatten im Kontext der Netzplanung seien sicher maßgeblich für die genannten Gesetzesänderungen gewesen. Dennoch entspricht dieses Beispiel grundsätzlich der Idee, dass durch den Einbezug gesellschaftlicher Akteure strittige Punkte bzgl. konkreter Politiken identifiziert werden können und, falls die Auswirkungen von der Politik als gewichtig genug eingeschätzt werden, eine entsprechende Nachsteuerung vorgenommen wird.

Hinsichtlich des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure zum Wissensaufbau auf Seiten der Bundesnetzagentur ist festzuhalten, dass die dazu erforderlichen Planungsdaten mit einer Zugangshürde belegt sind. In Gesprächen wird immer wieder darauf verwiesen, dass die Veröffentlichung von Last-/Einspeisezeitreihen gegen „Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse“ verstoßen könne,³¹¹ aber diese sind für eine zukünftige Planung ohnehin von geringerer Bedeutung, da sie bereits zu einem gewissen Teil die Vorauswahl von Netznutzungsfällen durch die ÜNB darstellen. Für die zur Analyse von Netzplanungsentscheidungen elementar wichtigen Netzdaten ist nicht nachvollziehbar, warum diese nicht umfangreich öffentlich sind.^{312, 313} Der Einbezug gesellschaftlicher Akteure zum Aufbau bzw. der Aktualisierung fachlicher Expertise bei der Bundesnetzagentur findet jedoch auch im Rahmen eines von dieser durchgeführten „Wissenschaftsdialoges“ statt, der offensichtlich auch dem Wissensaufbau auf Seiten der öffentlichen Hand dienen soll. Dies ist grundsätzlich positiv einzuordnen.³¹⁴ Weiterhin werden durch das BMWi speziell zu Fachfragen der Netz- und Systemplanung sowohl Mittel für die Forschungsförderung bereitgestellt als auch konkrete Dienstleistungsaufträge vergeben. Wenn es der öffentlichen Hand gelingt, einen entsprechenden Wissenstransfer der Forschungsergebnisse zur Bundesnetzagentur (und ggf. auch auf die Ebene der Ministerien) herzustellen, kann davon ausgegangen werden, dass in diesem Kontext so ein verbesserter Wissensaufbau bei der Bundesnetzagentur jenseits expliziter Beratungsaufträge realisiert werden kann. Da jedoch mit der Frage nach öffentlicher Forschungsförderung auch zahlreiche andere Effekte einhergehen, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht abschließend eingeordnet werden, wie diese optimal ausgestaltet werden sollte und wie sie sich zur Frage des Einbezugs nicht explizit geförderter Forschungsergebnisse verhält.

Die im Zusammenhang mit Beteiligungsmöglichkeiten thematisierten Probleme der Durchsetzung von Partikularinteressen und einer generell zu starken Beeinflussung des Behördenhandelns durch zu umfangreiche Einflussmöglichkeiten scheinen im konkreten Fall der Bundesnetzagentur beim Monitoring der Netzplanung keine große Rolle zu spielen. Die im Rahmen der Konsultationen

³¹¹ Diese Aussage wurde gegenüber dem Verfasser dieser Arbeit von diversen Vertretern der Energiewirtschaft gemacht.

³¹² Vgl. hierzu auch die Argumentation in Abschnitt 4.2.3.2.

³¹³ An dieser Stelle ist jedoch anzumerken, dass nicht erkennbar ist, dass in nennenswertem Umfang durch externe Experten aus eigener Initiative fachliche Analysen zur Netzplanung auf Ebene konkreter Lastflussrechnungen erstellt worden sind und diese Auswirkungen auf das Handeln bzw. den Wissensstand der Behörde hatten. Unklar bleibt daher, ob eine einfache Verfügbarkeit der Planungsdaten dazu führen würde, dass sich dies ändert.

³¹⁴ Hiervon klar zu unterscheiden ist die explizite Beschaffung von externen Beratungsdienstleistungen zu ausgewählten Detailfragen, die die Bundesnetzagentur vorgibt – wie dies etwa im Rahmen der in Abschnitt 4.3.2.2.1.1.1 geschilderten NEMO-Studien erfolgt ist.

gewährte Transparenz ist ergebnisorientiert: Es bestehen kaum Möglichkeiten externer Akteure (mit Ausnahme der ÜNB) – über die abgegrenzten Beteiligungsmöglichkeiten hinaus – die Tätigkeit der Bundesnetzagentur zu beeinflussen. Zudem war bislang nicht erkennbar, dass gerade Akteure, die mehr oder weniger unmittelbar wirtschaftlich durch Entscheidungen zu Szenarien bzw. Planungsannahmen betroffen waren, einen relevanten Einfluss geltend machen konnten.

4.3.2.2.1.1.4 Fazit

Zusammenfassend lässt sich die konkrete Umsetzung des Monitorings der Bedarfsplanung der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur als im Kern deutlich verbesserungswürdig beschreiben. Eine wirksame Reduktion von Opportunismuspotentialen ist durch die derzeitige, in erster Linie auf Sensitivitätsrechnungen basierende Prüfung durch die Bundesnetzagentur nicht sichergestellt. Vielmehr müssten den Plänen der ÜNB eigene Pläne der Bundesnetzagentur gegenübergestellt werden. Dies deutet auch darauf hin, dass seitens der Bundesnetzagentur ein Ressourcenmangel bestehen könnte.

Ein weiteres Problemfeld ist die eher zurückhaltende Rolle der Politik bei der Koordination der Netz- mit der Erzeugungsplanung: Zunächst ist relativ offensichtlich, dass eine stärkere politische Positionierung zur zukünftigen Entwicklung der Erzeugung geeignet sein dürfte, eine entsprechend besser auf diese Ziele ausgerichtete Netzplanung durchzuführen. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, dass nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden kann, dass auf Ebene der Politik sehr detaillierte und gleichzeitig langfristig wirksame Entscheidungen getroffen werden können. Weiterhin lässt aber insbesondere die Prüfung der Netzplanung auf Seiten der Bundesnetzagentur eine explizite Berücksichtigung von langfristigen Unsicherheiten in der Systementwicklung vermissen – gerade dies wäre jedoch geeignet, komplementär zu unvollständigen und ggf. langfristig nicht stabilen Positionierungen der Politik eine langfristig sinnvolle Netzplanung zu realisieren.

Die abschließende gesetzliche Bestätigung des ermittelten Netzausbauplans kann als grundsätzlich vorteilhaft eingeordnet werden, da diese geeignet scheint, Transaktionskosten im Zuge der Umsetzung zu reduzieren.

Der Einbezug gesellschaftlicher Akteure hingegen scheint grundsätzlich sinnvoll strukturiert zu sein, wobei jedoch insbesondere in Bezug auf die Veröffentlichung von Netzdaten zum Zwecke der fachlichen Überprüfung oder Kritik der Netzplanung durch Dritte Verbesserungsbedarf besteht; diese sollten grundsätzlich öffentlich verfügbar sein.

4.3.2.2.1.2 Ausgestaltung des Organisationsmodells

Auf Grundlage der Kritik am Status quo in Deutschland wird in den folgenden vier Abschnitten die Ausgestaltung des Organisationsmodells „SQ+“ dargelegt. Zunächst erfolgt in Abschnitt 4.3.2.2.1.2.1 die Diskussion der Möglichkeit einer horizontalen Reform, abschließend wird die vorgeschlagene Ausgestaltung anhand der drei Gestaltungsbereiche (Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber, Verhältnis zwischen Politik und Regulierer sowie Einbezug gesellschaftlicher Akteure) in den Abschnitten 4.3.2.2.1.2.2, 4.3.2.2.1.2.3 und 4.3.2.2.1.2.4 erläutert.

4.3.2.2.1.2.1 Horizontale Reform: 4-auf-1

Bei der Frage, inwiefern eine horizontale Reform in der Form sinnvoll ist, dass die vier ÜNB zu einem Unternehmen zusammengelegt werden, ist zunächst, neben den entsprechenden Umsetzungskosten, zu berücksichtigen, welche Vorteile sich aus Sicht der Ex-post-Analysen hieraus ergeben können. Zunächst von der Frage der Netzplanung abstrahierend, könnten dies in erster Linie Synergieeffekte, auch in der Form sein, dass Koordinationsprobleme zwischen den jeweiligen Aufgaben der einzelnen ÜNB reduziert werden. Andererseits könnte jedoch aber auch die Duplizierung von Aufgaben Vorteile bieten: So erfordert der entsprechende Koordinationsbedarf in der Regel die Kodifizierung entsprechenden Wissens, was sich günstig auf die Möglichkeiten zum Wissensaufbau seitens eines Regulierers auswirken kann und generell geeignet ist, eine erhöhte Transparenz zu gewährleisten. Daher sind nicht nur die Umsetzungskosten im Rahmen der Ex-ante-Untersuchungen ausschlaggebend; auch auf Basis von Ex-post-Betrachtungen lassen sich grundsätzlich bestimmte Ergebnisse ableiten.

Deshalb soll zunächst eine Analyse ohne die Berücksichtigung von Umsetzungskosten durchgeführt werden. Im Fokus steht hierbei die Aufgabe der Bedarfsplanung. Für die Analyse der anderen Aufgaben der ÜNB (vgl. Abschnitt 3.1.2.2.2.3) wird umfangreich auf die Untersuchungen von Beckers et al. (2014) zurückgegriffen.

Im Bereich der Bedarfsplanung ist eine umfangreiche Koordination äußerst sinnvoll. Insbesondere die hohe technische Komplexität (die sich in Deutschland konkret durch den starken Vermaschungsgrad des Systems ergibt) legt nahe, dass nur eine „horizontal integrierte“ Planung, d. h. eine gesamthafte Berücksichtigung des zu planenden Systems, die Kosteneffizienz in Bezug auf Ausbauentscheidungen gewährleisten kann. In diesem Kontext besteht somit grundsätzlich die Gefahr, dass aus der Wahrnehmung der Planungsaufgabe durch mehrere ÜNB ein Planungsergebnis resultiert, das lediglich die Aggregation der Einzelinteressen der ÜNB widerspiegelt.³¹⁵ Es ist jedoch völlig unklar, ob dieses (Opportunismus-)Problem zu umfangreicheren oder geringeren Abweichungen vom politischen bzw. regulatorischen Zielsystem als im Fall eines einzelnen ÜNB führt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Frage, welches Opportunismuspotential sich seitens der ÜNB im Rahmen der Netzplanung realisiert, nicht von der Anzahl der ÜNB, sondern der Qualität des Monitorings abhängt. Weiterhin ist nicht erkennbar, dass beim Vorliegen von mehreren ÜNB – technische, d. h. auf kodifiziertes Wissen bezogene – „Schnittstellen“ zwischen den ÜNB geschaffen werden müssten, die geeignet sind, den Wissensaufbau auf Seiten des Regulierers zu erleichtern. Der einzige Aspekt, der hier positiv einzuordnen wäre, ist jener, dass die Koordination im Rahmen einer Netzplanung erfordert, dass Planungsdaten sinnvoll austauschbar sind, wovon grundsätzlich auch Dritte profitieren können. Dies ist jedoch in weiten Teilen technisch wenig anspruchsvoll und zudem durch die im Rahmen der Netzplanung verwendete Software gewährleistet.

Ein weiterer Grund für eine Zentralisierung könnte in Synergieeffekten (konkreter: Spareffekten) seitens der vorzuhaltenden Personalkapazitäten liegen. Dies ist jedoch letztlich wenig plausibel: Selbst wenn im Rahmen der derzeitigen Konstellation dieselben Tätigkeiten mehrfach durchgeführt

³¹⁵ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 210 f.).

würden, dürfte sich der Einspareffekt durch Zentralisierung in Grenzen halten, da nicht plausibel ist, dass tatsächlich eine umfangreiche Tätigkeitsvervierfachung vorliegt. Darüber hinaus sollte berücksichtigt werden, dass eine etwas breitere Vorhaltung von Wissen bzw. Expertise, als dies im Fall eines einzigen Unternehmens der Fall wäre, grundsätzlich dazu beitragen kann, tiefergehende Analysen durchzuführen. Des Weiteren ließe sich argumentieren, dass durch die höhere Anzahl an Wissensträgern der Aufbau von Wissen beim Regulierer erleichtert werden kann, etwa dadurch, dass eine etwaige Abwerbung von solchen Wissensträgern dann leichter gelingen könnte. Dies ist jedoch mit Vorsicht zu beurteilen: Wie die Analysen in Abschnitt 4.2.1.1 gezeigt haben, liegt das entsprechend erforderliche Netzplanungswissen nicht ausschließlich bei den ÜNB vor. Somit dürfte es keine relevante Rolle spielen, ob bei den ÜNB mehr Wissensträger existieren, denn dies würde das regulatorische Problem nicht unbedingt lösen. Vielmehr ist hervorzuheben, dass der Wissensaufbau beim Regulierer unabhängig vom (personen- bzw. prozessgebundenen) Wissen bei den ÜNB erfolgen kann.

Aus der Perspektive der Bedarfsplanung lassen sich somit keine deutlichen Gründe für bzw. gegen eine Zentralisierung identifizieren.

Für die übrigen Aufgaben des ÜNB, selbst ohne wesentliche Berücksichtigung von Durchsetzungs- und Umsetzungskosten, kommen auch Beckers et al. (2014, S. 208 ff. bzw. S. 212 f.) zu dem Ergebnis, dass keine gewichtigen Gründe vorliegen, die für die Zusammenführung der vier ÜNB in ein einziges Unternehmen sprechen. Dies schließt jedoch nicht aus, dass dies – auch für die vier ÜNB in Deutschland – unter anderen Rahmenbedingungen anders sein könnte. Für die Frage der Ausgestaltung des Organisationsmodells „SQ+“ wird aus den genannten Gründen jedoch davon ausgegangen, dass keine Zusammenlegung der vier ÜNB erfolgt.

4.3.2.2.1.2.2 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB

Basierend auf der Kritik der derzeitigen Überprüfung der Netzplanung der ÜNB durch die Bundesnetzagentur wird für das Organisationsmodell „SQ+“ vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur eine Prüfung anhand selbst ermittelter alternativer Netzausbaupläne vornimmt. Dies erfordert einen entsprechend höheren Ressourceneinsatz als die derzeit durchgeführte, faktisch algorithmische Prüfung. Die Erstellung alternativer Pläne der Bundesnetzagentur sollte sich auch insofern vom jetzigen Vorgehen unterscheiden, als dass nicht nur der (derzeit am absoluten gesetzlichen Mindestmaß orientierte) Szenariorahmen der ÜNB vorausgesetzt wird, sondern explizit die Unsicherheiten der langfristigen Energiesystementwicklung, etwa im Sinne einer „robusten“ Planung, berücksichtigt werden. Konkret würde die Qualität der Planung auch dadurch steigen, wenn sie einem anspruchsvollen Methodenvergleich – nicht nur im Rahmen der Netzberechnungen, sondern z. B. auch in Bezug auf fortgeschrittene Verfahren zur Auswahl und Generierung von Netznutzungsfällen – ausgesetzt würde.

Zusammenfassend sind in Bezug auf das Monitoring der Netzplanung durch die Bundesnetzagentur somit zwei Dinge zu verändern: Erstens ist eine Aufstockung der fachlichen und daher auch personellen Ressourcen bei der Bundesnetzagentur anzustreben und zweitens ist der konkrete Monitoringprozess bei der Bundesnetzagentur im Sinne der vorangegangenen Ausführungen zu verbessern.

4.3.2.2.1.2.3 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Politik und Bundesnetzagentur

Obwohl die derzeitige Ausgestaltung der Delegation der Planungsaufgabe bzw. des Monitorings der Planung von der Politik im Grundsatz als sinnvoll einzustufen ist, hat die Analyse des Status quo ergeben, dass insbesondere die Koordinierung mit der (mittlerweile umfangreich zentral gesteuerten) Erzeugungsplanung zu verbessern ist. Konkret kann dies etwa im Rahmen detaillierterer politischer Vorgaben oder einer dezidierten Beschlussfassung der Politik zu gewissen, durch die Bundesnetzagentur (ggf. in Zusammenarbeit mit den ÜNB) ermittelten Konkretisierungen abstrakter energiepolitischer Vorgaben geleistet werden. Falls eine intensivere Koordinierung der Netzplanung mit den komplementären energiepolitischen Entscheidungen – etwa auf Grund von Problemen der Entscheidungsfindung auf Seiten der Politik – nicht möglich erscheint, so gewinnt die Rolle der Bundesnetzagentur an dieser Stelle ein stärkeres Gewicht: Sie hat dann in größerem Umfang die Aufgabe, konkretisierende Annahmen zu allgemeineren (und bekannten) energiepolitischen Zielen zu treffen. Ferner ist es grundsätzlich von hoher Bedeutung, dass die Bundesnetzagentur bzw. die Netzplanung explizit Unsicherheiten der langfristigen Energiesystementwicklung in der Netzplanung berücksichtigt, was derzeit nicht der Fall ist.

Im Kontext der Erweiterung der personellen Ressourcen und fachlichen Kompetenzen besteht zudem auch eher die Möglichkeit, die Fähigkeit der Bundesnetzagentur zur Beratung der Politik bzw. der Ministerialbürokratie bei Fragen einzusetzen, die sich nicht nur unmittelbar auf die Netzplanung, sondern auch auf verwandte energiewirtschaftliche bzw. -technische Themen erstrecken. Im Rahmen dieser Arbeit kann jedoch keine Analyse dahingehend erfolgen, wie groß der entsprechende Bedarf an einer solchen Beratung durch die Bundesnetzagentur tatsächlich ist und welcher konkrete Ressourcenbedarf daraus resultiert. Zudem ist es vorrangig, das ordnungsgemäße Funktionieren des derzeit noch deutlich defizitären Monitorings der Netzplanung, also der Kernaufgabe, sicherzustellen.

4.3.2.2.1.2.4 Ausgestaltung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure

Die Analyse in Abschnitt 4.3.2.2.1.1.3 hat gezeigt, dass die öffentlichen Konsultationen von zu Grunde gelegten Zielen und Prämissen sowie Zwischenergebnissen des Planungsergebnisses als grundsätzlich sinnvoll erscheinen. Diese sollen daher beibehalten werden, wenngleich es von hoher Bedeutung ist, dass die in diesem Rahmen stattfindenden Debatten bei entsprechender Bedeutung auch durch die Politik aufgegriffen werden. Der Hintergrund ist, dass nicht alle Fragestellungen sinnvoll dezentral geklärt und umgesetzt werden können.

Verbesserungsbedarf gibt es zudem in Bezug auf die Bereitstellung von (Netz-)Planungsdaten. Diese sollten komplett frei verfügbar sein. Dies ist auch konsistent mit den Analyseergebnissen aus Abschnitt 4.2.3.2. Weiterhin scheint es sinnvoll, die seitens der Bundesnetzagentur erkennbaren Aktivitäten hinsichtlich eines Dialogs mit der Wissenschaft fortzuführen und ggf. zu intensivieren, um so die bei der Bundesnetzagentur vorliegende Fachexpertise langfristig begleitend zu vertiefen und laufend zu aktualisieren.

4.3.2.2.2 Öffentlicher ÜNB (öÜNB)

Im Rahmen des Organisationsmodells „öffentlicher ÜNB“ wird unterstellt, dass die vier ÜNB vollständig in das Eigentum der öffentlichen Hand (auf Bundesebene) überführt werden und auch eine entsprechende Ausrichtung der bzw. des öffentlichen Unternehmens auf die Ziele der öffentlichen

Hand erfolgt.³¹⁶ Die wesentlichen Fragen hierbei sind, inwiefern in diesem Fall eine Zusammenführung von vier ÜNB auf einen (öffentlichen) ÜNB sinnvoll ist und welche Rolle die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang spielen soll. Diese Themen werden in den Abschnitten 4.3.2.2.1 und 4.3.2.2.2 behandelt. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.3.2.2.3 eine Zusammenfassung der Ausgestaltung des Organisationsmodells, auch unter Berücksichtigung weiterer Ausgestaltungsfragen und dem Verhältnis des Modells „öÜNB“ zum Modell „SQ+“.

4.3.2.2.1 Horizontale Reform: 4-auf-1

In Abschnitt 4.3.2.1.2.1 wurde dargelegt, dass aus Perspektive der Ex-post-Analysen im Fall der Monitoring-Lösung „SQ+“ kaum Vorteile oder Nachteile in der Zusammenlegung der vier ÜNB zu einem Unternehmen bestehen dürften. Mit der Wahl einer Hierarchie-Lösung wird insbesondere der Zweck verfolgt, die Bedarfsplanung stärker an öffentlichen bzw. gesellschaftlichen Zielen auszurichten, was insbesondere auch die Planung eher kurzfristigerer Maßnahmen am Netz betrifft, die in engem Zusammenhang mit der Betriebsführung stehen (vgl. Abschnitte 4.2.1.1 und 4.3.1). Aus Perspektive der Ex-post-Analyse dürften daher Vorteile in einer Zusammenführung bestehen, da so eine übergreifende, synergieeffekte-realisierte Planung dieser Maßnahmen in enger Koordination mit einer dann – horizontal – integrierten Betriebsführung stattfinden kann.

Zudem ist es bei Hierarchie-Lösungen erforderlich, den dann öffentlichen Unternehmen auch auf einer Management-Ebene diese Ziele einzuprägen.³¹⁷ Da hierfür jeweils Kosten anfallen, liegt es im Fall von Hierarchie-Lösungen nahe, die vier ÜNB zu einem öffentlichen ÜNB zusammenzuführen.

Durch die Tatsache, dass alle vier ÜNB im Eigentum der öffentlichen Hand wären, ist nicht davon auszugehen, dass mit einer Zusammenführung in einen öffentlichen ÜNB zusätzliche politische Durchsetzungskosten bzw. rechtliche Probleme verbunden sind. Daher wird davon ausgegangen, dass im hier beschriebenen Organisationsmodell „öÜNB“ eine Zusammenführung der vier ÜNB in ein Unternehmen erfolgt.

4.3.2.2.2 Rolle der Bundesnetzagentur

Wie bereits in Abschnitt 4.3.1 erläutert wurde, besteht ein wesentlicher Vorteil einer Hierarchie- gegenüber einer Monitoring-Lösung darin, dass im Idealfall auf einen Regulierer, der ein Monitoring durchführt, verzichtet werden kann und so die entsprechenden Kosten nicht anfallen. In diesem Zusammenhang wurde aber auch deutlich, dass es durchaus gerechtfertigt sein kann, etwa in der Aufbauphase des öffentlichen Netzbetreibers, in der dessen Ausrichtung auf öffentliche Ziele vorzunehmen ist, ein etwaig bestehendes Monitoring durch einen Regulierer weiter durchzuführen: Ein derartiges (eher temporäres) System aus „Checks und Balances“ kann dazu genutzt werden, die Ausrichtung des öffentlichen Netzbetreibers auf öffentliche Ziele in Bezug auf die Netzplanung zu unterstützen. Ein längerfristig beibehaltene „Doppelstruktur“, d. h. einem öffentlichen Netzbetreiber in

³¹⁶ Beckers et al. (2014, S. 245) arbeiten heraus, dass eine private Co-Eigentümerschaft den öffentlichen Eigentümer in der Setzung von Unternehmenszielen (insbesondere wenn diese von einer reinen Gewinnmaximierung des Unternehmens abweichen) beschränkt. Daher wird in dieser Arbeit grundsätzlich davon ausgegangen, dass bei allen Organisationsmodellen mit öffentlichen Netzbetreibern ein vollständiger Übergang des Eigentums an diesen auf die öffentliche Hand erfolgt.

³¹⁷ Vgl. Abschnitt 2.2.2.2.1.

Verbindung mit einem Regulierer, der ein Monitoring der Netzplanung durchführt, scheint eher nur in Ausnahmefällen rechtfertigbar zu sein.³¹⁸

Bezüglich der konkreten Situation in Deutschland ist festzuhalten, dass die Bundesnetzagentur derzeit ein Monitoring der Netzplanung durchführt, welches jedoch verbesserungswürdig erscheint.³¹⁹ Gleichzeitig ist auch zu berücksichtigen, dass in Deutschland ein umfangreicher Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems vorangetrieben wird. Dies legt nahe, dass in dem Fall, dass ein öffentlicher ÜNB in Deutschland kurzfristig bzw. unter den derzeit vorliegenden Umständen implementiert wird, die Bundesnetzagentur während der Umsetzungsphase ein begleitendes Monitoring durchführt, um die Ausrichtung der Netzplanung auf öffentliche Ziele sicherzustellen. Dies würde jedoch grundsätzlich erfordern, dass die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt wird, ein wirksames Monitoring durchzuführen, was derzeit nicht gegeben ist. Die hierbei anfallenden Kosten scheinen jedoch auf Grund des umfangreichen Umbaus des Elektrizitätsversorgungssystems (und daraus resultierender hoher Kosten von Fehlentscheidungen bei der Netzplanung) rechtfertigbar. Wenn jedoch die Implementierung des öffentlichen ÜNB abgeschlossen ist und dieser umfänglich an öffentlichen Zielen orientiert ist, dann kann durchaus davon ausgegangen werden, dass das Monitoring durch die Bundesnetzagentur beendet werden kann. Falls zu diesem Zeitpunkt jedoch sehr umfängliche Weiterentwicklungen des Elektrizitätsversorgungssystems anstehen, könnte es – wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben – ggf. durchaus gerechtfertigt sein, ein begleitendes Monitoring durch die Bundesnetzagentur für eine gewisse Dauer weiter beizubehalten.

Mit Blick auf die Frage, inwiefern die fachliche Expertise der Bundesnetzagentur bzw. des öffentlichen ÜNB zur Elektrizitätsversorgung auch für eine weitergehende Beratung der Politik genutzt werden sollte, lässt sich festhalten, dass – wie bereits in Abschnitt 4.3.2.2.1.2.3 erläutert – dies im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht abschließend beantworten lässt, da nicht klar ist, welcher diesbezügliche Bedarf seitens der Politik tatsächlich besteht. Wie in Abschnitt 4.3.1 diskutiert, kann davon ausgegangen werden, dass diese Beratungsaufgabe grundsätzlich sowohl durch einen öffentlichen Netzbetreiber als auch eine Behörde wahrgenommen werden kann. Im Rahmen der Implementierung des hier beschriebenen Organisationsmodells eines öffentlichen ÜNB ist aber denkbar, dass die beim Regulierer freiwerdenden Ressourcen nach der erfolgreichen Ausrichtung des ÜNB auf öffentliche Ziele hierfür eingesetzt werden, sofern seitens der Politik ein entsprechender Bedarf besteht und die Qualität der Expertise des Regulierers ohne eine dauerhafte Routine in der Netzplanung aufrecht erhalten werden kann. Von einer grundsätzlich stärker die Politik beratenden Rolle der Bundesnetzagentur (bzw. des öffentlichen ÜNB) für die Politik soll jedoch, analog zum SQ+-Modell, nicht explizit ausgegangen werden.

4.3.2.2.3 Zusammenfassung und weitere Ausgestaltungsfragen

Neben der Überführung der vier ÜNB in ein öffentliches Unternehmen bestehen grundsätzlich keine großen Unterschiede zur Variante „SQ+“: Die Bundesnetzagentur führt übergangsweise weiterhin ein Monitoring durch und behält grundsätzlich ihre derzeitige Expertise bei bzw. baut sie gemäß dem

³¹⁸ Vgl. Abschnitt 4.3.1.

³¹⁹ Vgl. Abschnitt 4.3.2.2.1.1.1.

Modell „SQ+“ aus. Dies dient in erster Linie der Begleitung des Umbaus des nun öffentlichen ÜNB in Bezug auf dessen öffentliche Zielorientierung. Langfristig ist aber davon auszugehen, dass das Monitoring durch die Bundesnetzagentur obsolet wird und so auch die Vorhaltung der entsprechenden Ressourcen eingespart werden kann.

Hinsichtlich Fragen der Involvierung der Politik, d. h. insbesondere in Bezug auf die Koordination mit der Erzeugungsplanung sowie die gesetzliche Bestätigung des Bedarfsplans, hat die Diskussion in Abschnitt 4.3.1 gezeigt, dass vor allem in der Übergangsphase, in der die Bundesnetzagentur ein begleitendes Monitoring durchführt, diese sinnvoll als zwischengeschaltete Instanz zwischen Politik und öffentlichem Netzbetreiber agieren kann. Wenn das Modell „öÜNB“ vollumfänglich implementiert ist und auch das Monitoring durch die Bundesnetzagentur entfallen kann, würde die Interaktion ausschließlich zwischen Politik und öffentlichem ÜNB stattfinden. Ferner lässt sich inhaltlich nicht erkennen, dass grundsätzlich eine andere Ausgestaltung der Rolle der Politik in Bezug auf die Setzung von Zielen und Prämissen der Netzplanung sowie der abschließenden gesetzlichen Bestätigung als im Modell „SQ+“ sinnvoll wäre.

Grundsätzlich gilt für die Frage des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure ähnliches: Einerseits hat sich das System öffentlicher Konsultationen bewährt; andererseits ist die Bereitstellung von (Netz-)Planungsdaten ebenso wie im Modell „SQ+“ zu verbessern. Im Unterschied zur Involvierung der Politik liegen hier jedoch gewichtige Argumente vor, den öffentlichen ÜNB schon von Beginn an umfangreich der ergänzenden Kontrolle durch gesellschaftliche Akteure auszusetzen bzw. auch, die bei diesen vorliegende Expertise dadurch nutzbar zu machen, dass die entsprechenden Planungsdaten veröffentlicht werden: Es ist davon auszugehen, dass dies geeignet ist, in der Phase der Ausrichtung des ÜNB auf die öffentlichen Ziele unterstützend zu wirken. Wenn diese Ausrichtung des öffentlichen ÜNB abgeschlossen ist, ist die beschriebene Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure natürlich fortzusetzen.³²⁰

Wie schon mehrfach angesprochen und wie in Abschnitt 4.4.1.2 noch vertieft diskutiert werden wird, dürfte in Bezug auf die Umsetzung des Organisationsmodells „öÜNB“ neben der Realisierung des Eigentumsübergangs die „Einprägung“ eines öffentlichen Zielsystems bei dem öffentlichen ÜNB eine erhebliche Herausforderung darstellen. Die Ursache hierfür ist, dass hierzu innerbetriebliche Kontroll- und Überwachungssysteme bzw. Managementstrukturen, die bislang weitestgehend auf die Erzielung von Unternehmensgewinnen ausgerichtet waren nun – in Bezug auf die lang- und kurzfristige Netzplanung – auf eine Orientierung an öffentlichen Zielen umzugestaltet sind. Beckers et al. (2014, S. 244 f.) greifen in diesem Zusammenhang die Frage auf, inwiefern sich aus der Erfordernis einer teilweise recht tiefgehenden Steuerung eines öffentlichen Unternehmens durch die öffentliche Hand Implikationen für die zu wählende Rechtsform ableiten lassen. Sie kommen zum Ergebnis, dass im Falle einer Aktiengesellschaft für den Eigentümer nur sehr begrenzte Möglichkeiten bestehen, dem Unternehmen detaillierte Vorgaben zu machen, insbesondere solche, die von einer idealtypischen Gewinnmaximierung abweichen. Gerade für den Fall der Netzplanung hat sich jedoch gezeigt, dass die Setzung von Anreizen – etwa zur Maximierung eines sich aus diversen regulatorischen

³²⁰ Vgl. für die Überlegungen in diesem Absatz auch Abschnitt 4.3.1.

Nebenbedingungen ergebenden Gewinns – nicht sinnvoll ist.³²¹ Günstiger hingegen dürfte in dieser Hinsicht die Wahl einer GmbH sein: Hier betonen Beckers et al., dass dann deutlich umfangreichere Möglichkeiten der Etablierung von detaillierten Vorgaben und auch der (politischen bzw. behördlichen) Überwachung des Handelns des Unternehmens bestehen. Diese Möglichkeit dürfte daher wie diskutiert gerade in der Phase der Ausrichtung des öffentlichen Unternehmens von erheblicher Wichtigkeit sein. Insofern dürfte also eine GmbH grundsätzlich einer AG als Rechtsform vorzuziehen sein. Ferner weisen Beckers et al. darauf hin, dass auch die Rechtsform einer Anstalt öffentlichen Rechts denkbar wäre (wenngleich dann nicht mehr von einem öffentlichen *Unternehmen* die Rede sein könnte). Diese bietet grundsätzlich die Möglichkeit der Etablierung umfangreicher Überwachungs- und Kontrollstrukturen, die jedoch gesetzlich verankert werden müssen. Eine Änderung dieser Strukturen müsste gleichermaßen gesetzlich erfolgen. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass eine GmbH eine sinnvolle Rechtsform für den öffentlichen Netzbetreiber darstellt. Eine Änderung der Rechtsform wäre zudem nicht erforderlich, da zumindest derzeit die vier deutschen ÜNB GmbHs sind. Die hier vorgestellten Überlegungen können jedoch – wie auch Beckers et al. betonen – nur ein erster Anhaltspunkt sein. Im Zuge einer konkreten Implementierung des Modells „öÜNB“ wären Fragen der zu wählenden Rechtsform unter Einbezug juristischer Expertise detailliert zu prüfen.

4.3.2.2.3 Öffentlicher ISO (öISO)

Die Variante „öffentlicher ISO“ unterscheidet sich vom vorstehend erläuterten Organisationsmodell „öffentlicher ÜNB“ nur insofern, als dass angenommen wird, dass das Eigentum an den Netz-Assets nicht im Eigentum des öffentlichen Netzbetreibers ist. Diese Variante wird, wie in Abschnitt 4.3.1 dargelegt, insbesondere mit Blick auf gegebenenfalls reduzierte Ex-ante-Transaktionskosten im Vergleich zur „öÜNB“-Lösung betrachtet. Wie bereits in Abschnitt 4.2.1.2 diskutiert wurde, bestehen zwar Schnittstellen zwischen dem Asset-Eigentum und dem Anlagenmanagement einerseits und der Betriebsführung andererseits, diese sind jedoch in zahlreichen, weltweit etablierten ISO-Modellen so gelöst, dass sie nicht zu grundsätzlichen Problemen führen.³²² Die Trennung von Asset-Eigentum und Anlagenmanagement scheint möglich, geht aber ggf. mit gewissen Schnittstellenproblemen einher und ist im Hinblick auf die Überlegung, dass insbesondere der Umfang der Funktionen bzw. Aufgaben eines ÜNB, der in die öffentliche Hand überführt wird, ex-ante-Transaktionskosten-steigernd wirkt, nicht sonderlich erstrebenswert. Daher wird im Folgenden davon ausgegangen, dass im Rahmen des Modells „öISO“ Anlageneigentum und -management von den übrigen Funktionen abgetrennt werden. Die Abtrennung sonstiger Funktionen (insbesondere zur Koordination der Netznutzung und zur Kontrahierung von Systemdienstleistungen) von Bedarfsplanung und Betriebsführung hingegen wird nicht erwogen, da hier durchaus nicht-triviale Schnittstellen bestehen.³²³

³²¹ Vgl. Abschnitt 4.1.1.

³²² Vgl. für (zahlreiche) internationale Erfahrungen mit ISO-Modellen auch Pollitt (2012). Die vorliegenden internationalen Erfahrungen untermauern die Annahme, dass entsprechende Schnittstellenprobleme bzw. Ex-post-Probleme beherrschbar sind.

³²³ Vgl. Abschnitt 4.2.1.2.

4.4 Abschließende komparative Analyse unter Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten für den Fall Deutschlands

In den folgenden Abschnitten 4.4.1 und 4.4.2 werden die in Abschnitt 4.3 ermittelten Organisationsmodelle einer abschließenden Analyse und Bewertung in Bezug auf Pfadabhängigkeiten für den konkreten Fall Deutschlands unterzogen. Die Analyse und Bewertung stützt sich dabei in erster Linie auf das übergeordnete Ziel der Minimierung gesamtgesellschaftlicher Kosten.

Zunächst wird in Abschnitt 4.4.1 eine Analyse von Pfadabhängigkeiten durchgeführt. Dabei wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Organisationsmodelle in einer Ausgangssituation realisiert werden, die dem derzeitigen Status quo in Deutschland entspricht. Abschließend wird in Abschnitt 4.4.2 eine übergreifende, vergleichende Bewertung der Organisationsmodelle vorgenommen, bei der die Ergebnisse der Analysen aus den Abschnitten 4.2, 4.3 und 4.4.1 zusammengeführt werden.

4.4.1 Analyse von Pfadabhängigkeiten

Für die Analyse von Pfadabhängigkeiten wird auf die bereits in der Darstellung des Untersuchungsansatzes in Abschnitt 2.1.2.3.2 vorgestellte Gliederung der Ex-ante-Analysen in (i) Kosten des Designs institutioneller Lösungen, (ii) Kosten der politischen Durchsetzung sowie (iii) Kosten der Implementierung zurückgegriffen.

Bezüglich der Kosten des Designs institutioneller Lösungen ist anzumerken, dass ein Teil dieser Kosten bereits durch die in dieser Arbeit vorliegende Analyse versunken und somit nicht mehr relevant ist. Dennoch werden bei der Entscheidung für ein bestimmtes Organisationsmodell zusätzliche Kosten für die weitere (Detail-)Ausgestaltung anfallen, die für die einzelnen Organisationsmodelle noch anzugeben sind.

Mit Bezug auf die Kosten der politischen Durchsetzung ist, wie bereits in Abschnitt 2.1.2.3.2 erläutert, in erster Linie zu untersuchen, auf welcher Normebene die entsprechenden Entscheidungen umzusetzen sind. Dabei wird aber auch (am Rande) berücksichtigt, inwiefern Verteilungswirkungen der politischen Entscheidungen absehbar sind und inwiefern sich diese ggf. auf die Kosten der politischen Durchsetzung auswirken. Zudem wird auch geprüft, ob die erforderlichen politischen Entscheidungen mit sonstigen potentiell umfangreichen Konflikten einhergehen, bzw. inwiefern entsprechende Anhaltspunkte bestehen. Letzteres dient aber nicht dazu, die Kosten der politischen Durchsetzung zu ermitteln, sondern dazu, etwaige Umsetzungsschwierigkeiten – die zwar nicht die normative Vorteilhaftigkeit beeinflussen, aber sich auf die faktische Realisierbarkeit der politischen Entscheidungen auswirken – zu identifizieren.

Zu den Implementierungskosten zählen die konkret für die Etablierung des Organisationsmodells bzw. der institutionellen Lösung anfallenden Kosten. Beispiele hierfür sind etwa die Kosten für die Umstrukturierung von Organisationen oder auch Kosten des Aufbaus von Wissen, welche bereits in Abschnitt 4.2.1.1 diskutiert worden sind. Ebenso werden hierzu Kosten bzw. Probleme im Zusammenhang mit der gerichtlichen Überprüfung des gewählten Organisationsmodells gezählt.

In den folgenden Abschnitten 4.4.1.1 bis 4.4.1.3 werden die Organisationsmodelle (SQ+, öÜNB und öISO) einzeln untersucht, wobei die Analysen, wie in Abschnitt 4.3.2, aufeinander aufbauen:

Identische Analysen werden in später diskutierten Organisationsmodellen nicht nochmals durchgeführt.

4.4.1.1 Status quo+ (SQ+)

Im Rahmen der Umsetzung des Organisationsmodells „SQ+“ ist insbesondere eine Erweiterung der bereits bei der Bundesnetzagentur vorhandenen Netzplanungskompetenz vorzunehmen. Weiterhin ist die Planung (bzw. insbesondere auch auf Seiten der Bundesnetzagentur) „robuster“ zu gestalten, insbesondere in Hinsicht auf die begrenzte Aussagekraft (teils auch eher kurzfristiger) politischer Überlegungen zur Erzeugungsplanung. Zudem wäre es grundsätzlich günstig, wenn seitens der Politik deutlichere Positionierungen bezüglich der Erzeugungsplanung vorgenommen würden – dieser Aspekt kann aber wegen seiner komplexen politischen Implikationen nicht in Hinsicht auf seine Umsetzung analysiert werden. Darüber hinaus ist im Organisationsmodell „SQ+“ eine umfassende Datentransparenz vorgesehen, welche auch zum Ziel hat, das (bereits bestehende) Wissensmanagement bei der öffentlichen Hand, hier also der Bundesnetzagentur, zu verbessern. Die Auswirkungen dieser Aspekte werden in den folgenden drei Abschnitten hinsichtlich Designkosten, Kosten politischer Durchsetzung und Implementierungskosten untersucht.

4.4.1.1.1 Designkosten

Die Designkosten für das Organisationsmodell „SQ+“ umfassen neben den Kosten für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen insbesondere Kosten, die im Zusammenhang mit der detaillierten Umsetzungsplanung der Vertiefung der Netzplanungskompetenzen auf Seiten der Bundesnetzagentur anfallen. Hierzu ist eine entsprechend umfassende Analyse der derzeitigen Tätigkeitsdurchführung und der bestehenden sowie zukünftig benötigten (Personal-)Ressourcen in Bezug auf das Monitoring der Netzplanung erforderlich. Auf Basis der Analyse ist dann abzuleiten, wie viel Personal mit welcher Qualifikation einzustellen ist und welche Auswirkungen dies auf die Organisation der Tätigkeitsdurchführung seitens der Bundesnetzagentur hat. Es ist davon auszugehen, dass für die diese Planungen eher moderate Kosten anfallen.

4.4.1.1.2 Kosten der politischen Durchsetzung

In Bezug auf die politische Durchsetzung sind im Organisationsmodell „SQ+“ zwei Aspekte relevant:

- Erstens ist dies die Bewilligung der Haushaltsmittel, um die entsprechende Weiterentwicklung der Netzplanungskompetenz seitens der Bundesnetzagentur zu ermöglichen. Konkret umfasst dies zunächst die im vorangegangenen Abschnitt genannten Designkosten und die Implementierungskosten, welche noch in Abschnitt 4.4.1.1.3 diskutiert werden. Darüber hinaus sind auch die dauerhaften Kosten der verbesserten Ausstattung der Bundesnetzagentur, insbesondere für zusätzliches Personal, hierzu zu zählen.
- Zweitens ist eine Regelung erforderlich, die die Umsetzung der im Organisationsmodell „SQ+“ vorgesehenen Bereitstellung von Netzplanungsdaten gewährleistet.

Die Bewilligung der Mittel für die Bundesnetzagentur erfolgt grundsätzlich durch Bundesgesetz. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die entsprechenden Mittel zum so genannten „Kernhaushalt“ zu zählen sind und somit unmittelbar „defizitwirksam“ sind, d. h. ihre Verausgabung unterliegt sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene Regeln zur Begrenzung der Neu- bzw.

Gesamtverschuldung des Staates.^{324, 325} Auf nationaler Ebene ist die sog. „Schuldenbremse“ in Art. 115 GG verankert und wird durch das „Artikel-115-Gesetz“ (G 115) konkretisiert. Ihr wesentlicher Inhalt ist, dass die jährliche Neuverschuldung (seitens des Bundes) 0,35 % des nominalen Bruttoinlandsprodukts nicht überschreiten darf. Allerdings sind Abweichungen zum Ausgleich von konjunkturbedingten Schwankungen und für Sonderfälle („Naturkatastrophen und außergewöhnliche Notsituationen“) zugelassen, die für die hier vorliegende Betrachtung jedoch keine Rolle spielen. Auf europäischer Ebene schreibt der Artikel 126 AEUV in Verbindung mit dem zugehörigen Protokoll Nr. 12 sowohl Grenzen der jährlichen Neuverschuldung als auch des gesamten Schuldenstandes vor. Die jährliche Neuverschuldung ist auf 3 %, und die Schuldenstandsquote auf 60 % des Bruttoinlandsprodukts begrenzt.³²⁶ Die unterschiedlichen Grenzen der Neuverschuldung in den Regelungen auf nationaler und europäischer Ebene beziehen sich jedoch auf unterschiedliche Größen: Während sich die Regelungen des G 115 – wie schon erwähnt – auf den Bund beziehen, verweisen die europäischen Vorgaben einerseits auf den Gesamtstaat und sind andererseits in Bezug auf die anzurechnenden Haushaltspositionen weiter gefasst. Auch wenn die Beträge, die erforderlich sind, die entsprechenden Netzplanungskompetenzen bei der Bundesnetzagentur weiterzuentwickeln, in Relation zum übrigen Bundeshaushalt eher gering sein dürften, wird deutlich, dass durch die vorgenannten Regeln Haushaltsmittel aus Perspektive der politischen Akteure „knapp“ sind und eine Verwendung von Haushaltsmitteln für einen bestimmten Zweck grundsätzlich mit einer Nicht-Verwendung für einen konkurrierenden Zweck einhergeht. Daher ist davon auszugehen, dass zumindest die Möglichkeit besteht, dass die Bereitstellung der erforderlichen Mittel Gegenstand einer (ggf. auch nicht sachlich, sondern nur taktisch rechtfertigbaren) Auseinandersetzung zwischen politischen Akteuren im Parlament ist, obwohl die grundsätzlichen Verteilungswirkungen der Maßnahme eher gering sein dürften. Insofern ist die politische Durchsetzbarkeit nicht als besonders problematisch einzuschätzen, unterliegt aber den möglichen Komplikationen, die für jedwede Bereitstellung von Mitteln aus dem (Kern-)Haushalt auch gelten.

Die Gewährung der Transparenz von Netzplanungsdaten für Dritte erfolgt im Rahmen des Netzplanungsprozesses derzeit auf gesetzlicher Basis (§ 12f Abs. 2 EnWG), ist jedoch, wie bereits diskutiert, unnötig restriktiv und wäre im Rahmen der Umsetzung des Organisationsmodells „SQ+“ entsprechend anzupassen. Da nicht erkennbar ist, dass dem andere rechtliche Regelungen entgegenstehen, wäre eine einfache Änderung des § 12f EnWG möglich, die zudem unkompliziert im Rahmen der regelmäßigen Änderungen des Energierechts erfolgen könnte. Die entsprechende Beschlussfassung einer grundsätzlich freien Verfügbarkeit sollte trotz des Erfordernisses einer gesetzlichen Regelung generell unproblematisch erfolgen können, da nicht erkennbar ist, inwiefern damit (politisch relevante bzw. problematische) Verteilungswirkungen einhergehen; gleiches gilt in Bezug auf Kosten. Dieser Eindruck wird auch untermauert durch das in Abschnitt 4.2.3.2 genannte Beispiel der weitgehend ohne explizite politische Entscheidungen erfolgten Entwicklungen zur

³²⁴ Ein anderer Fall würde vorliegen, wenn die Bundesnetzagentur durch Zahlungen von den durch sie regulierten Übertragungsnetzbetreibern finanziert werden würde, was jedoch in Deutschland nicht der Fall ist und wovon im Folgenden auch nicht ausgegangen werden soll.

³²⁵ Vgl. Reischmann (2014).

³²⁶ Vgl. Braakmann/Forster (2015, S. 195).

Gewährung einer umfangreicheren (wenn auch noch nicht befriedigenden) Netzdatentransparenz im Kontext des Flow-based-Market-Coupling in der CWE-Region, der europäischen Netzentwicklungspläne sowie einzelner Übertragungsnetzbetreiber bzw. Länder.

4.4.1.1.3 Implementierungskosten

Für die Implementierung des Organisationsmodells fallen in erster Linie Kosten des Wissensaufbaus bei der Bundesnetzagentur an. Diese umfassen die Auswahl und Einstellung geeigneten Personals (die entsprechende Personal-Bedarfsplanung hätte schon entsprechend in der vorgelagerten Designphase zu erfolgen, vgl. Abschnitt 4.4.1.1.1) und den Wissensaufbau bei den Mitarbeitern selbst bzw. organisationelle Begleitmaßnahmen der Wissensweiterentwicklung bei der Bundesnetzagentur. Die Kosten der Wissensweiterentwicklung dürften vor allem (Arbeits-)Zeitkosten sein, evtl. aber auch Kosten für die Beschaffung von Software bzw. den Austausch mit anderen Praktikern. In gewissen engen Grenzen könnte auch die Beauftragung von Beratungsleistungen sinnvoll zum Wissensaufbau beitragen, womit ebenfalls Kosten einhergehen. In Hinblick auf die Beauftragung von Beratungsleistungen zum nachhaltigen Aufbau von fachlicher Expertise bei der Bundesnetzagentur ist jedoch zu berücksichtigen, dass hierbei Wissen übertragen werden soll, das in weiten Bereichen als eher implizit bzw. personen-/tätigkeitsgebunden einzuordnen ist. Dies erfordert, dass auf Seiten der Bundesnetzagentur eine entsprechende organisatorische Einbettung gewährleistet ist, mithin der Wissensaufbau also ein umfassendes Engagement nicht nur bei den Beratern, sondern auch den Beratenen erfordert.³²⁷ Kozica et al. (2013) sprechen hier auch von „organisationalem“ Lernen. Ferner gilt es zu berücksichtigen, dass seitens der Berater auch Fehlanreize vorliegen können, ihr Wissen nicht umfangreich zu offenbaren, um so eine für sie lukrative Abhängigkeitsbeziehung zum Auftragnehmer zu etablieren.³²⁸ Zudem können Berater auch dadurch Fehlanreizen unterliegen, dass sie umfangreich von anderen Auftraggebern abhängig sind.

4.4.1.2 Öffentlicher ÜNB (öÜNB)

Im Falle der Umsetzung des Organisationsmodells „öffentlicher ÜNB“ sind grundsätzlich die für den Fall des Organisationsmodells „SQ+“ vorgesehenen Maßnahmen ebenso umzusetzen; insofern werden diese hier nicht nochmal diskutiert. Es gibt allerdings eine Ausnahme: Die Zugänglichmachung der Planungsdaten könnte im Falle eines öffentlichen ÜNB (in Abhängigkeit von dessen Rechtsform) wohl ohne Gesetzesänderung erreicht werden.³²⁹ Zusätzlich dazu ist die Überführung der vier ÜNB in das Eigentum der öffentlichen Hand (d. h. den Bund) und die anschließende Zusammenlegung (vgl. Abschnitt 4.3.2.2.2.1) durchzuführen. Damit geht auch einher, dass dem nun öffentlichen ÜNB ein „öffentliches Zielsystem“ einzuprägen ist. Diese zusätzlichen Aufgaben bedingen Kosten in allen drei Kategorien (Designkosten, Kosten der politischen Durchsetzung sowie der Implementierung). In Bezug auf die Überführung der vier ÜNB in das Eigentum des Bundes sind zwei Fälle zu unterscheiden: Dies sind (i) der vollständige Erwerb (auf freiwilliger Basis) der ÜNB oder (ii) eine Enteignung auf gesetzlicher Basis. Ein alternativer, stückweiser Erwerb von Eigentum an neu zu

³²⁷ Vgl. Abschnitt 2.2.2.2.2.

³²⁸ Vgl. Kozica et al. (2013).

³²⁹ Vgl. Abschnitt 4.3.2.2.2.3.

errichtenden Assets, der generell auch möglich wäre,³³⁰ wird nicht berücksichtigt, da er keinerlei Beitrag zum Erwerb eines ÜNB inkl. der Planungs- und Betriebsführungsfunktion leistet. Weiterhin wird davon abgesehen, explizit Fälle zu diskutieren, in denen nicht alle vier ÜNB in das Eigentum der öffentlichen Hand überführt werden.

4.4.1.2.1 Designkosten

Neben der Frage der unmittelbaren politischen Durchsetzbarkeit einer Verstaatlichungslösung und der Einprägung eines „öffentlichen Zielsystems“ im Rahmen der Implementierung nimmt die zu den Designkosten zählende Bestimmung der Höhe der Kaufsumme bzw. der Entschädigung eine gewichtige Rolle in Bezug auf die Umsetzung des Eigentumsübergangs ein:

- Sowohl im Falle eines Kaufs als auch einer Enteignung besteht die Herausforderung, die entsprechende Summe nicht zu hoch zu wählen: Neben grundsätzlichen Nachteilen aus Sicht der öffentlichen Hand besteht in diesem Fall die Gefahr, dass die sonst grundsätzlich nicht defizitwirksame Bereitstellung der Kauf-/Entschädigungssumme durch die öffentliche Hand doch defizitwirksam wird. Dadurch würden die Kosten der politischen Durchsetzung bzw. faktische Umsetzungsprobleme deutlich zunehmen. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 4.4.1.2.2 erläutert.
- Im Fall einer Enteignung ist zudem darauf zu achten, dass die Entschädigungssumme nicht zu niedrig gewählt wird: Eine zu niedrige Entschädigungssumme kann dazu führen, dass transaktionskostenintensive Nachbesserungen (entweder durch den Gesetzgeber oder die ausführende Verwaltung) erforderlich werden, die die Implementierungskosten steigern. Dies wird in Abschnitt 4.4.1.2.3 diskutiert.

Somit wird deutlich, dass auf Seiten der öffentlichen Hand ein gewisser Ressourcen- bzw. Wissensbedarf besteht, die Umsetzung des Kaufes oder der Enteignung vorzubereiten. Zudem sind im Falle eines Kaufs der ÜNB Fragen zur Verhandlungs- bzw. Bietstrategie zu klären, die ebenfalls einen gewissen Bedarf an Wissen bzw. Expertise erfordern, womit ebenfalls Kosten einhergehen, die den Designkosten zuzuordnen sind.³³¹ Weiterhin zu den Designkosten zu zählen sind ferner die vertieften Analysen zur Rechtsformwahl des öffentlichen ÜNB.³³²

4.4.1.2.2 Kosten der politischen Durchsetzung

Mit Blick auf die Kosten der politischen Durchsetzung lässt sich zunächst festhalten, dass sowohl für einen Kauf als auch eine Enteignung ein entsprechendes Gesetz erforderlich ist, über das die benötigte Summe unmittelbar aus dem Bundeshaushalt oder mittelbar (d. h. über eine Kreditaufnahme eines öffentlichen Unternehmens) zur Verfügung gestellt wird.³³³

In diesem Zusammenhang ist insbesondere die Frage nach der „fiskalischen Sichtbarkeit“ bzw. der Defizitwirksamkeit der Entschädigungszahlung bzw. der Kaufsumme relevant. Wie bereits im Rahmen

³³⁰ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 249 f.).

³³¹ Vgl. hierzu auch Beckers et al. (2014, S. 236 f.).

³³² Vgl. Abschnitt 4.3.2.2.3.

³³³ Vgl. für den Fall des Erwerbs auch Beckers et al. (2014, S. 235 f.). Die Einschätzung für den Fall der Enteignung beruht auf Gesprächen, die mit RAUE LLP im Rahmen des Projektes E-Plan geführt worden sind.

der politischen Durchsetzung der Bereitstellung staatlicher Haushaltsmittel für die Erweiterung der netzplanerischen Fähigkeiten bei der Bundesnetzagentur (in Abschnitt 4.4.1.1.2) diskutiert, ist die Zuweisung von Haushaltsmitteln grundsätzlich Beschränkungen unterworfen, die das Ziel haben, die Gesamtverschuldung und jährliche Neuverschuldung des Staates bzw. des Bundes zu begrenzen. Regelungen zur Begrenzung der Staatsverschuldung existierten in Deutschland bereits in der Weimarer Reichsverfassung, ließen jedoch grundsätzlich die Kreditaufnahme für „werbende Zwecke“ zu, d. h. dass die Rückflüsse aus dem zu finanzierenden Vorhaben zumindest die laufenden Kosten sowie Zins und Tilgung des Kredites decken mussten.³³⁴ Diese Regelung, die sich in gewisser Weise aus betriebswirtschaftlicher bzw. handelsrechtlicher Perspektive als Ausnahme von vermögensneutralen Transaktionen bzw. Bilanzverlängerungen von den Regelungen zur Begrenzung der Staatsverschuldung verstehen lässt, wurde später auch als „Goldene Regel“ bezeichnet und fand sich – in unterschiedlicher Ausgestaltung über die Zeit – auch im deutschen Grundgesetz wieder.³³⁵ Nachdem es auf den Bundeshaushalt 2011 erstmals Anwendung fand, konkretisiert aktuell das G 115 in § 3, dass „Ausgaben für den Erwerb von Beteiligungen“ nicht unter die Bestimmungen der Schuldenbremse fallen, d. h. dass der Erwerb von Unternehmensbeteiligungen grundsätzlich durch eine Kreditaufnahme finanziert werden kann, die den Spielraum zur Gestaltung des Kernhaushalts nicht einengt. Diese als „finanzielle Transaktionen“ bezeichneten Einnahmen bzw. Ausgaben sind analog auch von den Regeln der europäischen Schuldenbremse ausgenommen.³³⁶ In beiden Fällen besteht jedoch eine besondere Herausforderung darin, die Höhe der relevanten Zahlung so zu bestimmen, dass diese in Bezug auf die zu erwerbenden Unternehmensbeteiligungen angemessen ist: Ist sie zu hoch, würde sie wieder defizitwirksam werden. Der Hintergrund ist, dass ansonsten die Ausnahme der „finanziellen Transaktion“ zur Kaschierung grundsätzlich defizitwirksamer Vorgänge genutzt werden könnte.³³⁷ Anzumerken bleibt noch, dass der § 3 G 115 auch für den Fall von Enteignungen anwendbar scheint.³³⁸

Bedeutsam für die politische Durchsetzbarkeit dürfte daher sein, die Bereitstellung der Kaufsumme bzw. der Entschädigungszahlung so zu gestalten, dass diese nicht defizitwirksam wird, da sie deutlich höher sein dürfte, als die unzweifelhaft defizitwirksamen Mehrausgaben, die zur Herstellung eines wirksamen Monitorings durch die Bundesnetzagentur benötigt werden.³³⁹

Für den Fall, dass die Überführung der vier ÜNB in das Eigentum der öffentlichen Hand bzw. des Bundes mittels einer Enteignung bewerkstelligt werden soll, ist zudem zu berücksichtigen, dass diese grundsätzlich ein entsprechendes Gesetz erfordert.³⁴⁰ Im konkreten Fall ist von einer sog. Legalenteignung auszugehen, d. h. dass ein Gesetz speziell zum Zweck der Verstaatlichung der vier ÜNB erlassen wird. Eine Administrativenteignung hingegen, d. h. dass ein Gesetz nur abstrakt die

³³⁴ Vgl. Goworek/Sellering (2015, S. 221 f.).

³³⁵ Vgl. Goworek/Sellering (2015, S. 223 ff.).

³³⁶ Vgl. Braakmann/Forster (2015, S. 212).

³³⁷ Vgl. hier ebenso Braakmann/Forster (2015, S. 212).

³³⁸ Diese Einschätzung beruht auf Gesprächen, die mit RAUE LLP im Rahmen des Projektes E-Plan geführt worden sind.

³³⁹ Vgl. Abschnitt 4.4.1.1.2.

³⁴⁰ Vgl. Art. 14 Abs. 3 GG.

Möglichkeit einer Enteignung vorgibt und eine ausführende Verwaltung entsprechend ermächtigt wird, ist hier nicht sinnvoll, da nur einmal für einen bestimmten Zweck enteignet werden soll und nicht eine Regelung für eine wiederholte Anwendung der Enteignung auf ähnlich gelagerte Fälle etabliert werden soll.^{341, 342} Zwar dürften sich (ökonomische) Verteilungswirkungen in Grenzen halten, wenn die Entschädigungssumme adäquat gewählt wird, und auch eine so bewirkte Haushaltsneutralität sollte sich prinzipiell positiv auf das Erreichen einer politischen Mehrheit auswirken. Dennoch scheint es durchaus plausibel, dass Umfang und Art dieses (wirtschafts-)politischen Eingriffs nicht vereinbar mit bestimmten politischen Überzeugungen bzw. Paradigmen sind. Dieser Aspekt ist zwar nicht geeignet, eine normative Einordnung der Maßnahme zu treffen, kann jedoch in der praktischen Umsetzung des Organisationsmodells ein ernsthaftes Hindernis darstellen, wenn sich als Konsequenz daraus die erforderliche Mehrheit zur Verabschiedung des Gesetzes nicht erzielen lässt.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass für die im Rahmen der Implementierung anfallenden Kosten (insbesondere Zusammenlegung der vier ÜNB zu einem Unternehmen und Einprägung eines öffentlichen Zielsystems) ggf. Mittel aus dem Bundeshaushalt bereitzustellen sind. Hierfür dürften dann die in dieser Hinsicht bereits in Abschnitt 4.4.1.1.2 diskutierten Überlegungen analog gelten. Insgesamt ist dieser Aspekt wohl ebenfalls als nicht besonders problematisch einzuschätzen – auch, weil die Mittel nur einmalig bereitgestellt werden müssen.

4.4.1.2.3 Implementierungskosten

Die möglichen Kosten und Probleme der Implementierung des Organisationsmodells „öÜNB“ lassen sich in zwei Kategorien unterteilen: Zunächst sind die (i) unmittelbaren Kosten der konkreten Realisierung des Organisationsmodells zu berücksichtigen. Zudem besteht für den Fall einer Enteignung die Gefahr, dass die (ii) gerichtliche Überprüfung des Gesetzes bzw. dessen Umsetzung zu zeitlichen Verzögerungen oder gar einer Verhinderung der Umsetzung des Organisationsmodells führt. Diese beiden Aspekte werden im Folgenden diskutiert.

Mit Blick auf die erstgenannte Kategorie (i) ist festzuhalten, dass, sobald die vier ÜNB in das Eigentum der öffentlichen Hand übergegangen sind, erstens eine entsprechende Zusammenlegung zu einem Unternehmen sowie zweitens auch die Einprägung eines öffentlichen Zielsystems auf Management-Ebene vorzunehmen sind. Beide Aufgaben dürften umfangreiche Detailarbeit in Bezug auf die Abbildung einzelner Unternehmensprozesse und deren anschließenden Umbau erfordern. Die hierzu benötigten Ressourcen könnten entweder vollständig von der öffentlichen Hand direkt aufgewendet werden oder aber federführend durch die öffentliche Hand mit Unterstützung privater Beratungsunternehmen bereitgestellt werden. Letztere Variante scheint plausibler, da insbesondere die Aufarbeitung von Unternehmensprozessen grundsätzlich nicht zu den Kernkompetenzen der öffentlichen Hand gehört und auch die Ressourcen hierfür nicht ohne weiteres zur Verfügung stehen dürften. Insofern ist mit entsprechenden Kosten zu rechnen. Wie schon bei der Diskussion von

³⁴¹ Die Möglichkeit einer Administrativenteignung eröffnet z. B. der § 45 EnWG, dieser regelt die Enteignung von Grundstücken, falls dies für die Realisierung von planfestgestellten Hochspannungs- und Gasversorgungsleitungen erforderlich ist.

³⁴² Die Überlegungen zu den rechtlichen Fragen von Enteignungslösungen (Legal-/Administrativenteignung) haben sich aus Gesprächen ergeben, die im Rahmen des Projektes E-Plan mit RAUE LLP geführt worden sind.

Implementierungskosten für das Organisationsmodell „SQ+“ erläutert wurde, ist dabei aber zu berücksichtigen, dass der Einbezug externer Berater gewisse Probleme mit sich bringen kann, insbesondere wenn eher implizites Wissen übertragen werden soll. Daher erscheint im konkreten Fall eine Unterstützung bei der Zusammenlegung der Unternehmen, gerade mit Blick auf die Strukturierung unproblematischer Prozesse, eher denkbar als die Unterstützung der öffentlichen Hand bei der Etablierung einer im Unternehmen verankerten Orientierung an den Zielen der öffentlichen Hand. Daher ist davon auszugehen, dass insbesondere die tatsächlichen personellen und fachlichen Ressourcen für die letztgenannte Aufgabe eher durch die öffentliche Hand aufgebracht werden müssen.

Für die zweite Kategorie (ii), die sich auf eine Enteignungslösung bezieht, sind im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung des Gesetzes bzw. dessen Anwendung grundsätzlich zwei Fälle denkbar: Der eine ist die Überprüfung der Höhe der Entschädigungssumme, der andere die Überprüfung der grundsätzlichen Verfassungsmäßigkeit des Eingriffs.³⁴³ In Bezug auf die Überprüfung der Höhe der Entschädigungszahlung sind zwei unterlagerte Fälle zu unterscheiden: Es können zunächst Zweifel an der Anwendung des im Gesetz festgelegten Maßstabes in Bezug auf die Entschädigungshöhe bestehen. Ist dies der Fall, muss die verwaltungsseitige Umsetzung der Bestimmung der Entschädigungshöhe korrigiert werden, was somit lediglich an dieser Stelle zu Verzögerungen bzw. auch Transaktionskosten führt, während das Gesetz selbst gültig bleibt. Bestehen jedoch Zweifel an der Angemessenheit des im Gesetz formulierten Maßstabes zur Bestimmung der Entschädigungshöhe, besteht die Möglichkeit, dass das Gesetz selbst durch das Bundesverfassungsgericht für ungültig erklärt wird. In einem solchen Fall müsste der Gesetzgebungsprozess mit seinen im vorhergehenden Abschnitt geschilderten Herausforderungen nochmals durchlaufen werden. Gleiches würde auch für den Fall gelten, dass ein konkreter Geldbetrag im Gesetz genannt worden wäre, welcher im Rahmen der gerichtlichen Prüfung als unangemessen beurteilt wird. In den Fällen, in denen der Gesetzgebungsprozess noch einmal durchgeführt werden muss, ist daher mit erheblich größeren Verzögerungen und auch Umsetzungsschwierigkeiten als in dem Fall zu rechnen, in dem lediglich die Ausführung des Gesetzes zu korrigieren ist.

Neben möglichen Komplikationen in Bezug auf die Bestimmung der Entschädigungshöhe ist aber auch zu klären, ob die Enteignung in der Sache verfassungsgemäß wäre: Art. 14 Abs. 3 GG stellt gewisse Hürden auf, die grundsätzlich das Vorliegen gewichtiger Gründe für eine Enteignung erfordern. Dies ist nicht unproblematisch, da in Bezug auf die Netzplanung der relative Vorteil einer Hierarchie-Lösung gegenüber der Umsetzung einer im Vergleich zum Status quo verbesserten Lösung (SQ+) lediglich darin besteht, dass die Planung von kurzfristigeren und vom Volumen her kleineren Maßnahmen am Übertragungsnetz, jenseits von Leitungsausbauten, einer besseren Kontrolle unterliegt bzw. diesbezügliche Opportunismuspotentiale reduziert sind und dass grundsätzlich (im konkreten Fall mittel- bis langfristig) ein begleitendes Monitoring der Netzplanung durch die Bundesnetzagentur eingespart werden kann. Es gibt jedoch weitere Gründe, die für eine

³⁴³ Die Analyse der beiden Fälle basiert umfangreich auf Gesprächen, die im Rahmen des Projektes E-Plan mit RAUE LLP geführt worden sind.

Enteignung sprechen können.³⁴⁴ Durch eine so realisierte öffentliche Eigentümerschaft besteht die Chance, dass die sonstigen regulatorischen Probleme jenseits der langfristigen Netzausbauplanung (ganz allgemein Überrenditen, die privaten Akteuren zufallen, aber ggf. auch opportunistisches Verhalten des Netzbetreibers zur Beeinflussung der Festsetzung der Vergütungshöhe) deutlich reduziert werden können. Allerdings ist einzuwenden, dass sich solche Probleme auch grundsätzlich durch eine verbesserte Regulierung adressieren ließen, ohne dass hierfür eine Änderung der Eigentumsverhältnisse zu erfolgen hätte. Somit besteht ein nicht unerhebliches Risiko, dass die Enteignung aus Gründen der Verbesserung der Bedarfsplanung nicht verfassungsgemäß wäre.³⁴⁵

4.4.1.3 Öffentlicher ISO (öISO)

Der grundsätzliche Unterschied des Modells „öffentlicher ISO“ im Vergleich zum Modell „öffentlicher ÜNB“ besteht darin, dass der Erwerb bzw. die Enteignung ohne Einbezug der Assets und des Asset-Managements vorgenommen wird. Dies hat zusätzliche Auswirkungen auf Design- und Implementierungskosten, da entsprechende Schnittstellen definiert und umgesetzt werden müssen. Weiterhin spielt diese Änderung im Vergleich zur Variante „öÜNB“ eine Rolle in Bezug auf die Implementierungskosten, wenn von einer Enteignung ausgegangen wird: Der Umfang des eigentumsrechtlichen Eingriffs ist geringer und somit könnte sich eine andere Beurteilung in Bezug auf dessen Verfassungsmäßigkeit ergeben.

4.4.1.3.1 Designkosten

Die zwischen Asset-Eigentümer und ISO auszugestaltenden Schnittstellen betreffen insbesondere die Koordination mit der Betriebsführung im Hinblick auf Abschaltungen einzelner Betriebsmittel zu Wartungszwecken sowie die Koordination zwischen Netzbedarfsplanung und der darauf folgenden Objektplanung und baulichen Umsetzung von Maßnahmen am Übertragungsnetz.³⁴⁶ Da solche Modelle jedoch international durchaus üblich sind, ist davon auszugehen, dass entsprechendes Wissen grundsätzlich gut und zu vertretbaren Kosten aufbaubar ist und auch vorliegende Erfahrungswerte in die konkrete Ausgestaltung miteinbezogen werden können.³⁴⁷ Insofern ist zwar mit zusätzlichen Kosten im Vergleich zum Organisationsmodell „öÜNB“ zu rechnen, diese sind aber eher als moderat einzuschätzen.

Nicht Gegenstand dieser Arbeit ist die Ausgestaltung der grundsätzlichen Regulierung von Übertragungsnetzbetreibern. Es muss an dieser Stelle aber darauf hingewiesen werden, dass ggf. im Rahmen einer Auftrennung von ÜNB in eine Asset-Gesellschaft einerseits und einen ISO andererseits Anpassungen an der Regulierung der weiterhin im Besitz Dritter befindlichen Asset-Gesellschaft vorzunehmen sind. Zu beantwortende Fragen sind etwa die Vergütung des eingesetzten Kapitals, auch im Zusammenhang mit den bestehenden Risiken, und auch, wie eine angemessene Wartung und Instandhaltung der Assets unter diesen Umständen sichergestellt werden kann. Die für das

³⁴⁴ Vgl. zur Diskussion der Vorteile von und den Alternativen zu einer öffentlichen Eigentümerschaft von Netzbetreibern Beckers et al. (2014, S. 225 ff., 240 f.).

³⁴⁵ In diesem Zusammenhang wäre ggf. auch Art. 12 GG zu prüfen; für diese Untersuchung wäre jedoch der Einbezug weiterer juristischer Fachexpertise erforderlich.

³⁴⁶ Vgl. Abschnitt 4.2.1.2.

³⁴⁷ Vgl. z. B. Cave/Stern (2013) und Weber et al. (2013).

Design dieser regulatorischen Lösung anfallenden Kosten lassen sich jedoch nicht ohne weiteres dem hier diskutierten Organisationsmodell zurechnen, da eine Anpassung der weiteren Regulierung auch Auswirkungen hat, die über die in dieser Arbeit im Fokus stehende Bedarfsplanung hinausgehen.

4.4.1.3.2 Kosten der politischen Durchsetzung

Hinsichtlich der politischen Durchsetzbarkeit des Organisationsmodells „öISO“ bzw. der damit verbundenen Zahlung eines Kaufpreises bzw. einer Entschädigung ergeben sich grundsätzlich analoge Überlegungen zum Fall der Durchsetzung des Organisationsmodells „öÜNB“: Ist die Höhe des Kaufpreises bzw. der Entschädigung angemessen (d. h. konkret: nicht zu hoch), dann ist davon auszugehen, dass diese nicht defizitwirksam ist.

Für den Fall einer Enteignung ist aber ebenso zu berücksichtigen, dass der dafür erforderliche politische Entscheidungsprozess zu umfangreichen ideologischen/dogmatischen Kontroversen führen dürfte, auch wenn der Eingriff dadurch, dass nur noch bestimmte Teile der vier ÜNB in das Eigentum der öffentlichen Hand überführt werden, im Vergleich zum Fall „öÜNB“ etwas milder ausfällt. Wie schon für den Fall des Organisationsmodells „öÜNB“ erwähnt, ist dieser Aspekt zwar nicht geeignet, die grundsätzliche normative Bewertung des Organisationsmodells zu beeinflussen, er deutet aber auf ernste Umsetzungshindernisse hin.

4.4.1.3.3 Implementierungskosten

Die Implementierung der Schnittstellen zwischen ISO und Asset-Eigentümer dürfte starke Interdependenzen zur Zusammenlegung der vier ISO zu einem zentralen, öffentlichen ISO haben. Daher ist damit zu rechnen, dass in etwas größerem Umfang als bei der Implementierung des Modells „öÜNB“ auf externe (aber ggf. auch verwaltungsinterne) Ressourcen zurückzugreifen ist und entsprechende Kosten anfallen.

Wird eine Enteignung durchgeführt, ist zu berücksichtigen, dass – wie bereits für den Fall eines öffentlichen ÜNB in Abschnitt 4.4.1.2.3 erörtert – diese unter Umständen nicht verfassungsgemäß ist. Eine Enteignung ohne Assets dürfte zwar die grundgesetzliche Hürde prinzipiell eher überwinden können, dennoch scheint auch hier fraglich, ob eine Enteignung zu rechtfertigen wäre, da der relative Vorteil gegenüber der „SQ+“-Lösung (die bereits geeignet ist, die langfristige Netzausbauplanung einer wirksamen Investitionskontrolle durch den Regulierer zu unterziehen) eher gering ausfällt und zudem andere Probleme, die grundsätzlich für eine Enteignung sprechen könnten auch (zumindest relativ weitreichend) durch Änderungen in der Ausgestaltung des Regulierungsregimes reduziert werden könnten.

4.4.2 Übergreifende Bewertung

In Bezug auf die Situation in Deutschland hat sich in der Analyse gezeigt, dass die Hierarchie-Varianten „öÜNB“ und „öISO“ langfristig durchaus erstrebenswerte Varianten darstellen. Falls jedoch der Eigentumsübergang nicht durch einen Kauf, sondern nur durch eine Enteignung zu Stande kommen kann, bestehen hier ernsthafte rechtliche Risiken. Zudem hängt die absolute Vorteilhaftigkeit gegenüber einer Monitoring-Lösung mit Blick auf die Netzplanung davon ab, ob es gelingt, dem verstaatlichten Netzbetreiber ein öffentliches Zielsystem einzuprägen.

Derzeit ist jedoch nicht erkennbar, dass bei den vier ÜNB Verkaufsinteressen bestehen, die die unproblematische und zeitnahe Realisierung eines Verkaufs zu einem Preis erlauben, der dazu führt, dass die zu leistende Zahlung nicht defizitwirksam wird.³⁴⁸

Daher stellt sich die kurzfristige Umsetzung des Organisationsmodells „SQ+“ als sinnvollste Handlungsoption dar. In diesem Zusammenhang ist auch zu betonen, dass mit der Realisierung des Organisationsmodells „SQ+“ keine Pfadabhängigkeiten geschaffen werden, die einen späteren Übergang auf ein anderes Organisationsmodell erschweren.

Unabhängig davon sollten aber sich bietende Möglichkeiten zur Verstaatlichung der ÜNB ergriffen werden, wenn sichergestellt werden kann, dass der Kaufpreis bzw. die ggf. zu leistende Entschädigungszahlung im Bundeshaushalt nicht defizitwirksam wird. In Bezug auf die Frage, ob dann eine Umsetzung mit oder ohne Assets zu wählen ist, ist festzuhalten, dass dies aus Sicht der Bedarfsplanung kaum relevant sein dürfte – mit dieser Frage gehen jedoch diverse Interdependenzen mit Bezug auf regulatorische und auch Umsetzungsfragen einher, deren Bewertung im konkreten Fall dann ausschlaggebend sein dürfte und die hier nicht vorweggenommen werden kann.

4.5 Fazit

Die Analyse von Organisationsmodellen für die Bedarfsplanung von Übertragungsnetzen hat gezeigt, dass ein Monitoring der Netzplanung bei einem Netzbetreiber durch einen Regulierer grundsätzlich möglich und der entsprechende Wissensaufbau zu vertretbaren Kosten leistbar ist. Der Grund liegt darin, dass das für ein Monitoring erforderliche Wissen auch außerhalb von Netzbetreibern vorliegt und etwa bei Forschungsinstituten und Beratern vorhanden ist. Somit wird der entsprechende Wissensaufbau ermöglicht. Ein solches Monitoring bzw. dessen Kosten sind insbesondere dann gerechtfertigt, wenn ein umfangreicher Entwicklungsbedarf des Elektrizitätsversorgungssystems besteht und daher von hohen Kosten entsprechender Fehlentscheidungen auszugehen ist, die zudem auch nicht in ausreichendem Umfang durch eine Abtrennung von Assets vom Netzbetreiber reduziert werden können. Die Gewährleistung eines wirksamen Monitorings erfordert jedoch, dass der Regulierer über die Fähigkeit verfügt, die Planungen des Netzbetreibers nicht lediglich Sensitivitätsrechnungen zu unterwerfen, sondern diese mit eigenen Entwürfen zu vergleichen.

Weiterhin wurde deutlich, dass die Ausgestaltung des Verhältnisses zur Politik eine nicht unwesentliche Rolle spielt: Gerade bei einer Netzplanung, die getrennt von der Planung der Erzeugung vorgenommen wird, bei der jedoch grundsätzlich eine umfangreiche staatliche Intervention (in die Rahmenbedingungen) der Erzeugungsplanung stattfindet, können entsprechende politische Festlegungen zur Qualität der Netzplanung (und auch zu ihrer Zielgenauigkeit) beitragen. Da, je nach institutioneller Ausgestaltung der Erzeugungsplanung, politische Commitments auch gewissen Einschränkungen unterliegen, sollte dies in der Netzplanung durch eine dazu komplementäre, „robuste“ Planung berücksichtigt werden, um keine unnötigen Pfadabhängigkeiten aufzubauen. Ferner hat sich gezeigt, dass eine abschließende politische Bestätigung des Planungsergebnisses

³⁴⁸ Vgl. Beckers et al. (2014, S. 249 f.). Im Fall der TransnetBW ist jedoch vorstellbar, dass zwischen Bund und der fast vollständig in öffentlichem Eigentum (des Landes Baden-Württemberg und neun dortigen Landkreisen) stehenden EnBW (vgl. Abschnitt 4.3.2) ggf. leichter eine Verhandlungslösung realisiert wird.

grundsätzlich eine sinnvolle Maßnahme darstellt, um den Netzausbau zu legitimieren. Zwar bleiben die unmittelbaren Überprüfungsöglichkeiten durch die Politik beschränkt, in Anbetracht der tendenziell bedeutsamen und auch politisch relevanten Verteilungswirkungen des Netzausbaus stellt diese Maßnahme jedoch eine Möglichkeit dar, die damit einhergehenden Schwierigkeiten (etwas) zu reduzieren. Weiterhin kann eine explizite Bestätigung auch dazu geeignet sein, rechtliche Unklarheiten zu mindern und so Kosten im Rahmen der Objektplanung durch juristische Auseinandersetzungen sowie zeitliche Verzögerungen zu reduzieren.

In Anbetracht der Tatsache, dass auf Seiten des Regulierers eine solide Expertise zur Übertragungsnetzplanung und auch umfassende Kenntnisse zur Energiesystemplanung im weiteren Sinne erforderlich sind, besteht zudem die Option, diese Fähigkeiten in verstärktem Umfang zur Beratung der Politik nutzbar zu machen. Dies betrifft insbesondere Fragen zur verstärkten Koordination der Erzeugungs- mit der Netzplanung und dürfte gerade dann besonders bedeutsam sein, wenn die Wissensbeschaffung aus externen Quellen (d. h. privaten Beratungsunternehmen) eher problematisch ist.

In Hinsicht auf den Einbezug gesellschaftlicher Akteure ist deutlich geworden, dass dieser mit Blick auf eine gesellschaftliche Kontrolle zwar weder die Politik noch den Regulierer ersetzt, diese aber sehr wohl ergänzen kann. Während klar ist, dass die Überprüfung der konkreten Netzplanungsentscheidungen eine hohe fachliche Expertise erfordert, lassen sich sowohl die der Netzplanung zu Grunde gelegten Ziele und Prämissen (bis hinunter zu konkreten Netzplanungsfällen) als auch die ermittelten Netzausbaupläne grundsätzlich der interessierten Öffentlichkeit vorlegen. Es ist zwar nicht zu erwarten, dass auf diesem Wege „dezentral“ (d. h. lediglich im Verhältnis zwischen Regulierer und Öffentlichkeit) umfangreich Probleme geklärt werden können. Die in diesem Zusammenhang identifizierten und ggf. auch mehr oder weniger kodifizierten Streitpunkte über langfristige energiepolitische Entscheidungen, gerade auch im Hinblick auf die Entwicklung der Erzeugungsstruktur, können aber eine Grundlage dafür darstellen, entsprechende politische Entscheidungen zu hinterfragen und durch die dezentrale Vorstrukturierung der Diskussion auch die Politik zu entlasten. Weitere relevante Punkte, die neben der Koordination der Netzplanung mit der Entwicklung der Erzeugung in diesem Kontext diskutiert werden können, betreffen darüber hinaus beispielsweise kleinere Details der betrieblichen Koordination zwischen Stromerzeugung und -übertragung (etwa zur Zulässigkeit von Redispatch, Annahmen zur Regionalisierung von Last und dezentraler Einspeisungen etc.).

Ein weiterer zentraler Aspekt im Kontext des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure ist die Frage, inwiefern dieser geeignet sein kann, den Wissensaufbau bei der Regulierungsbehörde zu fördern. Dies ist insofern naheliegend, als dass sich verschiedene Beratungsunternehmen und Forschungsinstitute mit ähnlich gelagerten Themen befassen. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist jedoch die Verfügbarkeit der tatsächlichen Netzplanungsdaten; diesbezüglich hat die Analyse ergeben, dass keine relevanten Gründe vorliegen, diese nicht umfangreich öffentlich zur Verfügung zu stellen. Die häufig angeführte Begründung gegen eine umfassende Transparenz, insbesondere von Netzdaten, in Form von Sicherheitsbedenken (bzgl. Terrorismus etc.) hat sich nicht bestätigt und scheint auch auf Grund entsprechender Gegenbeispiele nicht haltbar. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure mit dem Zweck des verbesserten Wissensaufbaus

beim Regulierer nicht dazu geeignet ist, Fähigkeitslücken beim Regulierer, etwa infolge mangelnder Ressourcen zu schließen. Vielmehr erfordert die nachhaltige Aufnahme und Einordnung der fachlichen Beiträge gesellschaftlicher Akteure eine angemessene Ressourcenausstattung und auch ein hohes eigenes Fähigkeitsniveau auf Seiten der Regulierungsbehörde. Ferner können durch die Durchführung detaillierterer Systemplanungsstudien durch Dritte ggf. auch inhaltliche Defizite – in gewissen Grenzen – einer öffentlichen Debatte zugänglich gemacht werden. Damit könnte eine gewisse Ergänzung der diskutierten gesellschaftlichen Kontrolle in Bezug auf Ziele und Prämissen sowie Ergebnisse der Netzplanung erreicht werden.

Mit Blick auf Akzeptanzfragen ist festzustellen, dass diese zwar hauptsächlich im Kontext der Objektplanung, also nach Abschluss der Bedarfsplanung zu lösen sind; eine grundsätzlich als hoch empfundene gesellschaftliche Legitimation des Bedarfsplanungsprozesses, die evtl. auch durch eine umfangreiche Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure begünstigt wird, kann aber ggf. in dieser Hinsicht förderlich wirken.

In Anwendung der Analyseergebnisse auf die Situation in Deutschland, wo seit der EnWG-Novelle von 2011 ein Monitoring durch die Bundesnetzagentur durchgeführt wird, zeigt sich, dass der derzeitige Prozess gewisse Schwächen aufweist, die sich aber grundsätzlich beheben lassen. Insbesondere ist zu betonen, dass die derzeitig praktizierte Überprüfung der Planungen der ÜNB durch die Bundesnetzagentur mittels einfacher Sensitivitätsrechnungen kaum geeignet ist, die Verfolgung bestimmter energiepolitischer Ziele sicherzustellen. Dies lässt sich jedoch dadurch lösen, dass die bei der Bundesnetzagentur bereits vorliegende Expertise (auch in Hinblick auf personelle Ressourcen) erweitert wird. Die übrigen Defizite sind insgesamt eher unkompliziert behebbar. Daher wird im vorgeschlagenen Organisationsmodell „SQ+“ eine Weiterentwicklung des bisherigen Vorgehens empfohlen. Die alternativen Hierarchie-Lösungen (öffentlicher ÜNB bzw. öffentlicher ISO) scheinen in Hinblick auf eine unmittelbare Umsetzung nicht gerechtfertigt bzw. realistisch zu sein, insbesondere, da die relativen mit ihnen in Bezug auf die Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes und sonstigen erzielbaren Vorteile gering und die Kosten bzw. Risiken der Umsetzung als hoch erscheinen. Langfristig stellen diese Varianten jedoch interessante Alternativen dar, deren Umsetzung auch als grundsätzlich wünschenswert erscheint. Daher ist es erstrebenswert diese Varianten grundsätzlich weiter im Auge zu behalten und auch auf deren Umsetzung hinzuarbeiten, insbesondere falls ein Eigentumsübergang durch einen freiwilligen Verkauf (zu angemessenen Preisen, der die fiskalische Neutralität der Kaufpreiszahlung sicherstellt) möglich wird oder eine Enteignung unkompliziert (und gleichfalls nicht defizitwirksam) erzielbar ist. Dennoch muss an dieser Stelle betont werden, dass die im Falle der Hierarchie-Lösungen essentielle Einprägung eines öffentlichen Zielsystems beim nunmehr öffentlichen Netzbetreiber eine umfangreiche Aufgabe darstellt.

5 Ausgestaltungsfragen einer verstärkt zentralen bzw. mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung

Die bisherigen Untersuchungen dieser Arbeit haben sich der Frage gewidmet, mit welchen Organisationsmodellen die Planung von Stromübertragungsnetzen sinnvoll an gesellschaftlichen Zielen (insbesondere dem der Minimierung von Kosten unter Berücksichtigung energiepolitischer Vorgaben) ausgerichtet werden kann. Die dort erfolgte Ausklammerung der Erzeugungsplanung über Szenarien darf jedoch – wie bereits betont – nicht darüber hinwegtäuschen, dass gerade auch Entscheidungen in Bezug auf die Erzeugung umfangreiche ökonomische und technische Auswirkungen haben. In Anbetracht der Tatsache, dass erhebliche Koordinationsbedarfe zwischen Netz- und Erzeugungsplanung bestehen, lassen sich durch eine Verknüpfung der Entscheidungen zur Erzeugungsplanung und den Vorgaben zur Netzplanung bzw. der Realisierung einer vollständig integrierten Planung bedeutende ökonomische Vorteile erzielen.

Dann stellt sich die jedoch Frage, welche Auswirkungen eine solche Integration auf die entsprechend hierfür geeigneten Organisationsmodelle hat. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob etwaig vorliegende Opportunismuspotentiale wie bei der „reinen“ Netzplanung auch in einem solchen Fall wirksam durch ein Monitoring durch einen Regulierer eingedämmt werden können, aber ebenso die anderen aus Kapitel 4 bekannten Gestaltungsoptionen bzw. -bereiche. Daher soll in diesem Kapitel eine Erweiterung der Analyse aus Kapitel 4 für den Fall einer mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung durchgeführt werden.

Im Rahmen der hier vorgenommenen Analyse soll jedoch die Frage weitestgehend ausgeblendet werden, wie die Bereitstellung (und auch Refinanzierung) der Erzeugungskapazität konkret organisiert ist: Es ist beispielsweise sowohl denkbar, dass im Rahmen einer zentralen, integrierten Netz- und Erzeugungsplanung getroffene Entscheidungen bzgl. der Erzeugung mittels sog. Kapazitätsinstrumente umgesetzt werden, als auch, dass ein sog. „Energy-Only-Markt“, durch begleitende Bestimmungen so erweitert wird, dass die Planungsentscheidungen (ggf. mit gewissen Freiheitsgraden bzw. Übertragung bestimmter Entscheidungen an dezentrale Akteure) auch dort umgesetzt werden.³⁴⁹ Im Rahmen der Analyse wird zwar grundsätzlich von einer (vollständig) integrierten Netz- und Erzeugungsplanung ausgegangen, dies stellt jedoch keine grundsätzliche Vorwegnahme der Entscheidung darüber dar, inwiefern gewisse (Detail-)Fragen der Erzeugungsplanung an dezentrale Akteure übertragen werden.

Das Kapitel ist wie folgt aufgebaut: Zunächst wird in Abschnitt 5.1 eine Analyse für die bekannten Gestaltungsbereiche für den Fall einer nunmehr mit der Netzplanung integrierten Erzeugungsplanung durchgeführt. Diese ist aber insofern verkürzt, als dass nur die im Vergleich zur Analyse in Abschnitt 4.2 zusätzlichen Aspekte untersucht werden. In Abschnitt 5.2 erfolgt dann zunächst eine Einordnung der Ergebnisse mit Bezug auf idealtypische Organisationsmodelle und anschließend eine Anwendung dieser Überlegungen auf den Fall Deutschlands. Ein abschließendes Fazit wird in Abschnitt 5.3 gezogen.

³⁴⁹ Vgl. zur Diskussion unterschiedlicher Ansätze zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten auch Beckers/Hoffrichter (2014).

5.1 Analyse von Gestaltungsoptionen in den einzelnen Gestaltungsbereichen

Analog zur Analyse im Abschnitt 4.2 wird als Ausgangs- bzw. Analyse-Organisationsmodell davon ausgegangen, dass ein privater, öffentlich regulierter Netzbetreiber eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung vornimmt. In den folgenden Abschnitten werden für die aus der Analyse in Kapitel 4 bekannten Gestaltungsbereiche Differenzbetrachtungen durchgeführt: Es wird untersucht, inwiefern sich die Erweiterung der Netzplanung eines privaten ÜNB um eine (integrierte) Erzeugungsplanung auf die (vorläufige) Ex-post-Bewertung der jeweiligen Gestaltungsoptionen auswirkt. In den folgenden Abschnitten werden nacheinander die Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber (Abschnitt 5.1.1), im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer (Abschnitt 5.1.2) sowie des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer (Abschnitt 5.1.3) analysiert.

5.1.1 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber

Wie für den Fall einer „reinen“ Netzplanung bestehen auch im Fall einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung die in Abschnitt 4.1.1 identifizierten Gestaltungsoptionen für das Verhältnis zwischen Regulierer und Netzbetreiber: eine (Ex-ante-)Anreizsetzung, ein Monitoring sowie eine Hierarchie-Lösung. Für den Fall einer Anreizsetzung lassen sich die Überlegungen aus Abschnitt 4.1.1 recht unkompliziert übertragen. Mit Blick auf eine umfassende Anreizsetzung über alle Leistungsbereiche (d. h. Planung und operative Durchführung der Elektrizitätsversorgung) hinweg kann zunächst festgehalten werden, dass diese auch unter Einbeziehung von Entscheidungen über langfristige Erzeugungsinvestitionen eher kaum geeignet sein dürfte ein ökonomisch günstiges Ergebnis herbeizuführen: Es muss insbesondere als unwahrscheinlich gelten, dass die erforderlichen Commitments durch den Regulierer abgegeben und anschließend auch durchgehalten werden können. Auch für den Fall einer dezidierten Anreizsetzung für Entscheidungen über Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze ist davon auszugehen, dass diese wegen der in Abschnitt 4.1.1 in dieser Hinsicht genannten Probleme (Wahl von Bezugspunkten, stark vereinfachte Abbildung systemischer Zusammenhänge) nicht zielführend ist. Somit kann die Untersuchung von Ansätzen, die (jenseits einer Hierarchie-Lösung) keine Verwendung von Input-Wissen vorsehen, ausgeklammert werden. Daher ist im Rahmen der (Ex-post-)Analyse der Auftragsbeziehung zwischen Regulierer und Netzbetreiber im Kern zu untersuchen, inwiefern und zu welchen Kosten sonst bestehende Opportunismuspotentiale wirksam durch ein Monitoring eingedämmt werden können oder ob eine Hierarchie-Lösung erforderlich bzw. relativ vorteilhafter ist.

Mit Blick auf das Opportunismuspotential, mit der die bei einer integrierten Planung nun hinzukommenden Entscheidungen in Bezug auf Erzeugungsanlagen verbunden sind, ist festzuhalten, dass diese – ebenso wie Entscheidungen im Rahmen der Netzplanung – zu umfangreich, zu zurückhaltend oder strukturell ungünstig sein können. Die Kosten solcher Fehlentscheidungen sind – wie bei der Netzplanung – nicht nur die anfallenden Investitionskosten für neue Anlagen, sondern auch Kosten, die im Betrieb der Anlagen anfallen und sowohl durch ihre Technologien als auch ihre Standorte im Stromnetz bedingt sind. Ferner ist ebenfalls klar, dass Entscheidungen mit Bezug auf Erzeugungsanlagen grundsätzlich Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben können.

Inwiefern die genannten Fehlentscheidungen eintreten und zu entsprechenden Kosten führen, ergibt sich durch die Anreize, denen der Planer ausgesetzt ist. Auch hier lassen sich die Überlegungen aus Kapitel 4 übertragen: So können sich in dem Fall, dass der Netzbetreiber gleichzeitig Eigentümer der Erzeugungsanlagen ist und insofern einer entsprechenden Regulierung unterliegt, auf Grund von Unvollständigkeits der Regulierung insbesondere Anreize zur Über- bzw. Unterinvestitionen ergeben. Besteht kein Eigentum an den Assets, ist dennoch, vor allem bei einem umfangreichen Umbauebedarf des Systems, die Gefahr strukturell ungünstiger Entscheidungen gegeben. Über- bzw. Unterinvestitionen können auch in einem solchen Fall nicht kategorisch ausgeschlossen werden.

In Hinsicht auf mögliche Opportunismuspotentiale in Bezug auf Versorgungsausfälle (bzw. die Drohung mit denselben) hat sich in Kapitel 4 gezeigt, dass sich diese, zumindest in Zusammenhang mit langfristigen Netzausbauentscheidungen, die sich gut einem Monitoring unterwerfen lassen, wirksam eindämmen lassen. Diese Analyse ist jedoch ebenso für die Frage einer um eine Erzeugungsplanung erweiterten Netzplanung durchzuführen.

Im Folgenden wird zunächst eine Untersuchung durchgeführt, deren Fokus auf Kosten liegt, die sich aus Über- bzw. Unterinvestitionen sowie strukturell fehlerhaften Planungsentscheidungen im Normalbetrieb (d. h. ohne Betrachtung von Versorgungsausfällen) ergeben. Dazu wird der in Abschnitt 3.2.1.2 definierte generische Planungsprozess zu Grunde gelegt, der grundsätzlich offen in Bezug auf die Frage ist, ob nur eine Netzplanung, eine Erzeugungsplanung oder eine integrierte Planung von Netz und Erzeugung vorgenommen wird. Hierzu werden die einzelnen Schritte des generischen Planungsprozesses für den Fall einer integrierten Planung in Abschnitt 5.1.1.1 darauf untersucht, an welchen Stellen sich Entscheidungen in Hinblick auf den Bedarf an Erzeugungskapazitäten ergeben können. Dabei zeigt sich, dass zwar in zahlreichen Untersuchungsschritten die Frage relevant ist, von welchem Kraftwerkspark ausgegangen wird bzw. welche Kraftwerke geplant werden, sich aber grundsätzlich gut zwischen Fällen unterscheiden lässt, in denen über den Neubau von Kraftwerken aus energetischen Gründen entschieden wird und solchen, in denen darüber entschieden wird, ob bestehende Kraftwerke aus nicht-energetischen Stabilitätsgründen weiterbetrieben werden sollen. Die Analyse dieser beiden Entscheidungsbereiche in Hinsicht auf Opportunismuspotentiale und Wissensbedarfe findet in Abschnitt 5.1.1.2 statt. Im Anschluss daran wird in Abschnitt 5.1.1.3 eine abschließende Diskussion der Ergebnisse durchgeführt. Dabei wird auch die Frage untersucht, in welchem Zusammenhang die Planungsentscheidungen mit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit stehen und wie dies vor dem Hintergrund etwaiger Fehlanreize des Netzbetreibers einzuordnen ist.

5.1.1.1 Analyse des integrierten Planungsprozesses in Hinblick auf Entscheidungen zum Bedarf an Erzeugungsanlagen

Ein Bedarfsplanungsprozess, in dessen Rahmen nicht nur Übertragungsnetze, sondern auch Erzeugungsanlagen geplant werden, weist in fast allen Planungsschritten Unterschiede zum reinen Netz-Planungsprozess, wie er in Abschnitt 4.2.1.1.1 Gegenstand der Analyse war, auf. Zunächst betrifft dies die **Generierung von Netznutzungsfällen**: Während im Falle einer reinen Netzplanung Annahmen über die zukünftige, exogene Entwicklung der Erzeugung zu treffen sind (vgl. Abschnitt 4.2.1.1.1.2.1), sind bei einer integrierten Netzplanung zunächst vorläufige Entscheidungen über die zukünftige Erzeugung notwendig. Diese können nicht erst „weggelassen“ und dann endogen ermittelt

werden, da die Bestimmung von (halbwegs plausiblen) Netznutzungsfällen insbesondere voraussetzt, dass die angenommene Last gedeckt werden kann.³⁵⁰ Andernfalls wäre die Marktsimulation nicht lösbar. Im Anschluss an die Generierung von Netznutzungsfällen sind **Lastflussrechnungen einschließlich Untersuchungen zur Spannungsstabilität** durchzuführen. Die im Rahmen dieses Schrittes erforderlichen Untersuchungen unterscheiden sich nicht von denen, die bei einer reinen Netzplanung vorzunehmen sind, da hier ausschließlich betriebliche Entscheidungen simuliert werden. Die im Anschluss daran stattfindenden **Netz- und Systemanpassungen** umfassen jedoch im Falle einer integrierten Planung nicht nur in erster Linie Änderungen an der Netzstruktur, sondern auch an der Erzeugungsstruktur. Diese Änderungen bedingen aber, dass sich neue Netznutzungsfälle ergeben, d. h., im Unterschied zur reinen Netzplanung, bei der dann einfach die Lastflussrechnung zu wiederholen ist, dass hier eine neue Marktsimulation durchgeführt werden muss. Diese iterativ durchzuführenden Anpassungen am Kraftwerkspark stellen die tatsächlich maßgeblichen Entscheidungsschritte im Hinblick auf die Neu-Errichtung von Erzeugungsanlagen dar – analog zu den Entscheidungen in Bezug auf den Neubau von Leitungen. Daher sind in diesem Schritt die Ziele und Prämissen der (mit der Netzplanung integrierten) Erzeugungsplanung umzusetzen: Diese dürften sich neben Umwelt- bzw. Klimaüberlegungen, die sich in erster Linie auf die zur Verfügung stehenden Technologien auswirken, auch auf die unmittelbar anfallenden fixen und variablen Kosten der Stromerzeugung sowie die technischen Fähigkeiten der Anlagen erstrecken.

Zum Abschluss der mehrfachen Iterationen von Anpassungen an Netz- und Erzeugungsstruktur erhält man schließlich einen Bedarfsplan für Netz und Erzeugung. Mit Blick auf den tatsächlichen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems ist jedoch auch sicherzustellen, dass dynamische Situationen etwa durch Kurzschlüsse aber auch kleinere Kontingenzen, etwa besondere Schalthandlungen, sicher beherrscht werden. Dazu sind **Analysen der transienten Stabilität und ggf. auch der Kleinsignalstabilität** erforderlich. Mehr noch als der Ausbau von Übertragungsleitungen wirkt sich auch die Existenz bzw. Nicht-Existenz von Erzeugungsanlagen erheblich auf die genannte Stabilität aus: Gerade konventionelle Erzeugungsanlagen, die über einen Turbosatz (d. h. einen elektrischen Generator in Verbindung mit einer Gas- oder Dampfturbine) direkt in das Übertragungsnetz einspeisen, spielen eine erhebliche Rolle bei der Bereitstellung von Kurzschlussströmen und somit auch einer gewissen Trägheit des Netzes in Bezug auf die Rotorwinkelstabilität. Ähnlich wie im Falle der reinen Netzplanung sind in diesem Zusammenhang identifizierte Probleme jedoch nicht nur durch die Neuerrichtung von Erzeugungsanlagen adressierbar, sondern durchaus auch durch (leistungselektronische) FACTS-Anlagen sowie Maßnahmen im Rahmen der Betriebs- bzw. Systemführung, insbesondere in Hinblick auf den Netzschutz. Zudem können Kurzschlussströme auch durch Generatoren (etwa alter Kraftwerke) bereitgestellt werden, die, ohne dauerhaft Energie abzugeben, lediglich mit dem Netz synchron geschaltet sind und grundsätzlich nur – mit einer gewissen Schwungmasse – mitlaufen.³⁵¹

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass Erzeugungsanlagen und vor allem steuerbare Kraftwerke eine umfangreiche systemtechnische Bedeutung haben: Sie stellen nicht nur die Ausgeglichenheit der

³⁵⁰ Diese (jederzeitige) Lastdeckungsfähigkeit wird auch als „(Generation) Adequacy“ bezeichnet.

³⁵¹ Vgl. auch Abschnitt 3.2.1.1.3 sowie Fußnote Nr. 190 auf S. 78.

Energiebilanz sicher und haben durch ihre unterschiedlichen Standorte (in Verbindung mit bestimmten Kraftwerkseinsatzregeln) erheblichen Einfluss auf Lastflüsse und Übertragungsbedarfe, sondern stellen auch bedeutsame Ressourcen für den stabilen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems dar. Letzteres bezieht sich neben der Möglichkeit zur Bereitstellung von Blindleistung auch auf die Bereitstellung von Kurzschlussleistung und somit auch einer gewissen Frequenzträgheit des Systems. Gerade die Bereitstellung von Kurzschlussleistung ist essentiell für die sichere Beherrschung von Kurzschlüssen; die Bereitstellung einer gewissen Frequenzträgheit in Bezug auf Belastungsänderungen erleichtert die Sicherstellung einer ausgeglichenen Energiebilanz im Rahmen der Systemführung.

In Elektrizitätsversorgungssystemen, die stark von steuerbaren Großkraftwerken dominiert sind (bzw. waren), kann die ausreichende Bereitstellung von Kurzschlussleistung (und somit auch ausreichenden Trägheiten) durch technische Anforderungen an Kraftwerke sichergestellt werden. In Systemen, die zunehmend durch die Einspeisung aus Umrichtern (und auf niedrigen Spannungsebenen) gekennzeichnet sind, wie dies grundsätzlich bei der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik der Fall ist, fällt die Frage nach der Bereitstellung von Energie und der Bereitstellung systemdienlicher Funktionen im Hinblick auf (dynamische) Stabilitätsfragen jedoch in wachsendem Ausmaß auseinander. Somit lassen sich zwei grundsätzliche Entscheidungen in Bezug auf die Planung von Erzeugungsanlagen unterscheiden: Einerseits sind dies Entscheidungen, die den Neubau von Kraftwerken – in erster Linie, aber nicht nur – mit dem Zweck der Bereitstellung von Energie (bzw. Reserveleistung), betreffen. Andererseits sind dies Entscheidungen, die sich auf die nicht-energetischen Funktionen von Kraftwerken, insbesondere die Bereitstellung von Kurzschlussleistung und Frequenzträgheit, beziehen. In diesem Kontext ist zwar klar, dass sich Neubauten von Kraftwerken allein aus diesem letzteren Grund kaum rechtfertigen lassen würden, der zeitweilige Weiterbetrieb von Anlagen, die zur Energiebereitstellung nicht mehr erforderlich sind bzw. sich dem Ende ihrer technischen Lebensdauer nähern, zu rein stabilitätsdienlichen Zwecken kann aber vor diesem Hintergrund durchaus gerechtfertigt sein.³⁵²

5.1.1.2 Analyse von Wissensbedarfen und Opportunismuspotentialen bei Entscheidungen über die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten im integrierten Planungsprozess

In den folgenden beiden Abschnitten erfolgt die Analyse von Wissensbedarfen und Opportunismuspotentialen als Kosten von Fehlentscheidungen (noch unter Ausklammerung von Versorgungsausfällen) bei Neubauentscheidungen von Kraftwerken einerseits (Abschnitt 5.1.1.2.1) und bei Entscheidungen über den Weiterbetrieb bzw. die Stilllegung von aus energetischer Perspektive nicht mehr benötigten Anlagen andererseits (Abschnitt 5.1.1.2.2).

5.1.1.2.1 Neubauentscheidungen

Neubauentscheidungen sind zwar, wie bereits dargelegt, im Gegensatz zu kurzfristigeren Weiterbetriebs-/Stilllegungs-Entscheidungen eher „energiegetrieben“, haben aber, je nach Standort-

³⁵² Vgl. zu Überlegungen zur Bedeutung von Kraftwerken für die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems auch die Abschnitte 3.2.1.1.2.3 und 3.2.1.1.2.4 sowie FGH/CONSENTEC/IAEW (2012) und CONSENTEC (2016).

und Technologiewahl und dem zugrundeliegenden Kraftwerkseinsatzprinzip, d. h. den betrieblichen Regeln zur Koordination von Netz und Erzeugung, auch umfangreiche Interdependenzen mit dem Netzausbaubedarf. Zudem ergibt sich aus der erwarteten Auslastung der Anlage (die weitgehend von den genannten Entscheidungen abhängt) auch, welcher Beitrag sich in dieser Hinsicht auf Umwelt- bzw. Emissionsziele einstellt.

Das **Opportunitätspotential** in Bezug auf Neubauentscheidungen ist grundsätzlich als hoch einzuordnen: Neubauentscheidungen haben Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf (mit seinen bereits in Abschnitt 4.2.1.1 untersuchten Implikationen) sowie die Einhaltung von Umwelt- und Emissionszielen. Nicht zuletzt wirken sich Entscheidungen über die Strukturierung des Kraftwerksparks auch auf die kurz- und langfristigen Kosten der Elektrizitätsversorgung aus: Die Entscheidungen für gewisse Erzeugungstechnologien implizieren bis zu einem gewissen Grad, welche kurzfristigen Stromerzeugungskosten mit ihnen einhergehen. Zudem sind Erzeugungsinvestitionen langfristig, in der Regel kapitalintensiv und zu großen Teilen irreversibel. Somit werden Pfadabhängigkeiten geschaffen, die die weitere Ausgestaltung des restlichen Elektrizitätsversorgungssystems stark beeinflussen können.

Der **Wissensbedarf** in Bezug auf Neubauentscheidungen ist ebenfalls als umfangreich einzuordnen: Während zur systemtechnischen Analyse der Auswirkungen von Planungsentscheidungen die bereits für die reine Netzplanung erforderlichen Marktsimulationen und Lastflussrechnungen essentiell sind, erfordert die Berücksichtigung der vorgenannten Ziele im Rahmen der Erzeugungsplanung – Sicherung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz und Umsetzung vorgegebener Technologie- bzw. Emissionsziele – weiteres Wissen. Zudem ist Expertise über aktuelle und zukünftige Kosten bestimmter Erzeugungstechnologien erforderlich, und, wenn diese Entscheidungen zentral getroffen werden, auch entsprechende Kenntnisse über geeignete Standorte. Diese Aspekte werden im Folgenden ausführlicher diskutiert.

Wie die Analyse des reinen Netzplanungsprozesses gezeigt hat, ist das erforderliche Wissen zu Marktsimulationen und Lastflussanalysen grundsätzlich mit vertretbarem Aufwand auf Seiten eines Regulierers aufbaubar, gerade weil es bei zahlreichen Akteuren, auch außerhalb von Netzbetreibern, vorliegt. Im Zusammenhang mit Berechnungen zur Lastdeckung im Rahmen der Marktsimulation und Lastflussanalysen wird aber regelmäßig auch zu berücksichtigen sein, inwiefern der angenommene Kraftwerkspark (auch in Verbindung mit dem vorhandenen Netz) grundsätzlich ausreichend ist, jederzeit die anliegende Last zu decken. Hierzu sind stochastische Analysen durchzuführen, mit denen die Ausfallwahrscheinlichkeit bzw. Verfügbarkeit bestimmter Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden kann. Die Tatsache, dass Erzeugungsanlagen aus technischen Gründen nicht verfügbar sein können, impliziert auch, dass die Sicherstellung eines ausreichenden Niveaus an Erzeugungskapazität leichte Überkapazitäten (d. h. inkl. gewisser Sicherheitsaufschläge, die sich in Abhängigkeit der vorliegenden Ausfallwahrscheinlichkeiten ergeben) erforderlich macht, die sich nicht ergeben würden, wenn die Auslegung des Erzeugungsparks lediglich mit vereinfachten, deterministisch-durchschnittlichen Verfügbarkeitsannahmen durchgeführt wird. Während die mathematischen Grundlagen solcher komplexeren Analysen eher unproblematisch erworben werden können, dürften verlässliche historische Ausfallhäufigkeiten existierender Anlagen und anzunehmende Ausfallwahrscheinlichkeiten noch zu errichtender Anlagen mit einem höheren Beschaffungsaufwand

einhergehen. Während historische Ausfallhäufigkeiten Anlagenbetreibern, ihren Dienstleistern und teilweise auch Netzbetreibern bekannt sein dürften; dürfte Wissen über zu erwartende Ausfallwahrscheinlichkeiten neuerer Anlagen hingegen eher bei Herstellern von Kraftwerken vorliegen. Weiterhin dürften dementsprechende Einschätzungen auch bei Beratern und ggf. an Forschungseinrichtungen vorliegen. Somit ist davon auszugehen, dass das erforderliche Wissen grundsätzlich bei einem Regulierer aufbaubar ist; dies könnte jedoch durch die Etablierung von (ggf. rechtlich unterlegten) Abfragen bei Netzbetreibern sowie Stromerzeugern unterstützt werden, um so historische Beobachtungen von Anlagenverfügbarkeiten mit hinreichender Genauigkeit einbeziehen zu können.

Wie bereits erläutert, wirkt sich die Errichtung von Erzeugungsanlagen grundsätzlich auch auf Fragen der (Rotorwinkel-)Stabilität aus. Analog zu den Neubauentscheidungen bzgl. Leitungen sind diese Implikationen aus einer langfristigen (Erzeugungs-)Planungssicht jedoch untergeordnet zu betrachten, da diesbezügliche Probleme grundsätzlich mit kurzfristigeren und auch weniger kostspieligen Eingriffen gelöst werden können. Insofern besteht aus Sicht der langfristigen Erzeugungsplanung keine besondere Notwendigkeit des Aufbaus entsprechenden Wissens beim Regulierer.

Weiterhin sind für die Entscheidung über neue Erzeugungsanlagen auch Kenntnisse über (zu erwartende) Technologieentwicklungen, etwa in Hinsicht auf Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgrade und sonstige technische Eigenschaften, erforderlich. Zudem erfordern insbesondere Standortentscheidungen von Neubauten nicht nur die Berücksichtigung netztechnischer Gegebenheiten, sondern auch eine ausreichende Kenntnis konkreter geeigneter Standorte. Im Falle von regenerativen Kraftwerken ist dabei insbesondere das entsprechende Dargebot an regenerativer Energie zu berücksichtigen, im Falle thermischer Kraftwerke spielen die Verfügbarkeit von Kühlwasser und Transportmöglichkeiten für den Primärenergieträger eine entscheidende Rolle. Weiterhin dürften auch Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz bestimmter Erzeugungstechnologien von Bedeutung sein, sofern diese nicht schon per se durch entsprechende Prämissen ausgeschlossen worden sind.

Mit Blick auf entsprechende Wissensträger ist festzustellen, dass das Wissen zu technologischen Entwicklungen und zu möglichen Standorten bei verschiedenen Akteuren der Energiewirtschaft (inkl. Forschungsinstituten) – teils jedoch fragmentiert – vorhanden ist. Informationen bzgl. technischer Eigenschaften aktueller verfügbarer Erzeugungsanlagen liegen bei Herstellern, Forschungsinstituten und den Eigentümern von Erzeugungsanlagen vor. Kenntnisse hinsichtlich zukünftiger technischer Entwicklungen existieren insbesondere seitens diverser Forschungsinstitute und ggf. auch bei spezialisierten Beratern.³⁵³ Hersteller dürften zwar auch über entsprechende Informationen verfügen, jedoch muss davon ausgegangen werden, dass bei diesen strategische Anreize vorliegen, diese nicht vollumfänglich zu veröffentlichen. In Bezug auf Standortfragen liegen für regenerative Kraftwerke entsprechende geographische Auswertungen in Bezug auf das Dargebot vor.³⁵⁴ Informationen in Bezug auf tatsächliche Flächennutzungsmöglichkeiten, insbesondere für Wind- und Photovoltaik-Kraftwerke lassen sich grob, etwa über aktuelle Flächennutzungsdaten abschätzen. Eine exakte

³⁵³ Vgl. z. B. Schröder et al. (2013) für Investitionskosten und z. B. Black&Veatch (2012) für Entwicklungen von technischen Eigenschaften verschiedener Erzeugungstechnologien.

³⁵⁴ Etwa im Rahmen sog. „Potentialkarten“ oder Photovoltaik-/Wind-„Atlanten“.

Standortplanung solcher (kleinteiliger) Erzeugungsanlagen unter korrekter Einbeziehung der Flächennutzungsmöglichkeiten dürfte hingegen aus zentraler Perspektive (d. h. nicht nur bei einem Regulierer, sondern auch bei einem Netzbetreiber) problematisch sein, da entsprechend umfangreiches dezentrales Wissen erforderlich ist, dessen Einsammlung/Erfassung mit erheblichen Kosten einhergehen dürfte. Dies betrifft im Übrigen auch Fragen der Akzeptanz, wenn etwa Wind- oder Photovoltaikkraftwerke an bestimmten Standorten als störend empfunden werden. Insofern liegen regelmäßig Gründe dafür vor, dass entsprechende Entscheidungen auf dezentraler Ebene getroffen werden.

In Bezug auf Standorte für größere thermische und hydraulische Kraftwerke dürfte das erforderliche Wissen grundsätzlich bei Beratern und in diesem Bereich der Energiewirtschaft tätigen Unternehmen vorliegen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil der für zukünftige Kraftwerksneubauten relevanten Standorte (zumindest in Deutschland) die bereits existierenden Standorte thermischer Kraftwerke sein dürften. Die Neuerschließung bzw. Neuauswahl von Standorten hingegen geht mit größeren Wissenserfordernissen einher. Teilweise dürfte das dafür notwendige Wissen bei Erzeugungsunternehmen (und deren Beratern) vorliegen, welche Machbarkeits- bzw. Planungsstudien in Bezug auf neue Kraftwerksprojekte durchgeführt haben. Für weitere, bislang noch nicht untersuchte Standorte wären entsprechende Studien durchzuführen. Der Wissens- bzw. Ressourcenbedarf insbesondere für letztere Tätigkeit ist nicht unerheblich, aber für die Frage der grundsätzlichen Zentralisierbarkeit der Erzeugungsplanung von untergeordneter Wichtigkeit. Wird aus bestimmten Gründen entschieden, eine solche Standortwahl dezentral zu organisieren, würde dies dazu führen, dass eine entsprechende zentrale Planungsentscheidung bzgl. des Neubaus von Erzeugungsanlagen nur abstrakt (d. h. beispielsweise nur in Hinsicht auf einen bestimmten geographischen Bereich) getroffen wird. Wird entschieden, die Suche neuer Standorte zentral durchzuführen, resultiert dies in einer entsprechend höheren Genauigkeit bei der zentralen Vorgabe, erfordert aber auch umfangreichere Ressourcen. Diese müssten ansonsten aber – zumindest zu einem gewissen Teil – auch dezentral aufgewendet werden. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass in letzterem Fall evtl. größere Synergien einer integrierten Planung realisiert werden können. Ein abschließendes Urteil über die kostenmäßige Vorteilhaftigkeit einer stärkeren oder schwächeren Zentralisierung der Standortplanung größerer thermischer und hydraulischer Kraftwerke ist jedoch aus dieser Perspektive schwer zu fällen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die grundsätzlich umfangreichen Auswirkungen von Entscheidungen in Hinblick auf Kraftwerksneubauten die mit einem zentralen Aufbau der entsprechenden Planungsfähigkeiten bei einem Regulierer einhergehenden Kosten in der Regel rechtfertigen dürften. Eher eingeschränkt gilt dies für den Fall, dass zentral exakte Standortentscheidungen getroffen werden, gerade wenn, wie bei regenerativen bzw. eher kleinen Kraftwerken eine sehr große Anzahl entsprechender Entscheidungen zu treffen ist, die umfangreich von dezentral räumlich gebundenem Wissen abhängen.

5.1.1.2.2 Entscheidungen über Weiterbetrieb und Stilllegungen

Stilllegungen bzw. Rückbauten von Erzeugungsanlagen können sinnvoll sein, etwa wenn diese am Ende ihrer technischen Lebensdauer stehen und keinen bedeutenden Beitrag zur Stromproduktion –

auch in Hinsicht auf die jederzeitige Lastdeckung – leisten. Wie bereits diskutiert, ist aber zu berücksichtigen, dass Erzeugungsanlagen auch eine bedeutende Rolle für die Gewährleistung der dynamischen Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems spielen können. Obwohl Fragen der dynamischen Stabilität allein grundsätzlich nicht geeignet sind, Kraftwerksneubauten zu rechtfertigen, so kann es, zumindest übergangsweise, durchaus gerechtfertigt sein, aus energetischen Gründen nicht erforderliche Erzeugungsanlagen aus Stabilitätsgründen weiter am Netz zu halten.

Die Durchführung der für eine solche Entscheidung erforderlichen Stabilitätsanalysen erfordert, wie in den Abschnitten 5.1.1.1 und 4.2.1.1.4 dargelegt, umfangreiches Detailwissen über Möglichkeiten und Grenzen der Systemführung, welches als eher schwer übertragbar einzuordnen ist. Diesem hohen **Wissensbedarf** steht jedoch ein begrenztes **Opportunitätspotential** gegenüber: Sieht man von den Kosten von Versorgungsstörungen ab, die noch gesondert diskutiert werden, sind die Kosten eines (zeitlich begrenzten) Weiterbetriebs bestimmter Erzeugungsanlagen – insbesondere im Vergleich zum Kraftwerksneubau – als eher niedrig einzuschätzen.

5.1.1.3 Diskussion und Fazit

Die Analyse hat ergeben, dass eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung mit Blick auf Kraftwerksneubauten grundsätzlich von Dritten und somit auch von einem Regulierer durchgeführt werden kann, da das hierfür erforderliche Wissen auch bei zahlreichen Akteuren außerhalb von Netzbetreibern vorliegt. Daher ergibt sich die Möglichkeit der Überwachung eines entsprechenden Akteurs, z. B. eines privaten, öffentlich regulierten ÜNB oder auch der zentralen Planungsdurchführung auf Seiten der öffentlichen Hand. Dennoch ist darauf hinzuweisen, dass der erforderliche Wissens- bzw. Ressourcenbedarf keinesfalls als gering einzuschätzen ist. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass umfangreich dezentrales Wissen, insbesondere über Standorte für Kraftwerksneubauten eingesammelt werden muss. Die Entscheidung darüber, wie genau Standorte tatsächlich vorgegeben werden sollen, hängt jedoch wesentlich von der Frage ab, welches konkrete Bereitstellungsmodell gewählt wird. Diese Frage wird aber im Rahmen der vorliegenden Arbeit ausgeklammert. In Anbetracht der grundsätzlich umfangreichen ökonomischen Auswirkungen von Erzeugungs-Planungsentscheidungen dürfte ein entsprechendes Monitoring bzw. dessen Kosten – wie im Falle einer „reinen“ Netzplanung – in der Regel zu rechtfertigen sein.

Analog zur Untersuchung kurzfristigerer und „kleinerer“ Investitions- bzw. Umbaumaßnahmen am Übertragungsnetz ist es so, dass die Frage bzgl. der Stilllegung bzw. des Weiterbetriebs von Kraftwerken nur umfassend unter Einsatz von Wissen beantwortet werden kann, welches eng an die Durchführung der Systemführung gebunden ist, also mehr oder weniger exklusiv bei Netzbetreibern vorliegt. Allerdings dürften die zusätzlichen Kosten, die durch eine ggf. zu umfangreiche Unterbindung von Stilllegungen anfallen, im Vergleich zu den Kosten und langfristigen Auswirkungen von Neubauentscheidungen eher gering ausfallen.

In diesem Zusammenhang stellt sich jedoch die Frage nach den Interdependenzen zwischen Entscheidungen in Bezug auf die Erzeugung und der Versorgungssicherheit. Dazu lässt sich zunächst festhalten, dass sich die Sicherstellung jederzeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Lastdeckung grundsätzlich im Rahmen eines Monitorings durch einen Regulierer überprüfen lässt und dies auch einen zentralen Aspekt einer Erzeugungsplanung darstellt. Sofern seitens des

Netzbetreibers hier Opportunismuspotentiale vorlägen, ließen sich diese durch ein Monitoring wirksam eindämmen. In Bezug auf kurzfristigere Maßnahmen (wie sie auch schon im Rahmen der Analyse der Netzplanung diskutiert wurden), die hier insbesondere die Frage betreffen inwiefern Erzeugungsanlagen aus Stabilitäts- (und nicht energetischen) Gründen (weiterhin) erforderlich sind, ist Wissen erforderlich, das sehr eng an die Durchführung der tatsächlichen Systemführung bei einem Netzbetreiber gebunden ist. Geht man – wie auch bei der Netzplanung – davon aus, dass der Netzbetreiber keinen Fehlanreizen unterliegt, im Kontext der Systemführung Versorgungsstörungen herbeizuführen, kann diese Problematik vernachlässigt werden.

5.1.2 Gestaltungsoptionen im Verhältnis zwischen Politik und Regulierer

Die in Abschnitt 5.1.1 durchgeführte Analyse, inwiefern Erzeugungsplanungsentscheidungen durch einen Regulierer überprüf- bzw. durchführbar sind, hat die Tatsache unberücksichtigt gelassen, dass ein Regulierer grundsätzlich in einer Auftragsbeziehung zur Politik steht: Somit stellt sich die Frage, in welcher Form und welchem Umfang das Handeln des Regulierers durch die Politik gesteuert werden kann bzw. gesteuert werden sollte. Darüber hinaus ergibt sich die Frage, welche Rolle ein mit einer besonderen fachlichen Expertise ausgestatteter Regulierer wiederum bei der Beratung der Politik einnehmen kann.

Zentrale Aspekte des erstgenannten Steuerungs- und Kontrollproblems sind einerseits die hohen (Opportunitäts-)Kosten und ggf. umfangreichen Probleme, die auf Seiten der Politik auftreten, wenn diese detaillierte Entscheidungen trifft, und andererseits im gesamtgesellschaftlichen Interesse liegende Eingriffsmöglichkeiten der Politik, insbesondere wenn die Entscheidungen des Regulierers weitreichende Konsequenzen haben und/oder sich im Zeitablauf Gründe für eine Nachsteuerung der politischen Vorgaben ergeben. Weiterhin ist von besonderer Bedeutung, welches Eigeninteresse der Regulierer ggf. verfolgt; diese Frage ist jedoch nur schwer allgemein zu beantworten und dürfte stark von der im Einzelfall vorliegenden Regulierungsbehörde abhängen.

Für die Analyse der konkreten Kontroll- bzw. Steuerungsmöglichkeiten stellt der Planungsprozess einen geeigneten Ansatzpunkt dar, da so für die einzelnen Planungsschritte bzw. Entscheidungen untersucht werden kann, inwiefern Eingriffe durch die Politik sinnvoll möglich erscheinen. Die Untersuchung für den Fall der reinen Netzplanung in Abschnitt 4.2.2.1 hat diesbezüglich gezeigt, dass zwar die konkrete Netzplanung auf Grund des hohen Ressourcenbedarfs kaum direkt politisch überprüfbar ist, aber sowohl die Vorgabe von Zielen und Prämissen zu Beginn des Planungsprozesses als auch eine abschließende – wenn auch eher grobmaschige – Überprüfung des Planungsergebnisses durch die Politik wichtige Gestaltungselemente der Auftragsbeziehung zwischen Politik und Regulierungsbehörde sind. Bei der reinen Netzplanung ist mit Blick auf die Ziele und Prämissen der Planung von besonderer Bedeutung, dass durch die Politik Aussagen über die zukünftige Erzeugungsentwicklung getroffen werden, um die tendenziell umfangreichen Koordinationsprobleme zwischen Netz- und Erzeugungsplanung zu reduzieren.

Im Fall einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung nimmt die Bedeutung entsprechender Vorgaben nicht ab: Auf Grund der umfangreichen Auswirkungen einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung scheint es von zentraler Wichtigkeit zu sein, dass seitens der Politik Vorgaben, etwa im Hinblick auf Kosten-, Umwelt- und ggf. Technologieziele erfolgen. Im Gegensatz zur Vorgabe

von ggf. kleinteiligeren Erzeugungsszenarien ist in dieser Hinsicht ein grundsätzlich höheres Abstraktionsniveau der Ziele möglich (und auf Grund der integrierten Planung auch sinnvoll): Während etwa bei einer nur über Szenarien mit der Erzeugungsplanung koordinierten Netzplanung eine möglichst hohe Detailliertheit der (expliziten) Koordination mit der Erzeugungsplanung erforderlich ist, fallen diese eher „kleinteiligen“ Koordinationsaspekte bei einer vollständig integrierten Planung weg. Dennoch sind weitere Koordinationsfragen, etwa in Bezug auf die Stromnachfrage, internationale Stromaustauschbeziehungen sowie ggf. auch Entwicklungen in komplementären Sektoren zu klären, und es kann nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass im Fall einer integrierten Planung die Koordination derselben mit komplementären politischen Entscheidungen weniger anspruchsvoll als im Fall einer „reinen“ Netzplanung ist.

Weiterhin ist davon auszugehen, dass auch im Fall einer integrierten Planung politische Entscheidungen von den bereits bekannten Problemen einer gewissen Kurzfristorientiertheit einerseits oder generellen Problemen der Mehrheitsfindung andererseits – die dazu führen können, dass auf Seiten der Politik Probleme bestehen, bestimmte Entscheidungen zu treffen – beeinflusst sind. Daher scheint es auch im Rahmen einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung erforderlich, dass auf Seiten des Regulierers einerseits die Planung eine gewisse Robustheit aufweist und auch, dass dieser ggf. behelfsweise eigene Annahmen über Ziele und Prämissen setzt (wie er dies im Rahmen der Konkretisierung exogen vorgegebener Ziele und Prämissen auch, aber in geringerem Umfang, tut).

Bei der Analyse der desintegrierten Netzplanung in Abschnitt 4.2.2.1 ist – wie schon erwähnt – deutlich geworden, dass eine abschließende politische Bestätigung der behördlichen Planung als grundsätzlich sinnvoll erscheint: Auch wenn die Planung nicht in all ihren Einzelheiten einer Überprüfung auf politischer Ebene zugänglich sein wird, so können doch ansatzweise Fragen zur Zielorientierung und auch ggf. bereits sichtbarer Verteilungswirkungen in der politischen Diskussion behandelt werden. Dies ist auch für den hier vorliegenden Fall zu folgern, dass entsprechende Entscheidungen bzgl. der Erzeugung gefällt werden: Im Vergleich zu einer reinen Netzplanung wird, auch monetär, eine umfangreichere Gesamtentscheidung getroffen, was die Rationalität für einen Einbezug der Politik entsprechend erhöht. Des Weiteren dürften die im Rahmen einer Erzeugungsplanung getroffenen Technologie- bzw. Standortentscheidungen eine politische Diskussion über die Kompatibilität dieser Entscheidungen mit den vorgegebenen energie- bzw. klimapolitischen Zielen sowie auch Verteilungsfragen – zumindest ansatzweise – ermöglichen. Ferner kann eine politische Bestätigung, je nach rechtlichem Rahmen, transaktionskosten-senkend wirken, wenn durch die so erhöhte rechtliche Verbindlichkeit Verzögerungen oder juristische Auseinandersetzungen im Rahmen der der Bedarfsplanung nachfolgenden Objektplanung reduziert werden können.

Es ist auch zu berücksichtigen, dass ein Regulierer, der nicht nur Planungsentscheidungen in Hinblick auf das Übertragungsnetz, sondern auch zu Erzeugungsanlagen trifft, je nach vorliegender Akteurskonstellation und dem institutionellen Rahmen Ziel umfangreicher Vereinnahmungsversuche³⁵⁵ durch diejenigen Akteure werden kann, die durch seine Entscheidungen betroffen sind: Dies sind etwa

³⁵⁵ Dies wird auch als Regulatory Capture bezeichnet; vgl. Abschnitt 2.2.3.1.2.

Stromerzeugungsunternehmen oder auch Eigentümer von Flächen, die jeweils umfangreich individualwirtschaftlich von den zentralen Planungsentscheidungen darüber abhängig sind, ob und wo Kraftwerke errichtet werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass diese Problematik tendenziell stärker als in solchen Fällen ausgeprägt ist, in denen lediglich Planungsentscheidungen zum Übertragungsnetz durch den Regulierer getroffen werden. Insofern kann eine politische Bestätigung der abschließenden Planung hilfreich sein, um die Entscheidungen des Regulierers besser zu legitimieren und so auch die Gefahr der beschriebenen Vereinnahmungsversuche zu reduzieren. Letztlich wird der Regulierer durch die faktische Übertragung von umfangreichen Entscheidungskompetenzen in Bezug auf Netz- und Erzeugungsausbau vergleichsweise mächtig. Umso bedeutsamer ist dann neben einer möglichst wirksamen Reduktion von Vereinnahmungsversuchen auch, dass der Regulierer keine problematischen Eigeninteressen verfolgt.

Analoges gilt auch für eine Heranziehung der Expertise des Regulierers zur Beratung der Politik in (weiteren) energiepolitischen Fragen: Die besondere Machtfülle in Verbindung mit ggf. problematischen Eigeninteressen könnte dafür sprechen, dass sich die Politik auch durch andere Akteure beraten lässt. Wenn diese Probleme hingegen als eher vernachlässigbar erscheinen, spricht jedoch nichts grundsätzlich dagegen, die Ressourcen des Regulierers auch zur Beratung der Politik nutzbar zu machen.

5.1.3 Gestaltungsoptionen des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure in das Verhältnis zwischen Politik und Regulierer

Die Diskussion zu den Möglichkeiten einer politischen Steuerung des Regulierers hat verdeutlicht, dass im Falle einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung stärker als bei einer reinen Netzplanung die Gefahr besteht, dass der Regulierer Ziel von Vereinnahmungsversuchen wird. Somit werden sowohl die politische Steuerung des Regulierers als auch die Legitimierung seines Handelns tendenziell anspruchsvoller. Umso mehr stellt sich daher die Frage, inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure geeignet sein kann, den Regulierer einer verbesserten gesellschaftlichen Kontrolle zu unterwerfen, ohne dabei die Ressourcen der Politik übermäßig zu belasten. Gleichfalls ist aber auch zu diskutieren, welche Rolle der Einbezug gesellschaftlicher Akteure zur Erweiterung des Wissensstandes beim Regulierer spielen kann und inwiefern der Einbezug gesellschaftlicher Akteure dazu beitragen kann, die Akzeptanz der Planungsentscheidungen zu erhöhen. In den folgenden drei Abschnitten 5.1.3.1, 5.1.3.2 und 5.1.3.3 werden die genannten Aspekte ergänzend zu den Ergebnissen diskutiert, die für den Fall einer reinen Netzplanung (vgl. Abschnitt 4.2.3) ermittelt wurden.

5.1.3.1 Gesellschaftliche Kontrolle

Die Analyse für den Fall der reinen Netzplanung in Abschnitt 4.2.3.1 hat bereits nahegelegt, dass der Einbezug gesellschaftlicher Akteure einen bedeutenden Beitrag dazu leisten kann, den Regulierer einer umfangreicheren gesellschaftlichen Kontrolle zu unterwerfen, die Legitimität seines Handelns zu erhöhen, die Politik in ihrer Überwachungsfunktion zu entlasten und ihn gleichermaßen einer stärkeren gesellschaftlichen Kontrolle auszusetzen. Konkret wurde deutlich, dass Konsultationen der der Netzplanung zu Grunde liegenden Ziele und Prämissen einerseits und der Planungsergebnisse

andererseits sinnvolle Möglichkeiten für einen derartigen Einbezug darstellen. Ein expliziter und direkter Einbezug gesellschaftlicher Akteure in die komplexeren Planungsschritte von Lastflussanalysen und Netzanpassungen hingegen erscheint nicht vorteilhaft.

Beim Einbezug gesellschaftlicher Akteure besteht jedoch grundsätzlich die Herausforderung, dass gerade bei besonders weitreichenden Entscheidungen schwerwiegende Selektionsprobleme auftreten können, d. h., dass die Gefahr der Durchsetzung von Partikularinteressen besteht. Diese Problematik kann dadurch reduziert werden, dass die Umsetzung der Ergebnisse öffentlicher Konsultationen nicht zwangsläufig durch den Regulierer selbst erfolgt, sondern dass weitreichendere (Verteilungs-)Entscheidungen explizit durch die Politik getroffen werden. Der Beitrag des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure kann dann insbesondere darin liegen, die Politik dadurch zu entlasten, dass strittige Punkte in dezentralen Diskussionen vorstrukturiert werden, wodurch die anschließende Entscheidungsfindung auf Seiten der Politik vereinfacht werden kann. Auf diesem Weg wird nicht nur das Handeln der Verwaltung, sondern auch das Handeln der Politik einer intensiveren gesellschaftlichen Kontrolle unterworfen.

Dies liegt auch für den Fall einer integrierten Planung nahe: Der Planungsprozess ist grundsätzlich ähnlich, aber im Hinblick auf die zu treffenden Entscheidungen deutlich umfangreicher. Es scheint daher weiterhin sinnvoll, Ziele und Prämissen sowie den ermittelten Bedarfsplan öffentlich zu konsultieren. Durch die deutlich weitreichenderen Auswirkungen der Planungsentscheidung ist auch zu erwarten, dass bei diesen öffentlichen Konsultationen Verteilungsfragen zwischen von den Bedarfsplanungsentscheidungen (wirtschaftlich) betroffenen Akteuren noch stärker hervortreten als im Fall der reinen Netzplanung. Dies spricht dafür, dass in diesen Fällen endgültige Entscheidungen über den Umgang mit den im Rahmen der Konsultationen sichtbar gewordenen Fragen durch die Politik getroffen werden, auch, um die Gefahr einer Vereinnahmung des Regulierers durch die jeweils betroffenen Akteure – wie bereits in Abschnitt 5.1.2 diskutiert – zu reduzieren.

Abschließend lässt sich festhalten, dass eine gesellschaftliche Kontrolle des Regulierers im Fall einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung eher noch bedeutsamer als im Fall der alleinigen Netzplanung ist. Wie für den letztgenannten Fall bereits diskutiert, erfordert die Durchführung eines derartigen Einbezugs gesellschaftlicher Akteure im Rahmen von Konsultationen, dass gewisse Ressourcen auf Seiten des Regulierers vorgehalten werden müssen. Dies gilt umso mehr für den hier betrachteten Fall deutlich umfangreicherer Planungsentscheidungen.

5.1.3.2 Wissensmanagement der öffentlichen Hand

Das Ergebnis der Analyse in 4.2.3.2 für den Fall einer reinen Netzplanung war, dass es grundsätzlich sinnvoll zu sein scheint, die relevanten Planungsdaten für Dritte so zugänglich zu machen, dass deren Expertise einbezogen und für den verbesserten Wissensaufbau auf Seiten der öffentlichen Hand nutzbar gemacht werden kann. Ferner kann günstigenfalls so eine Erweiterung der gesellschaftlichen Kontrolle des Regulierers etabliert werden, wenn durch die Analysen Dritter (ggf. problematische) Zusammenhänge der integrierten Netz- und Erzeugungsplanung so herausgearbeitet werden, dass diese einer öffentlichen Diskussion zugänglich sind. Der mit Bezug auf die Bereitstellung von Planungsdaten kritisch diskutierte Aspekt war insbesondere der, inwiefern Bedenken bzgl. der Weitergabe der Planungsdaten an Dritte berechtigt sind. Hierbei zeigt sich, dass häufig vorgebrachte

„Sicherheitsbedenken“ sich hauptsächlich auf Daten beziehen dürften, die in engem Zusammenhang mit operativen Details der Systemführung von Elektrizitätsversorgungssystemen stehen. Für den Fall von Planungsdaten hinsichtlich der Erzeugung könnte diesbezüglich der Einwand erfolgen, dass Informationen über technische Details von Erzeugungsanlagen Rückschlüsse auf operative Besonderheiten des Kraftwerksbetriebs zulassen und so Sabotageakte ermöglichen bzw. erleichtern. Hier ist jedoch festzustellen, dass operative Details des Kraftwerksbetriebs, wie etwa die leittechnische Anbindung, kaum für die Planung von Erzeugungsanlagen relevant sind. Solche Daten sind zwar ggf. für Entscheidungen über den Weiterbetrieb bzw. Stilllegungen von Kraftwerken relevant; diese Entscheidungen entziehen sich jedoch ohnehin einer umfassenden Nachvollziehbarkeit durch Dritte.³⁵⁶

Ein weiterer Einwand könnte dahingehend bestehen, dass insbesondere Informationen über mögliche zukünftige Standorte sensible Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse umfassen könnten. Dies darf jedoch bezweifelt werden, denn in einem Fall, in dem eine derart explizite (zentrale) Planung erfolgt, existiert in dieser Hinsicht kein Wettbewerb und es bestehen somit auch keine individualwirtschaftlichen Vorteile durch die Gewährung entsprechender Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Eine gewisse Einschränkung erfährt diese Überlegung allerdings in dem Fall, dass ein intersektoraler Wettbewerb um die Flächen stattfindet. Hier wären im Einzelfall geeignete Abwägungen zwischen dem Vorteil einer völlig freien Informationsbereitstellung einerseits und dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen andererseits zu treffen. Eine mögliche Lösung könnte in der Anwendung von vertraglich vereinbarten Geheimhaltungspflichten bestehen.

In Bezug auf die konkret relevanten Daten, die für eine Einbeziehung der Expertise Dritter zugänglich zu machen sind, dürften insbesondere die unterstellten Planungsannahmen zu möglichen Standorten, Technologien, deren technischen Fähigkeiten sowie deren Investitionskosten besonders bedeutsam sein. Es scheint unter Berücksichtigung der in dieser Hinsicht bereits durchgeführten Untersuchungen sinnvoll zu sein, diese Annahmen entsprechend transparent zu machen, sodass Dritte ergänzende Studien durchführen können, die den Wissensaufbau auf Seiten der öffentlichen Hand bzw. des Regulierers und ggf. auch die gesellschaftliche Kontrolle des Regulierers unterstützen können.

5.1.3.3 Akzeptanz

Wie für den Fall der reinen Netzplanung in Abschnitt 4.2.3.3 diskutiert, ist der unmittelbare Beitrag des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure zur Verbesserung einer allgemeinen gesellschaftlichen Akzeptanz von Planungsentscheidungen nicht ganz klar: Es ist zwar nicht unplausibel, dass eine Bedarfsplanung, die durch den umfangreichen Einbezug gesellschaftlicher Akteure einer breiten gesellschaftlichen Aufsicht unterliegt und so auch fachlich aktuell gehalten wird, eher als legitim erachtet wird. Gerade in Bezug auf Bedarfsplanungsentscheidungen ist jedoch zu beobachten, dass sich Widerstände gegen konkrete Projekte häufig erst in der Phase der Objektplanung einstellen, wenn örtliche Betroffenheiten sichtbar werden. Somit sprechen aus dieser Perspektive keine besonderen Gründe gegen den Einbezug gesellschaftlicher Akteure, es ist im Allgemeinen aber auch nicht zu erwarten, dass Akzeptanzprobleme dadurch umfassend behebbar sind.

³⁵⁶ Vgl. Abschnitt 5.1.1.2.2.

Für den Fall einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung ist anzumerken, dass, gerade wenn zentral sehr konkrete Standortentscheidungen in Bezug auf (neue) Kraftwerke getroffen werden, Betroffenheiten schon früh sichtbar werden und somit die Bedeutung des Einbezugs gesellschaftlicher Akteure im Hinblick auf Akzeptanzfragen eher zunimmt. Dann jedoch stellt sich letztlich die Frage, wie Widerstände gegen bestimmte Kraftwerksstandorte gegenüber eher technisch-ökonomischen Abwägungen im integrierten Planungsprozess berücksichtigt werden sollen. Eine Beantwortung dieser Frage fällt im Rahmen der vorliegenden Arbeit schwer und soll auch nicht vorgenommen werden. Es wird allerdings auch an dieser Stelle deutlich, dass ein integrierter Planungsprozess mit seinen umfangreicheren Konsequenzen (als im Fall einer reinen Netzplanung), der bei einem Regulierer angesiedelt wird, gleichfalls größere Herausforderungen mit Blick auf seine politische Steuerung und gesellschaftliche Legitimation als ein reiner Netzplanungsprozess mit sich bringen dürfte.

5.2 Organisationsmodelle für eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung

Die Ergebnisse der Analysen werden im Abschnitt 5.2.1 zunächst allgemein auf die idealtypischen Organisationsmodelle aus Abschnitt 4.3.1 angewendet und anschließend in Abschnitt 5.2.2 – analog zu Abschnitt 4.3.2 – auf den Fall Deutschlands übertragen.

5.2.1 Allgemein

Für den Fall einer „reinen“ Netzplanung wurden in Abschnitt 4.3.1 vier idealtypische Organisationsmodelle skizziert, die sich aus den Kombinationen von Hierarchie- bzw. Monitoring-Lösungen mit der Entscheidung, ob die Netz-Assets gleichzeitig im Eigentum des Netzbetreibers sind, ergaben. Die dabei gewonnenen grundsätzlichen Aussagen lassen sich gut für den Fall einer integrierten Netzplanung erweitern:

- Da die mit einem eher hohen Opportunismuspotential verbundenen Entscheidungen bzgl. Erzeugungsanlagen wirksam und zu akzeptablen Kosten einem Monitoring unterworfen werden können, besteht der wesentliche Vorteil von Hierarchie- gegenüber Monitoring-Lösung auch weiterhin „nur“ darin, dass idealerweise die Kosten eines Monitorings eingespart werden und etwaige Opportunismuspotentiale mit Blick auf eng im Zusammenhang mit der Systemführung stehende Maßnahmen reduziert werden können. Es ergeben sich also keine grundsätzlich stärkeren Gründe für die Etablierung eines öffentlichen Netzbetreibers als im Fall einer reinen Netzplanung.
- Die Frage ob ein Netzbetreiber, der eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung durchführt gleichzeitig Asset-Eigentümer ist, dürfte auch weiterhin eher nur dann entscheidend sein, wenn keine umfangreichen Umbauten im Energiesystem anstehen.

Zum letzten Aspekt ist anzumerken, dass Netzbetreiber – zumindest in Europa – grundsätzlich nicht über Eigentum an Erzeugungsanlagen verfügen. Es spricht aus Perspektive der Bedarfsplanung wenig dafür, dies zu ändern: Es ist davon auszugehen, dass mit der dann erforderlichen Regulierung Fehlanreize einhergehen, die sich dann auf die Bedarfsplanung der Erzeugungsanlagen auswirken. Dies kann aber anders sein, wenn ein öffentlicher Netzbetreiber vorliegt, der zudem tiefgreifend an öffentlichen, gesamtgesellschaftlichen Zielen ausgerichtet ist.

Mit Blick auf die beiden übrigen Gestaltungsbereiche, d. h. das Verhältnis zur Politik einerseits sowie den Einbezug gesellschaftlicher Akteure andererseits, ergeben sich kaum Änderungen. Die in 4.3.1 angestellten Überlegungen, auch in Hinsicht auf Übergangsprobleme – d. h. insbesondere die Frage nach einer vorübergehenden Beibehaltung eines Regulierers, der während der Realisierung einer Hierarchie-Lösung ein Monitoring durchführt – scheinen grundsätzlich übertragbar zu sein. Besonders zu berücksichtigen dürfte jedoch die im Vergleich zu einer „reinen“ Netzplanung deutliche erweiterte Kompetenz eines Regulierers bzw. eines (öffentlichen) Netzbetreibers sein, die eher zu Vereinnahmungsversuchen durch Dritte führen kann, was allerdings schon in den Abschnitten 5.1.2 und 5.1.3 thematisiert wurde.

5.2.2 Deutschland

In Deutschland wird derzeit keine integrierte Planung durchgeführt; es bestehen jedoch gewisse zentrale Planungsvorgaben bzw. -strukturen für die Stromerzeugung. Die diesbezügliche Ausgangslage wird in Abschnitt 5.2.2.1 kurz erläutert und vor dem Hintergrund der bisherigen Ergebnisse dieses Kapitels eingeordnet. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 5.2.2.2 Entwicklungsoptionen für die Organisation einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung in Deutschland erläutert.

5.2.2.1 Ausgangslage

In Deutschland stellt sich die Situation hinsichtlich der Erzeugungsplanung wie folgt dar: Wie in Abschnitt 3.2.2.2.2 erläutert, erfolgen gewisse zentrale Vorgaben in Bezug auf die Entwicklung des Erzeugungsparks. Im Bereich nicht-regenerativer Kraftwerke betrifft dies neben grundsätzlicheren Technologieentscheidungen (die sich sowohl auf Neubauten als auch auf Bestandsanlagen beziehen) insbesondere die zentrale Überprüfung einzelner Stilllegungsentscheidungen. Hintergrund ist, dass kurz- und mittelfristig in Deutschland umfangreiche Überkapazitäten nicht-regenerativer Kraftwerke bestehen, was sich auch regelmäßig darin äußert, dass im Jahresmittel mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, d. h. insgesamt ein Export ins Ausland stattfindet. Nicht zuletzt auf Grund des derzeit vorherrschenden Überangebots an nicht-regenerativer Erzeugungskapazität und der vergleichsweise niedrigen Strompreise am Strommarkt sind solche Kraftwerke zunehmend von Stilllegungen bedroht. Daher steht derzeit die Frage im Vordergrund, ob die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten verhindert werden soll, insbesondere auch mit Blick auf deren nicht unmittelbar energetischen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Längerfristig ist jedoch durchaus plausibel, dass Neubauentscheidungen, insbesondere aus energetischer Sicht, eine größere Rolle spielen werden.

Vor dem Hintergrund der in diesem Kapitel bislang ermittelten Ergebnisse ist die Organisation der zentralen Überprüfung von Stilllegungsentscheidungen von Interesse: Wie in Abschnitt 3.2.2.2.2.1 dargelegt, kommt der Bundesnetzagentur die Aufgabe zu, die jährlichen „Systemanalysen“ der ÜNB zu prüfen. Diese „Systemanalysen“ stellen in erster Linie Aussagen darüber dar, inwiefern Kraftwerke aus Gründen der Versorgungssicherheit mit einem Stilllegungsverbot belegt werden sollten. Dabei stehen insbesondere Fragen zur Gewährleistung der transienten Stabilität im Vordergrund. Das steht in einem gewissen Widerspruch zu den Untersuchungen in Abschnitt 5.1.1.2.2, die zu dem Ergebnis geführt haben, dass solche Analysen nur schwer durch Dritte durchführbar sind, da die letztliche Beurteilung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit stark von den sonstigen Möglichkeiten

der Systemführung abhängen. Daher ist es eher vorstellbar, dass durch die Bundesnetzagentur vereinfachte und überschlägige Untersuchungen vorgenommen werden, die sich aber lediglich auf einer Ebene bewegen dürften, die es erlaubt, die Argumente der ÜNB nachzuvollziehen. Weniger wahrscheinlich ist es, dass die Bundesnetzagentur tatsächlich in der Lage ist, die Planungen der ÜNB durch die Ergebnisse eigener Analysen zu ersetzen. Dennoch ist davon auszugehen, dass bei der Bundesnetzagentur bereits eine gewisse fachliche Kompetenz in Bezug auf die Analyse verschiedener Erzeugungsalternativen vorliegt. Somit bestehen, ähnlich wie beim Monitoring der Netzplanung durch die Bundesnetzagentur, bereits gewisse fachliche Ressourcen, die jedoch erweiterungsbedürftig wären, wenn zukünftig eine stärker zentralisierte Erzeugungsplanung durch die öffentliche Hand stattfinden soll.

Mit Blick auf regenerative Kraftwerke, d. h. insbesondere Wind und Photovoltaik, findet derzeit eine zentrale Planung in der Form statt, dass mengenmäßige Ausbauziele vorgegeben werden. Für den Fall von Windkraftanlagen an Land werden zudem räumlich differenzierte Vergütungen durch Versteigerungen bestimmt sowie „Netzausbaugebiete“ definiert.³⁵⁷ Dabei ist aber nicht erkennbar, dass eine mehr als überschlägige Integration der Entscheidungen zur räumlichen Steuerung des Ausbaus von Windkraftanlagen an Land und zum Netzausbau stattfindet.

Zusammenfassend lässt sich in Hinblick auf die allgemeine Situation in Deutschland festhalten, dass derzeit zwar diverse zentrale Vorgaben in Bezug auf die Erzeugungsplanung bestehen, diese aber kaum mit der Netzplanung koordiniert sind und generell recht unscharf sind. Anders liegt der Fall in Bezug auf die Genehmigung von Stilllegungen konventioneller Kraftwerken aus Stabilitätsgründen; hier darf jedoch bezweifelt werden, dass die diesbezüglichen Einschätzungen der ÜNB durch die Bundesnetzagentur einer wirksamen Prüfung unterzogen werden können.

5.2.2.2 Entwicklungsoptionen

Die Schilderung der Ausgangslage in Abschnitt 5.2.2.1 hat verdeutlicht, dass bereits in einem nicht unerheblichen Umfang zentrale Entscheidungen in Bezug auf die Erzeugungsplanung getroffen werden, diese jedoch kaum mit der Netzplanung koordiniert sind. Durch eine stärkere Integration dieser Entscheidungen mit der Netzplanung ließen sich jedoch grundsätzlich bedeutende Koordinationsvorteile realisieren. Zudem hat die bisherige Analyse in diesem Kapitel ergeben, dass eine Integration der Erzeugungs- mit der Netzplanung nur relativ unkomplizierte Auswirkungen auf die bereits für eine „reine“ Netzplanung geeigneten Organisationsmodelle hat: Grundsätzlich lassen sich die bedeutsamsten Entscheidungen in Bezug auf die Erzeugungsplanung ebenso wie die Entscheidung über langfristige Netzausbauten auch gut durch einen Regulierer überprüfen. Insofern besteht keine stärkere Notwendigkeit, eine Hierarchie-Lösung zu verfolgen, die zwar noch (bei erfolgreicher Realisierung; vgl. hierzu auch die diesbezügliche Diskussion in den Abschnitten 4.3 und 4.4) weitere Vorteile bringen könnte, deren Realisierung jedoch mit nicht ganz unerheblichen Kosten und (rechtlichen) Risiken einhergeht.

³⁵⁷ Vgl. Abschnitt 3.2.2.2.2.2.

Im Ergebnis lässt sich eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung sowohl im Rahmen einer gewissen Erweiterung der Organisationsmodelle „SQ+“ sowie der eher mittel- und langfristig interessanten Modelle „öÜNB“ bzw. „öISO“ implementieren. Dies bedeutet auch, dass die Entscheidung, eine Integration von Netz- und Erzeugungsplanung durchzuführen, unabhängig davon erfolgen kann, ob (für die Netzplanung) lediglich das Organisationsmodell „SQ+“ umgesetzt wurde oder ob eine Hierarchie-Lösung etabliert werden konnte.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die grundsätzliche Erweiterung der Planungsfunktion bei den ÜNB (insbesondere im Status quo) auch erfordert, dass bei diesen die entsprechenden Kompetenzen, deren Umfang insbesondere davon abhängig ist, wie detailliert zentrale Standortentscheidungen von Kraftwerken getroffen werden sollen, aufzubauen sind.³⁵⁸

5.3 Fazit

Die Analyse hat gezeigt, dass eine integrierte Erzeugungs- und Netzplanung grundsätzlich ebenso durch einen Regulierer durchführ- bzw. überprüfbar ist wie die langfristige Netzausbauplanung. Allerdings ist die Frage in Bezug auf die Genehmigung von Stilllegungen bzw. die Sicherstellung des Weiterbetriebs von Kraftwerken insbesondere durch vertiefte Stabilitätsuntersuchungen zu beantworten, die – wie schon für den Bereich der ausschließlichen Netzplanung gezeigt – maßgeblich von Expertise abhängen, die auf einer tiefen Kenntnis der Systemführung der Netzbetreiber beruht. Insgesamt ist aber (jenseits der genannten Einschränkung) deutlich geworden, dass umfassende, zentrale Bedarfsentscheidungen über die Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten möglich sind und durch eine Integration mit der Netzplanung bedeutende Koordinationsvorteile ermöglichen. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass zentrale Standortentscheidungen über eine sehr große Anzahl (sehr) kleiner Anlagen tendenziell recht aufwändig sein dürften.

Mit Blick auf die in Kapitel 4 untersuchten Organisationsmodelle für den Fall einer „reinen“ Netzplanung ist dabei insbesondere hervorzuheben, dass sich diese grundsätzlich unkompliziert auf den Fall einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung anpassen lassen und sich die Bewertung ihrer relativen Vorteilhaftigkeit (sowohl allgemein als auch für den Fall Deutschlands) nicht grundsätzlich ändert – insbesondere da sich bei Betrachtung einer integrierten Planung keine weiteren wesentlichen Gründe für bzw. gegen Hierarchie-Lösungen ergeben.

Generell ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Zuge der Etablierung einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung bei Netzbetreibern, die zuvor lediglich Netze geplant haben, bei diesen ein entsprechender Ressourcenaufbau zu leisten ist. Dieser dürfte – wie der im Fall einer Monitoring-Lösung beim Regulierer ebenfalls zu leistende Fähigkeitsaufbau – stark davon abhängen, wie detailliert konkrete Standortplanungen durchgeführt werden, da der Einsammlung dezentralen Wissens in diesem Fall eine vergleichsweise bedeutende Rolle zukommt.

In Hinsicht auf die politische und gesellschaftliche Kontrolle bzw. Steuerung eines Regulierers bzw. eines öffentlichen Netzbetreibers, der nicht nur Bedarfsentscheidungen für das Übertragungsnetz,

³⁵⁸ Die Tatsache, dass in Deutschland bis 1998 im Rahmen der DVG eine integrierte Planung von Netzen und Erzeugung erfolgte – vgl. Abschnitt 3.2.2.1.1 – deutet darauf hin, dass mit der Realisierung einer integrierten Planung auf Seiten der Netzbetreiber keine grundsätzlichen Probleme bzw. Schwierigkeiten einhergehen.

sondern auch für die bereitzustellenden Kraftwerkskapazitäten trifft, wurde deutlich, dass diese eher anspruchsvoller werden dürfte: Es bestehen dann größere Erfordernisse in Bezug auf die Legitimation des Handelns des Regulierers bzw. des öffentlichen Netzbetreibers und auch eine erhöhte Gefahr der Vereinnahmung durch Interessengruppen. Obwohl diese Probleme durch den Einbezug gesellschaftlicher Akteure reduziert werden können, dürften explizite, nachgelagerte politische Entscheidungen – zumindest fallweise – eine zentralere Bedeutung als im Fall einer reinen Netzplanung haben.

6 Handlungsempfehlungen und Ausblick

6.1 Handlungsempfehlungen

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde zunächst die Frage untersucht, inwiefern ein Regulierer in der Lage ist, die Netzplanung eines von ihm regulierten Netzbetreibers für das Übertragungsnetz zu überprüfen. Hierbei war das Ergebnis, dass das dafür erforderliche Wissen bzw. die Fähigkeiten grundsätzlich gut durch Dritte aufbaubar sind und somit ein Monitoring durch den Regulierer realisierbar ist. Die damit einhergehenden Kosten dürften zudem insbesondere dann regelmäßig gerechtfertigt sein, wenn ein nicht nur minimaler Netzentwicklungsbedarf besteht. Dies gilt jedoch nur für die langfristige Netzausbauplanung: Kurzfristige und eher kleinteilige Um- bzw. Ausbaumaßnahmen am Netz, d. h. jenseits von Leitungsausbauten, weisen eine starke Interdependenz mit der Expertise aus der Systemführung des Netzes auf. In diesem Bereich vorliegende Opportunismuspotentiale könnten grundsätzlich durch die Realisierung eines öffentlichen Netzbetreibers (entweder mit oder ohne Assets) behoben werden, dies ist jedoch anspruchsvoll. Ausgehend vom Status quo in Deutschland dürfte die Umsetzung des „SQ+“ genannten Organisationsmodells, welches im Wesentlichen die Intensivierung des derzeit etablierten Monitorings durch die Bundesnetzagentur umfasst, die kurz- und mittelfristig sinnvollste Handlungsalternative darstellen. Hierzu wäre eine weitere Konkretisierung des Organisationsmodells insbesondere dahingehend erforderlich, welche zusätzlichen (insbesondere fachlich-personellen) Ressourcen bei der Bundesnetzagentur aufzubauen sind. Auf Grund bedeutender Kosten und Risiken bei der Umsetzung kommen Hierarchie-Lösungen für den Fall Deutschlands kurzfristig eher nicht in Frage. Organisationsmodelle, die auf der Schaffung eines öffentlichen Netzbetreibers beruhen, sollten dennoch nicht aus dem Auge verloren werden: Die potentiellen Vorteile wurden klar identifiziert und es sollte beobachtet werden, inwiefern sich zukünftig Möglichkeiten bieten, die zu einer (im Vergleich zur derzeitigen Situation) vereinfachten Umsetzung führen können.

Weiterhin hat sich allgemein und auch für den Fall Deutschlands gezeigt, dass in der Beziehung zwischen Politik und Verwaltung sowie in Hinsicht auf die Einbeziehung gesellschaftlicher Akteure vorteilhafte Ausgestaltungsmöglichkeiten bestehen. Im konkreten Fall Deutschlands kann die aktuelle Situation durch kleinere Änderungen noch weiter verbessert werden.

Die Untersuchung der Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes wurde abschließend um die Frage einer verstärkt integrierten Netz- und Erzeugungsplanung erweitert. Der Hintergrund für diese Überlegung ist, dass eine solche Integration erhebliche Koordinationsvorteile ermöglicht. Insofern stellt sich analog zur Netzplanung die Frage, inwiefern auf Seiten der öffentlichen Hand der Aufbau der für ein Monitoring erforderlichen Ressourcen möglich ist. Das Ergebnis war hier, dass, analog zum Fall der reinen Netzplanung, Entscheidungen über die Neuerrichtung von Anlagen gut durch Dritte überprüft werden können, da das entsprechende Wissen grundsätzlich gut aufbaubar ist. Die Kosten eines solchen Monitorings dürften auf Grund der umfangreichen und langfristigen Implikationen von Entscheidungen über Kraftwerke grundsätzlich gerechtfertigt sein. Entscheidungen über den Weiterbetrieb bzw. die Stilllegung von Erzeugungsanlagen hingegen erfordern zusätzlich Analysen, die umfangreich in Zusammenhang mit Expertise aus der Systemführung stehen und somit für Dritte nur begrenzt nachvollziehbar sind.

Diese Aspekte führen im Ergebnis dazu, dass auch für den Fall einer integrierten Netz- und Erzeugungsplanung eine „Monitoring“-Lösung, d. h. der Aufbau des erforderlichen Wissens seitens eines Regulierers möglich (und sinnvoll) erscheint, wohingegen Lösungen eines entsprechend öffentlichen Netzbetreibers und Systemplaners weitere zusätzliche, aber weniger umfangreiche Vorteile mit sich bringen, die zudem mit gleichfalls großen Umsetzungsproblemen einhergehen. Für den Fall Deutschlands gilt folglich, dass kurz- bis mittelfristig eine Verbesserung des Wissens- bzw. Fähigkeitsstandes bei der Bundesnetzagentur die sinnvollste Alternative darstellt, um eine integrierte Netz- und Erzeugungsplanung an den gesamtgesellschaftlichen und energiepolitischen Zielen auszurichten; sich langfristig ergebende Möglichkeiten zur Etablierung eines öffentlichen Netzbetreibers und auch Systemplaners sollten jedoch verfolgt werden. Aus derzeitiger Perspektive (kurzfristige Umsetzung) stehen dem jedoch – wie im Fall einer „reinen“ Netzplanung – hohe Kosten und Risiken der Umsetzung entgegen. An dieser Stelle sei jedoch auch auf die erwartbar anspruchsvollere politische bzw. gesellschaftliche Steuerung/Kontrolle einer auch mit der Erzeugungsplanung (zumindest in gewissen Grenzen) betrauten Bundesnetzagentur hingewiesen.

6.2 Ausblick

Die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Analysen stellen in zweierlei Hinsicht eine Grundlage für darauf aufbauende Arbeiten dar: Erstens wäre ein Aufgreifen der in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse durch Forschungsarbeiten, die sich allgemein mit der Regulierung von Übertragungsnetzen und auch mit Fragen zur institutionellen Ausgestaltung der Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten beschäftigen, wünschenswert. Zweitens ist zu erwarten, dass sich durch die Anwendung der Überlegungen auf die Bedarfsplanung von Stromübertragungsnetzen (und Erzeugungskapazitäten) in anderen Ländern, aber auch auf andere Infrastruktursektoren, Ergebnisse erzielen lassen, die die Reduktion bestehender regulatorischer Defizite ermöglichen. Für den Fall der Anwendung auf die Bedarfsplanung von Netzen und Erzeugung in anderen Ländern ist zu erwarten, dass in erster Linie Pfadabhängigkeiten und Umsetzungsprobleme zu diskutieren sind und ansonsten weitgehend auf die abstrakten Analysen in dieser Arbeit zurückgegriffen werden kann, da die Ergebnisse hinsichtlich der Wissenserfordernisse sowie der Möglichkeiten zum Wissensaufbau (und damit zusammenhängend auch die Verfügbarkeit des Wissens bei gesellschaftlichen Akteuren) im Allgemeinen keine größeren Unterschiede aufweisen dürften.³⁵⁹

³⁵⁹ In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass etwa im Falle Großbritanniens Überlegungen bzgl. der (Re-)Organisation der Bedarfsplanung von Übertragungsnetzen bestehen. Strbac et al. (2014) skizzieren hierzu verschiedene Modelle. Dabei spielt umfangreich die dortige institutionelle Ausgangssituation eine Rolle, etwa die spezielle Konstellation eines ISO sowie dreier Asset-Eigentümer, die somit von der Situation in Deutschland verschieden ist. Dennoch stellen sich auch dort Fragen bzgl. der Möglichkeiten eines Wissensaufbaus zur Durchführung/Überprüfung bei Dritten, die jedoch von Strbac et al. nicht weiter untersucht werden.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2015):** Statisches Netzmodell der 50Hertz Transmission GmbH; abgerufen im Internet am 12.04.2016 unter <http://www.50hertz.com/de/Anschluss-Zugang/Engpassmanagement/Statisches-Netzmodell>.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2012):** Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 28.09.2012 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2013):** Netzentwicklungsplan Strom 2013, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 02.06.2016 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2014a):** Einflussgrößen auf die Netzentwicklung: Sensitivitätenbericht 2014; abgerufen im Internet am 05.06.2015 unter http://www.netzentwicklungsplan.de/Sensitivitaetenbericht_2014_Deck_Offshore_Einspeisemanagement.pdf.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2014b):** Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 14.04.2016 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2014>.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2016):** Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 14.04.2016 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-zweiter-entwurf>.
- ACATECH – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (2011):** Akzeptanz von Technik und Infrastrukturen: Anmerkungen zu einem aktuellen gesellschaftlichen Problem; acatech BEZIEHT POSITION, Berlin, Heidelberg: Springer.
- Agora Energiewende / BET Aachen (2013):** Ein robustes Stromnetz für die Zukunft; abgerufen im Internet am 26.09.2013 unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Netzplanung/AGORA_Studie_Netzplanung_25092013.pdf.
- Akerlof, G.A. (1970):** The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism; in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 84, Nr. 3, S. 488–500.
- Alchian, A.A. / Demsetz, H. (1972):** Production, Information Costs, and Economic Organization; in: The American Economic Review, Bd. 62, Nr. 5, S. 777–795.
- Alchian, A.A. / Woodward, S. (1987):** Reflections on the Theory of the Firm; in: Journal of Institutional and Theoretical Economics (JITE) / Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, Bd. 143, Nr. 1, S. 110–136.
- Alchian, A.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.
- Ammon, M. (2014):** Einfluss der CO₂-Zertifikatspreise auf die Stromgestehungskosten im deutschen Energiemix; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 38, Nr. 1, S. 37–46.

- Arrow, K.J. (1962):** Economic Welfare and the Allocation of Resources for Invention; in: The Rate and Direction of Inventive Activity: Economic and Social Factors, NBER book chapter series, Cambridge, Mass: Princeton University Press, S. 609–626.
- Arrow, K.J. (1969):** The Organization of Economic Activity: Issues Pertinent to the Choice of Market versus Nonmarket Allocation; in: United States. Congress. Subcommittee on Economy in Government (Hrsg.), The Analysis and Evaluation of Public Expenditures: the PPB System: A Compendium of Papers Submitted to the Subcommittee on Economy in Government of the Joint Economic Committee Congress of the United States, U.S. Government Printing Office, S. 59–73.
- Arrow, K.J. (1985):** The Economics of Agency; in: Pratt, J.W. / Zeckhauser, R. (Hrsg.), Principals and Agents: The Structure of Business, Research colloquium, reprint 1991, Boston, Mass: Harvard Business School Press, S. 37–51.
- Arrow, K.J. (1987):** Reflections on the Essays; in: Feiwel, G.R. (Hrsg.), Arrow and the Foundations of the Theory of Economic Policy, Basingstoke: Macmillan, S. 727–734.
- Asam, H. (2014):** Wieviel Wechselrichter verträgt ein Netz?; in: BWK – Das Energie-Fachmagazin, Bd. 66, Nr. 3, S. 50–54.
- Bauer, C. (2012):** Konsultationen als kooperatives Element im Regulierungsprozess; in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Bd. 1, Nr. 2, S. 71–75.
- Bauer, C. (2015):** Die Energiewende in der Politik- und Partizipationsverflechtungsfalle: Das Beispiel des Stromnetzausbaus; in: Verwaltungsarchiv, Bd. 106, Nr. 1, S. 112–154.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (2015):** Energiedialog Bayern: Dialogpapiere, Maßnahmen und Schlussfolgerungen; abgerufen im Internet am 24.03.2016 unter http://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Publikationen/2015/2015-06-17-6205_Energiedialogbroschuere_gesichert.pdf.
- BDI / VDEW / VIK – Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. / Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V. / Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (1998):** Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten; abgerufen im Internet am 02.07.2014 unter http://ena.de/pdf_bunker/verbaende_alt.pdf.
- BDI / VIK / VDEW – Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. / Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. / Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V. (1999):** Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie; abgerufen im Internet am 02.07.2014 unter http://www.loy-energie.de/download/verb_v_2.pdf.
- BDI / VIK / VDEW / VDN / ARE / VKU – Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. / Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. / Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. / Verband der Netzbetreiber beim VDEW e.V. / Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. / Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2001):** Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für

- elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung; abgerufen im Internet am 02.07.2014 unter <http://www.iwr.de/re/eu/recht/VVIIplus.pdf>.
- Becker, P. (2011):** Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne – Zugleich ein Beitrag zur Entwicklung des Energierechts; 2. Auflage, Bochum: Ponte Press.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. (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 Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“, abgerufen im Internet am 21.07.2015 unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf.
- Beckers, T. / Gizzi, F. / Jäkel, K. (2012):** Ein Untersuchungsansatz für Systemgüter: Einordnung, Darstellung, Vorgehen bei der Anwendung; WIP-Working Paper 2012-01, Berlin, abgerufen im Internet am 24.02.2015 unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/working_paper/wip-wp_2012-01-beckers_gizzi_jaekel_2012-ein_untersuchungsansatz_fuer_systemgueter.pdf.
- Beckers, T. / Hoffrichter, A. (2014):** Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung; in: EnWZ - Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Bd. 3, Nr. 2, S. 57–63.
- Beckers, T. / Klatt, J.P. / Kühling, J. (2010):** Entgeltregulierung der deutschen Flughäfen: Reformbedarf aus ökonomischer und juristischer Sicht; Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Fluggesellschaften e.V. (BDF), abgerufen im Internet am 19.07.2015 unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2010/studie_entgeltregulierung_der_deutschen_flughaefen-v3.00_01.03.2010.pdf.
- Berndt, H. / Hermann, M. / Kreye, H.D. / Reinisch, R. / Scherer, U. / Vanzetta, J. (2007):** TransmissionCode2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Berlin.
- Black & Veatch (2012):** Cost and Performance Data for Power Generation Technologies, Prepared for the National Renewable Energy Laboratory; abgerufen im Internet am 28.10.2014 unter <http://bv.com/docs/reports-studies/nrel-cost-report.pdf>.
- Boisot, M. / Canals, A. (2004):** Data, Information and Knowledge: Have We Got it Right?; in: Journal of Evolutionary Economics, Bd. 14, Nr. 1, S. 43–67.
- Boll, G. (1969):** Geschichte des Verbundbetriebs: Entstehung und Entwicklung des Verbundbetriebs in der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zum europäischen Verbund; Frankfurt/Main: Verlags- u. Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke.

Bolton, P. / Dewatripont, M. (2005): Contract Theory; Cambridge, Mass: MIT Press.

Bouillon, H. / Frey, D. / Hermann, M. / Kreye, H.D. / Mahn, U. / Müller, W. / Neumaier, R. / Reinisch, R. / Vanzetta, J. (2003): TransmissionCode2003. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Berlin, abgerufen im Internet am 02.07.2014 unter http://www.gemeindewerke-garmisch-partenkirchen.de/cms/images/stories/transmissioncode-august_2003.pdf.

Braakmann, A. / Forster, T. (2015): Statistik der Staatsfinanzen in der EU; in: Gatzert, W. / Schweisfurth, T. (Hrsg.), Öffentliche Finanzwirtschaft in der Staatspraxis, Schriften zur öffentlichen Verwaltung und öffentlichen Wirtschaft, 1. Auflage, Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, S. 193–217.

Buchanan, J.M. / Tullock, G. (1962): The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy; 2. Auflage, 1969, Ann Arbor: University of Michigan.

Bundesnetzagentur (2008): Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 14.08.2014 unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_7.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur (2011): Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 14.08.2014 unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_6.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bundesnetzagentur (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12; abgerufen im Internet am 07.06.2015 unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur (2013): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013 durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; abgerufen im Internet am 09.07.2015 unter http://data.netzausbau.de/Bravo/NEP/NEP2023_Bestaetigung.pdf.

Bundesnetzagentur (2014a): Monitoringbericht 2014; Bonn, abgerufen im Internet am 28.01.2015 unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur (2014b): Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung; abgerufen im Internet am 21.07.2015 unter

[http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorah
n_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahm
n_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile).

Bundesnetzagentur (2015a): Monitoringbericht 2015; Bonn, abgerufen im Internet am 03.03.2016 unter

[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagent
ur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=C0584D04652633
28397F085BFF6884E0?__blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagent
ur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=C0584D04652633
28397F085BFF6884E0?__blob=publicationFile&v=3).

Bundesnetzagentur (2015b): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2024; abgerufen im Internet am 24.03.2016 unter http://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf.

Bundesregierung (2016): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2016) vom 8.6.2016; abgerufen im Internet am 01.07.2016 unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Burgess, S. / Ratto, M. (2003): The Role of Incentives in the Public Sector: Issues and Evidence; in: Oxford Review of Economic Policy, Bd. 19, Nr. 2, S. 285–300.

Cave, M. / Stern, J. (2013): Economics and the Development of System Operators in Infrastructure Industries; in: Utilities Policy, Bd. 26, S. 56–66.

CDU / CSU / SPD (2015): Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende: Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015; abgerufen im Internet am 24.03.2016 unter https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2015-07-01-Eckpunkte-Energiewende-final.pdf.

CGDEV – Center for Global Development (2014): Publishing Government Contracts: Addressing Concerns and Easing Implementation. A Report of the Center for Global Development Working Group on Contract Publication; abgerufen im Internet am 09.04.2015 unter <http://www.cgdev.org/sites/default/files/publishing-government-contracts-report.pdf>.

Coase, R.H. (1937): The Nature of the Firm; in: *Economica*, Bd. 4, Nr. 16, S. 386–405.

CONSENTEC – Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (2016): Konventionelle Mindestenergieerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung; Untersuchung im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Aachen, abgerufen im Internet am 06.05.2016 unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf.

CONSENTEC / IAEW – Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH / Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft der RWTH Aachen (2012): Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO); Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, abgerufen im Internet am 19.06.2014 unter http://data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_I.pdf.

- Crastan, V. (2012):** Elektrische Energieversorgung 1; Berlin, Heidelberg: Springer.
- CWE NRAs – Central Western Europe National Regulatory Authorities (2015):** Position Paper of CWE NRAs on Flow-Based Market Coupling; abgerufen im Internet am 06.07.2015 unter http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions_reglements/regles_acces_equilibre/Regles-d_attribution-des-capacites-et-gestion-des-congestions/2015/Position-Paper-of-CWE-NRAs-on-Flow-Based-Market-Coupling/150326_position_paper-CWE-FB.pdf.
- David, P.A. (1985):** Clio and the Economics of QWERTY; in: The American Economic Review, Bd. 75, Nr. 2, S. 332–337.
- David, P.A. (1994):** Why are Institutions the ‘Carriers of History’?: Path Dependence and the Evolution of Conventions, Organizations and Institutions; in: Structural Change and Economic Dynamics, Bd. 5, Nr. 2, S. 205–220.
- Dehling, J. / Schubert, K. (2011):** Ökonomische Theorien der Politik; Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Demsetz, H. (1988):** The Theory of the Firm Revisited; in: Journal of Law, Economics, & Organization, Bd. 4, Nr. 1, S. 141–161.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (2005a):** dena-Netzstudie I (Endbericht) – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020; abgerufen im Internet am 03.08.2014 unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (2005b):** Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie) durch die Projektsteuerungsgruppe; abgerufen im Internet am 15.06.2015 unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiedienstleistungen/Dokumente/dena_netzstudie_i_zusammenfassung.pdf.
- Dieckhoff, C. / Appelrath, H.-J. / Fishedick, M. / Grunwald, A. / Höffler, F. / Mayer, C. / Weimer-Jehle, W. (2014):** Zur Interpretation von Energieszenarien; Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, abgerufen im Internet am 24.03.2015 unter <http://www.itas.kit.edu/pub/v/2014/diua14a.pdf>.
- Dieckmann, B. (2008):** Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt; Dissertation, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, abgerufen im Internet am 31.05.2015 unter <http://d-nb.info/99248037X/34>.
- DiMaggio, P.J. / Powell, W.W. (1983):** The Iron Cage Revisited: Institutional Isomorphism and Collective Rationality in Organizational Fields; in: American Sociological Review, Bd. 48, Nr. 2, S. 147–160.
- Dixit, A.K. (1996):** The Making of Economic Policy: A Transaction-Cost Politics Perspective; Munich Lectures in Economics, Cambridge, Mass: MIT Press.
- Dixit, A.K. (2002):** Incentives and Organizations in the Public Sector: An Interpretative Review; in: Journal of Human Resources, Bd. 37, Nr. 4, S. 696–727.

- Downs, A. (1957):** An Economic Theory of Democracy; New York: Harper & Row.
- Dur, R. / Zoutenbier, R. (2015):** Intrinsic Motivations of Public Sector Employees: Evidence for Germany; in: German Economic Review, Bd. 16, Nr. 3, S. 343–366.
- DVG – Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (1998):** Der GridCode: Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Heidelberg.
- DVG – Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (2000):** GRIDCODE 2000. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Heidelberg.
- E-Bridge / IAEW / OFFIS – E-Bridge Consulting GmbH / Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen / OFFIS Institut für Informatik e.V. (2014):** „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie); Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, abgerufen im Internet am 26.05.2015 unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- EC – European Commission (2007):** DG Competition Report on Energy Sector Inquiry; SEC(2006)1724, abgerufen im Internet am 06.07.2015 unter http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/index_en.html.
- Economic Sciences Prize Committee of the Royal Swedish Academy of Sciences (2009):** Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2009: Economic Governance; abgerufen im Internet am 21.07.2015 unter http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2009/advanced-economicsciences2009.pdf.
- Egerer, J. / Gerbaulet, C. / Ihlenburg, R. / Kunz, F. / Reinhard, B. / Hirschhausen, C. von / Weber, A. / Weibezahn, J. (2014):** Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets; DIW Data Documentation 72, Berlin, abgerufen im Internet am 14.09.2016 unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.440963.de/diw_datadoc_2014-072.pdf.
- Egerer, J. / Hermann, H. / Hirschhausen, C. von / Matthes, F. / Neuhoff, K. / Rausch, L. / Weber, A. (2012):** Zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2012. Analyse des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012. – Stellungnahme für die Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber; abgerufen im Internet am 31.10.2012 unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1593/2012-449-de.pdf>.
- Eisenhardt, K.M. (1989):** Agency Theory: An Assessment and Review; in: The Academy of Management Review, Bd. 14, Nr. 1, S. 57–74.
- EnBW (2016):** Bericht über das Geschäftsjahr 2015; Karlsruhe, abgerufen im Internet am 25.05.2016 unter <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/bericht-ueber-das-geschaefts-jahr-2015-der-enbw-ag.pdf>.
- Energinet.dk (2016):** Download Data About the Danish Electricity System in 2020; abgerufen im Internet am 25.01.2016 unter <http://energinet.dk/EN/EI/Nyheder/Sider/Nu-kan-du-downloade-data-om-det-danske-elsystem-i-2020.aspx>.

- ENTSO-E (2016):** ENTSO-E Pan-European Power Transmission Grid Datasets (TYNDP 2014 dataset ReadMe); abgerufen im Internet am 22.03.2016 unter <https://www.entsoe.eu/stum/>.
- EWIS – European Wind Integration Study (2010):** Towards A Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grids; abgerufen im Internet am 17.06.2014 unter http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/EWIS_Final%20Report.pdf.
- Fama, E.F. / Jensen, M.C. (1983a):** Separation of Ownership and Control; in: Journal of Law and Economics, Bd. 26, Nr. 2, S. 301–325.
- Fama, E.F. / Jensen, M.C. (1983b):** Agency Problems and Residual Claims; in: Journal of Law and Economics, Bd. 26, Nr. 2, S. 327–349.
- Fenster, M. (2006):** The Opacity of Transparency; in: Iowa Law Review, Bd. 91, S. 885–949.
- FES – Friedrich-Ebert-Stiftung (1988):** Die Energiepolitik der DDR: Mängelverwaltung zwischen Kernkraft und Braunkohle; Bonn: Verlag Neue Gesellschaft.
- FGH / CONSENTEC / IAEW – Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. / Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH / Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft der RWTH Aachen (2012):** Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien; Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen im Internet am 21.07.2015 unter <http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Presse/Publikationen/Studien/Studie-Mindesterzeugung-4TSO-20120120.pdf>.
- Fink, S. / Ruffing, E. (2015):** Legitimation durch Verwaltungsverfahren? Was sich die Politik von Konsultationen beim Stromnetzausbau verspricht; in: dms – der moderne staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management, Bd. 8, Nr. 2, S. 253–271.
- Fuchs, B. / Roehder, A. / Mittelstaedt, M. / Massmann, J. / Natemeyer, H. / Schnettler, A. (2015):** Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023; Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, abgerufen im Internet am 02.02.2017 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netz_sicherheit/Gutachten_IFHT_RWTH_Systemstabilitaet_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Fung, A. (2006):** Varieties of Participation in Complex Governance; in: Public Administration Review, Bd. 66, S. 66–75.
- Gerbaulet, C. / Weber, A. (2014):** Is There Still a Case for Merchant Interconnectors? Insights from an Analysis of Welfare and Distributional Aspects of Options for Network Expansion in the Baltic Sea Region; DIW Berlin, Discussion Paper 1404, abgerufen im Internet am 14.08.2014 unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.479261.de/dp1404.pdf.
- Giesecke, J. / Mosonyi, E. (2009):** Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb; Berlin: Springer.

- Gizzi, F. (2016):** Implementierung komplexer Systemgüter – ein methodischer Ansatz für ökonomische Untersuchungen und seine Anwendung auf Verkehrstelematiksysteme für die Straße; Dissertation, Technische Universität Berlin, abgerufen im Internet am 08.03.2016 unter <http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-5022>.
- Goworek, F. / SELLER, B. (2015):** Schuldenregeln in Deutschland; in: Gatzert, W. / Schweisfurth, T. (Hrsg.), Öffentliche Finanzwirtschaft in der Staatspraxis, Schriften zur öffentlichen Verwaltung und öffentlichen Wirtschaft, 1. Auflage, Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, S. 221–252.
- Graeber, D. (2014):** Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien: Kombination von Prognosen; Wiesbaden: Springer Gabler.
- Grossman, E. / Luque, E. / Muniesa, F. (2006):** Economies Through Transparency; CSI Working Paper Series 3, abgerufen im Internet am 24.05.2015 unter http://www.csi.enscm.fr/working-papers/WP/WP_CSI_003.pdf.
- Hankel, L. / Ott, R. / Weber, A. (2015):** Ländliche dezentrale Elektrifizierung in Subsahara-Afrika mit Photovoltaik; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 65, Nr. 4, S. 16–19.
- Hart, O. (2003):** Incomplete Contracts and Public Ownership: Remarks, and an Application to Public-Private Partnerships; in: Economic Journal, Bd. 113, Nr. 486, S. C69–C76.
- Hayek, F.A. von (1945):** The Use of Knowledge in Society; in: The American Economic Review, Bd. 35, Nr. 4, S. 519–530.
- Heald, D. (2006):** Varieties of Transparency; in: Hood, C. / Heald, D. (Hrsg.), Transparency: The Key to Better Governance?, Proceedings of the British Academy, Oxford; New York: Oxford University Press, S. 25–43.
- Helm, D. (2003):** Auctions and Energy Networks; in: Auctions of Capacity in Network Industries, Bd. 11, Nr. 1, S. 21–25.
- Heuck, K. / Dettmann, K.-D. / Schulz, D. (2013):** Elektrische Energieversorgung; Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Hirsch, A.V. / Shotts, K.W. (2014):** Policy-Development Monopolies: Adverse Consequences and Institutional Responses; Working Paper, abgerufen im Internet am 24.06.2015 unter <http://people.hss.caltech.edu/~avhirsch/monopoliesforweb.pdf>.
- Hirsch, A.V. / Shotts, K.W. (2015):** Competitive Policy Development; in: American Economic Review, Bd. 105, Nr. 4, S. 1646–64.
- Hogan, W.W. (1999):** Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisited; Working Paper, abgerufen im Internet am 24.07.2016 unter <http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/nez0227.pdf>.
- Hood, C. (1991):** A Public Management for all Seasons?; in: Public Administration, Bd. 69, Nr. 1, S. 3–19.
- Horn, M.J. (1995):** The Political Economy of Public Administration: Institutional Choice in the Public Sector; Political Economy of Institutions and Decisions, Cambridge, UK; New York, NY: Cambridge University Press.

- Hughes, T.P. (1993):** Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930; Baltimore, USA; London, UK: Johns Hopkins University Press.
- Hustedt, T. / Salomonsen, H.H. (2013):** Politikberatung durch die Ministerialverwaltung: Funktionale Differenzierung oder Integration unterschiedlicher Wissensformen?; in: dms – der moderne staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management, Sonderheft 1/2013, S. 203–221.
- Jackson Higgins, K. (2016):** Project “Gridstrike” Finds Substations To Hit For A US Power Grid Blackout; in: Dark Reading (07.01.2016), abgerufen im Internet am 11.03.2016 unter <http://www.darkreading.com/threat-intelligence/project-gridstrike-finds-substations-to-hit-for-a-us-power-grid-blackout/d/d-id/1323788>.
- Jensen, M.C. / Meckling, W.H. (1976):** Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure; in: Journal of Financial Economics, Bd. 3, Nr. 4, S. 305–360.
- Joskow, P. / Tirole, J. (2005):** Merchant Transmission Investment; in: Journal of Industrial Economics, Bd. 53, Nr. 2, S. 233–264.
- Kahlert, J. (1988):** Die Kernenergiepolitik in der DDR: Zur Geschichte uneingelöster Fortschrittshoffnungen; Köln: Wissenschaft und Politik.
- Kaltschmitt, M. (Hrsg.) (2013):** Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; 5. Auflage, Berlin: Springer Vieweg.
- Kerber, W. (2008):** ‘Rules vs. Standards’ or Standards as Delegation of Authority for Making (Optimally Differentiated) Rules; in: Eger, T. / Bigus, J. / Ott, C. / Wangenheim, G. von (Hrsg.), Internationalisierung des Rechts und seine ökonomische Analyse, Wiesbaden: Gabler, S. 489–498.
- Klatt, J.P. (2011):** Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Wettbewerb und Regulierung von Märkten und Unternehmen, Baden-Baden: Nomos.
- Klein, P. (2000):** New Institutional Economics; in: Bouckaert, B. / Geest, G. de (Hrsg.), Encyclopedia of Law and Economics, Volume I. The History and Methodology of Law and Economics, Cheltenham, UK; Northampton, MA: Edward Elgar, S. 456–488.
- Klingenberg, G. (1916):** Elektrische Großwirtschaft unter staatlicher Mitwirkung; in: Elektrotechnische Zeitschrift (Zentralblatt für Elektrotechnik), Organ des Elektrotechnischen Vereins seit 1880 und des Verbandes Deutscher Elektrotechniker seit 1894, Bd. 37, Nr. 23, 24, 25, 26, 52, S. 297–298, 314–317, 328–333, 343–348, 714–716.
- Kozica, A. / Brandl, J. / Kaiser, S. (2013):** Verwaltungsberatung: Wie lernen öffentliche Verwaltungen aus externer Beratung?; in: dms – der moderne staat – Zeitschrift für Public Policy, Recht und Management, Sonderheft 1/2013, S. 305–324.
- Krueger, A.O. (1974):** The Political Economy of the Rent-Seeking Society; in: The American Economic Review, Bd. 64, Nr. 3, S. 291–303.
- Kumkar, L. (2000):** Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft: eine institutionenökonomische Analyse; Kieler Studien, Tübingen: Mohr Siebeck.

- Kundur, P. / Paserba, J. / Ajjarapu, V. / Andersson, G. / Bose, A. / Canizares, C. / Hatziargyriou, N. / Hill, D. / Stankovic, A. / Taylor, C. / Van Cutsem, T. / Vittal, V. (2004):** Definition and Classification of Power System Stability: IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions; in: IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 19, Nr. 3, S. 1387–1401.
- Laffont, J.-J. / Tirole, J. (1991):** The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture; in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 106, Nr. 4, S. 1089–1127.
- Lenk, K. / Wengelowski, P. (2004):** Wissensmanagement für das Verwaltungshandeln; in: Edeling, T. / Jann, W. / Wagner, D. (Hrsg.), Wissensmanagement in Politik und Verwaltung, Interdisziplinäre Organisations- und Verwaltungsforschung, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, S. 147–165.
- Leprich, U. / Guss, H. / Weiler, K. / Ritzau, M. / Macharey, U. / Igel, M. / Diegler, J. (2011):** Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abgerufen im Internet am 21.07.2015 unter http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/BET-Studie_Netzausbau_bf_BMU.pdf.
- Lienert, P. / Suetterlin, B. / Siegrist, M. (2015):** Public Acceptance of the Expansion and Modification of High-Voltage Power Lines in the Context of the Energy Transition; in: Energy Policy, Bd. 87, S. 573–583.
- Luhmann, H.-J. (2013):** Das Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung in der Stromnetzausbauplanung – eine erste Bewertung; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 63, Nr. 4, S. 32–36.
- Lupia, A. / McCubbins, M.D. (2000):** Representation or Abdication? How Citizens use Institutions to Help Delegation Succeed; in: European Journal of Political Research, Bd. 37, Nr. 3, S. 291–307.
- Macharey, U. (2009):** Ökoeffizienz von Flexibilisierungsmaßnahmen in Energieversorgungsnetzen unter Berücksichtigung der Integration von Windenergie; Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik, Aachen: Günter Mainz Verlag.
- Matthes, F.C. (2000):** Stromwirtschaft und deutsche Einheit: Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland; Berlin; Norderstedt: F.C. Matthes; Libri.
- Mayntz, R. (2009):** Sozialwissenschaftliches Erklären: Probleme der Theoriebildung und Methodologie; Schriften aus dem Max-Planck-Institut für Gesellschaftsforschung, Köln, Frankfurt/Main: Campus.
- McCalley, J.D. / Vittal, V. / Abi-Samra, N. (1999):** An Overview of Risk Based Security Assessment; in: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1999, S. 173–178.
- McCubbins, M.D. / Noll, R.G. / Weingast, B.R. (1987):** Administrative Procedures as Instruments of Political Control; in: Journal of Law, Economics, and Organization, Bd. 3, Nr. 2, S. 243–277.
- McCubbins, M.D. / Schwartz, T. (1984):** Congressional Oversight Overlooked: Police Patrols Versus Fire Alarms; in: American Journal of Political Science, Bd. 28, Nr. 1, S. 165–179.

- Meyer, J.W. / Rowan, B. (1977):** Institutionalized Organizations: Formal Structure as Myth and Ceremony; in: American Journal of Sociology, Bd. 83, Nr. 2, S. 340–363.
- Midttun, A. / Baumgartner, T. (1986):** Negotiating Energy Futures: The Politics of Energy Forecasting; in: Energy Policy, Bd. 14, Nr. 3, S. 219–241.
- Miller, O. von (1930):** Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung; Berlin: VDI-Verlag.
- Moe, T.M. (1990a):** Political Institutions: The Neglected Side of the Story; in: Journal of Law, Economics, and Organization, Bd. 6, special issue, S. 213–253.
- Moe, T.M. (1990b):** The Politics of Structural Choice: Toward a Theory of Public Bureaucracy; in: Williamson, O.E. (Hrsg.), Organization Theory From Chester Barnard to the Present and Beyond., New York 1995: Oxford University Press, S. 116–153.
- Moe, T.M. (1994):** Integrating Politics and Organizations: Positive Theory and Public Administration; in: Journal of Public Administration Research and Theory: J-PART, Bd. 4, Nr. 1, S. 17–25.
- Mühlenkamp, H. (2008):** Leistungsbezahlung im öffentlichen Sektor unter dem Regime der „Kostenneutralität“: Warum sie nicht wirklich funktionieren kann; in: Magiera, S. / Sommermann, K.-P. / Ziller, J. (Hrsg.), Verwaltungswissenschaft und Verwaltungspraxis in nationaler und transnationaler Perspektive, Festschrift für Heinrich Siedentopf zum 70. Geburtstag, S. 637–654.
- Müller, L. (2001):** Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen; 2. Auflage, Berlin: Springer.
- Musgrave, R.A. (1959):** The Theory of Public Finance: A Study in Public Economy; New York [u.a.]: McGraw-Hill.
- Nagel, H. (2008):** Systematische Netzplanung; 2. Auflage, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Berlin: VDE-Verlag.
- Nailis, D. / Nolde, A. / Ritzau, M. (2015):** NEMO IV: Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur; abgerufen im Internet am 30.11.2015 unter http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2024/NEP/NEMOIV.pdf?__blob=publicationFile.
- Natemeyer, H. / Raths, S. / Scheufen, M. / Roehder, A. / Helmschrott, T. / Özalay, B. / Büchel, H.B. / Fuchs, B. / Mittelstaedt, M. / Schnettler, A. (2014):** Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes „NEMO III“; Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, abgerufen im Internet am 26.05.2014 unter http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bravo/NEP/NEMOIII.pdf?__blob=publicationFile.
- Nelson, R.R. / Winter, S.G. (1982):** An Evolutionary Theory of Economic Change; Cambridge, MA: Belknap Press of Harvard University Press.
- Niskanen, W.A. (1971):** Bureaucracy and Representative Government; Chicago: Aldine, Atherton.
- Niskanen, W.A. (1975):** Bureaucrats and Politicians; in: Journal of Law and Economics, Bd. 18, Nr. 3, S. 617–643.
- North, D.C. (1991):** Institutions; in: Journal of Economic Perspectives, Bd. 5, Nr. 1, S. 97–112.

- Oates, W.E. (1972):** Fiscal Federalism; New York, NY [u.a.]: Harcourt Brace Jovanovich.
- Oliven, O. (1930):** Europas Großkraftlinien: Vorschlag eines europäischen Höchstspannungsnetzes; in: Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure, Bd. 74, Nr. 25, S. 875–879.
- Olsen, D. / Byron, J. / DeShazo, G. / Shirmohammadi, D. / Wald, J. (2012):** Collaborative Transmission Planning: California's Renewable Energy Transmission Initiative; in: IEEE Transactions on Sustainable Energy, Bd. 3, Nr. 4, S. 837–844.
- Olson, M. (1968):** Die Logik des kollektiven Handelns: Kollektivgüter und die Theorie der Gruppen; Originalausgabe: The Logic Of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups (1965), Übersetzung von Hayek, F.A. von et al., Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- Olson, M. (1969):** The Principle of „Fiscal Equivalence“: The Division of Responsibilities Among Different Levels of Government; in: American Economic Review, Bd. 59, Nr. 2, S. 479–487.
- Opp, K.-D. (2014):** Methodologie der Sozialwissenschaften: Einführung in Probleme ihrer Theorienbildung und praktischen Anwendung; Wiesbaden: Springer VS.
- Osborne, D. (1993):** Reinventing Government; in: Public Productivity & Management Review, Bd. 16, Nr. 4, S. 349–356.
- Ostrom, E. / Schroeder, L. / Wynne, S. (1993):** Institutional Incentives and Sustainable Development; Boulder: Westview Press.
- Oswald, D. / Oeding, B.R. (2011):** Elektrische Kraftwerke und Netze; 7. Auflage, Berlin, Heidelberg: Springer.
- Polanyi, K. (2014):** The Great Transformation: Politische und ökonomische Ursprünge von Gesellschaften und Wirtschaftssystemen; Originalausgabe: The Great Transformation (1944), Übersetzung von Jelinek, H., Frankfurt/Main: Suhrkamp.
- Polanyi, M. (1962):** Personal Knowledge: Towards a Post-Critical Philosophy; Chicago: University of Chicago Press.
- Polanyi, M. (1966):** The Tacit Dimension; Garden City, NY: Doubleday.
- Pollitt, M.G. (2012):** Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector; in: Energy Policy, Bd. 47, S. 32–48.
- Popper, K. (1934):** Grundprobleme der Erkenntnislogik; in: Logik der Forschung, 10. Auflage 1994, Tübingen: Mohr Siebeck, S. 3–21.
- Praktijnjo, A.J. / Hähnel, A. / Erdmann, G. (2011):** Assessing Energy Supply Security: Outage Costs in Private Households; in: Energy Policy, Bd. 39, Nr. 12, S. 7825–7833.
- Prat, A. (2006):** The More Closely we are Watched, the Better we Behave?; in: Hood, C. / Heald, D. (Hrsg.), Transparency: the Key to Better Governance?, Proceedings of the British Academy, Oxford, UK: Oxford University Press, S. 91–103.
- Radkau, J. (1983):** Aufstieg und Krise der deutschen Atomwirtschaft 1945-1975: verdrängte Alternativen in der Kerntechnik und der Ursprung der nuklearen Kontroverse; Reinbek bei Hamburg, Germany: Rowohlt.

- Reinert, S. (2012):** Bürger(innen)beteiligung als Teil der lokalen Demokratie; in: Ley, A. / Weitz, L. (Hrsg.), Praxis Bürgerbeteiligung: ein Methodenhandbuch, 4. Auflage, Bonn: Stiftung Mitarbeit, S. 33–40.
- Reischmann, M. (2014):** Staatsverschuldung in Extrahaushalten: Historischer Überblick und Implikationen für die Schuldenbremse in Deutschland; in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Bd. 15, Nr. 2, S. 171–181.
- Renn, O. (2013):** Partizipation bei öffentlichen Planungen. Möglichkeiten, Grenzen, Reformbedarf; in: Keil, S.I. / Thaidigsmann, S.I. (Hrsg.), Zivile Bürgergesellschaft und Demokratie, Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 71–96.
- Renn, O. / Köck, W. / Schweizer, P.-J. / Bovet, J. / Benighaus, C. / Scheel, O. / Schröter, R. (2014):** Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planungsvorhaben der Energiewende; ENERGY-TRANS Policy Brief 1/14, abgerufen im Internet am 21.02.2014 unter http://www.energy-trans.de/downloads/ENERGY-TRANS-Policy_Brief-Oeffentlichkeitsbeteiligung_bei_Planungsvorhaben_der_Energiewende.pdf.
- Richter, R. / Furubotn, E. (1996):** Neue Institutionenökonomik: Eine Einführung und kritische Würdigung; 3. Auflage, Tübingen: Mohr Siebeck.
- Riege, A. / Lindsay, N. (2006):** Knowledge Management in the Public Sector: Stakeholder Partnerships in the Public Policy Development; in: Journal of Knowledge Management, Bd. 10, Nr. 3, S. 24–39.
- Riesner, W. (2009):** Die Energiewirtschaft in Ostdeutschland: Ein Rückblick auf die letzten 60 Jahre; in: BWK – Das Energie-Fachmagazin, Bd. 61, Nr. 12, S. 3–14.
- Rosellon, J. / Weigt, H. (2010):** A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks: Theory, Modeling, and Application; DIW Berlin, Discussion Paper 1019, abgerufen im Internet am 21.07.2015 unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.357701.de/dp1019.pdf.
- RWE (2016):** Geschäftsbericht 2015; Essen, abgerufen im Internet am 29.05.2016 unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2974770/data/110822/8/rwe/investor-relations/berichte/RWE-Geschaeftsbericht-2015.pdf>.
- Schlabbach, J. / Rofalski, K.-H. (2008):** Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment; Weinheim: Wiley-VCH.
- Schmoller, G. (1893):** Die Volkswirtschaft, die Volkswirtschaftslehre und ihre Methode; Sozialökonomische Texte (1946), Frankfurt am Main: Vittorio Klostermann.
- Schnug, A. / Fleischer, L. (1999):** Bausteine für Stromeuropa: Eine Chronik des elektrischen Verbunds in Deutschland; 50 Jahre Deutsche Verbundgesellschaft; Heidelberg: Deutsche Verbundgesellschaft.
- Schröder, A. / Kunz, F. / Meiß, J. / Mendelevitch, R. / Hirschhausen, C. von (2013):** Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050; DIW Data Documentation 68, Berlin, abgerufen im Internet am 17.07.2013 unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.

- Schurz, G. (2011):** Einführung in die Wissenschaftstheorie; Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft.
- Schwab, A.J. (2012):** Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie; Berlin: Springer.
- Shepsle, K.A. (1989):** Studying Institutions: Some Lessons from the Rational Choice Approach; in: Journal of Theoretical Politics, Bd. 1, Nr. 2, S. 131–147.
- Simon, H.A. (1955):** A Behavioral Model of Rational Choice; in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 69, Nr. 1, S. 99–118.
- Simon, H.A. (1957):** Models of Man: Social and Rational; New York: Wiley.
- Smith, R. (2014):** Nation's Power Grid Vulnerable to Sabotage; in: The Wall Street Journal (13.03.2014), S. A1,A6.
- Spence, M. / Zeckhauser, R. (1971):** Insurance, Information, and Individual Action; in: The American Economic Review, Bd. 61, Nr. 2, S. 380–387.
- Steinbach, A. (2013):** Barriers and Solutions for Expansion of Electricity Grids – The German Experience; in: Energy Policy, Bd. 63, S. 224–229.
- Stenzel, P. / Fleer, J. / Linssen, J. (2015):** Elektrochemische Speicher; in: Wietschel, M. / Ullrich, S. / Markewitz, P. / Schulte, F. / Genoese, F. (Hrsg.), Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, S. 157–214.
- Sterner, M. / Stadler, I. (2014):** Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration; Berlin: Springer Vieweg.
- Stier, B. (1999):** Staat und Strom: die politische Steuerung des Elektrizitätssystems in Deutschland 1890-1950; Technik + Arbeit, Ubstadt-Weiher: Verlag Regionalkultur.
- Stigler, H. / Nischler, G. / Nacht, T. / Hütter, D. / Schüppel, A. / Fickert, L. / Renner, H. / Brandauer, W. / Wakolbinger, C. / Trajanoska, B. / Köck, K. / Stadler, J. / Orhouzee, S. / Sakulin, M. / Muhr, M. / Woschitz, R. / Sumereder, C. / Zlodnjak, A. (2012):** Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012; Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, abgerufen im Internet am 19.06.2014 unter http://data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf.
- Strbac, G. / Moreno, R. / Pudjianto, D. / Castro, M. (2011):** Towards a Risk-Based Network Operation and Design Standards; in: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, S. 1–4.
- Strbac, G. / Pollitt, M. / Konstantinidis, C.V. / Konstantelos, I. / Moreno, R. / Newbery, D. / Green, R. (2014):** Electricity Transmission Arrangements in Great Britain: Time for Change?; in: Energy Policy, Bd. 73, S. 298–311.
- Teece, D.J. (1982):** Towards an Economic Theory of the Multiproduct Firm; in: Journal of Economic Behavior & Organization, Bd. 3, Nr. 1, S. 39–63.
- Tirole, J. (1994):** The Internal Organization of Government; in: Oxford Economic Papers, New Series, Bd. 46, Nr. 1, S. 1–29.

- Turvey, R. (2006):** Interconnector Economics; in: Energy Policy, Bd. 34, Nr. 13, S. 1457–1472.
- UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (2009):** UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; abgerufen im Internet am 03.04.2014 unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
- VDE – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2012):** Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland; Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- Weber, A. / Beckers, T. / Behr, P. / Bieschke, N. / Fehner, S. / Hirschhausen, C. von (2013):** Long-term Power System Planning in the Context of Changing Policy Objectives – Conceptual Issues and Selected Evidence from Europe; Studie im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform (SEFEP), abgerufen im Internet am 28.11.2013 unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2013/weber_et_al_2013-long_term_power_system_planning_SEFEP.pdf.
- Weber, A. / Beckers, T. / Feuß, S. / Hirschhausen, C. von / Hoffrichter, A. / Weber, D. (2014):** Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland; Gutachten im Auftrag des Schweizerischen Bundesamts für Energie (BfE), Bern, Berlin, abgerufen im Internet am 18.08.2014 unter <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/36055.pdf>.
- Weber, A. / Graeber, D. / Semmig, A. (2010):** Market Coupling and the CWE Project; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 34, Nr. 4, S. 303–309.
- Weber, M. (1904):** Die „Objektivität“ sozialwissenschaftlicher und sozialpolitischer Erkenntnis; in: Gesammelte Aufsätze zur Wissenschaftslehre (dritte Auflage 1968), Tübingen: Mohr Siebeck, S. 146–214.
- Weber, M. (1919):** Politik als Beruf; in: Flitner, E. (Hrsg.), Politische Schriften (1999), Potsdamer Internet-Ausgabe, Potsdam: Institut für Pädagogik der Universität Potsdam, S. 396–450.
- Weingast, B.R. / Moran, M.J. (1983):** Bureaucratic Discretion or Congressional Control? Regulatory Policymaking by the Federal Trade Commission; in: Journal of Political Economy, Bd. 91, Nr. 5, S. 765–800.
- Wewer, G. (2014):** Allheilmittel Transparenz? Anmerkungen zur Diskussion; in: Verwaltung & Management, Bd. 20, Nr. 1, S. 4–18.
- Williamson, O.E. (1975):** Markets and Hierarchies, Analysis and Antitrust Implications: A Study in the Economics of Internal Organization; New York: Free Press.
- Williamson, O.E. (1976):** Franchise Bidding for Natural Monopolies – in General and with Respect to CATV; in: The Bell Journal of Economics, Bd. 7, Nr. 1, S. 73–104.
- Williamson, O.E. (1988):** The Logic of Economic Organization; in: Journal of Law, Economics, and Organization, Bd. 4, Nr. 1, S. 65–93.

- Williamson, O.E. (1990):** Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus: Unternehmen, Märkte, Kooperationen; Originalausgabe: *The Economic Institutions Of Capitalism* (1985), Übersetzung von Streissler, M., Tübingen: Mohr Siebeck.
- Williamson, O.E. (1991):** Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives; in: *Administrative Science Quarterly*, Bd. 36, Nr. 2, S. 269–296.
- Williamson, O.E. (1999):** Public and Private Bureaucracies: A Transaction Cost Economics Perspective; in: *Journal of Law, Economics, and Organization*, Bd. 15, Nr. 1, S. 306–342.
- Wilson, J.Q. (1991):** *Bureaucracy: What Government Agencies Do and Why They Do It*; New York, NY: Basic Books.
- Wood, A.J. / Wollenberg, B.F. / Sheblé, G.B. (2014):** *Power Generation, Operation, and Control*; 3. Auflage, Hoboken, NJ: Wiley.
- Zängl, W. (1989):** *Deutschlands Strom: die Politik der Elektrifizierung von 1866 bis heute*; Frankfurt, New York: Campus.
- Zeller, M. (2011):** Myth or Reality – Does the Aurora Vulnerability Pose a Risk to my Generator?; in: *Proceedings of 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2011, S. 130–136.

Stichwortverzeichnis

Anreizsetzung	26 ff.
Auftragsbeziehungen.....	24 ff.
Beamtentum	35
Begrenzte Rationalität	15
Beteiligung	41 ff.
im Planungsprozess nach §§ 12ff. EnWG	83 f., 134 ff.
Bürokratie	<i>siehe</i> Öffentliche Verwaltung
Deduktion.....	5
Enteignung.....	150 f., 152 f.
Geschichte der Elektrizitätsversorgung in Deutschland.....	54
ab 1990.....	59
bis Ende des 2. Weltkriegs.....	54 f.
in Ostdeutschland	57 f.
in Westdeutschland.....	56 f.
Hierarchie	26 ff.
Induktion (Wissenschaftstheorie)	5
Kurzschlussstrom	74 f., 77, 79
Lastflussanalyse	73 f., 79, 101 ff., 112, 161
Marktsimulation	72 f., 78, 97 ff., 161
Monitoring	26 ff.
n-1-Prinzip	53, 70 f., 102 f.
Neue Institutionenökonomik	13 ff.
Öffentliche Verwaltung	34 ff.
Opportunismus	15
-potential bei der Erzeugungsplanung	159 f., 162 ff.
-potential bei der Netzplanung	95 ff.
Partizipation	<i>siehe</i> Beteiligung

Planung von Elektrizitätsversorgungssystemen

gegenwärtige Situation in Deutschland	83 ff.
generischer Planungsprozess	77 ff.
historische Entwicklung in Deutschland.....	80 ff.
Koordinierung von lang- und kurzfristigen Maßnahmen.....	79, 104, 108, 160 ff.
Koordinierung von Netz- und Erzeugungsplanung	61 f., 53 f., 75 ff., 98 ff., 109 ff., 132 f., 134 ff., 158
technische Grundlagen	66 ff.
Politik	32 f.
Prinzipal-Agent-Theorie	18 ff.
Verhältnis zur Transaktionskostentheorie.....	23 f.
Prognosen	72
Regulatory Capture	36
Rent-Seeking	33 f.
Schuldenbremse.....	146 f., 149 f.
Stabilität (elektrische Energieversorgung).....	73 ff., 79, 104, 160 ff., 165 f.
Szenarien.....	71 f.
im Planungsprozess nach §§ 12ff. EnWG	84, 132
Transaktionskostentheorie	15 ff.
Verhältnis zur Prinzipal-Agent-Theorie	23 f.
Transparenz.....	41 ff.
von Netzdaten.....	118, 136
Übertragungsnetzbetreiber (in Deutschland)	63
Aufgaben	59 ff., 64 ff.
Eigentümerschaft.....	127 f.
Versorgungssicherheit.....	70 f., 104 f., 166 f.
Verstaatlichung	
fiskalische Sichtbarkeit der.....	149
Wissen	29 ff.
-sbedarf bei der Erzeugungsplanung	162 ff.
-sbedarf bei der Netzplanung	95 ff.