

# **Die Regulierung der Stromübertragungsnetze im Onshore- und Offshore-Bereich in Deutschland – Eine ökonomische Analyse**

## **Autoren:**

Thorsten Beckers

Ann-Katrin Lenz

Nils Bieschke

**Mai 2016**

Diese Studie wurde im Rahmen des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts „Reformbedarf und -modelle für den effizienten Ausbau und Betrieb der Elektrizitätsnetze im Rahmen der Energiewende“ (EE-Netz) erstellt. Die Verantwortung für den Inhalt des Berichts liegt bei den Autoren.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Die Eignung von Regulierungsverfahren in Abhängigkeit von Sektor- und Akteurscharakteristika</b> .....	<b>5</b>
2.1	Grundlegende Optionen zur Ausgestaltung der Regulierung und resultierende idealtypische Regulierungsverfahren .....	5
2.1.1	Überblick .....	5
2.1.2	Anreizsetzung vs. Monitoring .....	8
2.1.3	Bundling vs. Unbundling .....	12
2.1.4	Commitment-Probleme und das regulatorische Risiko.....	14
2.1.5	Resultierende idealtypische Regulierungsverfahren.....	16
2.2	Ausgestaltungsfragen hinsichtlich der Festlegung der Kapitalkosten sowie der Haftungsregelungen .....	20
2.2.1	Kapitalkostenermittlung und -festlegung.....	21
2.2.1.1	Differenzierung von Kapitalkosten nach Asset-Eigenschaften .....	21
2.2.1.2	Fixierung vs. Indexierung des risikolosen Zinssatzes .....	24
2.2.1.3	Verwendung des tatsächlichen oder eines synthetischen Anlagevermögens .....	25
2.2.1.4	Option der Fixierung von Risikozuschlägen in Kapitalkosten und weitergehende Variante der direkten Auszahlung von Vergütung an Kapitalgeber.....	27
2.2.2	Haftungsregelungen und Haftungskapitalbereitstellung, Monitoring als diesbezügliches Substitut sowie ein Austausch der Unternehmenseigentümer als alternative Sanktionsmaßnahme.....	28
2.2.2.1	Haftungsregelungen und Monitoring als Substitut für Haftung .....	28
2.2.2.2	Umfang des Haftungskapitals .....	31
2.2.2.3	Der Austausch der Unternehmenseigentümer als alternative Sanktionsmaßnahme .....	32
2.3	Analyse verschiedener idealtypischer Regulierungsverfahren und Einflussfaktoren auf deren Vorteilhaftigkeit .....	34
2.3.1	Idealtypische Regulierungsverfahren.....	34
2.3.1.1	TOTEX-Anreizregulierung .....	34
2.3.1.2	Differenzierte Anreizregulierung .....	37
2.3.1.3	Monitoring-basierte Verfahren und reine Kostendurchreichung .....	38
2.3.2	Einflussfaktoren auf die Vorteilhaftigkeit von Regulierungsverfahren.....	39
<b>3</b>	<b>Institutionelle Rahmenbedingungen der Stromübertragungsnetze in Deutschland</b> .....	<b>42</b>
3.1	Stromübertragungsnetze in der Wertschöpfungskette zur Stromversorgung .....	42
3.2	Charakteristika des deutschen Stromübertragungsnetzes und institutioneller Rahmen.....	43
3.3	Wesentliche Aufgaben der ÜNB in Deutschland.....	44
<b>4</b>	<b>Darstellung, Einordnung und Kritik der derzeitigen Regulierung der ÜNB sowie diesbezügliche Reformvorschläge</b> .....	<b>47</b>
4.1	Allgemeine Grundlagen zur Regulierung der ÜNB und die Regulierung der Onshore-AC-Netze .....	47
4.1.1	Darstellung sowie ökonomische Einordnung und (Detail-)Kritik .....	47
4.1.1.1	Historie der Regulierung durch die BNetzA .....	47
4.1.1.2	Vergütungsgrenzenfestsetzung und grundsätzlich (harte) Anreizsetzung während der Regulierungsperiode.....	48

4.1.1.3	Höhe der regulatorisch festgesetzten Kapitalkosten .....	50
4.1.1.4	„Investitionsmaßnahmen“ als Sonderregime .....	51
4.1.1.5	Weitere Elemente und Aspekte der ARegV-Regulierung.....	53
4.1.2	Übergreifende Einordnung und Kritik sowie Reformvorschläge .....	53
4.1.2.1	Übergreifende Einordnung und Kritik.....	53
4.1.2.2	Reformvorschläge.....	54
4.2	Regulierung der Offshore-Leitungen.....	58
4.2.1	Charakteristika von Offshore-Leitungen.....	58
4.2.2	Regulierung der ÜNB mit Blick auf die Kosten der Leistungserbringung nach der ARegV .....	59
4.2.2.1	Darstellung, ökonomische Einordnung und Kritik.....	59
4.2.2.2	Reformvorschläge.....	62
4.2.3	Regulierung der ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen durch die Haftungsregelungen in den §§ 17e - 17i EnWG .....	64
4.2.3.1	Überblick über zentrale Regelungen in §§ 17e - 17i EnWG und über das weitere Vorgehen.....	64
4.2.3.2	Diskussion der mit den Haftungsregelungen im EnWG generierten (Anreiz-)Wirkungen bei ÜNB .....	66
4.2.3.3	Diskussion des institutionellen Design des mit den Haftungsregelungen im EnWG generierten Anreizregimes in Richtung der ÜNB .....	73
4.2.3.4	Fazit sowie übergreifende ökonomische Einordnung und Kritik.....	76
4.2.4	Projektgesellschaften als Lösung zum Umgang mit etwaigen Klumpenrisiken im Offshore-Bereich .....	77
4.2.5	Übergreifende Kritik und Vorgehen bei einer Reform der Regulierung der OWP-Anbindungen .....	78
4.3	Regulierung der Onshore-DC-Leitungen .....	79
<b>5</b>	<b>Fazit und Diskussion von Umsetzungsaspekten .....</b>	<b>81</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>84</b>

## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BGH	Bundesgerichtshof
BNetzA	Bundesnetzagentur (für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen)
CAPEX	Capital Expenditure
CAPM	Capital Asset Pricing Model
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DEA	Data Envelopment Analysis
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FK	Fremdkapital
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HoldCo	Holding Company
HVDC	High-voltage direct current
ISO	Independent System Operator
NEP	Netzentwicklungsplan
NIÖ	Neue Institutionenökonomik
ONEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OpCo	Operating Company
OPEX	Operating Expenditures
OWP	Offshore-Windpark
PPP	Public-Private Partnership
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TOTEX	Total Expenditure
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

# 1 Einleitung

## **UNTERSUCHUNGSGEGENSTAND UND ZIEL DER STUDIE**

Das in 2014 reformierte EEG sieht für das Jahr 2025 (2035 bzw. 2050) einen Anteil der erneuerbaren Energien in Höhe von 40 - 45 % (55 - 60 % bzw. 80%) am Bruttostromverbrauch vor.<sup>1, 2</sup> Um diesen Umbau der Energieversorgung hin zu mehr Strom aus erneuerbaren Energien realisieren zu können, wird auch ein Um- und Ausbau der Stromübertragungsnetze erforderlich sein, welcher zu erheblichen Investitionserfordernissen bei den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW führen wird. So schätzen die vier ÜNB für die nächsten zehn Jahre im Netzentwicklungsplan (NEP) 2015 einen Investitionsbedarf i. H. v. ca. 24 Mrd. € bis 35 Mrd. € (je nach Umfang der Vollverkabelung der HGÜ-Leitungen) für das Onshore-Netz<sup>3</sup> und im Offshore-Netzentwicklungsplan (ONEP) 2015 einen Investitionsbedarf i. H. v. ca. 10 Mrd. € für das Offshore-Netz<sup>4</sup>. Dabei wird zudem nicht nur in konventionelle Technologie investiert, sondern auch in neue Technologien wie Onshore-HGÜ-Leitungen und Anbindungen von Offshore-Windparks via AC- als auch DC-Technik.

Ob diese Investitionen für den Netzausbau (sowie die ebenfalls anstehenden, nicht unerheblichen Ersatzinvestitionen) von den vier ÜNB in Deutschland finanziert werden können und ob dies zu (für die Nachfrager) möglichst geringen Kosten geschieht, hängt wesentlich von der Ausgestaltung der Regulierung der ÜNB ab, da diese die Anreize zur Erbringung eines funktionsfähigen Stromnetzes sowie die damit einhergehende Vergütung determiniert. Vor diesem Hintergrund soll in dieser Studie analysiert werden, inwieweit die Regulierung der ÜNB in Deutschland geeignet ist, sowohl die unterschiedlichen Investitionsherausforderungen in den einzelnen Netzbereichen (onshore / offshore, AC / DC) als auch die weiteren Aufgaben eines ÜNB (wie die kurzfristige Betriebsführung und mittelfristige Erhaltung) in der gewünschten Qualität zu (aus Nachfragerperspektive) langfristig möglichst minimalen Kosten sicherzustellen. Werden diesbezüglich Defizite bei der deutschen Regulierung identifiziert, werden zudem mögliche Reformoptionen dargestellt.

---

<sup>1</sup> An der Erstellung dieses Papers haben die Autoren wie folgt mitgewirkt:

- Thorsten Beckers hat im Kontext der Leitung des Arbeitspakets zur Regulierung und Finanzierung im Forschungsprojekt EE-Netz die Grundzüge der Argumentation in dieser Studie wesentlich mitgestaltet und beim Verfassen einzelner Textpassagen mitgewirkt.
- Substanzielle Beiträge bei der Erstellung dieser Studie (bei der Erfassung der Literatur bzw. der Aufarbeitung des Forschungsstandes, bei der Erfassung der technisch-systemischen Gegebenheiten und der institutionellen Rahmenbedingungen sowie bei der Festlegung der Argumentation und beim Verfassen des Textes) sind in besonderer Weise von Ann-Katrin Lenz geleistet worden.
- Nils Bieschke hat die inhaltlichen Überlegungen dieser Studie begleitet und war an der kritischen Diskussion des Textes beteiligt.

<sup>2</sup> Die vorliegende Studie stellt eine Weiterentwicklung des im Jahr 2013 im Rahmen des Projekts EE-Netz erstellten unveröffentlichten Manuskripts (Beckers, T. / Lenz, A. / Bieschke, N. (2013): Die Regulierung der Stromübertragungsnetze im Onshore- und Offshore-Bereich in Deutschland – Eine ökonomische Analyse) dar.

<sup>3</sup> Vgl. 50HERTZ ET AL. (2015a, S. 114).

<sup>4</sup> Vgl. 50HERTZ ET AL. (2015b, S. 46).

## **METHODIK**

Um beurteilen zu können, ob die derzeitige Regulierung geeignet ist, die gewünschte Leistung zu möglichst (für die Nachfrager) geringen Kosten sicherzustellen, müssen zunächst die möglichen alternativen Regulierungsverfahren identifiziert werden. Aus diesem Grund werden verschiedene grundlegende und weitere (speziell die Kapitalkostenermittlung bzw. Vergütung der Investoren betreffende) Ausgestaltungsoptionen einer Regulierung dargestellt. Verschiedene Kombinationen von Ausgestaltungsoptionen ergeben wiederum verschiedene idealtypische Regulierungsverfahren, welche einer komparativen Analyse unterzogen werden. Bei der Identifikation der Ausgestaltungsoptionen sowie bei der komparativen Analyse der idealtypischen Regulierungsverfahren wird auf die Theorien der Neuen Institutionenökonomik (NIÖ), insbesondere die Transaktionskosten- und Prinzipal-Agent-Theorie, zurückgegriffen. Diese Theorien betrachten die Regulierung von monopolistischen Unternehmen als einen Vertrag in einer Prinzipal-Agent-Beziehung zwischen Regulierer (als Prinzipal) und – folgend die Diskussion mit Bezug zu einem (anstatt mehreren) Unternehmen führend – dem regulierten Unternehmen (als Agenten).<sup>5</sup> Die Prinzipal-Agent-Theorie untersucht bei dieser Beziehung Probleme, die aus einem Informationsvorsprung des Unternehmens gegenüber dem Regulierer resultieren, und versucht dafür Lösungsmöglichkeiten (wie eine Anreizsetzung, ein Monitoring oder eine Kostendurchreichung) aufzuzeigen. Die Transaktionskostentheorie fokussiert sich auf das Problem eines möglichen „hold up“<sup>6</sup>, welches aufgrund der spezifischen Investitionen des Unternehmens sowie der infolge von Umweltunsicherheiten bestehenden Unvollständigkeit der langfristigen Verträge existiert, und weist dabei auf die Bedeutung von glaubhaften Zusicherungen („Commitments“) hinsichtlich eines nicht opportunistischen Verhaltens hin. Die Theorie unvollständiger Verträge diskutiert schließlich, inwiefern die zu erbringende Leistung integriert oder entbündelte Teilleistungen betrachtet werden sollten.<sup>7</sup> Eine allgemeine Erkenntnis der NIÖ ist dabei, dass das Ausmaß der skizzierten Probleme und die Vorteilhaftigkeit verschiedener Lösungsmöglichkeit stets von den Charakteristika der Transaktion, des Sektors und der Akteure sowie den weiteren institutionellen Rahmenbedingungen abhängen.

Aus diesem Grund werden bei der komparativen Analyse die idealtypischen Regulierungsverfahren auch auf ihre Eignung bei bestimmten – häufig bei Netzinfrastruktursektoren präsenten – Rahmenbedingungen überprüft. Um die Ergebnisse der Analyse auf die spezifische Situation der Regulierung der ÜNB in Deutschland übertragen zu können, werden in einem nächsten Schritt die Charakteristika des deutschen Stromübertragungsnetzes sowie der deutschen ÜNB identifiziert.

---

<sup>5</sup> Anzumerken ist, dass – anders als bei einem freiwillig erfolgenden Vertragsschluss von zwei Vertragsparteien auf Basis privatrechtlicher Regelungen – einem Regulierer vom Gesetzgeber unter der Vorgabe der Beachtung der vorstehend genannten zwei zentralen Regulierungsziele das Recht übertragen worden ist, den erwähnten Regulierungsvertrag in Kraft zu setzen und anzupassen. Gleichzeitig besitzt das regulierte Unternehmen – zumindest ist dies so in institutionell entwickelten Ländern und hiervon wird im Folgenden ausgegangen – die Möglichkeit, sich gegen als ungerechtfertigt eingestufte Entscheidungen (i. d. R. auf gerichtlichem Weg) zur Wehr zu setzen.

<sup>6</sup> Die Gefahr eines „hold up“ besteht, wenn spezifische Investitionen, deren Wert außerhalb der betrachteten Transaktion deutlich geringer ist, durch opportunistisches Verhalten des Transaktionspartners ex post entwertet werden. Die Differenz zwischen erst- und zweitbesten Verwertung wird dann nicht mehr vergütet.

<sup>7</sup> Vgl. hierzu speziell HART (2003).

Hierbei werden auch die Erkenntnisse aus Interviews mit Sektorexperten berücksichtigt.<sup>8</sup> Anschließend kann – nach einer Darstellung und Einordnung – ein Vergleich mit der gegenwärtigen Regulierung erfolgen und es werden (sofern erforderlich) darauf aufbauend – unter Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten – Reformvorschläge getätigt.

### **ZIELSYSTEM DER ANALYSE**

Zur Beurteilung, welches Regulierungsverfahren im Vergleich zu anderen vorteilhafter ist, sind Bewertungskriterien bzw. ein Zielsystem erforderlich, welches indirekt bereits teilweise durch die Formulierung der zentralen Fragestellung vorweg genommen wurde. So soll die Regulierung von ÜNB im Rahmen dieser Studie zum einen die Nachfrager vor überhöhten Vergütungszahlungen an den ÜNB schützen bzw. Wohlfahrtsverluste vermeiden, die sich infolge des natürlichen, nicht bestreitbaren Monopols eines ÜNB ergeben. Zum anderen sollen dadurch die spezifischen Investitionen des Unternehmens geschützt werden.<sup>9</sup> In diesem Zusammenhang kommt es den berechtigten Ansprüchen beider Seiten nach, dass eine vom Unternehmen hinsichtlich Qualität und Quantität definierte Leistung zu möglichst minimalen langfristigen Kosten erbracht wird, wobei jedoch stets die bei einem effizienten Verhalten anfallenden, langfristigen Kosten des Unternehmens abgedeckt sein müssen. Dies wird im Folgenden als Kosteneffizienzziel bezeichnet. Allerdings sind hierbei unterschiedliche Sichtweisen möglich, inwiefern das Ziel der Kosteneffizienz erfüllt ist. So werden bei Einnahme einer Nachfragerperspektive als Kosten die von den Nachfragern an das Unternehmen langfristig zu zahlenden Vergütungen interpretiert. Damit einhergehend wird lediglich die Konsumentenrente betrachtet und maximiert. Bei Einnahme einer wohlfahrtsökonomischen Perspektive wird hingegen auf die Summe von Konsumenten- und Produzentenrente abgestellt, sodass Verteilungswirkungen außer Acht gelassen werden. Dies kann zu einer unterschiedlichen Beurteilung von Regulierungsregimen führen. So kann beispielsweise im Rahmen einer Regulierung ein Festpreis vereinbart werden, der Anreize zur Kostensenkung setzt, die wiederum zu geringeren Kosten führen. Gleichzeitig gehen damit jedoch aufgrund von Unsicherheiten und Informationsasymmetrien auch Gewinne beim Unternehmen (Produzentenrente) einher. Die Vergütungszahlungen, bestehend aus den (geringeren) Kosten plus den Gewinnen / der Produzentenrente, können dabei insgesamt jedoch höher sein als bei einer Regulierung, die keine Anreize zur Kostensenkung setzt und höhere Kosten aufweist, aber keine Produzentenrente beinhaltet.<sup>10</sup> Aus Nachfragersicht würde in einem derartigen Fall die erste Variante gegenüber der

---

<sup>8</sup> Technische und systemische Expertise zum Stromsektor, speziell zu OWP-Anbindungen, ist im Rahmen der Analysen in dieser Studie (speziell Abschnitt 3.3 und Kapitel 4) von Dr. Uwe Macharey (BET Aachen) im Rahmen eines Unterauftrags im Projekt EE-Netz beigesteuert worden. Weiterhin sind Erkenntnisse berücksichtigt worden, die im Rahmen von Gesprächen mit Übertragungsnetzbetreibern, Investoren im Bereich der Stromübertragungsnetze, Ministerien und Behörden, Versicherungen, Banken, Rating Agenturen und Branchen-/Interessenverbände gewonnen wurden. Den Vertretern dieser Organisationen, die aufgrund von Vertraulichkeitszusagen an dieser Stelle sowie im weiteren Verlauf der Studie nicht namentlich genannt werden können, gilt unser Dank. In diesem Kontext wird noch einmal drauf hingewiesen, dass die Verantwortung für den Inhalt dieser Studie allein bei den Autoren liegt.

<sup>9</sup> Vgl. für diese Argumentation insbesondere WILLIAMSON (1976) und GOLDBERG (1976).

<sup>10</sup> Das grundlegende Problem besteht dabei darin, dass i. d. R. unbekannt ist bzw. Unsicherheit darüber besteht, welche Kosten bei einem „effizienten Verhalten“ anfallen würden bzw. in welchem Umfang in der gegenwärtigen Situation noch Kostensenkungspotential existiert. So hängt das Verhalten eines Unternehmens stets von den

zweiten Variante als schlechter eingestuft werden, aus wohlfahrtsökonomischer Sicht jedoch (bei nicht allzu starkem Rückgang der nachgefragten Menge, also einer geringen Preiselastizität der Nachfrage – wie sie bei Stromübertragungsnetzen weitgehend vorliegen dürfte<sup>11</sup> –) als vorteilhafter.<sup>12</sup>

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Regulierung der ÜNB auf das Ziel der Kosteneffizienz im Sinne der Nachfrager ausgerichtet sein sollte. Sofern jedoch ein wohlfahrtsökonomisches Verständnis von Kosteneffizienz zu Beurteilungen über die Regulierungsverfahren führt, die gravierend von denen abweichen, die sich aus der Einnahme einer Nachfragerperspektive ergeben, wird dies i. d. R. thematisiert werden. Dieses im Rahmen der Studie zugrunde gelegte Zielsystem dürfte dem Ziel der Regulierung der deutschen ÜNB, wie es im Gesetz vorgesehen ist, grundsätzlich nicht widersprechen.<sup>13</sup> Eine klare Position hinsichtlich der Frage, ob eine wohlfahrtsökonomische oder Nachfragerperspektive eingenommen werden soll, lässt sich jedoch aus dem Gesetz nicht eindeutig erkennen bzw. bedürfte einer juristischen Betrachtung.

### **STRUKTUR DER STUDIE**

Um beurteilen zu können, inwieweit die Regulierung der ÜNB in Deutschland geeignet ist, eine gewünschte, definierte Leistung zu aus Nachfragerperspektive langfristig möglichst minimalen Kosten sicherzustellen, werden zunächst in Kapitel 2 grundlegende und weitergehende (speziell die Kapitalkostenermittlung bzw. Vergütung der Investoren betreffende) Ausgestaltungsoptionen sowie die sich daraus ergebenden idealtypischen Regulierungsverfahren erörtert. Anschließend werden in Kapitel 3 die für eine Analyse relevanten Charakteristika von Stromübertragungsnetzen sowie die speziellen institutionellen Rahmenbedingungen in Deutschland dargestellt. Darauf aufbauend wird in Kapitel 4 die derzeitige Regulierung mit ihren Auswirkungen in Deutschland beschrieben und mit Blick auf das in der Studie definierte Zielsystem analysiert. An Stellen, wo alternative Regulierungsverfahren (relativ zur jetzigen Regulierung) zu einer höheren Erreichung des in dieser Studie definierten Ziels der Regulierung führen, werden schließlich Reformvorschläge unterbreitet. Dabei werden die einzelnen Bereiche des Onshore-AC-Netzes, der Onshore-HGÜ-Leitungen sowie der Offshore-Windpark-Anbindungen separat betrachtet. In Kapitel 5 wird schließlich ein Fazit hinsichtlich der möglichen Reformationen in den drei Bereichen gezogen. Darüber hinaus werden abschließend Fragen hinsichtlich der konkreten Umsetzung der vorgeschlagenen Reformen diskutiert.

---

Regeln und Rahmenbedingungen (wie der Regulierung) ab, welche damit die beobachtbaren Kosten und somit in gewissem Ausmaß häufig auch die als „effizient“ erachteten Kosten beeinflusst.

<sup>11</sup> Vgl. für einen Überblick über die empirische Literatur zu Preiselastizitäten der Nachfrage bei Elektrizität z. B. SIMMONS-SUR / ATUKEREN / BUSCH (2011).

<sup>12</sup> Vgl. für eine ausführlichere Erläuterung zu den Unterschieden zwischen diesen beiden Sichtweisen sowie ein Zahlenbeispiel BECKERS / KLATT / KÜHLING (2010, S. 17-21).

<sup>13</sup> So könnte § 1 EnWG, der sich auch auf die Netzbetreiber bezieht, auf die Einnahme einer Nachfragerperspektive („preisgünstige [...] Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“) hinweisen, eindeutig ist dies jedoch nicht. Auch § 21 Abs. 2 EnWG, der bei der Bildung der Entgelte auf einen effizienten Netzbetreiber und eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals abstellt, liefert keine Hinweise darauf, ob eine Nachfrager- oder eine wohlfahrtsökonomische Perspektive eingenommen werden soll. Da die BNetzA jedoch davon spricht, dass erreichte Effizienzverbesserungen an die Netzkunden in Form von niedrigeren Netznutzungsentgelten in der folgenden Regulierungsperiode weitergereicht werden sollen (vgl. BNetzA (2015a, S. 26)), ist davon auszugehen, dass zumindest eine gewisse Berücksichtigung der Nachfragerperspektive stattfindet.



## 2 Die Eignung von Regulierungsverfahren in Abhängigkeit von Sektor- und Akteurscharakteristika<sup>14</sup>

Im Rahmen dieses Kapitels werden die sich aus den Theorien der NIÖ ergebenden Ausgestaltungsoptionen sowie die sich wiederum aus verschiedenen Kombinationen der Ausgestaltungsoptionen ergebenden idealtypischen Regulierungsverfahren vorgestellt. Dabei wird zunächst von Stromübertragungsnetzen abstrahiert und nur von den häufig bei Netzinfrastuktursektoren allgemein zu findenden Charakteristika (wie Subadditivität der Kosten im relevanten Bereich der Nachfrage, hohe irreversible bzw. spezifische Investitionen, eine große Bedeutung für die Gesellschaft aufgrund vieler Nachfrager und geringer Substitutionsmöglichkeiten) ausgegangen.

### 2.1 Grundlegende Optionen zur Ausgestaltung der Regulierung und resultierende idealtypische Regulierungsverfahren

Wie in der Einleitung dargestellt, kann Regulierung als langfristiger Vertrag zwischen Regulierer und Unternehmen interpretiert werden, der sowohl zum Schutz des regulierten Unternehmens als auch der Nachfrager dient. Dieser Vertrag dient dazu, die Bereitstellung einer (hinsichtlich Qualität und Kapazität) gegebenen Leistung zu – aus Nachfragersicht – langfristig möglichst minimalen Kosten sicherzustellen. Aufgrund der Unvollständigkeit langfristiger Verträge sowie von Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Unternehmen, ist die Realisierung dieses Ziels jedoch mit Problemen verbunden. In diesem Abschnitt werden die Probleme, die bei der Zielerreichung auftreten und bereits aus den Theorien der NIÖ bekannt sind, erläutert und Ausgestaltungsoptionen für die Regulierung beschrieben, die helfen sollen, die Probleme zu überwinden bzw. zu reduzieren.

#### 2.1.1 Überblick

##### *ZENTRALE AUSGESTALTUNGSBEREICHE UND -OPTIONEN BEZÜGLICH DES ANREIZREGIMES*

Der Vertrag zwischen Regulierer und dem regulierten Unternehmen kann auf unterschiedlichste Weise ausgestaltet werden. Der Regulierer wird jedoch unter Berücksichtigung vorhandener Informationsasymmetrien versuchen den Vertrag mit dem Unternehmen bzw. das im Rahmen des Vertrags enthaltene Anreizregime derart auszugestalten, dass bei dem regulierten Unternehmen ein Verhalten induziert wird, mit dem die gewünschte Leistung zu – (gemäß dem angenommenen Zielsystem) für die Nachfrager – möglichst geringen Kosten erreicht wird. Hierfür hat der Regulierer sich – neben den im späteren Abschnitt 2.2 betrachteten Fragen hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung und Vergütung von Unternehmen und Kapitalgebern sowie hinsichtlich deren Haftung – mit den folgenden grundlegenden Fragen auseinanderzusetzen:

- **Anreizsetzung vs. Monitoring:** Werden einem regulierten Unternehmen von dem Regulierer Anreize gesetzt, indem ex ante das Vergütungsniveau für die gewünschte Leistung für eine

---

<sup>14</sup> Dieses Kapitel ist identisch zu den Kapiteln 2 bis 4 der Studie von BECKERS ET AL. (2016a), die ebenfalls im Rahmen des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts EE-Netz erstellt wurde.

bestimmte Zeit fixiert und damit das Kostenrisiko auf das Unternehmen übertragen wird oder erfolgt ein Monitoring der Aktivitäten des Unternehmens durch den Regulierer im Hinblick auf die Erreichung des Ziels der Kosteneffizienz? Im Falle einer ex ante Kostenrisikoübertragung an das Unternehmen wird im Folgenden von einer Anreizsetzung gesprochen. Bei einem Monitoring überprüft der Regulierer ex post bzw. gegebenenfalls in gewissen Fällen auch ex ante oder begleitend die Aktivitäten und Kosten des Unternehmens. Insofern er die Kosten gegenüber einem (hypothetischen) effizienten Vergleichsunternehmen als überhöht einstuft, verweigert er deren Abdeckung über die Vergütungszahlungen darstellenden Entgelte, die von den Nutzern erhoben werden dürfen. Diese überhöhten und nicht anerkannten Kosten hat das Unternehmen dann aus seinem Gewinn bzw. der Verzinsung auf das eingesetzte Kapital auszugleichen. Sofern dies nicht ausreicht erfolgt ferner gegebenenfalls eine Reduzierung des Eigenkapitals.

- **Bundling vs. Unbundling:** Wird vom Regulierer das gesamte Unternehmen integriert betrachtet und dabei mit Bezug zu dessen aggregiertem Output reguliert („Bundling“), wobei dann (mehr oder weniger) auf Anreizsetzung bzw. Monitoring zurückgegriffen wird; oder wird das Unternehmen aus Sicht des Regulierers disaggregiert („Unbundling“) reguliert und wird dann für einzelne Bereiche des Unternehmens vom Regulierer auf die Instrumente der Anreizsetzung und des Monitorings zurückgegriffen?<sup>15</sup>

#### **REGULIERUNG ALS LANGFRISTIGE (VERTRAGS-)BEZIEHUNG UND DIE BEDEUTUNG VON REGULATORISCHEN COMMITMENTS**

Zu beachten ist, dass eine Regulierung eine langfristige (Vertrags-)Beziehung darstellt und aufgrund der Dynamik der Umwelt keine vollständigen Verträge abgeschlossen werden können und somit Anpassungen der (vertraglichen) Vereinbarungen erforderlich sein werden. Dies ist speziell bei den sogenannten ex ante (Anreiz-)Regulierungsverfahren von Relevanz, bei denen das Instrument der Anreizsetzung angewendet wird. In diesem Kontext wird bei einer Regulierung regelmäßig auf Regulierungsperioden zurückgegriffen, welche häufig in den verschiedenen (Infrastruktur-)Sektoren und Ländern Zeitspannen zwischen vier und acht Jahren<sup>16</sup> aufweisen und für welche dann jeweils ein konkretes Anreizregime implementiert wird. Bei der Aufstellung eines konkreten Anreizregimes für eine Regulierungsperiode können die zwischenzeitlichen Entwicklungen und Veränderungen seit der Etablierung des letzten konkreten Anreizregimes und in diesem Zusammenhang auch die Prognosen über zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden.

Im Kontext der Langfristigkeit einer (Regulierungs-)Beziehung zwischen einem Regulierer und einem regulierten Unternehmen besteht nun für den Regulierer die Herausforderung, bezüglich zweier Aspekte **glaubhafte Zusicherungen („Commitments“)** abzugeben:

---

<sup>15</sup> Die Begriffe Bundling und Unbundling werden in dieser Studie aus einer rein ökonomischen Perspektive betrachtet. Es wird in diesem Kapitel unter Bundling und Unbundling folglich z. B. nicht die in der Energiewirtschaft übliche Integration von Netz und vor- bzw. nachgelagerten Wertschöpfungsstufen (Erzeugung und Vertrieb) verstanden.

<sup>16</sup> Vgl. zu den Längen der Regulierungsperioden beispielsweise für Gas- und Stromnetzbetreiber in ausgewählten europäischen Ländern EY (2013).

- **Commitments hinsichtlich der Aufrechterhaltung eines Anreizregimes:** Sofern für einen Leistungsbereich, der im Falle eines Bundling das gesamte Unternehmen und ansonsten im Rahmen eines Unbundling einzelne Bereiche des Unternehmens umfasst, vom Regulierer das Instrument der Anreizsetzung angewendet wird, ist es im Hinblick auf die Erzielung der gewünschten (Anreiz-)Wirkung regelmäßig erforderlich, dass der Regulierer dem Unternehmen glaubhaft zusichert, das Anreizregime über eine gewisse Zeitdauer aufrechtzuerhalten. Dieser Zeitraum ist unter Berücksichtigung der Charakteristika des entsprechenden Leistungsbereichs festzulegen und kann durchaus länger als eine Regulierungsperiode sein. Bei der Etablierung von übergreifenden Anreizen bezüglich der Planung des technischen Designs sowie der Erstellung und der Erhaltung von Infrastrukturen kann es geboten sein, Anreizregime über die Zeitdauer der technischen Lebensdauer der Anlagen hinweg aufrechtzuerhalten, was entsprechende Commitments erfordern würde, die sich auf mehrere Jahrzehnte beziehen.<sup>17</sup>
- **Commitment hinsichtlich eines nicht opportunistischen Verhaltens:** Ein Regulierer hat gegenüber einem regulierten Unternehmen im Kontext der von diesem getätigten spezifischen Investitionen das Commitment zu geben, dass es nicht opportunistisch behandelt wird. Dieser Commitment-Bedarf kann wie folgt begründet werden:
  - Wenn regulierte Unternehmen spezifisch investiert haben, erhalten sie eine angemessene Kompensation für ihre Ausgaben im Rahmen der Investitionsrealisierung gestreckt über die wirtschaftliche Lebensdauer und damit auch über die Abschreibungszeit. Während dieser Zeit besteht die Gefahr, dass das Unternehmen opportunistisch behandelt wird und der Regulierer ihm nicht die Kosten einschließlich der Abschreibungsbeträge sondern nur die Grenzkosten erstattet, denn auch in diesem Fall hat das Unternehmen noch einen Anreiz, seine Leistungserbringung (trotz der opportunistischen Behandlung) fortzusetzen. Vor diesem Hintergrund ist es für regulierte Unternehmen wichtig, vor Durchführung einer Investition vom Regulierer ein glaubhaftes Commitment zu erhalten, dass es während der Abschreibungszeit des jeweiligen Assets nicht entsprechend opportunistisch behandelt wird.
  - Eine Regulierung findet in institutionell hoch entwickelten Ländern in einem ausdifferenzierten Rechtsrahmen statt, indem grundsätzlich nicht (mehr) ernsthaft die Gefahr besteht, dass ein Unternehmen, das in einem Monopolbereich spezifisch in Assets investiert hat, lediglich eine Vergütung in Höhe der Grenzkosten erhält. Insofern hat sich das Problem dahin verschoben, dass bei einem regulierten Unternehmen Zweifel bestehen können, dass durch den Regulierer (gemäß der in Kapitel 1 angenommenen Fokussierung auf die Nachfrager) eine Festlegung der Vergütungshöhe erfolgt, bei der – ein effizientes Verhalten des Unternehmens

---

<sup>17</sup> Eine derartige langfristige, regulierungsperiodenübergreifende Anreizsetzung kann durch eine Bewertung der Infrastruktursubstanzqualität am Ende von Regulierungsperioden ersetzt werden, was in Abschnitt 2.3.1.1 noch thematisiert wird.

vorausgesetzt – die Kosten des Unternehmens abgedeckt werden. Gerade im Falle von Schwierigkeiten bei der Ermittlung der angemessenen Vergütung kann die Gefahr einer Schlechtbehandlung des Unternehmens bestehen. In diesem Kontext sind Commitments des Regulierers erforderlich, seine (Macht-)Stellung nicht auszunutzen und das Unternehmen entsprechend des dargestellten Ziels bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung dauerhaft fair zu behandeln.

### **2.1.2 Anreizsetzung vs. Monitoring**

Infolge der Informationsasymmetrie zwischen dem Regulierer (als Prinzipal) und dem regulierten Unternehmen (als Agent) bestehen für das Unternehmen Spielräume, sich nicht entsprechend der (Ziel-)Vorgaben des Regulierers zu verhalten, sondern eigennutzorientiert zu agieren. Dies ist dem Problemkreis des „moralischen Risikos“ („Moral Hazard“) zuzuordnen und kann in das Problem der „versteckten Aktion“ („Hidden Action“) und in das Problem der „versteckten Information“ („Hidden Information“) unterteilt werden. Bei einer „Hidden Action“ führt der Agent ihm Vorteile verschaffende Handlungen zu Lasten des Prinzipals durch (wie beispielsweise eine unnötig aufwendige Weise der Verrichtung einer Tätigkeit, die vom Prinzipal finanziert wird). Eine „Hidden Information“ beschreibt, dass der Agent dem Prinzipal Informationen vorenthält bzw. falsche Informationen zukommen lässt (wie z. B. beim Erstellen einer überhöhten Rechnung, in der nicht erbrachte Leistungen aufgeführt werden).

#### **ANREIZSETZUNG: GRUNDGEDANKE UND WISSENSBEDARF**

Um einem derartigen Verhalten des Unternehmens, das mit einer Verfehlung des Ziels der Kosteneffizienz einhergeht, entgegenzuwirken und die (negativen) Konsequenzen von Informationsasymmetrien möglichst gering zu halten, kann der Regulierer dem Unternehmen Anreize setzen, indem er das Unternehmen das Kostenrisiko tragen lässt,<sup>18</sup> oder er kann ein Monitoring der Aktivitäten des Unternehmens durchführen. Diese Thematik wird im Rahmen der Prinzipal-Agent-Theorie beleuchtet,<sup>19</sup> ist aber – zumindest implizit – auch in der Transaktionskostentheorie berücksichtigt. Eine Kostenrisikoübertragung auf das Unternehmen hat den Vorteil, dass der Regulierer „lediglich“ in der Lage sein muss, die vom Unternehmen zu erbringende Leistung adäquat beschreiben zu können, um sie in den Regulierungsvertrag integrieren zu können, aber nicht selbst über das Wissen verfügen muss, wie die Leistung zu erbringen ist.<sup>20</sup> Als Nachteil dieser Option ist zunächst anzuführen, dass bei Unternehmen einhergehend mit einer Risikotragung Kosten anfallen werden, die sogenannten Kosten der Risikoübernahme.<sup>21</sup> Diese umfassen zunächst Kosten im Zusammenhang mit erhöhten Managementanforderungen bei einer Risikotragung und fallen auch bei

---

<sup>18</sup> In der Literatur wird Anreizsetzung u. a. auch als Festpreisvertrag bezeichnet. Vgl. zu Festpreisverträgen z. B. MCAFEE / McMILLAN (1988, Kapitel 3) sowie LAFFONT / TIROLE (2002, Kapitel 1).

<sup>19</sup> Vgl. KLATT (2011, S. 56 f.).

<sup>20</sup> Vgl. für diese Voraussetzung bei der Anreizsetzung beispielsweise EISENHARDT (1985) und MILGROM / ROBERTS (1992, S. 187) sowie für eine Diskussion dieser Voraussetzung bei der Regulierung von Netzinfrastrukturunternehmen GLACHANT ET AL. (2013).

<sup>21</sup> Vgl. für den Trade-off zwischen den Vorteilen der Anreizsetzung und den Kosten der Risikoübernahme beispielsweise MCAFEE / McMILLAN (1988, S. 28) und MILGROM / ROBERTS (1992, S. 187 f.).

Kapitalgebern an. Den Kosten der Risikoübernahme können außerdem (Transaktions-)Kosten zugerechnet werden, die durch eine Diversifizierung und Streuung von Risiko anfallen, sowie – insoweit Risiko nicht durch Streuung oder Diversifizierung eliminiert bzw. reduziert werden kann – Kosten der Risikotragung im Zusammenhang mit der Risikoaversion von Akteuren. Als weiteres Problem ist anzuführen, dass es dem Regulierer oftmals doch nur in begrenzter Weise möglich ist, die vom Unternehmen zu erbringenden Leistungen zu beschreiben sowie die adäquate Erbringung der Leistungen zu kontrollieren und gegebenenfalls Sanktionen bei Schlechtleistungen durchzusetzen. In diesem Zusammenhang fallen dann ebenfalls Transaktionskosten an. Diese Problematik wird in der Theorie unvollständiger Verträge betrachtet und auch in der Transaktionskostentheorie berücksichtigt.

Voraussetzung für eine erfolgreiche Setzung von Anreizen ist also die Verfügbarkeit des Wissens bezüglich der Beschreibung der Leistung, was im Folgenden als „Output“-Wissen bezeichnet wird. Idealtypisch ist hingegen kein Wissen über die Inputs für die Erbringung der Leistung, also die Technik und die (Prozess-)Schritte, erforderlich, wofür folgend die Bezeichnung „Input-Wissen“ verwendet wird. Sofern allerdings während einer Regulierungsperiode Leistungs- und damit einhergehend Vergütungsanpassungen erfolgen, ist es im Hinblick auf die Kalkulation von Vergütungsanpassungen grundsätzlich von Bedeutung, dass der Regulierer auch über Input-Wissen verfügt. Außerdem kann Input-Wissen im Hinblick auf die Festsetzung von Vergütungsgrenzen in der Praxis von Relevanz sein, was folgend thematisiert wird.

#### **ANREIZSETZUNG: OPTIONEN FÜR DIE VERGÜTUNGSGRENZENFESTSETZUNG**

Wenn für einen bestimmten Leistungsbereich das Kostenrisiko langfristig und über Regulierungsperioden hinweg auf das regulierte Unternehmen übertragen werden soll, steht der Regulierer vor den einzelnen Regulierungsperioden vor der Aufgabe, für diese das erlaubte Vergütungsniveau für das Unternehmen festzusetzen. Dabei ist es problematisch, bei der Vergütungsniveaufestsetzung die in der vorangehenden Regulierungsperiode in dem entsprechenden Leistungsbereich angefallenen Kosten des Unternehmens zu berücksichtigen. Denn dieses würde die nicht intendierte Folge haben, dass – davon ausgehend, dass das Unternehmen die entsprechende Verwendung der beobachteten Kosten antizipieren würde – die Anreize zur Kostenreduktion in der vorangehenden Regulierungsperiode abgesenkt wären, was auch als „Sperrklinkeneffekt“<sup>22</sup> bezeichnet wird. Derartige Fehlanreize können grundsätzlich vermieden werden, wenn bei der Vergütungsniveaufestsetzung vor den einzelnen Regulierungsperioden die Kosten der vergangenen Periode nicht berücksichtigt werden, was wie folgt erfolgen kann:

- Zum einen kann vom Regulierer Input-Wissen genutzt und aus für die Erbringung der entsprechenden Leistung erforderlichen (Teil-)Leistungen und diesbezüglichen Mengen sowie Preisen eine angemessene Vergütung kalkuliert werden, was als inputbasierte Ermittlung der

---

<sup>22</sup> Die Existenz des Sperrklinkeneffekts wurde erstmals von WEITZMAN (1976) beschrieben. In der NIÖ-Literatur wird dieses Phänomen allgemein unter dem Aspekt der Nicht-Abschöpfung der Informationsrente diskutiert. Vgl. hierzu auch JOSKOW (2014, S. 305).

Vergütungsgrenze bezeichnet werden kann. Hierfür werden auch sogenannte analytische Kostenmodelle eingesetzt.

- Zum anderen besteht die Möglichkeit, unter Rückgriff auf Daten verschiedener Unternehmen bezüglich der Bereitstellung des entsprechenden Outputs bzw. der Erbringung der dafür erforderlichen Leistung sowie (Methoden-)Wissen bezüglich Effizienzvergleichsverfahren, eine angemessene Vergütung zu ermitteln. Dies kann als outputbasierte Ermittlung der Vergütungsgrenze eingeordnet werden.

Auch Kombinationen aus beiden Ansätzen sind in der Praxis beobachtbar und können – je nach Wissensstand des Regulierers – sinnvoll einsetzbar sein. In der Praxis ist bei einer outputbasierten Ermittlung der Vergütungsgrenze bei Netzinfrastrukturen zu beobachten, dass stets auch ein gewisses Mindestmaß an Input-Wissen eingesetzt wird. Bei beiden Ansätzen (und insofern auch bei Kombinationen aus beiden Ansätzen) ist zu berücksichtigen, mit welcher Genauigkeit dem oben genannten Ziel entsprechend Vergütungsgrenzen festgelegt werden können, was vom Stand des (Input- und / oder Methoden-)Wissens in der Gesellschaft und bei Experten im Allgemeinen und beim Regulierer im Speziellen sowie insbesondere bei Anwendung von Effizienzvergleichsverfahren von der Anzahl und Heterogenität der weiteren Unternehmen sowie der Datenlage abhängt.

In der Regel ist zu beobachten, dass Regulierer im Falle größerer Probleme hinsichtlich der Genauigkeit ihrer Kalkulationen sogenannte Sicherheitsaufschläge („Puffer“) zugunsten des Unternehmens einbauen, um eine Vergütung unterhalb der mit einem effizienten Verhalten einhergehenden Kosten mit einer hohen Wahrscheinlichkeit vermeiden zu können. Eine Abschätzung der Vergütungsgrenze in einem gewissen Ausmaß eher zugunsten eines regulierten Unternehmens durchzuführen kann insofern sinnvoll sein, als dass dadurch gegebenenfalls deutliche Anstiege von Kosten des Risikomanagements und insbesondere der Kapitalkosten des Unternehmens vermieden werden können, was im späteren Abschnitt 2.1.4 noch umfassender betrachtet werden wird. Die damit einhergehenden Mehrbelastungen der Nachfrager werden dann zu entsprechend erhöhten Gewinnen bei den Unternehmen führen, die aus wohlfahrtsökonomischer Sicht bei einer preisunelastischen Nachfrage reine Verteilungsfragen darstellen, aber im Übrigen über das Steuersystem zumindest partiell auch wieder zu der Gruppe der Nachfrager von Infrastrukturleistungen gelangen können.

#### **MONITORING: GRUNDGEDANKE UND WISSENSBEDARF**

Alternativ zu einer Anreizsetzung kann der Regulierer nach Leistungserbringung (also ex post) ein Monitoring der Aktivitäten und Kosten des regulierten Unternehmens durchführen. Hierfür ist Input-Wissen erforderlich und der Umfang der Nachvollziehbarkeit der Handlungen des Unternehmens<sup>23</sup> durch den Regulierer bedingt die Eignung dieses Instruments. Einem Monitoring kann – bei einer weiten Begriffsinterpretation, die im Folgenden angewendet werden soll – jedoch auch die Nutzung von Input-Wissen durch den Regulierer zugeordnet werden, um dem Unternehmen Vorgaben

---

<sup>23</sup> Vgl. zur Nachvollziehbarkeit KLATT (2011, S. 57) und EISENHARDT (1989, S. 62).

bezüglich seiner Aktivitäten zu machen.<sup>24</sup> Monitoring als Alternative zur Anreizsetzung kann insbesondere dann von Bedeutung sein, wenn die Umweltdynamik sehr hoch ist, sodass Anreize nicht in sinnvoller Weise implementiert werden können, oder andere Gegebenheiten einer sinnvollen Kontrahierung von bestimmten Leistungen entgegenstehen. Auch sehr hohe Kosten der Risikoübernahme in bestimmten Konstellationen können gegen eine Anreizsetzung und für ein Monitoring sprechen.

Zu beachten ist, dass auch durch ein Monitoring im Sinne einer Prüfung von Handlungen des regulierten Unternehmens Anreize gesetzt werden, denn das Unternehmen wird das Verhalten des Regulierers bei dessen Prüfungsaktivitäten versuchen zu antizipieren und sich entsprechend seiner diesbezüglichen Erwartungen eigennutzmaximierend verhalten. Nichtsdestotrotz wird auch weiterhin der Begriff der Anreizsetzung mit Bezug zu Anreizen verwendet, die durch die Übertragung von Kostenrisiko an das Unternehmen (infolge regulatorischer Entscheidungen) implementiert werden.

#### **MONITORING: PROBLEMATIK DER GEFAHR DER REGULATORISCHEN SCHLECHTBEHANDLUNG**

Bei einem Monitoring im Sinne einer nachträglichen Prüfung der Aktivitäten und der getätigten Ausgaben eines Unternehmens besteht für das Unternehmen die Gefahr, dass es vom Regulierer ungerechtfertigt kritisiert und zu schlecht behandelt wird. Das Ausmaß dieser Gefahr wird – wie auch bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung durch den Regulierer im Rahmen einer Anreizsetzung – durch die Verbreitung von (Input-)Wissen hinsichtlich der Aktivitäten des Unternehmens und den Wissensstand des Regulierers abhängen. Zur Reduktion der Unsicherheit über die Entscheidungspraxis des Regulierers und damit der Gefahr einer derartigen Schlechtbehandlung kann es sinnvoll sein, dass der Regulierer sich zu dessen Planungen äußert und damit Unsicherheit reduziert. Relevant ist dies speziell bei häufig anfallenden, ein hohes wertmäßiges Volumen aufweisenden und / oder schwierigen ex ante Entscheidungen des Unternehmens. Die Reduktion der Unsicherheit kann bei häufig anfallenden Entscheidungssituationen durch die Veröffentlichungen von Leitlinien des Regulierers hinsichtlich des von ihm zu erwartenden Entscheidungsverhaltens erfolgen, wobei dies jedoch nur im Falle einer geringen Dynamik des Sektors sinnvoll umsetzbar sein dürfte. Im Übrigen können vergangene gerichtliche Entscheidungen zu schwierigen (Streit-)Fragen gegebenenfalls eine ähnliche Wirkung aufweisen, speziell wenn sie auch für analoge zukünftige Konstellationen von Relevanz sein dürften. Problematisch ist allerdings bei Anwendung derartiger Leitlinien, dass das Unternehmen u. U. Schwächen bei der Festsetzung sowie der Prüfung der Einhaltung der Regeln ausnutzen kann, was als Reaktion auf Fehlanreize interpretiert werden kann, und damit einhergehend die Kosteneffizienz sinkt. Ansonsten kann es, speziell bei einzelnen und gegebenenfalls ungewöhnlichen sowie ein hohes Volumen aufweisenden Entscheidungen sinnvoll

---

<sup>24</sup> Anzumerken ist, dass sich – im Gegensatz zur Anreizsetzung – in der Literatur keine einheitliche Definition für ein Monitoring findet. So wird im Rahmen der positiven Prinzipal-Agent-Theorie lediglich darauf hingewiesen, dass zusätzliche Informationen über das Verhalten des Agenten auf Seiten des Prinzipals den Agenten von opportunistischen Verhalten abhalten können (vgl. EISENHARDT (1989, S. 60) und MILGROM / ROBERTS (1992, S. 186)). Im Rahmen der normativen Prinzipal-Agent-Theorie wird Monitoring hingegen mit Verträgen, die dem Agenten ein gewisses Verhalten vorgeben (und die Einhaltung kontrollieren), assoziiert (vgl. EISENHARDT (1989, S. 61 f.))

sein, dass das regulierte Unternehmen ex ante Entscheidungen mit dem Regulierer abstimmt. Diese ex ante Prüfungen und Leitlinien werden im Folgenden – wie oben bereits erwähnt – als eine etwas weiter gefasste Definition von Monitoring verstanden, da hierfür ebenfalls Input-Wissen erforderlich ist. Auf diese weiter gefasste Definition wird im weiteren Verlauf dieser Studie zurückgegriffen.

### **ABGESCHWÄCHTE ANREIZSETZUNG UND RISIKOTEILUNG**

Der Ansatz der Anreizsetzung kann übrigens auch in abgeschwächter Form umgesetzt werden, indem Kostenrisiko nur zum Teil auf das regulierte Unternehmen übertragen wird und damit eine Risikoteilung erfolgt. Dies kann insbesondere sinnvoll sein, wenn das Risiko sowie die Kosten der Risikoübernahme bei Unternehmen hoch sind und / oder Kontrahierungsprobleme hinsichtlich der Leistung bestehen, deren Auswirkungen umso höher sein wird, je stärker die etablierten Anreize sind. Bei einer Risikoteilung werden vom Regulierer keine harten Vergütungsgrenzen, jenseits derer erhöhte bzw. reduzierte Kosten vollständig als Nachteil bzw. Vorteil des Unternehmens einzuordnen sind, sondern sogenannte Zielpreise festgesetzt. Wenn die Kosten oberhalb oder unterhalb des Zielwerts liegen, erfolgt eine Risikoteilung zwischen Unternehmen und Nachfragern und die wirtschaftlichen Konsequenzen dieser Abweichungen werden entsprechend von beiden Parteien getragen.<sup>25</sup> In der regulatorischen Praxis wurde bzw. wird umfangreich auf derartige Risikoteilungsregelungen zurückgegriffen.<sup>26</sup> Ferner kann auch bei einem Monitoring eine Risikoteilung praktiziert werden, wenn eine Risikoübertragung an das Unternehmen stattfindet.

### **2.1.3 Bundling vs. Unbundling**

Bislang wurde betrachtet, wie – durch Anreizsetzung oder Monitoring – der Regulierer die Erbringung einer gewünschten Leistung zu für die Nachfrager möglichst geringen Kosten sicherstellen kann. Ob die Leistung allerdings die gesamte zu erbringende Leistung des Unternehmens umfasst (Bundling), oder nur einzelne Leistungen (Unbundling), wie beispielsweise einzelne Investitionsmaßnahmen, wurde nicht diskutiert. So können die genannten Optionen (Anreizsetzung und Monitoring) auf unterschiedlichen Leistungsebenen eingesetzt werden.<sup>27, 28</sup>

#### **„BUNDLING VS. UNBUNDLING“ UND DIE VERBINDUNG ZUR FRAGE „ANREIZSETZUNG VS. MONITORING“**

Wird ein Unternehmen integriert reguliert und damit ein Bundling vorgenommen, ist vom Regulierer für den einen Leistungsbereich, der alle Aktivitäten des gesamten Unternehmens umfasst, festzulegen, ob auf eine Anreizsetzung oder ein Monitoring zurückgegriffen werden sollte. Bei einer disaggregierten Betrachtung des Unternehmens im Rahmen eines Unbundling hat der Regulierer für jeden einzelnen Leistungsbereich die Frage „Anreizsetzung oder Monitoring?“ zu beantworten. Bei der

---

<sup>25</sup> Dies wird in der Literatur auch häufig als „risk sharing“ oder „profit sharing“ bezeichnet.

<sup>26</sup> Vgl. dazu z. B. für eine Anwendung von Risikoteilungsregeln in Großbritannien in der aktuellen Regulierungsperiode OFGEM (2012, S. 116 ff.) sowie für frühere Regulierungsperioden bei der Regulierung von Verteilnetzbetreibern MÜLLER / GROWITSCH / WISSNER (2010, S. 27).

<sup>27</sup> Dabei gilt, dass ein Input einer übergeordneten Ebene zugleich eine Leistung einer untergeordneten Ebene ist. Was als Leistung betrachtet wird ist somit eine Frage des gerade betrachteten Niveaus.

<sup>28</sup> Diese Frage wird in der anwendungsorientierten Regulierungsliteratur z. T. unter den Stichwörtern „building block approach“ oder „OPEX-CAPEX-Split“ diskutiert. Vgl. z. B. GLACHANT ET AL. (2013), BENEDETTINI / PONTONI (2013) und BRUNEKREEFT / MEYER (2011).



Entscheidung zwischen einem Bundling und einem Unbundling ist dann für beide Alternativen die jeweils beste Ausgestaltungsoption (hinsichtlich der Frage Anreizsetzung oder Monitoring in dem einen Leistungsbereich bzw. in den einzelnen Leistungsbereichen) zu berücksichtigen. Bei einem Unbundling sind die durch Schnittstellen zwischen den einzelnen Bereichen bedingten Probleme zu beachten,<sup>29</sup> wobei deren Ausmaß von der Beschreib- und Messbarkeit der Leistungserbringung an bzw. bis zu diesen Schnittstellen beeinflusst wird. Weiterhin hat der Regulierer ein Monitoring bezüglich der die Leistungsbereiche übergreifenden Strategie durchzuführen und dabei entweder Aktivitäten des Unternehmens zu kontrollieren oder selbst Vorgaben zu machen, wofür die Verfügbarkeit von Input-Wissen erforderlich ist; eine Anreizsetzung bezüglich dieses Bereichs dürfte aufgrund von Kontrahierungsproblemen i. d. R. kaum möglich sein. Bei einem Bundling ist zu hinterfragen, wie gut der eine, die gesamten Unternehmensaktivitäten umfassende Leistungsbereich beschrieben werden kann.<sup>30</sup> Umso schlechter dies möglich ist, umso größer ist dann (bei Betrachtung eines Bundling) die Rationalität dafür, dass vom Regulierer nicht so sehr auf eine Anreizsetzung sondern vielmehr auf ein Monitoring zurückgegriffen wird.

#### **„BUNDLING VS. UNBUNDLING“ UND DIE VERBINDUNG ZUM COMMITMENT-PROBLEM**

Zu beachten ist, welche Auswirkungen die Entscheidung zwischen Bundling und Unbundling bei der Regulierung auf die Zeitdauer hat, auf die sich Commitments sinnvollerweise zu erstrecken haben. Umso länger Commitments gelten sollen, umso schwieriger kann es für einen Regulierer sein, diese abzugeben, worauf im folgenden Abschnitt 2.1.4 noch genauer eingegangen werden wird.

Bei einem Bundling im Rahmen der Regulierung von Netzinfrastrukturunternehmen und einer Anreizsetzung bezüglich dieses einen Leistungsbereichs werden grundsätzlich Infrastrukturerrichtung und -erhaltung integriert und damit übergreifend behandelt. Dann dürfte es grundsätzlich geboten sein, das Commitment zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes über sehr lange Zeiträume auszusprechen, was – wie bereits erwähnt – sehr anspruchsvoll ist. Bei einem derartigen Anreizregime ist ferner die Ermittlung der Vergütungsgrenze vor den einzelnen Regulierungsperioden mit großen Schwierigkeiten im Kontext von methodischen Problemen und Datenverfügbarkeitsproblemen verbunden, was sowohl für eine output- als auch eine inputbasierte Ermittlung der Vergütungsgrenze sowie auch für Zwischenlösungen gilt. In einer derartigen Situation, in der im Zusammenhang mit den genannten (Methodik- und Daten-)Problemen das Wissen bezüglich der Verfahren zur Vergütungsgrenzenfestsetzung nicht weit gestreut ist, ist außerdem die Abgabe des regulatorischen Commitments hinsichtlich eines nicht opportunistischen Verhaltens in der Zukunft recht schwierig, was im nun folgenden Abschnitt 2.1.4 noch ausführlicher betrachtet werden wird.

---

<sup>29</sup> Beispielsweise können sich Verzerrungen zwischen den einzelnen, entbündelten Leistungsbereichen ergeben, wenn eine Verschiebung von Kosten zwischen den Bereichen für das Unternehmen vorteilhaft ist.

<sup>30</sup> Die Frage des „Bundling vs. Unbundling“ bei der Regulierung weist im Übrigen umfangreiche Parallelen zur Frage des „Bundling vs. Unbundling“ bei der öffentlichen Beschaffung und der damit einhergehenden Entscheidung zwischen der Anwendung der konventionellen Beschaffungsvariante (Unbundling) oder des PPP-Ansatzes (Bundling) auf. Vgl. zur Frage des „Bundling vs. Unbundling“ bei der öffentlichen Beschaffung HART (2003) für ein der Theorie unvollständiger Verträge zuzurechnendes formales Modell sowie BECKERS / KLATT (2008) für Analysen mit Bezug zur Beschaffung durch die öffentliche Hand in der Praxis.

## **2.1.4 Commitment-Probleme und das regulatorische Risiko**

Das Commitment-Problem bzw. die beiden Commitment-Probleme (einerseits hinsichtlich der Aufrechterhaltung eines Anreizregimes und andererseits hinsichtlich eines nicht opportunistischen Verhaltens des Regulierers) sind oben stehend in Abschnitt 2.1.1 (im Rahmen des „Überblicks“ über die Themen dieses Abschnitts) bereits dargestellt worden. Folgend werden zunächst die Einflussfaktoren auf das Ausmaß dieser Probleme aufgezeigt und es werden kurz Möglichkeiten zum Umgang mit diesen Problemen diskutiert. Weiterhin wird auf die Beziehung zwischen Commitment-Problemen und regulatorischem Risiko eingegangen.

### ***REGULATORISCHER COMMITMENT-BEDARF HINSICHTLICH DER AUFRECHTERHALTUNG DES ANREIZREGIMES***

Hinsichtlich der Abgabe regulatorischer Commitments bezüglich der zukünftigen Aufrechterhaltung eines Anreizregimes, welche insbesondere beim Setzen von Anreizen von großer Bedeutung sind, ist zu berücksichtigen, welcher Druck von Seiten eines regulierten Unternehmen oder auch von anderen Akteuren zukünftig ausgeübt werden könnte, ein Anreizregime zu modifizieren.<sup>31</sup> Je größer der Druck ist, dessen Ausübung von Unternehmensseite zu erwarten oder zumindest denkbar ist, desto stärker muss das Commitment sein, das der Regulierer abgibt.<sup>32</sup> Druck auf den Regulierer zur Modifikation des Anreizregimes könnte insbesondere von Unternehmen ausgeübt werden, die im Rahmen einer sich gebündelt über Bau und Erhaltung von Infrastruktur erstreckenden Anreizsetzung Investitionen unterlassen und damit einhergehend bei einer langfristigen Betrachtungsperspektive in der Vergangenheit ineffizient agiert haben. Bei einem entsprechend langfristig aufrechterhaltenden Anreizregime würden diese Unternehmen quasi automatisch bestraft werden, indem sie die Konsequenzen in Form der bei einer Gesamtbetrachtung dann höheren Erhaltungskosten zu tragen und dafür Verluste in Kauf zu nehmen haben, welche tendenziell zu einer Reduktion ihrer Kapitalbasis und dabei zuerst zum Verzehr von Eigenkapital führen dürften.<sup>33</sup>

Sofern der Regulierer sich bei Etablierung des Anreizregimes unsicher ist, ob es ihm wirklich über einen für die Erzeugung von sinnvollen Anreizwirkungen ausreichend langen Zeitraum gelingt, dieses Anreizregime aufrecht zu erhalten bzw. eine derartige Einschätzung beim regulierten Unternehmen zu erzeugen, könnte es erwägenswert sein, dass der Regulierer zwischenzeitlich ein gewisses Monitoring hinsichtlich des Verhaltens des Unternehmens betreibt, um so bei kurzfristorientiertem Handeln des Unternehmens in einem erheblichen Ausmaß bereits zwischenzeitlich einschreiten zu können und damit auch das erwartete Ausmaß des Drucks, der zukünftig hinsichtlich einer Modifikation des Anreizregimes ausgeübt werden könnte, zu reduzieren. Allerdings ist anzumerken, dass regulatorisches Eingreifen in das Handeln eines Unternehmens durchaus inkompatibel mit einer

---

<sup>31</sup> In der Literatur wird auf die Bedeutung dieses Commitments von JOSKOW (2014, S. 321 f.), CREW / PARKER (2006, S. 9) und SHLEIFER (1985, S. 323) hingewiesen. Diese gehen jedoch beispielsweise nicht detaillierter darauf ein, was für Effekte ein nicht glaubwürdiges Commitment nach sich zieht oder unter welchen Rahmenbedingungen ein glaubwürdiges Commitment abgegeben werden kann.

<sup>32</sup> Sofern der Regulierer es nicht als realistisch ansieht, ein entsprechend starkes Commitment (insbesondere aus Sicht des Unternehmens) glaubhaft abzugeben, sollte er ernsthaft in Erwägung ziehen, das Anreizregime zu modifizieren und Lösungen zu wählen, bei denen weniger starke Commitments erforderlich sind.

<sup>33</sup> Dieser Ansatz erfordert übrigens entsprechend umfangreiche Kapitaleinsätze des Unternehmens bzw. der hinter diesem stehenden Investoren, was im späteren Abschnitt 2.2 noch genauer thematisiert wird.

Anreizsetzung sein kann. Nichtsdestotrotz kann festgehalten werden, dass durch gewisse Monitoringaktivitäten des Regulierers der erwartete zukünftige Druck zur Modifikation eines Anreizregimes durch ein Unternehmen reduziert werden kann, was die ex ante Chancen der erfolgreichen Abgabe eines ausreichend hohen Commitments steigert.

Zu berücksichtigen ist, dass Druck zur Modifikation des Anreizregimes z. B. auch von der Politik ausgeübt werden könnte. Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn Unternehmen – gegebenenfalls auch nur temporär – hohe Gewinne erzielen, was aber bei bestimmten Anreizregimen bei einer langfristigen Betrachtung aus Konsumentensicht durchaus auch sinnvoll sein kann. Allerdings kann es ebenfalls auch Konstellationen geben, in denen politische Forderungen an den Regulierer oder politische Aktivitäten hinsichtlich einer Reform des Anreizregimes gerechtfertigt sind. Entsprechende politische Aktivitäten werden also nicht in jedem Fall opportunistisch motiviert oder die Folge eines unzureichenden Verständnisses der Eignung von Anreizregimen sein. Diese Thematik kann in dieser Studie nicht vertieft betrachtet werden.

Abschließend ist bezüglich des Commitment-Bedarfs hinsichtlich der Aufrechterhaltung eines Anreizregimes anzumerken, dass bei der Entwicklung eines Anreizregimes für die verschiedenen (Ausgestaltungs-)Varianten kritisch geprüft werden sollte, wie realistisch die Abgabe der jeweils erforderlichen regulatorischen Commitments ist, was speziell bei einer langfristigen aufrechtzuerhaltenden Anreizsetzung von Relevanz ist.

#### **REGULATORISCHER COMMITMENT-BEDARF HINSICHTLICH DES NICHT-OPPORTUNISMUS GEGENÜBER DEM REGULIERTEN UNTERNEHMEN**

Das Commitment-Problem im Kontext der Opportunismusgefahr bei spezifischen Investitionen ist ein zentrales Thema der Transaktionskostentheorie.<sup>34</sup> In einem entwickelten Rechtssystem, in dem eine Regulierung in ein System von „Checks and Balances“ eingebunden ist und damit einhergehend ein reguliertes Unternehmen gerichtliche Klagemöglichkeiten gegen als ungerechtfertigt eingestufte Entscheidungen des Regulierers besitzt, wird das Opportunismusproblem zwar zunächst ein nur begrenztes Ausmaß aufweisen, aber dennoch eine nicht zu unterschätzende Bedeutung im Hinblick auf das Verhalten des regulierten Unternehmens im Allgemeinen und auf dessen Investitionsverhalten im Speziellen besitzen. Dabei wird das Opportunismusproblem umso größer sein, je weniger das Wissen über die vom Regulierer im Kontext eines bestehenden Anreizregimes angewendeten Methoden (z. B. Kostenkalkulations- oder Effizienzvergleichs- bzw. Benchmarking-Verfahren) verbreitet ist. Denn je weniger breit das Wissen gestreut ist, umso schwieriger ist es für ein Gericht einzuordnen, ob ein reguliertes Unternehmen vom Regulierer zu schlecht behandelt worden ist. In derartigen Fällen kann es – wie in Abschnitt 2.1.2 mit Bezug zur Vergütungsgrenzenfestsetzung durch den Regulierer im Falle von (durch methodische Probleme und / oder Probleme der Datenverfügbarkeit bedingten) Wissensproblemen bereits diskutiert – sinnvoll sein, dass Gerichte eher zur sicheren Seite mit Blick auf die Gewährleistung einer nicht zu schlechten Behandlung der

---

<sup>34</sup> Vgl. für einen Überblick beispielsweise GUTHRIE (2006).

Unternehmen Abschätzungen durchführen und damit Entscheidungen zugunsten der Unternehmen fällen.

#### **REGULATORISCHE COMMITMENTS UND DAS REGULATORISCHE RISIKO**

Das Risiko für ein reguliertes Unternehmen hinsichtlich zukünftiger regulatorischer Entscheidungen, die direkt oder indirekt dessen (betriebs-)wirtschaftliche Performance aus Sicht der Eigentümer beeinflussen bzw. beeinflussen können wird auch als regulatorisches Risiko bezeichnet.<sup>35</sup> In erster Linie wird die Bezeichnung des regulatorischen Risikos im Kontext der direkt das Vergütungsniveau und damit die betriebswirtschaftliche Performance beeinflussender Entscheidungen des Regulierers gebraucht. Bei einer weiten Sichtweise kann aber auch die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Entscheidungen hinsichtlich der Ausgestaltung des Anreizregimes, die dann die zukünftige betriebswirtschaftliche Performance von Unternehmen beeinflussen, als ein regulatorisches Risiko eingeordnet werden.

Die Höhe des regulatorischen Risikos wird maßgeblich durch die Komplexität von Anreizregimen und die Validität der Methoden zur Vergütungsgrenzenermittlung, die im Rahmen dieser Anreizregime anzuwenden sind, bedingt, welche wiederum mit der Verbreitung von Wissen in Verbindung stehen. Durch geeignete und glaubhafte regulatorische Commitments kann es gelingen, regulatorisches Risiko zu reduzieren bzw. zu begrenzen. In diesem Zusammenhang hat auch die Ausgestaltung des institutionellen Rahmens einen erheblichen Einfluss. Dabei kann von Relevanz sein, wie ein System von „Checks and Balances“ ausgestaltet ist und welche Klagemöglichkeiten Unternehmen gegen als ungerechtfertigt angesehene regulatorische Entscheidungen besitzt. Weiterhin kann auch die Kompetenzzuordnung zwischen Politik und Regulierer eine Relevanz bezüglich des regulatorischen Risikos aufweisen.<sup>36</sup>

### **2.1.5 Resultierende idealtypische Regulierungsverfahren**

#### **KOMBINATIONEN VON AUSGESTALTUNGSENTSCHEIDUNGEN BEZÜGLICH DES ANREIZREGIMES UND ÜBERBLICKSARTIGE DARSTELLUNG DER IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN**

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über idealtypische Regulierungsverfahren gegeben, die sich aus Kombinationen von den in den vorangegangenen Abschnitten 2.1.2 und 2.1.3 thematisierten Ausgestaltungsentscheidungen bezüglich des Anreizregimes ergeben. Dabei hat

- zum einen eine Entscheidung für ein Bundling oder ein Unbundling
- sowie zum anderen – im Falle eines Bundling hinsichtlich der integrierten Regulierung des gesamten Unternehmens und im Falle eines Unbundling für jeden einzelnen, vom Regulierer separat betrachteten Leistungsbereich des Unternehmens – eine Auswahl zwischen Anreizsetzung oder Monitoring bzw. eine Entscheidung für eine Zwischenlösung, bei der ein Zielpreis und Risikoteilungsregeln sowie gegebenenfalls Monitoringelemente zur Anwendung kommen,

---

<sup>35</sup> Vgl. ERGAS ET AL. (2001) für eine ähnliche Definition des regulatorischen Risikos.

<sup>36</sup> Vgl. hierzu BECKERS ET AL. (2016a, Kapitel 5).

zu erfolgen. Bei den verschiedenen, denkbaren Regulierungsverfahren bestehen dann die – ebenfalls bereits in den vorangegangenen Abschnitten 2.1.2 und 2.1.3 – thematisierten Optionen hinsichtlich der Ermittlung der Vergütung bzw. der Vergütungsgrenze für ein reguliertes Unternehmen:

- Im Falle einer Anreizsetzung oder einer Risikoteilung kann die ex ante (d. h. vor Beginn der Regulierungsperiode) vom Regulierer (als Fest- bzw. Zielpreis) festzusetzende Vergütungsgrenze input- oder outputbasiert ermittelt werden.
- Im Falle eines Monitorings des Regulierers bezüglich des regulierten Unternehmens besteht – neben dem (Standard-)Ansatz, bei dem der Regulierer die Eignung des Handelns des Unternehmens auf das vorgegebene Ziel der Kosteneffizienz überprüft – die Option, dass der Regulierer die ex post Prüfungen um ex ante Prüfungen ergänzt sowie dem Unternehmen in Leitlinien aufzeigt, welches Entscheidungsverhalten von ihm hinsichtlich der Anerkennung von Kosten, die beim Unternehmen (nach dessen Auskunft) angefallen sind und die dieses an die Nachfrager weiterzureichen beabsichtigt, zu erwarten ist.<sup>37</sup>

In Abbildung 1 sind verschiedene idealtypische Regulierungsverfahren, die sich aus Kombinationen der oben dargestellten Ausgestaltungsentscheidungen hinsichtlich des Anreizregimes ergeben, aufgeführt. Ergänzend sind die verschiedenen Optionen jeweils bei der Ermittlung der Vergütung bzw. der Vergütungsgrenze für ein reguliertes Unternehmen aufgezeigt.

---

<sup>37</sup> Darüber hinaus besteht in bestimmten Fällen, in denen grundsätzlich disaggregierte Leistungsbereiche im Rahmen eines Unbundling betrachtet und in denen der entsprechende Leistungsbereich recht gut von den weiteren Leistungsbereichen des Unternehmens separiert werden kann sowie geeignete Anbieter existieren, die Möglichkeit der Ausschreibung der entsprechenden Leistung an ein weiteres Unternehmen. Dabei kann das Auktionsergebnis zunächst als Vergütungsgrenze für das regulierte Unternehmen festgelegt werden. Ferner sind im Fall von Nachverhandlungen mit dem siegreichen Unternehmen während der Leistungserbringung und damit einhergehende Leistungs- und Vergütungsanpassungen vom Regulierer entsprechend zu berücksichtigen. Um sicherzustellen, dass bei dieser Vorgehensweise aus Sicht der Nachfrager die Kosteneffizienz gewährleistet ist, muss jedoch sichergestellt werden, dass ein adäquates Ausschreibungsdesign gewählt wird, wofür der Regulierer (neben Output-Wissen zur Definition der Leistung) z. B. über entsprechendes institutionenökonomisches sowie juristisches Wissen verfügen muss. Zudem muss der Regulierer dafür Sorge tragen, dass das regulierte Unternehmen in einer aus Sicht der Nachfrager effizienten Weise mit dem Zulieferer nachverhandelt. Diese beiden Aspekte können i. d. R. nur durch ein Monitoring des Vertragsmanagements des regulierten Unternehmens im Verhältnis zum Zulieferer bzw. ein Monitoring der Nachverhandlungen erfolgen, wofür der Regulierer Input-Wissen besitzen muss.

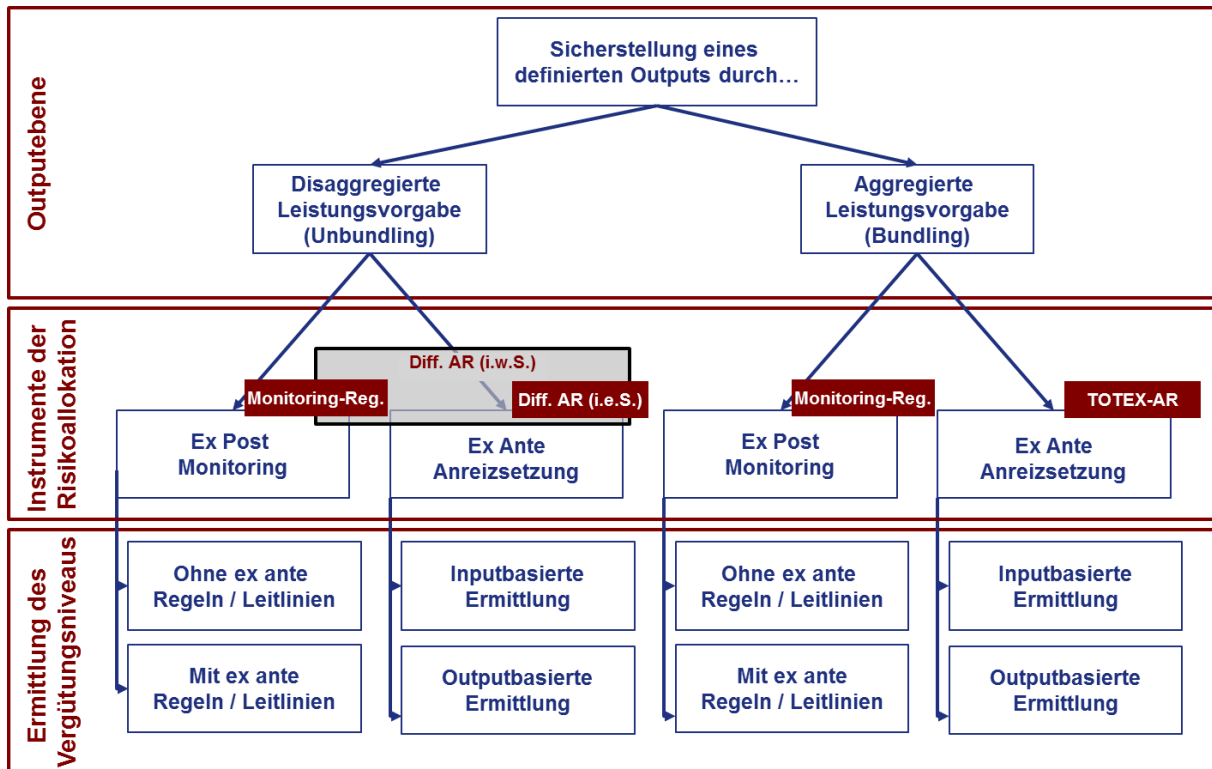


Abbildung 1: Idealtypische Regulierungsverfahren und Optionen bei der Ermittlung der Vergütung bzw. des Vergütungsniveaus für ein reguliertes Unternehmen<sup>38</sup>

#### KURZE DARSTELLUNG DER IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN

Bei dem als **„TOTEX-Anreizregulierung“** bezeichneten idealtypischen Regulierungsverfahren erfolgt eine integrierte Regulierung eines Infrastrukturunternehmens, sodass ein Bundling vorliegt. Die Regulierung bezieht sich auf den aggregierten Output des Unternehmens und für die gesamte Leistungserbringung – und damit mit Bezug zu den Gesamtausgaben („total expenditure“) – werden vom Regulierer Anreize gesetzt, wobei als Variante auch Risikoteilungsregeln und Zielpreise eingesetzt werden können. Da das Anreizregime den Bau und die Erhaltung der Infrastruktur miteinbezieht, ist es geboten, dass es langfristig und möglichst über die Lebensdauer der Anlagen hinweg aufrechterhalten wird. In diesem Zusammenhang ist bei der Festsetzung von Vergütungsgrenzen idealtypisch von den in einer Vorperiode angefallenen Kosten zu abstrahieren.

Bei einer sogenannten **„differenzierten Anreizregulierung“** erfolgt im Rahmen der Regulierung ein Unbundling und der Regulierer betrachtet somit separat verschiedene Leistungsbereiche des Unternehmens. Im Infrastrukturbereich kann es sich oftmals anbieten und davon wird folgend ausgegangen, dass die Regulierung bezüglich folgender Leistungsbereiche differenziert wird:

- Kapazitätserweiterungsmaßnahmen (Neubau und Ausbau),
- größere Erhaltungs- und Umbaumaßnahmen,
- kleinere Erhaltungsmaßnahmen,

<sup>38</sup> Quelle: Eigene Darstellung.

- Betriebsführungsmaßnahmen sowie
- Planung und übergreifendes Management.

In sämtlichen Leistungsbereichen kann es sinnvoll sein und entspricht dem Grundgedanken einer Anreizregulierung, zumindest einen Teil des Kostenrisikos durch die Setzung von Anreizen auf das Unternehmen zu übertragen. Oftmals dürfte sich dabei aber – so die Erfahrungen aus der britischen Regulierung – die Anwendung von Risikoteilungsarrangements anbieten. Dadurch, dass die (Bedarfs-)Planung und die Errichtung von Infrastrukturen zum einen sowie deren Erhaltung zum anderen in separaten Leistungsbereichen verortet sind, besteht im Vergleich zu einer TOTEX-Anreizregulierung eine deutlich reduzierte Rationalität dafür, Anreize langfristig zu etablieren.

Eine **auf Monitoringaktivitäten des Regulierers basierende Regulierung** ist in Abbildung 1 gleich zweimal enthalten. Zunächst ist eine Regulierung dargestellt, die sich auf den aggregierten Output des Unternehmens bezieht und bei der somit ein Bundling erfolgt. Um ein effektives Monitoring hinsichtlich der Aktivitäten des Unternehmens durchzuführen, dürfte es jedoch erforderlich sein, dass der Regulierer auch Input-Wissen bezüglich der einzelnen Leistungsbereiche des Unternehmens hat. Dieses Wissen ist auch für eine weitere in Abbildung 1 dargestellte, auf Monitoring basierende Regulierungsvariante erforderlich. Bei dieser Variante erfolgt gemäß der Abbildung ein Unbundling und infolgedessen eine disaggregierte Regulierung, bei der sich Vorgaben des Regulierers auf einzelne Leistungsbereiche und die dortigen (disaggregierten) Outputs beziehen. Mit Bezug zu diesen einzelnen Leistungsbereichen erfolgt dann ein Monitoring durch den Regulierer. Im Folgenden wird zwischen diesen denkbaren verschiedenen Ausgestaltungsformen von auf Monitoringaktivitäten des Regulierers basierenden Regulierungsvarianten nicht unterschieden. Vielmehr wird nur noch eine auf Monitoring basierende Regulierung („**Monitoring-Regulierung**“) betrachtet, bei der der Regulierer grundsätzlich Vorgaben bezüglich des aggregierten Outputs macht, aber unter Rückgriff auf Input-Wissen bis in die einzelnen disaggregierten Leistungsbereiche Monitoring betreibt. Bei einer Monitoring-Regulierung besteht die Option, dass das Monitoring auch begleitend erfolgt sowie vom Regulierer ex ante Leitlinien hinsichtlich des von ihm zu erwartenden Entscheidungsverhaltens veröffentlicht werden. Auch die Etablierung von Vorgaben zu Prozessen und die Prüfung von deren Einhaltung durch den Regulierer können bei der Vergütungsermittlung eine Rolle spielen. Diese können sich insbesondere auf Procurementaktivitäten des regulierten Unternehmens beziehen. So ist z. B. in der Praxis zu beobachten, dass vom Regulierer die Ergebnisse von Ausschreibungen durch das regulierte Unternehmen für die Festsetzung der Vergütung für größere Erhaltungs- und Ausbaumaßnahmen verwendet werden.

Bislang ist eine differenzierte Anreizregulierung unter der (impliziten) Annahme diskutiert worden, dass in sämtlichen Leistungsbereichen eine Anreizsetzung erfolgt; dabei handelt es sich dann um eine **differenzierte Anreizregulierung im engen Sinne**. Bei einer **differenzierten Anreizregulierung im weiten Sinne** wird hingegen nur in einigen Leistungsbereichen auf eine Anreizsetzung zurückgegriffen und in anderen Leistungsbereichen ein Monitoring praktiziert. Insofern ist es im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung i. w. S. auch denkbar, dass vom Regulierer Prozessvorgaben hinsichtlich der Procurementaktivitäten des Unternehmens aufgestellt werden und deren Einhaltung kontrolliert wird und dann die Ergebnisse von Ausschreibungen bei der

Vergütungsgrenzenermittlung berücksichtigt werden. Wenn im Folgenden von einer differenzierten Anreizregulierung gesprochen wird, kann es sich dabei auch um eine differenzierte Anreizregulierung i. w. S. handeln.

Bei einem weiteren, ebenfalls idealtypischen Regulierungsverfahren erfolgt durch das Unternehmen eine **Kostendurchreichung** in Richtung der Nachfrager. Dabei erfolgt idealtypisch keinerlei Eingriff des Regulierers, sodass sich das Unternehmen ex ante, d. h. vor der Durchführung von Ausgaben, sicher sein kann, dass ihm diese von den Nachfragern vollständig erstattet werden.

#### **AUSBLICK: WEITERE AUSGESTALTUNGSFRAGEN BEI REGULIERUNGSVERFAHREN**

Konkrete Regulierungsverfahren beinhalten nicht nur Entscheidungen bezüglich der vorstehend thematisierten Aspekte. Vielmehr ist auch eine Vielzahl weiterer, gegebenenfalls die Anreizwirkungen für das regulierte Unternehmen maßgeblich beeinflussender Entscheidungen zu fällen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere auf Entscheidungen im Rahmen der Festsetzung der Kapitalkosten des regulierten Unternehmens sowie auf Entscheidungen zu Haftungsregelungen zu verweisen. Hierauf wird im folgenden Abschnitt 2.2 eingegangen, bevor dann in Abschnitt 2.3 die aufgezeigten idealtypischen Regulierungsverfahren im Rahmen einer Gesamtbetrachtung hinsichtlich ihrer Eignung beurteilt werden.

## **2.2 Ausgestaltungsfragen hinsichtlich der Festlegung der Kapitalkosten sowie der Haftungsregelungen**

Die Kapitalkosten bezeichnen die Kosten der Kapitalbereitstellung durch die Kapitalgeber und umfassen gemäß der hier angewendeten Definition die Verzinsung auf das eingesetzte Kapital. Auch bezüglich der Kapitalkosten sollte ein Regulierer das Ziel anstreben, dass mit der von ihm gewährten Vergütung ein effizient agierendes Unternehmen bzw. die hinter diesem stehenden Investoren die anfallenden Kosten abdecken kann bzw. können.

In diesem Abschnitt werden Ausgestaltungsfragen hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung und Vergütung der Investoren<sup>39</sup> sowie hinsichtlich von Haftungsregelungen und des Umfangs der Bereitstellung von (Haftungs-)Kapital betrachtet. Zunächst wird in Abschnitt 2.2.1.1 diskutiert, ob eine Differenzierung von Kapitalkosten nach den Eigenschaften von anstehenden Investitionsvorhaben bzw. existierenden Assets vorteilhaft ist. Durch eine derartige Differenzierung kann das Interesse an der Realisierung von Neuinvestitionen beeinflusst und gegebenenfalls können die Unschärfen bei der Kapitalkostenermittlung reduziert werden, was grundsätzlich den Bedarf an der Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen in den Kapitalkosten vermindert. In den Abschnitten 2.2.1.2 bis 2.2.1.4 werden Ausgestaltungsmaßnahmen diskutiert, mit denen die Sicherheitsaufschläge bei der Kalkulation von Kapitalkosten reduziert bzw. die Auswirkungen überhöht festgesetzter Kapitalkosten begrenzt werden können:

---

<sup>39</sup> Vgl. für eine weitergehende Betrachtung zur Kapitalkostenermittlung auch BECKERS ET AL. (2016b).



- In Abschnitt 2.2.1.2 wird die Frage betrachtet, ob der risikolose Zins als Bestandteil der Kapitalkosten für Regulierungsperioden fixiert oder indexiert werden sollte, was Auswirkungen auf die (Gesamt-)Kosten der Risikoübernahme und die in die Kapitalkosten einzukalkulierenden Sicherheitsaufschläge haben kann.
- In Abschnitt 2.2.1.3 wird die Option thematisiert, durch die Verwendung eines synthetischen (anstelle des tatsächlichen) Anlagevermögens bei der Berechnung von absoluten Zinsen bzw. Renditen den negativen Anreizwirkungen zu hoch festgesetzter Kapitalkosten entgegenzuwirken.
- In Abschnitt 2.2.1.4 wird die Option betrachtet, Risikozuschläge als Bestandteil der Kapitalkosten (über Regulierungsperioden hinweg) zu fixieren und – als weitergehende Variante – in bestimmten Kontexten Vergütung an die Kapitalgeber direkt (und nicht zeitlich gestreckt als Verzinsung auf gebundenes Kapital) auszuzahlen, was wiederum auf die Reduktion von Sicherheitsaufschlägen in den Kapitalkosten ausgerichtet ist.

Zuletzt werden in Abschnitt 2.2.2 Haftungsregelungen und die Haftungskapitalbereitstellung sowie Monitoring als Substitut für Haftung und ferner die Möglichkeit des Austauschs der Unternehmenseigentümer als alternative Sanktionsmaßnahme diskutiert.

## **2.2.1 Kapitalkostenermittlung und -festlegung**

### **2.2.1.1 Differenzierung von Kapitalkosten nach Asset-Eigenschaften**

#### **GRUNDSÄTZLICHE BEURTEILUNG**

Vor dem Hintergrund, dass sich die Risiken bei verschiedenen Investitionsvorhaben und Assets deutlich unterscheiden können, stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist im Rahmen der Regulierung eines Unternehmens von einheitlichen Kapitalkosten auszugehen. Insbesondere kann eine Differenzierung zwischen den Kapitalkosten für neu anstehende Investitionen, bei denen die relativ risikobehaftete Realisierung noch durchzuführen ist, und Altanlagen, also bestehenden, aber noch nicht abgeschriebenen Assets, bei denen im Rahmen der durchzuführenden Erhaltung vergleichsweise geringe Risiken vorliegen, sinnvoll sein.<sup>40</sup>

Ein möglicher Vorteil einer derartigen Kapitalkostendifferenzierung ist, dass bei einer Gesamtbetrachtung die methodischen Probleme bei der Kapitalkostenermittlung abnehmen könnten und infolgedessen insgesamt weniger Sicherheitsaufschläge in die Kapitalkosten einzukalkulieren sind. Dies dürfte in besonderem Maße von Bedeutung sein, wenn für größere Teile des gebundenen Kapitals der Zinssatz extrem einfach zu kalkulieren ist, was speziell dann der Fall sein wird, wenn dafür infolge einer entsprechenden Ausgestaltung von Haftungsregelungen ein (zumindest nahezu)

---

<sup>40</sup> Eine Kapitalkostendifferenzierung wird beispielsweise auch von HELM (2003, S. 9 f.) und HELM (2009, S. 20 ff.) vorgeschlagen, der diese mit der in Abschnitt 2.2.2.2 betrachteten Begrenzung des Haftungskapitals im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung kombiniert. Weiterhin wird in der Literatur eine derartige Differenzierung von Kapitalkosten (u. a. für Neu- und Altinvestitionen) auch im Hinblick auf das Setzen von Investitionsanreizen für bestimmte Arten von Investitionen geführt. Dabei werden für die gewünschte Art von Investitionen Aufschläge auf die gewährte Rendite („adder“) gewährt. Dies wurde beispielsweise in den USA, Frankreich und Italien praktiziert. Vgl. dazu z. B. BRUNEKREEFT / MEYER (2011, S. 160 f.) oder ELSNBAST (2011, S. 784).

risikoloser Zins als Kapitalkosten angesetzt werden kann; auf diesen Ansatz wird in Abschnitt 2.2.2 im Rahmen der Diskussion von Haftungsregelungen noch genauer eingegangen werden.

Bei Anwendung eines einheitlichen Kapitalkostensatzes für Neuinvestitionen und Altanlagen, der die Kapitalkosten des gesamten Unternehmens abbilden soll, werden tendenziell die Kapitalkosten für die relativ risikoarmen Altanlagen zu hoch und für die vergleichsweise risikoreichen Neuinvestitionen zu gering sein. Zwar wird das Unternehmen bei einer Gesamtbetrachtung bei Durchführung der Neuinvestitionen seine Kapitalkosten decken und somit – an dieser Stelle annehmend, dass es vom Regulierer zur Durchführung der Investitionen gezwungen werden kann – keinesfalls opportunistisch behandelt. Jedoch wird es vermutlich ein geringes Interesse an der Realisierung der Neuinvestitionen haben. Dies gilt insbesondere wenn sich bei einer isolierten Betrachtung – und dies ist der Ansatz, wie Unternehmen über die Vornahme von Investitionen entscheiden – die Realisierung der (Neu-) Investition aus betriebswirtschaftlicher Sicht – zumindest kurzfristig betrachtet – nicht lohnen würde. Folglich ist zu erwarten, dass das Unternehmen möglicherweise vom Regulierer nicht erkennbare Wege suchen wird, sinnvolle Investitionen zu verzögern und zu vermeiden. Sofern die Entscheidungen über die Durchführung von Investitionen – z. B. im Rahmen einer idealtypischen TOTEX-Anreizregulierung – alleine vom regulierten Unternehmen zu fällen sind, besteht die Gefahr einer Investitionszurückhaltung, der nur durch extrem hohe regulatorische Commitments hinsichtlich einer langfristigen Aufrechterhaltung des Anreizregimes begegnet werden kann. Eine Kapitalkostendifferenzierung zwischen Neu- und Altanlagen, bei der die Vergütung des Risikos bei der Bauphase direkt am Anfang vorgenommen wird, wird folglich mit dem i. d. R. als Vorteil einzuordnenden Effekt einhergehen, dass hinsichtlich Neuinvestitionen die Investitionsanreize gesteigert werden können. Alternativ zu einer Kapitalkostendifferenzierung können auch hohe Investitionsanreize für Unternehmen etabliert werden, indem einheitliche Kapitalkosten unter Berücksichtigung der bei Neuinvestitionen vorliegenden Risiken und angemessenen Renditen festgesetzt werden. Allerdings werden dann die den Altanlagen zuzurechnenden Kapitalkosten deutlich zu hoch angesetzt, sodass bei einer Gesamtbetrachtung im Lichte des in dieser Studie angewendeten Zielsystems eine negative Beurteilung hinsichtlich der Kosteneffizienz zu fällen ist.

Infolge der Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen in regulatorisch festgesetzten Kapitalkosten werden diese tendenziell oberhalb tatsächlicher Kapitalkosten liegen. Dieser Aspekt kann die – wie dargestellt – tendenziell zu niedrigen Investitionsanreize bei Verwendung eines einheitlichen Kapitalkostensatzes erhöhen, was unproblematisch bzw. vorteilhaft ist und im Extremfall sogar dazu führen kann, dass doch ein adäquater Kapitalkostensatz speziell für Neuinvestitionen vorliegt. Durch die Festlegung von speziellen Kapitalkosten für Neuinvestitionen, die deren Risikoprofil berücksichtigen, kann in Verbindung mit der Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen ein zu hoher Anreiz zur Vornahme von Investitionen gesetzt werden, was dann zu Überinvestitionen führt.

Problematisch kann bei einer Kapitalkostendifferenzierung sein, dass die Komplexität der Ermittlung und Anwendung der differenzierten Kapitalkosten höher ist als bei einem einheitlichen Kapitalkostensatz. Allerdings ist es auch nur als begrenzt problematisch einzuordnen, eine Schnittstelle zwischen verschiedenen Investitionsmaßnahmen und Anlagentypen zu definieren. Zu entscheiden ist auch, nach wie vielen Jahren nach Investitionsdurchführung Anlagen hinsichtlich der

Kapitalkosten von den Neu- zu den Altanlagen übergehen werden. Hier dürfte es sinnvoll sein, im Rahmen einer Gesamtbetrachtung die bei Neuinvestitionen zu gewährleistenden absoluten Vergütungsaufschläge gegenüber Altanlagen abzuschätzen und diese dann unter Berücksichtigung der Kapitalkostendifferenz auf die erforderliche Anzahl an Jahren zu verteilen.<sup>41</sup>

#### **BEURTEILUNG MIT BEZUG ZU DEN UNTERSCHIEDLICHEN IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN**

Die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit einer Kapitalkostendifferenzierung ist keinesfalls allgemeingültig möglich und vielmehr – unabhängig von der Notwendigkeit der Berücksichtigung von Besonderheiten jedes Einzelfalls, für den ein Regulierungsverfahren zu designen ist – mit Bezug zu den verschiedenen Regulierungsverfahren durchzuführen.

Im Rahmen einer **differenzierten Anreizregulierung** setzt ein Regulierer Input-Wissen ein und separiert Leistungsbereiche des Unternehmens, für die er (der Regulierer) selber gewisse übergreifende Mittelallokationsentscheidungen durchführt und die dann differenziert reguliert werden. In diesem Zusammenhang bietet es sich vermutlich ohnehin an, für Neuinvestitionen, insbesondere für Kapazitätserweiterungsmaßnahmen sowie größere Erhaltungs- und Umbaumaßnahmen (und gegebenenfalls sogar nochmal unterteilt in diese beiden Bereiche), einen eigenen Leistungsbereich zu definieren. Zwischen diesem Bereich und den Altanlagen könnte dann eine Kapitalkostendifferenzierung erfolgen. Zwar kann – wie oben dargestellt – durch eine Kapitalkostendifferenzierung auch ein Anreiz zu Überinvestitionen entstehen, allerdings wird im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung unter Rückgriff auf das Input-Wissen des Regulierers die Rationalität größerer Investitionsmaßnahmen i. d. R. ohnehin vom Regulierer geprüft. Bei kleineren, nur schwer für den Regulierer im Einzelfall kontrollierbaren Investitionsvorhaben besteht oftmals die Möglichkeit, dass der Regulierer Investitionsprogramme prüft und für diese Budgets vorgibt, um dem Problem von Überinvestitionsanreizen entgegenzuwirken.

Nun wird ein nicht unerheblicher Teil von Management- und Know-how-Anforderungen in Infrastrukturunternehmen mit der Durchführung des relativ Asset-armen Betriebs in Verbindung stehen. Vor diesem Hintergrund ist zu berücksichtigen, dass die mit diesem Know-how einhergehenden Vergütungsansprüche der Kapitalgeber über die unter Rückgriff auf die Kapitalkosten ermittelten Verzinsungen auf das Anlagevermögen abgedeckt werden. Hier besteht die Möglichkeit, dass dies hinsichtlich der absoluten Kapitalkostenaufschläge in identischer Weise bei Neu- und Altanlagen erfolgt. Analog kann mit legitimen Vergütungsansprüchen der Kapitalgeber verfahren werden, die diesen speziell für den (theoretisch denkbaren und gerechtfertigten, aber praktisch gegebenenfalls nicht explizit erfolgenden) Aufbau von Rücklagen für Haftungsrisiken, welche sich gerade auch aus dem Betrieb ergeben, zustehen und die regelmäßig (implizit) in den Kapitalkosten berücksichtigt werden.<sup>42</sup>

Bei einer Gesamtbetrachtung kann festgehalten werden, dass eine Kapitalkostendifferenzierung bei einer differenzierten Anreizregulierung recht unkompliziert umsetzbar ist und mit dem Grundgedanken

---

<sup>41</sup> Siehe hierzu auch die Analysen in Abschnitt 2.2.1.4.

<sup>42</sup> Siehe zur Diskussion von Haftungsfragen und -regelungen die Abschnitte 2.2.1.4 und 2.2.2.

dieses Regulierungsverfahrens, bei dem der Regulierer über ein gewisses Input-Wissen zu verfügen hat, kompatibel ist. Zu klären ist, wie lange Neuinvestitionen einen erhöhten Zinssatz erhalten sollten. Dies sollte ex ante unter Berücksichtigung der bei einer Gesamtbetrachtung absolut als angemessenen zusätzlichen Kompensation für die dabei anfallenden Risiken festgesetzt werden, was im Übrigen auch im Rahmen von Abschnitt 2.2.1.4 thematisiert wird.

Bei einer **auf Monitoringaktivitäten des Regulierers basierenden Regulierung** ist eine Kapitalkostendifferenzierung ähnlich wie bei einer differenzierten Anreizregulierung recht unkompliziert umsetzbar. Es dürfte sich anbieten, dass der Regulierer ex ante Leitlinien veröffentlicht, wie er die Kapitalkostendifferenzierung bei unterschiedlichen Investitionsvorhaben anwendet. Bei einer **Regulierung, bei der eine reine Kostendurchreichung erfolgt**, ist jegliche Aktivität des Unternehmens risikolos. Insofern stellt grundsätzlich der risikolose Zinssatz die adäquaten Kapitalkosten dar und es besteht keinerlei Bedarf für deren Differenzierung.

Bei einer **TOTEX-Anreizregulierung** wendet der Regulierer idealtypisch nur Output-Wissen an und gibt dem Unternehmen eine Vorgabe hinsichtlich des Outputs auf einer aggregierten Ebene. In diesem Zusammenhang ist es nicht die Aufgabe des Regulierers, die Aktivitäten des Unternehmens im Einzelnen zu überprüfen oder dem Unternehmen Anreize zur Vornahme bestimmter Aktivitäten zu setzen. Daher ist bei Anwendung dieses Regulierungsverfahrens davon abzuraten, dass durch eine Kapitalkostendifferenzierung der Regulierer in die Optimierungsentscheidungen des Unternehmens (zumindest indirekt) eingreift. Allenfalls denkbar ist die Anwendung einer Kapitalkostendifferenzierung im Rahmen einer Variante einer TOTEX-Anreizregulierung, bei der größere Neuinvestitionen nach einem gesonderten Anreizregime reguliert werden.

### **2.2.1.2 Fixierung vs. Indexierung des risikolosen Zinssatzes**

Kapitalkosten beinhalten neben einer Kompensation für Risiken auch den risikolosen Zins. Sofern für eine Regulierungsperiode die Kapitalkosten ex ante fixiert werden, ist die erwartete Höhe des risikolosen Zinssatzes während der Regulierungsperiode bzw. während der einzelnen Zeiträume während der Regulierungsperiode abzuschätzen. Alternativ kann der Regulierer Kapitalkosten für eine Regulierungsperiode vorgeben, bei denen die in diesen enthaltene Komponente, die dem risikolosen Zinssatz entspricht, entsprechend der Entwicklung auf den Kapitalmärkten indexiert ist. Dieser Ansatz ist relativ unkompliziert umsetzbar, da i. d. R. ein geeigneter Index existiert und die Durchführung der erforderlichen Berechnungen kaum Schwierigkeiten aufweist, und geht mit folgenden Vorteilen einher:<sup>43</sup>

- Das regulierte Unternehmen ist nicht dem Risiko der Entwicklung des von ihm keinesfalls beeinflussbaren risikolosen Zinssatzes ausgesetzt. In diesem Zusammenhang werden die Gesamtkosten der Risikoübernahme (inklusive etwaige Transaktionskosten einer Risikodiversifizierung und -streuung sowie durch Risikoaversion bedingte Kosten der

---

<sup>43</sup> Zwischen diesen beiden Vorteilen bestehen im Übrigen diverse Überschneidungen, was hier jedoch nicht weiter thematisiert wird.

Risikoübernahme), die bei Unternehmen (inklusive der dahinter stehenden Kapitalgeber) und Nachfragern anfallen, zurückgehen. Negative Anreizwirkungen gehen damit nicht einher.

- In die Kapitalkosten muss kein Sicherheitsaufschlag im Kontext der Berücksichtigung des risikolosen Zinssatzes mehr einkalkuliert werden, der hingegen bei Vorgabe fixer Kapitalkosten für eine Regulierungsperiode anzusetzen ist, da Unsicherheiten bei der Abschätzung der Entwicklung des risikolosen Zinssatzes vorliegen.

Vor diesem Hintergrund kann grundsätzlich empfohlen werden, den in den Kapitalkosten enthaltenen risikolosen Zinssatz zu indexieren.

### **2.2.1.3 Verwendung des tatsächlichen oder eines synthetischen Anlagevermögens**

#### **GRUNDSÄTZLICHE BEURTEILUNG**

Wie in Abschnitt 2.2.1.1 bereits kurz thematisiert, werden regulatorisch festgesetzte Kapitalkosten aufgrund der Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen tendenziell oberhalb tatsächlicher Kapitalkosten liegen. Damit einher gehen zunächst aus Sicht der Nachfrager unerwünschte Verteilungswirkungen, die die Kosteneffizienz beeinträchtigen, aber für die weiteren Ausführungen in diesem Absatz nicht von Relevanz sind und denen mit den folgend noch diskutierten regulatorischen Instrumenten auch nicht entgegengewirkt werden kann. Weiterhin werden auch Überinvestitionsanreize gesetzt und infolgedessen werden unter Umständen tendenziell zu viele Investitionsmaßnahmen realisiert. Sofern einzelne Investitionsmaßnahmen vom Regulierer geprüft werden, besteht für das Unternehmen – von Problemen bei der Durchführung dieser Prüfungen hier abstrahierend – nicht mehr die Möglichkeit, zu viele Investitionsmaßnahmen umzusetzen. Allerdings könnten – je nach Zuordnung des Kostenrisikos – Anreize geschaffen oder verstärkt werden, Investitionsvorhaben unnötig kostspielig zu realisieren, da damit das Anlagevermögen entsprechend erhöht würde, aus dem sich – multipliziert mit den Kapitalkosten – die Vergütung für das Eigen- und Fremdkapital ergeben. Sowohl durch die Umsetzung unnötig vieler Investitionsvorhaben als auch durch die überteuerte Realisierung einzelner Investitionsvorhaben kann das Anlagevermögen in ineffizienter Weise vergrößert werden.

Diesen negativ zu beurteilenden Effekten kann entgegengewirkt werden, indem die absolute Vergütung, die das Unternehmen und die hinter diesem stehenden Kapitalgeber im Kontext der Kapitalbereitstellung erhalten, unabhängig von der tatsächlichen Investitionstätigkeit ist. Dies kann erreicht werden, indem bei der Kalkulation der den Kapitalgebern zustehenden Zinsen ein sogenanntes „synthetisches Anlagevermögen“ und nicht das tatsächliche Anlagevermögen zugrunde gelegt wird.<sup>44</sup> Eine Relevanz besitzt die Verwendung eines synthetischen Anlagevermögens speziell für anstehende Neuinvestitionen, aber es ist bei einer dynamischen Betrachtung zu berücksichtigen, dass diese irgendwann als Altanlagen eingeordnet werden könnten, was Investoren gegebenenfalls antizipieren werden.

---

<sup>44</sup> Es ist dabei jedoch zu berücksichtigen, inwiefern bzw. in welchem Umfang bei der Ermittlung des synthetischen Anlagevermögens ebenfalls Sicherheitsaufschläge berücksichtigt werden müssen.

### **BEURTEILUNG MIT BEZUG ZU DEN UNTERSCHIEDLICHEN IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN**

Im Rahmen einer **differenzierten Anreizregulierung** wird es bei Netzinfrastrukturunternehmen regelmäßig sinnvoll sein (zumindest größere) Investitionsvorhaben auf ihre Rationalität zu prüfen und – im Hinblick auf die Berechnung von Budgets und die Etablierung von Anreizen – Fest- oder Zielpreise zu kalkulieren. Durch deren Berücksichtigung bei der „regulatorischen Abrechnung“ realisierter Investitionsvorhaben wird de facto automatisch ein synthetisches Anlagevermögen geschaffen.<sup>45</sup>

Bei einer auf **Monitoring basierenden Regulierung** wird der Regulierer nach Investitionsdurchführung die bei der Investitionsrealisierung getätigten Ausgaben prüfen und durch etwaige Anpassungen ohnehin ein in gewisser Hinsicht synthetisches Anlagevermögen schaffen. Bei einer **auf einer reinen Kostendurchreichung basierenden Regulierung** bestehen keinerlei Anreize zur Aufblähung des Anlagevermögens, sodass sich die Frage der Etablierung eines synthetischen Anlagevermögens nicht stellt.<sup>46</sup>

Bei einer **TOTEX-Anreizregulierung** sind idealtypisch Kosten der Vorperiode und konkrete aktuelle Konstellationen im Unternehmen nicht bei der Ermittlung von Vergütungsgrenzen zu berücksichtigen. Wenn hinsichtlich der Kapitalkosten von diesem Ansatz abgewichen wird, besteht im Zusammenspiel mit den aufgrund der Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen überhöhten Kapitalkosten die Gefahr, dass das Unternehmen zu umfangreich investiert und dabei auch in einer ineffizienten Weise OPEX („operating expenditure“) durch CAPEX („capital expenditure“) ersetzt. Insofern ist die Berücksichtigung eines synthetischen Anlagevermögens quasi elementarer Bestandteil einer idealtypischen TOTEX-Anreizregulierung. Im Einzelfall wird zu überprüfen sein, wie die Berechnung eines synthetischen Anlagevermögens vor den einzelnen Regulierungsperioden erfolgen kann und inwieweit dabei auf Input-Wissen und / oder auf Methodenwissen (beispielsweise hinsichtlich ökonomischer Methoden) zurückgegriffen werden sollte. Zu berücksichtigen ist, dass bei der Berechnung des synthetischen Anlagevermögens tendenziell Sicherheitsaufschläge eingebaut werden sollten. Gerade langfristig können diese Sicherheitsaufschläge unter Umständen ein größeres Ausmaß einnehmen und werden dann eventuell sehr negativ im Hinblick auf die Erreichung des Ziels der Kosteneffizienz zu beurteilen sein. Es dürfte sich deshalb – speziell im Hinblick auf die Begrenzung der einzuberechnenden Sicherheitsaufschläge – anbieten, unter Rückgriff auf das tatsächliche Anlagevermögen und des risikolosen Zinssatzes einen ersten Teil der den Kapitalgebern zustehenden Zinsen bzw. Renditen zu ermitteln und dann den zweiten Teil durch Multiplikation des synthetischen Anlagevermögens mit dem in den Kapitalkosten (quasi „jenseits“ des risikolosen Zinssatzes) enthaltenen Risikoaufschlag zu berechnen.

---

<sup>45</sup> Zu prüfen ist, ob es im Rahmen von Risikoteilungsarrangements zwischen Unternehmen und Konsumenten sinnvoll ist, das zukünftig regulatorisch zu berücksichtigende (synthetische) Anlagevermögen ex ante zu fixieren und die Risikoteilung über direkte Zahlungen an das Unternehmen nach Investitionsfertigstellung umzusetzen. Diese Frage kann in dieser Studie jedoch nicht weiter betrachtet werden.

<sup>46</sup> Dabei wird (implizit) davon ausgegangen, dass bei einer reinen Kostendurchreichung keinerlei Risiko besteht und insofern eine Festsetzung der Kapitalkosten in Höhe des risikolosen Zinses erfolgt.

#### **2.2.1.4 Option der Fixierung von Risikozuschlägen in Kapitalkosten und weitergehende Variante der direkten Auszahlung von Vergütung an Kapitalgeber**

Kapitalkosten sind darauf ausgerichtet, dass durch die auf das eingesetzte Kapital gewährten Zinsen bzw. Renditen bei den Kapitalgebern anfallende Kosten im Zusammenhang mit der Übernahme von Risiko im Kontext einer Kapitalbereitstellung abgedeckt werden können. In diesem Zusammenhang hat insbesondere eine Kompensation für das bei den Kapitalgebern vorzuhaltende Know-how sowie die sich aus einer Risikoübernahme bei diesen ansonsten ergebenden Kosten zu erfolgen, die im Zusammenhang mit der (weiteren) Risikostreuung und -diversifizierung bei den Kapitalgebern sowie deren Risikoaversion stehen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass sonstige bei effizientem Agieren zu erwartende Kosten des Unternehmens in anderen Kostenpositionen (jenseits der Kapitalkosten) verortet sind. Sofern diese Annahme so umfassend nicht zutrifft, ist es z. B. gegebenenfalls geboten, auch erwartete, bei einem effizienten Unternehmen anfallende Haftungsbeträge, bezüglich derer in der Regulierung keine Kompensation in anderen Kostenpositionen auf Unternehmensebene einkalkuliert ist, in den Kapitalkosten zu berücksichtigen. Je nach Definition der Kapitalkosten und der Berücksichtigung anderer Kostenpositionen in der Regulierung sind vom Regulierer in den Kapitalkosten gegebenenfalls auch weitere Kosten zu berücksichtigen, um die erwarteten Gesamtkosten des Unternehmens bei einer langfristigen Betrachtung abdecken zu können. Dies können z. B. auch bei einem effizienten Unternehmen zu erwartende Kostenüberschreitungen gegenüber Plankosten sein, sofern an anderer Stelle nur Plankosten vom Regulierer berücksichtigt werden.

Kapitalkosten werden vor jeder Regulierungsperiode festgesetzt. Dies ist – das Unternehmen als Ganzes betrachtend – grundsätzlich sinnvoll, da sich das Risikoprofil der Aktivitäten des Unternehmens im Kontext einer dynamischen Umwelt im Laufe der Zeit verändern wird. Dabei ist anzumerken, dass von den Schwankungen des risikolosen Zinssatzes und dessen Berücksichtigung in den Kapitalkosten in diesem Absatz komplett abstrahiert wird.<sup>47</sup>

Bezüglich einzelner Elemente der Kapitalkosten ist nun gegebenenfalls bereits vor Durchführung einer (Neu-)Investition – abstrakt betrachtet – absehbar, welche absolute Höhe die Kompensation der Kapitalgeber (und je nach Definition der Kapitalkosten eventuell auch die des Unternehmens) haben sollte. Dann kann es – davon ausgehend, dass der Zeitraum, in dem eine Kompensation über (erhöhte) Kapitalkosten an die Kapitalgeber fließen soll, eine Regulierungsperiode überschreitet – sinnvoll sein, diese Kompensation nicht dem Risiko der zukünftigen Neufestsetzung der Kapitalkosten vor einzelnen Regulierungsperioden auszusetzen. Vielmehr kann es sich dann anbieten, den für diese (Neu-)Investition zu gewährenden Kapitalkostenaufschlag direkt über eine bestimmte Zeit festzusetzen.

Potenziell problematisch ist, dass die Kapitalkostenfestsetzung damit ein extrem kompliziertes Unterfangen werden kann. Allerdings trifft dies z. B. nicht zu, wenn im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung und bei Anwendung einer Kapitalkostendifferenzierung für größere Neuinvestitionen

---

<sup>47</sup> Vgl. dazu Abschnitt 2.2.1.2.

ohnehin gesonderte, risikoadäquate Zinssätze festgelegt werden. Dann kann es durchaus relativ unkompliziert umsetzbar und im Endeffekt vorteilhaft sein, den vorstehend dargestellten Ansatz anzuwenden.

Sofern ex ante in absoluter Höhe ein Kompensationsbetrag für üblicherweise in den Kapitalkosten verortete Kostenpositionen festgelegt wird, kann übrigens auch die Alternative in Betracht gezogen werden, diesen Betrag direkt auszubezahlen und die Kapitalkosten zukünftig entsprechend zu reduzieren. Dies kann speziell bei der Realisierung von Neuinvestitionen und der Kompensation der Kapitalgeber für die dabei vorliegenden Risiken vorteilhaft sein.<sup>48</sup> Bei einer langfristigen Betrachtung werden beide Alternativen hinsichtlich der Anreizwirkungen grundsätzlich<sup>49</sup> identisch sein, jedoch liegen intertemporale Verteilungswirkungen vor, die hier nicht beurteilt werden sollen.

## **2.2.2 Haftungsregelungen und Haftungskapitalbereitstellung, Monitoring als diesbezügliches Substitut sowie ein Austausch der Unternehmenseigentümer als alternative Sanktionsmaßnahme**

### **2.2.2.1 Haftungsregelungen und Monitoring als Substitut für Haftung**

#### **GRUNDSÄTZLICHE DISKUSSION**

Mit einer Anreizsetzung bezüglich der Erbringung einer Leistung durch einen Regulierer geht grundsätzlich einher, dass das regulierte Unternehmen die Konsequenzen negativer Kostenentwicklungen trägt und insofern haftet. Diese Haftung, die sich in der Übernahme von Mehrkosten äußert, erfolgt bei einer Anreizsetzung quasi automatisch, denn der Regulierer beachtet nicht die Produktionsaktivitäten des Unternehmens sondern nur die adäquate Erstellung des Outputs. Bei einer auf Monitoring basierenden Regulierung wird der Regulierer – von einer entsprechenden Qualifikation des Regulierers hier ausgehend – die durch ineffizientes Agieren des Unternehmens bedingten Mehrkosten das Unternehmen tragen und somit haften lassen. Im Falle von Risikoteilungsregelungen wird das Unternehmen entsprechend partiell haften.

Zum Teil ist die Gewährleistung der Haftung eines Unternehmens mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Wenn die Erbringung einer Leistung durch ein vom Unternehmen nicht beeinflussbares Risiko erheblich beeinträchtigt werden kann, was potenziell zu Mehrkosten führt, dann kann es – speziell dann, wenn es sich um eine hohe Anzahl an Konsumenten handelt, was bei Netzinfrastrukturen vielfach der Fall ist – vorteilhaft sein, dass dieses Risiko von den Konsumenten getragen wird. So weisen die Konsumenten in ihrer Gesamtheit aufgrund der Risikostreuung deutlich geringere Kosten der Risikoübernahme auf als ein einzelnes Unternehmen bzw. die hinter diesem stehenden Kapitalgeber.<sup>50</sup> Allerdings stellt sich dann die Frage, ob die gesonderte Allokation des Risikos gut kontrahierbar ist. Dies ist z. B. nicht der Fall, wenn es im Falle von Mehrkosten schwierig ist zu beurteilen, ob diese durch das gesondert den Konsumenten zugeordnete Risiko verursacht und

---

<sup>48</sup> Vgl. Abschnitt 2.2.1.1.

<sup>49</sup> Die beiden Varianten sind zumindest dann identisch, wenn keine Commitment-Probleme bestehen, welche im Übrigen bei einer expliziten, überprüfbaren ex ante Festlegung aber auch geringer sein sollten.

<sup>50</sup> Vgl. dazu ARROW / LIND (1970).



damit von den Konsumenten zu tragen sind oder ob sie dem Einfluss- und Verantwortungsbereich des Unternehmens zuzuordnen sind. In einem derartigen Fall könnte es gegebenenfalls dem Unternehmen gelingen, seiner Haftungsverantwortung zu entgehen, auch wenn es eigentlich für die Mehrkosten verantwortlich ist.

Ein derartiges Zuordnungsproblem kann im Infrastrukturbereich beispielsweise auch dann vorliegen, wenn Jahre nach der Errichtung einer Infrastruktur Schäden an deren Substanz sichtbar werden und sich die Frage stellt,

- ob diese Schäden infolge von für das Unternehmen exogenen Entwicklungen entstanden sind und die negativen wirtschaftlichen Konsequenzen dann gegebenenfalls durch die Nachfrager getragen werden sollten
- oder ob die Schäden durch Fehler des mit der Errichtung beauftragten Zulieferers bedingt und durch diesen zu verantworten sind (und ob dieser eventuell im Rahmen vertraglich zwischen Infrastrukturunternehmen und Zulieferer vereinbarten Regelungen zu haften hat)
- und / oder ob diese Fehler aus Sicht der Konsumenten bzw. des Regulierers (gegebenenfalls auch) dem Infrastrukturunternehmen zugeordnet werden können, weil dieses – obwohl es sinnvoll gewesen wäre – auf adäquate Haftungsregelungen im Vertrag mit dem Zulieferer verzichtet hat und / oder bei der Abnahme der errichteten Anlage – obwohl es bei sachgemäßem Vorgehen möglich gewesen wäre – die Fehler übersehen hat.

Es kann weiterhin problematisch (und möglicherweise unsinnig) sein, eine Haftung des Unternehmens sicherzustellen, wenn die Konsequenzen eines Fehlers des Unternehmens schwierig zu monetarisieren sind und / oder ein erhebliches Ausmaß aufweisen. Hier kann auf das Beispiel von Fehlern im Rahmen des Betriebs einer Infrastruktur verwiesen werden, die zu einer Unterbrechung der Leistungserbringung gegenüber den Nachfragern über einen nicht nur sehr kurzen Zeitraum führt. Die Schäden bei den Konsumenten werden schwerlich genau zu kalkulieren sein, aber in jedem Fall ein erhebliches Ausmaß aufweisen. In einem derartigen Fall könnte selbst bei einer Abschätzung des Schadens, die eher zugunsten des Unternehmens ausfällt, der dann ermittelte Betrag immer noch – und dies gegebenenfalls sogar deutlich – das Eigenkapital des Unternehmens überschreiten, sodass eine Insolvenz die Folge wäre.

Vor diesem Hintergrund ist darauf zu verweisen, dass es im Lichte des Zielsystems, das den Analysen in dieser Studie zugrunde liegt, und dabei speziell im Hinblick auf die Erreichung des Ziels der Kosteneffizienz sinnvoll ist, dass gerade auch in derartigen Konstellationen Risikoteilungsregeln angewendet und die Haftung des Unternehmens reduziert und begrenzt wird. Damit einhergehend sollten Risikoteilungs- und Haftungsregelungen nicht darauf ausgerichtet sein, die Nachfrager umfassend gegen Nachteile abzusichern, sondern vielmehr ist anzustreben, unter Berücksichtigung von Anreizwirkungen, Transaktionskosten im Kontext von Kontrahierungsschwierigkeiten bei Risikozuordnungen und den bei den einzelnen Akteuren vorliegenden Kosten der Risikoübernahme sinnvolle Regelungen zu designen. Dabei sind zwei Arten von Haftungsregelungen in Betracht zu ziehen:

- Zum einen bietet es sich an, die Auswirkungen von Risiken zu teilen. Damit einhergehend werden z. B. die wirtschaftlichen Konsequenzen von Schäden zwischen regulierten

Unternehmen und Konsumenten aufgeteilt. Dies entspricht auch dem Vorgehen bei der Etablierung von Zielpreisen im Hinblick auf eine Risikoteilung. Im Einzelfall zu prüfen ist, ob und wie gegebenenfalls die Risikozuordnung in Abhängigkeit eines Schadensausmaßes unterschiedlich aufgeteilt werden sollte.

- Zum anderen kann es sinnvoll sein, absolute Haftungsbegrenzungen einzuführen, also Beträge oberhalb derer das regulierte Unternehmen nicht mehr haftet.

Diese Regelungen sollten zunächst bezüglich einzelner Risiken und – speziell im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung – bezüglich einzelner Leistungsbereiche gestaltet werden. Es bietet sich aber – zumindest im Hinblick auf eine absolute Haftungsbegrenzung – i. d. R. an, diese auch mit Bezug zum Gesamtunternehmen zu etablieren.

Zu beachten ist, dass – wie auch bereits im Abschnitt 2.1.2 thematisiert – Monitoring durch den Regulierer in Form präventiver Kontrollen ein Substitut für eine mit einer Anreizsetzung einhergehenden Haftung sein kann, wenn der Begriff im weiteren Sinne interpretiert wird, d. h. wenn darunter eine begleitende oder ex ante Überprüfung gegebenenfalls mit ergänzenden Leitlinien des Regulierers verstanden wird. In einem besonderen Maße bietet es sich an, ein derartiges Monitoring in einer umfangreichen Weise in Verbindung mit u. U. auch recht hohen Risikoübernahmen durch die Nachfrager anzuwenden, wenn die Zuordnung von Risiken schwer kontrahierbar ist und / oder die Auswirkungen gewisser Risiken erheblich und vom Unternehmen nur bei Inkaufnahme erheblicher (Versicherungs- und / oder Kapital-) Kosten getragen werden können.

#### ***DISKUSSION MIT BEZUG ZU DEN IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN***

Mit einer **TOTEX-Anreizregulierung** gehen langfristig ausgerichtete Anreizsetzungen und ein umfassender Verzicht des Regulierers auf ein Monitoring in Form präventiver Kontrollen einher, weshalb Haftungsbegrenzungen vergleichsweise problematisch sind. Haftungsbegrenzungen für einzelne Schadensereignisse stehen dem Grundgedanken einer TOTEX-Anreizregulierung in besonderem Maße entgegen und sollten allenfalls hinsichtlich weniger, ausgewählter Risiken in Betracht gezogen werden, deren Auswirkungen gut isoliert werden können. Eine Begrenzung der Gesamthaftung ist im Vergleich dazu vergleichsweise unkompliziert durchführbar. Im Endeffekt werden sinnvolle Haftungsbegrenzungen bei einer TOTEX-Anreizregulierung nur in einem deutlich geringeren Ausmaß als bei anderen Regulierungsverfahren umsetzbar sein.

Bei einer **differenzierten Anreizregulierung** führt der Regulierer im Kontext der Separierung des Unternehmens in einzelne Leistungsbereiche ohnehin ein Monitoring in Form präventiver Kontrollen durch und es ist nicht erforderlich, langfristig für Bau und Erhaltung von Infrastrukturen übergreifende Anreizregime zu etablieren. Damit einhergehend besteht grundsätzlich ein deutlich umfangreicheres Potenzial für die Anwendung sinnvoller Haftungsbegrenzungen als bei einer TOTEX-Anreizregulierung. Dabei bietet es sich eventuell an, Risikoteilungsregelungen und absolute Haftungsbegrenzungen bezüglich einzelner Leistungsbereiche vorzusehen, aber auch die Gesamthaftung zu begrenzen.

Bei einer ausschließlich auf **Monitoring basierenden Regulierung** sind Haftungsbegrenzungen in einem noch größeren Ausmaß als bei einer differenzierten Anreizregulierung umsetzbar, sofern auch

ein Monitoring i. w. S., also präventive Kontrollen u. Ä. vorliegt bzw. vorliegen. In erster Linie ist es bei Fehlern des Unternehmens im Betrieb denkbar, dass das Unternehmen doch in einem größeren Ausmaß haftet. Bei einer **Regulierung, bei der das Unternehmen stets nur Kosten durchreicht**, stellt sich die Frage einer Haftungsbegrenzung nicht.

### **2.2.2.2 Umfang des Haftungskapitals**

#### **GRUNDSÄTZLICHE DISKUSSION**

Wie im vorstehenden Abschnitt 2.2.2.1 dargestellt, kann es sinnvoll sein, auf Ebene des gesamten Unternehmens eine Haftungsbegrenzung vorzusehen. Daran schließt sich die Frage an, ob bei einer Haftung entweder sämtliche Kapitalgeber – zur Vereinfachung von identische Anteile haltenden Kapitalgebern ausgehend – in einem gleichen Ausmaß von Verlusten betroffen sein sollten oder ein Teil der Kapitalgeber vor Verlusten geschützt sein sollte, während der andere Teil entsprechend höhere Verluste zu tragen hat. Dabei wird im Folgenden nicht zwischen Eigen- und Fremdkapital unterschieden, sondern von diesen beiden Formen der Kapitalbereitstellung im Hinblick auf eine bessere Nachvollziehbarkeit der Argumentation abstrahiert. Eine Übertragung der Ergebnisse auf die Realität, in der Eigen- und Fremdkapital existieren, ist jedoch grundsätzlich möglich. Das zweite Modell, bei dem ein Teil der Kapitalgeber vor Verlusten geschützt sein sollte, ist umsetzbar, indem ein Teil des Kapitals, das folgend als „Basiskapital“ bezeichnet wird, komplett risikofrei gestellt und vor jeglicher Haftung geschützt wird. Der andere Teil des Kapitals, der im Folgenden „Haftungskapital“ genannt wird, ist hingegen entsprechend der vertraglichen bzw. regulatorischen Haftungsregeln risikobehaftet. Dieses zweite Modell wird folgend mit Bezug zur Aufspaltung des Gesamtkapitals in Basis- und Haftungskapital als „Kapitaltrennungsmodell“ bezeichnet, während das erste Modell „Standard-Kapitalbereitstellungsmodell“ genannt wird.

Ein Vergleich der beiden Modelle erfordert zunächst eine Abschätzung der Entwicklung der Transaktionskosten, die durch den Know-how-Einsatz bei den Kapitalgebern ex ante (bei der Prüfung und Eingehung des Investments etc.) und ex post (bei der Begleitung des Investments etc.) anfallen. Beim Kapitaltrennungsmodell werden weniger Kapitalgeber mit diesen Transaktionskosten konfrontiert sein, denn von den Kapitalgebern im Bereich des Basiskapitals werden – von einem entsprechend geeignet ausgestalteten institutionellen Rahmen ausgehend – (zumindest nahezu) keinerlei Transaktionskosten zu tragen sein. Allerdings werden die Transaktionskosten bei den einzelnen Kapitalgebern im Bereich des Haftungskapitals wohl höher ausfallen als bei den einzelnen Kapitalgebern im Standard-Kapitalbereitstellungsmodell, da sich erstgenannte intensiver mit ihrem Investment beschäftigen, wobei bei einer Gesamtbetrachtung dennoch von einem Rückgang der Transaktionskosten auszugehen sein dürfte. Gegebenenfalls ist es auch von Bedeutung, dass beim Kapitaltrennungsmodell weniger Kapitalgeber (ernsthaft) involviert sind und damit die Transaktionskosten der Koordination zwischen den Kapitalgebern reduziert werden.

Weiterhin ist bei einem Vergleich der beiden Modelle zu berücksichtigen, dass im Rahmen des Standard-Kapitalbereitstellungsmodells automatisch eine breitere Streuung des Risikos stattfindet. Angesichts der häufig extrem hohen Kapitalbindungen und der oftmals eher begrenzten Risiken in Infrastruktursektoren, erscheint es allerdings nur begrenzt problematisch, wenn ein Anteil des

Gesamtkapitals risikofrei gestellt und damit die Streuung des Risikos *ceteris paribus* reduziert wird. Im Übrigen wäre es Investoren im Bereich des Haftungskapitals, die das Risiko als zu hoch ansehen, auch möglich, ihre Anteile an dem Unternehmen zu reduzieren und das frei gewordene Kapital stattdessen in risikofreie Anlagen zu investieren (z. B. in Staatsanleihen oder in Anteile aus dem risikofreien Basiskapital des regulierten Unternehmens), was das Risiko des Gesamtportfolios entsprechend absenken würde. Allerdings würden dadurch die Anzahl der Haftungskapitalgeber und somit auch die Transaktionskosten ansteigen, welche sich infolge der Beschäftigung mit dem Haftungskapital-Investment sowie der Koordinationserfordernisse zwischen den Haftungskapitalgebern ergeben. Sofern der Anteil des risikofrei gestellten Gesamtkapitals (Basiskapital) nicht zu groß ist, dürfte der Anstieg des Risikos für die Haftungskapitalgeber (im Vergleich zum Standardkapitalbereitstellungsmodell) und die damit einhergehende zunehmende Zahl von Haftungskapitalgebern allerdings nicht so groß sein, dass dies die Transaktionskostenvorteile überkompensiert. Die wäre jedoch im Einzelfall zu beurteilen.

Vor dem Hintergrund, dass beim Kapitaltrennungsmodell die Transaktionskosten im Kontext des erforderlichen Know-how-Einsatzes der Investoren tendenziell zurückgehen werden (solange sich die Anzahl der Haftungskapitalgeber nicht sonderlich erhöht), jedoch eher nur geringfügige Mehrkosten durch eine gegebenenfalls reduzierte Risikostreuung zu erwarten sein werden, kann es sinnvoll sein, die Anwendung dieser Variante im Einzelfall in Betracht zu ziehen. Dabei sind auch Transaktionskosten der Umsetzung sowie etwaige rechtliche Restriktionen zu berücksichtigen. Insofern kann eine Beurteilung der Eignung des Kapitaltrennungsmodells nur für konkrete Einzelfälle und nicht pauschal erfolgen.

#### ***DISKUSSION MIT BEZUG ZU DEN IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN***

Hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit der Anwendung des Kapitaltrennungsmodells dürfte es Unterschiede zwischen den verschiedenen idealtypischen Regulierungsverfahren geben, die grundsätzlich mit der voneinander abweichenden Eignung der Verfahren zur in Abschnitt 2.2.2.1 betrachteten Haftungsbegrenzung korrespondieren. Wenn eine Haftungsbegrenzung – wie bei einer **TOTEX-Anreizregulierung** – relativ ungeeignet ist, dann liegt auch ein vergleichsweise geringes Potenzial für die Anwendung des Kapitaltrennungsmodells vor. Bei einer **differenzierten Anreizregulierung** und einer auf **Monitoring basierenden Regulierung i. w. S.** bestehen hingegen vergleichsweise umfangreiche Potenziale für Haftungsbegrenzungen und damit einhergehend dann auch für die Anwendung des Kapitaltrennungsmodells.

#### **2.2.2.3 Der Austausch der Unternehmenseigentümer als alternative Sanktionsmaßnahme**

##### ***GRUNDSÄTZLICHE DISKUSSION***

Als eine alternative Sanktionsmaßnahme zu einer Haftung des regulierten Unternehmens und damit auch der hinter diesem stehenden Kapitalgeber kann ein Entzug des Eigentums an dem Unternehmen durch den Regulierer in Betracht gezogen werden. Der Regulierer hätte in so einem Fall den Übergang des Unternehmens auf neue Eigentümer zu organisieren.

Im Kontext der von einem Regulierer in die Kapitalkosten und außerdem auch in sonstige Kostenpositionen aufgrund von methodischen Schwierigkeiten bei der Bestimmung des Vergütungsniveaus einzukalkulierenden Sicherheitsaufschlägen ist das Eigentumsrecht an einem regulierten Unternehmen grundsätzlich wertvoll. Durch eine glaubhafte Androhung des Entzugs dieses Rechts in bestimmten Konstellationen, speziell im Fall einer Schlechtleistung, dürfte folglich ein Anreiz zu einer Leistungserbringung in einer adäquaten Weise gesetzt werden können. Eine derartige Sanktionsmaßnahme wird eine (zumindest partiell) substitutive Anreizwirkung zu einer monetären Haftungsandrohung entfalten, sodass mit ihrer Implementierung einhergehend Haftungsbegrenzungen ausgeweitet werden können. Insofern steht bei einer geeigneten Ausgestaltung des Instruments dem Vorteil der aufgrund der erhöhten Haftungsbegrenzung in einem reduzierten Ausmaß an die Kapitalgeber zu leistenden Vergütungszahlungen kein Nachteil in Form reduzierter Anreize gegenüber.

Allerdings sind mit diesem Instrument einhergehende zusätzliche Transaktionskosten zu berücksichtigen, denn die Sanktionsdrohung wird – im Kontext von Problemen bei der Zuordnung von Verantwortlichkeiten beim Auftreten von Problemen – nur begrenzt kontrahierbar sein. Dies wird sich darin äußern, dass ex ante die Herausforderung besteht zu definieren, in welchen Fällen ein derartiger Entzug der Eigentumsrechte erfolgen kann oder zu erfolgen hat, und ex post schwierig sein wird festzustellen, ob die aufgestellten Bedingungen im jeweiligen Einzelfall erfüllt sind, was vielfach mit Kontroversen einhergehen wird. Daher sollte die Übertragung der Eigentumsrechte von den bisherigen an neue Eigentümer nur bei einer schwerwiegenden Schlechtleistung des Unternehmens in Betracht gezogen werden. Aber auch dann wird für das Unternehmen bzw. die hinter diesem stehenden Kapitalgeber ein (Rest-)Risiko hinsichtlich der Anwendung des Instruments durch den Regulierer bestehen, welches dem regulatorischen Risiko zuzuordnen ist und damit – wenn vermutlich auch nur in einem geringen Maße – wiederum Kapitalkosten erhöhend wirken wird.

Zu berücksichtigen ist, dass es zwar – und dies nicht im Hinblick auf eine möglichst rechtssichere Umsetzung, sondern gerade auch unter Berücksichtigung der angestrebten erhöhten Risikoteilung und Haftungsbegrenzung – grundsätzlich sinnvoll sein dürfte, dass der bisherige Eigentümer im Falle der Anwendung des Sanktionsinstruments eine Kompensations- bzw. Entschädigungszahlung erhält. Allerdings sollte diese Entschädigungszahlung keinesfalls die Höhe des Ertragswertes erreichen, denn dies würde in gewisser Hinsicht lediglich eine sofortige Auszahlung des Wertes des zukünftigen Rechts zum Eigentum an dem Unternehmen darstellen, was mit dem Ziel der Sanktionierung des bisherigen Eigentümers nicht kompatibel wäre. Vielmehr dürfte es sich anbieten, eine Entschädigungszahlung in Höhe der regulär (in der regulatorischen und nicht in der handels- oder steuerrechtlichen Buchführung) abgeschrieben- und Herstellungskosten vorzusehen, die unter Berücksichtigung des technischen Zustands der Anlagen des Unternehmens nach oben oder unten zu korrigieren wären. Unabhängig davon kann es geboten sein, das Unternehmen bzw. die bisherigen Eigentümer außerdem in einem begrenzten Rahmen zur Haftung heranzuziehen.

Zu klären ist, inwieweit unter Berücksichtigung übergeordneter gesetzlicher Normen ein Entzug des Eigentums an einem Unternehmen durch einen Regulierer im Falle einer Schlechtleistung in einer sinnvollen Weise rechtlich vorstrukturiert und im Bedarfsfall angewendet werden kann.

## **DISKUSSION MIT BEZUG ZU DEN IDEALTYPISCHEN REGULIERUNGSVERFAHREN**

Hinsichtlich der Eignung der betrachteten Möglichkeit des Austauschs der Unternehmenseigentümer als eine zu einer Haftung alternativen Sanktionsmaßnahme bei den verschiedenen idealtypischen Regulierungsverfahren ist anzumerken, dass diese bei einer **TOTEX-Anreizregulierung** geringer als bei einer **differenzierten Anreizregulierung** sein wird. Während bei einer differenzierten Anreizregulierung vom Regulierer in verschiedenen Kontexten Input-Wissen angewendet wird sowie die Aktivitäten und der Zustand des Unternehmens betrachtet und kontrolliert werden, beobachtet ein Regulierer bei einer TOTEX-Anreizregulierung das Unternehmen grundsätzlich nur „von außen“. Insofern kann die temporäre Übernahme des Unternehmens durch den Regulierer und die Weiterreichung an neue Eigentümer sowohl bei Regulierer als auch neuen Eigentümern mit unerwarteten Erkenntnissen hinsichtlich des Zustands des Unternehmens einhergehen und große Herausforderungen hinsichtlich der Steuerung des Unternehmens mit sich bringen.

## **2.3 Analyse verschiedener idealtypischer Regulierungsverfahren und Einflussfaktoren auf deren Vorteilhaftigkeit**

In diesem Abschnitt werden idealtypische Regulierungsverfahren einer Gesamtbetrachtung unterzogen und beurteilt sowie Einflussfaktoren auf deren Eignung betrachtet. Dabei werden zunächst Ergebnisse aus Abschnitt 2.1 aufgegriffen, in dem zentrale Ausgestaltungsfragen bezüglich des Anreizregimes untersucht worden waren. Weiterhin werden bei den einzelnen Regulierungsverfahren die Erkenntnisse hinsichtlich der Kalkulation von Kapitalkosten bzw. – allgemeiner formuliert – der Vergütung von Kapitalgebern sowie hinsichtlich von Haftungsregelungen berücksichtigt, die im vorangegangenen Abschnitt 2.2 herausgearbeitet worden sind.

### **2.3.1 Idealtypische Regulierungsverfahren**

#### **2.3.1.1 TOTEX-Anreizregulierung**

Bei einer TOTEX-Anreizregulierung, bei der eine aggregierte Betrachtung des Unternehmens und eine ex ante Anreizsetzung durch den Regulierer erfolgt, bietet es sich – wie in Abschnitt 2.2 aufgezeigt – an, an die Kapitalgeber fließende Zinsen auf Basis eines synthetischen Anlagevermögens zu berechnen, um keine Überkapitalisierungsanreize entstehen zu lassen. In einem derartigen Fall besteht grundsätzlich dann auch die Möglichkeit, dass sich der große Vorteil dieses Regulierungsverfahrens einstellen kann und sich das Unternehmen im Hinblick auf die Kosteneffizienz übergreifend über die Planung und Errichtung, die Erhaltung und den Betrieb einer Infrastruktur hinweg optimiert. Allerdings ist es zur Hebung dieses Potenzials der Leistungsbereiche übergreifenden Optimierung erforderlich, dass der Regulierer das glaubhafte Commitment abgibt, dass das Anreizregime langfristig, über die Lebensdauer von Assets hinweg bestehen bleibt. Die Abgabe eines derartigen Commitments ist umso schwieriger, wenn – wie bei einer TOTEX-Anreizregulierung – ein aggregierter Output und somit mehrere Aufgaben gleichzeitig (Bau, Erhaltung und Betriebsführung) betrachtet werden, da sich dadurch der Zeitraum entsprechend verlängert, über den das Commitment aufrechtzuerhalten ist. Wenn dieses Commitment nicht abgegeben werden kann, besteht insbesondere die Gefahr, dass das Unternehmen Investitionen zurückstellt und das Unternehmen eine kurzfristorientierte Erhaltungs- und Investitionsstrategie verfolgt, die zulasten der

Substanzqualität geht.<sup>51</sup> In der Praxis dürfte es speziell bei langlebigen, spezifischen Infrastrukturanlagen für Regulierer eine extrem große und kaum zu bewältigende Herausforderung sein, derartige Commitments abzugeben. Alternativ zu einer derart langfristigen Aufrechterhaltung des Anreizregimes könnte die Substanzqualität der Infrastruktur nach den einzelnen Regulierungsperioden untersucht und bewertet sowie in Abhängigkeit des Zustands Kompensationszahlungen vom Regulierer an das Unternehmen geleistet bzw. von diesem eingefordert werden. Allerdings liegt in nahezu sämtlichen Infrastruktursektoren nicht das (ingenieurwissenschaftliche) Wissen hinsichtlich einer derartigen Bewertung der Substanzqualität von Infrastruktur vor, weshalb diese Option folgend nicht weiter berücksichtigt wird.

Zusätzlich zu der aufgezeigten Herausforderung bezüglich des Commitments zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes bestehen die folgenden Nachteile bei einer TOTEX-Anreizregulierung:

- Eine Konsequenz der Übertragung des Kostenrisikos auf ein reguliertes Unternehmen ist, dass die Gefahr einer Reduktion der Angebotsqualität durch das regulierte Unternehmen besteht, da eine geringe Angebotsqualität oftmals zu geringeren Kosten für das Unternehmen führt. Dabei werden unter einer Veränderung der Angebotsqualität Qualitätsverschlechterungen oder -verbesserungen verstanden, die von den Nachfragern unmittelbar wahrgenommen werden. Dieser Gefahr kann jedoch i. d. R. mit einer ergänzenden Qualitätsregulierung begegnet werden.
- Es bestehen bei der Kalkulation von Vergütungsgrenzen vor einer Regulierungsperiode tendenziell große methodische Schwierigkeiten und Probleme bezüglich der Datenverfügbarkeit. Infolgedessen sind vom Regulierer hohe Sicherheitsaufschläge in den Vergütungsgrenzen zu berücksichtigen, was entsprechend die Kosteneffizienz aus Sicht der Nachfrager beeinträchtigt. Diese Sicherheitsaufschläge werden in der Summe absolut ein besonders großes Ausmaß annehmen, wenn Assets langlebig und spezifisch sind sowie Tilgungsleistungen und Zinsen einen hohen Anteil an den Gesamtausgaben des Unternehmens darstellen. Besondere Probleme hinsichtlich der Berechnung von Vergütungsgrenzen bestehen im Übrigen im Falle einer hohen Umweltdynamik hinsichtlich der vom regulierten Unternehmen zu erbringenden Leistung.<sup>52</sup>

---

<sup>51</sup> Die Substanzqualität ist eine Messgröße für die zukünftig anfallenden Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen und beschreibt somit den Zustand der Anlagen des Unternehmens. Die Substanzqualität wird im Gegensatz zur Angebotsqualität nicht direkt von den Konsumenten wahrgenommen. So können z. B. notwendige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen aufgeschoben werden, die nicht unmittelbar zu einer Verschlechterung der Angebotsqualität, aber der Substanzqualität führen.

<sup>52</sup> Eine zentrale Herausforderung besteht bei einer TOTEX-Anreizregulierung im Falle einer dynamischen Umweltentwicklung darin, bei der Kalkulation von Vergütungsgrenzen durch den Regulierer vor einer Regulierungsperiode Veränderungen bei den von verschiedenen regulierten Unternehmen in der Regulierungsperiode zu erbringenden Leistungen in adäquater Weise zu prognostizieren und zu berücksichtigen. Wenn ein Regulierer Vergütungsgrenzen kalkuliert, ist zu fragen, ob die zu erwartenden Veränderungen bei den zu erbringenden Leistungen über die einzelnen Unternehmen hinweg während der Periode relativ gesehen zur jeweiligen Größe der Unternehmen homogen und ex ante abschätzbar sind. Wenn dies der Fall ist, können die Vergütungsgrenzen für die einzelnen Unternehmen unkompliziert durch Multiplikation mit einem für sämtliche Unternehmen vor dem Hintergrund der erwarteten Leistungsanpassungen geeigneten Faktor justiert werden. Sofern Leistungsanpassungen während der Periode zwar homogen über die verschiedenen Unternehmen, aber erst ex post erfassbar sind, kann ein derartiger, für alle Unternehmen geeigneter Multiplikator hingegen erst ex

- Bei einer TOTEX-Anreizregulierung wird viel Risiko auf das Unternehmen übertragen, wobei zunächst vom regulatorischen Risiko abstrahiert wird. Risikoübertragung geht jedoch damit einher, dass beim Unternehmen Kosten anfallen. In einem Sektor, in dem Input-Wissen noch nicht weit gestreut ist und Innovationspotenziale auf Ebene des regulierten Unternehmens bestehen, kann dieser Nachteil gegebenenfalls durch die Vorteile aus der mit der Risikoübertragung einhergehenden Anreizsetzung überkompensiert werden. In einem Sektor hingegen, in dem Input-Wissen bereits weit verbreitet ist und geringe Innovationspotenziale auf Ebene des regulierten Unternehmens vorliegen, ist es – andere Aspekte hier außer Acht lassend – fraglich, ob der Nachteil der erhöhten Kosten im Zusammenhang mit der Risikoübernahme<sup>53</sup> durch Vorteile infolge der Anreizsetzung ausgeglichen werden kann.
- Im Zusammenhang mit den erwähnten Schwierigkeiten bei der Ermittlung von Vergütungsgrenzen und der Komplexität der dabei verwendeten Methoden ist das regulatorische Risiko im Kontext von potenziellem Opportunismus des Regulierers als relativ hoch anzusehen, was entsprechende Risikozuschläge bei der Ermittlung der Vergütung des Unternehmens erfordert, die regelmäßig in den Kapitalkosten verortet werden. Dies resultiert daraus, dass die hohe methodische Komplexität mit einer geringen Nachvollziehbarkeit regulatorischer Entscheidungen einhergeht, was die Kontrolle der Entscheidungen des Regulierers zunächst durch Gerichte, aber auch durch die Gesellschaft im Allgemeinen und die Politik im Speziellen deutlich erschwert. Die hohe methodische Komplexität führt im Übrigen auch dazu, dass eine Kontrolle der adäquaten Berücksichtigung der legitimen Interessen der Nachfrager nur in begrenzter Weise umsetzbar ist.

Im Optimalfall setzt eine TOTEX-Anreizregulierung einem Unternehmen die Anreize, in einem optimalen Umfang Investitionen durchzuführen und damit einhergehend über die Leistungsbereiche des Unternehmens hinweg zu optimieren. Im Kontext der in der Praxis möglichen Probleme bei der Anwendung dieses Regulierungsverfahrens ist es jedoch unwahrscheinlich, dass derartige (Optimierungs-)Entscheidungen erfolgen werden. Es ist jedoch unklar, welches Investitionsverhalten ein Unternehmen haben wird:

- Wenn ein Unternehmen und die hinter diesem stehenden Investoren kein Vertrauen in die langfristige Aufrechterhaltung des Anreizregimes haben und / oder durch das relativ hohe regulatorische Risiko, dem keine diesem angemessene (und über entsprechend erhöhte

---

post ermittelt werden. Wenn die Entwicklungen über die verschiedenen Unternehmen hinweg nicht in der dargestellten Weise homogen sondern vielmehr heterogen sind, dann ist zu klären, ob ex ante die Einflussfaktoren auf die Kostenveränderungen bzw. Leistungsanpassungen während der Periode absehbar sind und geeignete Regeln bezüglich der Vergütungsanpassung bei den einzelnen Unternehmen in Abhängigkeit der jeweiligen Ausprägungen dieser Einflussfaktoren entwickelt werden können. Wenn dies nicht möglich ist, dann dürften (ex post) Nachverhandlungen mit den einzelnen Unternehmen während der Regulierungsperiode kaum vermeidbar sein, was jedoch mit dem Grundgedanken einer TOTEX-Anreizregulierung nicht zusammenpasst, denn bei Nachverhandlungen haben Regulierer im Regelfall Input-Wissen anzuwenden, um neue Vergütungsgrenzen festzulegen bzw. Entscheidungen hinsichtlich der Anerkennung von Kosten zu treffen.

<sup>53</sup> Erhöhte Kosten ergeben sich – wie in Abschnitt 2.2.2.1 erwähnt – durch die bei Netzinfrastruktursektoren regelmäßig hohe Anzahl von Nachfragern, auf die das Risiko gestreut werden kann.



Kapitalkosten oder auf anderem Weg gewährte) Kompensation gegenübersteht, abgeschreckt werden, dann wird ein Unterinvestitionsproblem vorliegen.

- Wenn Kapitalkosten im Kontext der Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen erhöht sind und – abweichend von den oben stehend dargestellten Empfehlungen – das reale Anlagevermögen bei der Kalkulation der Zinsen verwendet wird, dann bestehen Anreize zur Überkapitalisierung.

In der Praxis dürften durchaus auch beide Effekte auftreten. Dabei ist nicht auszuschließen, aber extrem unwahrscheinlich, dass sich beide Effekte perfekt aufheben werden.

Wie dargestellt, können erhebliche Nachteile und Herausforderungen bei der Anwendung einer TOTEX-Anreizregulierung vorliegen. Als Vorteil ist noch zu erwähnen, dass dieses Regulierungsverfahren gegebenenfalls auch umsetzbar ist, wenn der Regulierer über wenig Input-Wissen verfügt, wobei er dann jedoch über methodisches Wissen verfügen muss und die erforderlichen Daten vorzuliegen haben.

Die Eignung einer TOTEX-Anreizregulierung bezüglich der Regulierung eines konkreten Unternehmens bzw. von mehreren Unternehmen in einem konkreten Sektor wird insbesondere als relativ hoch einzustufen sein, wenn Assets nicht langlebig und spezifisch sind, da bei einer relativ kurzen Lebensdauer von Assets die Herausforderungen hinsichtlich der gebotenen Commitments zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes vergleichsweise gering sind. Außerdem ist die Eignung einer TOTEX-Anreizregulierung auch dann tendenziell höher, wenn das Anlagevermögen absolut als auch im Verhältnis zum Umsatz geringer ist.

### **2.3.1.2 Differenzierte Anreizregulierung**

Die Anwendung einer differenzierten Anreizregulierung, bei der ein Regulierer bezüglich einzelner Leistungsbereiche eines Unternehmens Anreize (oder in Einzelfällen gegebenenfalls auch ein Monitoring) etabliert, erfordert, dass ein Regulierer über Input-Wissen verfügt. Dies ist vornehmlich dadurch begründet, dass der Regulierer dem Unternehmen Vorgaben bezüglich der Leistungserbringung nicht auf einer aggregierten Ebene, sondern vielmehr bezüglich einzelner Leistungsbereiche macht. Dabei wird der Regulierer im Regelfall Vorschläge bezüglich der Ressourcenallokation zwischen diesen Leistungsbereichen vom regulierten Unternehmen entwickeln lassen können, aber er muss in der Lage sein, diese adäquat zu überprüfen. Von Relevanz ist auch, dass der Regulierer Schnittstellen zwischen den verschiedenen Leistungsbereichen definieren kann, was die Grundlage für die Etablierung von verschiedenen Anreizregimen schafft.<sup>54</sup>

Wenn die vorstehend dargestellten kritischen Anforderungen (zumindest jenseits eines bestimmten Mindestumfangs) erfüllt sind, kann eine differenzierte Anreizregulierung bei entsprechender Ausgestaltung (siehe unten und Abschnitt 2.1.5) erhebliche Vorteile im Vergleich zu einer TOTEX-Anreizregulierung aufweisen. Die zum Teil erheblichen Herausforderungen und Nachteile, die bei

---

<sup>54</sup> Umso schwieriger die adäquate Fällung von übergreifenden Ressourcenallokationsentscheidungen und / oder die Definition von Schnittstellen ist, umso mehr bietet es sich an, dass im Rahmen von Risikoteilungsregeln die Nachfrager Risiko tragen.

einer TOTEX-Anreizregulierung vorliegen, bestehen bei der differenzierten Anreizregulierung weitgehend nicht oder lediglich in einem relativ geringen Ausmaß. So sind bei einem Unbundling zwischen Erhaltung und Investitionsrealisierung sowie -finanzierung, beispielsweise leichter Commitments hinsichtlich der Aufrechterhaltung des Anreizregimes oder nicht opportunistischen Verhalten vom Regulierer abzugeben, was zu einem geringeren regulatorischen Risiko i. w. S. führt und somit auch zu geringeren Kapitalkosten. Ferner besteht das Potenzial, dass die insgesamt mit einer Risikoübernahme einhergehenden Kosten, die üblicherweise in die Kapitalkosten integriert sind, im Vergleich zu einer TOTEX-Anreizregulierung deutlich geringer sind.

Die Eignung einer differenzierten Anreizregulierung wird (insbesondere im Vergleich zu einer TOTEX-Anreizregulierung) hoch sein, wenn bei einem Unternehmen langlebige, spezifische Assets vorliegen sowie der Anteil von Zins- und Tilgungszahlungen im Vergleich zum Umsatz hoch ist, da bei langlebigen, spezifischen Investitionen die Bedeutung von Commitments wesentlich ist und sich bei einem hohen Anteil von Zins- und Tilgungszahlungen die geringeren Kapitalkosten besonders stark auswirken. Wie dargestellt ist es unabdingbar, dass ein gewisses Input-Wissen beim Regulierer vorliegt. Eine differenzierte Anreizregulierung ist bei wenigen und großen Unternehmen recht einfach umsetzbar. Wenn viele Unternehmen zu regulieren sind, bestehen hingegen erhebliche, aber in vielen Fällen vermutlich nicht unlösbare Herausforderungen für den Regulierer.

Im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung sollten die Kapitalkosten zwischen verschiedenen Leistungsbereichen des regulierten Unternehmens differenziert werden. Bei den Neuinvestitionen können die besonderen Risiken im Rahmen von deren Realisierung durch erhöhte Kapitalkosten berücksichtigt werden, deren Gewährung auf die ersten Jahre der Lebensdauer der Assets beschränkt werden sollte. Es bietet sich an, Haftungsbegrenzungen oder Risikoteilungsregeln zu implementieren, die sich gegebenenfalls auf einzelne (eher größere) Unternehmensaktivitäten und dabei vor allem Investitionsmaßnahmen beziehen können. Darüber hinaus ist es grundsätzlich zu empfehlen, Haftungsbegrenzungen hinsichtlich der gesamten unternehmerischen Aktivitäten zu implementieren. Als Umsetzungsoption für eine derartige Haftungsbegrenzung bietet es sich auch an, ein Kapitaltrennungsmodell in Betracht zu ziehen, bei dem ein Teil des Kapitals (Basiskapital) risikofrei gestellt wird und der andere Teil (Haftungskapital) voll im Risiko steht. Möglich ist es auch, regulatorische (und damit in gewissem Sinne vertragliche) Regelungen zur Haftungsbegrenzung und das Kapitaltrennungsmodell kombiniert anzuwenden. Das Design von Haftungsbegrenzungen und die Vorteilhaftigkeit der Anwendung und die Ausgestaltung eines Kapitaltrennungsmodells werden im konkreten Einzelfall vertieft zu untersuchen sein.

### **2.3.1.3 Monitoring-basierte Verfahren und reine Kostendurchreichung**

Eine auf Monitoringaktivitäten des Regulierers basierende Regulierung erfordert ebenfalls die Verfügbarkeit von Input-Wissen beim Regulierer. Kritisch zu hinterfragen ist, inwieweit ausreichendes Wissen beim Regulierer vorliegen kann, um das regulierte Unternehmen in seiner Gesamtheit in einer angemessenen Weise kontrollieren zu können.

Eine Regulierung, bei der eine reine Kostendurchreichung erfolgt, dürfte in der Praxis extrem selten sinnvoll sein. Lediglich dann, wenn ein Regulierer über keinerlei (Input-)Wissen verfügt, ist es

denkbar, dass eine Regulierung dieser Extremform nahe kommt. Dann ist das Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Regulierung aber in jedem Fall extrem hoch.

### **2.3.2 Einflussfaktoren auf die Vorteilhaftigkeit von Regulierungsverfahren**

In den Abschnitten 2.1 und 2.2 sind zentrale Ausgestaltungsfragen bei der Infrastrukturregulierung und schließlich in Abschnitt 2.3.1 idealtypische Regulierungsverfahren untersucht worden. Dabei ist herausgearbeitet worden, dass die relative Eignung von verschiedenen Regulierungsverfahren (wie TOTEX-Anreizregulierung, differenzierter Anreizregulierung und Monitoring-Regulierung) durch Sektor- und Akteurscharakteristika sowie dem bestehenden institutionellen Rahmen bedingt ist. Auch in Abhängigkeit des jeweils betrachteten Zielsystems, welches zeitliche Aspekte oder eine Ausrichtung auf Nachfragerinteressen bzw. die wohlfahrtsökonomische Perspektive umfassen kann, ist eine divergierende Beurteilung möglich. Folglich kann keinesfalls eine generelle Überlegenheit eines bestimmten Regulierungsverfahrens konstatiert werden. In diesem Abschnitt werden die zentralen Einflussfaktoren auf die Eignung der betrachteten Regulierungsverfahren dargestellt.

Von großer Bedeutung für die sinnvolle Umsetzbarkeit bzw. Vorteilhaftigkeit eines Regulierungsverfahrens (im Sinne des gewählten Zielsystems) ist zunächst das verfügbare **Wissen** im Sektor. Weiterhin ist der Wissensstand des Regulierers von Relevanz, wobei es im Falle von Wissensdefiziten speziell beim Regulierer im Regelfall innerhalb einer gewissen Zeit möglich sein sollte, im Sektor vorhandenes Wissen auch beim Regulierer aufzubauen. Zu unterscheiden ist, inwieweit Input-Wissen (z. B. hinsichtlich der Technologie oder der Ermittlung des Investitionsbedarfs) vorliegt und inwieweit Output-Wissen vorhanden ist. Verfügt der Regulierer lediglich über Output-Wissen (und kann dementsprechend die aggregierte Leistung beschreiben und deren Erbringung messen und gegebenenfalls bewerten), wäre eine Voraussetzung für eine Anwendung einer TOTEX-Anreizregulierung erfüllt. Bei einer weiten Verbreitung von Input-Wissen im Sektor (z. B. hinsichtlich Kostenstrukturen sowie Produktionsstrategien und -prozessen bei Betrieb, Neu- bzw. Ausbau sowie größeren und kleineren Erhaltungsmaßnahmen) wird hingegen eine disaggregierte Betrachtung einzelner Outputs und die Definition der Schnittstelle zwischen diesen Leistungsbereichen möglich sein. In diesem Fall wird ein Regulierer (bei ausreichender Ressourcenausstattung) imstande sein, über das notwendige Know-how zur Implementierung einer differenzierten Anreizregulierung zu verfügen bzw. sich dieses anzueignen. Dann wäre grundsätzlich auch die Anwendung einer Monitoring-Regulierung möglich.

Wenn der **Anteil und das Volumen von langlebigen, spezifischen Investitionen** sehr groß ist, dürften die Nachteile einer TOTEX-Anreizregulierung eine besonders große Ausprägung haben und damit einhergehend die relative Eignung einer differenzierten Anreizregulierung ansteigen. Dies ergibt sich zunächst daraus, dass das Commitment zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes bei langlebigen Investitionen bei einer aggregierten Leistungsbetrachtung schwieriger abzugeben sein wird, da es sich grundsätzlich auf einen Zeitraum beziehen sollte, der zumindest der Lebensdauer der Anlagegüter entspricht. Bei einem fehlenden derartigen Commitment können für ein Unternehmen Anreize bestehen, eher zur Anwendung einer kurzfristorientierten Erhaltungs- und Investitionsstrategie zu tendieren, was im Hinblick auf eine langfristige Kosteneffizienz negativ zu beurteilen ist. Bei einer differenzierten Anreizregulierung, die Errichtung und Erhaltung von Investitionsmaßnahmen separiert

betrachtet, muss – im Gegensatz zu einer TOTEX-Anreizregulierung – kein Commitment zur langfristigen Aufrechterhaltung des Anreizregimes über einen derart langen Zeitraum abgegeben werden bzw. die Abgabe eines Commitments bzgl. der Altanlagen vereinfacht sich bei Trennung zwischen Errichtung und Erhaltung.

Die methodischen Probleme bei der Ermittlung von Vergütungsgrenzen werden bei (der integrierten Betrachtung) einer TOTEX-Anreizregulierung unter bestimmten Umständen ebenfalls besonders groß sein (bzw. größer als bei einer differenzierten Anreizregulierung), wenn langlebige Anlagegüter vorliegen und das Anlagevermögen im Verhältnis zum Umsatz relativ groß ist. Infolgedessen werden in die Vergütungsgrenzen entsprechende Sicherheitsaufschläge einzukalkulieren sein. Einhergehend mit der methodischen Komplexität ist die Nachvollziehbarkeit der Regulierung (für Gerichte, aber auch für Politik und weitere Stakeholder) recht gering, woraus sich ein hohes regulatorisches Risiko und Nachteile im Kontext einer geringen gesellschaftlichen Kontrollierbarkeit der Regulierung ergeben.

Bei einer Abwägung zwischen der Setzung von Anreizen und einem Monitoring ist zunächst die Kontrahierbarkeit der Leistung(en) von Bedeutung, worauf u. a. die **Umweltdynamik** einen Einfluss besitzt. Ist die Umweltdynamik sehr hoch, können Anreize gegebenenfalls nicht in sinnvoller Weise implementiert werden, da die Beschreib- und Messbarkeit der Leistung und somit das erforderliche Output-Wissen fehlen kann. Gleichzeitig kann eine höhere Umweltdynamik die Nachvollziehbarkeit der Leistungserstellung und somit ein Monitoring erschweren. Insofern ist im Einzelfall zu betrachten, worauf die Umweltdynamik einen stärkeren Einfluss besitzt. Beispielsweise kann bei einer **einmaligen technischen Innovation**, bei der eine Anreizsetzung aufgrund fehlender Beschreibbarkeit der Leistung und / oder Problemen bei der Schätzung des adäquaten Vergütungsniveaus schwierig ist, ein Monitoring trotz eingeschränktem bzw. noch aufzubauendem Input-Wissen und / oder einer begrenzten Nachvollziehbarkeit die vorzuziehende Lösung sein, da dadurch zumindest eine gewisse Kontrolle der Kosten und der erbrachten Leistung gewährleistet ist.

Für ein Monitoring können schließlich auch sehr hohe **Kosten der Risikoübernahme** in bestimmten Konstellationen sprechen, beispielsweise bei einer sehr großen Zahl von Nachfragern oder einer unvermeidlichen Mitübertragung von nicht beeinflussbaren Risiken. Eine Anreizsetzung kann allerdings dann vorteilhaft sein, wenn im Sektor ein **großes Potenzial zur Generierung von neuem Wissen, Innovationen und Optimierungsmöglichkeiten** besteht. Hierbei ist jedoch die Art der Innovationen und Optimierungsmöglichkeiten in dem jeweiligen Sektor zu berücksichtigen.

Neben den Sektor- und Akteurscharakteristika sind bei der Wahl eines Regulierungsverfahrens weiterhin **Pfadabhängigkeiten** zu berücksichtigen. So ist beispielsweise bei einem Wechsel des Regulierungsverfahrens zu hinterfragen, welchen Wissensstand und welche Art von Know-how der Regulierer derzeit besitzt und wie hoch die mit einem Wechsel des Regulierungsverfahrens einhergehenden Transaktionskosten für den Wissensaufbau beim Regulierer wären bzw. inwieweit der Wissensaufbau mit Blick auf die derzeitigen personellen und finanziellen Mittel überhaupt möglich wäre. Für im Rahmen einer bisherigen Regulierung zukünftig vorgesehene Kompensationen in Form erhöhter Renditen für in der Vergangenheit übernommene Risiken (z. B. im Rahmen der Realisierung technisch komplexer Projekte) sind bei einer Regulierungsumstellung adäquate Lösungen vorzusehen, die ein Unternehmen vor einer unsachgemäßen (Schlecht-)Behandlung schützen. Dabei

sollte allerdings ebenfalls berücksichtigt werden, inwieweit Risiken, die in der Zukunft vergütet werden sollten, gegebenenfalls auch schon durch zugestandene, überhöhte Erlöse in anderen Positionen in Vergangenheit und Gegenwart abgedeckt wurden, beispielsweise durch eine überhöhte Rendite bei Anlagen im Bestandsnetz.

Schließlich hängt die Vorteilhaftigkeit der Regulierungsverfahren auch vom in der Einleitung vorgestellten **Zielsystem** ab. Diesbezüglich kann festgestellt werden, dass bei einer Konsumentenperspektive im Vergleich zu einer wohlfahrtsökonomischen Perspektive die relative Vorteilhaftigkeit der differenzierten Anreizregulierung gegenüber einer TOTEX-Anreizregulierung zunimmt.

### **3 Institutionelle Rahmenbedingungen der Stromübertragungsnetze in Deutschland**

Nachdem in Kapitel 2 auf die unterschiedlichen idealtypischen Regulierungsverfahren sowie deren Eignung in Abhängigkeit von Sektor- und Akteurscharakteristika, Pfadabhängigkeiten sowie den bestehenden institutionellen Rahmen eingegangen wurde, sollen in diesem Kapitel kurz die Charakteristika der (deutschen) Stromübertragungsnetze sowie die Aufgaben der ÜNB dargestellt werden. Dies dient dazu, eine Grundlage für die anschließend in Kapitel 4 erfolgende NIÖ-basierte Analyse der deutschen Regulierung der ÜNB zu schaffen.

#### **3.1 Stromübertragungsnetze in der Wertschöpfungskette zur Stromversorgung**

Die Versorgung mit elektrischer Energie erfordert die Erbringung verschiedener Aufgaben im Elektrizitätssystem. Zur Abdeckung der Stromnachfrage, welche auch als Last bezeichnet wird, ist Strom zu erzeugen. Von den Erzeugungsquellen gelangt der Strom – sofern keine dezentrale und gegebenenfalls verbrauchsnahe Erzeugung erfolgt – über die Stromübertragungsnetze und die Stromverteilnetze zu den Nachfragern.

Onshore werden in Deutschland für den Stromtransport derzeit Drehstromleitungen (auch – englische Abkürzungen verwendend – als AC-Leitungen bezeichnet) der Höchstspannungsebene mit Spannungen von 220 kV und 380 kV verwendet. Derzeit ist jedoch auch der Bau von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (auch als HGÜ- oder HVDC- bzw. DC-Leitungen bezeichnet) geplant, um den Strom aus Netzregionen mit hoher Erzeugung – vorrangig aus dem Norden – in Netzregionen mit hohem Verbrauch – d. h. in den Westen und Süden Deutschlands – zu transportieren.<sup>55</sup> Diese Leitungen werden in das bestehende Drehstromnetz mittels Konverterstationen integriert.

Die Anbindung der Offshore-Windparks (OWP), in denen an einzelnen Standorten die Anlagen gebündelt einem Betreiber zugeordnet sind, erfolgt in der Nordsee i. d. R. ebenfalls mittels DC-Leitungen, deren Vorteilhaftigkeit gegenüber Hochspannungsdrehstromübertragungsleitungen mit der Länge der Übertragungsdistanz und der Größe der Übertragungskapazität zunimmt.<sup>56</sup> In der Ostsee wird für die Anbindung der Windparks hingegen – zumindest derzeit – ausschließlich auf AC-Leitungen zurückgegriffen.

Vom Übertragungsnetz wird die elektrische Energie auf regionaler Ebene über die Hoch- (110 kV) und Mittelspannungsebene (10 kV / 20 kV) an größere Verbraucher (z. B. Industrieunternehmen) sowie lokal über Niederspannungsnetze (230 V bzw. 400 V) an kleinere Verbraucher (z. B. Einzelhaushalte) weiter verteilt. Das Übertragungsnetz ist mittels Umspannwerken mit dem Verteilnetz verbunden; die Spannung im Verteilnetz wird hingegen stufenweise über Transformatorstationen

---

<sup>55</sup> Bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen ist auch eine Übertragung von elektrischer Energie vom Süden in den Norden denkbar. Vgl. 50HERTZ ET AL. (2013a, S. 99).

<sup>56</sup> Vgl. ACKERMANN / ORTHS / RUDION (2012, S. 307 ff.).

herunterkonvertiert. Im Zuge der vermehrten dezentralen Erzeugung in Erneuerbaren Energien-Anlagen wird in Deutschland neuerdings zunehmend auch Strom von den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze (hoch-)gespeist.

### 3.2 Charakteristika des deutschen Stromübertragungsnetzes und institutioneller Rahmen

Verantwortlich für die Stromübertragungsnetze sind gemäß den Vorgaben des EnWG die ÜNB. Als ÜNB tätig sind 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW,<sup>57</sup> die jeweils für abgegrenzte Bereiche zuständig sind, welche als Regelzone bezeichnet werden (vgl. dazu Abbildung 2). In ihrer jeweiligen Regelzone haben die ÜNB die Zuständigkeit für die Wahrnehmung der im folgenden Abschnitt 3.3 dargestellten Aufgaben inne. Bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben koordinieren sich die vier ÜNB jedoch und bilden gemeinsam das deutsche Übertragungsnetz.

Die ÜNB unterscheiden sich zunächst hinsichtlich technischer Aspekte wie z. B. der Stromkreislänge oder der Verbraucherlast. Weiterhin sind Unterschiede bezüglich der wirtschaftlichen Größe, der Art der Finanzierung bzw. Eigentümerschaft (öffentlich vs. privat) sowie der an die jeweiligen ÜNB gestellten Aufgaben festzustellen. So werden beispielsweise in die Regelzone von 50Hertz die Anbindungsleitungen für die OWP in der Ostsee integriert, während die OWP in der Nordsee in der TenneT-Regelzone angeschlossen werden, wofür TenneT im Übrigen auf mehrere Projektgesellschaften zurückgreift.



Abbildung 2: Regelzonen der vier ÜNB in Deutschland (mit Nord- und Ostsee)<sup>58</sup>

<sup>57</sup> Hierbei ist zu berücksichtigen, dass diese Unternehmen zum Teil Tochter- und / oder Schwestergesellschaften besitzen, sodass es in Abhängigkeit von der Sichtweise auch mehr als vier Gesellschaften geben kann, die am deutschen Stromübertragungsnetz beteiligt sind.

<sup>58</sup> Quelle: 50Hertz / Amprion / TenneT TSO / TransnetBW, abgerufen im Internet am 13.11.20013 unter [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de).

Vor einigen Jahren waren sämtliche ÜNB noch Bestandteile integrierter (Erzeugung und Übertragungsnetze umfassender) Konzerne. Mit dem Ziel der Förderung von Wettbewerb im Bereich der Erzeugung wurden im Zuge der Restrukturierung des Elektrizitätssektors in den vergangenen Jahren allerdings zunehmend Maßnahmen in Richtung einer Entflechtung der integrierten Unternehmen durchgeführt. Dadurch sollte ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Stromnetzen für Lieferanten und Nachfrager gewährleistet und somit ein Wettbewerb zwischen Erzeugungsunternehmen erreicht werden. Als Ergebnis dieser Entwicklung sind alle vier ÜNB heute entweder eigentumsrechtlich (TenneT TSO, 50Hertz) oder aber zumindest organisatorisch (TransnetBW, Amprion) vom Erzeugungsbereich entflochten.

Die ÜNB verfügen jedoch weiterhin über eine erhebliche Marktmacht in ihrem jeweiligen Gebiet, was sich durch die bei Netzinfrastruktursektoren und auch für Stromübertragungsnetze geltenden Charakteristika ergibt. So stellt das Stromübertragungsnetz aufgrund der Subadditivität der Kosten ein natürliches Monopol dar, welches aufgrund der Spezifität bzw. Irreversibilität der Investitionen nicht durch potentielle Konkurrenten bestreitbar ist. Gleichzeitig existieren auch keine bzw. nur sehr begrenzte Substitutionsmöglichkeiten für die (extrem zahlreichen) Nachfrager, weswegen die Preiselastizität – zumindest für Haushaltskunden – sehr gering ist.<sup>59</sup> Darüber hinaus ist die Versorgung mit elektrischer Energie von zentraler Bedeutung für die Gesellschaft. Infolge dieser Faktoren unterliegen die ÜNB einer (Monopol-)Regulierung durch die BNetzA, die damit einhergehend umfangreiche Aufgaben bei der Bereitstellung der Übertragungsnetze wahrnimmt.

### 3.3 Wesentliche Aufgaben der ÜNB in Deutschland

Stromnetzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 1 EnWG dazu verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Im Rahmen dieser Studie werden die gemäß § 11 Abs. 1 EnWG den ÜNB übertragenen, zentralen Aufgaben wie folgt systematisiert und bezeichnet:

- **Betriebsführung:** ÜNB stellen permanent im Rahmen der **Systemführung** das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Nachfrage sicher. Die Koordination zwischen Systemführung und Aufgaben des im Folgenden betrachteten Anlagenmanagements erfolgt im Rahmen des **Systembetriebs**. Die Betriebsführung stellt den Oberbegriff für die kurzfristigen Maßnahmen im Bereich von Systemführung und Systembetrieb dar.
- **Anlagenmanagement:** Das Anlagenmanagement umfasst die Planung und Umsetzung von physischen Eingriffen am Netz bzw. an Netzbetriebsmitteln und -anlagen. Diese können im Rahmen von Maßnahmen der Instandhaltung im Bereich der bestehenden Netzkapazität sowie im Rahmen von Kapazitätserweiterungsmaßnahmen (Neubau und Ausbau) erfolgen. Bei den Kapazitätserweiterungsmaßnahmen werden im Folgenden die Begriffe Neubau und Ausbau verwendet, welche weitgehend mit den im Stromsektor üblichen Bezeichnungen

---

<sup>59</sup> Vgl. z. B. SIMMONS-SUR / ATUKEREN / BUSCH (2011).



Netzausbau (für Neubau) und Netzverstärkung (für Ausbau) korrespondieren. Weiterhin können im Stromsektor Netzoptimierungsmaßnahmen im Hinblick auf eine Kapazitätserweiterung durchgeführt werden. Zum Teil wird auch von Netzausbaumaßnahmen gesprochen, welche ebenfalls kapazitätserweiternde Wirkungen haben können.

Dem Anlagenmanagement können die folgenden Aufgaben zugeordnet werden:

- **Technisches Design (Detailplanung) bei Neu- und Ausbau- sowie Umbaumaßnahmen (bzw. bei Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen)**
- **Instandhaltungsstrategiefestlegung sowie Planung von Instandhaltungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen (Instandhaltungskonzept)**
- **Umsetzung von (Bau-)Maßnahmen (auch im Rahmen der Instandhaltung):** Die Umsetzung von (Bau-)Maßnahmen kann sowohl im Bereich der Kapazitätserweiterung (Neubau, Ausbau und Umbau) als auch der bestehenden Netzkapazität (bei Ersatzinvestitionen im Rahmen der Instandhaltung) erfolgen. Dabei kann es einen Fremdbezug, eine Eigenerstellung oder Mischlösungen geben.
- **Erhaltung der bestehenden Netzkapazität im Rahmen der Instandhaltung:** Grundsätzlich kann die Instandhaltung, die der Erhaltung der bestehenden Netzkapazität dient, präventiv (beispielsweise nach einer gewissen Betriebsdauer oder nach einer Anzahl von Schalthandlungen, also zyklisch), vorausschauend (beispielsweise durch Austausch eines Betriebsmittel, das noch funktionsfähig ist, aber voraussichtlich kurz- bis mittelfristig nicht mehr geeignet sein wird), zustandsorientiert (etwa bei Anwendung von Kontrollsystemen zur Zustandsüberwachung von Transformatoren oder bei Identifikation des Verschleißes von Betriebsmitteln im Rahmen einer Inspektion) oder reaktiv (nach Ausfall eines Betriebsmittels) sein. Bei größeren Instandhaltungsmaßnahmen können gegebenenfalls auch größere Baumaßnahmen erforderlich sein, auf deren Umsetzung bereits vorstehend eingegangen worden ist.
- **Kapazitätsausbauplanung:** Der Detailplanung und dem letztendlichen Ausbau von Kapazität geht zunächst eine **Bedarfsplanung** voraus. Anschließend sind – speziell bei größeren Maßnahmen – im Bereich der **Objektplanung** Details bezüglich des Trassenverlaufs festzulegen und die erforderlichen Genehmigungen einzuholen (Genehmigungsplanung).

Die zentralen Aufgaben der ÜNB können – aus einer anderen Perspektive blickend – auch in die Kategorien Betrieb und Investitionen eingeordnet werden. Dem Betrieb wären dann gemäß der vorstehend erläuterten Strukturierung insbesondere die Aufgaben der Betriebsführung sowie der Planung von Instandhaltungsmaßnahmen und der Erhaltungsdurchführung als Elemente des Anlagenmanagements zuzuordnen, wobei beim Einbezug größerer Instandhaltungsmaßnahmen in dieses Verständnis der Kategorie des Betriebs auch noch weitere Aufgaben dazuzurechnen wären. Zu den Aufgaben im Bereich der Investitionen würden in jedem Fall die Kapazitätsausbauplanung mit der Bedarfs- und Objektplanung sowie aus dem Bereich des Anlagenmanagements das technische

Design und die Umsetzung der entsprechenden Baumaßnahmen zu zählen sein. Hier gilt analog, dass größere Erhaltungsmaßnahmen diesem (Begriffs-)Verständnis von Investitionen zugerechnet werden könnten, und infolgedessen würden noch weitere Aufgaben dieser Kategorie zuzuordnen sein.

Korrespondierend mit den vorstehend vorgestellten realwirtschaftlichen Aufgaben haben die ÜNB die **Finanzierung** von Investitionen sicherzustellen und dabei insbesondere das erforderliche Kapital im Kontext der Aktivierung von Anlagengütern bereitzustellen. Sofern die Investitionen die Abschreibungen überschreiten, nehmen das Nettoanlagevermögen und damit auch der Kapitalbedarf zu. In dieser Situation haben die ÜNB im Rahmen ihrer Finanzierungsaufgabe zusätzliches Kapital aufzunehmen.

Neben den vorgestellten Aspekten, sind die ÜNB auch für weitere Aufgaben verantwortlich, die jedoch nicht für die Analysen in dieser Studie nicht von Bedeutung sind und somit außer Acht gelassen werden.

## **4 Darstellung, Einordnung und Kritik der derzeitigen Regulierung der ÜNB sowie diesbezügliche Reformvorschläge**

In diesem Kapitel wird die Regulierung der Stromübertragungsnetze in Deutschland untersucht. Die Regulierung ist grundsätzlich im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert. Sowohl für den Onshore- als auch für den Offshore-Bereich basiert die Regulierung allerdings maßgeblich auf der seit 2009 geltenden Anreizregulierungsverordnung (ARegV), welche die seit 2005 bestehende Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ergänzt. Im Offshore-Bereich sind außerdem Haftungsregelungen, die seit Anfang 2013 in den §§ 17e - 17i EnWG verankert sind und die Haftung von ÜNB im Falle der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen zur Anbindung von OWP begrenzen, als weiteres Element der Regulierung anzusehen.

In Abschnitt 4.1 werden grundlegende Sachverhalte bezüglich der Regulierung der ÜNB in Deutschland dargestellt und es wird die Regulierung der Onshore-AC-Netze betrachtet. In Abschnitt 4.2 werden Besonderheiten der Regulierung der Stromleitungen im Offshore-Bereich untersucht und in Abschnitt 4.3 Onshore-DC-Leitungen betrachtet. In den einzelnen Abschnitten wird jeweils die in den entsprechenden Bereichen derzeit praktizierte Regulierung kurz dargestellt und aus ökonomischer Sicht eingeordnet. Im Anschluss an eine Kritik der derzeitigen Regulierung werden zudem Reformvorschläge unterbreitet. Anzumerken ist, dass bei der Darstellung der derzeitigen Regulierung und ihrer Wirkungen ein Fokus auf die für die ökonomische Einordnung und Bewertung zentralen Aspekte erfolgt. Für die Abschätzung der Effekte der derzeitigen Regulierung wird umfangreich auf Angaben von Sektorexperten zurückgegriffen.

### **4.1 Allgemeine Grundlagen zur Regulierung der ÜNB und die Regulierung der Onshore-AC-Netze**

#### **4.1.1 Darstellung sowie ökonomische Einordnung und (Detail-)Kritik**

##### **4.1.1.1 Historie der Regulierung durch die BNetzA**

Ab Anfang 2005 erfolgte in Deutschland eine Regulierung der ÜNB nach der StromNEV durch die BNetzA. Mit der StromNEV wurden vor allem verbindliche Standards hinsichtlich der Ermittlung und Berücksichtigung von Kosten in den von den Nachfragern zu tragenden Netzentgelten festgelegt. Dabei ermöglichte die damalige Regulierung in erster Linie eine Kostendurchreichung, aber es bestanden auch Monitoringmöglichkeiten für den Regulierer. Anfang 2009 wurde dann eine noch heute gültige und im Folgenden betrachtete Variante einer TOTEX-Anreizregulierung eingeführt, die auf der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) basiert, die die Regelungen der StromNEV ergänzt, und im Folgenden auch als „ARegV-Regulierung“ bezeichnet wird. Die erste Periode der Regulierung nach der ARegV umfasste die Jahre 2009 bis 2013, die aktuelle, zweite Periode läuft von 2014 bis 2018. Die Regulierung der Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland erfolgt übrigens auch nach der ARegV, wobei einige Abweichungen gegenüber der Regulierung der ÜNB bestehen. Folgend wird jedoch nur auf die Regelungen und Wirkungen der ARegV-Regulierung bezüglich der ÜNB eingegangen.

#### **4.1.1.2 Vergütungsgrenzenfestsetzung und grundsätzlich (harte) Anreizsetzung während der Regulierungsperiode**

##### **GRUNDSÄTZLICH (HARTE) ANREIZSETZUNG WÄHREND DER REGULIERUNGSPERIODEN**

Bei der ARegV-Regulierung bekommen ÜNB für eine (Regulierungs-)Periode von fünf Jahren ex ante eine Vergütungsgrenze in Form einer Erlösobergrenze von der BNetzA vorgegeben. Damit einhergehend wird Kostenrisiko grundsätzlich für die Dauer der Regulierungsperiode komplett auf die ÜNB übertragen, was als (harte) Anreizsetzung einzuordnen ist. Abweichend von diesem Grundsatz können bestimmte, vom ÜNB nicht zu beeinflussende Kostenposition, die als „dauerhaft nicht zu beeinflussende Kosten“ bezeichnet werden, während der Regulierungsperiode durchgereicht werden, was als grundsätzlich sinnvoll anzusehen ist. Außerdem werden zusätzliche Vergütungszahlungen durch das Sonderregime der „Investitionsmaßnahmen“ im Zusammenhang mit der Realisierung von Neuinvestitionen gewährt, worauf im Folgenden noch separat eingegangen wird.

##### **VORGEHEN BEI DER VERGÜTUNGSGRENZENFESTSETZUNG**

Für die Vergütungsgrenzenermittlung wird zunächst auf Kosten der Vergangenheit in einem einzigen, sogenannten „Basisjahr“ abgestellt, welches zwei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode liegt. Dadurch werden für die Unternehmen erhebliche (Fehl-)Anreize zur Kostengenerierung im Basisjahr bzw. zur intertemporalen Kostenverschiebung implementiert. Durch eine Überprüfung der von den Unternehmen angegebenen Kosten (z. B. mit Hilfe eines Abgleichs mit Kosten vorheriger Jahre) versucht die BNetzA diesem Problem entgegenzutreten. Die Kostenprüfung der BNetzA erfolgt auf Basis der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) sowie der Bilanz des Basisjahres. Die aufwandsgleichen Kosten werden direkt aus der GuV übernommen, die kalkulatorischen Kosten (wie z. B. Abschreibungen)<sup>60</sup> werden hingegen nach den Vorgaben der StromNEV ermittelt. Kosten dürfen gemäß der ARegV nur angesetzt werden, wenn sie den Kosten eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ entsprechen. Insofern dürften zumindest theoretisch lediglich vorab als effizient identifizierte Kosten in den anschließend erfolgenden Effizienzvergleich einfließen, welcher im Hinblick auf die Vergütungsgrenzenfestsetzung erfolgt. Bei diesem Effizienzvergleich werden die TOTEX von (in der zweiten Regulierungsperiode) 21 europäischen ÜNB verglichen.<sup>61</sup> Dabei wird die Rationalität der Errichtung von Leitungen nicht mehr in Frage gestellt, vielmehr wird angestrebt zu prüfen, ob die vorhandenen Assets auf eine kosteneffiziente Weise realisiert und betrieben werden.<sup>62</sup> Die Aussagekraft der Ergebnisse des Benchmarkings im Hinblick auf die (intendierte Abschätzung

---

<sup>60</sup> Abschreibungen erfolgen linear mit Rückgriff auf Abschreibungsdauern, die vorgegeben sind und von den handels- und steuerrechtlichen Vorschriften abweichen. Für Neuanlagen werden Abschreibungen auf Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) berechnet. Bei Altanlagen, die vor dem Jahr 2006 aktiviert wurden, werden hingegen die Abschreibungen zum Teil mit Bezug zu Wiederbeschaffungskosten ermittelt und damit einhergehend wird auf den damit korrespondierenden Kapitalanteil die Eigenkapitalverzinsung in realer Form gewährt. Damit werden im Endeffekt bestimmte Risiken der Preisentwicklung auf die Unternehmen übertragen, was – unabhängig von Verteilungseffekten, die bei einer dynamischen Betrachtung mit keinerlei Effizienzvorteilen einhergehen und i. d. R. zu Lasten der Konsumenten ausfallen dürften – insofern nicht sinnvoll ist, als dass die Unternehmen keinerlei Einflussmöglichkeiten auf diese Risiken haben und bei Ihnen Risiko weniger breit gestreut wird als bei den Nachfragern.

<sup>61</sup> Aufgrund der geringen Zahl der Datenpunkte bei den ÜNB wird dabei lediglich die Data Envelopment Analysis (DEA) mit drei Outputs angewendet; vgl. FRONTIER / CONSENTEC / SUMICSID (2013).

<sup>62</sup> Vgl. FRONTIER / CONSENTEC / SUMICSID (2013, S. 77).

der) Effizienz der einzelnen ÜNB wird von Sektorexperten als eher gering eingeordnet,<sup>63</sup> was vor dem Hintergrund der Datenlage sowie der veröffentlichten Informationen zur Methodik des Vergleichs als keinesfalls unplausibel einzustufen ist.

Anschließend werden die von der BNetzA überprüften Kosten des Basisjahrs – als nicht beeinflussbar anerkannte Kosten („dauerhaft nicht zu beeinflussende Kosten“) ausklammernd – mit dem im Rahmen des Effizienzvergleichs für die einzelnen ÜNB ermittelten Effizienzwert multipliziert, der bei aus Sicht des Effizienzvergleichs effizienten Unternehmen 100% beträgt und ansonsten entsprechend der abgeschätzten Ineffizienz unterhalb von 100% liegt. Durch den Vergleich mit den von der BNetzA überprüften Kosten des Basisjahrs wird dann die „Ineffizienz“ im Lichte des Effizienzvergleichs ermittelt. Für das erste Jahr der Regulierungsperiode wird eine Vergütungsgrenze in Höhe der von der BNetzA überprüften Kosten des Basisjahrs festgesetzt, die sich einem linearen Pfad folgend bis in das letzte Jahr der Regulierungsperiode um die ermittelte Ineffizienz reduziert. Damit liegt die Vergütungsgrenze im Durchschnitt über die fünf Jahre der Regulierungsperiode hinweg in Höhe der von der BNetzA überprüften Kosten des Basisjahrs abzüglich der Hälfte der ermittelten Ineffizienz.<sup>64</sup> Bedingt durch die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs und den dargestellten Abbaupfad werden vergangene Kosten recht umfangreich bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung berücksichtigt.

Im Übrigen existiert noch eine Vielzahl an (Detail-)Regelungen zur Vergütungsgrenzenfestsetzung, so z. B. zum Umgang mit Preissteigerungseffekten, auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen werden soll. Erwähnenswert ist jedoch, dass bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung auch ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor berücksichtigt wird, der eine abweichende Preisentwicklung der Netzbetreiber von der gesamtwirtschaftlichen Preisentwicklung sowie eine unterschiedliche Produktivitätsentwicklung zwischen den Netzbetreibern und der Gesamtwirtschaft abbilden soll. Dieser Faktor, dessen Rationalität<sup>65</sup> und Ermittlung keinesfalls unstrittig sind,<sup>65</sup> beträgt in der aktuellen (zweiten) Regulierungsperiode 1,5% pro Jahr und wirkt absenkend auf die Vergütungsgrenze.

#### **ÖKONOMISCHE EINORDNUNG DER VERGÜTUNGSGRENZENFESTSETZUNG**

Die dargestellte partielle Berücksichtigung von Kosten der Vergangenheit bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung bedeutet, dass bei einer intertemporalen Betrachtung über Regulierungsperioden hinweg – anders als bei einer idealtypischen TOTEX-Anreizregulierung angedacht – eine Risikoteilung stattfindet. Infolgedessen geht die ARegV-Regulierung mit einem Sperrklinkeneffekt einher, der aufgrund der dargestellten umfangreichen Berücksichtigung vergangener Kosten in der Erlösobergrenze tendenziell recht bedeutsam sein dürfte, was mit einem

---

<sup>63</sup> So weisen HANEY / POLLITT (2013), WEYMAN-JONES (2013) sowie BRUNEKREEFT (2012) auf die erheblichen Schwierigkeiten hin, die bei einem internationalen Benchmarking von ÜNB bestehen. Selbst bei nationalen Effizienzvergleichen mit weitaus mehr Datenpunkten wird oftmals eine mechanische Verwendung von Effizienzwerten in der Literatur kritisch gesehen; vgl. z. B. LOWRY / GETACHEW (2009, S. 1329), und SHUTTLEWORTH (2005, S. 310 f.).

<sup>64</sup> Für die erste Periode der Regulierung nach der ARegV von 2009 bis 2013 bestand eine Sonderregelungen, nach der die Vergütungsgrenze im Durchschnitt über die fünf Jahre der Regulierungsperiode hinweg in Höhe der von der BNetzA überprüften Kosten des Basisjahrs abzüglich der eines Viertels der ermittelten Ineffizienz festgesetzt worden war.

<sup>65</sup> Vgl. DEHMEL (2011, S. 234 f.).

Überkapitalisierungsanreiz in Verbindung steht, auf den im Folgenden noch eingegangen werden wird. Der nur begrenzte Einfluss des Effizienzvergleichs auf die Vergütungsgrenzenfestsetzung ist insofern zwar einerseits nachteilig, aber andererseits auch vorteilhaft, da im Kontext von Problemen bei seiner Durchführung aufgrund der schlechten Datenlage ansonsten (noch) höhere Sicherheitspuffer bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung einzukalkulieren wären.

Abgesehen von dieser Berücksichtigung tatsächlicher Kosten der Vergangenheit bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung erfolgt während einer Regulierungsperiode bei der ARegV-Regulierung jedoch – wie dargestellt – eine harte Anreizsetzung.

#### **4.1.1.3 Höhe der regulatorisch festgesetzten Kapitalkosten**

In diesem Abschnitt wird in Grundzügen dargestellt, wie bei der ARegV-Regulierung die Kapitalkosten ermittelt werden, die als kalkulatorische Kosten im Basisjahr berücksichtigt werden und auf diesem Weg in die Ermittlung der Vergütungsgrenzen für eine zukünftige Regulierungsperiode einfließen. Als Kapitalkosten i. w. S. können dabei – Abschreibungen in diesem Abschnitt ausklammernd – die absoluten Beträge der Zinsen bzw. Renditen auf das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital angesehen werden. Als Kapitalkosten i. e. S. werden hingegen die Zinssätze bzw. Renditen auf Eigen- und Fremdkapital sowie – berechnet unter Rückgriff auf die Kapitalstruktur – Gesamtkapital bezeichnet. Sofern folgend ohne weitere Erläuterung von Kapitalkosten gesprochen wird, handelt es sich um die Kapitalkosten i. e. S.

Der bei der Vergütungsgrenzenermittlung zu berücksichtigende regulatorische Eigenkapitalzinssatz ist mithilfe von Berechnungen, die sich auf das Capital Asset Pricing Model (CAPM) beziehen, festgesetzt worden. In diesem Kontext ist darauf zu verweisen, dass die Kapitalkostenfestsetzung unter Rückgriff auf das CAPM mit erheblichen Defiziten behaftet ist.<sup>66</sup> Für die aktuelle Regulierungsperiode beläuft sich der regulatorische Eigenkapitalzinssatz auf nominal 9,05%.<sup>67</sup> Eine Kapitalkostendifferenzierung, z. B. zwischen bereits realisierten und neu anstehenden Investitionen oder in Abhängigkeit der Risikobehaftung von Investitionen, erfolgt – vereinfacht dargestellt<sup>68</sup> – nicht.

Regulatorische Entscheidungen ermöglichen, dass Fremdkapitalzinssätze von den Unternehmen grundsätzlich gemäß marktüblicher Konditionen angesetzt werden können. Die Marktüblichkeit kann z. B. durch die wettbewerbliche Auswahl von FK-Gebern nachgewiesen werden. Die maximal erlaubte FK-Verzinsung liegt jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen, wofür als Referenzwert von der BNetzA der auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten verwendet wird. Gemäß einem Urteil des BGH vom 14.08.2008 ist darauf jedoch noch ein

---

<sup>66</sup> Vgl. für eine umfassende Kritik des CAPM BECKERS ET AL. (2009).

<sup>67</sup> Dieser nominale, regulatorische Eigenkapitalzinssatz von 9,05% gilt dabei nur für Neuanlagen. Bei Altanlagen, die vor dem Jahr 2006 realisiert und aktiviert worden sind, weist der regulatorische Eigenkapitalzinssatz hingegen eine Höhe von 7,14% auf, was damit zu tun hat, dass bei diesen Anlagen die Abschreibungsbeträge mit Bezug zu den Wiederbeschaffungswerten ermittelt werden und damit einhergehend kein nominaler sondern ein realer Eigenkapitalzinssatz verwendet wird.

<sup>68</sup> Vgl. dazu auch die Fußnote 67.

Risikozuschlag zu gewähren, den die BNetzA durch die Anerkennung tatsächlicher FK-Zinsen oberhalb des Durchschnittswerts aber auch vorab schon öfter berücksichtigte.<sup>69</sup>

Gesamtkapitalkosten (sowohl i. e. S. als auch im i. w. S.) werden aus Eigen- und Fremdkapitalzinsen bzw. -zinssätzen unter Berücksichtigung der Kapitalstruktur ermittelt. In der ARegV-Regulierung darf das Unternehmen seine Kapitalstruktur frei wählen, aber bei der regulatorischen Ermittlung der Gesamtkapitalkosten wird der EK-Anteil auf maximal 40% begrenzt. Eigenkapital, das die regulatorisch zulässige Quote von 40% übersteigt, wird seit der Novelle der StromNEV vom 14.08.2013 mit einem Nominalzins verzinst, der sich als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts von drei durch die Deutsche Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen (Anleihen der öffentlichen Hand, Anleihen von Unternehmen sowie Hypothekendarlehen) ergibt (§ 7 Abs. 7 StromNEV), sodass ein gewisser Risikozuschlag gewährt wird. Damit einhergehend erzeugt die Regulierung einen Anreiz, einen EK-Anteil von 40% darzustellen, gegebenenfalls auch über 40%, sofern die tatsächlichen Finanzierungskosten für das überschüssige EK jeweils unterhalb des zugestandenen Zinssatzes liegen. Folglich besteht kein Anreiz zu einer direkten Optimierung der Kapitalstruktur, aber durch die Anwendung einer so genannten „HoldCo-OpCo-Struktur“ können Investoren und Unternehmen auf indirektem Wege letztendlich doch die von Ihnen gewünschte Kapitalstruktur festlegen, ohne bei der Regulierung Nachteile zu haben. Eine HoldCo-OpCo-Struktur bedeutet, dass dem regulierten Unternehmen als Operating Company (OpCo) eine Holding Company (HoldCo) vorgeschaltet ist. Da sich die Regulierungsvorschriften lediglich auf die OpCo bezieht, kann in der HoldCo die Kapitalstruktur von den Investoren optimiert werden. Auch wenn in der HoldCo weniger als beispielsweise 40% EK investiert sein sollten, kann das Kapital von dort zu einem beliebigen Anteil als Eigenkapital an die OpCo weitergegeben werden, sodass in der OpCo die Kapitalstruktur gewählt werden kann, die unter Berücksichtigung der Regulierung den Gewinn des Unternehmens maximiert.

Es gibt vielfältige Hinweise (u. a. in Form entsprechender Aussagen von Sektorexperten) darauf, dass die auf dem dargestellten Weg ermittelten Kapitalkosten, die bei der Vergütungsgrenzenermittlung im Rahmen der ARegV-Regulierung berücksichtigt werden, im Endeffekt als recht hoch einzustufen sind und auch – trotz des durch den Effizienzvergleich und den sektoralen Produktivitätsfaktor generierten Effekts – hinsichtlich der anstehenden Neuinvestitionen sehr attraktive Renditen darstellen, womit einhergehend entsprechende Anreize zu einer Überkapitalisierung bestehen.

#### **4.1.1.4 „Investitionsmaßnahmen“ als Sonderregime**

Für die Realisierung größerer Investitionsvorhaben beim Ausbau der Stromübertragungsnetze ist mit den in § 23 ARegV geregelten sogenannten „Investitionsmaßnahmen“ ein Sonderregime eingeführt worden,<sup>70</sup> durch das die ÜNB während und in den ersten Jahren nach Investitionsrealisierung zusätzliche Vergütungszahlungen erhalten. Mit diesem Sonderregime wird den bei einer TOTEX-

---

<sup>69</sup> Vgl. PRICEWATERHOUSECOOPERS (2012, S. 460).

<sup>70</sup> Vgl. für die in diesem Abschnitt folgenden Erläuterungen der Anwendung der Investitionsmaßnahmen auch BNetzA (2015b).

Anreizregulierung bestehenden Problemen bei der Vergütungsgrenzenfestsetzung und Etablierung von Investitionsanreizen in einem dynamischen Kontext begegnet, aber es entsteht dadurch – neben dem vorstehend bereits erwähnten übergreifend existierenden Anreiz zur Überkapitalisierung aufgrund der Gewährung hoher Renditen – ein zusätzlicher Anreiz zur Überkapitalisierung.

Investitionsmaßnahmen können von ÜNB für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen beantragt werden.<sup>71</sup> Die Investitionsmaßnahmen werden von der BNetzA grundsätzlich nicht auf ihre Notwendigkeit hin geprüft, sondern es findet lediglich eine formelle Kontrolle statt. Bei einem hohen Anteil hinsichtlich des Volumens der beantragten Investitionsmaßnahmen dürfte allerdings eine Prüfung der Rationalität der Maßnahmenumsetzung im Rahmen der Erstellung und Prüfung des NEP erfolgt sein und / oder ein politischer Beschluss<sup>72</sup> hinsichtlich der Notwendigkeit der Realisierung der Maßnahmen vorliegen.

Investitionsmaßnahmen werden für eine gewisse Dauer gewährt und währenddessen unterliegen die im Rahmen dieser Maßnahme anfallenden Kosten keinem Effizienzvergleich. Ebenso wird kein sektoraler Produktivitätsfortschritt berücksichtigt. Die aus Investitionsmaßnahmen stammenden Kosten werden auf die gemäß den Darstellungen in Abschnitt 4.1.1.2 ermittelte Vergütungsgrenze aufgeschlagen. Seit dem Jahr 2013 werden Anträge für Investitionsmaßnahmen auf Grundlage von Plankosten erstellt, die Bestimmung der Auswirkung auf die Erlösobergrenze findet jedoch anhand von tatsächlichen AHK (also Ist-Kosten) statt. Zusätzlich zu den Investitionskosten können für die Anlagen, die sich „in einer Investitionsmaßnahme“ befinden, auch Betriebskosten pauschal i. H. v. 0,8% der ansetzbaren AHK geltend gemacht werden, um die die Vergütungsgrenzen dann erhöht werden.

Nach der Realisierung einer Investition wird – etwas verkürzt und vereinfachend dargestellt – die Investitionsmaßnahme nach dem „Durchlaufen“ eines Basisjahres zur folgenden Regulierungsperiode aufgelöst, sodass die Kosten dann auch dem Effizienzvergleich unterliegen. Im Kontext der Berücksichtigung von Ist-Kosten und damit einer Kostendurchreichung für die Realisierungskosten während der Laufzeit einer Investitionsmaßnahmen werden grundsätzlich lediglich durch spätere Effizienzvergleiche im Rahmen einer dynamischen Betrachtung (indirekt) Anreize für die ÜNB generiert, Maßnahmen effizient umzusetzen. Da – wie dargestellt – vergangene Kosten umfangreich die Vergütungsgrenzenfestsetzung beeinflussen, aber die Wirkungen des Effizienzvergleichs relativ begrenzt sind, scheinen die Anreize für ÜNB zur effizienten Umsetzung von Maßnahmen letztendlich doch eher beschränkt zu sein.

---

<sup>71</sup> Durch diese Beschränkung auf Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen ergibt sich übrigens – im Kontext der für das Unternehmen vorteilhaften Investitionsmaßnahmen – ein gewisser Fehlanreiz bei der Entscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsmaßnahmen, dessen Bedeutung jedoch eher nicht überschätzt werden sollte.

<sup>72</sup> So muss die Bundesnetzagentur den NEP und ONEP nach § 12e EnWG mindestens alle vier Jahre und bei erheblichen Änderungen auch früher der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegen. Aufbauend auf dem Bundesbedarfsplan wird dann das Bundesbedarfsplangesetz erlassen, bei dem für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf durch den Gesetzgeber festgestellt worden sind.



Anzumerken ist, dass in § 23 ARegV für die BNetzA die Option eröffnet ist, bei Investitionsmaßnahmen nicht die Ist-Kosten zu verwenden, sondern ein spezielles Anreizregime hinsichtlich der Begrenzung der Realisierungskosten zu etablieren. Dazu heißt es in § 23 Abs. 5 S. 2 und 3 ARegV: „Sie [die Genehmigung der Investitionsmaßnahme, Anmerkung der Autoren] kann mit weiteren Nebenbestimmungen versehen werden. Insbesondere können durch Nebenbestimmungen finanzielle Anreize geschaffen werden, die Kosten der genehmigten Investitionsmaßnahme zu unterschreiten.“ Die BNetzA hat sich mit Verweis auf den nach Ablauf der Investitionsmaßnahme auf die Investitionskosten wirkenden internationalen Effizienzvergleich jedoch dafür entschieden, diese Option nicht zu nutzen.

#### **4.1.1.5 Weitere Elemente und Aspekte der ARegV-Regulierung**

Zur Vergütungsfestsetzung ist anzumerken, dass einige Kostenpositionen sehr hoch und andere sehr niedrig angesetzt zu sein scheinen, wobei sich diese Über- und Untervergütungen in gewissem Umfang auch ausgleichen werden. Es besteht jedoch die Gefahr, dass die Unternehmen selektiv gegen die zu niedrig angesetzten Kosten vor Gericht klagen, was – gewisse Erfolge in den angestrebten Prozessen voraussetzend – zu einer entsprechenden Erhöhung der Vergütung führen wird. Nicht sachgemäße Vorgaben zu einzelnen Kostenpositionen dürften im Übrigen negative Auswirkungen auf die Reputation des Regulierers zur Folge haben.

Insgesamt ist die Nachvollziehbarkeit der Regulierung und die Transparenz bezüglich ihrer Wirkungen als gering einzuordnen. Dies ist zunächst durch die Komplexität der ARegV-Regulierung bedingt, was bei einer TOTEX-Anreizregulierung nicht ungewöhnlich sein dürfte. Weiterhin ist die Transparenzpolitik der BNetzA auch als verbesserungsfähig einzuordnen.<sup>73</sup>

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die ARegV zum Teil detaillierte Vorgaben bezüglich der Ausgestaltung der Regulierung enthält und damit einhergehend die Spielräume des Regulierers stark einengt. Insofern sind viele Defizite der ARegV-Regulierung auch eine direkte Folge der politischen Vorgaben, die die BNetzA als Regulierer zu berücksichtigen hat.

### **4.1.2 Übergreifende Einordnung und Kritik sowie Reformvorschläge**

#### **4.1.2.1 Übergreifende Einordnung und Kritik**

Die betrachtete ARegV-Regulierung des Onshore-AC-Netzes ist aus Nachfragersicht mit Blick auf das Ziel der Kosteneffizienz negativ zu beurteilen. Dies ist insofern nicht überraschend, als dass die ARegV-Regulierung eine Variante einer TOTEX-Anreizregulierung darstellt, welche grundsätzlich ungeeignet ist, wenn – wie bei Stromübertragungsnetzen – die Bedeutung bzw. das Volumen von langlebigen spezifischen Investitionen für die Leistungserbringung hoch und Wissen breit im Sektor gestreut ist.<sup>74</sup>

---

<sup>73</sup> Die mangelnde Transparenz wird dabei selbst von der BNetzA (2015a, S. 332-336) im Rahmen des Evaluierungsberichts thematisiert.

<sup>74</sup> Vgl. Abschnitt 2.3.1.1 und Abschnitt 2.3.2.

Konkret ist die negative Beurteilung der ARegV-Regulierung mit Blick auf das Ziel der Kosteneffizienz insbesondere durch Commitment-Probleme, die zu einem höheren regulatorischem Risiko<sup>75</sup> und somit zu höheren Kapitalkosten führen, und die vermutlich sehr hohen Sicherheitsaufschläge, die in die Vergütungsgrenzen einkalkuliert werden, bedingt. Eine Rolle dürfte in diesem Kontext auch spielen, dass die regulatorisch festgesetzten Kapitalkosten, welche ein einheitliches Niveau für sämtliche Investitionen aufweisen, nicht nur Anreize für Neuinvestitionen setzen sollen, sondern auch für das bereits gebundene Kapital gelten. Weiterhin geht die ARegV-Regulierung mit erheblichen Fehlanreizen einher. So findet – im Gegensatz zur ursprünglichen Idee einer idealtypischen TOTEX-Anreizregulierung – keine übergreifende Optimierung durch die ÜNB über verschiedene Leistungsbereichen hinweg statt. Vielmehr bestehen laut Expertenaussagen Anreize zu Überkapitalisierung bzw. Überinvestitionen, die sich wahrscheinlich u. a. infolge der methodischen Probleme bei der Ermittlung der Vergütungsgrenzen und den daraus erforderlichen Sicherheitsaufschlägen sowie den Investitionsmaßnahmen ergeben. Das Verfahren zur Ermittlung der Vergütungsgrenzen weist außerdem eine hohe Komplexität auf, wodurch die Nachvollziehbarkeit für Dritte (speziell auch für Gerichte) reduziert wird und folglich das regulatorische Risiko steigt. Dieser negative Effekt kann jedoch u. U. eine untergeordnete Rolle spielen, sofern das Ausmaß der Sicherheitsaufschläge sehr hoch ist.

Die hohe Komplexität und Intransparenz des deutschen Regulierungsverfahrens führt ferner zu einer erschwerten Kontrolle der Regulierung durch Politik und Gesellschaft. Außerdem wird auch die Markteintrittsbarriere für neue und speziell für kleine und mittelgroße Investoren erhöht. Diese müssten zunächst erhebliche Transaktionskosten aufwenden, um das Regulierungsregime zu verstehen und die damit einhergehenden Risiken beurteilen zu können.

Weiterhin lässt sich konstatieren, dass die gesetzlichen Vorgaben in der deutschen Regulierung zum Teil sehr weitreichend sind und die BNetzA stark einengen.<sup>76</sup> Dadurch hat die BNetzA in ihrem Handeln zu wenige Freiheitsgrade und muss sich an die unnötig vielen und – wie oben dargestellt – keinesfalls immer sinnvollen gesetzlichen Vorgaben halten. Allerdings ist mit Bezug zu den Aktivitäten der BNetzA im Rahmen der ihr zur Verfügung stehenden gesetzlich eröffneten Möglichkeiten auch kritisch anzumerken, dass sie bestehende Optionen zur Etablierung von Anreizregimen im Rahmen der Investitionsmaßnahmen nicht nutzt.

#### **4.1.2.2 Reformvorschläge**

##### ***VORTEILHAFTIGKEIT UND AUSGESTALTUNG EINER DIFFERENZIIERTEN ANREIZREGULIERUNG***

Wie in Abschnitt 4.1.2.1 dargelegt weist die in Deutschland praktizierte Variante einer TOTEX-Anreizregulierung bei der Erreichung des definierten Ziels der Kosteneffizienz im Sinne der Nachfrager diverse Nachteile auf. Da im Onshore-AC-Bereich das technisch-systemische Wissen laut

---

<sup>75</sup> Das regulatorische Risiko resultiert bei der deutschen ARegV beispielsweise aus der ex post Prüfung der Investitionsmaßnahmen durch den Effizienzvergleich.

<sup>76</sup> Vgl. zur Frage der Kompetenzzuordnung zwischen Regulierer und Gesetzgeber BECKERS ET AL. (2016a, S. 41-43).

Expertenaussagen weit verbreitet ist, bietet es sich – aus den im Folgenden zusammengefassten Gründen – an, auf eine differenzierte Anreizregulierung zurückzugreifen. Dass im Kontext dieser weiten Verbreitung von Wissen eine disaggregierte Betrachtung von (zu regulierenden) Betreibern von Stromübertragungsnetzen grundsätzlich möglich ist, zeigen internationale Erfahrungen (u. a. im Rahmen von ISO-Modellen).<sup>77</sup> Die Vorteile einer differenzierten Anreizregulierung gegenüber der ARegV-Regulierung dürften sich dabei daraus ergeben, dass systematisch gezielt dort Anreize gesetzt werden können, wo die Vorteile aus der Anreizsetzung deren Nachteile (wie u. a. erhöhte Kosten der Risikotragung) überkompensieren, weswegen die differenzierte Anreizregulierung auch einer Monitoring-Regulierung vorzuziehen sein dürfte. Gleichzeitig können u. U. die Sicherheitsaufschläge reduziert werden, sofern sich (im Vergleich zum jetzigen Verfahren) durch die Differenzierung mit höherer Genauigkeit die Vergütungsgrenze ermitteln lässt. Zudem können bei einer differenzierten Anreizregulierung Commitments hinsichtlich der Aufrechterhaltung des Anreizregimes und eines nicht opportunistischen Verhaltens bei entsprechender Ausgestaltung leichter abgegeben werden. Die geringe Anzahl von vier Unternehmen im Bereich der Stromübertragungsnetze in Deutschland führt auch dazu, dass grundsätzlich keine Probleme bei der Bewältigung des regulatorischen Aufwands bei der erforderlichen Anwendung von Input-Wissen bei der Ableitung von (Leistungs- und Budget-)Vorgaben für die einzelnen Leistungsbereiche der Unternehmen vorliegen werden. Aufgrund dieser Vorteilhaftigkeit einer differenzierten Anreizregulierung für Stromübertragungsnetze wird im Folgenden deren mögliche Ausgestaltung für die deutschen ÜNB diskutiert.

Bei der Ausgestaltung einer differenzierten Anreizregulierung müssen zunächst geeignete Leistungsbereiche (und damit auch zwischen diesen liegende Schnittstellen) definiert werden, bezüglich derer die Leistungserbringung jeweils gut kontrahierbar ist. Bei AC-Stromübertragungsnetzen könnte sich die in Abschnitt 2.1.5 vorgeschlagene Trennung zwischen größeren Kapazitätserweiterungsmaßnahmen, größeren Erhaltungs- und Umbaumaßnahmen, kleineren Erhaltungsmaßnahmen und der Betriebsführung sowie der Netzplanung und weiteren verwaltungstechnischen Aufgabenbereichen anbieten. Für einzelne Leistungsbereiche kann u. U. in Einzelfällen auch ein Monitoring-Ansatz sinnvoll sein. Oftmals dürfte es sich – speziell bei größeren Aus- und Umbaumaßnahmen – anbieten, bei der Ermittlung von Vergütungsgrenzen auch auf Ausschreibungsergebnisse zurückzugreifen.<sup>78</sup> Die Anwendung von Risikoteilungsregeln und Zielpreisen wird i. d. R. grundsätzlich vorteilhaft sein, da Risiko auf eine hohe Zahl an Nachfragern im Stromsektor gestreut werden kann und so Kapitalkosten – gerade auch im Kontext einer oftmals unvermeidlichen Mitübertragung von nicht beeinflussbaren Risiken an Unternehmen – reduziert werden können. Außerdem kann es im Falle des Vorliegens gewisser Kontrahierungsschwierigkeiten – gerade auch bei der Errichtung und Erhaltung von Infrastrukturanlagen – vorteilhaft sein, wenn die

---

<sup>77</sup> Auch die umfangreiche Anwendung des Pachtmodells im Bereich der Verteilnetze in Deutschland, bei dem – ähnlich wie bei einer entbündelten Betrachtung der Unternehmen im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung – diverse Schnittstellen zu definieren sowie Koordinationsregeln zwischen Verpächter und Pächter zu etablieren sind, deutet auf die sinnvolle Anwendbarkeit dieses Regulierungsverfahrens bei Stromübertragungsnetzen hin.

<sup>78</sup> Vgl. dazu auch BRUNEKREEFT (2012, S. 19 f.)

Anreizintensität nicht zu hoch ist. In Großbritannien sind mit der Teilung des Kostenrisikos zwischen reguliertem Unternehmen und Nachfragern positive Erfahrungen gesammelt worden.<sup>79</sup>

Weiterhin ist eine Differenzierung der Kapitalkosten zwischen den verschiedenen Leistungsbereichen des regulierten ÜNB, insbesondere für Anlagen im Bau und im Bestand, zu empfehlen. So sind bei den Kapazitätserweiterungsmaßnahmen die erhöhten Risiken durch eine Berücksichtigung entsprechend erhöhter Kapitalkosten zeitnah (anstatt mithilfe einer im Durchschnitt angemessenen Verzinsung) in den Vergütungsgrenzen zu kompensieren, wobei alternativ auch eine Kompensation für diese Risiken durch einen entsprechend hohen absoluten Vergütungsaufschlags im Jahr der Fertigstellung einer Maßnahme in Betracht gezogen werden kann. Gleichzeitig können die Renditen für Altanlagen gegebenenfalls entsprechend abgesenkt werden.

Wie in Kapitel 2 (konkret in Abschnitt 2.2.2) thematisiert, sollten außerdem auch Haftungsbegrenzungen implementiert werden. Abgesehen von etwaig möglichen Haftungsbegrenzungen für einzelne (größere) Unternehmensaktivitäten, sind vermutlich eine gesamthafte Haftungsbegrenzung sowie in diesem Zusammenhang gegebenenfalls außerdem die Anwendung des Kapitaltrennungsmodells sinnvoll, wobei bei den Stromübertragungsnetzen vermutlich ein relativ großer Anteil als Basiskapital risikofrei gestellt werden könnte. Bei der Anwendung eines Kapitaltrennungsmodells wäre jedoch u. a. noch zu klären, welche rechtlichen Probleme bestehen sowie ob und wie diese gegebenenfalls gelöst werden könnten.

#### ***ERWEITERTE ENTSCHEIDUNGSKOMPETENZEN FÜR DIE BNETZA***

Zukünftig sollte der Umfang der politischen Entscheidungen und gesetzlichen Vorgaben bezüglich methodischer Details des Regulierungsverfahrens deutlich reduziert und vielmehr der BNetzA im Rahmen der differenzierten Anreizregulierung ein größerer Freiraum für eigenständige Entscheidungen gewährt werden. Damit einhergehend steigt jedoch die Rationalität dafür (weiter) an, dass die BNetzA ihre Pläne und Entscheidungen ökonomisch fundiert und transparent darlegt sowie kommuniziert. Welches Ausmaß diese zusätzlichen Freiheitsgrade letztendlich annehmen sollten, wäre noch detaillierter zu prüfen.

#### ***FRAGEN IM RAHMEN DES WECHSELS DES REGULIERUNGSVERFAHRENS***

Im Hinblick auf die Gewährleistung einer nicht opportunistischen Behandlung von ÜNB bei einem Wechsel des Regulierungsverfahrens und in Verbindung mit einer einem anderen Risikoprofil angepassten Rendite sind mehrere Punkte zu prüfen. Dazu gehört inwieweit im Rahmen vorheriger Regulierungsverfahren bzw. der jetzigen Regulierung Leistungen (in Form einer Risikoübernahme) von den ÜNB erbracht wurden, für die eine adäquate Gegenleistung erst durch heutige und zukünftige Vergütungen erfolgen sollte. Beispielsweise könnte vorgesehen gewesen sein, eine erhöhte Risikoübernahme bei Investitionsprojekten in der Vergangenheit durch hohe Renditen im Zeitablauf zu vergüten. Dies sollte bei einem Wechsel des Regulierungsverfahrens zwar berücksichtigt werden, allerdings ist in eine derartige Bewertung ebenso einzubeziehen, inwieweit die Risiken, die in der

---

<sup>79</sup> Vgl. OFGEM (2012, S. 116 ff.).

Zukunft vergütet werden sollten, u. U. auch schon durch zugestandene, überhöhte Vergütung in anderen Positionen in der Vergangenheit abgedeckt wurden. Ein Beispiel dafür wären überhöhte Renditen bei Anlagen im Bestandsnetz. Dieser Aspekt könnte auch bei der deutschen Regulierung von Relevanz sein. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass Unternehmen Know-how bezüglich des neuen Regulierungsregimes aufzubauen haben, was mit Kosten einhergeht. Neben diesem Schutz der Unternehmen vor opportunistischem Verhalten ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass durch eine Regulierungsreform eine Änderung des Rendite-Risiko-Verhältnisses erfolgen kann. Wie in BECKERS ET AL. (2016a, S. 44-46) erläutert, sollte jedoch kein grundsätzlicher Bestandsschutz für eine bestimmte Rendite oder ein bestimmtes Rendite-Risiko-Profil existieren.

Der Gesetzgeber ist grundsätzlich frei die Regulierung zu ändern – und hat dies bereits auch schon 2009 mit der Einführung einer TOTEX-Anreizregulierung getan. Grundsätzlich ist eine derartige Flexibilität hinsichtlich der Weiterentwicklung des Regulierungsregimes auch sinnvoll.<sup>80</sup> Für 2015 war darüber hinaus auch eine explizite Überprüfung des Regulierungsregimes und gegebenenfalls eine Anpassung der Regulierung zur dritten Regulierungsperiode vorgesehen (vgl. § 33 Abs. 1 ARegV), welche jedoch bereits in 2014 stattfand. Speziell für größere Neuinvestitionen könnte es sich eventuell anbieten, schon vorgezogen eine Reform des Regulierungsverfahrens durchzuführen. Dies begründet sich daraus, dass dabei für bereits gebundenes Kapital nicht in das bestehende Regulierungssystem eingegriffen wird und bei Neuinvestitionen zunächst bis 2018 eine separate regulatorische Behandlung unkompliziert umsetzbar ist, die dann auch schon mit Blick auf eine Integration in das ab 2019 gültige Regulierungsverfahren konzipiert werden kann, was die Transaktionskosten von Modifikationen bei der Regulierung gering hält. Möglicherweise wäre eine derartige Reform auch bereits unter Rückgriff auf die in § 23 Abs 5 S. 2 und S. 3 ARegV implementierte Option für den Regulierer, spezielle Anreizregime im Rahmen von Investitionsmaßnahmen zu etablieren, umsetzbar, ohne dass es gesetzlicher Anpassungen bedarf.<sup>81</sup>

#### **DESIGN-, POLITISCHE DURCHSETZUNGS- SOWIE IMPLEMENTIERUNGSKOSTEN**

Bei der Beurteilung des Übergangs zu einer differenzierten Anreizregulierung sind die damit einhergehenden Design-, Durchsetzungs- und Implementierungskosten zu berücksichtigen. Anfangs fallen bei der detaillierten Ausgestaltung des Regulierungsregimes einmalig Designkosten an. Diese sollten jedoch durch Rückgriff auf internationale und bereits beim Regulierer bestehende Erfahrungen begrenzt sein.

Die Kosten der politischen Durchsetzung wären mit Blick auf die anzupassende Normenebene vergleichsweise gering, da Verordnungen und Gesetze im Stromsektor derzeit ohnehin häufig angepasst werden.

---

<sup>80</sup> Vgl. BECKERS ET AL. (2016a, S. 44-46).

<sup>81</sup> So ist an dieser Stelle im Gesetz im Übrigen bereits ein erstes Element einer oben beschriebenen Ausgestaltung einer differenzierten Anreizregulierung enthalten.

Kosten bei der Implementierung einer differenzierten Anreizregulierung würden durch den erforderlichen Wissensaufbau beim Regulierer (sowie den Unternehmen und weiteren Stakeholdern) entstehen, welche allerdings im Bereich der ÜNB kein problematisches Ausmaß erreichen sollten.

## **4.2 Regulierung der Offshore-Leitungen**

In diesem Abschnitt wird die Regulierung von OWP-Anbindungen in Deutschland untersucht. Dafür werden zunächst in Abschnitt 4.2.1 die Charakteristika der OWP-Anbindungen in Deutschland dargestellt. Darauf aufbauend kann in Abschnitt 4.2.2 die Regulierung nach der ARegV und damit das Anreizregime für die ÜNB analysiert werden, welches sich auf die Kosten der Leistungserbringung bezieht. Anschließend wird in Abschnitt 4.2.3 das Anreizregime für ÜNB hinsichtlich der Gewährleistung der Verfügbarkeit der Offshore-Leitungen betrachtet, was durch die in EnWG §§ 17e - 17i EnWG verordneten sogenannten „Haftungsregelungen“ etabliert wird. In Abschnitt 4.2.4 wird dann der regulatorische Umgang mit der Gründung von Projektgesellschaften für einzelne Offshore-Leitungsvorhaben und dem Einbezug externer Eigenkapitalgeber durch ÜNB diskutiert, was derzeit speziell den ÜNB TenneT betrifft. In den Abschnitten 4.2.1 - 4.2.4 werden folglich die jeweils betrachteten Aspekte der Regulierung dargestellt und ökonomisch eingeordnet sowie kritisiert; weiterhin werden spezifische Reformvorschläge unterbreitet. In dem Abschnitt 4.2.4 werden schließlich einige übergreifende, abschließende Bemerkungen getätigt.

### **4.2.1 Charakteristika von Offshore-Leitungen**

Das technische Wissen zur Anbindung von OWP befindet sich vor allem bei den Herstellern. Von diesen existiert nur eine sehr geringe Anzahl. So kommen nach Aussage von Sektorexperten derzeit nur drei Unternehmen als Zulieferer im Bereich von Nord- und Ostsee in Frage. Das Input-Wissen zur Leistungserstellung (Realisierung sowie anschließender Betrieb) und zu Kostenstrukturen ist dementsprechend kaum verbreitet. Neben den Zulieferern verfügen in einem begrenzten, aber zunehmenden Maße die ÜNB über entsprechendes Wissen, die Offshore-Leitungen bereits realisiert haben und betreiben bzw. diese derzeit realisieren, in Deutschland also TenneT und 50Hertz. In gewissem Ausmaß wird Wissen sicherlich auch schon zu technischen Consulting-Unternehmen übergegangen sein. Eine kurzfristige Aneignung von (Input-)Wissen dürfte für einen Regulierer in diesem Kontext momentan schwierig sein.

OWP-Anbindungen gehen im Vergleich zu Onshore-Leitungen zudem mit hohen, umfangreich nicht von den ÜNB beeinflussbaren technischen (und weiteren) Realisierungs- und Betriebsrisiken einher. Dies gilt umso mehr, je weiter entfernt die OWP vor der Küste errichtet werden. Bei sehr weiten Entfernungen und im Falle von durch Sammelanbindungen mehrerer OWP hohen zu übertragenden Leistungen (wie z. B. in der deutschen Nordsee) sind DC-Anbindungen vorteilhaft. Die verwendete Technik, die Konverterstationen und -plattformen im Offshore-Bereich erfordert, wurde bislang in dieser Form noch nicht eingesetzt, was mit diversen technischen Risiken einhergeht. Sind hingegen nur geringere Entfernungen der OWP zum Land zu überbrücken, kann auf AC-Anbindungen zurückgegriffen werden. Dabei entfallen die bei der Verwendung von DC-Technik erforderlichen

Konverterstationen und -plattformen, was das Risiko in entsprechendem Ausmaß reduziert. So werden beispielsweise in Deutschland die Umspannplattformen der OWP von den ÜNB mitgenutzt.<sup>82</sup>

Neben technischen Risiken existieren sowohl bei Offshore-DC- als auch -AC-Anbindungen weitere Risiken, welche die Bauzeit und die Kosten beeinflussen. Diese Risiken sind gemäß den vier ÜNB (vgl. 50HERTZ ET AL. (2013b, S. 103)) u. a. folgende:

- Schlechtwetterperioden beeinflussen z. B. die Dauer des Transports sowie die Installation der Plattform und verkürzen mögliche Arbeitszeiten.
- Beim Trassenverlauf können beispielsweise Altlasten (wie Munition), unvorhergesehene oder schwierige Bodenverhältnisse bestehen.
- Rechtliche Risiken existieren u. a. hinsichtlich des Genehmigungsumfangs, der Auflagen für technische Geräte und Einsprüchen aus privatrechtlichen sowie öffentlichen Belangen.
- Marktrisiken umfassen Preisschwankungen bei Inputfaktoren, Wechselkursschwankungen und dem engen Herstellermarkt. Sektorexperten weisen in diesem Zusammenhang insbesondere auf die extrem begrenzten Kapazitäten von ausreichend großen Werften zum Bau der Konverterstationen, von Heavy-Lifting-Vessels<sup>83</sup> sowie eventuell von Verlegeschiffen hin.

## **4.2.2 Regulierung der ÜNB mit Blick auf die Kosten der Leistungserbringung nach der ARegV**

### **4.2.2.1 Darstellung, ökonomische Einordnung und Kritik**

Für Leitungen im Offshore-Bereich existiert kein eigenes Regulierungsregime mit Blick auf die Kosten von Realisierung und Betrieb. Vielmehr gilt weitgehend grundsätzlich auch die ARegV, die (gemäß den Darstellungen in Abschnitt 4.1) bei den Netzen im Onshore-Bereich angewendet wird. Allerdings sind für die Offshore-Leitungen einige spezifische Regelungen ergänzt worden, was zum Teil in der ARegV und zum Teil durch Beschlüsse der BNetzA und im Zusammenhang mit Gerichtsurteilen erfolgt ist. Infolgedessen wirkt das Anreizregime hinsichtlich der Investitionsrealisierung und des Betriebs der Leitungen im Offshore-Bereich letztendlich teilweise doch deutlich anders als im Onshore-Bereich. Folgend wird insbesondere auf diese Besonderheiten bei der Regulierung im Offshore-Bereich eingegangen.

#### ***(ZUMINDEST TEMPORÄRER) VERZICHT AUF EFFIZIENZVERGLEICH***

Die Leitungen im Offshore-Bereich gehen derzeit nicht in den internationalen Effizienzvergleich ein und es wird auch kein in einer anderen Weise ausgestalteter Effizienzvergleich sowie auch kein anderes Verfahren für eine nachträgliche Kontrolle der Kosten während der Abschreibungsdauer der Anlagen angewendet.<sup>84</sup> Dies kann jedoch in Zukunft auch geändert werden. Nach Aussagen von Experten hat die BNetzA Investoren lediglich mündlich versichert, dass zukünftig eine nachträgliche

---

<sup>82</sup> Vgl. 50HERTZ ET AL. (2013b, S. 54).

<sup>83</sup> Hiermit sind Schwimmkräne gemeint, die die Offshore-Konverterstation auf das Fundament heben können.

<sup>84</sup> Vgl. FRONTIER / CONSENTEC / SUMICSID (2013, S. 20).

Kostenprüfung analog zum derzeitigen Vorgehen mit dem internationalen Effizienzvergleich beim AC-Onshore-Netz wenn überhaupt nur (sinngemäß formuliert) „mit großer Vorsicht“ geschehen würde. In diesem Kontext könnten auch die Regelungen in der ARegV (konkret in § 22 Abs. 1 S. 4 ARegV) von Relevanz sein, nach denen die strukturelle Vergleichbarkeit der zum Vergleich herangezogenen Unternehmen sichergestellt werden muss, was im Rahmen des internationalen Effizienzvergleichs bereits ohne Offshore-Anlagen eine sehr große Herausforderung darstellt und einem Einbezug der Offshore-Leitungen in den Effizienzvergleich dauerhaft entgegenstehen könnte. Solange bei den Offshore-Anlagen noch kein Effizienzvergleich oder alternatives Verfahren angewendet wird, gehen diese Kosten direkt und somit als Ist-Kosten in die Vergütungsgrenze ein.

#### **VERKÜRZTE ABSCHREIBUNGSDAUERN**

Die Abschreibungsdauern für die Leitungen im Offshore-Bereich sind von der BNetzA im Vergleich zum Onshore-Bereich auf 20 Jahre und damit erheblich reduziert worden.<sup>85</sup> Dies erscheint insofern nachvollziehbar, als dass die Technik kaum erprobt und die technische Lebensdauer unsicher ist. Im Zusammenspiel mit den Investitionsmaßnahmen, in denen Anlagen – wie folgend noch betrachtet wird – gegebenenfalls recht lange verbleiben können und dann zu Ist-Kosten die Vergütungsgrenze anheben, sowie der Unsicherheit über die zukünftige Anwendung eines Effizienzvergleichs oder anderer Maßnahmen zur nachträglichen Kostenprüfung während der Abschreibungsdauer der Offshore-Anlagen, führt die reduzierte Abschreibungsdauer auch zu einer gewissen Reduktion von regulatorischem Risiko bzw. der durch dieses letztendlich verursachten Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation des Investors.

#### **BESONDERHEITEN BEI DEN „INVESTITONSMAßNAHMEN“**

Wie auch im Onshore-Bereich können für die Realisierung von Leitungen im Offshore-Bereich Investitionsmaßnahmen von den ÜNB beantragt werden, was in der ARegV (konkret in § 23 Abs. 1 Nr. 5 ARegV) explizit geregelt ist. Unter dem Sonderregime der Investitionsmaßnahme werden (vgl. Abschnitt 4.1.1.4) die Kosten der entsprechenden Maßnahmen in jedem Fall während der Laufzeit der Investitionsmaßnahme als Ist-Kosten auf die Vergütungsgrenze des ÜNB aufgeschlagen.

Da eine Investitionsmaßnahme grundsätzlich frühestens erst enden wird, wenn die technische Inbetriebnahme der Leitung erfolgt ist,<sup>86</sup> und es laut Expertenaussage auch denkbar ist, dass die BNetzA ein Auslaufen der Investitionsmaßnahme bei erst später eintretenden Bedingungen vorsieht,<sup>87</sup>

---

<sup>85</sup> Vgl. BNETZA (2012, S. 6).

<sup>86</sup> Die Dauer der Investitionsmaßnahme hängt dabei vom Eintreten der Szenariobedingung ab, welche im Rahmen des Verfahrens des Antrags auf Bewilligung einer Investitionsmaßnahme festgelegt wird. Vgl. dazu BNETZA (2015b, S. 13 f.).

<sup>87</sup> So konnte insbesondere vor Einführung des ONEP eine Verzögerung von weiteren Offshore-Windparks zu einer Verlängerung der Investitionsmaßnahme führen. Vgl. hierzu die Präsentation (Folie 26 f.) von F.-P. Hansen und D. J. Zimmermann „Die künftige Definition der Investitionsmaßnahmen unter Berücksichtigung der Offshore-Anbindungen“ am 16.06.2015 auf dem Workshop „Die Reform der Anreizregulierung und ihre Auswirkung auf die Netznutzungsentgelte in der Verteilernetzstufe“ vom Institut für Energie- und Regulierungsrecht in Berlin (abgerufen im Internet am 18.01.2016 unter [files.enreg.eu/2015/15\\_06\\_16\\_Anreizregulierung/Hansen%20%20Zimmer.pdf](http://files.enreg.eu/2015/15_06_16_Anreizregulierung/Hansen%20%20Zimmer.pdf)).



kann die Dauer der Einordnung als Investitionsmaßnahme bei einer Offshore-Leitung in einzelnen Fällen auch sehr lang sein. In solchen Konstellationen ist nicht auszuschließen, dass Teilaktivierungen erfolgen und ein Teil der Anlagen bereits während der Investitionsmaßnahme (zu Ist-Kosten) abgeschrieben wird. In Kombination mit der verkürzten Abschreibungsdauer kann dies möglicherweise sogar dazu führen, dass ein Teil der Anlagen bereits mit den Ist-Kosten abgeschrieben ist, wenn diese die Investitionsmaßnahme verlassen (und dann in der Zukunft einem Effizienzvergleich oder einem anderen Verfahren für eine nachträgliche Kontrolle der Realisierungskosten während der Abschreibungsdauer von Anlagen unterliegen). Vor diesem Hintergrund werden die ÜNB versuchen, dass die Leitungen für einen möglichst langen Zeitraum in den Investitionsmaßnahmen verbleiben.

Gemäß eines Beschlusses der BNetzA wird im Offshore-Bereich eine erhöhte Betriebskostenpauschale von 3,4% (anstatt 0,8% im Onshore-Bereich) berücksichtigt.<sup>88</sup> Damit soll den im Vergleich zu einer Onshore-Leitung erhöhten Betriebskosten im Offshore-Bereich Rechnung getragen werden. Dieser Festpreis-Ansatz bietet grundsätzlich Anreize zu effizientem Verhalten und erscheint für die Betriebsphase nicht grundsätzlich ungeeignet. Zu erwägen wäre, anstelle eines Festpreises einen Zielpreis vorzugeben und eine Risikoteilungsregel zu implementieren, was zu einer effizienteren Risikoallokation führen könnte. Allerdings könnte dies möglicherweise auch mit Komplikationen einhergehen, wenn vom ÜNB in Richtung von Zulieferern Verträge nach dem Bundling-Ansatz geschlossen werden, die Investitionsrealisierung und Betrieb umfassen.

#### **FAZIT SOWIE ÜBERGREIFENDE ÖKONOMISCHE EINORDNUNG UND KRITIK**

Im Endeffekt führt die Regulierung nach der ARegV bei der Realisierung von Projekten im Offshore-Bereich zur Zeit umfassend zu einer Berücksichtigung von Ist-Kosten und es erfolgt de facto eine Durchreichung von Kosten an die Nachfrager. Es findet somit grundsätzlich weder eine Anreizsetzung noch ein Monitoring hinsichtlich der Realisierungskosten statt. Wie dargestellt ist es lediglich denkbar, dass zukünftig ein Effizienzvergleich oder ein anderes Verfahren für eine nachträgliche Kontrolle der Kosten während der Abschreibungsdauer von Anlagen eingeführt wird, aber der damit einhergehende Effekt sollte im Kontext der relativ kurzen Abschreibungsdauer und der eventuellen Möglichkeit des Verbleibs von Investitionsvorhaben im Sonderregime der Investitionsmaßnahme eher nicht überschätzt werden. Bedenklich ist, dass von der BNetzA wohl kein wirkliches Monitoring hinsichtlich der Aktivitäten des ÜNB beim Procurement in Richtung der Zulieferer erfolgt und auch keine ernsthaften Bemühungen bezüglich eines Aufbaus von Wissen über Technologie und Procurement im Offshore-Bereich – zumindest für Außenstehende – sichtbar sind.<sup>89</sup> Insofern kann festgehalten werden, dass der der ARegV ursprünglich zugrunde liegende Gedanke, eine TOTEX-Anreizregulierung zu implementieren, im Offshore-Bereich komplett aufgegeben worden ist, aber im

---

<sup>88</sup> Vgl. BNetzA (2011, S. 1).

<sup>89</sup> Inwieweit die (in Abschnitt 4.1.1.4 dargestellte) Option, die der BNetzA als Regulierer durch § 23 Abs. 5 S. 2 und 3 ARegV zur Etablierung spezieller Anreizregime bei Investitionsmaßnahmen eröffnet wird, auch ein Monitoring hinsichtlich der Aktivitäten von ÜNB beim Procurement in Richtung der Zulieferer erlauben würde, in dessen Folge vom Regulierer finanzielle Sanktionen, deren Antizipation Anreize setzt, verhängt werden können, kann hier nicht beurteilt werden.

Kontext der Erlassung von „Sonderregeln“ im Vergleich zum Onshore-Bereich kein wirkliches alternatives Anreizregime mit Blick auf die Kosten von Realisierung und Betrieb der Leitungen implementiert worden ist. Es scheint lediglich nicht absolut ausgeschlossen zu sein, dass zukünftig noch ein Verfahren zur nachträglichen Prüfung von Kosten während der Abschreibungsdauer der Anlagen eingesetzt werden wird, wobei die diesbezügliche derzeitige (unklare) Situation übrigens mit (im Endeffekt unnötigem) regulatorischen Risiko einhergeht. Sinnvoller wäre es, auf Basis einer gründlichen Analyse der Konstellationen im Offshore-Bereich ein passendes Anreizregime zu gestalten und zu implementieren, was im folgenden Abschnitt 4.2.2.2 erfolgen wird.

#### **4.2.2.2 Reformvorschläge**

Im Kontext der Wissensvorsprünge der Hersteller im Bereich der Offshore-Leitungen stellen sich beim Procurement eines ÜNB in Richtung der Hersteller und bei der Regulierung eines ÜNB zum Teil ähnliche Fragen. Angesichts des wenig verbreiteten Input-Wissens und der sehr geringen Zahl von Zulieferern sollte eine sinnvoll ausgestaltete Regulierung in jedem Fall die Ausgestaltung der Beziehung zwischen einem ÜNB und seinem Zulieferer berücksichtigen und dabei i. d. R. auch anstreben, deren Gestaltung zu beeinflussen.

Wissensdefizite, die gegebenenfalls auch bezüglich der Substanzqualität nach Abschluss der Investitionsmaßnahme vorliegen werden, können das Einziehen von Schnittstellen zwischen Investitionsrealisierung und Betrieb (speziell der Erhaltung) erschweren und damit für ein Bundling dieser beiden Leistungsbereiche im Rahmen von Procurement und Regulierung sprechen. Im Rahmen eines Bundling von Realisierung und Betrieb beim Procurement wird ein ÜNB einen Hersteller auch in den Betrieb einer Leitung „involvieren“, wobei es sich für den ÜNB anbietet, über vertragliche Regelungen dafür zu sorgen, dass er selbst am Betrieb mitwirken und dabei ein gewisses Input-Wissen hinsichtlich der Wartung etc. aufbauen kann. In diesem Kontext wird die relative Eignung eines Bundling-Ansatzes für einzelne ÜNB zunächst relativ hoch sein, aber dann im Laufe der Zeit (und damit beim Procurement für spätere Projekte) abnehmen. Anzumerken ist, dass bei einem Bundling eine Output-orientierte Leistungsbeschreibung extrem einfach durchzuführen ist; dabei ist lediglich auf die Funktionsfähigkeit bzw. Verfügbarkeit der Leitung abzustellen, die auch einfach zu kontrollieren ist.<sup>90</sup>

Es stellt sich die Frage, in welchem Ausmaß ein ÜNB auf Anreizsetzung im Vertragsverhältnis zu den Zulieferern setzen sollte, wobei zu beachten ist, dass im Kontext der geringen Wettbewerbsintensität bei den Herstellern diese auch einen erheblichen Einfluss auf das Vertragsdesign und die Anreizintensität haben dürfte. Ein Vorteil von Anreizsetzung sind die hohen Anreize zur Effizienz<sup>91</sup> und dabei gegebenenfalls auch zur Generierung von neuem Wissen und Innovationen, aber dem steht

---

<sup>90</sup> Würde man jedoch versuchen Anreize zu setzen, könnte dies dennoch zu Probleme führen, wenn die Funktionsfähigkeit bzw. Verfügbarkeit der Leitung auch von exogenen Risiken abhängt, die nicht vollständig von endogenen Einflüssen des Unternehmens abzugrenzen sind. Dies wird im weiteren Verlauf dieses Abschnitts noch thematisiert.

<sup>91</sup> So sind die Nachteile im Falle der Nicht-Verfügbarkeit einer OWP-Anbindung relativ groß, da die OWP – zumindest derzeit – i. d. R. nur über eine einzelne Leitung und damit nicht n-1-sicher mit dem Onshore-Netz und verbunden sind.

dann der Nachteil der hohen Kapitalkosten im Kontext der hohen Risiken im technischen Bereich und im Kontext der umfangreich nicht beeinflussbaren Bedingungen im Meer gegenüber. Aufgrund der geringen Herstelleranzahl ist mit einer eher geringen bis sehr geringen Wettbewerbsintensität bei Ausschreibungsverfahren zu rechnen, was aus Sicht eines ÜNB als Auftraggeber ein nicht unerhebliches Problem darstellen kann. Im Zusammenhang mit einem – zumindest anfangs – geringen Input-Wissen bei ÜNB ist allerdings ein Monitoring-Ansatz auch keinesfalls unproblematisch. Abschließend beurteilt werden kann in dieser Studie keinesfalls, wie von einem ÜNB Verträge mit seinen Zulieferern im Offshore-Bereich ausgestaltet werden sollten. Vermutlich wird es sich oftmals anbieten, dass Zielpreise vereinbart werden und angestrebt wird, speziell für vom Zulieferer nicht beeinflussbare Risiken möglichst weitgehend dem ÜNB zuzuordnen. Dieser Ansatz dürfte sich sowohl bei einem Bundling als auch für die einzelnen Aufgaben (Investitionsrealisierung als auch Betrieb) im Rahmen eines Unbundling anbieten.

Bislang ist – zumindest implizit – davon ausgegangen worden, dass ein ÜNB beim Procurement Anreize hat, (Kosten-)Effizienz anzustreben. Allerdings wird das Verhalten des ÜNB maßgeblich durch die Regulierung beeinflusst. Bei einer reinen Kostendurchreichung sind beispielsweise die Anreize für den ÜNB begrenzt, effizienzorientiert beim Procurement in Richtung der Zulieferer zu agieren. Es stellt sich in diesem Kontext die Frage, ob ein Regulierer Anreizsetzung oder Monitoring in Richtung des ÜNB einsetzen sollte. Infolge des fehlenden Input-Wissens bei der BNetzA wäre eine Anreizsetzung bei Anwendung eines Bundling-Ansatzes ein konsistentes Modell. Allerdings würden damit vermutlich zunächst extrem hohe Risikozuschläge und Kapitalkosten beim ÜNB einhergehen, der damit, wenn er diese Risiken mittels eines anreizorientierten Vertrags nicht in gleicher Weise an den Hersteller weitergeben kann, quasi zwischen BNetzA und seinem Zulieferer „eingeklemmt“ wäre. Diese hohen Risikozuschläge und Kapitalkosten könnten zunächst reduziert werden, indem zielgerichtet angestrebt wird, im Rahmen einer selektiven Risikoallokation bestimmte Risiken durch die Nachfrager tragen zu lassen. Allerdings werden infolge erheblicher Kontrahierungsprobleme bei der Zuordnung einzelner Risiken dann wohl recht hohe (andere) Transaktionskosten anfallen. Außerdem besteht bei einer Anreizsetzung – zumindest derzeit und vermutlich auch in näherer Zukunft – das Problem der Vergütungsgrenzenfestsetzung im Kontext einer hohen Heterogenität der einzelnen OWP-Anbindungen, von fehlendem Input-Wissen, das zur Anwendung inputbasierter Methoden benötigt würde, und von fehlenden Daten zur Durchführung von Effizienzvergleichen.

Vor dem Hintergrund der mit einer Anreizsetzung einhergehenden Probleme dürfte es deutlich sinnvoller sein, dass die BNetzA in erster Linie ein Monitoring in Richtung des ÜNB praktiziert, aber dabei dem ÜNB auch Vorgaben hinsichtlich des Ausschreibungs- und Vertragsdesigns in dessen Beziehung zum Zulieferer macht sowie die Vertragsvergabe und das Vertragscontrolling ernsthaft begleitet, um zunächst den ÜNB zu einem effizienzorientierten Agieren anzuhalten sowie außerdem um (Input-)Wissen aufzubauen. Nicht auszuschließen ist, dass in Einzelfällen und bezüglich bestimmter Aspekte auch eine gewisse ex ante Risikozuordnung beim ÜNB sinnvoll sein kann. Dies kann sich speziell auf die Verfügbarkeit von Leitungen beziehen, wobei zu beachten ist, dass eine zu umfangreiche Risikoübertragung an den ÜNB auch wieder ineffizient ist, weshalb die Verwendung von Haftungsgrenzen – wie sie in Abschnitt 4.2.3 noch diskutiert wird – sinnvoll sein wird. Aber auch

hinsichtlich der Betriebskosten ist – wie bei der deutschen Regulierung auch umgesetzt – eine gewisse Anreizsetzung (in Verbindung mit Risikoteilungsregeln) in einer sinnvollen Weise denkbar.

Anzumerken ist, dass die BNetzA bei Aufbau von Input-Wissen auch bei Fragen des Wissensmanagements und der Standardisierung im Offshore-Bereich eine stärkere Rolle, welche bislang in z. T. auch für die Regulierung relevanten Bereich vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie übernommen wird – spielen könnte und vermutlich auch sollte. Grund hierfür ist, dass dies die Entwicklung der Kosten bei Offshore-Leitungen in einem bedeutsamen Ausmaß beeinflussen dürfte.

Die in diesem Abschnitt angestellten Überlegungen zur Regulierung im Offshore-Bereich sind grundsätzlich sowohl für Offshore-DC- als auch Offshore-AC-Leitungen gültig. Bei Offshore-AC-Leitungen ist – wie in Abschnitt 4.2.1 dargestellt – das technisch bedingte Risiko geringer als bei Offshore-DC-Leitungen, was dazu führen könnte, dass dort etwas eher als im DC-Bereich verstärkt bzw. frühzeitiger das Instrument der Anreizsetzung sowohl von ÜNB in Richtung der Hersteller als auch vom Regulierer in Richtung der ÜNB sinnvoll angewendet werden kann.

### **4.2.3 Regulierung der ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen durch die Haftungsregelungen in den §§ 17e - 17i EnWG**

#### **4.2.3.1 Überblick über zentrale Regelungen in §§ 17e - 17i EnWG und über das weitere Vorgehen**

##### ***ÜBERBLICK ÜBER ZENTRALE THEMENBEREICHE***

Mit der im Jahr 2012 beschlossenen und zum Beginn des Jahres 2013 in Kraft getretenen Novelle des EnWG sind die sogenannten „Haftungsregelungen“ in den §§ 17e - 17i EnWG etabliert worden, die als Teil der Infrastrukturregulierung bezüglich der Offshore-Leitungen anzusehen sind, da sie ein Anreizregime hinsichtlich der Verfügbarkeit dieser Leitungen beinhalten. In den §§ 17e - 17i EnWG sind Regelungen insbesondere zu den folgenden Themenbereichen enthalten:

- (i) Es erfolgen Klarstellungen zu Haftungsverpflichtungen von ÜNB gegenüber OWP-Betreibern für den Fall von Sachschäden und den Fall der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen (und somit Vermögensschäden). In diesem Zusammenhang werden auch Haftungsbegrenzungen etabliert, womit einhergehend Risiko auf die Nachfrager übertragen wird. Insofern ist mit den Haftungsregelungen des EnWG ein Anreizregime für ÜNB hinsichtlich der Gewährleistung der Verfügbarkeit von Leitungen im Offshore-Bereich geschaffen worden.
- (ii) Es werden Regelungen zur Kostentragung im Kreis der Stromnachfrager getroffen, wenn OWP-Betreiber Kompensationszahlungen für den Fall der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen erhalten, die infolge der vorstehend erwähnten Haftungsbegrenzung im Endeffekt nicht von dem für die Leitung verantwortlichen ÜNB stammen. Derartige Kompensationszahlungen sind nun letztendlich von allen ÜNB und damit dann auch allen Stromnachfragern in Deutschland zu tragen.

- (iii) Es werden Regelungen zur intertemporalen Zuordnung der (finanziellen) Lasten getroffen, die letztendlich von den deutschen Stromnachfragern zu tragen sind.
- (iv) Für den Fall der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen werden gewisse (vergleichsweise geringe Risiken) auch beim OWP-Betreiber „verortet“.

Die Themenbereiche (ii) und (iii) sowie weitgehend auch der Themenbereich (iv) stehen nicht mit den in dieser Studie zu untersuchenden Fragen in Verbindung; vor diesem Hintergrund wird auf diese drei Punkte in dieser Studie nicht weiter eingegangen. Folgend wird nur vertieft der Themenbereich (i) und dabei insbesondere das Anreizregime für ÜNB hinsichtlich der Gewährleistung der Verfügbarkeit von Leitungen im Offshore-Bereich betrachtet. Diese Gewährleistung der Verfügbarkeit bei Offshore-Leitungen hat insofern eine besondere Bedeutung, als dass OWP in Deutschland (zumindest derzeit noch) i. d. R. nur über eine einzelne Leitung und damit nicht n-1-sicher mit dem Onshore-Netz und damit den Nachfragern verbunden sind. Insofern sind die Nachteile im Falle der Nicht-Verfügbarkeit der Leitung relativ groß.

#### **DIFFERENZIERUNGEN HINSICHTLICH DER „HAFTUNGSKONSTELLATIONEN“ UND ÜBERBLICK ÜBER WEITERES VORGEHEN**

Im Rahmen des Anreizregimes in Bezug auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen werden in den Haftungsregelungen des EnWG folgende Differenzierungen hinsichtlich der Konstellationen vorgenommen, in denen ein ÜNB möglicherweise haftet:

- Vermögensschäden und Sachschäden beim OWP-Betreiber,
- Störung an einer Anbindungsleitung, verzögerte Fertigstellung einer Anbindungsleitung und Wartungsarbeiten an einer Anbindungsleitung als mögliche Ursachen für die Nichtverfügbarkeit einer Offshore-Leitung, sowie
- kein Verschulden, Fahrlässigkeit, aber keine grobe Fahrlässigkeit, grobe Fahrlässigkeit und Vorsatz als mögliche Umfänge, zu denen der ÜNB Verantwortung für die Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung trägt.

Die erste Differenzierung bezieht sich darauf, dass im EnWG zwischen Vermögensschäden und Sachschäden beim OWP differenziert wird. Vermögensschäden ergeben sich daraus, dass bei Nicht-Verfügbarkeit einer Anbindungsleitung an den OWP-Betreiber Vergütungszahlungen nach dem EEG nicht in der vorgesehenen Weise fließen werden. Sachschäden ergeben sich hingegen beim OWP aus der Schädigung von Anlagen und ähnlichem durch den ÜNB. Nach der Regelung zu Sachschäden in § 17g EnWG ist die Haftung des ÜNB für die Fälle, in denen kein Vorsatz besteht, begrenzt auf 100 Mio. € je Schadensereignis. Diese Regelung kann bei einer oberflächlichen Betrachtung wohl als sinnvoll eingestuft werden, aber in dieser Studie keinesfalls endgültig beurteilt werden. In dieser Studie wird diese Regelung zu Sachschäden nicht weiter betrachtet und es erfolgt ein Fokus auf die Analyse der Regelungen zu Vermögensschäden, welche in der Praxis tendenziell eine höhere Relevanz besitzen dürften.

Folgend werden in einem ersten Schritt in Abschnitt 4.2.3.2 die mit den Haftungsregelungen des EnWG generierten Wirkungen in Richtung der ÜNB und dabei insbesondere die Anreizwirkungen im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit der Offshore-Leitungen untersucht. Bei diesen

Analysen wird – sofern nicht im Einzelfall anders angegeben – davon abstrahiert, dass es im Kontext von Kontrahierungs- und Koordinationsproblemen in der Praxis Schwierigkeiten bei der Anwendung der Regelungen geben könnte, die zu Transaktionskosten und damit einhergehend auch zu nicht intendierten (Anreiz-)Wirkungen führen werden. Es wird in diesem ersten Schritt ebenfalls nicht weiter thematisiert werden, warum und in welcher Form Vermögensschäden beim OWP-Betreiber anfallen und wie und von wem diese kompensiert werden. Im Kontext der Fokussierung auf die ökonomische Analyse des Anreizregimes für den ÜNB wird vielmehr von Maluszahlungen gesprochen, wenn der ÜNB gegenüber einem OWP-Betreiber zu haften hat und diese Haftung seine wirtschaftliche Position direkt beeinträchtigt. In einem zweiten Schritt wird dann in Abschnitt 4.2.3.3 das institutionelle Design des mit den Haftungsregelungen generierten Anreizregimes in Richtung der ÜNB analysiert. Abschließend wird in Abschnitt 4.2.3.4 ein Fazit zur Regulierung von ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen gezogen.

#### **4.2.3.2 Diskussion der mit den Haftungsregelungen im EnWG generierten (Anreiz-)Wirkungen bei ÜNB**

##### ***REGELUNGEN ZUR NICHT-VERFÜGBARKEIT VON LEITUNGEN INFOLGE VON WARTUNGSARBEITEN***

Bezüglich der durch Wartungsarbeiten des ÜNB an einer Offshore-Leitung bedingten Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen, werden dem ÜNB keinerlei Anreize etabliert, die darauf ausgerichtet sind, die Betriebsunterbrechungen infolge von Wartungsarbeiten zu begrenzen. Dies dürfte keinesfalls sinnvoll sein. Durch dieses Anreizregime wird nicht nur kein Anreiz für eine effiziente Betriebs- und Wartungsplanung nach Realisierung der Investition etabliert, sondern es werden – dynamische Aspekte berücksichtigend – gegebenenfalls sogar auch nicht sinnvolle Anreize hinsichtlich des Anlagendesigns und der damit einhergehenden Optimierungen über die Investitionsrealisierung sowie die Betriebs- und Wartungsmaßnahmen hinweg gesetzt. Nicht zuletzt könnte auch noch die Gefahr bestehen, dass in Störungsfällen Wartungsarbeiten als Ursache vorgeschoben werden, wobei diesem Problem durch zu etablierende Regeln wohl entgegengewirkt werden könnte.

##### ***KEINERLEI MALUSZAHLUNGEN, WENN WEDER FAHRLÄSSIGKEIT NOCH VORSATZ VORLIEGEN UND WENN NICHT-VERFÜGBARKEIT IM FALLE DER FAHRLÄSSIGKEIT NUR KURZE ZEITRÄUME BETRIFFT***

Bei durch Störung an einer Anbindungsleitung und verzögerte Fertigstellung einer Anbindungsleitung verursachte Nicht-Verfügbarkeiten von Offshore-Leitungen, die ebenfalls zu volkswirtschaftlichen Kosten führen werden, ergeben sich gemäß den Regelungen nach §§ 17e und 17f EnWG für den ÜNB keinerlei Nachteile, sofern diese Nicht-Verfügbarkeit weder durch Fahrlässigkeit noch Vorsatz auf seiner Seite bedingt ist.

Wenn im Falle fahrlässigen Handelns des ÜNB die Nicht-Verfügbarkeit der Leitung nur kurze Zeiträume betrifft, so hat der ÜNB gemäß den (Sonder-)Regelungen nach §§ 17e und 17f EnWG in den folgenden Fällen keine Maluszahlungen zu leisten:

- Im Falle einer Verzögerung der Fertigstellung einer OWP-Anbindungsleitung hat der ÜNB für die ersten 10 Tage der Verzögerung keine Maluszahlungen zu leisten.

- Im Falle von Störungen an OWP-Anbindungsleitungen hat der ÜNB für die ersten 10 Tage einer Störung keine Maluszahlungen zu tragen, jedoch ist diese Sonderregelung auf maximal 18 Tage pro Kalenderjahr begrenzt.

Es kann die Frage aufgeworfen werden, ob es im Hinblick auf die Etablierung adäquater Anreize für den ÜNB wirklich sinnvoll ist, dass unterhalb dieser Schwellenwerte auch bei Fahrlässigkeit des ÜNB von diesem keinerlei und somit auch keine nur sehr geringen Maluszahlungen zu leisten sind.

#### **MALUSZAHLUNGEN IM FALLE VON VORSATZ UND FAHRLÄSSIGKEIT DES ÜNB – DARSTELLUNG**

Wenn vom ÜNB Maluszahlungen bei einer Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung zu leisten sind und kein Vorsatz des ÜNB vorliegt, ergeben sich diese aus den §§ 17e und 17f EnWG. Von weiteren Regelungen, die Maluszahlungen begrenzen und die im Folgenden noch betrachtet werden, wird dabei erst einmal abstrahiert. Die Maluszahlungen können dabei – dargestellt mit Bezug zu den Wirkungen in Richtungen des ÜNB – im Endeffekt in zwei Schritten berechnet werden:

- (1) Zunächst wird ermittelt, welche Vergütung ein OWP-Betreiber<sup>92</sup> im Falle der Verfügbarkeit der (gestörten) Leitung nach dem EEG erhalten hätte, und dieser Betrag wird mit 90% (bzw. 0,9) multipliziert. Der sich so ergebende Betrag entspricht der Entschädigungszahlung, die der OWP-Betreiber im Zusammenhang mit der Nicht-Verfügbarkeit und dem Ausfall der Vergütung nach dem EEG erhalten wird. Zu dieser Entschädigungszahlung werden etwaige Zwischenfinanzierungskosten des ÜNB addiert und an den ÜNB geleistete Zahlungen Dritter wie an den ÜNB gezahlte Vertragsstrafen von Lieferanten oder Versicherungsleistungen subtrahiert, wodurch sich die sogenannten „auszugleichenden Kosten“ ergeben.
- (2) Sodann wird die Summe aller um Finanzierungskosten und Zahlungen Dritter korrigierter Entschädigungszahlungen berechnet, die in dem entsprechenden Kalenderjahr infolge von Nicht-Verfügbarkeiten von Offshore-Leitungen des entsprechenden ÜNB angefallen sind. Anschließend erfolgt eine Einordnung dieser Summe in die in Tabelle 1 abgebildeten Wertebereiche und unter Rückgriff auf den zu dem entsprechenden Wertebereich gehörenden Maluszahlungsfaktor sowie die Höhe der in diesem Wertebereich liegenden auszugleichenden Kosten wird die Maluszahlung des ÜNB wie folgt kalkuliert:

Maluszahlung = auszugleichende Kosten \* Maluszahlungsfaktor

Der Betrag, um den die auszugleichenden Kosten die vom verantwortlichen ÜNB zu leistende Maluszahlung überschreiten, wird dann über die vier ÜNB an sämtliche Stromnachfrager Deutschlands verteilt und somit sozialisiert.

---

<sup>92</sup> Die folgenden Analysen sind analog gültig, wenn nicht nur ein OWP-Betreiber sondern mehrere OWP-Betreiber von der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung betroffen sind. Aus Gründen der sprachlichen Vereinfachung wird folgend jedoch stets auf einen OWP-Betreiber Bezug genommen.

Kumulierte ausgleichende Kosten für (sämtliche) OWP-Betreiber je ÜNB und Jahr	Maluszahlungsfaktor
0 € - 200 Mio. €	20%
200 Mio. € - 400 Mio. €	15%
400 Mio. € - 600 Mio. €	10%
600 Mio. € - 1.000 Mio. €	5%
Über 1.000 Mio. €	0%

**Tabelle 1: Höhe des Maluszahlungsfaktors in Abhängigkeit des Wertebereichs der kumulierten ausgleichenden Kosten eines ÜNB je Kalenderjahr<sup>93</sup>**

Mit diesen Regelungen wird eine absolute Obergrenze für die von einem ÜNB in einem Kalenderjahr bei Vorliegen von Fahrlässigkeit zu zahlenden Maluszahlungen in Höhe von 110 Mio. € festgelegt.

Im Falle von vorsätzlichem Handeln des ÜNB, das zur Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Anbindungsleitung führt, stellen sämtliche Entschädigungszahlungen, mit denen dann vom ersten Tag und vollumfänglich sämtliche Ausfälle von Zahlungen, die der OWP-Betreiber ansonsten nach dem EEG erhalten hätte, zu entschädigen sind, auch Maluszahlungen für den ÜNB dar.

***MALUSZAHLUNGEN IM FALLE VON VORSATZ UND FAHRLÄSSIGKEIT DES ÜNB – DISKUSSION***

Grundsätzlich ist es sinnvoll, dass bei der Festlegung von Haftungsverpflichtungen bzw. bei der Festlegung der Höhe von Maluszahlungen im Rahmen der Gestaltung eines Anreizregimes im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen durch den ÜNB berücksichtigt wird, welche Schäden entstehen, wenn eine Offshore-Leitung nicht verfügbar ist. Sowohl aus wohlfahrtsökonomischer Sicht als auch aus der Perspektive der Konsumenten ergibt sich der Schaden in etwa – externe Effekte im Zusammenhang mit der Stromerzeugung, die bei verschiedenen Erzeugungstechnologien unterschiedliche Höhen aufweisen werden, und politische Ziele zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erst einmal nicht berücksichtigend – aus den (Spot-)Marktpreisen für Strom zu den Zeiten der Nicht-Verfügbarkeit der Leitung.

Keinen geeigneten Indikator für die Höhe des (volkswirtschaftlichen) Schadens stellt hingegen die Entschädigungszahlung dar, die der OWP-Betreiber erhält und die – an dieser Stelle etwas vereinfachend argumentierend – in etwa der Höhe der Zahlungen entspricht, die der OWP-Betreiber im Normalfall gemäß dem EEG erhalten würde. Mit diesen Zahlungen gemäß dem EEG refinanziert ein OWP-Betreiber vornehmlich seine Investition und sie können aus (institutionen-)ökonomischer Sicht als Kapazitätzahlungen bzw. -prämie (für die Errichtung und Bereitstellung einer Erzeugungskapazität) interpretiert werden, die – einen Verfügbarkeitsanreiz für die Erzeugungsanlage implementierend – über eine längere Laufzeit (und zwar die im EEG definierten Zeiträume) ausgezahlt wird bzw. werden, was konkret immer dann erfolgt, wenn die Anlage verfügbar ist, was wiederum über die Erzeugung von Energie oder die Fähigkeit, dies tun zu können, ermittelt wird.

---

<sup>93</sup> Quelle: Eigene Darstellung.



Vor diesem Hintergrund wird der durch die Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen verursachte Schaden i. d. R., aber – (Spot-)Marktpreisschwankungen für Strom berücksichtigend – auch nicht zu sämtlichen Zeiten, geringer sein als die an den OWP-Betreiber fließenden Entschädigungszahlungen, wobei insbesondere bei Anwendung der höheren Maluszahlungsfaktoren die Maluszahlungen zum Teil den vorliegenden Schaden übersteigen werden. Wenn beachtet wird, dass politisch gesetzte Ziele für den Anteil des mit Erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen zu erzeugenden Stroms bestehen, dann gibt es jedoch durchaus gleichzeitig auch gewichtige Argumente dafür, dass mit den (Spot-)Marktpreisen für Strom der durch die Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen verursachte Schaden unterschätzt wird.

Sofern die Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung durch einen Vorsatz des ÜNB bedingt ist, dürften die von diesem zu leistenden Maluszahlungen – bei einer groben Betrachtung der relevanten Größen – i. d. R. den Schaden überschreiten und könnten insofern als ineffizient hoch eingestuft werden. Allerdings kann es durchaus in speziellen Konstellationen sinnvoll oder zumindest vertretbar sein, bei der Gestaltung eines Anreizregimes Haftungsumfänge bzw. Maluszahlungen festzusetzen, die den tatsächlichen Schaden überschreiten. Dies kann z. B. gerade dann auch der Fall sein, wenn neben einer Kompensation für Schäden auch noch eine darüber hinausgehende Strafe festgesetzt werden soll. In diesem Kontext ist es als unproblematisch anzusehen, dass in der speziellen Konstellation einer durch Vorsatz des ÜNB bedingten Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung die Maluszahlung den Schaden i. d. R. übersteigen wird.

Es wird – wie in Kapitel 2 (konkret in Abschnitt 2.2.2) thematisiert – bei der Gestaltung von Anreizregimen im Rahmen der Regulierung durchaus vielfach vorteilhaft sein, Haftungsumfänge (bzw. hier dann Maluszahlungen) vorzusehen, die geringer als der angefallene Schaden sind, was vor allem durch die geringeren Kosten der Risikotragung bei der Gruppe der Nachfrager im Vergleich zum ÜNB bedingt ist und damit einhergehend zu geringeren Kapitalkosten beim ÜNB führt. In diesem Kontext sind die sich aus den Regelungen des § 17f EnWG ergebenden Begrenzungen bezüglich der vom ÜNB zu leistenden Maluszahlungen für den Fall der Fahrlässigkeit grundsätzlich als absolut sinnvoll anzusehen, ohne dass an dieser Stelle eine Beurteilung der tatsächlich bestehenden Beziehung zwischen Schäden und Maluszahlungen sowie der konkret vorgesehenen Umfänge der Begrenzungen der Maluszahlungen erfolgen kann. Positiv zu beurteilen ist weiterhin, dass Maluszahlungen in einem bestimmten Verhältnis zum jeweiligen Schaden festgesetzt werden, was dadurch erfolgt, dass über den Bezug zur an den OWP-Betreiber fließenden Entschädigungszahlung bei der Festsetzung der Maluszahlung die Menge des während der Nicht-Verfügbarkeit der Offshore-Leitung nicht verwendbaren Stroms berücksichtigt wird. Auch die Anwendung von Schwellenwerten, ab denen die „Bestrafungsintensität“ abnimmt, ist grundsätzlich sinnvoll. Ferner ist in diesem Zusammenhang die Etablierung einer absoluten Haftungs- bzw. Maluszahlungsobergrenze grundsätzlich nicht zu kritisieren. Kritisch anzumerken ist jedoch, dass bei der Berechnung von Maluszahlungen in keiner Weise berücksichtigt wird, welches Netto-Anlagevermögen im Offshore-Bereich bei einem ÜNB vorliegt, was die absolute Höhe der im Offshore-Bereich an den ÜNB fließenden Renditen bedingt. Ein ÜNB, dem ein hoher (bzw. ein geringer) absoluter Betrag aus regulatorisch gewährten Renditen zugutekommt, wird tendenziell eher einen hohen (bzw. einen niedrigen) absoluten Betrag an Maluszahlungen tragen können. In diesem Zusammenhang ist

anzumerken, dass in unglücklichen Konstellationen durch die derzeitigen Haftungsregelungen Finanzierungsprobleme mitverursacht werden können. Ferner sollte eine Differenzierung der Verfügbarkeitsanreize bzw. der Maluszahlungen bei Nicht-Verfügbarkeit nach dem Umfang der technischen (und weiteren) Realisierungs- und Betriebsrisiken, der speziell zwischen AC-Leitungen und DC-Leitungen sehr unterschiedlich sein dürfte, in Erwägung gezogen werden.

Auch wenn festgehalten werden kann, dass die Grundstruktur des in den Haftungsregelungen des EnWG enthaltenen Anreizregimes für ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen im Kontext des Vorliegens von Fahrlässigkeit als sinnvoll einzustufen ist, so ist doch zu konstatieren, dass im Rahmen der durchgeführten Analysen verschiedene Fragen nicht (oder zumindest nicht umfassend genug) beantwortet werden konnten bzw. noch nicht gestellt worden sind sowie dass in diesem Kontext zukünftig u. a. folgende Themenbereiche und Fragen noch (bzw. noch genauer) zu betrachten sein werden:

- Welche Schäden fallen durch die Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen an, wenn man politisch gesetzte Ziele für den Anteil des mit Erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen zu erzeugenden Stroms berücksichtigt? In welchem Verhältnis stehen diese zu den derzeit vorgesehenen Maluszahlungen?
- Werden durch die derzeitigen Maluszahlungen ausreichende Anreize für ÜNB etabliert?<sup>94</sup> Werden infolge der Maluszahlungen gegebenenfalls zu starke Anreize gesetzt? Können durch die derzeitigen Haftungsregelungen eventuell in bestimmten Konstellationen Finanzierungsprobleme (mit)verursacht werden? Sollte das Ausmaß der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen, das mit Maluszahlungen (gleich welcher Höhe) belegt wird, erhöht und gleichzeitig die Höhe von Maluszahlungen für nicht nutzbare Energie reduziert werden? Welches Ausmaß und welche Auswirkungen haben (im folgenden Abschnitt 4.2.3.3 betrachtete) Kontrahierungsprobleme bei der Allokation von Risiken und der Zuordnung von Verantwortlichkeiten und sollten infolge von etwaigen größeren Kontrahierungsproblemen gegebenenfalls Anreizintensitäten (weiter) reduziert werden? Welche Bedeutung sollte das im Offshore-Bereich gebundene Netto-Anlagevermögen für die Festsetzung von Maluszahlungen besitzen? Sollte es eine Differenzierung der Höhe von Maluszahlungen bei Nicht-Verfügbarkeit von Leitungen in Abhängigkeit der jeweils vorliegenden technischen Risiken geben?
- Welche Sanktionsmaßnahmen können ÜNB angedroht werden, wenn absolute Obergrenzen für Maluszahlungen bereits erreicht sind?

***SONDERREGELUNG ZUR (WEITEREN) BEGRENZUNG VON MALUSZAHLUNGEN BEI NICHT-VERFÜGBARKEIT VON LEITUNGEN IM FALLE VON „FAHRLÄSSIGEM, ABER NICHT GROB FAHRLÄSSIGEM“ HANDELN DES ÜNB***

Für den Fall, dass gemäß den vorangegangenen Darstellungen beim Vorliegen von fahrlässigem Verhalten des ÜNB von diesem Maluszahlungen wegen der Störung an einer OWP-

---

<sup>94</sup> Bei der diesbezüglichen Analyse sollten die Hinweise auf Defizite oder mögliche Verbesserungspotenziale berücksichtigt werden, die vorstehend in diesem Abschnitt gegeben worden sind.

Anbindungsleitung oder einer verzögerten Fertigstellung einer OWP-Anbindungsleitung zu zahlen sind, führt eine (in § 17f Abs. 2 S. 3 und S. 4 EnWG verortete) Sonderregel dazu, dass die Maluszahlungen je Schadensereignis auf maximal 17,5 Mio. € begrenzt werden, sofern keine grob fahrlässiges Verhalten (im Folgenden als leichte Fahrlässigkeit bezeichnet) des ÜNB erfolgt ist. Dabei ist vom ÜNB die Vermutung zu widerlegen, dass grobe Fahrlässigkeit vorgelegen hat.

Bei dem Bezug auf ein Schadensereignis ist zu berücksichtigen, dass eine Störung oder Verzögerung der Anbindungsleitung auch auf mehrere Ursachen mit unterschiedlichen Verschuldensgraden zurück zu führen sein kann. Auch wenn der Gesetzgeber eine mehrfache Verschiebung des Fertigstellungstermins als einheitliche Verzögerung und somit als ein Schadensereignis betrachtet,<sup>95</sup> spricht nach BROEMEL (2015, S. 215 f.) der Sinn und Zweck der Regelung für die oben angesprochene differenzierte Betrachtung der einzelnen Ursachen. So wäre im Fall einer sechsmonatigen Verzögerung, die in den ersten drei Monaten auf leicht und den folgenden drei Monaten auf grob fahrlässiges Verhalten zurückzuführen ist, kaum sinnvoll zu beurteilen, ob die Verzögerung insgesamt leicht oder grob fahrlässig verursacht worden ist,<sup>96</sup> was für eine differenzierte Betrachtung spricht. Es ist allerdings anzumerken, dass bei dieser differenzierteren Betrachtung im Einzelfall auch Probleme bei der Abgrenzung der einzelnen Schadensursachen und den damit einhergehenden betroffenen Zeiträumen auftreten könnten.

Ferner kann diese Sonderregel zu einer Reduktion der absoluten Obergrenze für Maluszahlungen des ÜNB von 110 Mio. € führen. BROEMEL (2015, S. 217) vertritt jedoch die Auffassung, dass bei einer hinreichend großen Zahl von fahrlässig verursachten Schadensereignissen die Begrenzung der Haftung pro Schadensereignis im Ergebnis u. U. jedoch auch ohne Auswirkung bleiben und die Höchstgrenze dennoch erreicht werden wird.<sup>97</sup> Dies dürfte jedoch nur dann gelten, wenn entweder die auszugleichenden Kosten eines leicht fahrlässig verursachten Schadensereignis im Rahmen der Kalkulation des Eigenanteils letztendlich nur in der Höhe berücksichtigt werden würden, die in der betrachteten Tranche in Tabelle 1 einem Eigenanteil von 17,5 Mio. € entspräche oder wenn bei den einzelnen in Tabelle 1 dargestellten Tranchen zunächst sämtliche im Kalenderjahr angefallenen grob fahrlässig verursachten Störungen bzw. Verzögerungen berücksichtigt und die leicht fahrlässig verursachten Nicht-Verfügbarkeiten einer OWP-Anbindungen erst nachrangig beachtet werden würden. Ansonsten würde die Obergrenze von 110 Mio. € nicht erreicht werden. Beim letzteren Fall würde also die Reihenfolge, in der Schadensereignisse in einem Kalenderjahr auftreten, die sich hinsichtlich des Umfangs des Verschuldens („Fahrlässigkeit“ und „Fahrlässigkeit, aber keine grobe Fahrlässigkeit“) unterscheiden, Einfluss auf die Höhe der gesamten Maluszahlung des Kalenderjahres besitzen.<sup>98</sup> Inwiefern bei der Betrachtung der auszugleichenden Kosten allerdings dem Gesetz nach

---

<sup>95</sup> Vgl. DEUTSCHER BUNDESTAG (2012, S. 54).

<sup>96</sup> Vgl. für dieses Beispiel BROEMEL (2015, S. 216).

<sup>97</sup> BROEMEL (2015, S. 217) begründet dies damit, dass die Haftung nur pro Schadensereignis begrenzt ist und die Haftung für die übrigen Schadensereignisse oder die Gesamthaftung unberührt lässt. In diesem Fall würde sich lediglich bei einem Investor, dessen Investition sich auf eine einzelne Offshore-Leitung beschränkt, dadurch ein Unterschied ergeben.

<sup>98</sup> Vgl. BEHR / FEHNER / FEUSS (2013, S. 82).

eine Sortierung der einzelnen Schadensfälle nach Verschuldensausmaß, Zeitpunkt des Auftretens oder anderen Kriterien erfolgen sollte, ist nicht ersichtlich. Insgesamt empfiehlt es sich, die aufgeführten (potenziellen) Unklarheiten und Defizite genauer zu untersuchen und dann gegebenenfalls deren Beseitigung anzugehen.<sup>99</sup> Zur Umsetzung einer Differenzierung der Maluszahlungen für die Fälle der „groben Fahrlässigkeit“ und der „(nicht groben) Fahrlässigkeit“ könnte es sich im Übrigen auch anbieten, im Fall der „(nicht groben) Fahrlässigkeit“ keine Obergrenze für die Maluszahlung bei einem Schadensfall festzulegen, sondern vielmehr den Maluszahlungsfaktor zu reduzieren.

#### **REGELUNGEN ZUM EINBEZUG VON VERSICHERUNGEN**

Die Haftungsregelungen des EnWG (konkret § 17h EnWG) geben vor, dass ÜNB „Versicherungen zur Deckung von Vermögens- und Sachschäden, die beim Betreiber von Offshore-Anlagen auf Grund einer nicht rechtzeitig fertiggestellten oder gestörten Anbindung der Offshore-Anlage an das Übertragungsnetz [...] entstehen, abschließen [sollen]“. Weiter heißt es, dass „[d]er Abschluss einer Versicherung [...] der Regulierungsbehörde nachzuweisen [ist]“. Außerdem erfolgt (in § 17j EnWG) eine Ermächtigung für Bundesministerien zur Etablierung von Regelungen zu „Anforderungen an die Versicherungen nach § 17h hinsichtlich Mindestversicherungssumme und Umfang des notwendigen Versicherungsschutzes“ im Rahmen einer Rechtsverordnung, wobei eine derartige Rechtsverordnung bislang noch nicht erlassen worden ist.

Der Einbezug von Versicherungen im Offshore-Bereich ist jedoch nur sinnvoll, wenn diese als anreizorientiert vergütete Akteure ein zusätzliches Monitoring der Leistungserbringung durch ÜNB oder durch von diesem einbezogene Zulieferer durchführen. Andernfalls wäre eine Risikoübernahme durch die hohe Anzahl von Nachfragern im Stromsektor infolge der Risikostreuung günstiger als eine Risikoübernahme durch eine Versicherung. Insofern werfen die dargestellten Formulierungen in den §§ 17h und 17j EnWG die Frage auf, ob mit diesen auch ein darüber hinausgehender (und gegebenenfalls sogar grundsätzlich möglichst weitgehender) und damit aus Konsumentensicht unsinniger Umfang des Einbezugs von Versicherungen angestrebt wird. An dieser Stelle ist anzumerken, dass es im Hinblick auf eine Minimierung von Transaktionskosten und Kosten der Risikoübernahme kaum sinnvoll sein wird, wenn vom ÜNB Versicherungen nicht mit Bezug zu den volkswirtschaftlich und aus Nachfragerperspektive relevanten Schäden sondern zur Abdeckung der potenziell an einen OWP-Betreiber zu leistenden Entschädigungszahlungen in Höhe der entgangenen Vergütung aus dem EEG abgeschlossen werden. Mit einer Versicherung gegen die Konsequenzen einer Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung werden ÜNB sich im Übrigen auch zumindest partiell gegen Maluszahlungen infolge der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen schützen können. Abschließend kann zur Frage des Abschlusses von Versicherungen durch ÜNB mit Bezug zur möglichen Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen und den diesbezüglichen Regelungen im EnWG festgehalten werden, dass Hinweise auf mögliche Defizite existieren und dass in diesem Zusammenhang weitere Analysen zu diesem Thema geboten sein dürften. Dabei sollte auch

---

<sup>99</sup> Im Rahmen der Evaluierung gemäß § 17i EnWG wurde dies allerdings versäumt. Vgl. BMWi (2016).

berücksichtigt werden, welche Aktivitäten von der BNetzA im Rahmen der ARegV-Regulierung im Hinblick auf einen sinnvollen Einbezug von Versicherungen vorgenommen werden bzw. vorgenommen werden sollten.

#### **MONITORING-ELEMENTE IM ANREIZREGIME UND DIESBEZÜGLICHE EXPLIZITE KOMPETENZUWEISUNG AN BNETZA**

Bestandteil des Anreizregimes für ÜNB zur Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen sind (gemäß § 17f Abs. 3 EnWG) auch Monitoring-Aktivitäten der BNetzA. So hat der ÜNB der BNetzA, im Fall der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung infolge einer Verzögerung bei der Realisierung oder einer Störung im Betrieb, ein Konzept mit Angaben dazu vorzulegen, wie er den Schaden zu beseitigen beabsichtigt. Die BNetzA hat dann das Recht, Änderungen an diesem Konzept zu verlangen. Vor dem Hintergrund der hohen Risiken hinsichtlich der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen und der Kontrahierungsprobleme bei der Risikozuordnung, auf welche im folgenden Abschnitt 4.2.3.3 noch eingegangen werden wird, dürfte es grundsätzlich sehr sinnvoll sein, auch Monitoring-Aktivitäten des Regulierers vorzusehen. In diesem Kontext stellt sich die Frage, ob Monitoring-Aktivitäten des Regulierers im Rahmen des Anreizregimes für ÜNB zur Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen nicht zu selten vorgesehen werden.

#### **4.2.3.3 Diskussion des institutionellen Design des mit den Haftungsregelungen im EnWG generierten Anreizregimes in Richtung der ÜNB**

In diesem Abschnitt wird das institutionelle Design des mit den Haftungsregelungen generierten Anreizregimes in Richtung der ÜNB untersucht, womit einhergehend Probleme bei der Anwendung dieses Anreizregimes in den Fokus der Analysen rücken, von denen im vorangegangenen Abschnitt 4.2.3.2 noch (von einzelnen Stellen abgesehen) abstrahiert worden war und die sich aus Wissensdefiziten und Anreizproblemen bei den involvierten Akteuren ergeben sowie mit Transaktionskosten in Verbindung stehen, die sich aus komplexen Interaktionsstrukturen und Kontrahierungsproblemen ergeben können.

#### **VERANTWORTLICHKEITEN UND VERFAHREN BEI DER ERMITTLUNG DES VERSCHULDENSUMFANGS EINES ÜNB HINSICHTLICH NICHT-VERFÜGBARKEIT EINER OFFSHORE-LEITUNG**

Bei der Anwendung des mit den Haftungsregelungen des EnWG implementierten Anreizregimes für ÜNB hinsichtlich der Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen ist es von zentraler Bedeutung in adäquater Weise die Frage des Verschuldensumfangs von ÜNB im Falle der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung einordnen zu können. In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass die im vorangegangenen Abschnitt 4.2.3.2 thematisierten Maluszahlungen de jure Entschädigungszahlungen darstellen, die vom ÜNB im Rahmen seiner Haftungsverantwortung an einen OWP-Betreiber zu leisten sind, dem im Falle der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung keine Vergütungszahlungen nach dem EEG zufließen. Allerdings erfolgt lediglich im Falle von Vorsatz des ÜNB im Hinblick auf die Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung aus diesen Maluszahlungen die komplette Entschädigung des OWP-Betreibers, wobei in diesem Fall die Maluszahlungen dann auch entsprechend hoch angesetzt sind. Ansonsten kann ein Großteil der Entschädigungszahlungen von dem ÜNB, dessen Leitung nicht verfügbar ist, unter Einbezug der anderen drei ÜNB auf sämtliche

Nachfrager verteilt werden. Hierzu wird zunächst (gemäß § 17f EnWG) ein „Belastungsausgleich“ genanntes Verfahren angewendet, mit dem diese Lasten, die zunächst vom betroffenen ÜNB getragen worden sind, über alle vier ÜNB hinweg verteilt werden und die diese dann an ihre jeweiligen Kunden weiterreichen.

Für die Entscheidung über den Verschuldensumfang eines ÜNB im Falle der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung sind der BNetzA – zumindest explizit und direkt – in den Haftungsregelungen des EnWG keine Kompetenzen zugewiesen. Im Bedarfsfall werden zivilrechtliche Wege zu beschreiten sein, um die Verschuldensfrage klären zu lassen. Laut Gesetz (§ 17f Abs. 2 S. 4 EnWG) ist zunächst stets davon auszugehen, dass grobe Fahrlässigkeit eines ÜNB vorliegt. Da ein OWP-Betreiber eine höhere Entschädigungszahlung erhält, wenn bei einem ÜNB Vorsatz vorliegt,<sup>100</sup> hat er im Zweifelsfall einen Anreiz, gerichtlich klären zu lassen, ob Vorsatz des ÜNB vorgelegen hat. Ansonsten wird ein OWP-Betreiber grundsätzlich keine Anreize haben, bei der Klärung der Verschuldensfrage eine gegen die Interessen des ÜNB gerichtete Position zu beziehen.

Der ÜNB, dessen Leitung von der Nicht-Verfügbarkeit betroffen ist, hat einen erheblichen Anreiz, dass er die Nicht-Verfügbarkeit nicht zu vertreten hat. Ansonsten wird er zumindest anstreben, dass er nur eine „Fahrlässigkeit, aber keine grobe Fahrlässigkeit“ zu verantworten hat. Im Falle eines gerichtlichen Verfahrens obliegt dem betroffenen ÜNB infolge der gesetzlichen Voreinstellung die Beweislast, das Nicht-Vertretenmüssen des Schadens oder das Vorliegen von „Fahrlässigkeit, aber keiner groben Fahrlässigkeit“ nachzuweisen. Bis zu einer potenziellen Klage besteht jedoch für die am Belastungsausgleich beteiligten vier ÜNB das Problem, dass sie von einem bestimmten Verschuldensgrad ausgehen müssen, um die Zahlungsströme im Rahmen des Belastungsausgleichs ermitteln zu können. Aus diesem Grund erscheint es plausibel anzunehmen, dass sich die ÜNB über die Verschuldensfrage im Regelfall gemeinsam im Rahmen des für die Umsetzung des Belastungsausgleichs vorgesehenen Verfahrens einigen werden, in dem die sogenannte „Offshore-Umlage“ festgelegt wird, mit dem die Sozialisierung von an den OWP-Betreiber geleisteten Entschädigungszahlungen über alle Nachfrager hinweg erfolgt. Laut Angaben von Sektorexperten wird dabei auch die BNetzA hinsichtlich ihrer Einschätzung der Verschuldensfrage konsultiert.

Zu hinterfragen ist, inwieweit die anderen drei ÜNB an einer umfassenden Prüfung des Verschuldensgrads des in den Schadensfall involvierten ÜNB und von dessen diesbezüglichen Entscheidungsvorschlägen interessiert sind, sofern auf sie im Kontext der Sozialisierung der Lasten in keinem Fall wirtschaftliche Nachteile zukommen werden und es im Übrigen für die vielfältigen Koordinationsaufgaben zwischen den ÜNB förderlich sein dürfte, wenn möglichst wenig Konflikte im Kreis der vier ÜNB bestehen. Es ist jedoch denkbar und könnte von ÜNB antizipiert werden, dass einzelne Kunden nicht nur gegen den ÜNB, dessen Leitung nicht verfügbar gewesen ist, sondern auch gegen die weiteren drei, an der Entscheidung über die Höhe der Offshore-Umlage beteiligten ÜNB gerichtlich vorgehen könnten, was u. U. gewisse Anreizwirkungen induzieren könnte. Im Rahmen einer Prüfung der Höhe der Offshore-Umlage durch die BNetzA, was mit etwa einem Jahr

---

<sup>100</sup> Und zwar nach § 17e Abs. 1 S. 4 EnWG 100% der EEG-Vergütung anstatt nur 90%.

Verzögerung erfolgt, wird dann indirekt wohl ebenfalls von dieser die Verschuldensfrage gestellt werden.

Die sich aus den Haftungsregelungen im EnWG ergebende Verantwortungszuordnung und der damit in Verbindung stehende dargestellte Prozess, der zur Klärung der Verschuldensfrage im Falle der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung gegebenenfalls bis zu einer Klage zu durchlaufen sein dürfte, dürfte mit den folgenden Defiziten einhergehen, die auch miteinander in Verbindung stehen:

- Bei der Klärung der Verschuldensfrage dürften hohe Transaktionskosten anfallen. Dies ist durch die Vielzahl an (potenziell) involvierten Akteuren zu erklären.
- Es existiert kein Akteur auf öffentlicher Seite, der – ähnlich wie die BNetzA als Regulierer im Rahmen der ARegV-Regulierung – im Zusammenhang mit der Wahrnehmung vielfältiger Aufgaben Wissen aufgebaut hat und gleichzeitig mit relativ großer Wahrscheinlichkeit an sachgemäßen Entscheidung bezüglich des Verschuldensumfangs interessiert ist. So dürfte derzeit zeitnah keine verbindliche Entscheidung von der BNetzA getroffen werden. Dies dürfte die Qualität der Entscheidungsfällung negativ beeinträchtigen.

Es erscheint vor diesem Hintergrund plausibel davon auszugehen, dass im Zusammenhang mit den Haftungsregelungen im EnWG aus Sicht der im Offshore-Bereich tätigen ÜNB neben dem regulatorischen Risiko auch noch ein spezielles juristisches Risiko hinsichtlich etwaiger zukünftiger Klagen vorliegt.

Die dargestellten Defizite zeigen an, dass Reformen hinsichtlich Verantwortlichkeiten und Verfahren bei der Ermittlung des Verschuldensumfangs eines ÜNB bei der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung in Erwägung gezogen werden sollten. Im Rahmen der Regulierung von Infrastrukturunternehmen kommt üblicherweise einem Regulierer die bedeutsame Rolle zu, ein Anreizregime, mit dem das Verhalten des regulierten Unternehmens im Sinne der Regulierungsziele beeinflusst werden soll, anzuwenden. Bei dieser Anwendung des Anreizregimes kontrolliert der Regulierer Aktivitäten und Outputs des regulierten Unternehmens und hat die Möglichkeit, im Rahmen der ihm zugesprochenen Kompetenzen das Unternehmen zu sanktionieren oder ihm Vorgaben bezüglich seiner Aktivitäten zu machen. Oftmals ist Regulierern auch explizit die Aufgabe zugewiesen, die Verfügbarkeit der von Unternehmen bereitgestellten Infrastrukturen zu überwachen. Im Kontext der ihm zugewiesenen Aufgaben baut der Regulierer Know-how auf und kann damit einhergehend Synergieeffekte erzielen, weil er dieses Wissen für verschiedene Aufgabe verwenden kann. Diese Erkenntnisse berücksichtigend, dürfte es sich anbieten, die für die Anwendung von ARegV und StromNEV (haupt-)verantwortliche BNetzA auch in die Regulierung im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen umfangreich zu involvieren.<sup>101</sup> In diesem Zusammenhang sollte im Hinblick auf eine Reduktion von Transaktionskosten außerdem in Erwägung gezogen

---

<sup>101</sup> Auch wenn eine Kompetenzzuweisung an die BNetzA in der dargestellten Weise die vermutlich vorzugswürdige Optionen darstellen dürfte, sollte auch die Alternative geprüft werden, relativ nah am Status Quo verbleibend Kompetenzen zur Prüfung von Verschuldensfragen hinsichtlich der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen durch ein spezielles, gesetzlich damit beauftragtes Gericht überprüfen zu lassen, das diesbezügliches Know-how zentral aufbaut.

werden, Fragen der Risikozuordnung und Haftung in erster Linie direkt zwischen Regulierer und ÜNB zu klären, und es sollte hinterfragt werden, welche Vorteile vorliegen, wenn dritte (private) Akteure und Marktteilnehmer in die Etablierung zentraler Anreizregime für ein reguliertes Unternehmen involviert werden.

#### **UMGANG MIT (KONTRAHIERUNGS-)PROBLEMEN BEI DER ERMITTLUNG DES VERSCHULDENSUMFANGS EINES ÜNB HINSICHTLICH NICHT-VERFÜGBARKEIT EINER OFFSHORE-LEITUNG**

Um die Risikoübertragung auf ÜNB zu begrenzen, ist es sicherlich sinnvoll, bei der Gestaltung eines Anreizregimes für ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen auch den Verschuldensumfang als Einflussfaktor auf die Höhe von Maluszahlungen zu berücksichtigen. Aufgrund dabei bestehender Kontrahierungsprobleme spricht weiterhin vieles dafür, auf bestehende Rechtsinstitutionen mit Bezug zur Verschuldensfrage (wie Vorsatz, Fahrlässigkeit, etc.) zurückzugreifen, da aufgrund des breit gestreuten Wissens bei deren Anwendung Transaktionskosten zumindest vergleichsweise gering sein werden.

Bei einer Weiterentwicklung des Anreizregimes für ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen sollten im Zusammenhang mit den bestehenden Kontrahierungsproblemen hinsichtlich der Verschuldensfrage die folgenden Überlegungen einfließen:

- Bei Vorliegen größerer Kontrahierungsprobleme führt eine hohe Anreizintensität tendenziell zu hohen Transaktionskosten. Dies wird ein Aspekt sein, der tendenziell eher für niedrige Maluszahlungen für ÜNB bei von diesen zu vertretener Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen spricht, wobei mit dieser allgemeinen Aussage keinerlei Wertung über die konkrete Höhe der derzeitigen Maluszahlungen verbunden ist, bezüglich derer bereits im vorangegangenen Abschnitt 4.2.3.2 weiterer Untersuchungsbedarf konstatiert worden ist.
- Im Falle von Kontrahierungsproblemen kann es sich anbieten, verstärkt Monitoring-Elemente (anstelle einer mehr oder weniger harten Anreizsetzung) in ein Anreizregime zu integrieren. Bei der Prüfung der Anwendung dieser allgemeinen Erkenntnis auf das Anreizregime für ÜNB hinsichtlich der Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen wäre auch zu berücksichtigen, dass – gemäß den Analysen im Abschnitt 4.2.2 – auch bei der ARegV-Regulierung eine Erhöhung der Monitoring-Aktivitäten der BNetzA empfohlen werden kann.
- Aufgrund der Schwierigkeit des Nachweises des Verschuldens gegenüber einem ÜNB, dessen Offshore-Leitung nicht verfügbar ist, sollte allerdings auch geprüft werden, ob eine sehr geringe Maluszahlung auch verschuldensunabhängig fällig werden sollte.

#### **4.2.3.4 Fazit sowie übergreifende ökonomische Einordnung und Kritik**

Es kann festgehalten werden, dass es grundsätzlich sinnvoll ist, dass mit den in den §§ 17e bis 17i EnWG implementierten Haftungsregelungen eine Haftungsbegrenzung für ÜNB für den Fall der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen geschaffen worden ist. Die Grundstruktur des Anreizregimes für ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen ist ebenfalls nicht zu kritisieren, so sind z. B. die (bereits erwähnte) umfangreiche Risikoübertragung auf die Konsumenten sowie die Verwendung von Schwellenwerten, ab denen die Bestrafungs- und damit Anreizintensität reduziert wird, positiv zu bewerten. Allerdings weist das Anreizregime für die



ÜNB auch einige Defizite auf, beispielsweise sollten in das Anreizregime Anreize für den ÜNB implementiert werden, Wartungszeiträume zu begrenzen. Im Hinblick auf eine Weiterentwicklung des Anreizregimes sollten jedoch noch diverse Fragen vertieft untersucht werden.

Als defizitär ist das institutionelle Design im Hinblick auf die Zuordnung von Verantwortlichkeiten und auf das Verfahren bei der Ermittlung des Verschuldensumfangs eines ÜNB hinsichtlich der Nicht-Verfügbarkeit einer Offshore-Leitung zu beurteilen. Es dürfte sinnvoll sein, der BNetzA eine gewichtige Rolle als Regulierer zuzuordnen und ihr umfangreiche Kompetenzen zu übertragen, wobei diesbezüglich auch noch ein vertiefter Prüfungsbedarf besteht. Damit einhergehend sollten auch grundsätzliche Fragen zur Gestaltung der Beziehungen zwischen den zentralen Akteuren (OWP-Betreiber, ÜNB, BNetzA als Regulierer) im Kontext der Haftungsregelungen und der damit einhergehenden Anreizregime gestellt werden.

Es gibt deutlich Hinweise darauf, dass Interdependenzen zwischen der ARegV-Regulierung, die ein Anreizregime mit Blick auf die Leistungserstellung etabliert, und den Haftungsregelungen im EnWG bislang nur unzureichend berücksichtigt werden. Es stellt sich z. B. die Frage, inwiefern derzeit für Unternehmen ein Anreiz besteht, auf eine ineffiziente Weise erhöhte Investitions- und Betriebskosten in Kauf zu nehmen, um die Gefahr von Nicht-Verfügbarkeiten von Offshore-Leitungen zu minimieren. Dies weist auf die Aufgabe hin, bei Weiterentwicklungen und Reformen der Regulierung im Offshore-Bereich eine bei einer Gesamtbetrachtung in sich konsistente Regulierung anzustreben, welche die Anreizregime im Hinblick auf die Erreichung von Kosteneffizienz bei der Leistungserbringung zum einen sowie im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit von Leitungen zum anderen sinnvoll aufeinander abstimmt und miteinander verbindet.

#### **4.2.4 Projektgesellschaften als Lösung zum Umgang mit etwaigen Klumpenrisiken im Offshore-Bereich**

Zur Finanzierung der Aktivitäten der vier ÜNB wurde bislang stets auf eine Unternehmensfinanzierung zurückgegriffen. Im Offshore-Bereich hat sich TenneT jedoch zur Finanzierung der OWP-Anbindungen in der Nordsee für Projektgesellschaften entschieden, in die auch externe EK-Geber einbezogen werden.<sup>102</sup> In diesem Abschnitt soll kurz beleuchtet werden, welche Rationalität ein derartiges Vorgehen aus Sicht des ÜNB im Allgemeinen bzw. aus Sicht von TenneT im Speziellen haben kann und inwiefern dieses Vorgehen einen Einfluss auf die Regulierung besitzt bzw. bei der Regulierung berücksichtigt werden sollte.

Die Anbindung von OWP in der Nordsee weist – wie in Abschnitt 4.2.1 dargestellt – ein hohes technisches Risiko auf. Da die Kosten jedoch – zumindest derzeit – im Rahmen der Investitionsmaßnahmen an die Nachfrager durchgereicht werden, hat das Risiko für die ÜNB lediglich über die Haftungsregelungen eine Auswirkung. Von Bedeutung ist darüber hinaus insbesondere auch das regulatorische Risiko, welches sich aus Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung

---

<sup>102</sup> Vgl. hierzu die Pressemitteilungen von TenneT vom 17.02.2014 (abgerufen im Internet am 26.02.2014 unter [http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=52&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=1182](http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=52&tx_ttnews[tt_news]=1182)) und vom 16.01.2013 (abgerufen im Internet am 20.01.2016 unter <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/tennet-und-mitsubishi-corporation-investieren-gemeinsam-in-vier-offshore-netzanbindungen-in-deutschl.html>).

der Regulierung von OWP-Anbindungen, u. a. den Einsatz von Effizienzvergleichsverfahren betreffend, ergibt. Anzumerken ist, dass es im Kontext der vielfältigen technischen (und weiteren) Realisierungs- und Betriebsrisiken im Offshore-Bereich, die auch mit den geringen Erfahrungen bei der Realisierung von Offshore-Leitungen, insbesondere Offshore-DC-Leitungen, in Verbindung stehen, schwierig sein wird, regulatorisches Risiko sehr gering zu halten; was wohl am ehesten dann gelingen könnte, wenn das oben diskutierte Monitoring etabliert wird.

In Kombination mit dem speziell bei TenneT sehr hohen Investitionsvolumen offshore<sup>103</sup> führt das regulatorische Risiko zu einem möglichen Klumpenrisiko-Problem und somit zu einer möglichen Hemmung von Investitionen. Eine Möglichkeit zur Lösung dieses Problems stellt der Einbezug neuer EK-Geber dar, wodurch das Risiko auf mehrere Akteure gestreut wird.<sup>104</sup> Auch wenn unter der derzeitigen Regulierung Finanzierungsprobleme nach BECKERS ET AL. (2014) eher nicht zu erwarten sind, schien TenneT eine Erhöhung der Streuung des Risikos durch Einbezug neuer externer EK-Geber mittels Projektgesellschaften sinnvoll. Ob dieser Schritt allerdings (allein) auf ein Klumpenrisiko-Problem zurückzuführen ist oder (auch) auf andere Beweggründe des niederländischen Staats als Eigentümer von TenneT kann nicht beurteilt werden.<sup>105</sup>

Unabhängig davon ist festzustellen, dass aus regulatorischer Sicht der Rückgriff auf Projektgesellschaften im Lichte des dieser Studie zugrunde liegenden Zielsystems negativ zu beurteilen ist. So erhöht sich zunächst der Regulierungsaufwand im Falle einer Festlegung eigener Erlösobergrenzen für die einzelnen Projektgesellschaften und auch die Sicherheitsaufschläge dürften in der Summe bei mehreren (Projekt-)Gesellschaften absolut höher sein als bei einem integrierten Unternehmen. Weiterhin ist bei einer etwaigen Vermaschung der OWP-Anbindungen zu einem Offshore-Netz zu bedenken, dass bei vielen unterschiedlichen Eigentümern in den einzelnen Projektgesellschaften die Abstimmungs- und Einigungsprozesse mit höheren Transaktionskosten verbunden sein werden. Insofern sollte der Regulierer das Recht besitzen, sich von einem ÜNB über die geplante Nutzung derartiger (Projekt-)Finanzierungsstrategien ex ante informieren zu lassen sowie gegebenenfalls auf die Gestaltung derartiger Projekt- und Finanzierungsstrukturen Einfluss zu nehmen oder deren Anwendung sogar zu verbieten. Derzeit besitzt die BNetzA derartige Rechte jedoch wohl nicht bzw. möglicherweise nicht in einem ausreichenden Ausmaß.

#### **4.2.5 Übergreifende Kritik und Vorgehen bei einer Reform der Regulierung der OWP-Anbindungen**

Die Analysen in den vorstehenden Abschnitten haben aufgezeigt, dass die Regulierung im Offshore-Bereich nie eigenständig und über die verschiedenen regulatorischen Aufgabenbereiche hinweg durchdacht worden ist. In diesem Kontext ist es nicht verwunderlich, dass trotz einzelner sinnvoller Ansätze bei einer Gesamtbetrachtung die Regulierung als sehr suboptimal einzuordnen ist.

---

<sup>103</sup> Gemäß dem 50HERTZ ET AL. (2015b, S. 46) dürfte das Offshore-Investitionsvolumen im Szenario B bis 2025 bei TenneT ca. 8-9 Mrd. € betragen.

<sup>104</sup> Alternativ wäre natürlich auch eine Erhöhung der zugestandenen Rendite durch den Regulierer möglich, wenn beispielsweise eine verstärkte Streuung nicht gewünscht ist.

<sup>105</sup> Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 51-62).

Vor dem Hintergrund des hohen Investitionsvolumens, das die in Realisierung befindlichen und zur Realisierung anstehenden Projekte im Offshore-Bereich aufweisen, ist zu empfehlen, dass kurzfristig eine Regulierungsreform gestartet wird. Vorstehend in diesem Abschnitt 4.2 abgeleitete (Reform-)Vorschläge sollten den Kern einer derartigen Regulierungsreform darstellen. Gleichwohl wären bezüglich diverser Aspekte einer Regulierungsreform – wie vorstehend in diesem Abschnitt 4.2 dargestellt – noch vertiefte Analysen von der BNetzA durchzuführen. Dabei wäre auch umfangreich zu prüfen, wie eine Überleitung der schon realisierten sowie der bereits in einem fortgeschrittenen Planungs- und Realisierungsstadium befindlichen Projekte in eine reformierte Regulierung erfolgen sollte.

### **4.3 Regulierung der Onshore-DC-Leitungen**

Die Regulierung der Onshore-DC-Leitungen nach der ARegV weist gewisse Ähnlichkeiten mit dem Offshore-Bereich auf. Die ÜNB können für die anstehenden Investitionen das (Sonder-)Regime der Investitionsmaßnahmen nutzen. Noch nicht geklärt ist laut Sektorexperten, ob die Vorhaben nach Auslaufen der Investitionsmaßnahmen in das im Onshore-AC-Bereich übliche Regime übergehen, bei dem es einen Effizienzvergleich gibt. Insofern wird auch unklar sein, ob es gegebenenfalls eine (andere) nachträgliche Form der Kostenprüfung analog zum derzeitigen Vorgehen mit dem internationalen Effizienzvergleich beim AC-Onshore-Netz geben wird.

Ferner praktiziert die BNetzA bei den Onshore-DC-Leitungen – wie auch bei den Offshore-Vorhaben – derzeit wohl kein Monitoring der Procurementplanungen und -aktivitäten in Richtung der Zulieferer der DC-Leitungen. Da ebenfalls keine Anreizsetzung zur Steigerung der Kosteneffizienz vorgenommen wird, muss angenommen werden, dass dieses Ziel nur unzureichend erreicht wird. Eine Reform der Regulierung der Onshore-DC-Leitungen ist insofern zu empfehlen, wobei folgende Charakteristika von Onshore-DC-Leitungen zu berücksichtigen sind: Onshore-DC-Leitungen existieren in der Praxis in erheblich geringerer Anzahl als Onshore-AC-Leitungen und damit einhergehend ist das diesbezügliche Wissen auch nicht so breit gestreut. Allerdings existieren mit Onshore-DC-Leitungen viel mehr Erfahrungen als mit OWP-Anbindungen über DC-Leitungen. Zudem gehen Onshore-DC-Leitungen sowohl bei der Durchführung der Baumaßnahme als auch im Betrieb mit weniger unbeeinflussbaren Risiken als Offshore-DC-Leitungen einher. Insgesamt bietet es sich aufgrund der derzeit wahrscheinlich bestehenden Schwierigkeiten bei einer etwaigen Vergütungsgrenzenermittlung aufgrund von Datenproblemen und nicht hinreichendem Input-Wissen an, in frühen Phasen der Verwendung von Onshore-DC-Leitungen in einem AC-Stromübertragungsnetz bei der Regulierung ein größeres Gewicht auf Monitoring als auf Anreizsetzung zu legen. Die BNetzA sollte insofern Monitoring-Aktivitäten starten bzw. verstärken. Ähnlich wie bei Offshore-Leitungen dürfte es sinnvoll sein, dass die BNetzA Procurement-Maßnahmen von ÜNB in Richtung der Zulieferer begleitet. Damit einhergehend würde die BNetzA auch Know-how aufbauen, was im Vergleich zum Offshore-Bereich vermutlich schneller gelingen würde. In Zusammenhang mit den im Vergleich zum Offshore-Bereich deutlich geringeren unbeeinflussbaren technischen (und weiteren) Realisierungs- und Betriebsrisiken für die ÜNB ist dann u. U. mittelfristig auch eine stärkere Anreizsetzung im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung denkbar. Dabei könnte zur Ermittlung der Vergütungsgrenze gegebenenfalls weiterhin auf die Ausschreibungsergebnisse oder aber auf eine inputbasierte

Kalkulation zurückgegriffen werden. Outputbasierte Methoden werden hingegen – zumindest auf mittlere Sicht, aber gegebenenfalls auch langfristig – aufgrund einer geringen Zahl von Vergleichsobjekten kaum sinnvoll einsetzbar sein. Bei einem Übergang zu einer differenzierten Anreizregulierung dürften allerdings Risikoteilungsregelungen Festpreisvorgaben vorzuziehen sein. In diesem Kontext besteht für den Regulierer die Möglichkeit, Zielpreise auf Basis inputbasierter Kalkulationen festzulegen und dann im Rahmen der Risikoteilung, die sich aus Ausschreibungen und etwaigen Nachverhandlungen ergebenden Kosten zu berücksichtigen bzw. aufzuteilen.

Aufgrund des hohen Investitionsvolumens, das die zur Realisierung anstehenden Projekte bei den Onshore-DC-Leitungen aufweisen, ist auch hier zu empfehlen, dass kurzfristig eine Regulierungsreform erfolgt.

## 5 Fazit und Diskussion von Umsetzungsaspekten

Die Infrastrukturregulierung, die im Wesentlichen auf der ARegV basiert und im Offshore-Bereich durch die Haftungsregelungen in den §§ 17e - 17i EnWG ergänzt wird, beeinflusst in zentraler Weise, ob das Ziel der Kosteneffizienz aus Sicht der Nachfrager erreicht wird.

### **EINFLUSS DER REGULIERUNG AUF DIE KOSTENEFFIZIENZ UND REFORMBEDARF**

Die derzeitige Regulierung ist im Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz als verbesserungswürdig einzustufen. Durch die aktuelle Ausgestaltung werden umfangreiche Fehlanreize etabliert, die im Übrigen den Grundgedanken einer TOTEX-Anreizregulierung zum Teil diametral entgegenstehen, welche ursprünglich Vorbild für die ARegV-Regulierung sein sollte.

Bei der Regulierung sollten grundsätzlich die Komplexität und damit einhergehend das regulatorische Risiko reduziert sowie die Transparenz erhöht werden. Einhergehend mit der Etablierung von sinnvolleren differenzierten Anreizen könnten auf diese Weise auch Kapitalkosten gesenkt werden. Dabei bietet es sich an, nicht nur zielgerichtet Anreize zu etablieren, sondern damit einhergehend auch Haftungsrisiken zu begrenzen. Ferner sollten der Umfang der gesetzlich vorgegeben Details des Anreizregimes reduziert und in diesem Zusammenhang der BNetzA als Regulierer mehr Kompetenzen bei der Ausgestaltung der Regulierung im Hinblick auf die Erreichung der politisch vorgegebenen Ziele gegeben werden. In diesem Zusammenhang steigt die Rationalität dafür (weiter) an, dass die BNetzA ihre Pläne und Entscheidungen ökonomisch fundiert darlegt und transparent kommuniziert. Im Einzelnen sind die folgenden Weiterentwicklungen der Regulierung zu empfehlen:

- Für das Onshore-AC-Netz ist ein Übergang zu einer differenzierten Anreizregulierung zu empfehlen, bei der beispielsweise größere Kapazitätserweiterungsmaßnahmen, größere Erhaltungs- und Umbaumaßnahmen, kleinere Erhaltungsmaßnahmen, die Betriebsführung, die Netzplanung sowie weitere verwaltungstechnische Aufgabenbereiche separiert werden. Für diese unterschiedlichen Leistungsbereiche können dann auch unterschiedliche Anreizregime etabliert werden, wobei Risikoteilungsmechanismen / Zielpreise berücksichtigt werden sollten. Zudem ist eine Differenzierung der Kapitalkosten zwischen verschiedenen Leistungsbereichen bzw. Investitionen sowie insbesondere für Anlagen im Bau und im Bestand zu empfehlen. Letztendlich können durch eine entsprechende Ausgestaltung der differenzierten Anreizregulierung die Kapitalkosten und eventuell die Sicherheitsaufschläge reduziert werden und so zu einer besseren Erreichung des Ziels der Kosteneffizienz aus Nachfragersicht führen.
- Die Regulierung der Offshore-Netzanbindungen sollte grundlegend neu durchdacht und überarbeitet werden. Dabei ist umfangreich die Gestaltung der Beziehung zwischen ÜNB und Herstellern der Anbindungsleitungen zu berücksichtigen. Vor dem Hintergrund des im Offshore-Bereich bislang wenig verbreiteten Wissens hinsichtlich Technologie und Kostenstrukturen sowie der sehr hohen technischen (und weiteren) Realisierungs- und Betriebsrisiken sollte der Regulierer verstärkte Monitoringrechte und Vorgabemöglichkeiten bei den Procurement-Prozessen in Richtung der Hersteller des ÜNB erhalten (u. a. hinsichtlich Ausschreibungs- und Vertragsdesign, Vertragsmanagement und

Nachverhandlungen). Darüber hinaus sollte er sich – wie z. T. bereits geschehen – auch weiterhin bei Fragen des Wissensmanagements und der Standardisierung beteiligen bzw. (natürlich unter der Voraussetzung, dass beim Regulierer ausreichendes Wissen vorhanden ist) auch Vorgaben machen.

Die Anreizregime für ÜNB im Hinblick auf die Kosten der Leistungserbringung und bezüglich der Gewährleistung der Verfügbarkeit der Offshore-Leitungen sollten zukünftig aufeinander abgestimmt sein. Auch beim Anreizregime im Hinblick auf die Gewährleistung der Verfügbarkeit der Offshore-Leitungen besteht umfangreicher Reformbedarf. Vor dem Hintergrund, dass bei der Finanzierung der OWP-Anbindungen der Rückgriff von TenneT auf Projektgesellschaften, an denen externe EK-Geber beteiligt werden, auch mit Nachteilen einhergeht, sollte der Regulierer Zustimmungs- bzw. Ablehnungskompetenzen hinsichtlich von Aufsplittungen und Zusammenschlüssen bei den ÜNB erhalten, wobei dieser Vorschlag einer weitergehenden Untersuchung aus rechtlicher Sicht bedarf.

- Bei den Onshore-HGÜ-Leitungen ist analog zum Offshore-Bereich (zumindest zunächst) ein Monitoring der Ausschreibungen der ÜNB in Richtung der Hersteller durch die BNetzA zu empfehlen. Zukünftig wäre in Verbindung mit einem gewissen Wissensaufbau auf Seiten der BNetzA, der im Vergleich zum Offshore-Bereich vermutlich schneller gelingen würde, und den im Vergleich zum Offshore-Bereich deutlich geringeren unbeeinflussbaren technischen sowie Realisierungs- und Betriebsrisiken für die ÜNB eine stärkere Anreizsetzung denkbar.

#### **UMSETZUNGSASPEKTE HINSICHTLICH EINER REGULIERUNGSREFORM**

Diese Vorschläge für eine Reform der Regulierung sind vor dem Hintergrund des bestehenden (Sektor-)Wissens grundsätzlich – von politischen Durchsetzungskosten hinsichtlich des gesetzlichen Anpassungsbedarfs erst einmal abstrahierend – recht unkompliziert umsetzbar und könnten im Hinblick auf die Umsetzung zur Regulierungsperiode 2019-2023 beschlossen werden. Für größere Kapazitätserweiterungsmaßnahmen und dabei insbesondere die Offshore-Leitungen und die Onshore-DC-Leitungen dürfte es sich anbieten, schon vorgezogen das Regulierungsverfahren zu reformieren. Dies ist auch dadurch begründet, dass dabei für bereits gebundenes Kapital (also das Bestandsnetz) nicht in das bestehende Regulierungssystem eingegriffen wird und bei Neuinvestitionen zunächst bis 2018 eine separate regulatorische Behandlung unkompliziert umsetzbar ist, die dann auch schon mit Blick auf eine Integration in das ab 2019 gültige Regulierungsverfahren konzipiert werden kann, was die Transaktionskosten von Modifikationen bei der Regulierung gering hält. Möglicherweise wäre eine derartige Reform zum Teil auch bereits unter Rückgriff auf die in § 23 Abs 5 S. 2 und S. 3 ARegV verortete Option für den Regulierer, spezielle Anreizregime im Rahmen von Investitionsmaßnahmen zu etablieren, umsetzbar, ohne dass es gesetzlicher Anpassungen bedarf.

Bei einer Reform der Regulierung besteht stets die Gefahr eines Widerstands von den derzeitigen ÜNB. Bei einem Wechsel zu einer differenzierten Anreizregulierung wird sich der Widerstand vermutlich insbesondere aufgrund von geringeren, zugestanden Renditen für die Bestandsanlagen ergeben und könnte sich während der Diskussionsphase über die Regulierungsreform auch in einer Drohung mit Investitionszurückhaltung äußern. Da bei einer differenzierten Anreizregulierung die

Investitionsanreize für Neuanlagen aufgrund der Kapitalkostendifferenzierung grundsätzlich recht hoch sind, wäre eine Investitionszurückhaltung bzw. eine Drohung mit einer Investitionszurückhaltung allenfalls während der Diskussionsphase über eine Regulierungsreform zu erwarten, aber nicht mehr nach Beschluss der Regulierungsreform. Aufgrund der im Rahmen einer differenzierten Anreizregulierung erhöhten Investitionsanreize für Neuanlagen ist eine derartige Reform somit auch kompatibel mit der Energiewende, bei der wahrscheinlich auch mittel- bis langfristig noch mit erheblichem Investitionsbedarf im Bereich des Übertragungsnetzes zu rechnen ist.

Im Kontext hoher politischer Zeitopportunitätskosten aufgrund diverser anderer energiepolitischer Herausforderungen im Rahmen der Energiewende könnte in Erwägung gezogen werden, mit einer umfangreichen Regulierungsreform kurzfristig noch zu warten und zunächst vornehmlich eine Verbesserung der realwirtschaftlichen (Anreiz-)Wirkungen für den Bereich der größeren Neuinvestitionsvorhaben anzustreben, aber die aufgrund des veränderten Risikoprofils durchaus angemessene Anpassung von Renditen zunächst nicht im vollumfänglich möglichen bzw. gebotenen Umfang vorzunehmen. Mittelfristig sollten dann jedoch die legitimen Anforderungen der Konsumenten an die Regulierung durch risikoadäquate Anpassungen von Renditen, insbesondere beim Bestandsnetz, angegangen werden.

Abschließend ist anzumerken, dass im Rahmen dieser Studie die Analyse der Regulierung im Allgemeinen und die der derzeitigen Regulierung der ÜNB im Speziellen nur einen begrenzten Umfang aufweisen können. Insofern werden – gerade vor etwaigen Reformen der Regulierung auf Basis von Ergebnissen aus dieser Studie – noch weitere Untersuchungen erforderlich sein.

## Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2013a):** Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen im Internet am 16.08.2013 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>.
- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2013b):** Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen im Internet am 16.08.2013 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/offshore-netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>.
- 50Hertz / Amprion /TenneT TSO / TransnetBW (2015a):** Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen im Internet am 08.01.2016 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-erster-entwurf>.
- 50Hertz / Amprion /TenneT TSO / TransnetBW (2015b):** Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen im Internet am 08.01.2016 unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/offshore-netzentwicklungsplan-2025-version-2015-erster-entwurf>.
- Ackermann, T. / Orths, A. / Rudion, K. (2012):** Transmission Systems for Offshore Wind Power Plants and Operation Planning Strategies for Offshore Power Systems, in: Ackerman, T. (Hrsg.): Wind Power in Power Systems, 2. Auflage, Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
- Arrow, K.J. / Lind, R.C. (1970):** Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions, in: American Economic Review, Vol. 60, No. 3, S. 364-378.
- Beckers, T. / Klatt, J.P. (2008):** Potenziale und Erfolgsfaktoren des PPP-Ansatzes, Studie im Auftrag der Initiative Finanzstandort Deutschland (IFD).
- Beckers, T. / Klatt, J.P. / Corneo, G. / Mühlkamp, H. (2009):** Zeitliche Homogenisierung und Berücksichtigung von Risiko im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen, Endbericht zu dem Projekt „Übertragbarkeit der klassischen betriebswirtschaftlichen Methoden zur Festlegung von Diskontierungszinssätzen bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen auf die öffentliche Verwaltung“ im Auftrag des Bundesrechnungshofs.
- 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).
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. / Kühling, J. / Hertel, W. / Schäfer, D. (2014):** Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der



Übertragungsnetze in Deutschland“, abgerufen im Internet am 21.07.2014 unter [www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip\\_et\\_al\\_2014-afuen\\_gutachten-v50.pdf](http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf).

**Beckers, T. / Lenz, A-K. / Bieschke, N. / Heurich, J. / Wallbrecht, A. (2016a):** Eine (institutionen-)ökonomische Analyse von zentralen Ausgestaltungsfragen bei der Infrastrukturregulierung und von idealtypischen Regulierungsverfahren, Studie im Rahmen des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts EE-Netz.

**Beckers, T. / Lenz, A-K. / Bieschke, N. / Heurich, J. / Hoffrichter, A. / Wallbrecht, A. (2016b):** Bedeutung und Ermittlung von Kapitalkosten im Rahmen der Infrastrukturregulierung, Studie im Rahmen des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts EE-Netz.

**Behr, P. / Fehner, S. / Feuß, S. (2013):** Netzanbindung von Offshore-Windparks in Deutschland – Untersuchung von Aspekten der Koordination, Regulierung und Risikoallokation im Rahmen eines Studienprojektes; Endbericht zu einem am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin durchgeführten studentischen Projekt, unveröffentlicht.

**Benedettini, S. / Pontoni, F. (2013):** Italian regulation of electricity distribution and its impact on efficiency, investments and innovation – a qualitative assessment, in: Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 14, No. 4, S. 365-384.

**BNetzA – Bundesnetzagentur (2011):** Beschluss hinsichtlich der Festlegung von abweichenden Betriebskostenpauschalen für Offshore-Anlagen für Betreiber von Übertragungsnetzen bei der Genehmigung der Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV, BK4-11-026.

**BNetzA – Bundesnetzagentur (2012):** Festlegung zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten, BK4-12-656.

**BNetzA – Bundesnetzagentur (2015a):** Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, abgerufen im Internet am 21.01.2015 unter [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV\\_Evaluierungsbericht\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

**BNetzA – Bundesnetzagentur (2015b):** Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV; abgerufen im Internet am 18.01.2016 unter [www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4\\_72\\_Investitionsmassnahmen/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden%20zu%20Investitionsbudgetantraegen\\_Strom\\_und\\_Gas\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_72_Investitionsmassnahmen/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden%20zu%20Investitionsbudgetantraegen_Strom_und_Gas_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2).

**BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016):** Evaluierungsbericht gemäß § 17i EnWG.

**Broemel, R. (2015):** Haftungsbegrenzung pro Schadensereignis bei der Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See, in: EnWZ 5/2015, S. 213-217.

**Brunekreeft, G. / Meyer, R. (2011):** Regulation and Regulatory Risk in the Face of Large Transmission Investment, in: Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 12, No. 2, S.155-172.

- Brunekreeft, G. (2012):** On the role of international benchmarking of electricity transmission system operators facing significant investment requirements, in: *Competition and Regulation in Network Industries*, Volume 14, No. 1, S. 2-23.
- Crew, M. A. / Parker, D. (2006):** Development in the theory and practice of regulatory economics, in: Crew, M.A. / Parker, D. (Hrsg.): *International Handbook on Economic Regulation*, Cheltenham / Northampton (MA): Edward Elgar Publishing, S. 1-33.
- Eisenhardt, K. M. (1985):** Control: Organizational and Economic Approaches, in: *Management Science*, Vol. 31, No. 2, S. 134-149.
- Eisenhardt, K. M. (1989):** Agency Theory: An Assessment and Review, in: *Academy of Management Review*, Vol. 14 No. 1, S. 57-74.
- Dehmel, F. (2011):** Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen – Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Dissertationsschrift an der Katholische Universität Eichstätt-Ingolstadt, abgerufen im Internet am 26.06.2012 unter [https://opus4.kobv.de/opus4-ku-eichstaett/files/47/Anreizregulierung\\_StromUeNB\\_FDDehmel.pdf](https://opus4.kobv.de/opus4-ku-eichstaett/files/47/Anreizregulierung_StromUeNB_FDDehmel.pdf).
- Deutscher Bundestag (2012):** Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung (Drucksachen 17/10754, 17/11269), Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Drucksache 17/11705.
- Eisenbast, W. (2011):** Investitionsanreize bei der Regulierung der Energieinfrastruktur, in: *Wirtschaftsdienst: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, Jg. 91, Heft 11, S. 784-791.
- Ergas, H. / Hornby, J. / Little, I. / Small, J. (2001):** Regulatory Risk, Paper prepared for the ACCC Regulation and Investment Conference, Manly, 26-27 March 2001.
- EY (2013):** Mapping power and utilities regulation in Europe, abgerufen im Internet am 16.01.2014 unter [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping\\_power\\_and\\_utilities\\_regulation\\_in\\_Europe/\\$FILE/Mapping\\_power\\_and\\_utilities\\_regulation\\_in\\_Europe\\_DX0181.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf).
- Frontier / Consentec / Sumicsid (2013):** E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study. A Report for European Regulators. abgerufen im Internet am 02.11.2013 unter [http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Frontier-Sumicsid-Consentec\\_e3grid2012-European%20TSO%20Benchmarking%20Study-final%20report\\_25%2007%202013.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Frontier-Sumicsid-Consentec_e3grid2012-European%20TSO%20Benchmarking%20Study-final%20report_25%2007%202013.pdf).
- Glachant, J. M. / Sagan, M. / Rious, V. / Douguet, S. (2013):** Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes, Research Report im Auftrag von TenneT.
- Goldberg, V.P. (1976):** Regulation and administered contracts, in: *The Bell Journal*, Vol. 7, No. 2, S. 426-448.
- Guthrie, G. (2006):** Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment, in: *Journal of Economic Literature*, Vol. 44, No. 4, S. 925-972.
- Haney, A.B. / Pollitt, M.G. (2013):** International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice?, in: *Energy Policy*, Vol. 62, S. 267-281.
- Hart, O. (2003):** Incomplete Contracts and Public Ownership, in: *The Economic Journal*, Vol. 113, No. 486, S. C69-C76.

- Helm, D. (2003):** Whither water regulation, in: D. R. Helm (Hrsg.): Water, Sustainability and Regulation, Oxford: Oxera Press, S.1-12.
- Helm, D. (2009):** Utility regulation, the RAB and the cost of capital, Working Paper, abgerufen im Internet am 20.03.2013 unter [http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Helm\\_CC\\_060509.pdf](http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Helm_CC_060509.pdf).
- Joskow, P. L. (2014):** Incentive Regulation in Theory and Practice – Electricity Distribution and Transmission Networks, in: Rose, N. (Hrsg.): Economic regulation and its reform - What Have We Learned?, Chicago [u.a.O.]: University of Chicago Press.
- Klatt, J. P. (2011):** Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Wettbewerb und Regulierung von Märkten und Unternehmen, Baden-Baden: Nomos.
- Laffont, J.-J. / Tirole, J. (2002):** A theory of incentives in procurement and regulation, Cambridge (Massachusetts), 5. Auflage, London: MIT Press.
- Lowry, M.N. / Getachew, L. (2009):** Statistical benchmarking in utility regulation: Role, standards and methods, in: Energy Policy, Vol. 37, S. 1323-1330.
- McAfee, R. P. / McMillan, J. (1988):** Incentives in Government Contracting, Toronto, Buffalo, London: University of Toronto Press.
- Milgrom, P. / Roberts, J. (1992):** Economics, Organization & Management, New Jersey: Prentice Hall.
- Müller, C. / Growitsch, C. / Wissner, M. (2010):** Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 349.
- Ofgem (2012):** RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas – Cost assessment and uncertainty Supporting Document, abgerufen im Internet am 09.12.2015 unter [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/12/3\\_riiot1\\_fp\\_uncertainty\\_dec12.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/12/3_riiot1_fp_uncertainty_dec12.pdf).
- PricewaterhouseCoopers (2012):** Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft – Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage, Freiburg / München: Haufe Gruppe.
- Shleifer, A. (1985):** A Theory of Yardstick Competition, in: The RAND Journal of Economics, Vol. 16, No. 3, S. 319-327.
- Shuttleworth, G. (2005):** Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation, in: Utilities Policy, Vol. 13, S. 310-317.
- Simmons-Süer, B. / Atukeren, E. / Busch, C. (2011):** Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage: Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt, Studie im Auftrag der Economiesuisse, KOF Studien, No. 26, abgerufen im Internet am 10.03.2014 unter <http://hdl.handle.net/10419/54689>.
- Weitzman, M. (1976):** The new Soviet incentive model, in: Bell Journal of Economics, Vol. 7, S. 251-257.

**Weyman-Jones, T. (2013):** The e3grid2012 project of the Council of European Energy Regulators (CEER), Report to National Grid, Version vom 01.07.2013.

**Williamson, O. E. (1976):** Franchise bidding for natural monopolies – in general and with respect to CATV, in: Bell Journal of Economics, Vol. 7, No. 1, S. 73-104.